

# Emissionssituation 2021 und 2022 im nationalen Emissionshandel (nEHS)

## Erster Auswertungsbericht



## Impressum

### Herausgeber

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt)

im Umweltbundesamt

City Campus

Haus 3, Eingang 3A

Buchholzweg 8

13627 Berlin

Telefon: +49 (0) 30 89 03-50 80

Telefax: +49 (0) 30 89 03-50 10

[nationaler-emissionshandel@dehst.de](mailto:nationaler-emissionshandel@dehst.de)

Internet: [www.dehst.de](http://www.dehst.de)

Stand: Februar 2024

Redaktion: Fachgebiet V 3.3 (Paula Müller/Sonja Lange)

Bildnachweis Titelbild: © tadamichi – stock.adobe.com

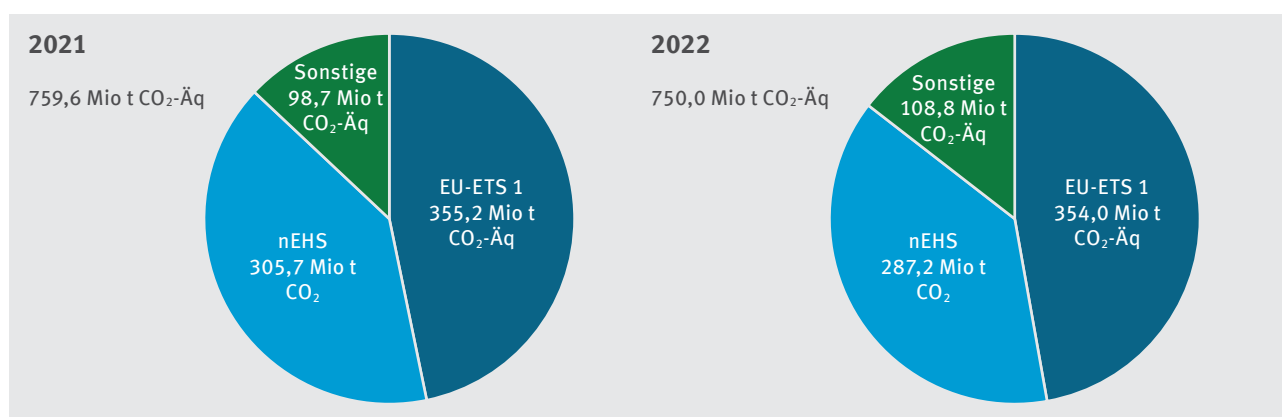
## Zusammenfassung

Der nationale Emissionshandel (nEHS) startete Anfang des Jahres 2021 in Deutschland und bepreist CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Brennstoffen in den Bereichen außerhalb des bestehenden Europäischen Emissionshandels (EU-ETS 1), insbesondere in den Sektoren Wärme und Verkehr. Rechtsgrundlage für den nEHS ist das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG). Es verpflichtet die BEHG-Verantwortlichen, wie zum Beispiel Gaslieferanten, über die von ihnen in Verkehr gebrachten Brennstoffmengen und -emissionen zu berichten und in entsprechender Höhe nationale Emissionszertifikate (nEZ) abzugeben. Die damit verbundenen Kosten werden entlang der Lieferketten in Form von höheren Brennstoffpreisen an die Endverbraucher weitergegeben. Die damit verbundene Lenkungswirkung hin zu emissionsarmen Alternativen in den Bereichen Wärme und Verkehr leistet einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der deutschen Klimaziele. Der vorliegende Bericht ist der erste Auswertungsbericht zur Emissionssituation im nEHS. Er umfasst die Emissionssituation der ersten beiden Jahre 2021 und 2022.

### Einordnung der Emissionen im nationalen Emissionshandel in die deutschen Gesamtemissionen

Auf Basis der Abgabemenge von Emissionszertifikaten im nEHS-Register liegen die Emissionen im nEHS für 2022 bei 288,5 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>. Das sind knapp 5,9 Prozent weniger als im Jahr zuvor (306,5 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>). Die Emissionen für die deutschen Anlagen im EU-ETS 1 liegen für 2022 bei rund 354 Millionen Tonnen Kohlendioxid-Äquivalente (CO<sub>2</sub>-Äq). Im Vergleich zu 2021 blieben die Emissionen im EU-ETS 1 nahezu unverändert, sodass der Emissionsrückgang im Anwendungsbereich des BEHG deutlich überproportional ausfiel. Verglichen mit den gesamten deutschen Treibhausgasemissionen, die 2022 rund 750 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äq entsprachen, liegt der Anteil des nEHS bei rund 38,3 Prozent, der Anteil des EU-ETS 1 liegt bei 47,2 Prozent. Insgesamt unterlagen im Jahr 2022 somit rund 85,5 Prozent der deutschen Gesamtemissionen einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung durch den EU-ETS 1 oder den nEHS. Nicht erfasst sind insbesondere Emissionen der Landwirtschaft, die vorwiegend durch Tierhaltung (Methanemissionen) und Stickstoffdüngung der Böden (Lachgasemissionen) entstehen. Außerdem fehlen die erst ab den Berichtsjahren 2023 beziehungsweise 2024 im nEHS erfassten Emissionen aus festen Brennstoffen (zum Beispiel Kohle und Abfälle).

Maßgeblich für die Emissionsentwicklung im nEHS sind der Verkehrs- und der Gebäudebereich. In Deutschland stiegen die Gesamtemissionen des Verkehrs 2022 gegenüber 2021 in der Abgrenzung des Klimaschutzgesetzes (KSG)<sup>1</sup> um 2 Prozent auf über 147 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äq. Dieser Zuwachs ist im Wesentlichen auf den Straßenverkehr zurückzuführen. Dagegen sanken die deutschen Gesamtemissionen im Gebäudebereich um 8,8 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äq oder 7,4 Prozent. Das liegt vor allem an Einsparungen aufgrund der hohen Gaspreise 2022 infolge des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine, aber auch am geringeren Heizbedarf aufgrund der milden Witterung. So sanken bei den privaten Haushalten die Emissionen um etwa 7 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äq.



Quelle: DEHSt

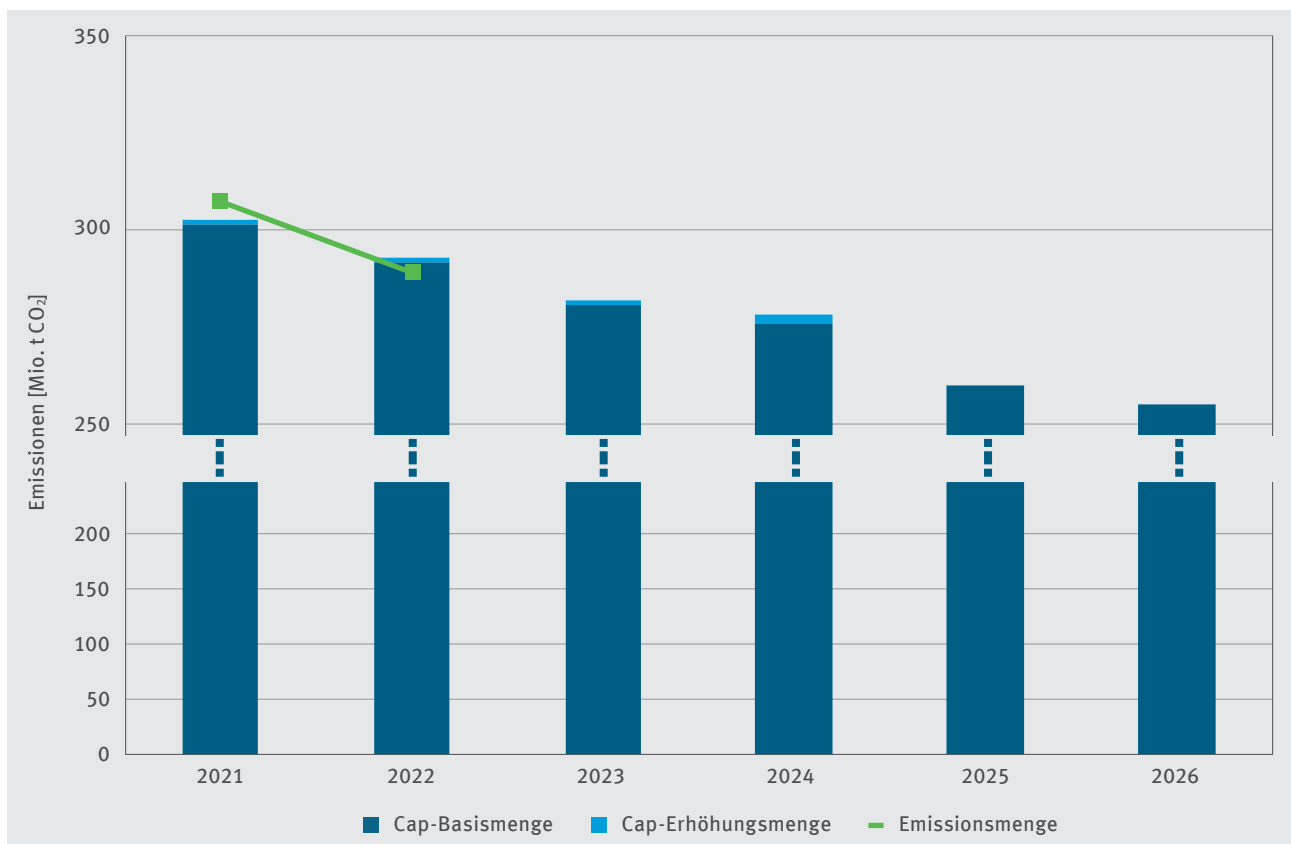
Abbildung 1: Gesamtemissionen in Deutschland 2021 und 2022 anteilig für beide Emissionshandelsysteme (nEHS und EU-ETS 1)

<sup>1</sup> Siehe UBA 2024

## Das Cap im nationalen Emissionshandel

Im nEHS legt die „jährliche Emissionsmenge“ formal den zulässigen Anteil von Emissionen im Anwendungsbereich des BEHG an dem der Bundesrepublik Deutschland gemäß EU-Klimaschutzverordnung zugewiesenen Emissionsbudget außerhalb des EU-ETS 1 fest (im Folgenden „Cap“). Das jährliche Cap wird noch um eine Erhöhungsmenge erweitert, die jenen Brennstoffemissionen entspricht, für die sowohl im EU-ETS 1 als auch im nEHS eine Abgabe erfolgte. Anlagenbetreiber erhalten hierfür auf Antrag eine Kompensation (ETS-Kompensation). Die im nEHS-Register abgegebene Menge an nEZ 2022 unterschreitet das erweiterte Cap für das Verpflichtungsjahr 2022 um rund 3,9 Millionen. 2021 wurde das erweiterte Cap hingegen um rund 4,7 Millionen überschritten.

Anders als im EU-ETS 1 wird eine Überschreitung des Cap dadurch möglich, da das jährliche Cap während der Festpreisphase des nEHS nicht die effektive Verfügbarkeit von nEZ in den Verkaufsterminen beschränkt. Sollte das Cap für ein Berichtsjahr unterhalb der abgegebenen Zertifikate liegen, kann der Bund Flexibilisierungsinstrumente zum Ausgleich nutzen – unter anderem den Zukauf von Zertifikaten aus anderen EU-Mitgliedstaaten.



Quelle: DEHSt

Abbildung 2: Verlauf des nEHS-Cap für 2021 bis 2026 im Vergleich zu den Emissionen in der Startphase des nEHS

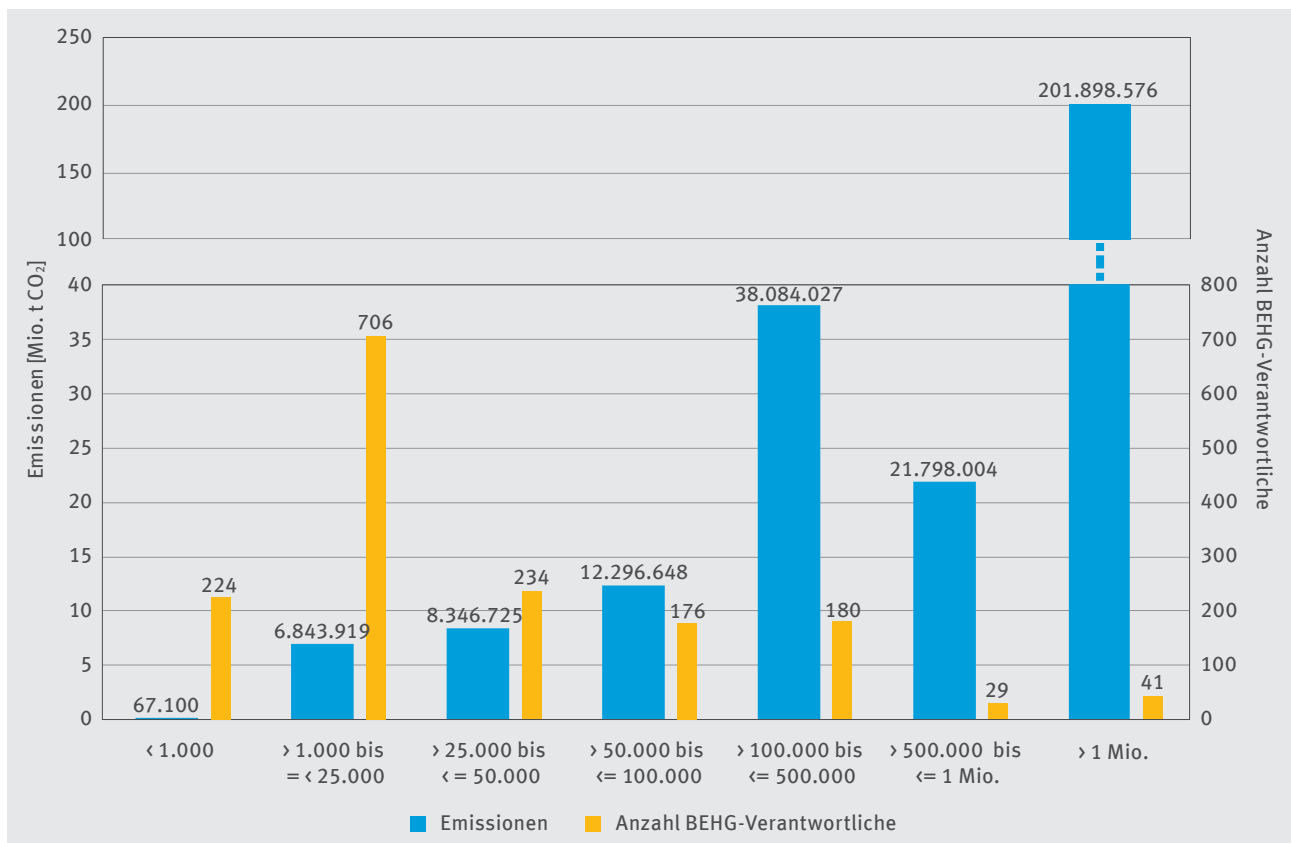
## Verkauf und Abgabe nationaler Emissionszertifikate

Im Jahr 2022 wurden an der von der European Energy Exchange (EEX) betriebenen Verkaufsplattform insgesamt knapp 217 Millionen nEZ im Gesamtwert von über 6,4 Milliarden Euro veräußert. 2021 lag die Gesamtverkaufsmenge bei über 287 Millionen nEZ im Gesamtwert von knapp 7,2 Milliarden Euro. Insgesamt wurden damit 2022 deutlich weniger Zertifikate als 2021 veräußert. Maßgeblich für den Rückgang war der Beschluss des Gesetzgebers zur Aussetzung der ursprünglich für 2023 vorgesehenen CO<sub>2</sub>-Preissteigerung. Infolgedessen haben Unternehmen den Erwerb von Zertifikaten in signifikantem Umfang in das Jahr 2023 verschoben. So wurden im Jahr 2023 insgesamt rund 358 Millionen nEZ mit den Fälligkeiten 2023 und 2022 im Gesamtwert von über 10,7 Milliarden Euro verkauft.

## Überblick BEHG-Verantwortliche und Emissionen

Im Jahr 2022 haben 1.590 BEHG-Verantwortliche einen Emissionsbericht eingereicht. 2021 waren es 1.650 BEHG-Verantwortliche beziehungsweise Emissionsberichte. Gut 70 Prozent der BEHG-Verantwortlichen berichteten Emissionen von weniger als 50.000 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr. Hier handelt es sich vor allem um kleinere Energieversorgungsunternehmen, zum Beispiel auf kommunaler Ebene, und Brennstoffhändler, die verhältnismäßig geringe Brennstoffmengen in Verkehr bringen. Nur wenige Unternehmen im nEHS (knapp 5 Prozent) bringen Brennstoffe mit Emissionen über 500.000 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr in Verkehr. Hier handelt es sich meist um große Energieversorger und Stadtwerke, Großhändler für Brennstoffe oder um Raffinerien.

Das BEHG deckt also eine große Gruppe an Unternehmen mit einem geringen Umfang in Verkehr gebrachter CO<sub>2</sub>-Emissionen und eine verhältnismäßig kleine Gruppe von Unternehmen mit jeweils sehr hohen Emissionen ab, die in Summe auch für einen Großteil der insgesamt vom BEHG erfassten Emissionen verantwortlich sind. So sind die zehn größten BEHG-Verantwortlichen mit rund 134,9 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> für fast die Hälfte (44 Prozent) der berichtspflichtigen Emissionen im nEHS im Jahr 2022 verantwortlich. Hier handelt es sich hauptsächlich um große Unternehmen der Mineralölbranche, die in der Regel Raffinerien betreiben und sehr hohe Brennstoffmengen in Verkehr bringen.

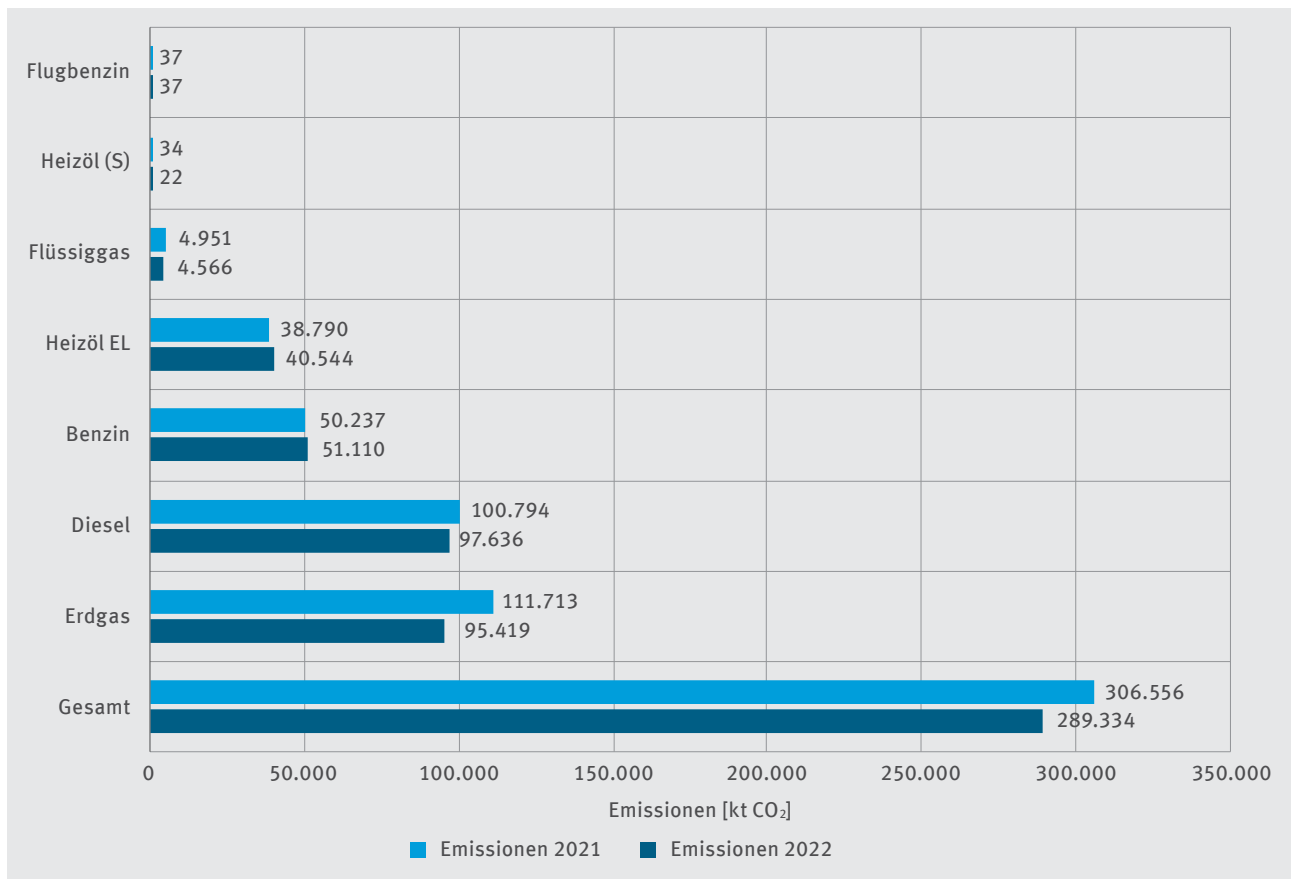


Quelle: DEHSt

Abbildung 3: Vergleich Anzahl BEHG-Verantwortliche nach Größenklassen mit CO<sub>2</sub> Emissionen 2022

## Überblick Brennstoffe und Emissionen

In den Jahren 2021 und 2022 sind nur die in Anlage 2 des BEHG genannten Brennstoffe berichtspflichtig, das heißt Benzin, Flugbenzin, Gasöl zu Heizzwecken (Heizöl EL), Gasöl als Kraftstoff (Diesel), Heizöl S, Flüssiggas und Erdgas. Von den im Jahr 2022 insgesamt im nEHS berichteten circa 289,3 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> haben Erdgas und Diesel mit jeweils 33,0 beziehungsweise 33,7 Prozent den deutlich größten Anteil. Ihnen folgen Benzin und Heizöl EL mit jeweils 17,7 beziehungsweise 14,0 Prozent. Der Anteil von Flüssiggas liegt in beiden Jahren bei rund 1,6 Prozent. Die Brennstoffe Heizöl S und Flugbenzin haben nur einen sehr geringen Anteil von deutlich unter einem Prozent der Emissionen im nEHS. Im Vergleich mit dem Jahr 2021 ist 2022 vor allem bei Erdgas ein deutlicher Rückgang von circa 14 Prozent zu verzeichnen. Auch die Diesel-Emissionen sind leicht gesunken, wohingegen Benzin und Heizöl EL einen leichten Anstieg zu verzeichnen haben. Der starke Rückgang beim Erdgas ist vor allem auf zwei Faktoren zurückzuführen: Zum einen ist die Verwendung von Erdgas durch die Folgen des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine und die damit verbundenen stark gestiegenen Erdgaspreise geprägt. Zum anderen haben die milden Witterungsverhältnisse 2022 dazu geführt, dass im Vergleich zu 2021 weniger geheizt werden musste.

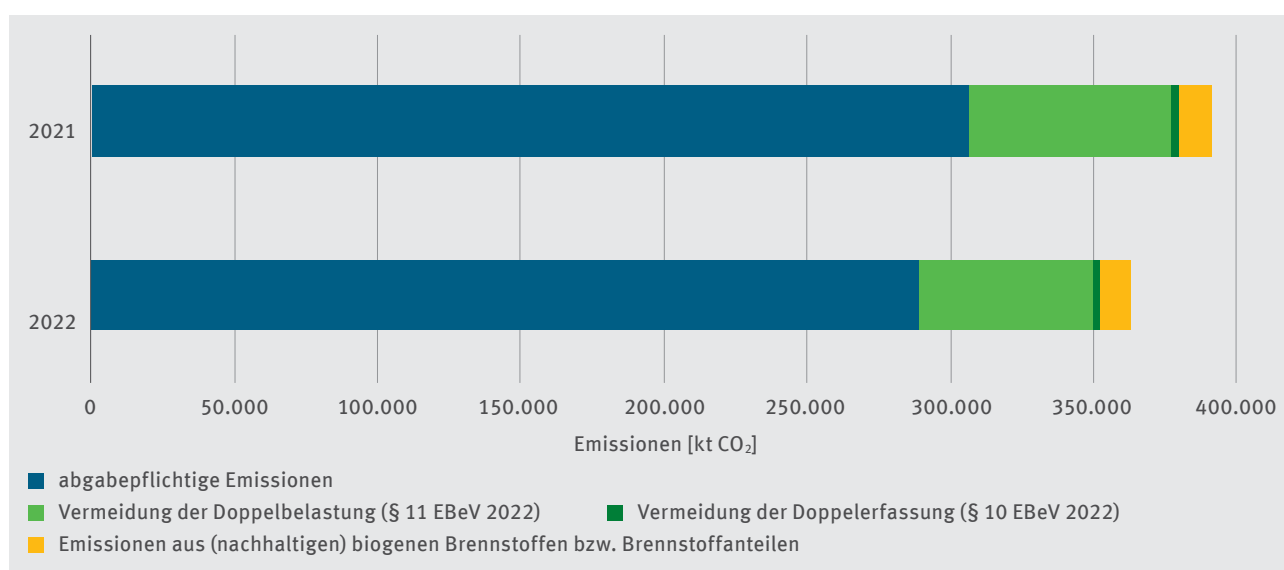


Quelle: DEHSt

Abbildung 4: Emissionen nach Brennstoffen in den Jahren 2021 und 2022

## Abzugsfähige Emissionen

Unter bestimmten Voraussetzungen können Emissionen im Emissionsbericht abgezogen oder korrigiert werden. Für die abzugsfähigen Emissionen ist keine Abgabe von nEZ erforderlich, sie müssen aber im Emissionsbericht ausgewiesen werden. Dazu zählen abzugsfähige Emissionen aus (nachhaltigen) biogenen Brennstoffen beziehungsweise Brennstoffanteilen, abzugsfähige Emissionen zur Vermeidung der Doppelbelastung einschließlich der Entlastung für die stoffliche Verwendung von Erdgas sowie abzugsfähige Emissionen zur Vermeidung der Doppelbelastung von Anlagenbetreibern im EU-ETS 1 durch Vorabzug von Brennstoffmengen. Unter den genannten Abzügen macht im Jahr 2022 der Vorabzug – also die Vermeidung der Doppelbelastung von Anlagen im EU-ETS 1 – mit rund 82 Prozent oder 60,6 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> den größten Anteil aus. Danach folgt der Abzug von Emissionen aus (nachhaltigen) biogenen Brennstoffen beziehungsweise Brennstoffanteilen mit 11,4 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>. Der Abzug von Emissionen aufgrund der Doppelbelastung im nEHS betrug 2022 circa 2,2 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>. Im Vorjahr 2021 waren die Größenverhältnisse der einzelnen Abzüge ähnlich.



