

DVGW/dena Plattform Nachhaltiger Schwerlastverkehr

Erneuerbare Kraftstoffe

Nachhaltigkeitskriterien, Zertifizierungsverfahren und kostenseitige Auswirkung regulatorischer Instrumente

(Bericht der AG Energieträger)

Dr. Dietrich Gerstein, Mona Sorayaei
März 2023

1 Grundlagen der RED II

Nachhaltigkeitskriterien

EU-ETS (Emission Trading System) und nationaler Emissionshandel

2 Kurzbeschreibung von Zertifizierungsverfahren für erneuerbare Kraftstoffe

3 Analyse von in der Diskussion befindlichen Anpassungen von Nachhaltigkeitskriterien (RED II Revision)

4 Kostenseitige Auswirkungen regulatorischer Instrumente (Energiesteuer, CO2 Abgaben) auf die Bereitstellung und den Markthochlauf von alternativen Antriebsenergien

5 Vorschläge für finanzielle Anreize zur Einführung alternativer Antriebsenergien

1 Grundlagen der RED II



Übersicht bestehender rechtlicher Rahmenbedingungen im Verkehrssektor für Energieträger

Europäische Union



- **RED II**: Renewable Energy Directive II
- **RED II Revision**: Trilog-Verfahren kurz vor dem Abschluss (Stand 04.07.2023)
- **ETD**: Energy Taxation Directive regelt die Besteuerung von Energieträgern im Verkehr sowie von Strom und fossilen Energieträgern zum Heizen; EU-weite Festsetzung von Mindeststeuersätzen
- **EU-ETS**: European Emissions Trading Scheme

[25]

Deutschland



- Vorgaben für Verkehrssektor werden über § 37a-h **BImSchG** und **Verordnungen 36, 37, 38 (BImSchV)** umgesetzt → Verpflichtungen zur THG-Minderung bei Kraftstoffen (THG -Quote); zukünftig Umsetzung RED III
- Umsetzung RED II Revision
- Vorgaben werden über **Energiesteuergesetz (EnergieStG)** implementiert. Geregelt wird die Besteuerung von fossilen und erneuerbaren Energieträgern
- **Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)** regelt Reduktion von THG-Emissionen, die nicht vom Europäischen Emissionshandelsystem erfasst sind; Ab 2021 regelt die Einführung eines **nationalen Emissionshandelsystems (nEHS)**; zukünftig ETS 2

Nachhaltigkeitskriterien – Gesetzliche Grundlagen



RED II

- Die Erneuerbare Energien Richtlinie II (RED II) fixiert EU-Ziele für den Verbrauch erneuerbarer Energien bis 2030:
 - EU-Ziel von 32 % erneuerbarer Energie am Bruttoendenergieverbrauch.
- Für den Verkehr werden Kraftstofflieferanten bis 2030 zu einem Anteil von mindestens 14 % (energetisch) erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors verpflichtet.
- Für fortschrittliche erneuerbare Kraftstoffe ist ein Unterziel von 3,5 % festgelegt. Von den Mitgliedsstaaten können Mehrfachanrechnung zur Stimulierung einzelner Antriebsoptionen festgelegt werden.
- In Deutschland werden die Vorgaben aus der RED II über die Einführung der THG-Minderungsquote erfüllt.

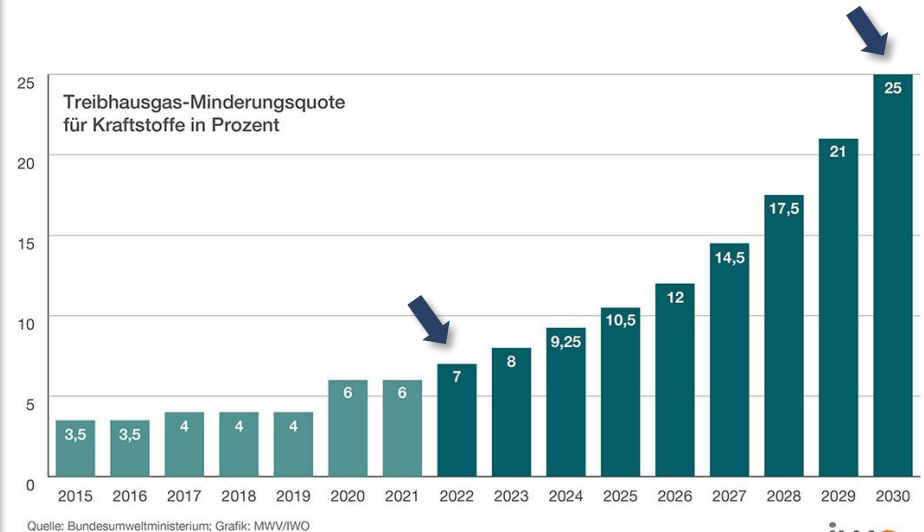
Nachhaltigkeitskriterien

- RED II definiert folgende übergeordnete Nachhaltigkeitskriterien für erneuerbare Kraftstoffe:
 - signifikante Reduktion der THG-Emissionen im Vergleich zu fossilen Brennstoffen
 - keine negativen Auswirkungen auf Landnutzung
 - keine Verringerung der Artenvielfalt oder der Zerstörung von Ökosystemen
 - keine sozialen Konflikte oder der Einschränkung von Menschenrechten
 - zertifizierte und transparente Produktion, damit Nachhaltigkeit überprüft werden kann

Nachhaltigkeitskriterien

Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote)

- THG-Quote ist der gesetzlich festgelegte Prozentsatz zur Minderung der jährlichen Treibhausgasemissionen der in Verkehr gebrachten Kraftstoffe (im Vergleich zu 2015).
- Die THG-Quote soll in Deutschland für Kraftstoffe schrittweise von derzeit 7 % auf 25 % bis zum Jahr 2030 ansteigen.
- Für die Erfüllung der THG-Quote stehen verschiedene Optionen zur Verfügung bspw. der Einsatz von Biokraftstoffen, grünem H₂ für FCEV* oder Strom für BEV*.
- Bei Nichterfüllung der THG-Minderungsquote werden Strafzahlungen in Höhe von 600 €/tCO₂ fällig.
- In Verkehr gebrachte Kraftstoffe können nur dann auf die Erfüllung der Quotenverpflichtung angerechnet werden, wenn sie die vorgegebenen Nachhaltigkeitskriterien erfüllen.
- Die Zuständigkeit für die Berechnung und Überwachung der THG-Quote liegt beim Hauptzollamt in Frankfurt (www.zoll.de).



[3]  MINERALÖL WIRTSCHAFTS VERBAND e.V.  Institut für Wärme und Mobilität

*FCEV: Fuel Cell Electric Vehicle

*BEV: Battery Electric Vehicle

Nachhaltigkeitskriterien - Quotenberechnung

Für die Berechnung der gesetzlich vorgeschriebenen Treibhausgasminderungsquote werden anhand § 37a Abs. 4 BImSchG drei Werte benötigt:

1

Referenzwert
in kg CO₂ Äquivalent

$$= \text{fossiler Dieseldkraftstoff (DK) l} \times \text{Energiegehalt für DK GJ/l} \times \text{Basiswert } 94,1 \text{ kg CO}_{2\text{eq}}/\text{GJ}$$
$$+ \text{fossiler Ottokraftstoff (OK) l} \times \text{Energiegehalt für OK GJ/l} \times \text{Basiswert } 94,1 \text{ kg CO}_{2\text{eq}}/\text{GJ}$$
$$+ \text{jeweiliger Kraftstoff bzw. Erfüllungsoption} \times \text{Energiegehalt des jeweiligen Kraftstoffs (GJ/xy)}$$
$$\times \text{Basiswert } 94,1 \text{ kg CO}_{2\text{eq}}/\text{GJ}$$

2

**Tatsächliche
Treibhausgasemissionen**
in kg CO_{2eq}

$$= \text{fossiler Dieseldkraftstoff (DK) l} \times \text{Energiegehalt für DK GJ/l} \times \text{Basiswert } 95,1 \text{ kg CO}_{2\text{eq}}/\text{GJ}$$
$$+ \text{fossiler Ottokraftstoff (OK) l} \times \text{Energiegehalt für OK GJ/l} \times \text{Basiswert } 93,3 \text{ kg CO}_{2\text{eq}}/\text{GJ}$$
$$+ \text{jeweiliger anrechnungsfähiger Kraftstoff bzw. Erfüllungsoption} \times \text{Energiegehalt des jeweiligen Kraftstoffs GJ/xy}$$
$$\times \text{spezifische Treibhausgasemissionen des jeweiligen Kraftstoffs kg CO}_{2\text{eq}}/\text{GJ}$$

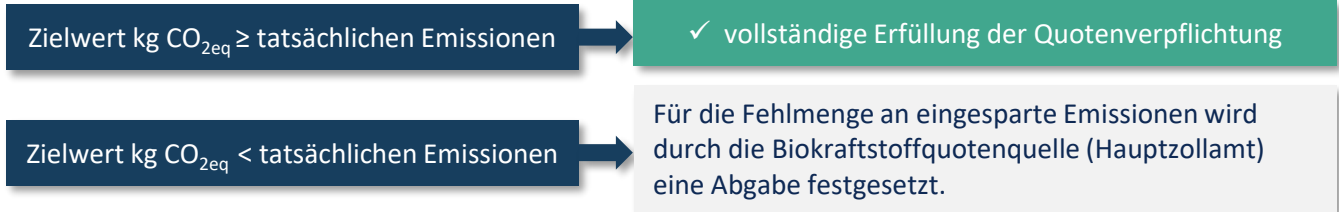
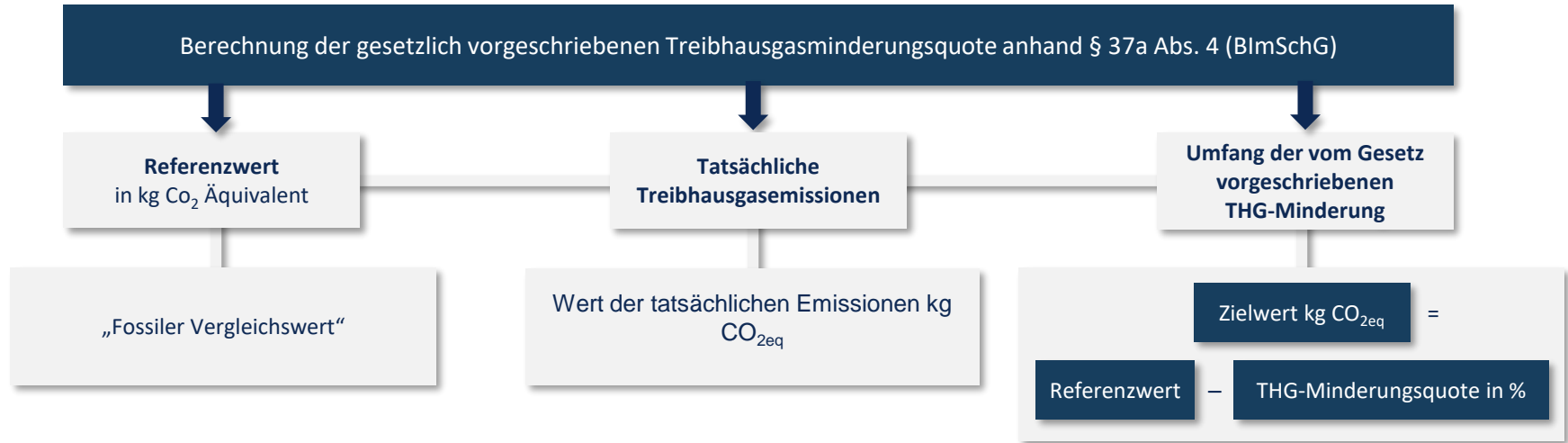
3

**Umfang der vom Gesetz
vorgeschriebenen
THG-Minderung**

$$= \text{Zielwert kg CO}_{2\text{eq}} = \text{Referenzwert} - \text{Prozentsatz (THG-Minderungsquote in Prozent)}$$

[29]

Nachhaltigkeitskriterien – Erfüllung der Quotenverpflichtung



Nachhaltigkeitskriterien – Biokraft- und Biobrennstoffe

- Mit der Verabschiedung der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG (RED) und deren nationalen Umsetzung wurden neben verschiedenen Nachhaltigkeitskriterien auch verbindliche Vorgaben bezüglich der Treibhausgasreduzierung für Biokraftstoffe gegenüber dem fossilen Referenzkraftstoff eingeführt.
- In Verkehr gebrachte Biokraftstoffe können ausnahmslos nur dann auf die Erfüllung der Quotenverpflichtung angerechnet werden, wenn sie den Anforderungen der Biokraft-NachV entsprechen.

