TEXTE
137/2026

Teilbericht

Bewertung der Nachhaltigkeitsanforderungen der RED

Zum Forschungsvorhaben: Kriterien für eine nachhaltige Bereitstellung und klimagerechte Integration von strombasierten Energieträgern

von:

Horst Fehrenbach, Thomas Fröhlich
ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH, Heidelberg

Herausgeber:
Umweltbundesamt

Für Mensch & Umwelt

Umwelt Bundesamt

TEXTE 137/2026

KLIFOPLAN des Bundesministeriums für Umwelt,
Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit

Forschungskennzahl 3722 43 506 0

Teilbericht

Bewertung der Nachhaltigkeitsanforderungen der RED

Zum Forschungsvorhaben: Kriterien für eine nachhaltige Bereitstellung und klimagerechte Integration von strombasierten Energieträgern

von

Horst Fehrenbach, Thomas Fröhlich
ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH, Heidelberg

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

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

Durchführung der Studie:
ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH
Wilckensstraße 3
69120 Heidelberg

Abschlussdatum:
November 2025

Redaktion:
Fachgebiet V 1.2 Strategien und Szenarien für Klimaschutz und Energie
Maximilian Pagel
Fachgebiet V 1.3 Erneuerbare Energien
Jan Seven

DOI:
https://doi.org/10.60810/openumwelt-8347

ISSN 1862-4804

Dessau-Roßlau, September 2026

Zur Übersetzung der Texte ins Englische und Überprüfung der Rechtschreibung wurde bei der Erstellung dieses wissenschaftlichen Dokuments Künstliche Intelligenz (AI translation and language tools - Multilingualism, translation and language-based AI services) eingesetzt. Es handelt sich ausschließlich um redaktionelle und stilistische Optimierungen selbst verfasster Inhalte. Die Nutzung erfolgt rein unterstützend und wird aus Gründen der Transparenz hiermit offengelegt.

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

Kurzbeschreibung: Bewertung der Nachhaltigkeitsanforderungen der RED

In strombasierte erneuerbare Energieträger wie grüner Wasserstoff und seine Derivate werden große Erwartungen gesetzt, was ihre künftige Rolle für den Klimaschutz und die Transformation des Energiesystems, der Industrie und der Mobilität betrifft. Dabei wird die Frage nach den Umwelteffekten und der Nachhaltigkeit Vorrangig in Bezug auf die Wasserstofffarben, bzw. den für die elektrolytische Herstellung eingesetzten Strom diskutiert, wenig jedoch über darüber-hinausgehende, nicht energetische Aspekte. In diesem Kurzpapier wird analysiert, inwieweit die rechtsverbindlichen Regeln der Erneuerbaren Energien Richtlinie in ihren Neufassungen (RED II und RED III) sowie der dazugehörigen Delegierten Verordnungen Anforderungen an Treibhausgasminderungen und Nachhaltigkeit für strombasierten erneuerbaren Wasserstoff und Wasserstoffderivate setzen.

Während die RED II die Anrechnung des Einsatzes strombasierter Energieträger nur für den Verkehrsbereich ermöglicht und dafür eine THG-Mindesteinsparung von 70 % gegenüber fossilen Kraftstoffen verlangt, enthält sie noch keine Methodik zu deren Berechnung. Hierzu wurde im Jahr 2023 die Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185 veröffentlicht. Im Rahmen dieses Kurzpapiers wurden eine Reihe von beispielhaften Pfaden für strombasierte erneuerbare Energieträger durchgerechnet. Es zeigt sich dabei eine erhebliche Bandbreite von THG-Einsparungen. Zentrale Anforderungen an die Erneuerbarkeit und Zusätzlichkeit des zur Herstellung eingesetzten Stroms liefert die Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184. Beide Verordnungen behandeln komplexe Problemstellungen und werfen für ihre konkrete Anwendung durchaus Fragen auf.