Quelle: DEHSt

Abbildung 5: Abgabepflichtige und abzugsfähige Emissionen in den Jahren 2021 und 2022

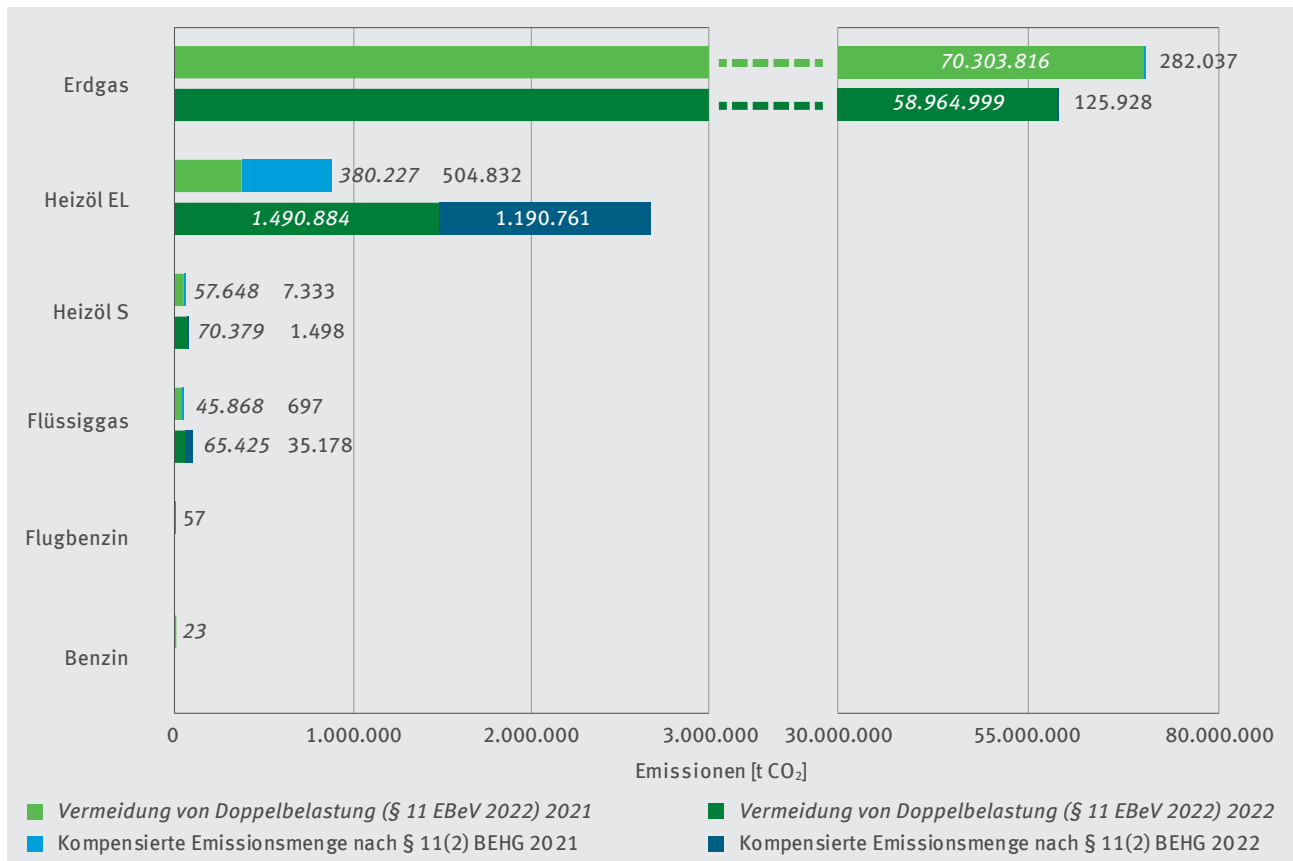
## Überschneidungen zwischen nationalem Emissionshandel und EU-ETS 1

Während Anlagenbetreiber im EU-ETS 1 die direkten Emissionen der Anlagen ermitteln und berichten (Downstream-Ansatz), werden die Emissionen im nEHS indirekt über die in Verkehr gebrachten Brennstoffmengen (Upstream-Ansatz) bestimmt. Im Unterschied zum EU-ETS 1 werden also nicht die bereits entstandenen Emissionen erfasst, sondern die Emissionen, die zu einem späteren Zeitpunkt bei einer Verbrennung der Brennstoffe freigesetzt werden. Überschneidungen zwischen nEHS und EU-ETS 1 sind daher unvermeidbar. Um aber zu verhindern, dass Betreiber von EU-ETS-1-Anlagen sowohl mit den auf den Brennstoffpreis umgelegten CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten nach dem nEHS als auch mit den Kosten für die Emissionsberechtigungen im EU-ETS 1 belastet werden, gibt es im BEHG zwei Mechanismen:

1. Vermeidung der Doppelbelastung durch Vorabzug von Brennstoffmengen nach § 7 Absatz 5 BEHG in Verbindung mit § 11 EBeV 2022;
2. Nachträgliche Kompensation von doppelt belasteten Brennstoffmengen nach § 11 Absatz 2 BEHG in Verbindung mit der BEHG-Doppelbilanzierungsverordnung (BEDV).

In der Gesamtschau zeigt sich, dass die Möglichkeit des Vorabzugs stark in Anspruch genommen wird. Damit kommt es nur in geringem Umfang zu einer finanziellen Doppelbelastung, die nachträglich durch die ETS-Kompensation beglichen werden kann.

Aufgrund der umfassenden Nutzung des Vorabzugs wurden für das Jahr 2022 nur für 2,2 Prozent der Emissionen, die insgesamt der Überschneidung zwischen nEHS und EU-ETS 1 zuzuordnen sind, die ETS-Kompensation genutzt. Für 2021 waren es noch weniger (1,1 Prozent). Die umfangreiche Nutzung des Vorabzugs prägt vor allem Erdgas: 2022 konnten 99,8 Prozent der Erdgasemissionen, die der Überschneidung zwischen nEHS und EU-ETS 1 zuzuordnen sind, über den Vorabzug verrechnet werden. 2021 waren es 99,6 Prozent. Ausschlaggebend für die Nutzung des Vorabzugs ist eine direkte Lieferbeziehung zwischen BEHG-Verantwortlichem und der Anlage beziehungsweise dem Anlagenbetreiber im EU-ETS 1 oder zumindest eine kurze Lieferkette. Da bei Erdgas die Energiesteuer erst bei Entnahme aus dem Leitungsnetz entsteht, liegt hier meist eine direkte Lieferbeziehung zwischen BEHG-Verantwortlichem und EU-ETS-1-Anlage vor, welche die Nutzung des Vorabzugs erleichtert. Bei Mineralölprodukten entsteht die Energiesteuer bei Entnahme aus dem Steuerlager, sodass oft Raffinerien die BEHG-Verantwortlichen sind. Bis zum Endkunden wird eine längere Lieferkette mit Zwischenhändlern durchlaufen, sodass der Endkunde aus Perspektive des BEHG-Verantwortlichen in der Regel unbekannt ist, was die Nutzung des Vorabzugs erschwert. So halten sich die Nutzung des Vorabzugs und die Nutzung der ETS-Kompensation beim Brennstoff Heizöl EL in etwa die Waage: 2022 wurden 56 Prozent der Heizölemissionen, die der Überschneidung zwischen nEHS und EU-ETS 1 zuzuordnen sind, über den Vorabzug verrechnet. Für 44 Prozent wurde die ETS-Kompensation genutzt.



Quelle: DEHSt

Abbildung 6: Mengen der einzelnen Brennstoffe anteilig auf die Nutzung des Vorabzugs und der ETS-Kompensation in den Jahren 2021 und 2022<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Aufgrund der relativ geringen kompensierten Emissionsmengen bei mehreren Brennstoffen sind die jeweiligen Mengen in der Abbildung angegeben. Die rechte Zahl gibt dabei die kompensierte Emissionsmenge des jeweiligen Brennstoffes an.



## Ausblick

Nach der in diesem Bericht ausgewerteten Startphase des nEHS (2021-2022) sind seit dem Jahr 2023 sämtliche in Anlage 1 des BEHG aufgeführten Brennstoffe (zum Beispiel Kohle) berichts- und abgabepflichtig. Seit 2024 sind zudem Abfallverbrennungsanlagen vom nEHS erfasst. Bereits ab 2024 startet zudem die dreijährige Vorbereitungsphase auf den neuen Europäischen Emissionshandel für Gebäude, Verkehr und zusätzliche Sektoren (EU-ETS 2), der im Jahr 2027 vollumfänglich beginnen soll. Der EU-ETS 2 ist analog zum nEHS als Upstream System ausgestaltet und auch in vielen Designelementen mit dem nEHS vergleichbar, zum Beispiel in seinem Bezug auf energiesteuerpflichtig in Verkehr gebrachte Brennstoffe. Es gibt jedoch auch wesentliche Unterschiede wie die Einschränkung des Anwendungsbereichs auf bestimmte Endabnehmer, unterschiedliche Compliance-Fristen und die Preisbildung von Beginn an direkt über den Markt<sup>3</sup>. Auch wenn aufgrund der Ähnlichkeit beider Systeme Synergien genutzt werden können, wird es für einen Großteil der BEHG-Verantwortlichen in den Jahren 2024 bis 2026 parallele Berichtspflichten im nEHS und im EU-ETS 2 geben, auch wenn damit noch keine Abgabeverpflichtung im EU-ETS 2 verbunden ist. Auf europäischer Ebene soll der EU-ETS 2 bis 2030 in den regulierten Sektoren eine Reduzierung um 42 Prozent gegenüber 2005 erreichen. Um das festgelegte Cap einzuhalten, müssen die betroffenen Sektoren jährlich ihre Emissionen etwa fünfmal so schnell reduzieren wie zwischen 2005 und 2021<sup>4</sup>.

Ein zweiter Auswertungsbericht zur Emissionssituation im nEHS ist für das kommende Jahr geplant.

---

<sup>3</sup> Siehe UBA 2023 für einen ausführlichen Überblick über den EU-ETS 2.

<sup>4</sup> Siehe Graichen & Ludig 2024 für eine tiefgehende Studie zu Angebot und Nachfrage im EU-ETS 2.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>3</b>
Tabellenverzeichnis .....	11
Abbildungsverzeichnis .....	11
Abkürzungen .....	13
<b>1 Über diesen Bericht</b> .....	<b>14</b>
<b>2 Der nationale Emissionshandel in der Startphase 2021 – 2022</b> .....	<b>16</b>
2.1 Anwendungsbereich des nEHS .....	17
2.2 Compliance-Cycle im nEHS und Überwachungsmethoden.....	18
<b>3 Einordnung der Emissionen im nEHS in den Jahren 2021 und 2022</b> .....	<b>20</b>
3.1 Anteil des nEHS an den deutschen Gesamtemissionen.....	20
3.2 Cap im nEHS .....	21
3.3 Verkauf und Abgabe nationaler Emissionszertifikate.....	23
<b>4 Überblick BEHG-Verantwortliche und Emissionen</b> .....	<b>26</b>
4.1 BEHG-Verantwortliche nach Höhe ihrer Emissionen .....	26
4.2 Die zehn größten BEHG-Verantwortlichen.....	29
<b>5 Überblick Brennstoffe und Emissionen</b> .....	<b>30</b>
5.1 Brennstoffe und Emissionen.....	30
5.2 Abzugsfähige Emissionen .....	32
5.2.1 Abzugsfähige Emissionen aus (nachhaltigen) biogenen Brennstoffen beziehungsweise Brennstoffanteilen .....	33
5.2.2 Abzugsfähige Emissionen zur Vermeidung der Doppelerfassung (§ 10 EBeV 2022).....	35
<b>6 Überschneidungen zwischen nationalem Emissionshandel und EU-ETS 1</b> .....	<b>38</b>
6.1 Abzugsfähige Emissionen zur Vermeidung der Doppelbelastung (Vorabzug).....	38
6.2 EU-ETS-Kompensation .....	41
6.3 Gesamtschau Vorabzug und ETS-Kompensation .....	43
<b>7 Quellennachweis</b> .....	<b>46</b>

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Mengenübersicht für die Jahre 2021 und 2022 in Millionen nEZ .....	22
Tabelle 2:	Übersicht deutscher nEZ-Verkäufe in den Jahren 2021, 2022 und 2023 .....	24
Tabelle 3:	Übersicht abgegebener nEZ für die Emissionen der Jahre 2021 und 2022 .....	25
Tabelle 4:	Übersicht über die zehn BEHG-Verantwortlichen mit den höchsten Emissionen im nEHS im Jahr 2022 (mit Veränderung gegenüber 2021) .....	29

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Gesamtemissionen in Deutschland 2021 und 2022 anteilig für beide Emissionshandelssysteme (nEHS und EU-ETS 1) .....	3
Abbildung 2:	Verlauf des nEHS-Cap für 2021 bis 2026 im Vergleich zu den Emissionen in der Startphase des nEHS.....	4
Abbildung 3:	Vergleich Anzahl BEHG-Verantwortliche nach Größenklassen mit CO <sub>2</sub> Emissionen 2022.....	5
Abbildung 4:	Emissionen nach Brennstoffen in den Jahren 2021 und 2022.....	6
Abbildung 5:	Abgabepflichtige und abzugsfähige Emissionen in den Jahren 2021 und 2022.....	7
Abbildung 6:	Mengen der einzelnen Brennstoffe anteilig auf die Nutzung des Vorabzugs und der ETS-Kompensation in den Jahren 2021 und 2022 .....	8
Abbildung 7:	Compliance-Cycle im nEHS .....	19
Abbildung 8:	Gesamtemissionen in Deutschland 2021 und 2022 und Anteile der beiden Emissionshandelssysteme (EU-ETS 1 und nEHS) .....	21
Abbildung 9:	Verlauf des nEHS-Caps für 2021 bis 2026 im Vergleich zu den Emissionen in der Startphase des nEHS.....	22
Abbildung 10:	Preisfad im BEHG .....	23
Abbildung 11:	Deutsche Verkaufserlöse (nEZ).....	25
Abbildung 12:	Anzahl BEHG-Verantwortliche nach Höhe ihrer Emissionen in den Jahren 2021 und 2022 .....	27
Abbildung 13:	Vergleich Anzahl BEHG-Verantwortliche nach Größenklassen mit CO <sub>2</sub> Emissionen in 2022 .....	28
Abbildung 14:	Emissionen der Brennstoffe im nEHS 2021 und 2022 .....	30
Abbildung 15:	Emissionen nach Brennstoffen in den Jahren 2021 und 2022.....	31
Abbildung 16:	Abgabepflichtige und abzugsfähige Emissionen in 2021 und 2022 .....	32
Abbildung 17:	Anteile der einzelnen Abzüge an der gesamten abzugsfähigen Menge für 2021 und 2022 .....	33
Abbildung 18:	Anteile der einzelnen Brennstoffe am Biomasse-Abzug 2021 und 2022 .....	34
Abbildung 19:	Abzugsfähige Emissionen aus (nachhaltigen) biogenen Brennstoffen beziehungsweise Brennstoffanteilen differenziert nach Brennstoffen 2021 und 2022.....	35

Abbildung 20: Anteile der einzelnen Brennstoffemissionen am Abzug über die Doppelerfassung 2021 und 2022.....	36
Abbildung 21: Aufgrund der Doppelerfassung abzugsfähige Anteile der einzelnen Brennstoffe für 2021 und 2022.....	37
Abbildung 22: Anteile der Brennstoffemissionen am Vorabzug 2021 und 2022.....	39
Abbildung 23: Über den Vorabzug korrigierte Emissionen der einzelnen Brennstoffe für 2021 und 2022 in Relation zu den abgabepflichtigen Emissionen.....	40
Abbildung 24: Brennstoffemissionen, die 2021 und 2022 über den Vorabzug verrechnet wurden, differenziert nach Branchen im EU-ETS 1 .....	41
Abbildung 25: Mengen der einzelnen Brennstoffe bei der ETS-Kompensation 2021 und 2022 .....	42
Abbildung 26: Brennstoffemissionen der ETS-Kompensation differenziert nach Branchen im EU-ETS 1 2021 und 2022.....	43
Abbildung 27: Mengen der einzelnen Brennstoffe anteilig auf Vorabzug und ETS-Kompensation 2021 und 2022 .....	44
Abbildung 28: Nutzung der ETS-Kompensation oder/und des Vorabzugs je nach Branche und Anzahl der EU-ETS-1-Anlagen 2021 und 2022.....	45

## Abkürzungen

<b>BEDV</b>	BEHG-Doppelbilanzierungsverordnung
<b>BEHG</b>	Brennstoffemissionshandelsgesetz
<b>BEHV</b>	Brennstoffemissionshandelsverordnung
<b>BMWK</b>	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
<b>Cap</b>	Politisch festgelegte Obergrenze für jährliche Emissionen
<b>CO<sub>2</sub></b>	Kohlendioxid
<b>CO<sub>2</sub>-Äq</b>	Kohlendioxid-Äquivalent
<b>DEHSt</b>	Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt
<b>EBeV</b>	Emissionsberichterstattungsverordnung
<b>EEX</b>	European Energy Exchange AG
<b>ESR</b>	Effort Sharing Regulation (EU-Klimaschutzverordnung)
<b>EUA</b>	EU-Allowances (Emissionsberechtigungen)
<b>EU-ETS 1</b>	Europäischer Emissionshandel für Energiewirtschaft, energieintensive Industrie, Luftverkehr und Seeverkehr
<b>EU-ETS 2</b>	Europäischer Emissionshandel für Gebäude, Straßenverkehr und zusätzliche Sektoren
<b>KSG</b>	Klimaschutzgesetz
<b>kt</b>	Kilotonne oder Eintausend Tonnen
<b>Mio. t</b>	Millionen Tonnen
<b>nEHS</b>	Nationaler Emissionshandel
<b>nEZ</b>	Nationale Emissionshandelszertifikate
<b>THG</b>	Treibhausgas
<b>UBA</b>	Umweltbundesamt

# 1 Über diesen Bericht

Der nationale Emissionshandel (nEHS) startete Anfang des Jahres 2021 in Deutschland und bepreist CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Brennstoffen in den Bereichen außerhalb des Europäischen Emissionshandels (EU-ETS 1), besonders in den Sektoren Wärme und Verkehr.

Der vorliegende Bericht ist der erste Auswertungsbericht zu den Emissionen im nEHS der deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt (UBA). Die DEHSt ist die zuständige Stelle für den Vollzug des nEHS. Der Bericht gibt einen Überblick über die Emissionen und deren Verteilung über die einzelnen Brennstoffe in den Jahren 2021 und 2022. Außerdem werden die wesentlichen Rahmenbedingungen des nEHS erklärt und die Emissionsdaten in die Gesamtsituation der deutschen Treibhausgasentwicklung eingeordnet.

## i

### Der nationale Emissionshandel

Ein Emissionshandelssystem (ETS) funktioniert nach dem Prinzip „Begrenzen und Handeln“ („Cap and Trade“). Dabei wird politisch entschieden, wie viele Treibhausgase von allen Teilnehmenden zusammen ausgestoßen werden dürfen („Cap“). Teilnehmende am ETS, die die Belastung der Luft mit Treibhausgasen verantworten, zahlen für jede Tonne CO<sub>2</sub> einen Preis, indem sie dafür Zertifikate erwerben. Der Preis für diese Zertifikate entsteht durch Handel („Trade“) am Markt. Je weniger Ausstoß von Treibhausgasen erlaubt ist, desto knapper und damit teurer werden die Zertifikate. Steigt der Preis, wird auch der finanzielle Anreiz immer größer, CO<sub>2</sub>-Emissionen zu vermeiden und in Klimaschutz- und Effizienzmaßnahmen zu investieren.

Im nEHS ist der Preis der Zertifikate in den ersten Jahren von 2021 bis 2025 festgelegt (2021 lag der Preis bei 25 Euro, 2025 wird er 55 Euro betragen). Im Jahr 2026 gilt dann ein Preiskorridor von 55 – 65 Euro, der einen Übergang zur freien Preisbildung ab dem Jahr 2027 darstellt.

Im nEHS werden die Emissionen indirekt über die in Verkehr gebrachten Brennstoffmengen (Upstream-Ansatz) bestimmt. Im Unterschied zum EU-ETS 1 (Downstream-Ansatz) werden nicht die bereits entstandenen Emissionen erfasst, sondern die Emissionen, die zu einem späteren Zeitpunkt bei einer Verbrennung der Brennstoffe beispielsweise im Verkehr oder zur Wärmeerzeugung in Gebäuden freigesetzt werden können. Teilnehmer am nEHS (sogenannte BEHG-Verantwortliche) sind daher Unternehmen, die Brennstoffe in Verkehr bringen, wie beispielsweise Gaslieferanten oder Unternehmen der Mineralölindustrie. Diese Unternehmen sind verpflichtet, über die von ihnen in Verkehr gebrachten Emissionen an die DEHSt zu berichten und nationale Emissionszertifikate (nEZ) in entsprechender Höhe zu erwerben. Sie geben die Mehrkosten dann an die Verbraucher\*innen weiter, sodass dort Anreize zur Reduzierung von Emissionen gesetzt werden.

Die den Auswertungen des vorliegenden Berichts zugrunde liegenden Daten werden im folgenden Abschnitt erläutert. Kapitel 2 stellt die für die Ermittlung der Emissionen relevanten Grundlagen des nEHS dar, insbesondere den Anwendungsbereich und den sogenannten „Compliance-Cycle“. Außerdem werden die geltenden Besonderheiten in der Startphase des nEHS beschrieben. In Kapitel 3 erfolgt zunächst eine Einordnung der Emissionen im nEHS in den Kontext der deutschen Gesamtemissionssituation (Abschnitt 3.1).

Daraufhin wird das Emissionsbudget (Cap) im nEHS thematisiert und mit den Emissionen verglichen (Abschnitt 3.2). In Abschnitt 3.3 wird der Verkauf nationaler Emissionszertifikate erklärt und ausgewertet.

Einen Überblick über die Anzahl der Unternehmen, die am nEHS teilnehmen, gibt Kapitel 4 und analysiert die Größenklassen innerhalb der Gruppe der BEHG-Verantwortlichen. Kapitel 5 wertet die Verteilung der Emissionen auf die einzelnen Brennstoffe aus und analysiert dabei auch die abzugsfähigen Emissionen. Die für die Überschneidung des EU-ETS 1 und des nEHS geltenden Regelungen sowie die davon betroffenen Emissionen werden in Kapitel 6 betrachtet.

## Datenquellen

Die Datengrundlage für diesen Bericht bilden grundsätzlich die eingereichten Emissionsberichte der BEHG-Verantwortlichen<sup>5</sup> im nEHS für die Jahre 2021 und 2022 mit Stand 01.12.2023. In diesen weisen die BEHG-Verantwortlichen disaggregiert auf Brennstoffebene ihre in Verkehr gebrachten Brennstoffe aus. Ausnahme ist das Kapitel 3: Hier wird die Abgabemenge von Zertifikaten aus dem nEHS-Register<sup>6</sup> (Stand 19.01.2024) verwendet, da diese am Ende maßgeblich für die Auswertungen zur Zielerreichung der deutschen Emissionsreduktionen ist. Diese Datengrundlage bietet jedoch keine disaggregierten Informationen auf Ebene der BEHG-Verantwortlichen oder Brennstoffe, sodass für die restlichen Auswertungen die eingereichten Emissionsberichte genutzt werden.

Aufgrund der verschiedenen Datenquellen (Emissionsberichte und Abgabemenge) bestehen leichte Differenzen bei den aggregierten Emissionsmengen, da zum oben genannten Stand nicht alle BEHG-Verantwortliche einen Emissionsbericht eingereicht oder Zertifikate in entsprechender Höhe ihrer berichteten Emissionen abgegeben haben. Diese Differenzen belaufen sich für das Jahr 2021 auf 0,1 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> und für das Jahr 2022 auf 0,8 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>. Für die Gesamtinterpretation sind die Abweichungen zwischen den beiden verwendeten Datenquellen also vernachlässigbar. Nach erfolgter Prüfung der Emissionsberichte werden möglicherweise ausstehende Abgabeverpflichtungen der BEHG-Verantwortlichen nachgefordert, sodass sich die Emissionsmengen beider Datengrundlagen in Zukunft angleichen werden.