Allgemeine Nachhaltigkeitskriterien für die Herstellung der Biokraft- und Biobrennstoffen:

- Schutz biologisch wertvoller Flächen
 - Je nachdem welche Rohstoffe zur Produktion von Biokraftstoffen eingesetzt werden, unterscheiden sich auch die Nachhaltigkeitskriterien (s. Folie 10)
- Einhalten von Treibhausgasgrenzwerten (§ 6 BioKraft-NachV)
 - Dieses Kriterium ist abhängig von Datum der Inbetriebnahme der Produktionsanlage.
 - Für die Inbetriebnahme ab 01. Jan. 2021 sollen die Biokraftstoffe so hergestellt werden, dass ihr Einsatz zur Energieerzeugung mindestens 65 % weniger Treibhausgase verursacht als fossile Kraftstoffe.
- Bilanzielle Rückverfolgbarkeit auf allen Stufen der Herstellung und Lieferung des Biokraftstoffs:
 - Massenbilanzierungssystem als zentrales Element

Datum Inbetriebnahme	THG-Minderung
vor 05 Okt. 2015	≥ 50 %
06 Okt. 2015 – 31 Dez. 2020	≥ 60 %
ab 01. Jan. 2021	≥ 65 %

[5,8]

[4]

Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für THG-Einsparungen (RED II Artikel 29)

Abfälle und Reststoffe

- Schutz von Bodenqualität und Bodenkohlenstoffbestand (landwirtschaftliche Abfälle und Reststoffe)
- Kriterien für THG-Einsparungen

Landwirtschaftliche Biomasse

- Schutz von Flächen mit hoher Biodiversität
- Schutz von Flächen mit hohem C-Bestand
- Schutz von Torfmooren
- Kriterien für THG-Einsparungen

Forstwirtschaftliche Biomasse

- Anforderungen an nachhaltige Waldbewirtschaftung
- Anforderungen für LULUCF*
- Kriterien für THG-Einsparungen

➤ Je nachdem welche Rohstoffe zur Produktion von Biokraftstoffen eingesetzt werden, unterscheiden sich auch die Nachhaltigkeitskriterien. Allerdings sind die Kriterien an die THG-Einsparung für alle Rohstoffe gleichermaßen zu erfüllen.

*LULUCF: land use, land-use change, and forestry



Biokraftstoffe

Biomethan/
Bio-LNG

- Zur Anrechnung von Biomethan auf die Biokraftstoffquote ist seit 1. Jan. 2011 der Nachweis erforderlich, dass Biokraftstoffe die Nachhaltigkeitskriterien der Biokraft-NachV erfüllen.
- Für Biomethan als Zumischung zu Erdgaskraftstoff in jedem Verhältnis oder in Reinform soll zusätzlich folgende Norm erfüllt werden. Die gleiche Norm gilt auch für verflüssigtes Biomethan (§ 8 der 10. BImSchV)
 - **Biomethan** (Biogas; als Zumischung zu Erdgaskraftstoff in jedem Verhältnis oder in Reinform): Erfüllung der **DIN EN 16723-2**, Ausgabe Oktober 2017
 - **Verflüssigtes Biomethan**: Anforderungen nach Tabelle D.1 der **DIN EN 16723-2**, Ausgabe Oktober 2017
- Für die Quotengenerierung ist erforderlich:
 - Biomethanliefervertrag mit Biomethanlieferanten
 - Nachweisführung der spezifischen Nachhaltigkeitseigenschaften des Biomethans (wird z.B. über Web-Portal Nabisy (nachhaltige-Biomasse-System) erbracht.
 - Bei Transport über Gasnetz: Biogasbilanzkreis, der den bilanziellen Transport des Biomethans über das Gasnetz bestimmt.
- Für Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen existiert zudem eine Unterquote, die es zu erfüllen gilt (Heute: 0,1 %, Anstieg auf 2,6% bis 2030). Bei Übererfüllung der Unterquote kann der Überschuss doppelt auf die allgemeine THG-Quote angerechnet werden.

Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen

Komprimiertes
synthetisches
Methan

- Gewinnung bei Sabatier-Prozess: Reaktion von CO_2 und H_2 zu CH_4
- **H_2 muss aus einer durch nicht-biogene erneuerbare Energien gespeisten Elektrolyse stammen. (Power-to-Gas-Technologie)**

Komprimierter
 H_2

- Verwendung in einer Brennstoffzelle
- **H_2 muss aus einer durch nicht-biogene erneuerbare Energien gespeisten Elektrolyse stammen. (Power-to-Gas-Technologie)**
- Auch anrechenbar, wenn die Elektrolyse zur H_2 -Gewinnung mit Kohlestrom gespeist wird → anrechenbare Treibhausgaseinsparung sehr gering, es sei denn, bei der Gewinnung der Kohle wird das CO_2 aus Prozessemissionen abgeschieden und gespeichert.

- ✓ Bestimmte strombasierte Kraftstoffe können seit dem 01. Januar 2018 auf die Treibhausgasquote angerechnet werden.
- ✓ Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote, 37. BImSchV.

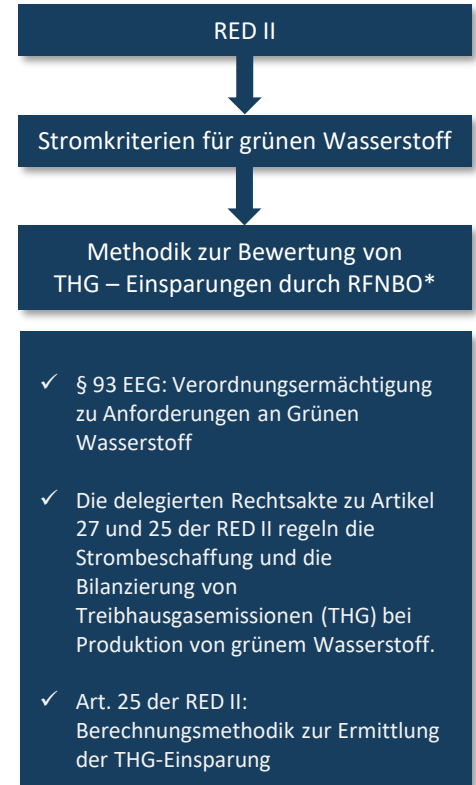
[11]

Exkurs: Anforderungen für den Strombezug für die Produktion von grünem H₂ (RED II)

grüner H₂

- **RED II** definiert u.a. Rahmenbedingungen für den Strombezug zur Produktion von grünem H₂.
- In Deutschland sind neben den europarechtlichen Rahmenbedingungen auch die **Anforderungen des EEG** an grünen H₂ relevant. In dieser können „inhaltliche, räumliche oder zeitliche Anforderungen“ gestellt werden.
- **Über delegierte Rechtsakte zur RED II** wird die Anrechenbarkeit von erneuerbaren Kraftstoffen nichtbiologischen Ursprungs im Verkehrsbereich definiert.
- Am 23.5.2022 hat die Europäische Kommission Entwürfe der delegierten Rechtsakte veröffentlicht.
- EU Parlament hat einen Gegenvorschlag vorgelegt und Anforderungen reduziert (s. Folie 15)
- Am 13.02.2023 hat die Europäische Kommission einen neuen Entwurf zu Kriterien für Erzeugung von grünem Wasserstoff vorgelegt. Mit Zustimmung von EU-Parlament und Rat der EU würde dies geltendes Recht (steht aus Stand 16.2.2023).

*RFNBO: Renewable fuels of non-biological origin



Anforderungen für den Strombezug für die Produktion von grünem H₂ (RED II)

Grünstromkriterien im Sinne der RED II und des EEG:

- Verwendung von erneuerbarem Strom
- **Zusätzlichkeit** in Bezug auf erneuerbare Energieerzeugung:
 - Die Wasserstoffproduktion trägt zur Nutzung oder Finanzierung von zusätzlichem erneuerbarem Strom bei.
- **Zeitliche Korrelation** von Strom- und Wasserstoffproduktion
 - Die Produktion von erneuerbarem Strom und die Produktion von grünem H₂ sollen in einem zeitlichen Zusammenhang stehen.
- **Räumliche (geographische) Korrelation** zwischen dem Strombezug des Elektrolyseurs und der erneuerbaren Stromerzeugung
 - Die H₂-Produktion soll in geographischer Nähe zur erneuerbaren Stromerzeugung erfolgen, damit zusätzlicher Netzausbau verhindert wird.

Zusätzlichkeit

Zeitliche
Korrelation

räumliche
Korrelation

Exkurs: RED II Delegierte Rechtsakte

		Vorschlag EU KOM Mai 2022	Vorschlag EP Sep 2022	Entwurf EU KOM Feb 2023
Zusätzlichkeit	bis 2026	Keine Bedingung Neu- und Bestandanlagen	Keine Bedingung	Keine Bedingung (RFNBO-Bestandanlagen sind bis 2027 befreit)
	2027	Nur Neuanlagen		Nur Neuanlagen
Zeitliche Korrelation	bis 2026	Monatlich	Vierteljährlich	Monatlich
	2027-2029	Stündlich		
	2030		stündlich	
Geographische Korrelation		Gleiche Gebotszone	Gleiche Gebotszone oder in einem Nachbarland	Gleiche Gebotszone

✓ Diese Kriterien gelten dann, wenn der Strom über das Stromnetz bezogen wird. Wird der Elektrolyseur unmittelbar mit der erneuerbaren Stromquelle verbunden gilt dies nicht.