Das Kurzpapier endet daher auch mit einer Aufstellung von kritischen Aspekten und Fehlstellen. So ist eine deutliche Inkonsistenz zwischen den strategischen Zielen aus der Politik (z. B. Nationale Wasserstoffstrategie) und den Quotenpflichten der RED III für strombasierte erneuerbare Energieträger sowie den Prognosen für einen realistischen Hochlauf festzustellen. Des Weiteren ist zu kritisieren, dass im Rahmen der RED III und den Delegierten Verordnungen lange Übergangsfristen festgelegt wurden, was die Verpflichtung zu zusätzlichem Erneuerbarem Strom betrifft, die zumindest kurzfristig zu Mehremissionen führen können, zudem sind Inkonsistenzen bezüglich der Restriktion von Strom aus Biomasse und von Strom aus nicht erneuerbaren Quellen enthalten. Ein wesentlicher Kritikpunkt ist das Fehlen von Nachhaltigkeitskriterien jenseits der Anforderungen an den zur Erzeugung eingesetzten Strom bzw. der THG-Einsparung. Darüber hinaus ist zu kritisieren, dass die Anforderung der THG-Reduktion um mindestens 70 %, die bereits seit 2018 besteht, im Zuge der Transformation hin zur THG-Neutralität nicht entwickelt wird.

Abstract: Criteria for the sustainable provision and climate-friendly integration of electricity-based renewable energy sources - assessment of the sustainability requirements of the RED

Huge expectations are placed on electricity-based renewable energy sources such as green hydrogen and its derivatives in terms of their future role in climate protection and the transformation of energy system, industry and mobility. At the same time, the issue of environmental effects and overall sustainability is rarely discussed. This brief paper analyses the extent to which the legally binding rules of the Renewable Energy Directive in its new versions (RED II and RED III) and the associated Delegated Regulations set requirements for greenhouse gas reductions and sustainability for electricity based hydrogen and hydrogen derivatives.

While RED II already requires a minimum GHG reduction of 70 % compared to fossil fuels, it did not originally contain any information on the calculation methodology. This was done with the publication of the Delegated Regulation (EU) 2023/1185 in 2023. As part of this brief paper, a number of exemplary pathways for electricity-based renewable energy sources were calculated.

These show a considerable range regarding the GHG reduction results. The Delegated Regulation (EU) 2023/1184 provides central regulations for proving the renewability and additionality of electricity. Both regulations deal with complex issues and raise questions regarding their concrete application.

The brief paper therefore concludes with a list of critical aspects and shortcomings. For example, there is a clear inconsistency between the strategic objectives from the policy (e.g. National Hydrogen Strategy) and the quota obligations of RED III for electricity-based renewable energy sources as well as the forecasts for a realistic ramp-up. Within the framework of RED III and the Delegated Regulations it is criticized that a) allowance of long transition periods with regard to the obligation for renewable electricity and b) inconsistencies with regard to the restriction of electricity from biomass and electricity from non-renewable sources. A major point of criticism is a lack of sustainability criteria beyond the criteria of renewability and GHG savings. Furthermore, it is worth criticising the fact that the requirement for GHG reduction of at least 70%, which has been in place since 2018, is not being developed in the course of the transition to GHG neutrality.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis ... 8
Tabellenverzeichnis ... 8
Abkürzungsverzeichnis ... 9
Zusammenfassung ... 12
Summary ... 14
1 Hintergrund und Zielsetzung ... 16
2 Stand der Rechtsnormen ... 17
2.1 RED II ... 17
2.2 RED III ... 17
2.3 Delegierte Verordnungen zur RED II ... 22
2.3.1 Unionsmethode zu „Grünstrom-Kriterien“ ... 22
2.3.2 Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen ... 27
2.4 Welche Nachhaltigkeitskriterien gelten somit für PtGLS? ... 31
2.5 Mögliche Auswirkungen der Regelungen in Deutschland, der EU sowie Herkunftsländer von Importen ... 31
3 Exemplarische Berechnung anhand von drei Fallbeispielen ... 34
4 Kritische Aspekte und Fehlstellen ... 38
5 Schlussfolgerungen ... 47
6 Quellenverzeichnis ... 49
A Anhang ... 51
A.1 Begriffserklärungen ... 51
A.1.1 Power-to-…: ... 51
A.1.2 Weitere Begriffe dazu ... 51
A.1.3 Farben des Wasserstoffs ... 52
A.2 Über die RED III hinausgehende Nachhaltigkeitskriterien für PtX ... 53