Für die Auswertungen zur Schnittstelle zwischen nEHS und EU-ETS 1 (vergleiche Kapitel 6) wurden zudem Daten aus den Emissionsberichten im EU-ETS 1 mit Stand 01.05.2023 sowie aus den Kompensationsanträgen der EU-ETS-1-Anlagen mit Stand 09.01.2024 herangezogen.

In den Emissionsberichten für den EU-ETS 1 wird bei den Brennstoffen Gasöl, Heizöl Schwer (Heizöl S) und Flüssiggas nicht differenziert, ob diese Brennstoffe jeweils für Heizzwecke oder als Kraftstoff genutzt werden. Für die Auswertungen in diesem Bericht wurde von der vereinfachenden Annahme ausgegangen, dass in den Anlagen im EU-ETS 1 die genannten Brennstoffe ausschließlich zu Heizzwecken eingesetzt werden.

Bei den Angaben in den Tabellen und Abbildungen handelt es sich um gerundete Werte. Für die Berechnungen werden die exakten Werte verwendet, sodass es bei Summendarstellungen vereinzelt zu Abweichungen kommen kann.

5 Steuerlagerinhaber, die lediglich Dienstleister und keine BEHG-Verantwortliche sind, wurden in den Auswertungen nicht berücksichtigt. Sie müssen zwar einen Bericht zur „Benennung der Einlagerer“ einreichen, bringen aber selbst keine Brennstoffe in Verkehr. Berichts- und abgabepflichtig für diese Brennstoffe sind die in diesen Berichten benannten Einlagerer.

6 Siehe Veröffentlichung der Compliance-Daten im nEHS-Register (DEHSt 2024a). Eine Auswertung zu den aggregierten Emissionsdaten aus dem Register mit Stand 09.11.2023 findet sich in der im November 2023 von der DEHSt veröffentlichten News-Meldung (DEHSt 2023a). Die im nEHS-Register veröffentlichten Daten können sich infolge der Prüfung und Korrektur durch die DEHSt oder durch weitere Abgabetransaktionen ändern.

## 2 Der nationale Emissionshandel in der Startphase 2021 – 2022

Für die Einführung des nEHS war eine zweijährige Startphase vorgesehen, um den betroffenen Akteuren einen schrittweisen Einstieg in dieses neue CO<sub>2</sub>-Bepreisungsinstrument zu ermöglichen. In diesen beiden Jahren 2021 und 2022 sind noch nicht alle vom BEHG erfassten Brennstoffe berichts- und abgabepflichtig. Außerdem gab es Erleichterungen bei der Überwachung der Emissionen und der Berichterstattung, die ab 2023 entfallen.



### Rechtsgrundlagen des nationalen Emissionshandels

Das **Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)** bildet den gesetzlichen Rahmen für den nEHS. Es definiert unter anderem den Anwendungsbereich und fixiert die wesentlichen Randbedingungen für die Emissionsberichterstattung, den Erwerb und die Abgabe von Zertifikaten. Außerdem werden durch das BEHG die Preise der Zertifikate für die Jahre 2021 bis 2025 sowie die maßgeblichen Rahmenbedingungen für den Übergang zur Auktionierung der Zertifikate ab 2026 festgelegt.

In Verordnungen zum BEHG sind Details zur Ausgestaltung und zum Vollzug des nEHS geregelt, unter anderem:

Die **Emissionsberichterstattungsverordnung (EBeV)** konkretisiert das BEHG in Bezug auf die Überwachung, Ermittlung und Berichterstattung der Brennstoffemissionen. Dies beinhaltet auch Regelungen zur Vermeidung einer Doppelbelastung für Anlagen im EU-ETS 1 durch einen sogenannten Vorabzug der bereits im EU-ETS 1 erfassten Emissionen. Die EBeV 2022 gilt für die ersten beiden Jahre 2021 und 2022, die EBeV 2030 gilt seit dem Jahr 2023.

Die **Brennstoffemissionshandelsverordnung (BEHV)** regelt im Detail die Rahmenbedingungen für den Verkauf von Emissionszertifikaten und deren Abgabe im Register. Zudem wird mit der BEHV das Emissionsbudget (im Folgenden „Cap“) des nEHS festgelegt.

Die **BEHG-Doppelbilanzierungsverordnung (BEDV)** konkretisiert das Verfahren zur finanziellen Kompensation für Anlagenbetreiber in den Fällen, in denen die Doppelbelastung des EU-ETS 1 nicht bereits durch einen Vorabzug vermieden werden konnte.

Im Folgenden werden die Rahmenbedingungen für die Emissionsermittlung dargestellt, das heißt der Anwendungsbereich, der sogenannte „Compliance-Cycle“ und die Überwachungsmethoden im nEHS<sup>7</sup>. Zudem werden die für die Startphase geltenden Besonderheiten erläutert.

<sup>7</sup> Tiefergehende Informationen enthalten die Leitfäden zum Anwendungsbereich sowie zur Überwachung und Berichterstattung von CO<sub>2</sub>-Emissionen im nEHS für die Startphase 2021 und 2022 (DEHSt 2023b) und für den Zeitraum ab 2023 (DEHSt 2023c).



## 2.1 Anwendungsbereich des nEHS

Die Berichts- und Abgabepflichten im nEHS gelten für die Emissionen von Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), die aus in Verkehr gebrachten Brennstoffen entstehen können. Im Geltungsbereich des BEHG werden die Emissionen jedoch nicht wie beim EU-ETS 1 am Ort der Entstehung ermittelt, sondern indirekt über die in Verkehr gebrachten Brennstoffmengen. In der Startphase, also in den Jahren 2021 und 2022, sind nur die in Anlage 2 des BEHG genannten Brennstoffe berichts- und abgabepflichtig, das heißt Benzin, Flugbenzin, Gasöl (Heizöl EL und Diesel), Heizöl S, Flüssiggas und Erdgas.

Ein Brennstoff gilt als in Verkehr gebracht, wenn für diesen eine Steuerpflicht nach den in § 2 Absatz 2 Satz 1 BEHG genannten Tatbeständen des Energiesteuergesetzes entsteht. Die Energiesteuer kann zum Beispiel durch Entnahme des Brennstoffs aus einem Steuerlager oder aus einem Leitungsnetz entstehen. Brennstoffmengen, die energiesteuerfrei in Verkehr gebracht werden (zum Beispiel zum Einsatz in der gewerblichen Luft- und Schifffahrt) unterliegen nicht dem Anwendungsbereich des BEHG. Wenn jedoch nach den Vorschriften des Energiesteuergesetzes eine Entlastung von der Steuer möglich ist, so verhindert dies weder das Entstehen der Energiesteuer noch die BEHG-Pflicht. Betroffene Emissionen müssen im BEHG berichtet werden, sind jedoch nicht abgabepflichtig (vergleiche Abschnitt 5.2.2).

Entsprechend dieser Verknüpfung mit der Energiesteuer sind zur Teilnahme am nEHS also diejenigen Unternehmen verpflichtet, die als Schuldner der Energiesteuer definiert sind. Meistens handelt es sich bei den BEHG-Verpflichteten um Unternehmen, die Brennstoffe herstellen oder handeln sowie um Unternehmen, die Brennstoffe nach Deutschland importieren, das heißt im Sinne der Energiesteuer einführen.

### Zeitraum ab 2023

Ab dem Jahr 2023 sind alle in Verkehr gebrachten, fossilen und biogenen Brennstoffe berichts- und abgabepflichtig, die in Anlage 1 BEHG genannt sind, soweit für diese nach den in § 2 Absatz 2 Satz 1 BEHG genannten Tatbeständen des Energiesteuergesetzes die Steuerpflicht entsteht. Hierzu zählen unter anderem Kohle, weitere Sorten bei Heizöl, Gasölen und Benzin sowie mittelschwere Öle und Kerosin.

Beim Brennstoff Kohle sind zudem nicht nur die energiesteuerpflichtigen Mengen vom nEHS erfasst, sondern auch steuerfrei verwendete Mengen, sofern sie nicht in Anlagen im EU-ETS 1 eingesetzt werden. BEHG-Verpflichteter ist in dem Fall das Unternehmen, das die Kohle steuerfrei verwenden darf (das heißt der Inhaber des Erlaubnisscheins).

Ab 2024 kommen zudem Abfälle hinzu, die in Anlagen eingesetzt werden, die nach Nummer 8.1.1 oder 8.1.2 (mit dem Hauptbrennstoff Altöl) Anlage 1 der 4. Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV) einer Genehmigung bedürfen. BEHG-Verantwortlicher ist in diesen Fällen der Betreiber der Abfallverbrennungsanlage. Ausgenommen hiervon sind jedoch Anlagen, die am EU-ETS 1 teilnehmen.

## 2.2 Compliance-Cycle im nEHS und Überwachungsmethoden

Der sogenannte „Compliance-Cycle“ im nEHS ist in Abbildung 7 dargestellt. Er ist grundsätzlich mit dem Compliance-Cycle im EU-ETS 1 vergleichbar, allerdings gelten andere Fristen als im EU-ETS 1.

Der Compliance-Cycle beginnt mit der Erstellung eines **Überwachungsplans** durch die BEHG-Verantwortlichen. Dieser gilt ab 2024 und wird von der DEHSt geprüft und genehmigt. Der Überwachungsplan enthält eine vollständige und transparente Dokumentation der Überwachungsmethoden für die in einem Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Brennstoffe und ist somit die Basis des jährlichen Emissionsberichts.

Der **Emissionsbericht** für ein Kalenderjahr muss bis zum 31.07. des Folgejahres eingereicht werden (erstmalig bis zum 31.07.2022 für die Emissionen des Jahres 2021). Er enthält Angaben zu den in Verkehr gebrachten Brennstoffen und den sich daraus ergebenden Emissionsmengen des Vorjahres. In bestimmten Fallkonstellationen muss der Emissionsbericht ab dem Berichtsjahr 2023 von einer unabhängigen Prüfstelle verifiziert werden, bevor er bei der DEHSt eingereicht wird.



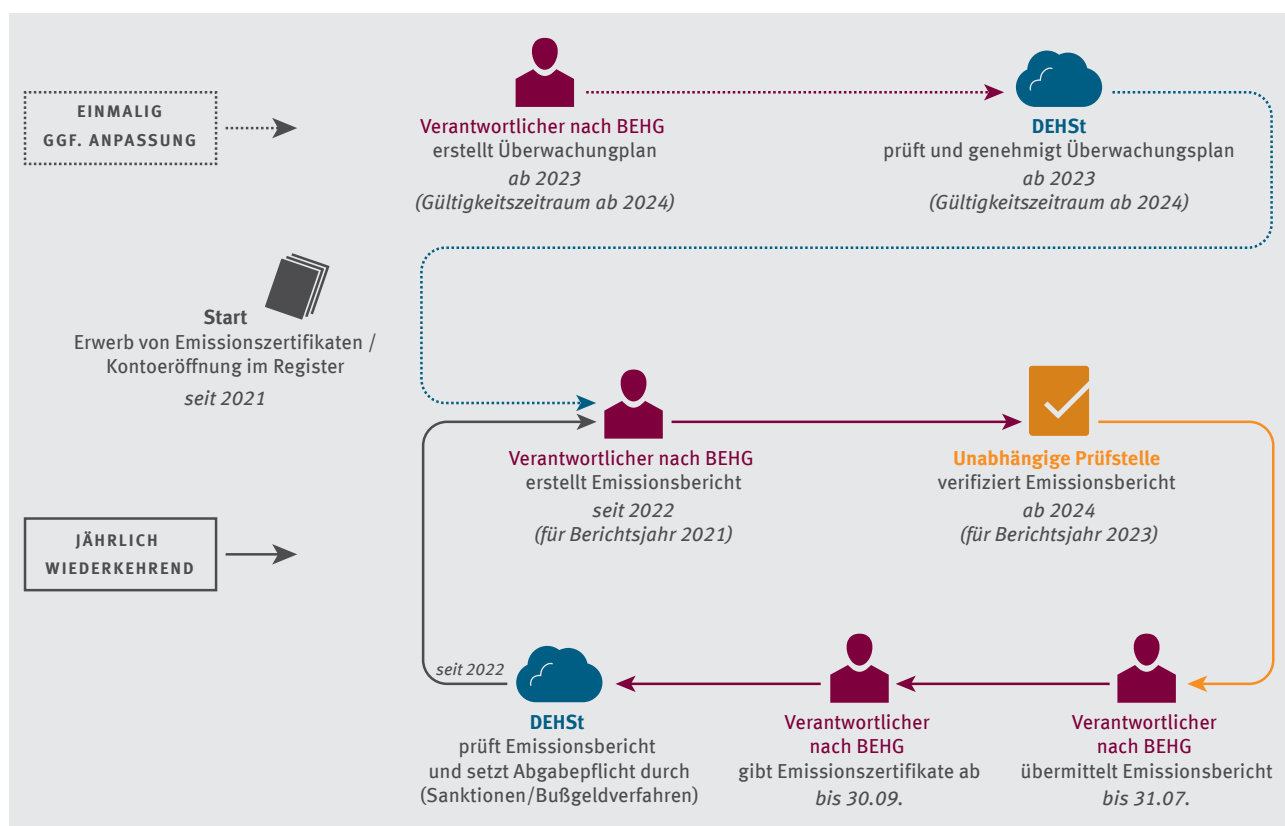
### Berechnung der Emissionsmenge

Die Emissionsmenge eines in Verkehr gebrachten Brennstoffs wird in der Regel rechnerisch durch Multiplikation der Brennstoffmenge mit dem Umrechnungsfaktor, dem Heizwert und dem heizwertbezogenen Emissionsfaktor für diesen Brennstoff ermittelt. Dabei sind die in der jeweils geltenden Fassung der EBeV festgelegten Standardwerte für die Berechnungsfaktoren (das heißt Emissionsfaktoren, Heizwerte und gegebenenfalls Umrechnungsfaktoren) verbindlich.

Da ab dem Jahr 2023 sämtliche Brennstoffe im Anwendungsbereich des BEHG berichts- und abgabepflichtig sind, wurden weitere (individuelle) Methoden zur Bestimmung von Berechnungsfaktoren in der EBeV 2030 ergänzt. Dies betrifft beispielsweise Abfälle, für die individuelle Methoden angewendet werden können, wie zum Beispiel Festwerte für Berechnungsfaktoren, die von der Behörde auf Basis einer vom BEHG-Verantwortlichen vorgelegten validen Datengrundlage veröffentlicht werden.

Aufgrund des Gleichklangs mit der Energiesteuer ist die Brennstoffmenge des in Verkehr gebrachten Brennstoffs in den meisten Fällen identisch mit der Menge, die in der Steueranmeldung zur Berechnung der Energiesteuer für den jeweiligen Brennstoff angegeben wird. Die Ermittlung der Brennstoffmengen unterliegt damit denselben Methoden und Messungen wie nach dem Energiesteuergesetz. Nur für energiesteuerfreie Kohle und für Abfälle legt die EBeV 2030 andere Methoden zur Bestimmung der Brennstoffmenge fest.

Bis zum 30.09. jedes Jahres (erstmalig bis zum 30.09.2022) müssen die BEHG-Verantwortlichen **Emissionszertifikate**, die der Menge der von ihnen berichteten Brennstoffemissionen entsprechen, im nationalen Brennstoff-Emissionshandelsregister (nEHS-Register) bei der DEHSt abgeben. Das bedeutet, dass für jede Tonne CO<sub>2</sub>, die bei einer Verbrennung der Brennstoffe freigesetzt werden kann, ein Emissionszertifikat abgegeben werden muss, das zur Emission dieser Tonne CO<sub>2</sub> berechtigt.



Quelle: DEHSt

Abbildung 7: Compliance-Cycle im nEHS

### Erleichterungen in der Startphase 2021 bis 2022

Um eine schnelle Einführung des nEHS und einen effizienten Vollzug zu ermöglichen, galt in den ersten beiden Jahren ein vereinfachter Compliance-Cycle:

- ▶ Für die Jahre 2021 und 2022 entfiel die Pflicht zur Übermittlung eines Überwachungsplans zur Genehmigung.
- ▶ Außerdem entfiel für die Jahre 2021 und 2022 die Pflicht zur Verifizierung des Emissionsberichts.

### 3 Einordnung der Emissionen im nEHS in den Jahren 2021 und 2022

Im Folgenden werden die Emissionen im nEHS in den Kontext der deutschen Gesamtemissionen gesetzt. Daraufhin werden sie mit dem Emissionsbudget (Cap) für den nEHS verglichen und es wird ein Bezug zu den Verkaufszahlen der Emissionszertifikate hergestellt.

#### 3.1 Anteil des nEHS an den deutschen Gesamtemissionen

Das Umweltbundesamt hat im Januar 2024 detaillierte Auswertungen zu den deutschen Treibhausgasemissionen im Jahr 2022 und deren Aufteilung auf die Sektoren in der Abgrenzung des Bundesklimaschutzgesetzes (KSG) veröffentlicht<sup>8</sup>. Demnach wurden im Jahr 2022 insgesamt rund 750,0 Millionen Tonnen Kohlendioxid-Äquivalente (CO<sub>2</sub>-Äq) freigesetzt. Dies entspricht einem Rückgang von rund 1,3 Prozent oder 9,6 Millionen Tonnen im Vergleich zu 2021. Emissionsrückgänge verzeichneten insbesondere die Sektoren Gebäude und Industrie. Die Emissionen im Verkehrsbereich sind hingegen leicht gestiegen, die des Energiebereichs sogar deutlich.

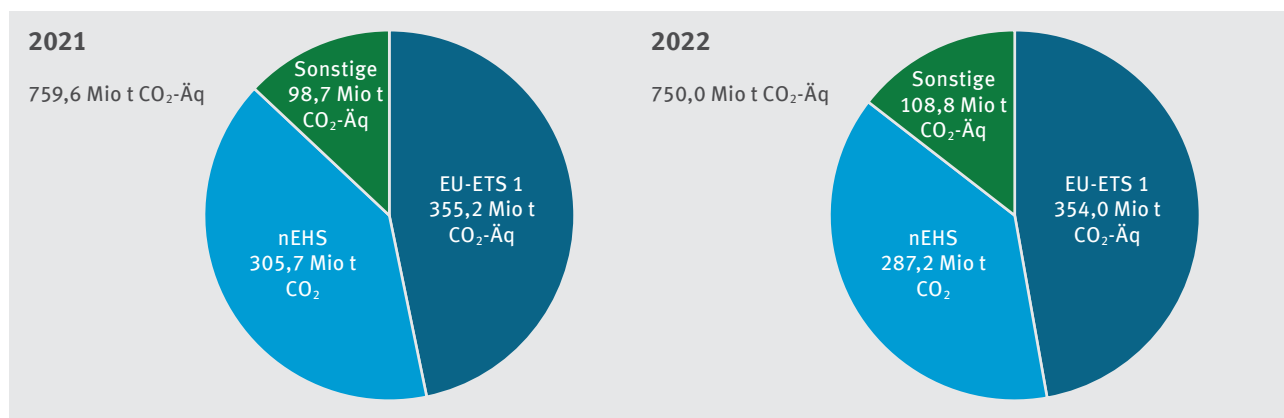
Auf Basis der Abgabemenge von Emissionszertifikaten im nEHS-Register liegen die Emissionen im nEHS für 2022 bei 288,5 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>. Das sind knapp 5,9 Prozent weniger als im Jahr zuvor (306,5 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>). Die Emissionen für die deutschen Anlagen im EU-ETS 1 liegen für 2022 bei rund 354,0 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äq<sup>9</sup>. Im Vergleich zu 2021 blieben die Emissionen im EU-ETS 1 damit nahezu unverändert, sodass der Emissionsrückgang im Anwendungsbereich des BEHG deutlich überproportional ausfiel. Um die jeweiligen Anteile der beiden Emissionshandelssysteme an den Gesamtemissionen in Deutschland auszuweisen, ist zu berücksichtigen, dass aufgrund der Überschneidung beider Emissionshandelssysteme ein geringer Prozentsatz der Emissionen im nEHS dem EU-ETS 1 zuzurechnen ist und nachträglich kompensiert wird (vergleiche Abschnitt 3.2 und Kapitel 6). Deswegen weichen die Emissionszahlen für den nEHS in Abbildung 8 geringfügig von den oben genannten Zahlen ab. Damit deckt der nEHS 2022 rund 38,3 Prozent der deutschen Gesamtemissionen ab, der Anteil der EU-ETS-1-Emissionen liegt bei 47,2 Prozent.

Insgesamt unterlagen im Jahr 2022 somit rund 85,5 Prozent der deutschen Gesamtemissionen einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung durch den EU-ETS 1 oder den nEHS. Nicht erfasst sind insbesondere Emissionen der Landwirtschaft, die vorwiegend durch Tierhaltung (Methanemissionen) und Stickstoffdüngung der Böden (Lachgasemissionen) entstehen. Außerdem fehlen die erst ab den Berichtsjahren 2023 und 2024 im nEHS erfassten Brennstoffemissionen (zum Beispiel Kohle und Abfälle).

Maßgeblich für die Emissionsentwicklung im nEHS sind der Verkehrs- und der Gebäudebereich. Die Emissionen des Verkehrs stiegen 2022 in der Abgrenzung des KSG gegenüber 2021 um 2 Prozent auf über 147 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äq. Dieser Zuwachs ist im Wesentlichen auf den Straßenverkehr zurückzuführen: Während hier bei Lkw und Bussen die Emissionen zwar um fast 2 Millionen CO<sub>2</sub>-Äq zurückgingen, stiegen sie bei Pkw und leichten Nutzfahrzeugen um rund 4,5 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äq an. Dagegen sanken die Emissionen im Gebäudebereich um 8,8 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äq beziehungsweise 7,4 Prozent. Dies liegt vor allem an Einsparungen aufgrund der hohen Gaspreise 2022 infolge des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine und den Bemühungen der Bevölkerung, Heizenergie zu sparen. So sanken bei den privaten Haushalten die Emissionen um etwa 7 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äq.

<sup>8</sup> Siehe UBA 2024

<sup>9</sup> DEHSt 2023d



Quelle: DEHSt

Abbildung 8: Gesamtemissionen in Deutschland 2021 und 2022 und Anteile der beiden Emissionshandelssysteme (EU-ETS 1 und nEHS)

### 3.2 Cap im nEHS

Wie in der Einleitung (Kapitel 1) beschrieben, funktioniert der nEHS nach dem Prinzip „Cap and Trade“. Im nEHS wird die sogenannte **„jährliche Emissionsmenge“** gemäß § 34 BEHV bestimmt. Sie legt formal den zulässigen Anteil von Emissionen im Anwendungsbereich des BEHG an dem der Bundesrepublik Deutschland gemäß EU-Klimaschutzverordnung (Effort Sharing Regulation – ESR) zugewiesenen Emissionsbudget außerhalb des EU-ETS fest (**im Folgenden „Cap“**).

Das Cap im nEHS setzt sich aus der Basis- und der Erhöhungsmenge zusammen. Die **Basismenge** ergibt sich aus den Minderungsverpflichtungen Deutschlands aus der EU-Klimaschutzverordnung und gilt für alle brennstoffbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen, die außerhalb des EU-ETS 1 entstehen – also im Anwendungsbereich des nEHS liegen. Für das Jahr 2022 ist gemäß § 34 BEHV ein jährliches Cap in Höhe von rund 291,1 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> und für das Jahr 2021 von rund 301,0 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> festgelegt.

Das jährliche Cap wird noch um eine **Erhöhungsmenge** erweitert. Diese Erhöhung gemäß § 35 BEHV entspricht jenen Brennstoffemissionen, für die sowohl im EU-ETS 1 als auch im nEHS eine Abgabe erfolgte. Diese Doppelbelastung kann auf Antrag der Anlagenbetreiber nachträglich kompensiert werden (ETS-Kompensation). Die Erhöhungsmenge für die Jahre 2021-2024 wurde gemäß § 35 BEHV im Dezember 2023 durch die DEHSt bestimmt und im Bundesanzeiger veröffentlicht<sup>10</sup>. Der Umfang der Erhöhungsmengen liegt in Relation zur Basismenge für die Jahre 2021 und 2022 bei jeweils deutlich unter einem Prozent.

Wie aus Tabelle 1 hervorgeht, unterschreitet die im nEHS-Register abgegebene Menge an nationalen Emissionszertifikaten (nEZ) 2022 das erweiterte und damit abschließend festgelegte Cap für das Verpflichtungsjahr 2022 um rund 3,9 Millionen. 2021 wurde das erweiterte Cap mit der Abgabemenge von 306,5 Millionen nEZ hingegen um rund 4,7 Millionen überschritten. Das heißt, dass in der Gesamtbetrachtung über den Zeitraum 2021-2022 das Cap für die Startphase des nEHS damit knapp um rund 0,8 Millionen nEZ überschritten wurde, also ein Zusatzbedarf besteht. Diese Zahlen stellen jedoch lediglich eine erste Indikation dar. Die DEHSt wird den entsprechenden Zusatzbedarf für die Jahre 2021 und 2022 bis Ende März 2024 gemäß den Vorgaben von § 36 BEHV bestimmen und veröffentlichen.