[15,16,17,18,19]

Möglichkeiten des Strombezugs für die Herstellung von grünem H₂ nach RED II DA (13.02.2023)

Direktbezug



Ohne Netzanschluss
oder
Gleicher Netzknoten
und Smart Metering System

+

Zusätzlichkeit
(Ab 01.01.2028)

EE-Anlage max. 3 Jahre vor EL in Betrieb

Netzbezug



s. Folie 18

Möglichkeiten des Strombezugs für die Herstellung von grünem H₂ nach RED II DA (13.02.2023)

Netzbezug



EE-Anteil im Strommix > 90 %
in einem der letzten fünf Jahre in der Gebotszone des EL



PPA mit EE-Anlage

+

Zusätzlichkeit

(Ab 01.01.2028)
EE-Anlage max. 3 Jahre vor EL in Betrieb

oder

Emissionen Strommix (Low-GHG-Grid)
< 18 g CO₂eq/MJ bzw. < 64,8 g CO₂eq/kWh

Gleichzeitigkeit

- Bis 31.12.2029: Gleicher Monat
- Ab 01.01.2030: Gleiche Stunde

Alternativ:

Day-Ahead-Strompreis < = 20 €/MWh
oder < = 0,36 * CO₂-Preis (t)

Räumlicher Zusammenhang

- gleiche Gebotszone, oder
- Benachbarte Gebotszone mit höheren Strompreis, oder
- Benachbarte Offshore-Gebotszone



Vermeidung der Abregelung von EE-Anlagen im Zuge von Redispatch

Möglichkeiten des Strombezugs für Elektrolyse (grüne H₂)

➤ **Direktbezug von Strom aus einer Erneuerbaren Energie (EE) Anlage:**

wird der Strom aus der EE-Anlage ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes an den Elektrolyseur geliefert ist dieser vollständig erneuerbar. Ab dem 01.01.2028 muss die EE-Anlage aber die Bedingung der Zusätzlichkeit erfüllen, d.h. speziell für den Elektrolyseur-Betrieb gebaut werden.

➤ **Bezug von Netzstrom in einer Gebotszone mit mehr als 90% EE-Anteil:**

dann, wenn ein Großteil des Strommixes aus erneuerbaren Quellen stammt, darf dieser ohne Einschränkungen zur Produktion von erneuerbarem Wasserstoff verwendet werden (Schwelle: > 90 % EE-Anteil in einem der letzten fünf Kalenderjahre in der Gebotszone, in der der Elektrolyseur betrieben werden soll).

➤ **Bezug von EE-Strom über ein Power Purchase Agreement (PPA):**

der produzierte Wasserstoff gilt als erneuerbar, wenn

- der EE-Strom vom Elektrolyseur im gleichen Monat verbraucht wird, in dem er eingespeist wird; ab dem 31.12.2029 in der Stunde in der der Strom eingespeist wird oder in einer Stunde mit Day-Ahead-Strompreis unterhalb einer bestimmten Schwelle (geringer als 20 €/MWh oder 0,36*Preis pro Tonne CO₂) und

- die EE-Anlage sich in der gleichen Gebotszone wie der Elektrolyseur befindet, oder in einer angrenzenden Zone mit höherem Strompreis oder in einer Offshore-Gebotszone.

Möglichkeiten des Strombezugs für Elektrolyse (grüne H₂)

- **Vermeidung von Redispatch/Abregelung:** Wenn die Situation am Strommarkt ein Abregeln von EE-Anlagen erfordert, kann die entsprechende Strommenge von einem Elektrolyseur verbraucht werden und gilt dann als vollständig erneuerbar.
- Erfüllt werden muss auch das Prinzip der Zusätzlichkeit: Nach Übergangsphase (bis zum 01.01.2028) dürfen EE-Anlagen, deren Strom über Direktleitung oder PPA verwendet wird, nicht länger als drei Jahre vor dem Elektrolyseur in Betrieb genommen worden sein. Auch dürfen sie keine staatliche Förderung für Bau oder Betrieb erhalten haben.
- Es ist auch möglich, Wasserstoff aus Netzstrom zu erzeugen. In diesem Fall gilt der Strom anteilig mit dem EE-Anteil im Strommix als erneuerbar. Auch die Kombination von mehreren Bezugsoptionen ist möglich, was ebenfalls eine anteilige Bilanzierung zur Folge hat.

2 Zertifizierungsverfahren



- Kraftstofflieferanten sollen eine sogenannte Nachhaltigkeitsnachweis gegenüber der Biokraftstoffquotenstelle oder Zoll erbringen.
- Die Nachhaltigkeitsnachweise sollen durch Zertifizierungsstellen für die jeweiligen Schnittstellen der Anbau- und Lieferketten verschiedener Biomassen erstellt werden.
- Die Kontrolle über die Einhaltung von Nachhaltigkeitsanforderungen und Treibhausgaseinsparungen erfolgt über die Zertifizierungssysteme. In Deutschland werden die Zertifizierungssysteme von der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung anerkannt und kontrolliert.

[1,9,10]

Zertifizierungssysteme

Kontrolle über die Einhaltung von Nachhaltigkeitsanforderungen und Mindest-Treibhausgaseinsparungen



Zertifizierungsstellen

z. B. TÜV und andere Zertifizierer

Voraussetzungen/Anforderungen bei Zertifizierungssystemen:

➤ **Selbsterklärung:**

Nachweis gegenüber dem Ersterfasser bzw. der Sammelstelle für die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien

➤ **Lieferdokumentation:**

Jede Biomasselieferung soll zur Ermittlung der Menge gewogen oder gemessen worden sein

➤ **Massenbilanzierung:**

- Einzelne Durchführung für jeden Standort
- Substratspezifisch
- Es ermöglicht die physische Vermischung von Rohstofflieferungen mit unterschiedlichen Nachhaltigkeitseigenschaften.

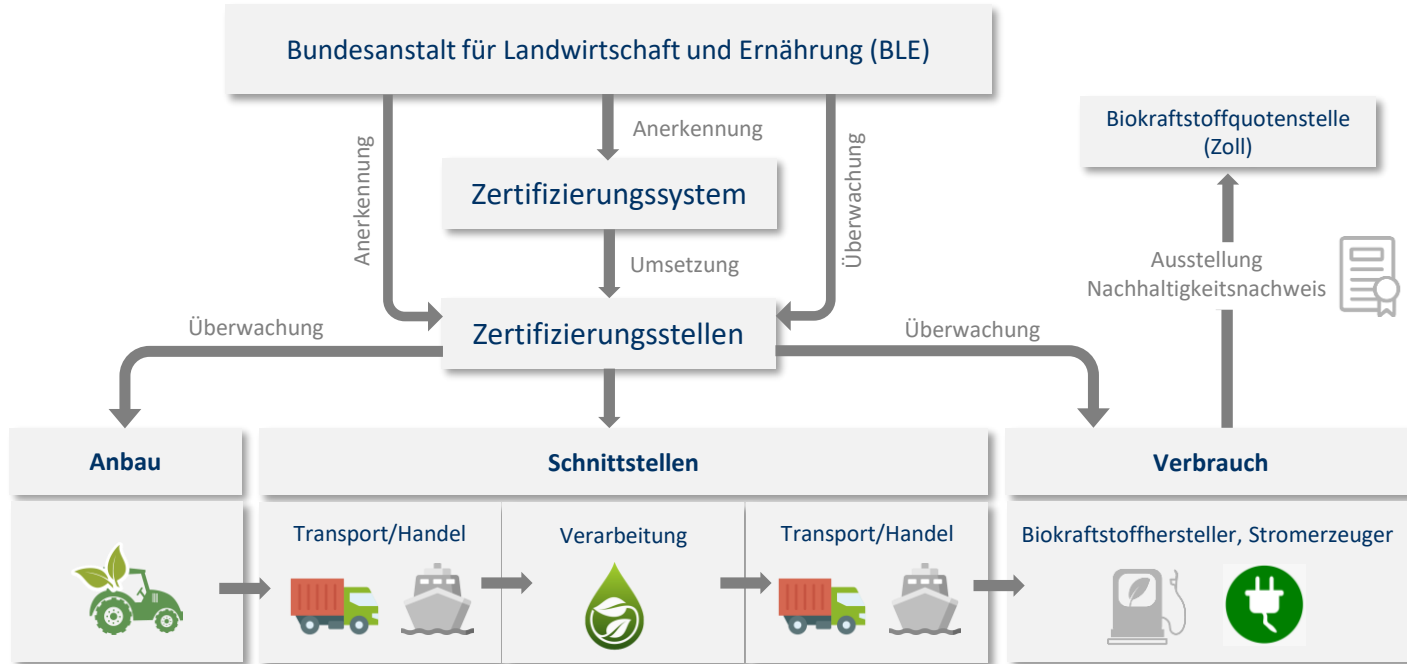
➤ **Treibhausgasbilanzierung:**

- Nachweis der Treibhausgasemissionseinsparungen für alle Anlagen, die finalen Biokraftstoff produzieren.

[1,2]

Zertifizierungsverfahren – Biokraftstoffe

Prüfung der geforderten Nachhaltigkeitskriterien für die Erzeugung von Biokraftstoffen aus Biomasse



- Ab dem 1. Januar 2018 prüft das Umweltbundesamt, welche Mengen strombasierte Kraftstoffe aus welchen Anlagen für die Senkung der Emissionen angerechnet werden dürfen.

Anlagenprüfung:

Zur Herstellung strombasierter Kraftstoffe werden die Anrechnungsvoraussetzungen von netzentkoppelten Anlagen und von Bestandanlagen geprüft. Das UBA teilt die Prüfergebnisse den Antragstellern und der Biokraftstoffquotenstelle (Hauptzollamt) mit.

Prüfung der anrechenbaren Kraftstoffmengen:

- Die Hersteller strombasierter Kraftstoffe informieren UBA über die im vorangegangenen Kalenderjahr hergestellte energetische Menge der Kraftstoffe.
- Das UBA prüft die Mengen auf die Anrechenbarkeit auf die zu erfüllende THG-Quote.
- Auf Basis der Prüfergebnisse kann eine Anrechnung auf die Minderung der THG-Quote beim Hauptzollamt beantragt werden.