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Strommix in den EU-Ländern im Jahr 2023 33
Abbildung 2: Prognostizierter Hochlauf der inländischen Wasserstoffproduktion und Wasserstoffimporten nach Projektionsbericht. 41

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Eingangsdaten für die Berechnung von Fallbeispiel 1: grüner Wasserstoff 35
Tabelle 2: Eingangsdaten für die Berechnung von Fallbeispiel 2: FT-Kerosin 36
Tabelle 3: Eingangsdaten für die Berechnung von Fallbeispiel 3: FT-Kerosin mit deutschem Strommix 37
Tabelle 4: Nachhaltigkeitskriterien für RFNBO bzw. PtX nach (Altmann et al. 2022) 53

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
BCG	Boston Consulting Group
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BioGrace	Datenbank/Tool für Emissionsfaktoren (Transport, Kraftstoffe)
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMWE	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (historische Bezeichnung, im Text erwähnt)
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization (identisch mit der in dem RED verwendeten Term CCR (Carbon Capture and Reuse)
CH4	Methan (Molekularformel)
CO	Kohlenmonoxid (Molekularformel)
CO_2	Kohlendioxid (Molekularformel)
CO_2Äq	CO_2-Äquivalent
DAC	Direct Air Capture
DE	Länderkürzel für Deutschland
DECHEMA	Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie
Destatis	Statistisches Bundesamt, Wiesbaden
DNS	Deutsche Nachhaltigkeitsstrategie
DOI	Digital Object Identifier
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
ESG	Environmental, Social and Governance
ETS	Emission Trading System, Emissionshandelssystem
EU	Europäische Union
FT	Fischer-Tropsch
GBEP	Global Bioenergy Partnership
GHG	Green House Gases
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
H_2	Wasserstoff (Molekularformel)
HNV	High nature value

Abkürzung	Erläuterung
ICCT	International Council on Clean Transportation
IPCEI	Important Projects of Common European Interest
ISCC	International Sustainability and Carbon Certification
ISI	Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung
ISO	International Organization for Standardization
ISSN	International Standard Serial Number
IUCN	International Union for Conservation of Nature
KWSG	Kraftwerkssicherheitsgesetz
LFS	Langfristszenarien
LKSG	Lieferkettensorgfaltspflichtengesetz
LULUCF	Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (engl.: Land Use, Land-Use Change and Forestry)
MJ	Megajoule
N_2O	Distickstoffmonoxid, Lachgas (Molekularformel)
NPE	Nationale Plattform Elektromobilität
NWR	Nationaler Wasserstoffrat
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
PJ	Petajoule
PPA	Power Purchase Agreement
PtG	Power-to-Gas
PtGLS	Power-to-Gas, Liquid or Solids
PtH_2	Power-to-Hydrogen
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X (X steht summarisch für die Optionen PtG, PtL etc.)
RCF	Recycled carbon fuel – wiederverwertete kohlenstoffhaltigen Kraftstoffe
RED	Renewable Energy Directive (Directive 2009/28/EU)
RED II	Renewable Energy Directive (Directive (EU) 2018/2001), Neuauflage der RED in 2018
RED III	Renewable Energy Directive (Directive (EU) 2023/2413), Neuauflage der RED in 2023
ReFuels	Sammelbegriff für erneuerbare Kraftstoffe
RFNBO	Renewable Fuels on non-biological origin (Erneuerbarer Kraftstoff nicht biogenen Ursprungs)
RL	Richtlinie