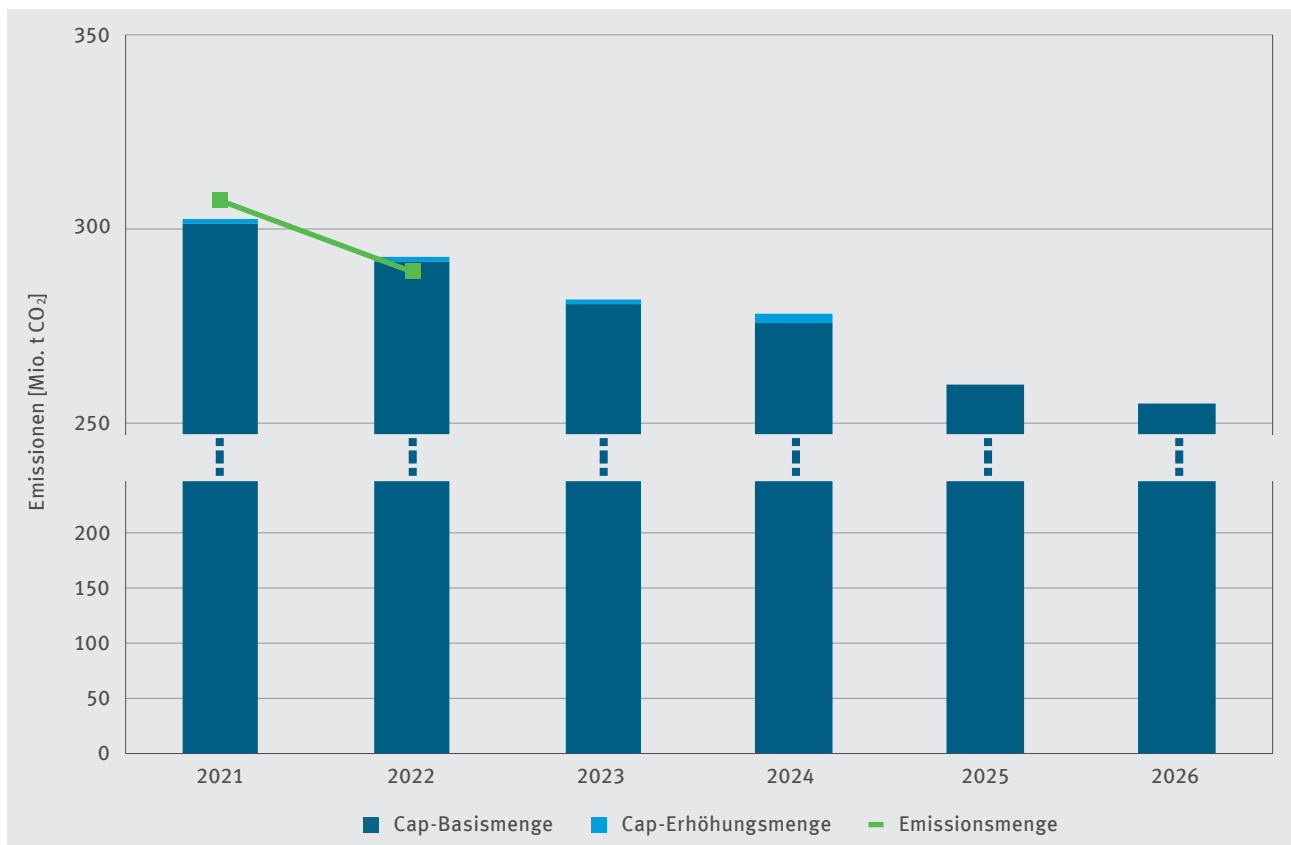
Anders als im EU-ETS 1 wird eine Überschreitung des Cap dadurch möglich, dass das jährliche Cap während der Festpreisphase des nEHS nicht die effektive Verfügbarkeit von nEZ in den Verkaufsterminen beschränkt. Sollte das Cap für ein Berichtsjahr auch nach der Erhöhung für die doppelt bilanzierten Emissionen unterhalb der Zahl an abgegebenen Zertifikaten liegen, kann der Bund Flexibilisierungsinstrumente – unter anderem den Zukauf von Zertifikaten aus anderen EU-Mitgliedstaaten – nach der ESR gemäß § 5 BEHG zum Ausgleich nutzen.

<sup>10</sup> Bundesanzeiger 2023

Tabelle 1: Mengenübersicht für die Jahre 2021 und 2022 in Millionen nEZ

	2021	2022
(A1) Cap gemäß § 34 BEHV	301,0	291,1
(A2) Cap-Erweiterung gemäß § 35 BEHV	0,8	1,3
<b>(A) Erweitertes Cap: A1+A2</b>	<b>301,8</b>	<b>292,4</b>
<b>(B) Abgabemenge</b>	<b>306,5</b>	<b>288,5</b>
<b>(C) Zusatzbedarf: (B) – (A) gemäß § 36 BEHV</b>	Bekanntgabe bis 31.03.24	Bekanntgabe bis 31.03.24

Abbildung 9 stellt grafisch den Cap-Verlauf im nEHS dar und vergleicht diesen mit den Abgabemengen aus 2021 und 2022. Im ersten Jahr des nEHS wurde das Cap leicht überschritten, im zweiten Jahr liegen die nEHS-Emissionen hingegen knapp unter dem Cap. Zwischen den beiden Jahren gab es einen Emissionsrückgang von rund 5,9 Prozent, während das Cap um circa 3 Prozent sank.



Quelle: DEHSt

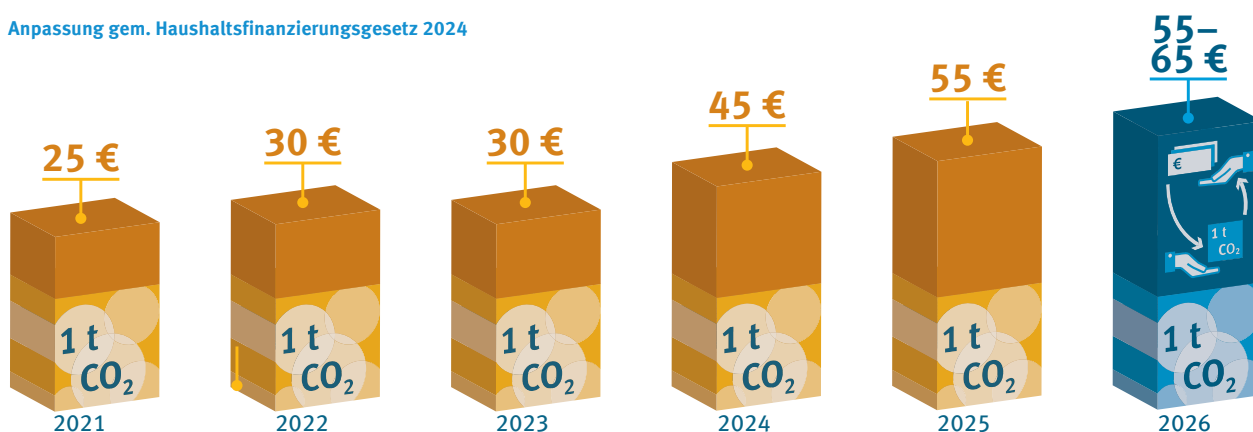
Abbildung 9: Verlauf des nEHS-Caps für 2021 bis 2026 im Vergleich zu den Emissionen in der Startphase des nEHS

### 3.3 Verkauf und Abgabe nationaler Emissionszertifikate

Der nEHS startete zunächst als Festpreissystem. Der Verkauf der nEHS-Zertifikate (nEZ) erfolgt während der gesamten Festpreisphase (2021 bis 2025) auf einer Verkaufsplattform, die auf Basis einer europaweiten Ausschreibung von der Leipziger Energiebörse, der European Energy Exchange AG (EEX), betrieben wird. Die Erlöse aus der Veräußerung fließen in den Klima- und Transformationsfonds (KTF). Im Jahr 2026 erfolgen dann die Versteigerungen von nEZ innerhalb eines Preiskorridors mit einem Mindest- und Höchstpreis (55 bis 65 Euro).

In der folgenden Abbildung ist der aktuelle BEHG-Preisfad dargestellt. Mit Ausnahme des Jahres 2023 steigt der Festpreis jährlich an. Der Festpreis für ein nEZ und damit für eine Tonne CO<sub>2</sub> startete 2021 mit 25 Euro und stieg 2022 auf 30 Euro. Im Jahr 2023 lag der Festpreis ebenfalls bei 30 Euro. 2024 und 2025 liegen die Festpreise bei 45 und 55 Euro.

Anpassung gem. Haushaltsfinanzierungsgesetz 2024



Quelle: DEHSt

Abbildung 10: Preisfad im BEHG

#### Eckpunkte zum Verkauf von nEHS-Zertifikaten

Im ersten Jahr des neu eingeführten nEHS startete die EEX am 05.10.2021 erfolgreich den Verkauf von nEZ mit der Fälligkeit 2021 zu einem Festpreis von 25 Euro. Seit 2022 werden nEZ an der EEX mit Fälligkeit des jeweils laufenden Jahres und des Vorjahres angeboten. Im Jahr 2022 wurden nEZ mit Fälligkeit 2022 zu einem Festpreis von 30 Euro und nEZ mit Fälligkeit 2021 zu einem Festpreis von 25 Euro veräußert. Im Jahr 2023 wurden nEZ mit den Fälligkeiten 2023 und 2022 zu einem Festpreis von 30 Euro veräußert. Die Verkäufe finden zweimal wöchentlich, dienstags und donnerstags, für jeweils sechs Stunden am Spot-Markt der EEX statt. Die Rahmenbedingungen für den Verkauf sind in der Brennstoffemissions-handelsverordnung (BEHV) festgelegt.

Während der Festpreisphase ist die Anzahl der verfügbaren nEZ mit Fälligkeit des jeweils laufenden Jahres an den Verkaufsterminen für die Käufer nicht limitiert.<sup>11</sup> Im Folgejahr ist gemäß § 10 Absatz 2 BEHG ein begrenzter Nachkauf von nEZ mit der Vorjahresfälligkeit möglich (sogenannte Nachkaufregel). Der zum 31.12. jedes Jahres auf dem Compliance-Konto eines BEHG-Verantwortlichen ausgewiesene Saldo an nEZ bildet hierzu die Bemessungsgrundlage. Im Folgejahr kann ein BEHG-Verantwortlicher bis zu 10 Prozent dieses Saldos an nEZ zum Preis des Vorjahres bis zum 30.09. an der EEX nachkaufen beziehungsweise von Intermediären nachkaufen lassen.

Pro erworbenem nEZ fällt bei der EEX ein Transaktionsentgelt in Höhe von 0,0049 Euro beziehungsweise 0,49 Cent (0,0058 Euro inklusive USt) an. Fixe Entgelte oder Gebühren fallen nicht an.

<sup>11</sup> Soweit hierdurch die jährliche Emissionsmenge nach § 4 Absatz 1 und 3 BEHG (sogenanntes Basis-Cap) für ein Kalenderjahr innerhalb der Handelsperiode überschritten wird und die Jahresmengen der EU-Klimaschutzverordnung nicht eingehalten werden, wird der darüber hinausgehende Bedarf an Emissionszertifikaten durch die Bundesregierung mittels Nutzung von Flexibilisierungsmöglichkeiten nach der EU-Klimaschutzverordnung gedeckt.

Gemäß § 9 Absatz 1 BEHG sind nEZ mit einer Fälligkeit 2021 bis 2025 für die Abdeckung der Brennstoffemissionen des entsprechenden Jahres oder der Vorjahre gültig. Das heißt, dass für die Abgabe zum 30.09.2023 für die **Emissionen 2022** sowohl nEZ mit der Fälligkeit 2022 als auch mit der Fälligkeit 2023 (bei Nachabgaben: auch mit Fälligkeiten späterer Jahre) genutzt werden konnten. Zur Abgabe für die **Emissionen 2021** konnten nEZ mit den Fälligkeiten 2021, 2022 und 2023 (bei Nachabgaben: auch mit Fälligkeiten späterer Jahre) verwendet werden. Da für die Abgabe der Emissionen aus den Jahren 2021 und 2022 die obengenannten Fälligkeiten verwendet wurden, gibt die folgende Tabelle zunächst einen Überblick zu den wichtigsten Verkaufszahlen in den Jahren 2021, 2022 und 2023.

**Tabelle 2: Übersicht deutscher nEZ-Verkäufe in den Jahren 2021, 2022 und 2023**

Jahr	Fälligkeitsjahr nEZ („Vintage“)	Preis	Veräußerte Menge	Erlöse
2021	2021	25 €	287.353.320	7.183.833.000 €
	2022	30 €	198.045.354	5.941.360.620 €
2022	2021	25 €	18.463.488	461.587.200 €
			<b>216.508.842</b>	<b>6.402.947.820 €</b>
2023	2023	30 €	348.689.783	10.460.693.490 €
	2022	30 €	9.313.933	279.417.990 €
			<b>358.003.716</b>	<b>10.740.111.480 €</b>
<b>Gesamt</b>			<b>861.865.878</b>	<b>24.326.892.300 €</b>

Quelle: EEX, DEHSt

Im Jahr 2021 wurden an der EEX für Deutschland insgesamt über **287 Millionen nEZ** im Gesamtwert von knapp **7,2 Milliarden Euro** veräußert (siehe auch Abbildung 11). Im Folgejahr 2022 lag die Gesamtverkaufsmenge bei knapp **217 Millionen nEZ** im Gesamtwert von über **6,4 Milliarden Euro**. Insgesamt wurden 2022 damit deutlich weniger Zertifikate als 2021 veräußert. Maßgeblich für den Rückgang war der Beschluss des Gesetzgebers zur Aussetzung der ursprünglich für 2023 vorgesehenen CO<sub>2</sub>-Preissteigerung. Infolgedessen haben Unternehmen den Erwerb von Zertifikaten in signifikantem Umfang in das Jahr 2023 verschoben.<sup>12</sup> So wurden im Jahr 2023 insgesamt rund **358 Millionen nEZ** mit den Fälligkeiten 2023 und 2022 im Gesamtwert von über **10,7 Milliarden Euro** verkauft.<sup>13</sup>

Die folgende Tabelle verdeutlicht diesen Sondereffekt. Für das Berichtsjahr 2021 nutzten die Unternehmen fast vollständig nEZ mit der Fälligkeit 2021 (25 Euro) zur Abgabe. Damit konnten zusätzliche Kosten weitestgehend vermieden werden, die bei Nutzung von nEZ des Folgejahres (30 Euro) entstanden wären. Für das Berichtsjahr 2022 wurden neben nEZ mit der Fälligkeit 2022 hingegen auch in einem signifikanten Umfang nEZ mit der Fälligkeit des Folgejahres 2023 genutzt. Anders als im Berichtsjahr 2021 war dies durch das Preismoratorium im BEHG ohne zusätzliche Kosten möglich, da nEZ beider Fälligkeiten zum einheitlichen Preis von 30 Euro verkauft wurden. Der massive Anstieg bei den verkauften nEZ im Jahr 2023 ist somit nicht auf entsprechend gestiegene Emissionen im Verkehrs- und Gebäudesektor zurückzuführen (vergleiche Tabelle 2 und 3), sondern spiegelt den großen Nachholbedarf der Unternehmen wider.

<sup>12</sup> Siehe DEHSt 2024b

<sup>13</sup> Für ausführliche Informationen zu den Verkaufsergebnissen empfehlen wir unsere regelmäßigen Verkaufsberichte (DEHSt 2023e).

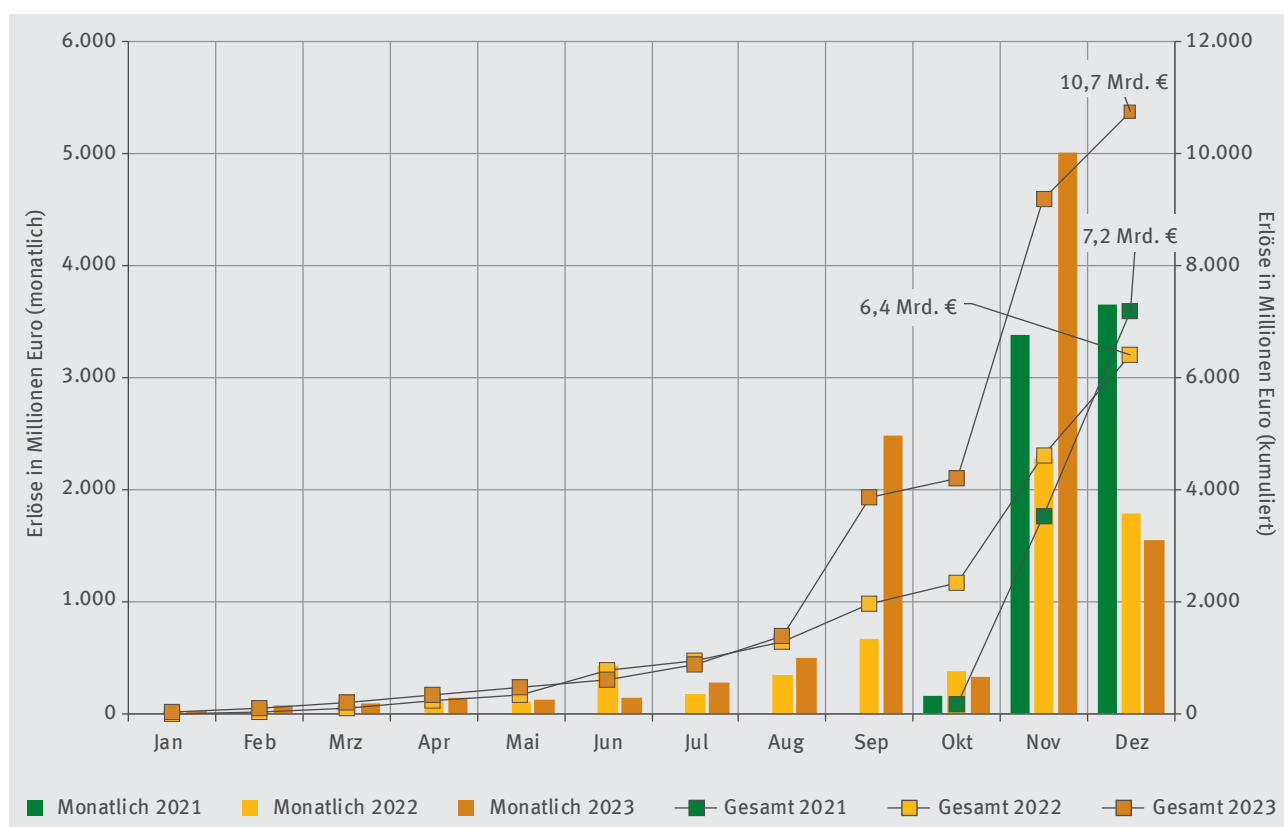


Tabelle 3: Übersicht abgegebener nEZ für die Emissionen der Jahre 2021 und 2022

	Summe aller abgegebenen nEZ (Jahr)	2021er nEZ	2022er nEZ	2023er nEZ
Berichtsjahr 2021	306.450.338	305.650.787	556.347	243.204
Berichtsjahr 2022	288.495.107		206.172.484	82.322.623
<b>Insgesamt veräußerte Menge</b>		<b>305.816.808</b>	<b>207.359.287</b>	<b>348.689.783<sup>14</sup></b>

Quelle: EEX, DEHSt, Stand: 15.12.2023

In der folgenden Abbildung ist die Entwicklung der deutschen Verkaufserlöse (nEZ) für die Jahre 2021, 2022 und 2023 dargestellt. Im Jahr 2021 startete der Verkauf im Oktober, während er in den beiden darauffolgenden Jahren bereits im Januar begann. Neben den Werten pro Monat sind auch die kumulierten Gesamterlöse abgebildet. Dabei sind die Erlöse der nEZ der Fälligkeiten der jeweiligen Jahre (2021: nur 2021er nEZ; 2022: 2022er und 2021er nEZ, 2023: 2023er und 2022er nEZ) summiert dargestellt. In der Gesamtschau der Jahre 2021 bis 2023 zeigt sich damit, dass die Marktteilnehmer den Großteil ihres Bedarfs an nEZ mit Fälligkeit des jeweils laufenden Jahres in den beiden letzten Monaten des Jahres (November und Dezember) decken. Kurz vor Ablauf der Abgabefrist im nEHS, also jeweils im September 2022 und 2023, wurde ebenfalls eine erhöhte Nachfrage nach nEZ verzeichnet.



Quelle: EEX, DEHSt

Abbildung 11: Deutsche Verkaufserlöse (nEZ)

14 Der Nachkauf für 2023er nEZ startet im März 2024 und endet im September 2024 (vergleiche EEX 2024 für den aktuellen nEHS Verkaufskalender), das heißt, diese Menge ist noch nicht final.

## 4 Überblick BEHG-Verantwortliche und Emissionen

In den folgenden zwei Abschnitten werden die BEHG-Verantwortlichen differenziert nach der Höhe ihrer Emissionen ausgewertet und die zehn größten BEHG-Verantwortlichen näher betrachtet.

### 4.1 BEHG-Verantwortliche nach Höhe ihrer Emissionen

Im Jahr 2022 haben 1.590 BEHG-Verantwortliche einen Emissionsbericht eingereicht. 2021 lag der Wert bei 1.650 BEHG-Verantwortlichen<sup>15</sup>. Ursachen für eine sich von Berichtsjahr zu Berichtsjahr ändernde Anzahl an Emissionsberichten können unter anderem Veränderungen in der Unternehmensstruktur wie zum Beispiel die Zusammenlegungen mit anderen Unternehmen oder Verkäufe von Unternehmensteilen sein. Des Weiteren besteht keine Verpflichtung zum Einreichen eines Emissionsberichts, wenn im jeweiligen Jahr keine Brennstoffe emissionshandelspflichtig in Verkehr gebracht wurden.

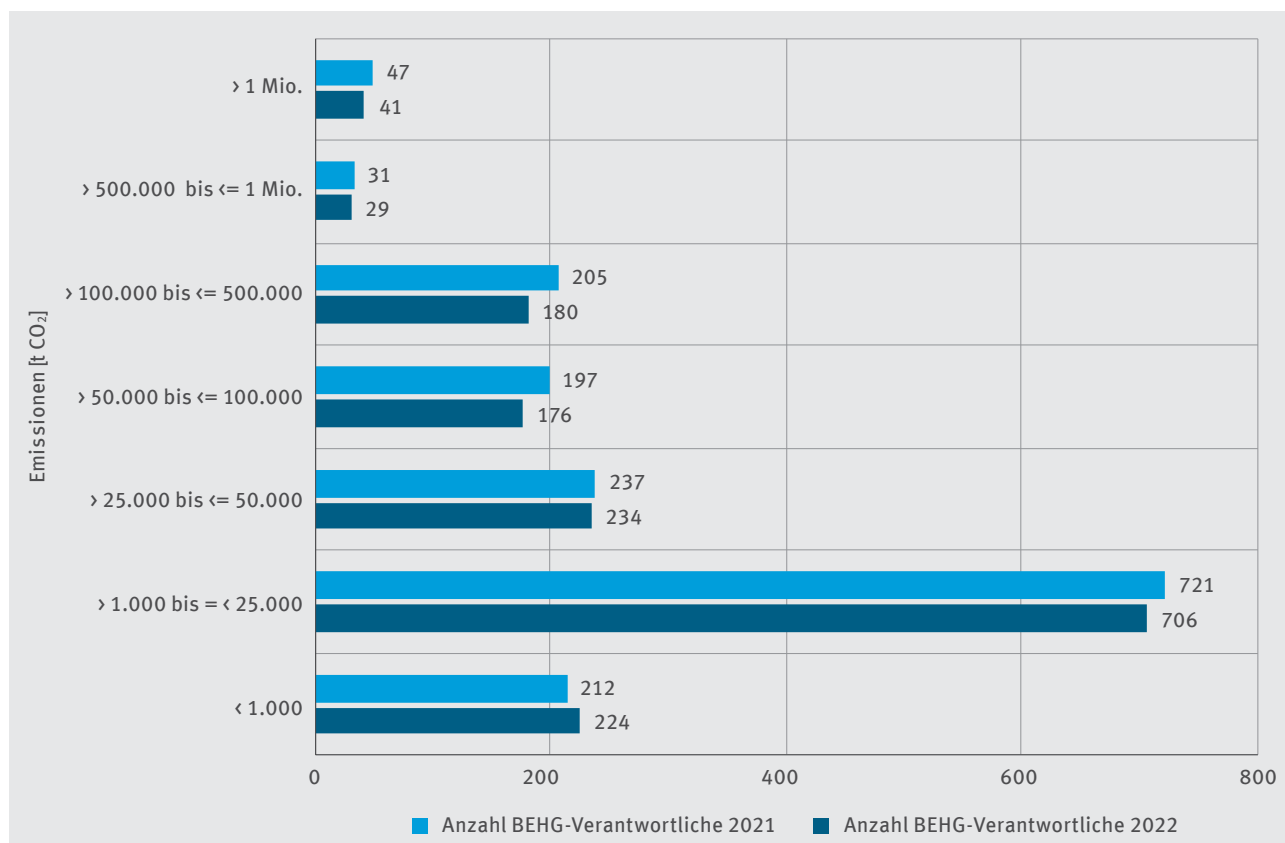
Abbildung 12 zeigt die Verteilung der BEHG-Verantwortlichen auf verschiedene Größenklassen in Abhängigkeit von der Höhe der berichteten Emissionen in den Jahren 2021 und 2022. Die Verteilung ist in beiden Jahren annähernd gleich. Gut 70 Prozent der BEHG-Verantwortlichen berichtete Emissionen von weniger als 50.000 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr. Hier handelt es sich vor allem um kleinere Energieversorgungsunternehmen, zum Beispiel auf kommunaler Ebene, und Brennstoffhändler, die verhältnismäßig geringe Brennstoffmengen in Verkehr bringen. Nur wenige Unternehmen im nEHS (jeweils knapp 5 Prozent) bringen Brennstoffe mit Emissionen über 500.000 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr in Verkehr. Hier handelt es sich meist um große Energieversorger und Stadtwerke, Großhändler für Brennstoffe oder um Raffinerien.