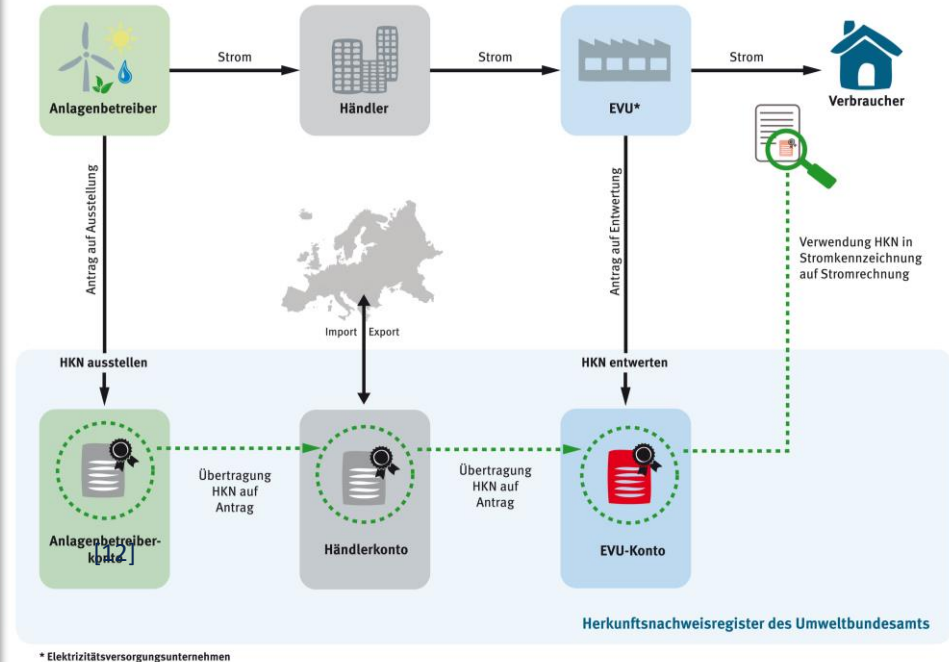
Benötigte Dokumente:

- Nachweis der in Verkehr gebrachten Mengen
- Herstellererklärung
- Herkunftsnachweis

Exkurs: Herkunftsnachweise – Verwendung von erneuerbarem Strom

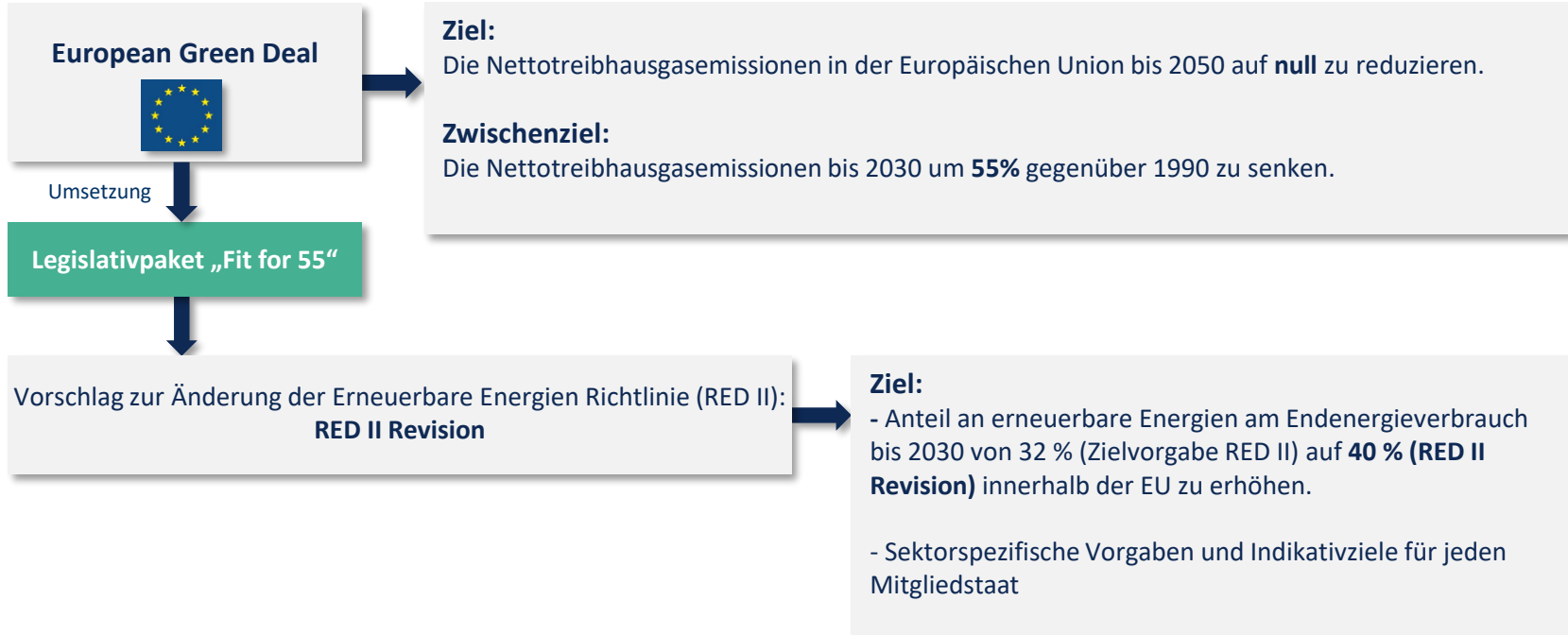
- Der für die Produktion von grünem H₂ genutzte Strom soll aus erneuerbaren (nicht biogenen) Quellen stammen.
- **Der Herkunftsnachweis (HKN)** oder Guarantees of Origin (GO) dient den Energieversorgern als Nachweis des Anteils oder der Menge erneuerbarer Energie gegenüber Endkunden.
- Auf den Strommarkt gibt es europaweite Regeln über Kennzeichnung von Strom aus erneuerbaren Energien. Zur Umsetzung hat jeder Mitgliedstaat ein Herkunftsnachweisregister. In Deutschland wird Herkunftsnachweisregister vom **UBA** betrieben.
- HKN wird auf Anfrage eines Produzenten von EE von der zuständigen Stelle ausgestellt. Für eine produzierte MWh Ökostrom wird dem Erzeuger in jeweiligen Produktionsstaat genau ein digitales Zertifikat gutgeschrieben. Diesen Nachweis kann Stromerzeuger europaweit an Stromanbieter verkaufen.
- Für jede MWh Ökostrom, die der Kunde verbraucht wird ein Zertifikat im Register für den Stromanbieter entwertet.

[7,12]



3 Analyse von in der Diskussion befindlichen Anpassungen von Nachhaltigkeitskriterien

Antriebsenergien: Überführung RED II in RED II Revision



Ziele für den Verkehrssektor

- Verringerung der **Treibhausgasemissionen** im Verkehrssektor um mindestens **13 %** in jedem Mitgliedstaat bis 2030: Für den Verkehrsbereich soll ein Ziel zur Reduktion der THG-Intensität von Kraftstoffen eingebracht werden. Diese soll bis 2030 um mindestens 13 % im Vergleich zum Ausgangswert gesenkt werden.
- Der Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe und erneuerbarer Elektrizität soll steigen.
- Der Anteil an **fortschrittlichen Biokraftstoffen und Biogas** soll von mindestens 0,2 % im Jahr 2022 auf 0,5 % im Jahr 2025 und 2,2 % im Jahr 2030 steigen (gegenüber 1,75 % ohne doppelte Anrechnung in der aktuellen RED II).
- Der Anteil **erneuerbarer Kraftstoffe nicht biologischen Ursprungs** (RFNBO: Renewable Fuels of Non-Biological Origin) soll bis 2030 einen Anteil von 2,6 % erreichen (einschließlich Wasserstoff).
- Erhöhung der Transparenz der Bestandteile von Strom aus erneuerbaren Energiequellen
- Förderung des Ausbaus von Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen durch eine Vereinfachung des Systems für Herkunftsnachweise

Überblick Umsetzung RED II und Änderungen in RED II Revision

Fortschrittliche Biokraftstoffe und Biogas



RED II – Umsetzung in Deutschland	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
THG-Minderungsquote	7 %	8 %	9,25 %	10,5 %	12 %	14,5 %	17,5 %	21 %	25 %
Fortschrittliche Biokraftstoffe und Biogas (Mindestanteil, energetisch)	2022	2023	2024	2025	2026	2028		2030	
	0,2 %	0,3 %	0,4 %	0,7 %	1,0 %	1,7 %		2,6 %	



RED II Revision	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Fortschrittliche Biokraftstoffe und Biogas (Mindestanteil, energetisch)	0,2 %			0,5 %					2,2 %

➤ RED II:

- Anteil von **3,5 %** an fortschrittlichen Biokraftstoffen auf europäischer Ebene
- Mengen oberhalb des Mindestanteils werden mit **Faktor 2** angerechnet

➤ RED II Revision: Keine weitere mehrfache Anrechnung von Erfüllungsoptionen

Überblick Umsetzung RED II und Änderungen in RED II Revision

Erneuerbare Kraftstoffe nicht biologischen Ursprungs (RFNBOs)



RED II	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
THG-Minderungsquote	7 %	8 %	9,25 %	10,5 %	12 %	14,5 %	17,5 %	21 %	25 %
RFNBOs (H ₂ und PtX-Kraftstoffe)	Keine Angabe								



RED II Revision	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
RFNBOs (H ₂ und PtX-Kraftstoffe)									2,6 %

➤ RED II:

- Mengen werden mit **Faktor 2** angerechnet (Raffinerien und Straßenverkehr)

➤ RED II Revision:

- Keine weitere mehrfache Anrechnung von Erfüllungsoptionen
- Berücksichtigung erneuerbarer Kraftstoffe nicht biologischer Herkunft auch dann, wenn sie als Zwischenprodukte für die Herstellung von konventionellen Kraftstoffen verwendet werden.

Auswirkung der RED II Revision auf Nachhaltigkeitskriterien

➤ Folgende Regelungen bleiben gegenüber der RED II unverändert:

- Begrenzung von Biokraftstoffen aus biogenen Ressourcen, die auch für den Nahrungs- und Futtermittelbereich geeignet sind.
- Begrenzung von Biokraftstoffen aus Rohstoffen des Anhangs IX Teil B (tierische und Altspeisefette)

Verschärfung der Nachhaltigkeitskriterien für die Nutzung von Bioenergie:

- Bei der Energieerzeugung aus Biomasse sollen die Mitgliedsstaaten sicherstellen:
 - Verringerung einer übermäßig verzerrenden Wirkung auf den Biomasse-Rohstoffmarkt
 - Minimierung der schädlichen Auswirkungen auf die Biodiversität
- Keine Unterstützung für die Energieerzeugung aus Sägeholz, Furnierholz, Stümpfen und Wurzeln gewähren
- Ab 2060 soll die Nutzung von forstwirtschaftlicher Biomasse in reinen Stromanlagen nicht mehr gefördert werden.
- Die bereits in RED II enthaltenen THG-Minderungspflichten werden künftig auch für Biomasse-Bestandsanlagen gelten.

EU-ETS: European Union Emissions Trading System

Europäische Emissionshandelsystem

Ziel:

Erreichung der CO₂-Einsparziele; vor allem die Emissionsreduktion in der Energiewirtschaft und in energieintensiven Industrien

Prinzip:

- „Cap and Trade“: Begrenzen und handeln
- Das „Cap“ definiert, wie viel alle einbezogenen Kraftwerke und Industrieanlagen in der EU zusammen emittieren dürfen (Summe aller Emissionsberechtigungen, Zertifikate).
- Der Preis für diese Zertifikate bildet sich im Emissionshandel (Marktpreis).
- Um Emissionen langfristig zu mindern, wird das cap jährlich verringert. Damit steigt der Preis der Zertifikate.
- Ein Zertifikat (*European Union Allowance, EUA*) berechtigt zur Emission von einer Tonne Kohlendioxidäquivalent in einem bestimmten Zeitraum.
- Ungefähr 11.000 stationäre Anlagen in der EU und davon knapp 2.000 Anlagen in Deutschland sind von EU-ETS erfasst.