Abkürzung	Erläuterung
RSB	Roundtable on Sustainable Biomaterials
SDG	Sustainable Development Goals
SYSEET	Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien
THG	Treibhausgas
tkm	Tonnenkilometer
TREMOD	Transport Emission Model
TWh	Terawattstunde
UBA	Umweltbundesamt, Dessau
UN	Vereinte Nationen (United Nations)
UNGP	UN Guiding Principles on Business and Human Rights
VO	Verordnung

Zusammenfassung

Wasserstoff und seine Derivate gelten als zentrale Bausteine für die Energiewende und das Erreichen der Ziele des Klimaschutzes. Sie können fossile Energieträger dort ersetzen, wo der direkte Einsatz von erneuerbarem Strom nicht möglich ist oder wo Wasserstoff stofflich genutzt wird, etwa in der chemischen Industrie. Damit diese Energieträger tatsächlich einen **Beitrag zum Klimaschutz** leisten, müssen sie auf Grundlage von zusätzlich erzeugtem erneuerbarem Strom hergestellt werden. Darüber hinaus sind **Prinzipien der Nachhaltigkeit** über die gesamte Herstellungskette zu erfüllen, sprich: Konflikte mit Umwelt- und Naturschutz sowie im sozioökonomischen Bereich sind auszuschließen oder zumindest zu minimieren.

Die **künftigen Bedarfe** werden nach den maßgeblichen Szenarien[1] massiv ansteigen und nicht allein durch inländische Erzeugung zu decken sein, sondern **Importe** in relevanten Anteilen erfordern. Nicht zuletzt angesichts dessen sind klare, verbindliche und global anwendbare Nachhaltigkeitsstandards von besonderer Wichtigkeit.[2]

Bei dem im vorliegenden Kurzpapier behandelten Wasserstoff und daraus erzeugten Derivaten liegt der Fokus auf **grünem Wasserstoff**, d. h. hergestellt über Elektrolyse von Wasser durch Strom aus erneuerbaren Energiequellen.

Im ersten Teil des Papiers wird der Stand der rechtlichen Grundlagen für die Ziele und Anforderungen an aus erneuerbarem Strom erzeugtem Wasserstoff und seine Derivate beschrieben (Abschnitt 2). Eine vertiefende Analyse ist dabei auf die darin formulierten Nachhaltigkeitsanforderungen an aus erneuerbarem Strom erzeugtem Wasserstoff und seine Derivate gerichtet. Das beinhaltet auch eine Einschätzung der möglichen Auswirkungen dieser Regelungen in Deutschland, der EU sowie Herkunftsländer von Importen.

Die maßgeblichen rechtlichen Grundlagen bilden die Erneuerbare-Energien-Richtlinien der EU (**RED II** und **RED III**)[3] sowie die dazugehörigen Delegierten Verordnungen.[4] Darin werden die sogenannten „erneuerbaren Kraft- oder Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs“ (RFNBO)[5] definiert. Diese müssen aus erneuerbarem und zusätzlich erzeugtem Strom hergestellt werden, fossile oder biogene Quellen sind ausgeschlossen. Zudem müssen sie eine Mindesteinsparung an Treibhausgasemissionen gegenüber fossilen Vergleichswerten erfüllen.

Die Frage der **Zusätzlichkeit** stellt ein zentrales Element innerhalb der sogenannten „Grünstrom-Kriterien“ dar. Für deren Erfüllung sind verschiedene Optionen möglich mit teilweise komplexen Anforderungen, die in diesem Kurzpapier in Abschnitt 2.3.1 genauer analysiert werden.

Von komplexer Natur sind auch die Regelungen zur Berechnung der Treibhausgasemissionseinsparung. Diese werden in Abschnitt 2.3.2 ausführlich beschrieben.