Neben den „typischen“ BEHG-Verantwortlichen, vor allem aus den Bereichen Energieversorgung und Brennstoffhandel, berichten auch Unternehmen aus anderen Branchen Emissionen im nEHS, zum Beispiel Betreiber von Industrie- und Energieanlagen, Unternehmen aus dem Gesundheitswesen oder dem Dienstleistungsbereich.<sup>16</sup> Die Emissionen dieser Unternehmen liegen fast ausschließlich in den unteren Größenklassen.

Bei einem geringen Teil der BEHG-Verantwortlichen betragen die ausgewiesenen Emissionen null Tonnen CO<sub>2</sub>: Dies ist darauf zurück zu führen, dass sich durch verschiedene Abzugsmöglichkeiten die abgabepflichtigen Emissionen auf null reduzieren, sodass diese Unternehmen zwar berichtspflichtig sind, jedoch keine nEZ abgeben müssen (vergleiche Kapitel 5.2). Im Jahr 2022 betrifft dies 22 BEHG-Verpflichtete, im Jahr 2021 21.

<sup>15</sup> Die Anzahl der BEHG-Verpflichteten in den veröffentlichten Compliance-Daten im nEHS-Register (DEHSt 2024a) und in den Newsmeldungen zu den Emissionen 2021 und 2022 unter DEHSt – Auswertungen und Berichte (DEHSt 2023e) liegt über der Anzahl der Emissionsberichte, die in den Auswertungen für Kapitel 4, 5 und 6 berücksichtigt sind. Dies hat verschiedene Ursachen. Unter anderem besteht keine Verpflichtung zum Einreichen eines Emissionsberichts, wenn im jeweiligen Jahr keine Brennstoffe emissionshandelspflichtig in Verkehr gebracht wurden. Das Konto im Register bleibt in diesen Fällen aber bestehen. Zudem sind die Unternehmen nicht verpflichtet, der DEHSt mitzuteilen, dass sie im betreffenden Jahr keine Brennstoffe emissionshandelspflichtig in Verkehr gebracht haben. Des Weiteren sind zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Berichts noch Fälle in der Prüfung durch die DEHSt, sodass eventuell weitere Korrekturen an den Emissionsberichten berücksichtigt werden müssen.

<sup>16</sup> Dabei handelt es sich um Unternehmen, die sich zum Beispiel zentral um die Erdgasversorgung an einem Standort oder für mehrere Industrie- und Energieanlagen kümmern. Da bei Erdgas die Energiesteuer und damit auch die BEHG-Pflicht an die direkte Entnahme aus dem Leitungsnetz anknüpft, sind dann diese Unternehmen und nicht die vorgelagerten Erdgaslieferanten die BEHG-Verantwortlichen.

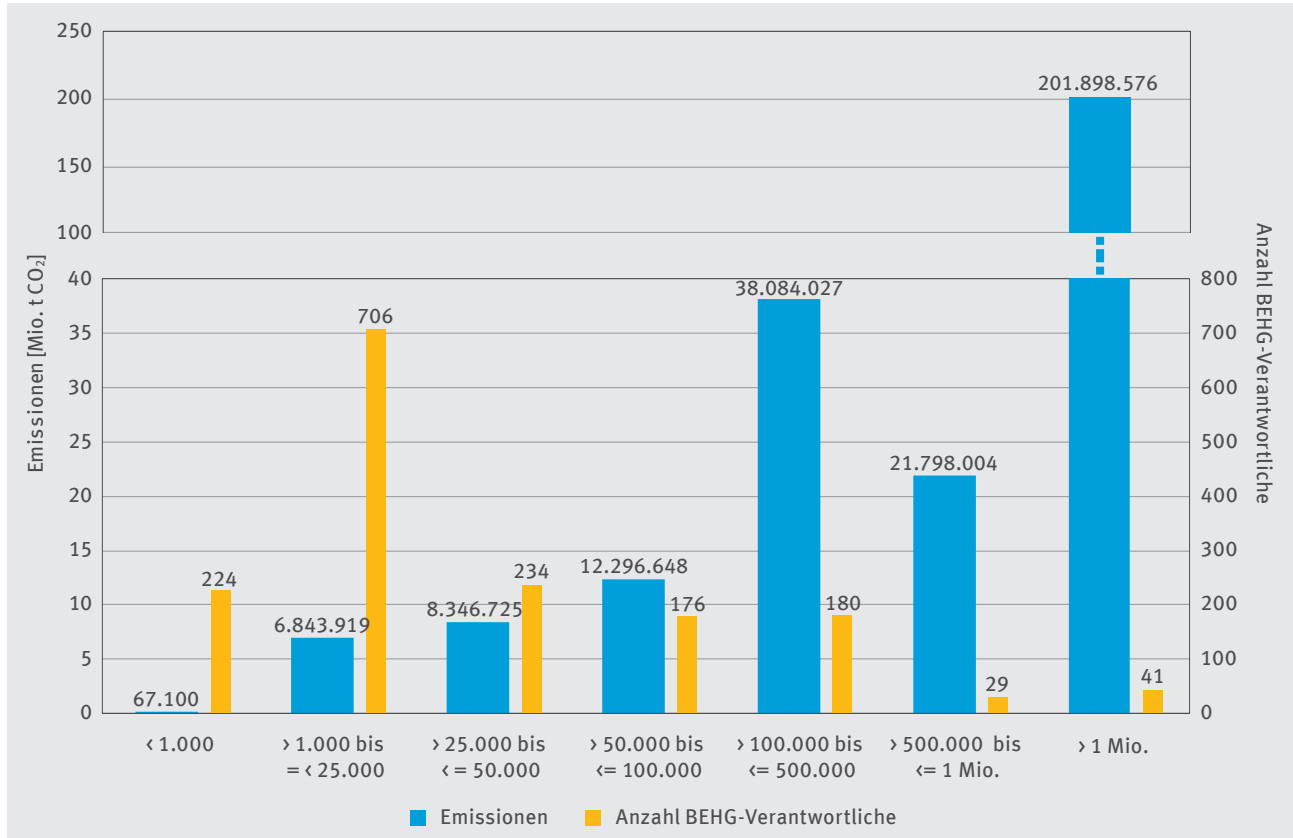


Quelle: DEHSt

Abbildung 12: Anzahl BEHG-Verantwortliche nach Höhe ihrer Emissionen in den Jahren 2021 und 2022

Am Beispiel des Berichtsjahres 2022 verdeutlicht Abbildung 13, dass das BEHG viele Unternehmen mit insgesamt wenig in Verkehr gebrachten CO<sub>2</sub>-Emissionen und wenige Unternehmen mit jeweils sehr hohen Emissionen abdeckt, die in Summe auch für einen Großteil der insgesamt vom BEHG erfassten Emissionen verantwortlich sind.

So berichten rund 58,5 Prozent der BEHG-Verantwortlichen insgesamt nur circa 2,4 Prozent der Emissionen im nEHS, wohingegen 2,6 Prozent der BEHG-Verantwortlichen fast 70 Prozent der Emissionen im nEHS berichten.



Quelle: DEHSt

Abbildung 13: Vergleich Anzahl BEHG-Verantwortliche nach Größenklassen mit CO<sub>2</sub> Emissionen in 2022

## 4.2 Die zehn größten BEHG-Verantwortlichen

Die zehn größten BEHG-Verantwortlichen im nEHS sind in Tabelle 4 dargestellt. Hier handelt es sich hauptsächlich um große Unternehmen der Mineralölbranche, die in der Regel Raffinerien betreiben und sehr hohe Brennstoffmengen in Verkehr bringen. Da bei Mineralölprodukten die Energiesteuer direkt bei Entnahme aus dem Steuerlager entsteht, unterliegen diese Unternehmen dem BEHG.

Insgesamt sind diese zehn Unternehmen mit rund 134,9 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr für fast die Hälfte (44 Prozent) der berichtspflichtigen Emissionen im nEHS verantwortlich.

Die gelisteten Unternehmen unter den Top 10 haben sich zwischen den beiden Jahren nicht verändert, nur ihre Reihenfolge ist leicht unterschiedlich. In beiden Jahren war BP Europa SE, ein Mineralöl- und Energieunternehmen, der BEHG-Verantwortliche mit den höchsten berichteten CO<sub>2</sub>-Emissionen im nEHS. Die Emissionen von Tochterunternehmen von Konzernen oder Beteiligungen an anderen Unternehmen, die selbst als BEHG-Verantwortliche berichten, sind entsprechend getrennt unter dem jeweiligen BEHG-Verantwortlichen ausgewiesen. An einigen der hier als Top 10 ausgewiesenen Unternehmen halten BEHG-Verantwortliche maßgebliche Beteiligungen.<sup>17</sup>

Den größten prozentualen Zuwachs an Emissionen hat Varo Energy Germany GmbH, die deutsche Tochter eines europäischen Energieunternehmens, mit 17 Prozent zu verzeichnen. Den größten Rückgang hat die zu E.ON zugehörige Energie Deutschland GmbH mit 14 Prozent zu verzeichnen.

Tabelle 4: Übersicht über die zehn BEHG-Verantwortlichen mit den höchsten Emissionen im nEHS im Jahr 2022 (mit Veränderung gegenüber 2021)

Unternehmen	Emissionen [kt CO <sub>2</sub> ]	Anteil an Emissionen	Veränderung ggü. 2021
BP Europa SE	31.375	10,23 %	▼ -4 %
Shell Deutschland GmbH	25.996	8,48 %	● 0 %
Mineraloelraffinerie Oberrhein GmbH & Co. KG	20.572	6,71 %	▲ 7 %
BAYERNOIL Raffineriegesellschaft mbH	11.410	3,72 %	▲ 6 %
TotalEnergies Marketing Deutschland GmbH	9.962	3,25 %	▼ -11 %
ESSO Deutschland GmbH	8.492	2,77 %	▲ 9 %
Varo Energy Germany GmbH	7.239	2,36 %	▲ 17 %
PCK & elf Tanklagerbetrieb Seefeld (PETS) GbR	6.764	2,21 %	▲ 1 %
HOLBORN Europa Raffinerie GmbH	6.742	2,20 %	▼ -3 %
E.ON Energie Deutschland GmbH	6.315	2,06 %	▼ -14 %
<b>Gesamtergebnis</b>	<b>134.866</b>	<b>43,99 %</b>	<b>● 0 %</b>

<sup>17</sup> Beispielsweise hält die Shell Deutschland GmbH 32,25 % der Anteile an der Mineraloelraffinerie Oberrhein GmbH & Co. KG (MiRO 2024) und 37,5 % der Anteile an der PCK Raffinerie GmbH (PCK 2024).

## 5 Überblick Brennstoffe und Emissionen

Im folgenden Kapitel werden die berichteten Brennstoffe und die abzugsfähigen Emissionen differenziert dargestellt.

### 5.1 Brennstoffe und Emissionen

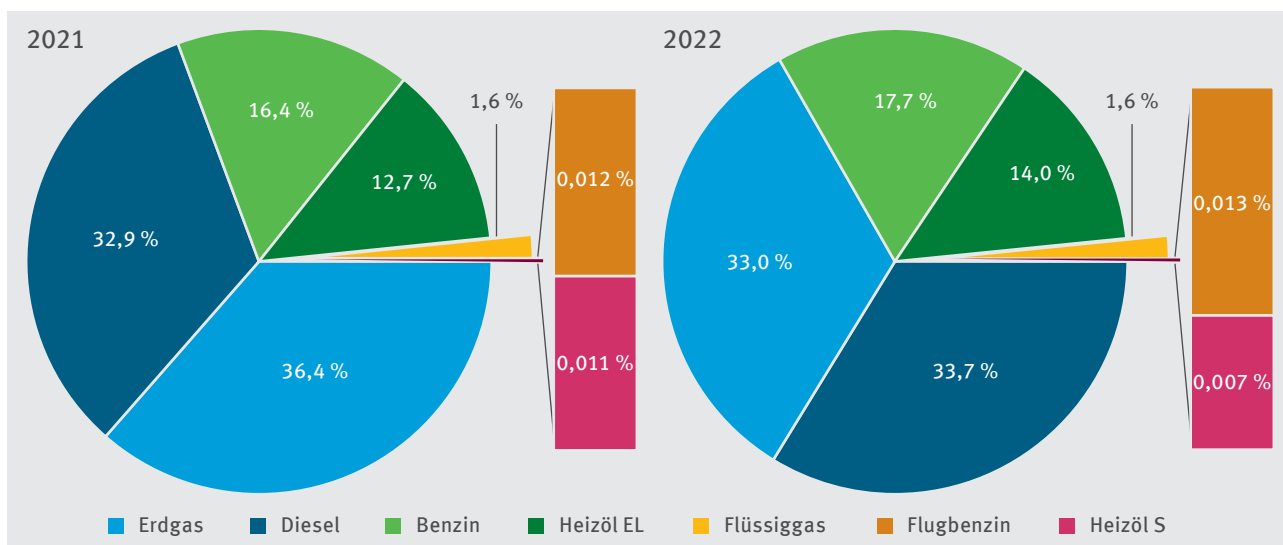
In den Jahren 2021 und 2022 sind nur die in Anlage 2 BEHG genannten Brennstoffe berichtspflichtig, das heißt Benzin, Flugbenzin, Gasöl zu Heizzwecken (Heizöl EL), Gasöl als Kraftstoff (Diesel), Heizöl S, Flüssiggas und Erdgas.



#### Überblick über die einzelnen Brennstoffe

**Erdgas** dient hauptsächlich der Gebäudeheizung, wird als Wärmelieferant für thermische Prozesse in Gewerbe und Industrie genutzt oder zur Stromerzeugung. Beide Lieferformen, also CNG und LNG, unterliegen im nEHS der Berichts- und Abgabepflicht. Aus **Gasöl** wird der Kraftstoff Diesel und der Brennstoff Heizöl Extra Leicht (Heizöl EL) hergestellt. Im nEHS wird zwischen diesen beiden Brennstoffen unterschieden. **Diesel** ist als Kraftstoff für Dieselmotoren geeignet, wird also eher im Verkehrsbereich verwendet. **Heizöl EL** wird in Öfen oder Zentralheizungen vor allem in privaten Haushalten, aber auch im Gewerbe genutzt. In industriellen Feuerungsanlagen wird es auch in der Industrie eingesetzt. **Heizöl S** hingegen ist ein Schweröl und wird vor allem in der chemischen Industrie eingesetzt, aber auch bei der Eisen- und Stahlerzeugung, sowie zur Stromerzeugung in öffentlichen Elektrizitätswerken. **Flüssiggas** wird sowohl zur Wärmeerzeugung zum Heizen und Kochen, als auch als Kraftstoff für dafür ausgestattete Motoren verwendet. **Benzin** wird hauptsächlich als Kraftstoff für Verbrennungsmotoren verwendet. In den ersten beiden Jahren ist die Benzinsorte E 85 im nEHS nicht berücksichtigt. Sie ist eine Benzinalternative, die aus Futtergetreide und Zuckerrüben gewonnen wird und somit einen hohen Prozentsatz an Emissionen im Vergleich zu fossilem Benzin einspart. **Flugbenzin** ist Benzin, welches für Kleinflugzeuge mit bestimmten Motoren eingesetzt wird.

Abbildung 14 gibt einen Überblick, zu welchen Anteilen die einzelnen Brennstoffe im nEHS vertreten sind. Erdgas und Diesel haben mit jeweils circa einem Drittel die größten Anteile an den Emissionen im nEHS. Ihnen folgen Benzin und Heizöl EL mit jeweils circa einem Sechstel der Emissionen. Der Anteil von Flüssiggas liegt bei rund 1,6 Prozent in beiden Jahren. Die beiden Brennstoffe Heizöl S und Flugbenzin haben nur einen sehr geringen Anteil von deutlich unter einem Prozent der Emissionen im nEHS.



Quelle: DEHSt

Abbildung 14: Emissionen der Brennstoffe im nEHS 2021 und 2022

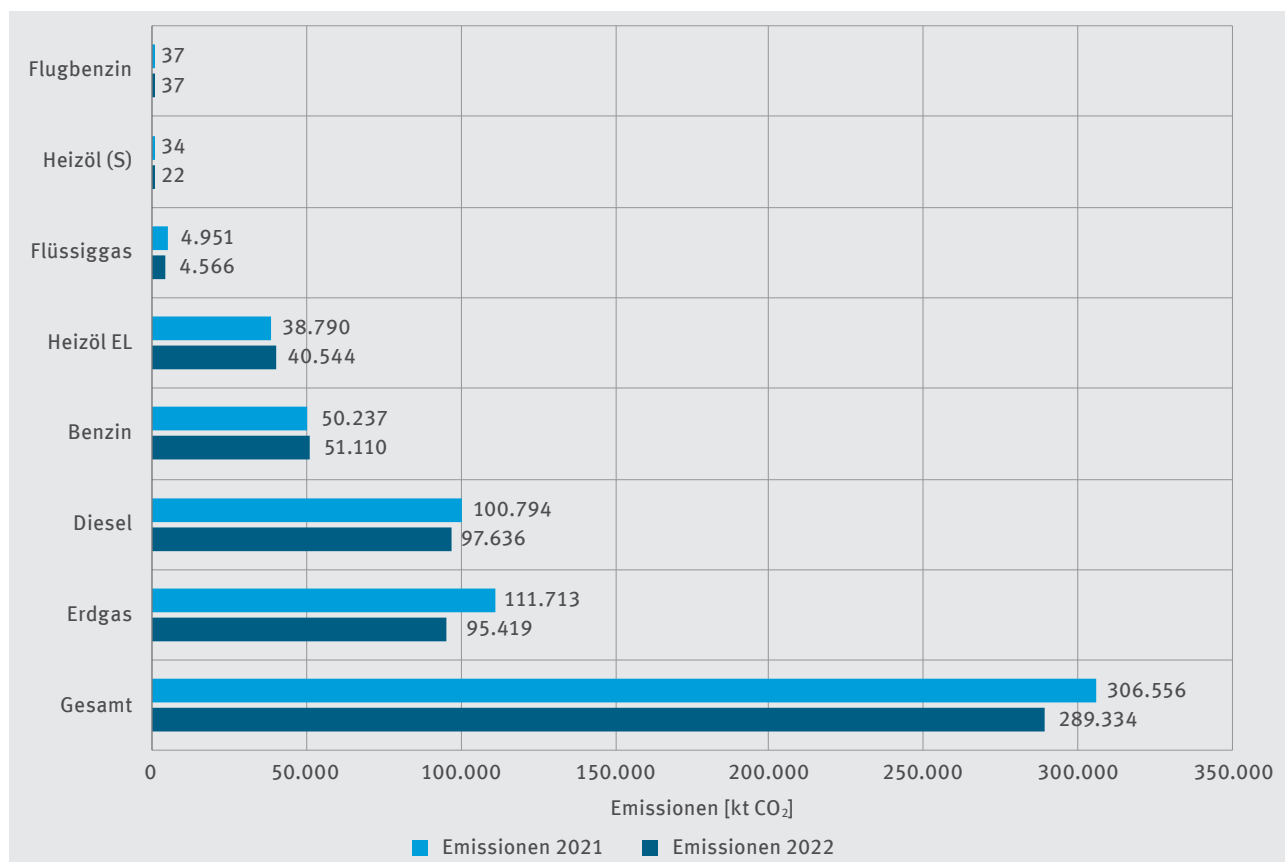
Über die Jahre 2021 und 2022 sind die Emissionen im nEHS insgesamt um 5,9 Prozent gesunken (vergleiche Abbildung 15). Dies ist vor allem auf die Entwicklung bei Erdgas zurückzuführen. Dieses verzeichnet 2022 einen deutlichen Rückgang von circa 14 Prozent. Auch die Dieselemissionen sind leicht gesunken, wohingegen Benzin und Heizöl EL einen leichten Anstieg zu verzeichnen haben.

Der starke Rückgang beim Erdgas ist vor allem auf zwei Faktoren zurückzuführen. Zum einen ist die Verwendung von Erdgas durch die Folgen des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine und die damit verbundenen stark gestiegenen Erdgaspreise geprägt. In der Industrie ist der Verbrauch von Erdgas unter anderem aufgrund preisinduzierter Substitutionen und Einsparmaßnahmen zurückgegangen<sup>18</sup>. Reaktionen waren einerseits die Bevorratung mit Heizöl EL oder die Substitution von Erdgas durch Stein- und Braunkohle bei der Strom- und Wärmeversorgung. Zum anderen haben die milden Witterungsverhältnisse 2022 dazu geführt, dass im Vergleich zu 2021 weniger geheizt werden musste. Auch die intensiven öffentlichen Diskussionen über notwendige Einsparungen beim Erdgasverbrauch haben zu dessen Verringerung beigetragen.

Die Zunahme von Heizöl EL ist darauf zurückzuführen, dass private oder gewerbliche Verbraucher aus Sorge vor einer weiteren Verschärfung der Energiekrise ihre Bestände zur Krisenvorsorge aufgestockt haben.

Die Preise der Kraftstoffe sind aufgrund des Preisanstiegs für Rohöl auf dem Weltmarkt 2022 teils stark gestiegen<sup>19</sup>. Dabei stieg der Preis für Diesel stärker als für Benzin, was den leichten Rückgang bei Diesel und den Anstieg bei der Verbrennung von Benzin erklären kann.

Der Rückgang von Flüssiggas ist auf die sinkende Nachfrage aus der chemischen Industrie zurückzuführen<sup>20</sup>. Der Verkauf von Flüssiggas für die chemische Weiterverarbeitung sank stark, wohingegen der Inlandsabsatz zur Energieversorgung leicht stieg.



Quelle: DEHSt

Abbildung 15: Emissionen nach Brennstoffen in den Jahren 2021 und 2022

<sup>18</sup> Siehe AGEb 2023

<sup>19</sup> Siehe AGEb 2023

<sup>20</sup> Siehe DVFG 2023

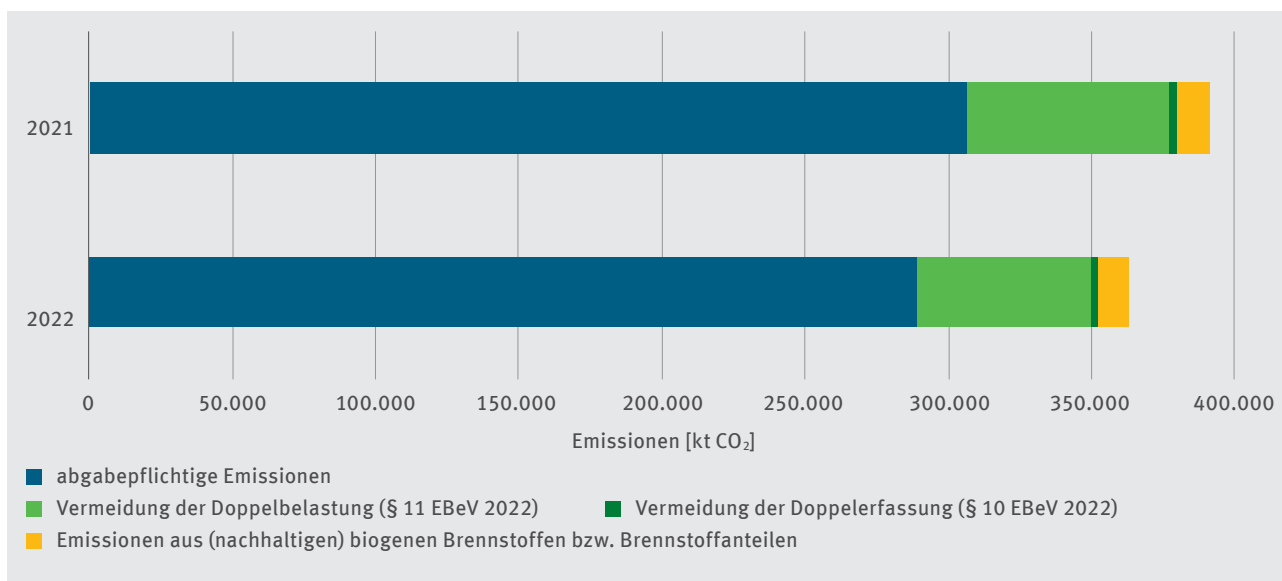
## 5.2 Abzugsfähige Emissionen

Unter bestimmten Voraussetzungen können Emissionen im Emissionsbericht abgezogen beziehungsweise korrigiert werden. Für diese müssen in der Folge keine Zertifikate abgegeben werden. Dazu zählen:

- ▶ abzugsfähige Emissionen aus (nachhaltigen) **biogenen Brennstoffen** beziehungsweise Brennstoffanteilen (§ 6 EBeV 2022), vergleiche Kapitel 5.2.1,
- ▶ abzugsfähige **Emissionen zur Vermeidung der Doppelerfassung** (§ 10 EBeV 2022), einschließlich der Entlastung für die stoffliche Verwendung von Erdgas (§ 10 Absatz 4 EBeV 2022), vergleiche Kapitel 5.2.2,
- ▶ abzugsfähige Emissionen zur **Vermeidung der Doppelbelastung durch Vorabzug** von Brennstoffmengen (§ 11 EBeV 2022), vergleiche Kapitel 6.1.