- Mit einem Emissionsvolumen von ca. 2 Milliarden Tonnen CO₂ erfasst das ETS etwa 8 % aller globalen CO₂-Emissionen.
- Das System deckt zurzeit ca. 36 % der in der EU entstehenden Klimagasemissionen ab.

Nationales Emissionshandelsystem (nEHS)

Ziel:

Minderung von Treibhausgasemissionen in den Sektoren, die bislang nicht vom EU-ETS erfasst sind: Verkehrssektor (ohne Luftfahrt) und Wärmeerzeugung im Gebäudesektor

Prinzip:

- Das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) regelt die Einführung des nEHS.
- „Cap and Trade“: Begrenzen und handeln
- Für jede Tonne CO₂, die bei der Verbrennung von Brennstoff freigesetzt werden kann, muss ein nEHS-Zertifikat erwirbt werden.
- Bis 2026 sind die Preise für die Zertifikate bereits festgesetzt. Ab 2026 soll Zertifikatehandel starten.
- Die **deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt** ist für die Umsetzung des nationalen Emissionshandels zuständig.



Sinkendes Cap*, sinkende CO₂-Emissionen

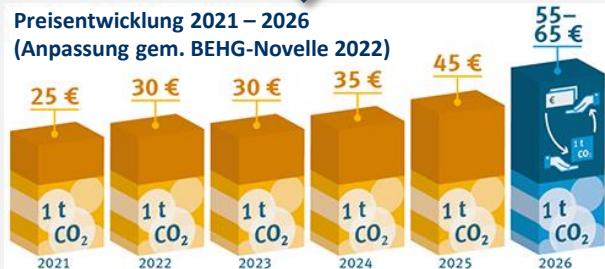


CO₂-Abgabe (nEHS)

- Die zweite Novelle des BEHGs ist am 16.11.2022 in Kraft getreten:
 - Verschiebung der ab 2023 anstehenden Erhöhungen des CO₂-Preises um jeweils ein Jahr.
- Im Jahr 2025 wird in einer Evaluierung über die künftige Art der Preisbildung entschieden.
- Ab 2026 beginnt die Versteigerungsphase.

Bisher:

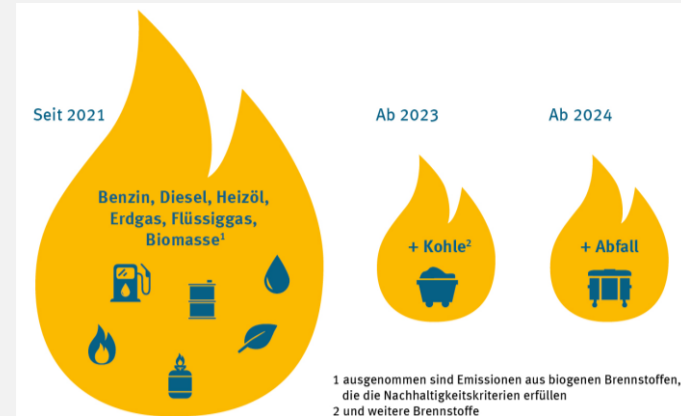
Jahr	2021	2022	2023	2024	2025	2026
CO ₂ -Preis in Euro pro Tonne	25	30	35	45	55	Korridor 55 bis 65



[28]

[28]

- Dabei werden alle Brennstoffe des Energiesteuergesetzes einbezogen:



[28]

- 2021 und 2022 waren Biobrennstoffe wie Biodiesel, Biogas oder pflanzliche Öle, die zum Heizen oder als Treibstoff verwendet werden, noch von der CO₂-Abgabe ausgeschlossen.

Vergleich: europäischer und nationaler Emissionshandel

- Bei EU-ETS handelt es sich um einem **Downstream-Emissionshandel**, d.h. Anlagenbetreiber oder Luftfahrzeugbetreiber müssen Zertifikate für die Emissionen erwerben, die sie selbst verursachen.
- Bei dem nationalen Emissionshandel handelt es sich um einem **Upstream-Emissionshandel**, d.h. die Verpflichteten bezahlen für die Emissionen, die durch das spätere Verbrennen der Brennstoffe entstehen und müssen hierfür Emissionsrechte erwerben.
- Einige Unternehmen werden aufgrund ihrer Handlungsfelder von beiden Emissionshandelssystemen erfasst:
 - **Option 1:** Inverkehrbringer können beim Verkauf von Brennstoffen an Unternehmen, die bereits vom EU-ETS erfasst sind, ihre Abgabeverpflichtungen reduzieren.
 - **Option 2:** bei UBA einen Ausgleich beantragen

Europäischer
Emissionshandel
Downstream



Upstream
Nationaler
Emissionshandel

[27]

- Die EU Kommission plant unabhängig zum vorhandenem ETS ein Emissionshandelssystem (EU-ETS 2) innerhalb des Anwendungsbereichs der Effort Sharing Regulation (ESR) für den Verbrauch fossiler Energien im Bereich **Gebäude und Straßenverkehr** einzuführen.
- Im Straßenverkehr wären in erster Linie Kraftstofflieferanten betroffen, die Emissionsrechte kaufen müssten und die Kosten dann an die Kraftstoffverbraucher weitergeben.
- Umsetzung in nationales Recht soll bis zum 31.12.2023 erfolgen.
- Bis zum 1. Januar 2024 wird die EU-Kommission die Gesamtmenge an Zertifikaten für das Jahr 2026 bekannt geben. Vorgesehen ist ein „Frontloading“-Mechanismus (Erhöhung der Gesamtmenge an Zertifikaten im Jahr 2026 um 30%) um einen „weicheren“ Einstieg zu ermöglichen.
- Im EU-ETS 2 sind im Gegensatz zum deutschen nationalen Emissionshandel (nEHS) keine Festpreise oder ein Preiskorridor vorgesehen → Cap-and-trade-Mechanismus
- Keine kostenlose Zuteilung von Zertifikaten
- Eine Kopplung beider Systeme (EU-ETS 1 und EU-ETS 2) ist bis 2030 nicht vorgesehen.
- Ca. 11.400 Inverkehrbringer
- Voraussichtlich ein Preisniveau zwischen 48 – 80 €/t CO₂

Vorschlag der EU-Kommission am 14.07.2021 im Rahmen des „Fit for 55“ Pakets

Start der Emissionshandel im Jahr 2026

Frontloading-Mechanismus:
Erhöhung der Gesamtmenge an Zertifikaten im Jahr 2026 um 30 %

- ✓ **Ab 2026** lineare Reduzierung der Zertifikatsmenge jedes Jahr um **5,15 %** [Referenzjahr 2024]
- ✓ **Ab 2028** lineare Reduzierung der Zertifikatsmenge jedes Jahr um **5,43 %** [Referenzjahr 2025]

Die Gesamtminde rung soll in **2030** bei **43 %** gegenüber 2005 liegen.

[28]

- Am 14. Juli 2021 hat die EU-Kommission einen Vorschlag zur Neugestaltung der Energiebesteuerungsrichtlinie vorgelegt.
- Einführung einer neuen Struktur für Steuersätze, die auf dem Energiegehalt und der Umweltverträglichkeit der Kraft- und Brennstoffe und des elektrischen Stroms beruht.
- Alle Mindestsätze werden in €/GJ angegeben.

- ✓ Kat. 1: konventionelle fossile Energieträger wie Gasöl und Benzin sowie nicht nachhaltige Biokraftstoffe 10,75 €/GJ
- ✓ Kat. 2: Brennstoffe wie Erdgas, Flüssiggas und nicht erneuerbare Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs 7,17 €/GJ
- ✓ Kat. 3: Nachhaltige aber nicht fortgeschrittene Biokraftstoffe 5,38 €/GJ
- ✓ Kat. 4: elektrischer Strom (unabhängig von seiner Verwendung), fortschrittliche nachhaltige Biokraftstoffe und Biogas sowie erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs (z.B. Wasserstoff) 0,15 €/GJ

[20]

4 Kostenseitige Auswirkungen regulatorischer Instrumente

Kostenseitige Auswirkungen regulatorischer Instrumente

- Um die kostenseitigen Auswirkungen regulatorischer Instrumente auf die Bereitstellung und den Markthochlauf von unterschiedlichen Kraftstoffen zu evaluieren, werden die Entwicklung der Steuern und Abgaben auf Basis des bestehenden Rechtsrahmens in Deutschland vom Jahr 2022 bis 2030 betrachtet.
 - Berücksichtigt werden dabei folgende Steuern und Abgaben:
 - CO₂-Abgabe
 - Energiesteuer
 - THG-Aufschlag für Diesel
 - MwSt.
- auf Diesel, Biomethan, Bio-LNG, H₂, Strom und E-Fuels.
- Kraftstoffpreise werden nicht berücksichtigt.

CO₂-Abgabe

Nationales Emissionshandelsystem

- Aufgrund der besseren Vergleichbarkeit werden alle Steuern und Abgaben in €/MWh umgerechnet.
- Ab 2026 beginnt die Versteigerungsphase. Für die Zertifikate werden einen Preis zwischen 55 € bis 65 € geben. Für die Berechnungen wurden für 2026 einen Preis von 55 € und ab 2027 einen Preis von 65 € angenommen.
- 2022 waren Biomethan bzw. Bio-LNG noch von der CO₂-Abgabe ausgeschlossen. Ab dem 01.01.2023 ist Biomethan bei entsprechendem Nachweis über die Nachhaltigkeitskriterien weiterhin von der CO₂-Abgabe befreit.
- H₂, E-Fuels sowie Strom entfällt keine CO₂-Abgabe.