In Abschnitt 3 wird eine Berechnung anhand von **drei Fallbeispielen** exemplarisch durchgeführt. Anhand dieser wird gezeigt, dass hohe Einsparungen nur möglich sind, wenn die

[1] Siehe insbesondere: Langfristszenarien des BMWE (Frömel et al. 2024), Projektionsbericht (UBA 2023), (Nationaler Wasserstoffrat 2024a)

[2] In der Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate werden ambitionierte wie praktikable Nachhaltigkeitsstandards für die gehandelten Wasserstoffprodukte gefordert, die im gleichberechtigten Dialog mit internationalen Partnern vereinbart, weiterentwickelt und weltweit eingehalten werden sollen (Bundesregierung 2024); dies ist aber bisher nicht rechtssicher verankert.

[3] Renewable Energy Directive mit den Fassungen:
RED II: Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018
RED III: Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023

[4] Delegierte Verordnung 2023/1184 (Grünstrom-Kriterien); Delegierte Verordnung 2023/1185 (Berechnungsregeln für die Treibhausgaseinsparung)

[5] Abkürzung für den engl. Begriff „Renewable Fuels of Non Biological Origin“,

gesamte Prozesskette mit erneuerbarem Strom betrieben wird. Insgesamt wird deutlich, dass die Stromquelle in allen Fällen die zentrale Bedeutung für die Klimawirkung einnimmt.

In einer abschließenden Einschätzung der umfangreichen und differenzierten Regelungen wird in Abschnitt 4 eine Reihe von **kritischen Aspekten** und **Fehlstellen** herausgearbeitet. So werden die vergleichsweise langen Übergangsfristen, die einen schnellen Hochlauf der Wasserstoffproduktion erleichtern sollen, als Schwächung des Anreizes für den schnellen Ausbau erneuerbarer Energien gesehen. Des Weiteren wurde eine Reihe von Inkonsistenzen zwischen strategischen Zielen, Quotenpflichten und Prognosen zum Hochlauf identifiziert. So ist beispielsweise zu sehen, dass Länder mit hohem Kernenergie- oder Biomasseanteil im Strommix unverhältnismäßig profitieren, wenn dadurch bereits für den Netzstrom das Kriterium einer *vollständigen Erneuerbarkeit* erreicht werden kann. Auch wird die Definition der Regionalität über Gebotszonen als zu grob und schwer nachweisbar gewertet. Vor allem aber **fehlen Nachhaltigkeitskriterien jenseits der Treibhausgasminderung**, etwa zu Flächenumwandlung, Biodiversität oder sozialen Aspekten. Auch die Anwendung der Kriterien auf Importe bleibt unklar.

Das **Fazit** lautet daher: Insgesamt schaffen RED III und die Delegierten Verordnungen einen verbindlichen Rahmen für die Erneuerbarkeit des Stroms und die Berechnung der THG-Intensität, doch die Beschränkung auf dieses Kriterium reicht nicht aus, um eine nachhaltige Produktion von RFNBO sicherzustellen. Die langen Übergangsfristen und die fehlende Einbeziehung weiterer Nachhaltigkeitsdimensionen mindern die Klimaschutzwirkung erheblich. Eine Erweiterung der Kriterien der RED analog zur Bioenergie – etwa Flächenschutz, Naturschutz und soziale Standards – wäre ein wichtiger Schritt, insbesondere mit Blick auf Importe. Ebenso braucht es präzisere Definitionen für Regionalität und Stromherkunft sowie einheitliche Anforderungen für alle Sektoren.

Summary

Hydrogen and its derivatives are considered key building blocks for the energy transition and for achieving climate protection goals. They can replace fossil fuels where the direct use of renewable electricity is not possible or where hydrogen is used as a raw material, for example in the chemical industry. In order to get these energy sources to actually **contribute to climate protection**, they must be produced based on additionally generated renewable electricity. In addition, sustainability principles must be fulfilled throughout the entire production chain, i.e. conflicts with environmental protection and nature conservation as well as in the socio-economic sphere must be ruled out or at least minimised.

According to the relevant scenarios[6], **future demand** will rise massively and cannot be met by domestic production alone but will require **imports** in relevant proportions. Not least in view of this, clear, binding and globally applicable sustainability standards are of particular importance[7].