Für die abzugsfähigen Emissionen ist keine Abgabe von nEZ erforderlich, sie müssen aber im Emissionsbericht ausgewiesen werden. In den Kapiteln 5 und 6 wird daher zwischen „abgabepflichtigen Emissionen“ und „berichtspflichtigen Emissionen“ differenziert, das heißt der Summe aus abgabepflichtigen und abzugsfähigen Emissionen. In den übrigen Kapiteln werden nur die abgabepflichtigen Emissionen beziehungsweise die tatsächlichen Abgabemengen dargestellt.

2022 wurden 20,4 Prozent der berichtspflichtigen Emissionen über die oben genannten Möglichkeiten in den Emissionsberichten abgezogen beziehungsweise korrigiert (vergleiche Abbildung 16). Das entspricht circa 74,2 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>. 2021 waren es circa 10 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> mehr, also 84,9 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> oder 21,7 Prozent.

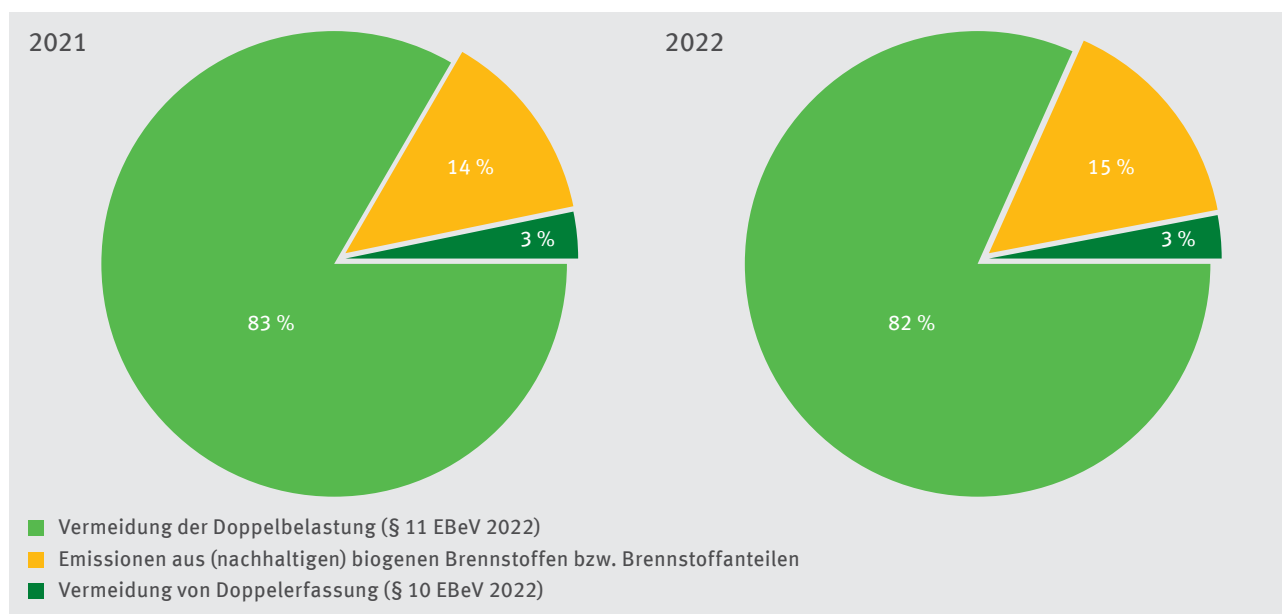


Quelle:DEHSt

Abbildung 16: Abgabepflichtige und abzugsfähige Emissionen in 2021 und 2022



Wie in Abbildung 17 ersichtlich, macht der Vorabzug, also die Vermeidung der Doppelbelastung, mit rund 82 Prozent oder 60,6 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> 2022 den größten Anteil aus. 2021 wurden 70,8 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> über den Vorabzug geltend gemacht. Danach folgt der Abzug von Emissionen aus (nachhaltigen) biogenen Brennstoffen beziehungsweise Brennstoffanteilen mit 11,4 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> in beiden Jahren. Der Abzug von Emissionen aufgrund der Doppelerfassung korrigiert die Emissionen im nEHS 2022 um circa 2,2 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> und 2021 um circa 2,8 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>, beziehungsweise jeweils rund 3 Prozent.



Quelle: DEHSt

Abbildung 17: Anteile der einzelnen Abzüge an der gesamten abzugsfähigen Menge für 2021 und 2022

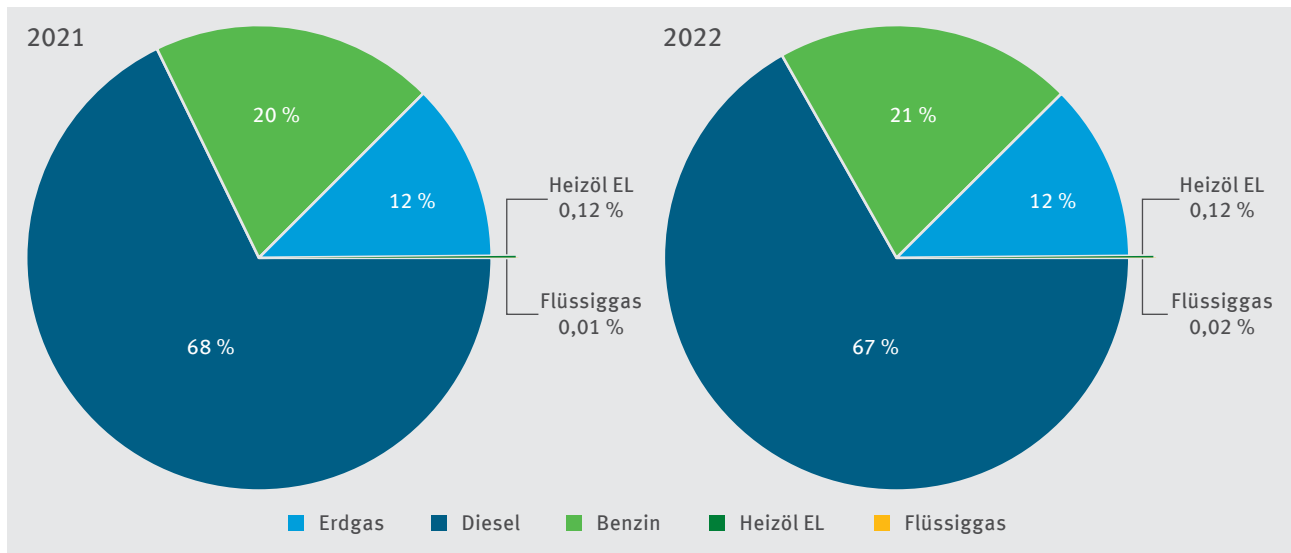
### 5.2.1 Abzugsfähige Emissionen aus (nachhaltigen) biogenen Brennstoffen beziehungsweise Brennstoffanteilen

Auch biogene Brennstoffe beziehungsweise Brennstoffe mit biogenen Anteilen sind grundsätzlich vom nEHS erfasst. Allerdings müssen für die Emissionen aus biogenen Brennstoffen beziehungsweise Brennstoffanteilen keine Zertifikate abgegeben werden, wenn es sich um nachhaltige Brennstoffe handelt.

Für die Jahre 2021 und 2022 ist dieser Nachweis der Nachhaltigkeit gemäß Erneuerbarer-Energien-Richtlinie (RED II, EU 2018/2001) nur für flüssige Brennstoffe erforderlich. Emissionen, die auf Biomethan aus dem Erdgasnetz zurückzuführen sind, konnten in beiden Jahren auch ohne Nachhaltigkeitsnachweis abgezogen werden. Grund hierfür ist, dass gasförmige Biokraft- und Bioheizstoffe in Anhang 2 BEHG für die Jahre 2021 und 2022 explizit ausgeschlossen werden und Biomethan somit aus der berichtspflichtigen Menge Erdgas herausgerechnet werden kann, wenn zur Identifizierung des Biomethananteils unter anderem ein Nachweis über die Einhaltung der Massenbilanz eingereicht wurde.

Die Menge an abzugsfähigen Emissionen aus (nachhaltigen) biogenen Brennstoffen beziehungsweise Brennstoffanteilen im nEHS beträgt sowohl für 2022 als auch für 2021 11,4 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>. 2022 gab es drei Unternehmen, die durch den Abzug der Biomasse keine abgabepflichtigen Emissionen im nEHS berichtet haben, 2021 waren es zwei.

Wie in Abbildung 18 zu sehen, hat Diesel mit rund 67 Prozent im Jahr 2022 beziehungsweise rund 68 Prozent im Jahr 2021 den größten Anteil am Abzug durch nachhaltige Biomasse. Das entspricht 2022 7,6 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> und 7,7 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> in 2021. Benzin hat mit gut 2 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> in beiden Jahren einen Anteil von circa 20 Prozent an den gesamten abzugsfähigen Emissionen aus Biomasse, Erdgas hat mit jeweils 1,4 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> einen Anteil von rund 12 Prozent. Der Rest teilt sich in Heizöl EL und Flüssiggas auf. Bei Heizöl S und Flugbenzin wurden keine abzugsfähigen Emissionen aus Biomasse berichtet.



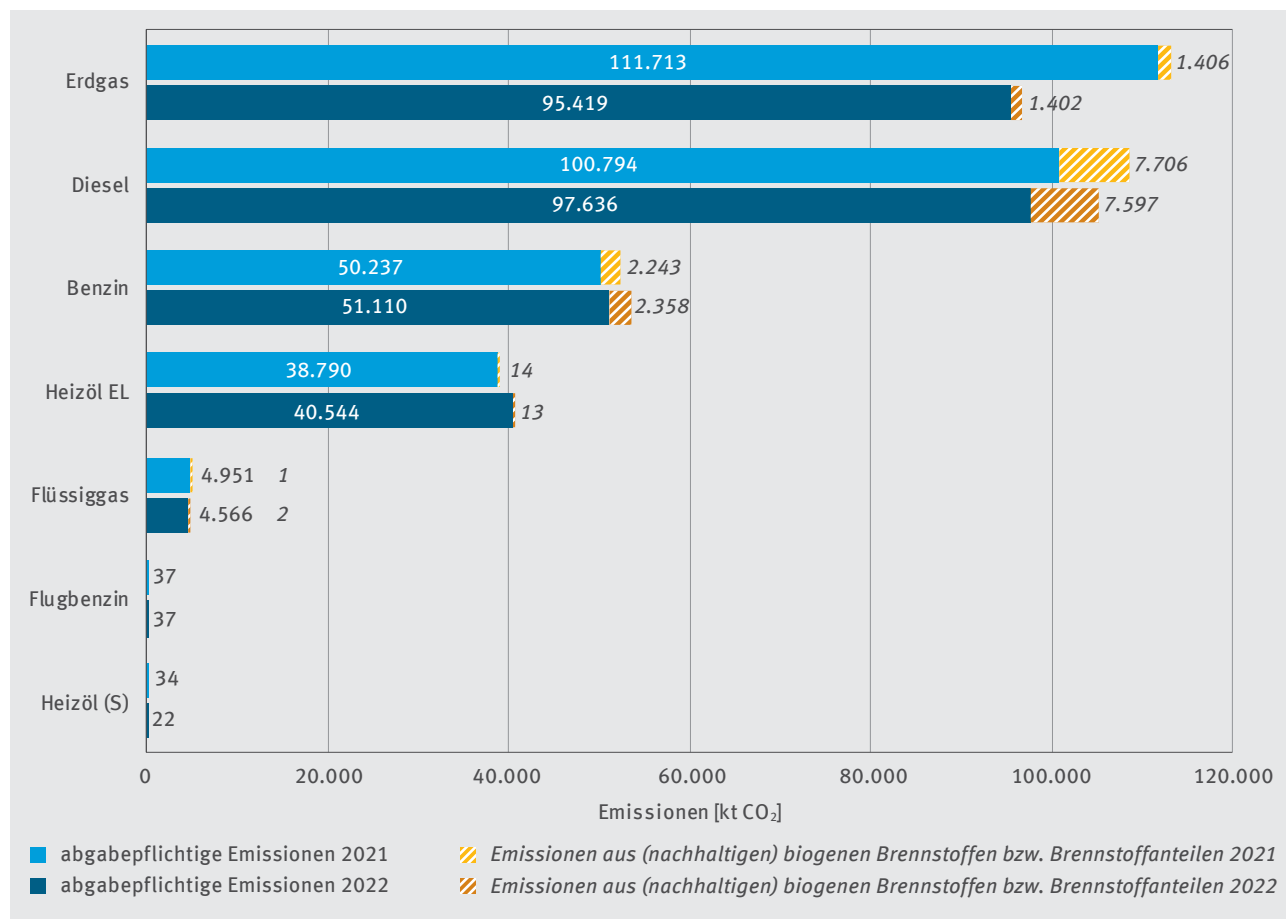
Quelle: DEHSt

Abbildung 18: Anteile der einzelnen Brennstoffe am Biomasse-Abzug 2021 und 2022

Im Gegensatz zu den anderen abzugsfähigen Mengen ersetzen die biogenen Brennstoffe beziehungsweise Brennstoffanteile fossile Brennstoffe. Teils wird ihr Anteil am Brennstoff über die THG-Quote geregelt, wie zum Beispiel bei Otto- und Dieselmotorkraftstoff.

Die THG-Quote regelt, dass die Treibhausgasemissionen der in Verkehr gebrachten fossilen Kraftstoffe um einen festgelegten Prozentsatz gemindert werden müssen (vergleiche § 37a BImSchG). Dazu können verschiedene Erfüllungsoptionen eingesetzt werden. Eine häufig angewendeten Erfüllungsoption ist die Nutzung von Biomasse.

Abbildung 19 verdeutlicht, dass durch die THG-Quote hauptsächlich bei den Kraftstoffen Biomasse eingesetzt wird. Sowohl 2021 als auch 2022 beträgt der biogene Emissionsanteil von Diesel 5,5 Prozent. Damit hat Diesel den größten biogenen Anteil im Vergleich mit den anderen Brennstoffen. Für Benzin beträgt der biogene Emissionsanteil 2022 4,6 Prozent und 2021 4,5 Prozent. Den beiden Kraftstoffen schließt sich Erdgas mit einem biogenen Emissionsanteil von 1,5 Prozent im Jahr 2022 und 1,3 Prozent im Jahr 2021 an. Bei Heizöl und Flüssiggas ist nur ein sehr geringer biogener Anteil vorhanden, Heizöl S und Flugbenzin haben keine biogenen Anteile.



Quelle: DEHSt

Abbildung 19: Abzugsfähige Emissionen aus (nachhaltigen) biogenen Brennstoffen beziehungsweise Brennstoffanteilen differenziert nach Brennstoffen 2021 und 2022

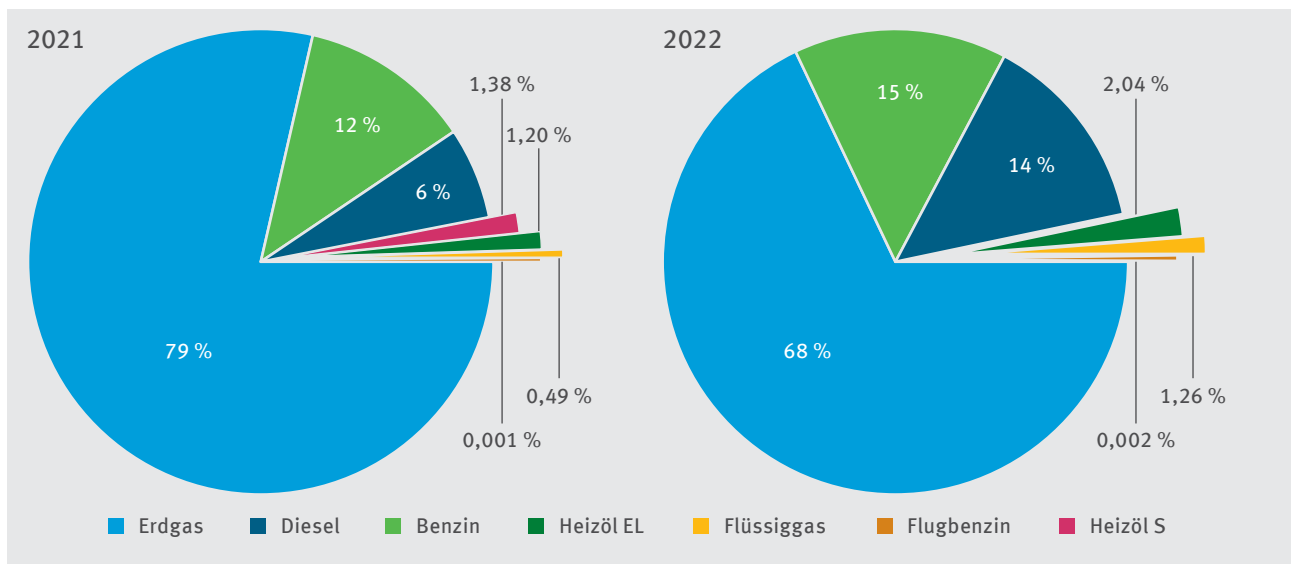
### 5.2.2 Abzugsfähige Emissionen zur Vermeidung der Doppelerfassung (§ 10 EBeV 2022)

Das BEHG knüpft an die Entstehung der Energiesteuer für den jeweils in Verkehr gebrachten Brennstoff an. Entlang der Lieferkette kann es dabei zu Doppelerfassungen der Energiesteuer kommen, welche durch steuerliche Entlastungen bereinigt werden. Die hierfür im Energiesteuerrecht bestehenden Steuerentlastungstatbestände wurden auch in den nEHS übernommen (vergleiche § 10 EBeV 2022). Sie führen bei Nachweis zu einer Anerkennung der entlasteten Brennstoffmengen im nEHS, das heißt, die zugehörigen Emissionen gelten als abzugsfähig. Damit wird vermieden, dass für diese Mengen mehrfach Zertifikate im nEHS abgegeben werden müssen.

2022 wurden insgesamt 2,2 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> über die Vermeidung der Doppelerfassung abgezogen, 2021 waren es 2,8 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>. Das macht mit jeweils circa drei Prozent den kleinsten Anteil der abzugsfähigen Emissionen im nEHS aus.

Erdgas macht in beiden Jahren den größten Anteil an der abzugsfähigen Emissionsmenge zur Vermeidung der Doppelerfassung aus (vergleiche Abbildung 20). 2022 lag der Anteil bei rund 68 Prozent (beziehungsweise 1,5 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>) und 2021 mit 2,2 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> bei rund 79 Prozent. Die hohen Anteile erklären sich dadurch, dass für Erdgas im Gegensatz zu anderen Brennstoffen keine Energiesteuerbefreiung im Vorfeld möglich ist. Somit ist Erdgas grundsätzlich steuerpflichtig. Wird Erdgas jedoch nicht als Kraft- oder Heizstoff und somit steuerfrei verwendet, kann der Abzug der Emissionen aus der entlasteten Erdgasmenge im Emissionsbericht anerkannt werden. Bei den anderen Brennstoffen kann das Entstehen der Energiesteuer in den meisten Fällen von Anfang an vermieden werden, da diese unter Steueraussetzung transportiert werden können.

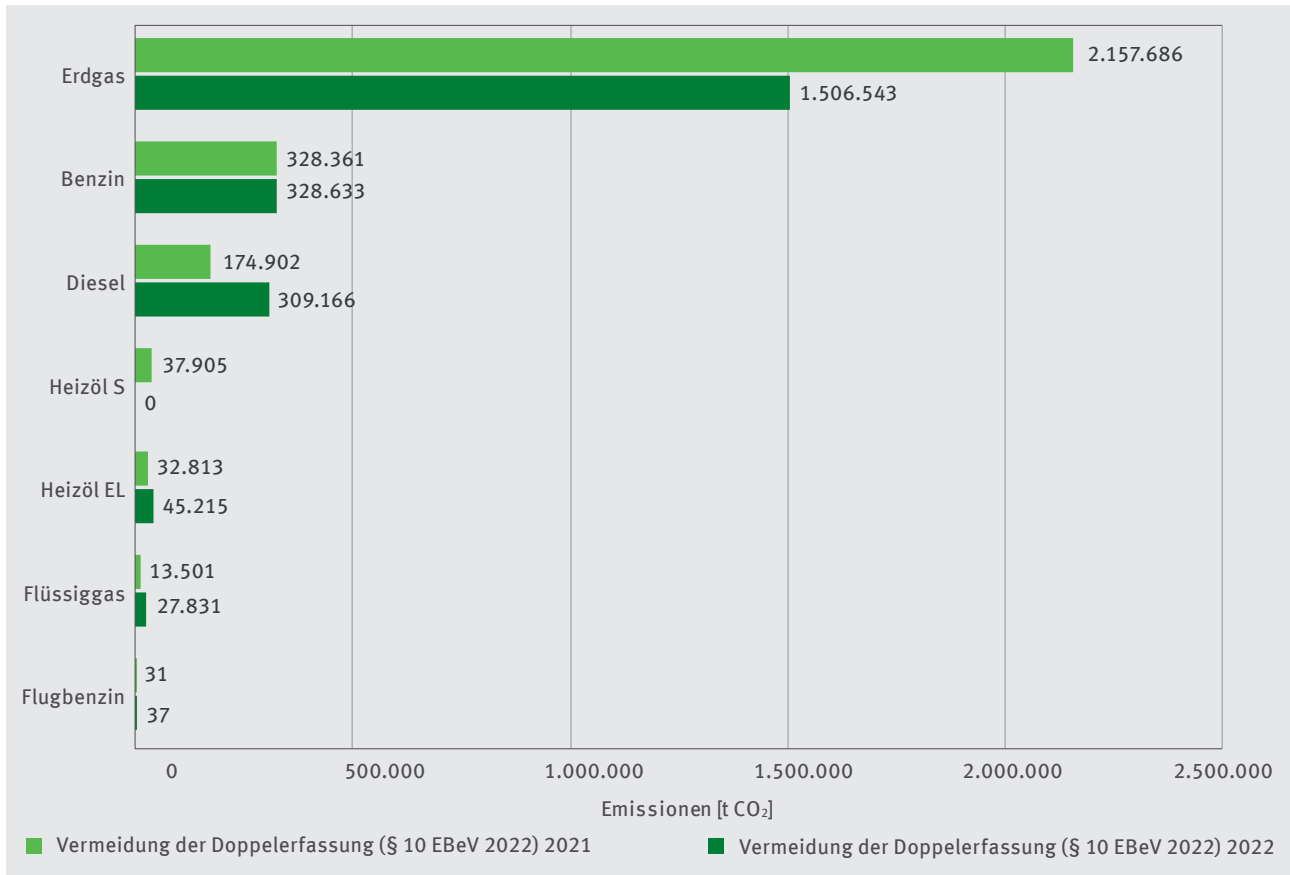
2022 machen die beiden Kraftstoffe Benzin und Diesel mit je rund 0,3 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> jeweils circa ein Sechstel der abzugsfähigen Emissionsmenge zur Vermeidung der Doppelerfassung aus. Für Benzin lag die Menge 2021 auf dem gleichen Niveau, für Diesel lag sie mit rund 0,2 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> etwas niedriger. Für die restlichen Brennstoffe Heizöl EL, Heizöl S, Flüssiggas und Flugbenzin sind die jeweiligen Mengen und Anteile an der Doppelerfassung sehr gering.



Quelle: DEHSt

Abbildung 20: Anteile der einzelnen Brennstoffemissionen am Abzug über die Doppelerfassung 2021 und 2022

Abbildung 21 zeigt die aufgrund der Doppelerfassung abzugsfähigen Emissionen je Brennstoff in den Jahren 2021 und 2022. Erdgas hat einen starken Rückgang zu verzeichnen, der jedoch hauptsächlich auf die grundsätzlich verringerte Menge an Erdgas im nEHS zurückzuführen ist. Hier macht die Doppelerfassung in beiden Jahren circa ein Prozent der berichteten CO<sub>2</sub>-Emissionen für Erdgas aus. Die aufgrund der Doppelerfassung entlastete Menge an Benzin hat sich über beide Jahre kaum geändert, wohingegen sich die Menge beim Diesel fast verdoppelt hat.



Quelle:DEHSt

Abbildung 21: Aufgrund der Doppelerfassung abzugsfähige Anteile der einzelnen Brennstoffe für 2021 und 2022

## 6 Überschneidungen zwischen nationalem Emissionshandel und EU-ETS 1

Während Anlagenbetreiber im EU-ETS 1 die direkten Emissionen der Anlagen ermitteln und berichten (Downstream-Ansatz), werden die Emissionen im nEHS indirekt über die in Verkehr gebrachten Brennstoffmengen (Upstream-Ansatz) bestimmt. Im Unterschied zum EU-ETS 1 werden also nicht die bereits entstandenen Emissionen erfasst, sondern die Emissionen, die zu einem späteren Zeitpunkt bei einer Verbrennung der Brennstoffe freigesetzt werden können. Überschneidungen zwischen nationalem und Europäischem Emissionshandel 1 sind daher unvermeidbar.

Wird ein Brennstoff im Anwendungsbereich des BEHG an eine dem EU-ETS 1 unterliegende Anlage geliefert und dort eingesetzt, sind die Emissionen dieses Brennstoffs von beiden Systemen erfasst. Betreiber von EU-ETS-1-Anlagen wären also sowohl mit den auf den Brennstoffpreis umgelegten CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten nach dem nEHS als auch mit den Kosten für die Emissionsberechtigungen im EU-ETS 1 belastet. Um dies zu vermeiden, gibt es im BEHG zwei Mechanismen<sup>21</sup>:

1. Vermeidung der Doppelbelastung durch **Vorabzug** von Brennstoffmengen nach § 7 Absatz 5 BEHG in Verbindung mit § 11 EBeV 2022: BEHG-Verantwortliche können ihre Abgabeverpflichtung um die an EU-ETS-1-Anlagen gelieferten und dort eingesetzten Brennstoffmengen reduzieren. Damit entfallen die CO<sub>2</sub>-Kosten für solche Brennstoffmengen, die sie an eine EU-ETS-1-Anlage liefern.
2. Nachträgliche **Kompensation** von doppelt belasteten Brennstoffmengen nach § 11 Absatz 2 BEHG in Verbindung mit der BEHG-Doppelbilanzierungsverordnung (BEDV): Wenn ein Vorabzug nicht möglich war, können EU-ETS-1-Anlagenbetreiber einen Antrag auf nachträgliche finanzielle Kompensation der von ihren Lieferanten eingepreisten CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten stellen.