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
CO₂ Preis €/t	30	30	35	45	55	65	65	65	65
Diesel ct/l	9,2	9,2	10,8	13,9	16,9	20,0	20,0	20,0	20,0
Diesel €/MWh	9,3	9,3	11,1	14,0	17,1	20,2	20,2	20,2	20,2
Bio LNG €/MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomethan €/MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H ₂ €/MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Strom €/MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E-Fuels €/MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0



Preiskorridor 55 € bis 65 €

THG-Emission tCO ₂ äq/l	
Diesel	0,00308
Heizwert [kWh/l]	9,934

[Eigene Darstellung]

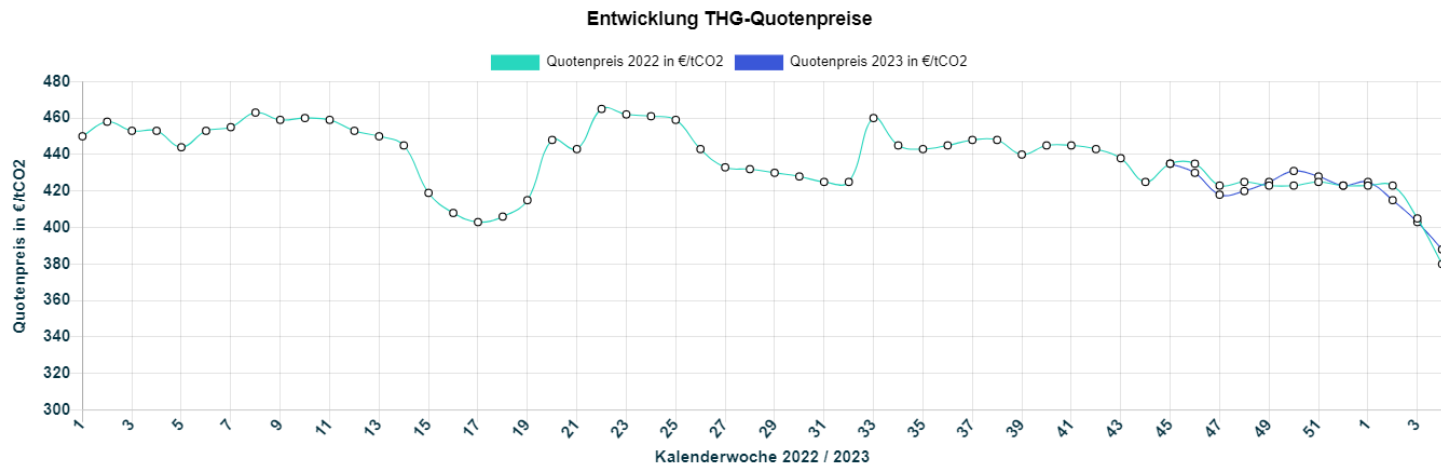
- Biomethan bzw. Bio-LNG ist ein Energieerzeugnis im Sinn des Energiesteuergesetzes (§ 1 Abs. 2 Nr. 2 EnergieStG) und wird wie Erdgas behandelt.
- Der Regelsteuersatz für Erdgas beträgt 31,80 Euro je MWh nach § 2 Abs. 1 Nr. 7 Energiesteuergesetz (EnergieStG). Als Anreiz zur Nutzung des umweltschonenderen Erdgases als Kraftstoff für den Antrieb von Pkws oder Nutzfahrzeugen gilt der reduzierte Steuersatz von 13,90 Euro je MWh (§ 2 Abs. 2 Nr. 1 EnergieStG).
- Wasserstoff bei Nutzung in Brennstoffzellenfahrzeugen ist von der Energiesteuer befreit.
- Die Stromsteuer beträgt 20,50 €/MWh. Die Strommengen, die für die Elektromobilität verwendet werden, sind von der Entlastung ausgeschlossen.

[21,22]

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel €/l	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
Diesel €/MWh	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4
Bio LNG €/MWh	13,9	13,9	18,38	22,85	27,33	31,8	31,8	31,8	31,8
Biomethan €/MWh	13,9	13,9	18,38	22,85	27,33	31,8	31,8	31,8	31,8
H2 €/MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Strom €/MWh	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5
E-Fuels	0	0	0	0	0	0	0	0	0

[Eigene Darstellung]

- Die Inverkehrbringer von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen sind zur Erfüllung der THG-Quote verpflichtet.
- Zur Erfüllung der THG-Quote stehen verschiedene Optionen zur Verfügung:
 - Einsatz konventioneller Biokraftstoffe sowie fortschrittlicher Kraftstoffe (z. B. Kraftstoffe aus Stroh oder Gülle)
 - Einsatz biogener Flüssiggase und strombasierter Kraftstoffe bspw. grünem H₂
 - Einsatz von elektrischem Strom für die Elektromobilität
- Der Quotenpreis ist marktabhängig. Für den Quotenhandel schließen Verkäufer und quotenverpflichteter Käufer einen Quotenhandelsvertrag. Der verhandelte Preis bestimmt sich über Angebot und Nachfrage sowie Preise der o.g. Emissionsminderungsmöglichkeiten.



THG-Aufschlag für Diesel (rechnerisch)

- Die THG-Minderungsquote steigt von 7 % im Jahr 2022 schrittweise auf 25 % im Jahr 2030.
- Derzeit wird der überwiegende Anteil der Quote durch die Beimischung von Biokraftstoffen wie z.B. Biodiesel in Otto- und Dieselmotoren realisiert.
- An die Erfüllung der vorgegebenen Quoten ist der Anteil der Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen auf einen maximalen energetischen Anteil von 4,4 % beschränkt, bezogen auf den Endenergieverbrauch im Straßen- und Schienenverkehr.
- Die Kosten für die Erfüllung von THG-Quoten für Diesel kann durch den restlichen Anteil an Quoten berechnet werden, der durch die Verwendung von Biodiesel nicht erfüllt werden kann.

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
THG-Minderungsquote	7%	8%	9,25%	10,5%	12%	14,5%	17,5%	21%	25%
mit Biodiesel erfüllbar (Obergrenze)	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%
mit Biodiesel nicht erfüllt	2,60%	3,60%	4,85%	6,10%	7,60%	10,10%	13,10%	16,60%	20,60%
Noch zu erfüllen gCO ₂ /MJ	2,45	3,39	4,56	5,74	7,15	9,50	12,33	15,62	19,38
Aufschlag Diesel €/l	0,04	0,05	0,07	0,09	0,11	0,15	0,19	0,24	0,30
Aufschlag Diesel €/MWh	3,84	5,31	7,16	9,00	11,22	14,91	19,33	24,50	30,40

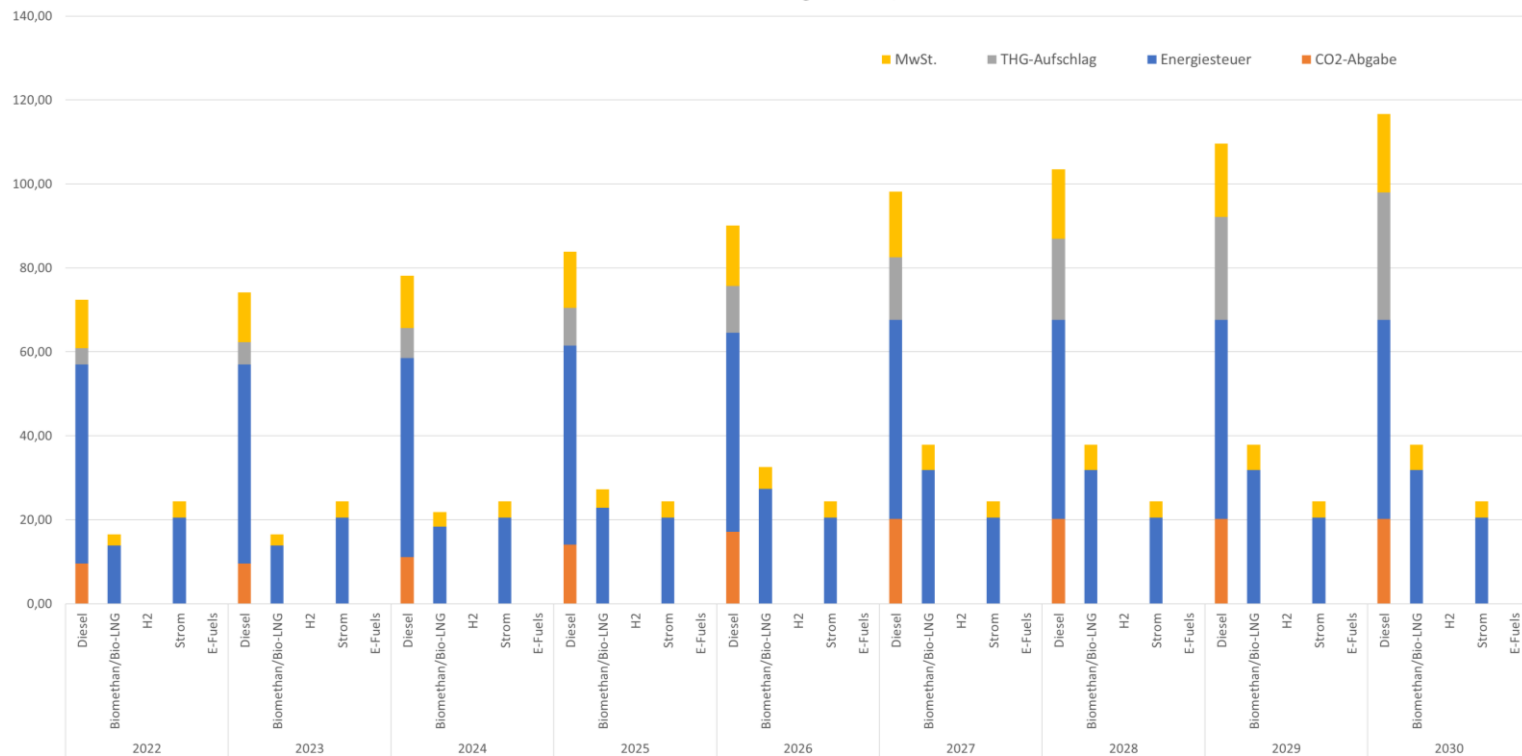
THG-Emissionswerte	gCO ₂ /MJ	MJ/l
Fossiler Referenzwert	94,1	35,9

Quotenpreis € (2022)	€/tCO ₂
Mittelwert	434

[Eigene Darstellung]

Entwicklung von Steuern und Abgaben (Brutto) Deutschland

Steuern und Abgaben in €/MWh



[Eigene Darstellung]



5 Finanzielle Anreize zur Einführung alternativer Antriebsenergien

“Barriers” für den Markthochlauf von FCE und BE-Lkw

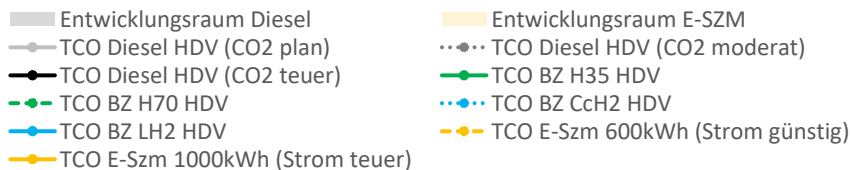
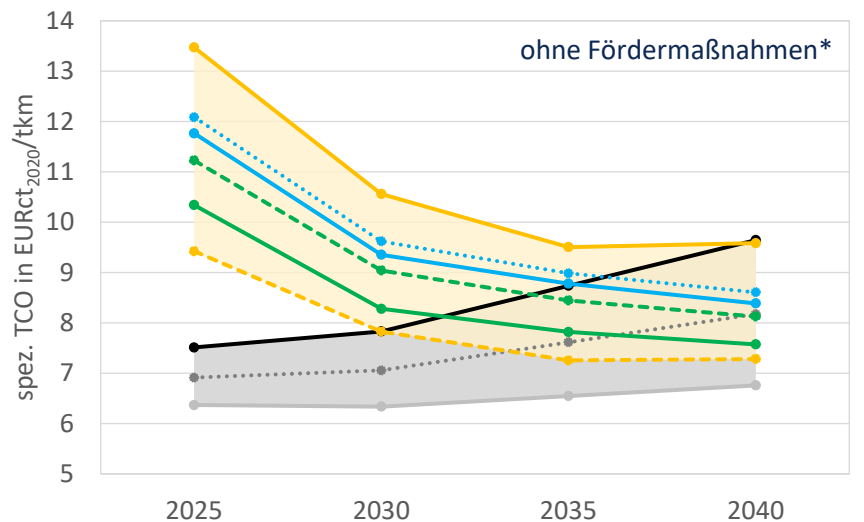
- Höhere Kosten (TCO¹) der Nutzung von FCEC im Vergleich zu dieselbetriebenen Lkw, machen es für Flottenbetreiber schwer in FCE- und BE-Lkw zu investieren.
- Infrastruktur für Wasserstoffbetankung und für das Laden von Lkw ist nur in geringem Maße vorhanden.
- Notwendig sind den Markthochlauf stützende Rahmenbedingungen im Blick auf
 - Tankstellen und Ladepunkte (siehe AG Infrastruktur)
 - Energieträger
 - Fahrzeuge

Optionen zur Stützung des Markthochlaufs werden im Folgenden exemplarisch über eine TCO-Analyse aufgezeigt. Die Angaben basieren auf Ergebnissen des DVGW Forschungsprojektes "H₂net&logistic". Die Ergebnisse der TCO Berechnung variieren stark je nach Wahl der Eingangsparameter. Über die aufgezeigten Ergebnisse soll die Wirkungsweise von Stützungselementen aufgezeigt werden, nicht aber generelle Aussagen zu TCOs getroffen werden.