In the case of hydrogen and its derivatives discussed in this paper, the focus is on **green hydrogen**, i.e. produced by electrolysis of water using electricity from renewable energy sources.

The first part of the paper describes the legal basis for the targets and requirements for hydrogen and its derivatives produced from renewable electricity (Section 2). An in-depth analysis focuses on the sustainability requirements for hydrogen and its derivatives produced from renewable electricity as formulated therein. This also includes an assessment of the possible effects of these regulations in Germany, the EU and countries of origin of imports.

The relevant legal basis is provided by the EU Renewable Energy Directives (**RED II** and **RED III**)[8] and the associated Delegated Regulations[9]. These define what are known as 'renewable fuels or fuels of non-biogenic origin' (RFNBO). These must be produced from renewable and additionally generated electricity; fossil or biogenic sources are excluded. In addition, they must achieve a minimum reduction in greenhouse gas emissions compared to fossil fuel benchmarks.

The question of **additionality** is a central element within the so-called 'green electricity criteria'. Various options are available for meeting these criteria, some of which involve complex requirements that are analysed in more detail in section 2.3.1 of this paper.

The regulations for calculating greenhouse gas emission savings are also complex in nature. These are described in detail in section 2.3.2.

In section 3, a calculation is carried out using three case studies as **examples**. These show that high savings are only possible if the entire process chain is powered by renewable electricity. Overall, the source of electricity is of central importance for the climate impact in all cases.

In a concluding assessment of the extensive and differentiated regulations, several **critical aspects** and **shortcomings** are identified in Section 4. For example, the comparatively long transition periods, which are intended to facilitate a rapid ramp-up of hydrogen production, are

[6] See in particular: Long-term scenarios of the BMWE (Frömel et al. 2024), projection report (UBA 2023), (National Hydrogen Council 2024a)

[7] The import strategy for hydrogen and hydrogen derivatives calls for ambitious and practicable sustainability standards for traded hydrogen products, which are to be agreed upon, further developed and complied with worldwide in equal dialogue with international partners (Federal Government 2024); however, this has not yet been enshrined in law.

[8] Renewable Energy Directive with the following versions:
RED II: Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018
RED III: Directive (EU) 2023/2413 of the European Parliament and of the Council of 18 October 2023

[9] Delegated Regulation 2023/1184 (green electricity criteria); Delegated Regulation 2023/1185 (calculation rules for greenhouse gas savings)

seen as weakening the incentive for the rapid expansion of renewable energies. Furthermore, a number of inconsistencies between strategic goals, quota obligations and forecasts for ramp-up have been identified. For example, countries with a high share of nuclear energy or biomass in their electricity mix benefit from the definition of the criterion of *complete renewability* since this can already be achieved for grid electricity in these countries. The definition of regionality via bidding zones is also considered too broad and difficult to verify. Above all, however, there is **a lack of sustainability criteria beyond greenhouse gas reduction**, such as land conversion, biodiversity or social aspects. The application of the criteria to imports also remains unclear.

The **conclusion** is therefore that, overall, RED III and the delegated regulations create a binding framework for the renewability of electricity and the calculation of GHG intensity, but limiting the criteria to this alone is not sufficient to ensure the sustainable production of RFNBO. The long transition periods and the lack of inclusion of other sustainability dimensions significantly reduce the climate protection effect. Extending the RED criteria in line with bioenergy – for example, land protection, nature conservation and social standards – would be an important step, especially with regard to imports. More precise definitions of regionality and electricity origin are also needed, as well as uniform requirements for all sectors.

1 Hintergrund und Zielsetzung

Die politische und öffentliche Diskussion über Wasserstoff und insbesondere daraus erzeugter strombasierter Kraftstoffe als Lösung zum Ersatz fossiler Rohstoffe und Erfüllung von Klimaschutzzielen hat sich in jüngster Zeit erheblich intensiviert. In dieser breiten Diskussion findet die Frage nach den Umwelteffekten und der Nachhaltigkeit insgesamt kaum Widerhall.[10] In den Ergänzungen (delegierte Rechtsakte) und der Aktualisierung zur RED III werden erstmals Ansatzpunkte für Nachhaltigkeits-Kriterien für die strombasierten Kraftstoffe konkretisiert.