Durch den Vorabzug wird nicht nur die Doppelbelastung der Anlagenbetreiber vermieden. Es findet auch keine Doppelzählung der Emissionen in beiden Systemen statt, denn für die Emissionen müssen nur im EU-ETS 1 Berechtigungen abgegeben werden. Entsprechend sind diese Mengen im nEHS zwar berichts-, aber nicht abgabepflichtig (vergleiche auch Kapitel 5.2).

Findet kein Vorabzug statt, sind die Emissionen in beiden Systemen berichts- und abgabepflichtig. Neben der finanziellen Doppelbelastung der EU-ETS-1-Anlagenbetreiber kommt es auch zu einer Doppelzählung der Emissionen. Da diese Emissionen jedoch dem EU-ETS 1 zuzurechnen sind, wird nachträglich die Emissionsobergrenze beziehungsweise das Cap im nEHS angepasst (vergleiche Cap-Erhöhungsmenge in Kapitel 3.2).

### 6.1 Abzugsfähige Emissionen zur Vermeidung der Doppelbelastung (Vorabzug)

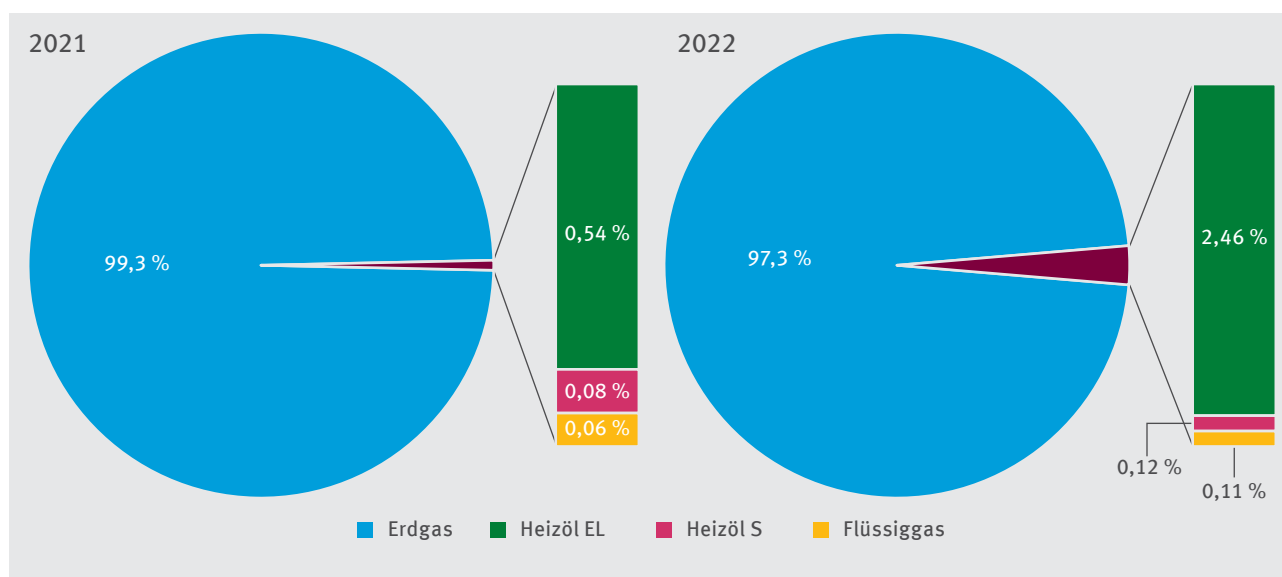
Die Menge des Vorabzugs beträgt für 2022 60,6 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> und für 2021 70,8 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>. Abbildung 22 zeigt die Anteile der Brennstoffemissionen am Vorabzug. Es ist deutlich zu sehen, dass Erdgas in beiden Jahren den überwiegenden Anteil ausmacht und für den gesamten Vorabzug im nEHS bestimmend ist. In 2022 werden die Erdgasemissionen im nEHS um 59,0 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> korrigiert, in 2021 sind es 70,3 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>. Die übrigen Brennstoffe haben damit nur einen sehr geringen Anteil am Vorabzug.

Ausschlaggebend für die Nutzung des Vorabzugs ist eine direkte Lieferbeziehung zwischen BEHG-Verantwortlichem und der Anlage beziehungsweise dem Anlagenbetreiber im EU-ETS 1 oder zumindest eine kurze Lieferkette, sodass zum Beispiel die für den Vorabzug erforderlichen Nachweise über die Lieferkette zwischen BEHG-Verantwortlichem und Anlagenbetreiber ausgetauscht werden können. Außerdem ist zur Nutzung des Vorabzugs eine privatwirtschaftliche Einigung zwischen beiden Akteuren nötig, welche zu Beginn des nEHS erst noch erstellt werden musste.

<sup>21</sup> Siehe DEHSt 2024c für ausführliche Informationen zum Zusammenwirken von EU-ETS 1 und nEHS.

Da bei Erdgas die Energiesteuer erst bei Entnahme aus dem Leitungsnetz entsteht, liegt hier meist eine direkte Lieferbeziehung zwischen BEHG-Verantwortlichen und EU-ETS-1-Anlage vor. Dies erleichtert die Nutzung des Vorabzugs, sodass große Anteile an Erdgas, die an EU-ETS-1-Anlagen geliefert werden, direkt verrechnet werden können.

Bei Mineralölprodukten entsteht die Energiesteuer bei Entnahme aus dem Steuerlager, sodass oft Raffinerien die BEHG-Verantwortlichen sind. Bis zum Endkunden wird meist eine längere Lieferkette mit Zwischenhändlern durchlaufen, sodass dieser in der Regel unbekannt ist, was die Nutzung des Vorabzugs erschwert. In diesen Fällen können Anlagenbetreiber eine Kompensation beantragen (vergleiche Kapitel 6.2).



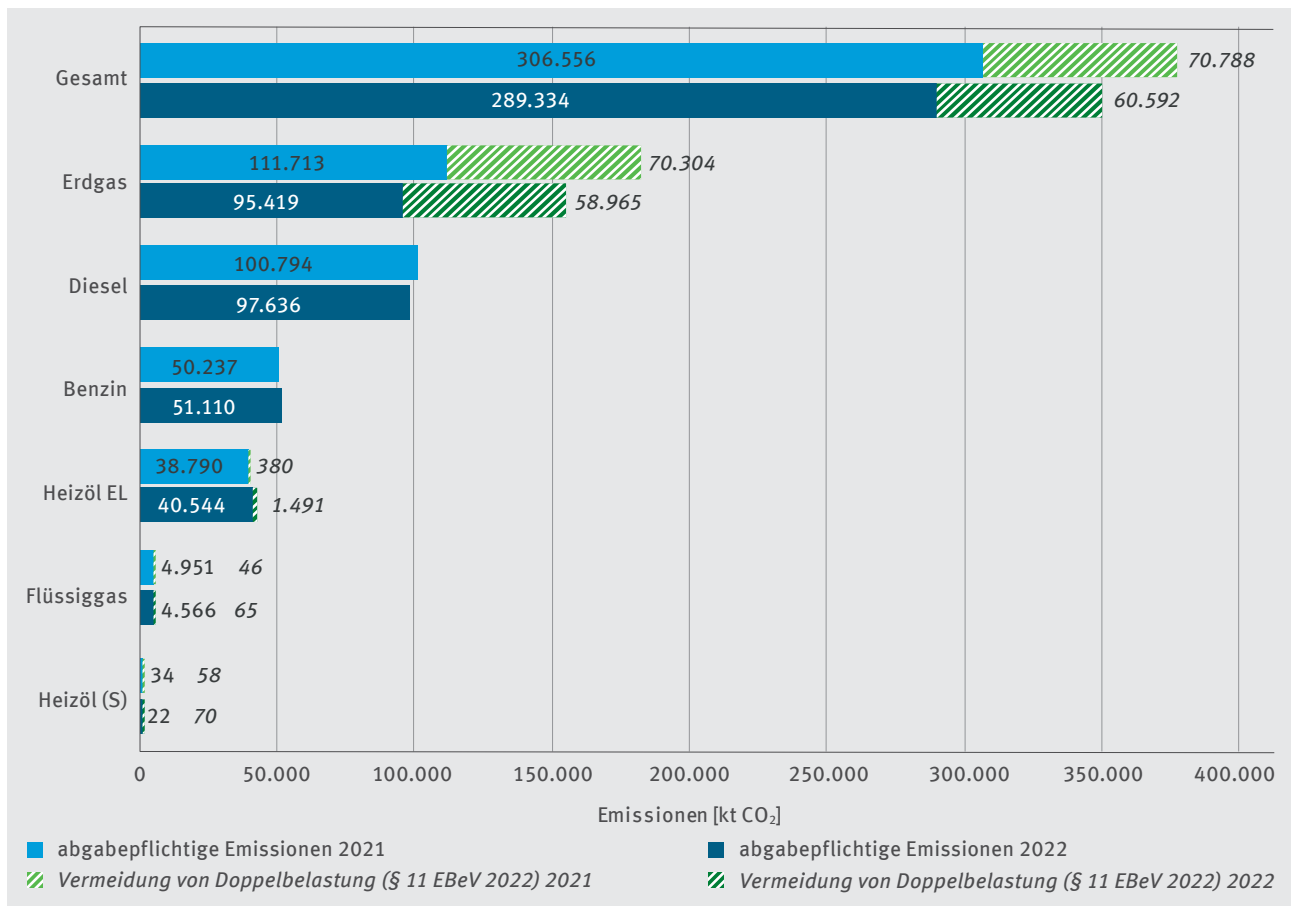
Quelle: DEHSt

Abbildung 22: Anteile der Brennstoffemissionen am Vorabzug 2021 und 2022

Im Jahr 2022 lag der Anteil des Vorabzugs an der zu berichtenden Emissionsmenge im nEHS über alle Brennstoffe bei insgesamt 17,3 Prozent, 2021 bei 18,8 Prozent (vergleiche Abbildung 23). Erdgas hat nicht nur absolut, sondern auch prozentual den höchsten Vorabzug zu verzeichnen. 2022 wurden 38,2 Prozent über den Vorabzug verrechnet, 2021 waren es 38,6 Prozent. Bei Heizöl EL ist ein absoluter und prozentualer Anstieg des Vorabzugs an den berichteten Emissionen zu verzeichnen, von 1,0 Prozent 2021 zu 3,5 Prozent 2022. Dieser Anstieg ist auch bei Flüssiggas zu vermerken, von 0,9 Prozent 2021 auf 1,4 Prozent 2022. Auch wenn Heizöl S einen insgesamt geringen Anteil an Emissionen im nEHS hat, ist hier im Vergleich zu den anderen Brennstoffen ein überdurchschnittlich hoher Anteil des Vorabzugs zu verzeichnen. 2021 wurden 62,8 Prozent der berichtspflichtigen Emissionen von Heizöl S durch den Vorabzug verrechnet, 2022 waren es sogar 75,3 Prozent. Daraus lässt sich schließen, dass Heizöl S zu einem überwiegenden Großteil in EU-ETS-1-Anlagen genutzt wird.

Die Anzahl der EU-ETS-1-Anlagen, die vom Vorabzug Gebrauch gemacht haben, ist von 2021 auf 2022 um 29 gestiegen. Prozentual haben 2021 86 Prozent der hier ausgewerteten BEHG-Verantwortlichen vom Vorabzug Gebrauch gemacht, für 2022 sind es 91 Prozent. Grund dafür ist vermutlich, dass aufgrund der häufig komplexeren Lieferbeziehungen bei Mineralölprodukten im ersten Jahr des nEHS noch deutlich weniger privatwirtschaftliche Einigungen zwischen BEHG-Verantwortlichen und Anlagenbetreibern bestanden als 2022. Die Zahl der Anlagen, die vom Vorabzug Gebrauch gemacht haben, ist für alle Brennstoffe gestiegen und erklärt zum Teil den Anstieg der Vorabzugsmengen bei allen Brennstoffen bis auf Erdgas. Beispielsweise hat sich die Anzahl an Anlagen, die den Vorabzug für Heizöl EL genutzt haben, fast verdoppelt (von 77 im Jahr 2021 auf 142 im Jahr 2022).

In beiden Jahren gibt es 19 BEHG-Verantwortliche, die für ihre gesamten berichteten Emissionen einen Vorabzug geltend machen konnten und somit im nEHS keine Zertifikate abgeben mussten. Hier handelt es sich in der Regel um größere Unternehmen, die sowohl Betreiber von Anlagen im EU-ETS 1 als auch BEHG-Verantwortliche sind, da sie zum Beispiel als „Dienstleister im Unternehmen“ die eigenen EU-ETS-1-Anlagen mit Brennstoffen beliefern.

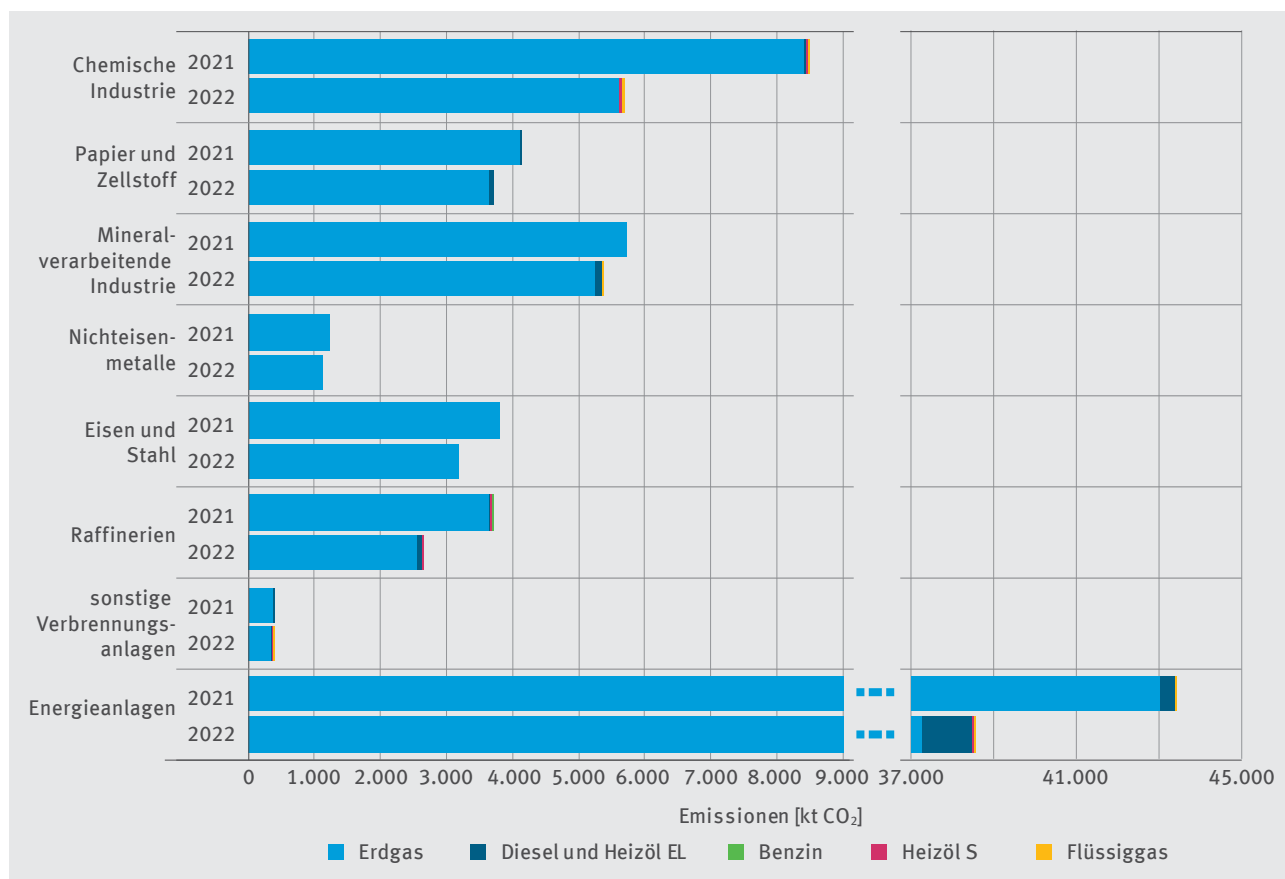


Quelle: DEHSt

**Abbildung 23: Über den Vorabzug korrigierte Emissionen der einzelnen Brennstoffe für 2021 und 2022 in Relation zu den abgabepflichtigen Emissionen**

Bei der Betrachtung der am EU-ETS 1 teilnehmenden Branchen ist über alle Branchen hinweg ein Rückgang der Emissionen zu erkennen, die über den Vorabzug verrechnet wurden (vergleiche Abbildung 24). In beiden Jahren ist mit jeweils über 60 Prozent (64 Prozent 2022 und 61 Prozent 2021) der überwiegende Anteil des Vorabzugs auf Brennstofflieferungen an Energieanlagen zurückzuführen. Hierbei macht die Lieferung von Erdgas knapp 97 Prozent im Jahr 2022 und 99 Prozent im Jahr 2021 aus. 2022 macht Heizöl EL mit gut einer Million Tonnen CO<sub>2</sub> 3 Prozent bei den Energieanlagen aus. 2021 ist der Anteil an Heizöl EL deutlich geringer, verglichen mit dem folgenden Jahr liegt die absolute Menge bei einem Drittel. Mit großem Abstand folgen die Anlagen der chemischen Industrie (9 Prozent 2022 und 12 Prozent 2021) und die mineralverarbeitende Industrie (9 Prozent 2022 und 8 Prozent 2021). Für keine Industriebranche spielt der Vorabzug aufgrund der Lieferung von Heizöl EL, Flüssiggas oder Benzin eine relevante Rolle.





Quelle: DEHSt

Abbildung 24: Brennstoffemissionen, die 2021 und 2022 über den Vorabzug verrechnet wurden, differenziert nach Branchen im EU-ETS 1

## 6.2 EU-ETS-Kompensation

Wenn eine Doppelbelastung nicht durch einen Vorabzug (siehe Kapitel 6.1) vermeidbar war, können EU-ETS-1-Anlagenbetreiber bei der DEHSt für die doppelt belasteten Brennstoffmengen einen Antrag auf nachträgliche Kompensation gemäß § 11 Absatz 2 BEHG in Verbindung mit der BEDV stellen. Gemäß § 11 BEDV wird die DEHSt bis Ende Mai dieses Jahres einen Bericht zu den wesentlichen Ergebnissen des Kompensationsverfahrens für 2021 und 2022 veröffentlichen, der im Folgenden genannte Punkte aufgreifen und erweitern wird.

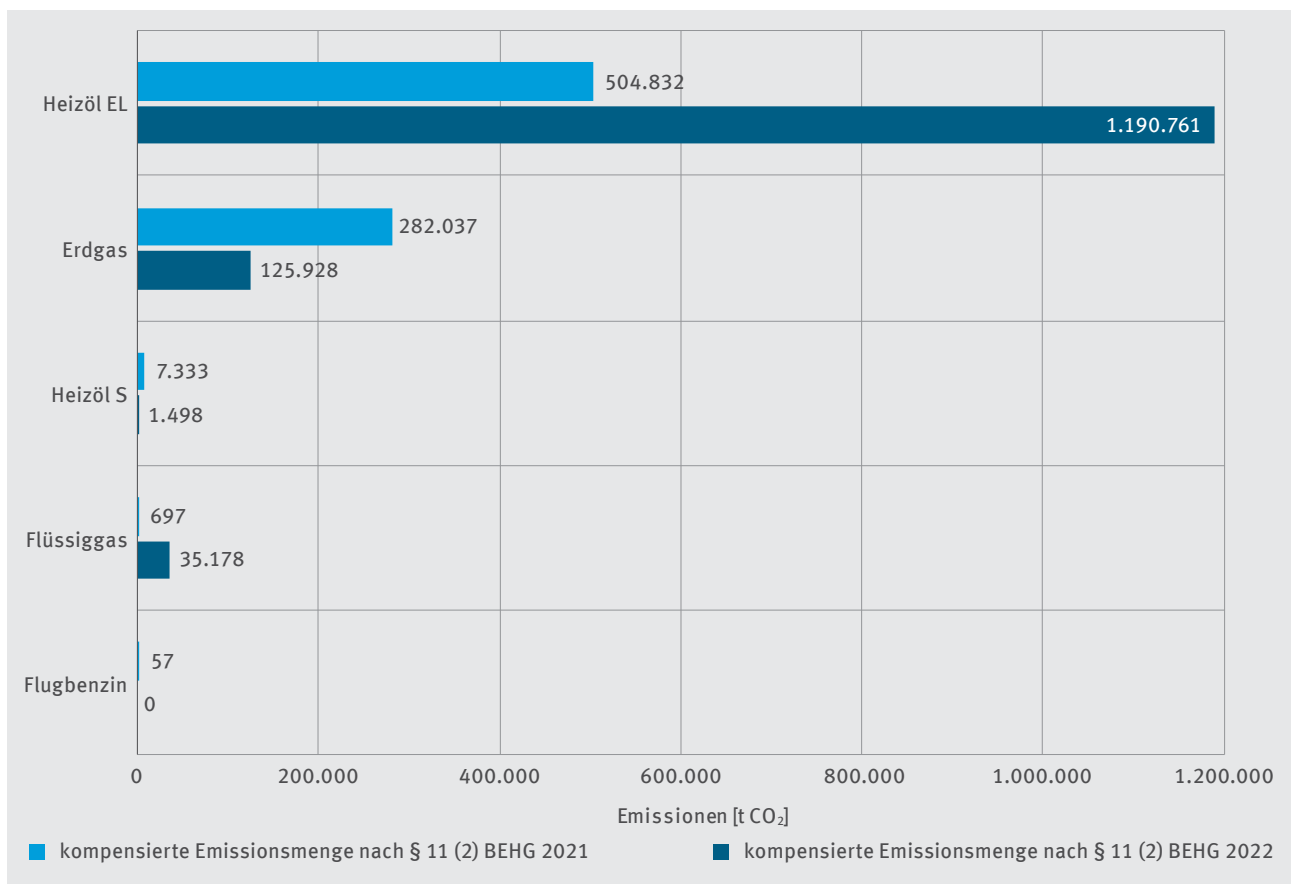
Insgesamt kam es in den Jahren 2021 und 2022 nur in sehr geringem Umfang zu einer Doppelzählung von Emissionen und damit zu einer finanziellen Doppelbelastung der EU-ETS-1-Anlagenbetreiber. Die Anträge auf EU-ETS-Kompensation umfassten im Jahr 2021 circa 0,8 Millionen Tonnen zu kompensierende CO<sub>2</sub>-Emissionen. Das sind lediglich 0,3 Prozent der abgabepflichtigen Emissionen des nEHS. Für das Abrechnungsjahr 2022 fiel die zu kompensierende CO<sub>2</sub>-Emissionsmenge mit circa 1,35 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> etwas größer aus, betrug aber ebenfalls lediglich 0,5 Prozent der Emissionen des nEHS.

Für das Abrechnungsjahr 2021 wurde für 245 Anträge eine ETS-Kompensation ausgezahlt, für das Abrechnungsjahr 2022 waren es circa 357 Anträge. Die geringere Antragszahl für das Abrechnungsjahr 2021 könnte zumindest teilweise auf das verspätete Inkrafttreten der BEDV und den kurzen Antragszeitraum für 2021 zurückzuführen sein. Für beide Jahre haben etwa die Hälfte der Anlagenbetreiber eine Kompensation von weniger als 1.000 Tonnen CO<sub>2</sub> beantragt.

Den größten Anteil an der ETS-Kompensation macht in beiden Jahren Heizöl EL aus (vergleiche Abbildung 25), wobei sich die kompensierte Menge zwischen 2021 und 2022 knapp verdoppelt hat: 2021 wurden 0,5 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> aus der Verbrennung von Heizöl EL geltend gemacht, 2022 waren es 1,2 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>. Ein starker Anstieg dieses Brennstoffs ist auch im Vorabzug zu verzeichnen und auf die Bevorratung mit Heizöl EL als möglicher Ersatz zum Erdgas aufgrund der befürchteten Erdgasmangellage zurückzuführen.

Die Menge an Erdgas an der ETS-Kompensation ist im Gegensatz zum Heizöl EL um mehr als die Hälfte gesunken: 2021 wurden 0,28 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> Erdgas über die Kompensation verrechnet, im Jahr 2022 waren es 0,13 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>. Dies ist teils auf den grundsätzlichen Rückgang der Verbrennung von Erdgas zurückzuführen, lässt aber auch vermuten, dass 2022 anteilmäßig mehr Anlagen den Vorabzug genutzt haben als 2021.