¹ Total Cost of Ownership

² <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-h2netlogistics>

Total Cost of Ownership (TCO) – Vergleich FCEV (BZ), BEV (E-Szm), Diesel HDV



BZ H70 = H2 700 bar Technik, BZ H35 = H2 350 bar Technik

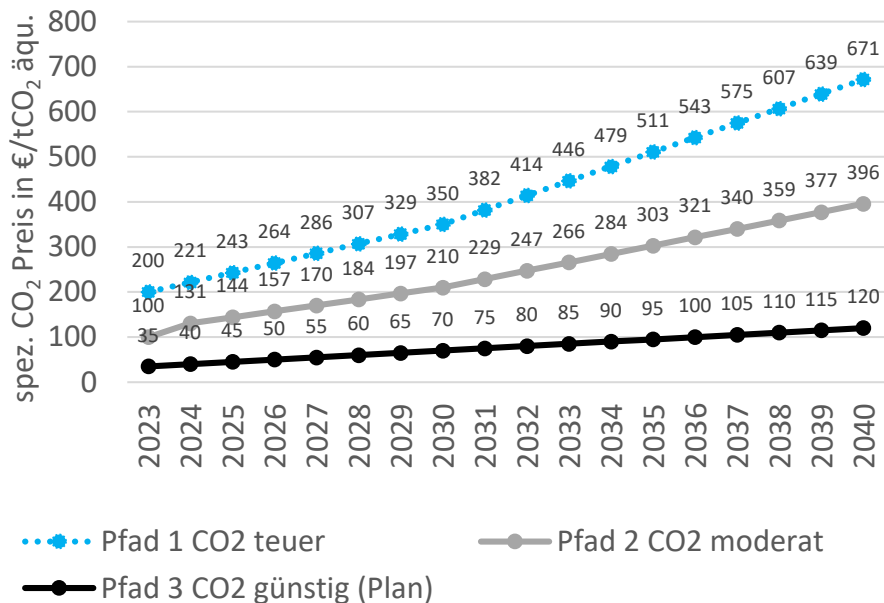
*ohne Mautbefreiung für emissionsfreie Nutzfahrzeuge, ohne Förderung der Investitionskosten und ohne Berücksichtigung von Erlösen des THG-Quotenhandels.

- FCE und BE Trucks haben einen Kostennachteil gegenüber dem Dieselantrieb
- Kostendegression (Lkw, Tankstelle, H₂-Produktion und Verteilung) verbessert Positionierung FCE-Lkw
- Über CAPEX-Förderung und Mautbefreiung kann Wettbewerbsfähigkeit zu Diesel zeitnah erreicht werden.
- Starker Hebel ist CO₂-Versteuerung

Strom: 23 – 33 €/MWh 2025 und Kostendegression bis 2040
 Kosten H₂: 6 €/kg 2025 und Kostendegression bis 2040



Annahmen CO₂-Abgabe



- CO₂-Preisentwicklung ist bis 2026 festgelegt, danach gelten CO₂-Marktpreise (Handelsystem) die sich im Preiskorridor von 55 € bis 65 €/t CO₂ bewegen sollen
- für eine Lenkungswirkung ist ein deutlich höherer CO₂-Preis notwendig
- Als ein Ergebnis des "Modernisierungspaket für Klimaschutz und Planungsbeschleunigung"* der Bundesregierung aus Mrz. 2023 ist ein CO₂-Preis von 200€/t CO₂ geplant.

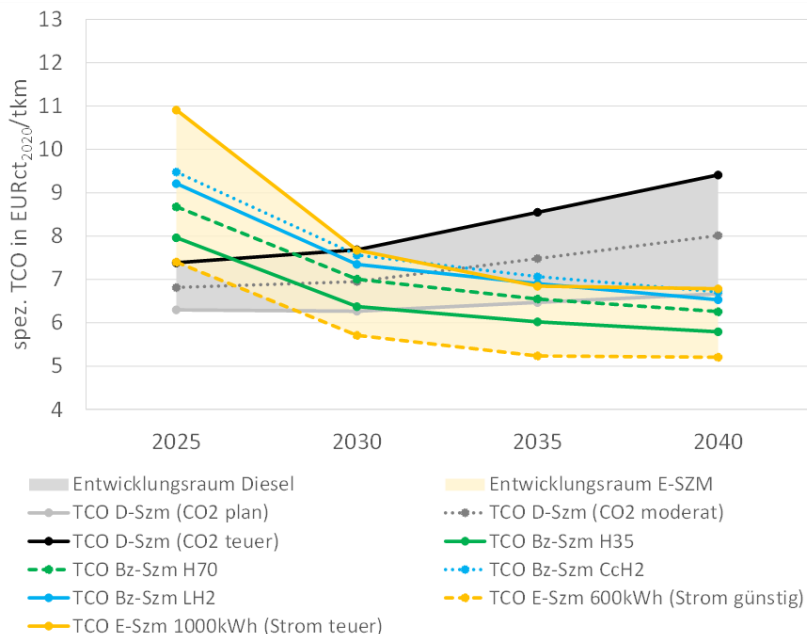
*<https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/zum-download-modernisierungspaket-fuer-klimaschutz-und-planungsbeschleunigung-die-ampel-ergebnisse-auf-16-seiten/29065068.html>

- CO₂-Abgabe und Energiesteuer
- Generieren von Zusatzerlösen für Kraftstoffinverkehrbringer über THG-Minderungsquote
- Reduzierung von Straßenbenutzungsgebühren (Maut)
- Direkte Prämie bei Fahrzeugkauf (Teilausgleich der Mehrkosten zu Diesel Fahrzeug)

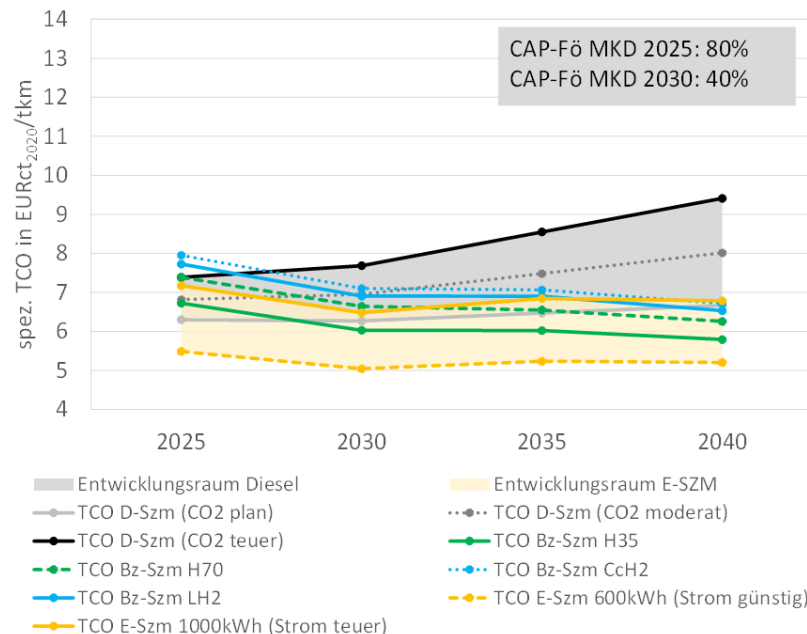
- ✓ Regulatorische Ansätze sollten technologieneutral ausgestaltet sein und zeitlich befristet werden, bis Wettbewerbsfähigkeit zu Diesel-Lkw erreicht wird.
- ✓ Laufzeit und Wirkung der Instrumente muss klar und verlässlich definiert werden.

TCO Vergleich und Wirkung von Fördererelementen

TCO mit Mautbefreiung für emissionsfreie Nutzfahrzeuge, ohne Förderung der Investitionsmehrkosten; ohne Berücksichtigung von Erlösen der THG-Quotenhandels.



TCO mit Förderung der Investitionsmehrkosten sowie Berücksichtigung von Erlösen der THG-Quotenhandels für Bz-Szm. Für E-Szm sind die Erlöse aus THG-Quotenhandel nicht berücksichtigt.



Schlussfolgerungen und Empfehlung Förderelemente

- Für einen Markthochlauf ist ein Paket aus mehreren und ineinandergreifenden stützenden Elementen erforderlich im Blick auf Energieträger (a & b), Infrastruktur (c) und Fahrzeuge (d & e). Regulatorisch sollte dies aufeinander abgestimmt werden.
 - a. Notwendig für einen schnellen Markthochlauf ist eine hohe CO₂-Bepreisung
 - CO₂-Bepreisung deutlich anheben im Vergleich zum derzeit vorgesehenen Anstieg auf 55 €/tCO₂ in 2026*
 - ETS 2 so ausgestalten, dass CO₂-Emissionsrechte ausreichend hoch bewertet werden
 - sozialverträgliche Ausgestaltung berücksichtigen
 - b. Besteuerung von Antriebsenergien in Abhängigkeit ihrer jeweiligen CO₂ Intensität.
 - c. THG-Quoten beibehalten als zentraler Anreiz für den Infrastrukturaufbau. Weitergabe von THG-Erlösen zur Stützung des Markthochlaufs für H₂ als Kraftstoff möglich.
 - d. Fortsetzung der Mautbefreiung
 - Differenzierung nach CO₂
 - vollständige Befreiung bei FCEV und BEV
 - Berücksichtigung von Methan und E-Fuel basierten Antrieben
 - e. Beibehaltung der CAPEX-Förderung bis durch Kostendegression bei FCE-Lkw Kostennachteile gegenüber Diesel weitgehend ausgeglichen werden können (nach 2030)

*siehe "Modernisierungspaket für Klimaschutz und Planungsbeschleunigung" aus März 2023 mit dem 200€/tCO₂ vorgeschlagen werden
<https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/zum-download-modernisierungspaket-fuer-klimaschutz-und-planungsbeschleunigung-die-ampel-ergebnisse-auf-16-seiten/29065068.html>