Ziel dieses Kurzpapiers ist es, diese rechtlichen Anforderungen zu analysieren und eine Einschätzung zu geben, inwieweit sie für eine anspruchsvolle nachhaltige Bereitstellung von Wasserstoff und seinen Derivaten ausreichend sind. Herausgestellt werden aus heutiger Sicht erkennbare Fehlstellen der RED II, der delegierten Rechtsakte sowie der im Bearbeitungszeitraum entschiedenen Neufassung zur RED III in ihren Anforderungen für strombasierte Energieträger. Der Fokus dieses Papiers geht dabei über die ausschließlich zu Energiezwecken genutzte Anwendung hinaus und erweitert den Blick auch auf Basisstoffe der chemischen Industrie. Daher wird im Kontext dieses Papiers auch der Begriff PtGLS eingeführt, als Akronym für *Power-to-Gas, Liquid or Solids* (siehe Abkürzungsverzeichnis und Anhang A.1.1).

Die Analysen in diesem Papier sollen eine Einordnung geben, ob die gegebenen Regelungen mit den Kriterien für strombasierten Wasserstoff und Derivate auch eine effektive Maßnahme für den Klimaschutz darstellen. Dazu muss u.a. die Adressierung technischer Details, wie z.B. Kriterien für Zusätzlichkeit, ausreichend sein, um eine nachhaltige Integration und Entwicklung von strombasiertem Wasserstoff zu gewährleisten. Mit den Erfahrungen aus der Umsetzung der Regelungen zu Biokraftstoffen soll außerdem geprüft werden, ob die Anforderungen für strombasierte Kraftstoffe gleichwertig und grundsätzlich adäquat sind.

Mit der Erweiterung des Fokus‘ stellt sich außerdem die Frage, ob die bestehenden rechtlichen Anforderungen bzw. Kriterien für RFNBO, als Akronym für *Renewable Fuels on non-biological origin* (der in der RED II/III verwendete Begriff) auch für weitere Nutzungspfade jenseits der Kraftstoffe und Energieträger geeignet sind. Kurzum: Wie sind die Kriterien RED II, RED III und die Delegierten Rechtsakte zu RFNBO und RCF (*Recycled carbon fuel* – wiederverwertete kohlenstoffhaltigen Kraftstoffe) im Rahmen der RED im Sinne einer anspruchsvollen nachhaltigen Bereitstellung zu bewerten?

Hierzu wird zunächst in Kapitel 2 der Stand der Rechtsnormen vorgestellt, zusammengefasst und bewertet. Daraufhin werden Antworten auf die Frage gesucht, welche Nachhaltigkeitskriterien für PtGLS derzeit gelten. In Kapitel 3 wird die THG-Emissionsberechnung für eine Reihe von Fallbeispielen durchgespielt, um zum einen die Vorgehensweise transparent zu machen und zum anderen die Ergebnisse und den Einfluss relevanter Faktoren zu diskutieren. Kapitel 4 fasst schließlich die zu kritisierenden Aspekte und identifizierten Fehlstellen zusammen, um das Papier in Kapitel 5 mit einem Fazit abzuschließen.

[10] Es entsteht der Eindruck, strombasierte Kraftstoffe werden per se als umweltfreundlich, treibhausgasneutral und nachhaltig aufgefasst – in gewisser Art erinnert diese Wahrnehmung an die in weiten Kreisen kategorisch als positiv empfundenen Biokraftstoffe in den späten 2000er Jahre.