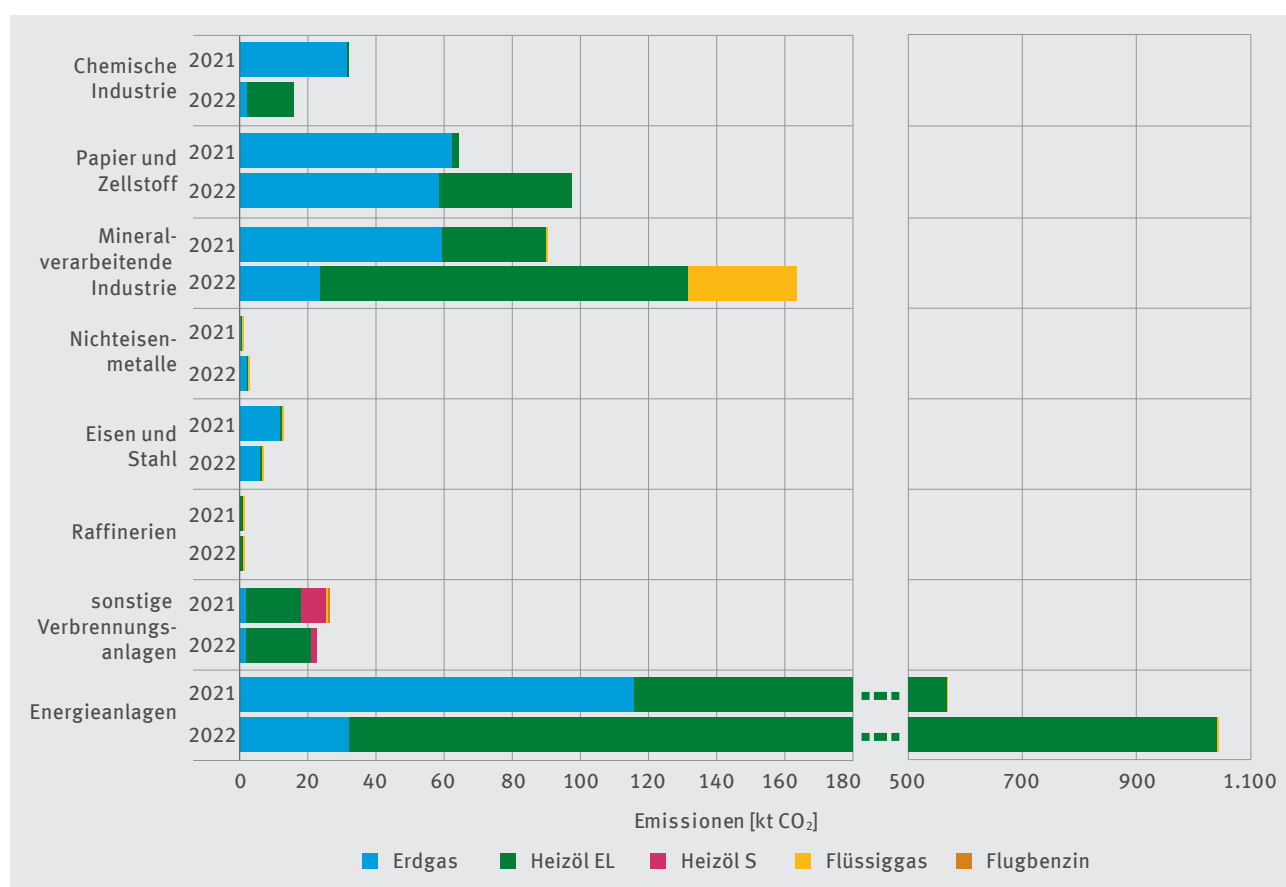
Die weiteren Brennstoffe Heizöl S, Flüssiggas und Flugbenzin machen insgesamt nur einen sehr geringen Anteil bei der ETS-Kompensation aus.



Quelle: DEHSt

Abbildung 25: Mengen der einzelnen Brennstoffe bei der ETS-Kompensation 2021 und 2022

Abbildung 26 zeigt die Aufteilung der kompensierten Emissionen auf die am EU-ETS 1 teilnehmenden Branchen. Bis auf die Branchen der chemischen Industrie, sonstige Verbrennungsanlagen sowie Eisen und Stahl sind die kompensierten Emissionen in allen Branchen teils deutlich angestiegen, bei den Energieanlagen und der mineralverarbeitenden Industrie haben sie sich fast verdoppelt. Ähnlich wie beim Vorabzug haben auch hier die Energieanlagen den größten Anteil an kompensierten Emissionen: 2022 mit einem Anteil von 77 Prozent und 2021 mit 72 Prozent. Dabei ist der Anteil an Heizöl EL absolut sowie relativ in dieser Branche gestiegen, von knapp 80 Prozent 2021 auf knapp 97 Prozent 2022. Der gestiegene Einsatz von Heizöl EL lässt sich unter anderem auf die Verwendung als Substitut für Erdgas zurückführen. Der Anteil an Erdgas hat sich sowohl relativ als auch absolut verringert. Dies ist auch für die mineralverarbeitende Industrie zu beobachten. Diese macht mit 12 Prozent 2022 und 11 Prozent 2021 den mit großem Abstand zweitgrößten Anteil aus. Auch hier ist zu sehen, dass der Rückgang an Erdgas durch den Kauf von Heizöl EL und Flüssiggas kompensiert wurde. Insgesamt hat je nach Branche entweder Erdgas oder Heizöl EL den größten Anteil an den kompensierten Emissionen.



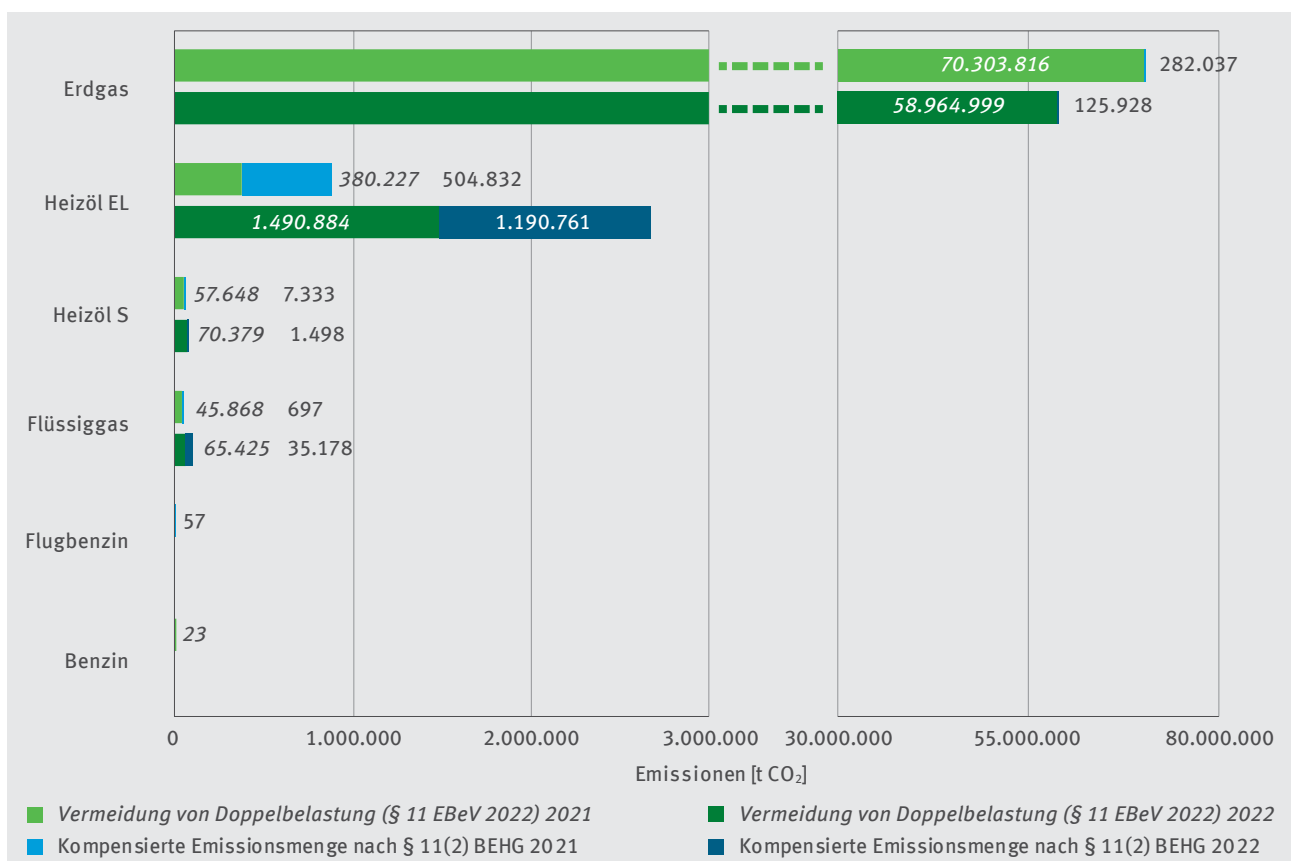
Quelle: DEHSt

Abbildung 26: Brennstoffemissionen der ETS-Kompensation differenziert nach Branchen im EU-ETS 1 2021 und 2022

### 6.3 Gesamtschau Vorabzug und ETS-Kompensation

Bei Betrachtung der Nutzung des Vorabzugs und der ETS-Kompensation zeigt sich insgesamt, dass die Möglichkeit des Vorabzugs stark in Anspruch genommen wird. Damit kommt es nur in geringem Umfang zu einer finanziellen Doppelbelastung, die nachträglich durch die ETS-Kompensation beglichen werden kann.

Diese Aussage wird in Abbildung 27 verdeutlicht. Sie zeigt die Verteilung der Emissionen, die sowohl vom nEHS als auch vom EU-ETS 1 erfasst wurden, anteilig für den Vorabzug und die ETS-Kompensation auf Brennstoffebene. Insgesamt wurde 2022 nur für 2,2 Prozent der Emissionen, die insgesamt der Überschneidung zwischen nEHS und EU-ETS 1 zuzuordnen sind, die ETS-Kompensation genutzt, 2021 waren es noch weniger (1,1 Prozent). Die umfangreiche Nutzung des Vorabzugs prägt vor allem Erdgas: 2022 konnten 99,8 Prozent der Erdgasemissionen, die der Überschneidung zwischen nEHS und EU-ETS 1 zuzuordnen sind, über den Vorabzug verrechnet werden. 2021 waren es 99,6 Prozent. Dies liegt darin begründet, dass bei Erdgas die Energiesteuer erst bei Entnahme aus dem Leitungsnetz entsteht und dadurch meist eine direkte Lieferbeziehung zwischen BEHG-Verantwortlichem und EU-ETS-1-Anlage besteht. Im Gegensatz dazu entsteht die Energiesteuer bei Mineralölprodukten bei Entnahme aus dem Steuerlager, sodass die Lieferkette bis zum Endkunden länger ist und dieser oft unbekannt ist. Nichtsdestotrotz ist ein prozentualer Anstieg der Nutzung des Vorabzugs auch bei den Brennstoffen Heizöl EL und Heizöl S zu sehen. Bei Heizöl EL wurden 2021 43,0 Prozent der Emissionen, die der Überschneidung zwischen nEHS und EU-ETS 1 zuzuordnen sind, über den Vorabzug verrechnet, 2022 waren es mit 55,6 Prozent sogar mehr als die Hälfte. Bei Heizöl S wurden 2021 noch 11,3 Prozent nachträglich kompensiert, 2022 waren es nur noch 2,1 Prozent. Diese rückläufigen Anteile lassen darauf schließen, dass 2022 mehr privatwirtschaftliche Einigungen zum Vorabzug zwischen EU-ETS-1-Anlage und Lieferant abgeschlossen wurden. Flüssiggas ist hier jedoch eine Ausnahme. Wie bei Heizöl EL und Heizöl S stiegen hier die Emissionen, die der Überschneidung beider Emissionshandelssysteme zuzurechnen sind, über beide Jahre. Allerdings stieg auch der Anteil der ETS-Kompensation von 1,5 Prozent im Jahr 2021 auf 35,0 Prozent im Jahr 2022. Dies mag auf die Mehrbeschaffung des Brennstoffs als Substitut für Erdgas zurückzuführen sein und die hier noch nicht bestehenden privatwirtschaftlichen Einigungen zum Vorabzug.

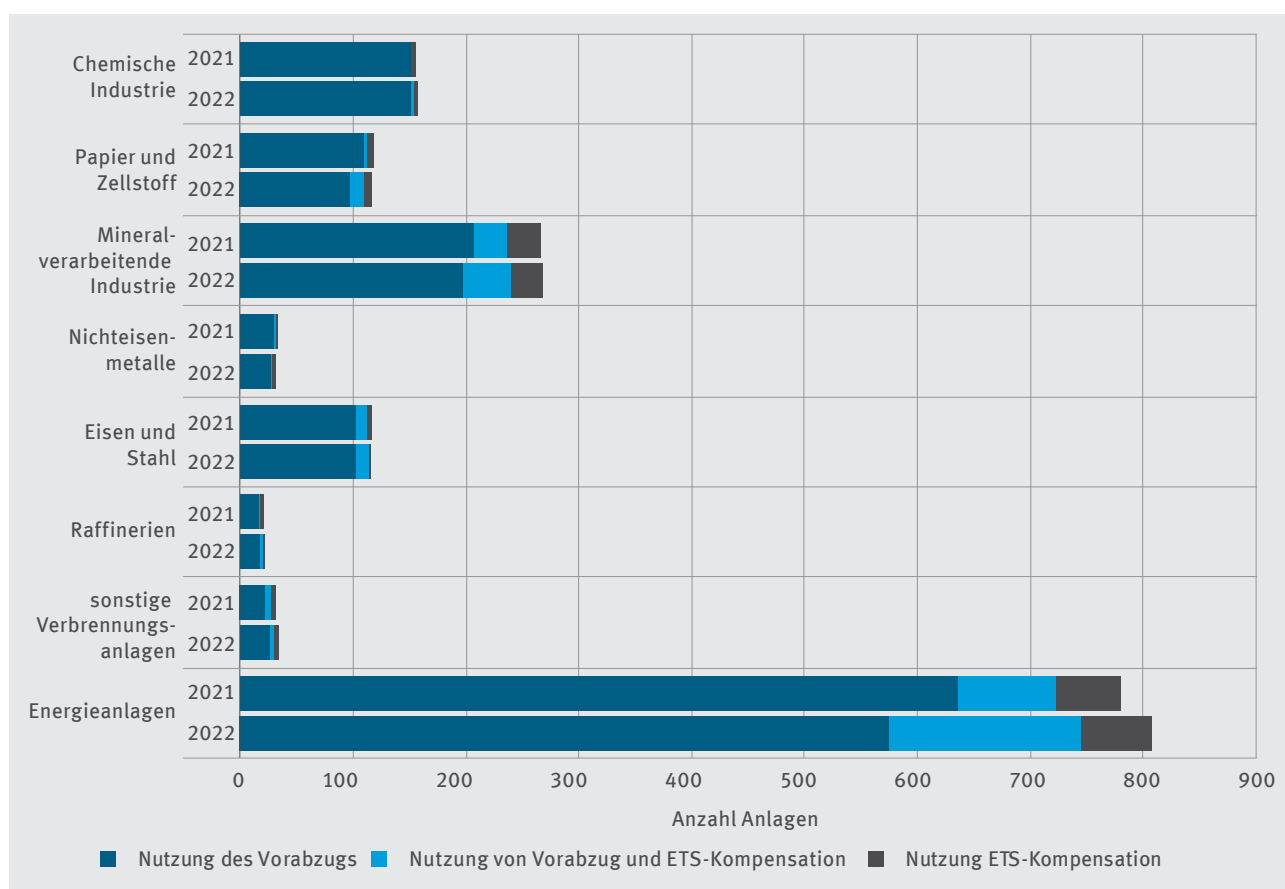


Quelle:DEHSt

Abbildung 27: Mengen der einzelnen Brennstoffe anteilig auf Vorabzug und ETS-Kompensation 2021 und 2022<sup>22</sup>

<sup>22</sup> Aufgrund der relativ geringen kompensierten Emissionsmengen bei mehreren Brennstoffen sind die jeweiligen Mengen in der Abbildung angegeben. Die rechte Zahl gibt dabei die kompensierte Emissionsmenge des jeweiligen Brennstoffes an.

Abbildung 28 wertet die Anzahl der EU-ETS-1-Anlagen nach Branchen aus, die vom Vorabzug Gebrauch gemacht haben, positiv beschiedene Kompensationszahlungen beantragt beziehungsweise ausgezahlt bekommen (haben) oder beide Möglichkeiten nutzten. Auch hier ist erkennbar, dass in beiden Jahren deutlich mehr Anlagen vom Vorabzug als von der ETS-Kompensation Gebrauch machen. Insgesamt nutzten 2022 1.449 Anlagen den Vorabzug (2021 waren es 1.420), 357 bekommen ETS-Kompensationszahlungen (2021 waren es 245). Unter dieser Anzahl gibt es eine Schnittmenge von 248 EU-ETS-1-Anlagen im Jahr 2022 und 138 Anlagen im Jahr 2021, welche von beiden Varianten Gebrauch machten. So wie auch die meisten Brennstoffemissionen von den Energieanlagen verursacht werden, ist auch hier die größte Anzahl an EU-ETS-1-Anlagen zu verzeichnen. Dabei ist die Anzahl insgesamt gestiegen. Die Zahl der Anlagen, die ausschließlich den Vorabzug nutzten, sank von 81,6 Prozent im Jahr 2021 auf 71,1 Prozent im Jahr 2022, wohingegen die Nutzung beider Abzüge absolut sowie prozentual gestiegen ist. Die Anzahl an Anlagen, die ausschließlich die ETS-Kompensation nutzten, blieb in absoluten Zahlen fast gleich (57 Anlagen 2021 und 63 Anlagen 2022).



Quelle: DEHSt

Abbildung 28: Nutzung der ETS-Kompensation oder/und des Vorabzugs je nach Branche und Anzahl der EU-ETS-1-Anlagen 2021 und 2022

## 7 Quellennachweis

<b>AGEB 2023</b>	AG Energiebilanzen e. V. [Hrsg.], „Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2022“, Berlin, 06.03.2023, <a href="http://www.ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/06/AGEB_Jahresbericht2022_20230615_dt.pdf">www.ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/06/AGEB_Jahresbericht2022_20230615_dt.pdf</a>
<b>BEDV</b>	BEHG-Doppelbilanzierungsverordnung vom 27. Januar 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 29), die durch Artikel 2 Absatz 3 des Gesetzes vom 4. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 344) geändert worden ist
<b>BEHG</b>	Brennstoffemissionshandelsgesetz 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
<b>BEHV</b>	Brennstoffemissionshandelsverordnung vom 17. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3026), die durch Artikel 1 der Verordnung vom 21. Juni 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 163) geändert worden ist
<b>BImSchG</b>	Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274; 2021 I S. 123), das zuletzt durch Artikel 11 Absatz 3 des Gesetzes vom 26. Juli 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 202) geändert worden ist
<b>Bundesanzeiger 2023</b>	Bundesministerium der Justiz [Hrsg.], „Bekanntmachung nach § 4 Absatz 5 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes und nach § 35 Absatz 6 Satz 1 und 2 der Verordnung zur Durchführung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes“, Berlin, 22.12.2023, <a href="http://www.bundesanzeiger.de/pub/publication/QJIch-90baa1hmYlcDPW/content/QJIch90baa1hmYlcDPW/BAanz%20AT%2022.12.2023%20B14.pdf?inline">www.bundesanzeiger.de/pub/publication/QJIch-90baa1hmYlcDPW/content/QJIch90baa1hmYlcDPW/BAanz%20AT%2022.12.2023%20B14.pdf?inline</a>
<b>DEHSt 2023a</b>	Deutsche Emissionshandelsstelle [Hrsg.], „Meldung ausgewiesener Daten zur Emissions- und Abgabesituation 2022“, Berlin, 13.11.2023, <a href="http://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/nehs/meldung-emissions-abgabesituation.pdf">www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/nehs/meldung-emissions-abgabesituation.pdf</a>
<b>DEHSt 2023b</b>	Deutsche Emissionshandelsstelle [Hrsg.], „Leitfaden zum Anwendungsbereich sowie zur Überwachung und Berichterstattung von CO <sub>2</sub> -Emissionen im nationalen Emissionshandelssystem 2021 und 2022“, Berlin, 19.05.2023, <a href="http://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/nehs/nehs-leitfaden-monitoring-2021-2022.pdf">www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/nehs/nehs-leitfaden-monitoring-2021-2022.pdf</a>
<b>DEHSt 2023c</b>	Deutsche Emissionshandelsstelle [Hrsg.], „Leitfaden zum Anwendungsbereich sowie zur Überwachung und Berichterstattung von CO <sub>2</sub> -Emissionen im nationalen Emissionshandelssystem 2023 bis 2030“, Berlin, 23.08.2023, <a href="http://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/nehs/nehs-leitfaden-monitoring-2023-2030.pdf">www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/nehs/nehs-leitfaden-monitoring-2023-2030.pdf</a>
<b>DEHSt 2023d</b>	Deutsche Emissionshandelsstelle [Hrsg.], „Treibhausgasemissionen 2022 – Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2022)“, Berlin, 10.07.2023, <a href="http://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2022.pdf">www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2022.pdf</a>
<b>DEHSt 2023e</b>	Deutsche Emissionshandelsstelle [Hrsg.], „Auswertungen und Berichte“, Berlin, 27.12.2023, <a href="http://www.dehst.de/DE/Nationaler-Emissionshandel/Auswertungen-Berichte/auswertungen-berichte_node.html">www.dehst.de/DE/Nationaler-Emissionshandel/Auswertungen-Berichte/auswertungen-berichte_node.html</a>
<b>DEHSt 2024a</b>	Deutsche Emissionshandelsstelle [Hrsg.], „nEHS-Register“, Berlin, <a href="https://nehs-register.dehst.de/">https://nehs-register.dehst.de/</a>

<b>DEHSt 2024b</b>	Deutsche Emissionshandelsstelle [Hrsg.], „Neue Rekordeinnahmen im Emissionshandel“, Berlin, 04.01.2024, <a href="http://www.dehst.de/SharedDocs/pressemitteilungen/DE/2024_001_jahresabschluss-2023-euets-nehs.html">www.dehst.de/SharedDocs/pressemitteilungen/DE/2024_001_jahresabschluss-2023-euets-nehs.html</a>
<b>DEHSt 2024c</b>	Deutsche Emissionshandelsstelle [Hrsg.], „Leitfaden: Zusammenwirken EU-ETS und nEHS 2021 und 2022“, Berlin, 17.01.2024, <a href="http://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/stationaere_anlagen/2021-2030/Leitfaden-euets-nehs.pdf">www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/stationaere_anlagen/2021-2030/Leitfaden-euets-nehs.pdf</a>
<b>DVFG 2023</b>	Deutscher Verband Flüssiggas e. V. [Hrsg.], „Jahresbericht 2022“, Berlin, 2023, <a href="http://www.dvfg.de/fileadmin/user_upload/downloads/jahresberichte/DVFG-22-Jahresbericht_2022_ES_online.pdf">www.dvfg.de/fileadmin/user_upload/downloads/jahresberichte/DVFG-22-Jahresbericht_2022_ES_online.pdf</a>
<b>EBeV 2022</b>	Emissionsberichterstattungsverordnung 2022 vom 17. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3016), die durch Artikel 2 der Verordnung vom 20. Februar 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 47) geändert worden ist
<b>EBeV 2030</b>	Emissionsberichterstattungsverordnung 2030 vom 21. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2868)
<b>EEX 2024</b>	European Energy Exchange AG [Hrsg.], „Kalender“, Leipzig, 2024, <a href="http://www.eex.com/de/maerkte/handel/kalender">www.eex.com/de/maerkte/handel/kalender</a>
<b>Graichen &amp; Ludig 2024</b>	Jakob Graichen, Sylvie Ludig, „Supply and demand in the ETS 2“, UBA Climate Change 09/2024, <a href="http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/09_2024_cc_ets_2_supply_and_demand.pdf">www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/09_2024_cc_ets_2_supply_and_demand.pdf</a>
<b>KSG</b>	Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 18. August 2021 (BGBl. I S. 3905) geändert worden ist
<b>MiRO 2024</b>	MiRO Mineraloelraffinerie Oberrhein GmbH & Co. KG [Hrsg.], „Gesellschafter“, Karlsruhe, 2024, <a href="http://www.miro-ka.de/de/portrait/gesellschaft.htm">www.miro-ka.de/de/portrait/gesellschaft.htm</a>
<b>PCK 2024</b>	PCK Raffinerie GmbH [Hrsg.], „Unternehmen“, Schwedt/Oder, 2024, <a href="http://www.pck.de/unternehmen">www.pck.de/unternehmen</a>
<b>UBA 2023</b>	Umweltbundesamt [Hrsg.], „Einführung eines Emissionshandelssystems für Gebäude, Straßenverkehr und zusätzliche Sektoren in der EU“, Dessau-Roßlau, 19.07.2023, <a href="http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/factsheet_einfuehrung_eines_emissionshandelssystems.pdf">www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/factsheet_einfuehrung_eines_emissionshandelssystems.pdf</a>
<b>UBA 2024</b>	Umweltbundesamt [Hrsg.], „Detaillierte Treibhausgas-Emissionsbilanz 2022“, Dessau-Roßlau, 15.01.2024, <a href="http://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/detaillierte-treibhausgas-emissionsbilanz-2022">www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/detaillierte-treibhausgas-emissionsbilanz-2022</a>
<b>4. BImSchV</b>	Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen in der Fassung der Bekanntmachung vom 31. Mai 2017 (BGBl. I S. 1440), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 12. Oktober 2022 (BGBl. I S. 1799) geändert worden ist