- [1] [Renewable Energy Directive - RED II | OmniCert Umweltgutachter GmbH - Umwelt- und Energiemanagement](#)
- [2] [NWR Stellungnahme Umsetzung RED II inkl. Anlage.pdf \(dena.de\)](#)
- [3] [THG-Quote für Kraftstoffe vom Bund beschlossen - future:fuels future:fuels \(futurefuels.blog\)](#)
- [4] [ISCC Overview-REDII-Adjustments June2021 compressed.pdf \(iscc-system.org\)](#)
- [5] [Zertifizierung von biogenen Kraftstoffen - GUTcert \(gut-cert.de\)](#)
- [6] [Folien_ZertGas_Moosmann.pdf \(energetische-biomassenutzung.de\)](#)
- [7] [Was ist das Herkunftsnachweisregister? – YouTube](#)
- [8] [Zoll online - Anrechnung von Biokraftstoffen](#)
- [9] [FNR - Biokraftstoffe: Zertifizierung](#)
- [10] [Nachhaltigkeitszertifizierung von Bioenergie | TÜV SÜD \(tuvsud.com\)](#)
- [11] [Vollzug der 37. BImSchV: Anrechnung strombasierter Kraftstoffe | Umweltbundesamt](#)
- [12] [Herkunftsnachweisregister \(HKNR\) | Umweltbundesamt](#)
- [13] [ANALYSE DER RED II AUSGESTALTUNGSOPTIONEN \(frontier-economics.com\)](#)
- [14] [bmf_erlass_20190912 \(2\).pdf](#)
- [15] [Matthias Jansen auf LinkedIn: #renewablehydrogen #redii #additionality #renewablehydrogen #hydrogen... | 14 Kommentare](#)

- [16] [Commission sets out rules for renewable hydrogen \(europa.eu\)](https://europa.eu)
- [17] [Wie ist grüner Wasserstoff laut dem Delegated Act der EU definiert? - FfE Website](#)
- [18] [Delegierte Rechtsakte passieren endlich EU-Kommission - vdma.org – VDMA](https://vdma.org)
- [19] [BMWK - Wichtiger Schritt für Markthochlauf von grünem Wasserstoff - Europäische Kommission legt neuen Entwurf zu Kriterien für Erzeugung von grünem Wasserstoff vor](#)
- [20] [Überarbeitung der Richtlinie über die Energiebesteuerung \(europa.eu\)](https://europa.eu)
- [21] [Elektromobilität im Fokus der Stromsteuer - items GmbH & Co. KG \(itemsnet.de\)](https://itemsnet.de)
- [22] [Zoll online - Steuerentlastung nach § 9b StromStG](#)
- [23] [Brennstoffzellenfahrzeuge \(FCEV\) | Alternativ Mobil \(alternativ-mobil.info\)](https://alternativ-mobil.info)
- [24] [Factsheets \(biogaspartner.de\)](https://biogaspartner.de)
- [25] [DBFZ Report Nr. 44: Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr](#)
- [26] [THG-Quoten: Aktuelle Preise, Quotenerlöse und Entwicklungen \(equota.de\)](https://equota.de)
- [27] [DEHSt - Nationalen Emissionshandel verstehen](#)
- [28] [Einführung eines Emissionshandelssystems für Gebäude und Straßenverkehr in der EU \(umweltbundesamt.de\)](https://umweltbundesamt.de)
- [29] [Zoll online – Quotenberechnung](#)
- [30] [DVGW e.V.: G 202123 Schnellstudie Biogas](#)

[31] [Wie ist grüner Wasserstoff laut dem Delegated Act der EU definiert? - FfE Website](#)

[32] [CO2-Abgabe für Unternehmen | Erdgas Südwest \(erdgas-suedwest.de\)](#)

- [1] [Ariadne Szenarienreport Oktober2021_corr0222.pdf \(ariadneprojekt.de\)](#)
- [2] [Inkrafttreten der RED II – was bedeutet das für zertifizierte Systemteilnehmer? - GUTcert \(gut-cert.de\)](#)
- [3] [Biokraft-NachV - nichtamtliches Inhaltsverzeichnis \(gesetze-im-internet.de\)](#)
- [4] [ZertGas: Zertifizierung von Biogas- und Biomethananlagen nach RED II - GUTcert \(gut-cert.de\)](#)
- [5] [Broschüren | Deutsches Biomasseforschungszentrum \(dbfz.de\)](#)
- [6] [Treibhausgasminderungsquote: Mehr grüne Kraftstoffe im Verkehr \(futurefuels.blog\)](#)
- [7] [THG-Quote für Kraftstoffe vom Bund beschlossen - future:fuels future:fuels \(futurefuels.blog\)](#)
- [8] [dena-LEITFADEN: Energiespar-Contracting \(ESC\) – Arbeitshilfe für die Vorbereitung und Durchführung von Energiespar-Contracting](#)
- [9] [Vollzug 38. BImSchV: Anrechnung von Strom für Elektrofahrzeuge | Umweltbundesamt](#)
- [10] [Stellungnahme Strombezugskriterien fuer erneuerbaren Wasserstoff und dessen Derivate.pdf \(dena.de\)](#)
- [11] [RED II – Nachhaltige Biomasse für den Strom- und Wärmemarkt | OmniCert](#)
- [12] [Überarbeitung der Energiebesteuerungsrichtlinie \(uni-mannheim.de\)](#)
- [13] [E-Mobilität aus steuerlicher Sicht der Unternehmen | Deloitte Deutschland](#)
- [14] [Ladesäulen für E-Fahrzeuge auf dem Betriebsgelände: energierechtliche und steuerrechtliche Pflichten \(wts.com\)](#)
- [15] [EU-Kommission veröffentlicht Entwurf einer neuen Energiesteuerrichtlinie: VKU](#)
- [16] [HyMobility | Mit Wasserstoff jederzeit mobil! \(dvw-hymobility.de\)](#)

- [17] [Unsere Tankstellen - H2Mobility \(h2-mobility.de\)](https://www.h2-mobility.de)
- [18] [NGVA Europe | NGVA Europe](https://www.ngva.eu)
- [19] [NGVA Europe \(@NGVAEurope\) / Twitter](https://twitter.com/NGVAEurope)
- [20] [BMDV - Elektromobilität mit Wasserstoff / Brennstoffzelle \(bund.de\)](https://www.bund.de)
- [21] [DBFZ Report Nr. 11 \(4. Auflage\): Monitoring Biokraftstoffsektor](#)
- [22] [DBFZ Report Nr. 22: Die Biokraftstoffproduktion in Deutschland – Stand der Technik und Optimierungsansätze](#)
- [23] [DBFZ Report Nr. 13: Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung](#)
- [24] [Microsoft Word - P3310038 Sachstandsbericht Nachhaltigkeit und Ressourcenbasis \(dbfz.de\)](#)
- [25] [DBFZ Report Nr. 11 | Deutsches Biomasseforschungszentrum](#)
- [26] [Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr | Deutsches Biomasseforschungszentrum \(dbfz.de\)](#)
- [27] [THG-Quotenhandel | Treibhausgasminderungsquote \(THG-Quote\) \(equota.de\)](#)
- [28] [CO2-Bepreisung - eFuel Alliance \(efuel-alliance.eu\)](https://www.efuel-alliance.eu)
- [29] [Was sind eFuels? - eFuel Alliance \(efuel-alliance.eu\)](https://www.efuel-alliance.eu)
- [30] [LNG-Taskforce und Initiative Erdgasmobilität – Deutsche Energie-Agentur \(dena\)](#)

- [31] [So werden Wasserstoff-Fahrzeuge steuerlich behandelt. Rechnen sich Brennstoffzellenfahrzeuge heute schon, um als Firmenwagen eingesetzt zu werden? \(fuhrpark.de\)](#)
- [32] [Steuervorteil auch für Brennstoffzellenfahrzeuge - Steuern | News | VISION mobility - Mobilität Konnektivität Infrastruktur \(vision-mobility.de\)](#)
- [33] [Wasserstoff-Infrastruktur für eine nachhaltige Mobilität \(baden-wuerttemberg.de\)](#)
- [34] [Wasserstoff – Schlüssel im künftigen Energiesystem | Umweltbundesamt](#)
- [35] [Sensitivitäten zur Bewertung der Kosten verschiedener Energieversorgungsoptionen des Verkehrs bis zum Jahr 2050 - Abschlussbericht \(umweltbundesamt.de\)](#)
- [36] [H2M Ueberblick BetankungsoptionenLNFSNF TankRast 2021-10-21.pdf \(h2-mobility.de\)](#)
- [37] [Wasserstoff im Verkehr: Häufig gestellte Fragen \(FAQs\) | Umweltbundesamt](#)
- [38] [Wasserstoff Brennstoffzelle - Wasserstoff | TÜV NORD \(tuev-nord.de\)](#)
- [39] [Besteuerung von E-Fuels | VDA](#)
- [40] [Grundlagen zur Energie- und Stromsteuer \(ihk-muenchen.de\)](#)
- [41] [Energiesteuer- und Stromsteuererstattungen für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes - Handelskammer Hamburg \(ihk.de\)](#)

[42] [CO2-Preis - BECV - Nationaler Emissionshandel - IHK Lippe zu Detmold](#)

[43] [Neufassung der Energiesteuerrichtlinie \(rgc-manager.de\)](#)

[44] [Mobilität neu steuern \(umweltbundesamt.de\)](#)

[45] [Hintergrundpapier Weiterentwicklung THG-Quote.pdf \(dbfz.de\)](#)

[46] [THG-Quoten: Aktuelle Preise, Quotenerlöse und Entwicklungen \(equota.de\)](#)

[47] [NOW Factsheet-Biokraftstoffe_221013 \(now-gmbh.de\)](#)

[48] [Web RZ UFOP 1801 Biodieselauszug 2021 141021 ALO.pdf](#)

[49] [Stakeholder-Positionen-e-fuels.pdf \(oeko.de\)](#)

[50] [CO2-Steuer: Anreiz zur Emissionsminderung | EON](#)

[51] [factsheet_cap_msr_de_final.pdf \(umweltbundesamt.de\)](#)

[52] [„Fit für 55“: Rat und Parlament erzielen vorläufige Einigung zum Emissionshandelssystem der EU und zum Klima-Sozialfonds - Consilium \(europa.eu\)](#)

- **Herausgeber : Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW)**
Josef-Wirmer-Str. 1-3, 53123 Bonn
- **Auftraggeber : Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)**



- Die Plattform Nachhaltiger Schwerlastverkehr ist eine marktübergreifende Allianz für den Schwerlastverkehr auf der Straße, die den Markthochlauf alternativer Antriebs- und Kraftstoffoptionen sowie den Ausbau notwendiger Infrastrukturen technologieoffen vorantreibt.
- Die von der Deutschen Energie-Agentur (dena) und dem Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) koordinierte Plattform, bringt in einem technologieoffenen und ganzheitlichen Ansatz, Akteure aus den Bereichen Technologie, Infrastruktur, Kraftstoff, Energie und Fahrzeugindustrie sowie der Transport- und Logistikbranche zusammen