2 Stand der Rechtsnormen

2.1 RED II

Gesetzliche Mindestanforderungen an die Nachhaltigkeit für Erneuerbare Energieträger wurden in Europa maßgeblich durch die **Erneuerbare Energie-Richtlinie (RL EU 2018/2001**; engl. „Renewable Energy Directive II". im Folgenden „RED II") gesetzt. In der (zuletzt noch) gültigen Fassung – der **RED II** – sind erstmals Anforderungen für strombasierte erneuerbare Energieträger enthalten. Grüner Wasserstoff nach der Definition in A.1.3 und daraus synthetisierte flüssige oder gasförmige Kraftstoffe werden als Renewable fuels of non-biological origin (RFNBO) bezeichnet.[11] „Blauer Wasserstoff" erfüllt somit nicht die RFNBO-Definition, da er nicht aus erneuerbaren Quellen erzeugt wird, sondern aus fossilem Erdgas.

Der Regelungsbezug der RED II ist auf die im **Verkehrssektor** eingesetzten Energieträger begrenzt und findet sich in

- Artikel 25: Einbeziehung erneuerbarer Energie im *Verkehrssektor*.
- Artikel 27: Berechnungsregeln in Hinblick auf Mindestanteile von erneuerbarer Energie im *Verkehrssektor.*
- Artikel 28: Andere Bestimmungen für erneuerbare Energie im *Verkehrssektor.*

Bezüge zu anderen Nutzungen von grünem Wasserstoff oder Derivaten weist die RED II nicht auf.

2.2 RED III

Die Richtlinie EU 2018/2001 (RED II) wurde, um mit den durch das *RePower EU* Paket vom Mai 2022 angehobenen Zielen des 'Fit for 55' Paket kompatibel zu sein, nochmals erneuert. Aufbauend auf einem Vorschlag der EU-Kommission von 2021 haben sich Rat und Parlament am 31.3.2023 nach intensiven Verhandlungen auf eine umfassende **Neugestaltung der EU-Erneuerbaren-Richtlinie** (auch **RED III** genannt) geeinigt. Diese ist als Richtlinie (EU) 2023/2413 seit 20.11.2023 in Kraft[12]. Folgende Neuerungen ergeben sich daraus:

- Die RED III erweitert den Bezug zu RFNBO in verschiedener Weise. Die Beschränkung von RFNBO auf Kraftstoffe für den Transportsektor ist aufgehoben (Artikel 2 (36)). Die Definition gilt generell für Energieträger[13].
- Zunächst wird in Artikel 19 zu Herkunftsnachweisen für Energie aus erneuerbaren Quellen grüner Wasserstoff[14] aufgenommen.
- Neu hinzugekommen ist der Artikel 22a: „*Mainstreaming renewable energy in industry*". Darin müssen die Mitgliedsstaaten sicherstellen, dass der Wasserstoff, der im Jahr 2030 in der Industrie zu Energie- oder anderen Zwecken[15] eingesetzt wird, zu mindestens 42 % erneuerbar sein wird, d. h. die Anforderungen an RFNBO erfüllen muss. Ab 2035 steigt

[11] Definition nach RED II Artikel 2 Nr. 36: „flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr": flüssige oder gasförmige im Verkehrssektor eingesetzte Kraftstoffe mit Ausnahme von Biokraftstoffen oder Biogas, deren Energiegehalt aus erneuerbaren Energiequellen mit Ausnahme von Biomasse stammt.

[12] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:02018L2001-20240716&qid=1765798489220

[13] Der in der englischen Fassung verwendete Begriff Fuel wird in der deutschen Fassung weiterhin mit Kraftstoff übersetzt.

[14] gaseous renewable fuels of non-biological origin such as hydrogen

[15] Die schließt u.a. den Einsatz von grünem Wasserstoff in der Ammoniakproduktion für die stoffliche Nutzung ein.

dieser Mindestanteil auf 60 %. Diese Anforderungen zum Anteil an erneuerbarem Wasserstoff gelten nicht für Wasserstoff der für Hydrierzwecke für fossile Kraftstoffe und Biokraftstoffe eingesetzt wird, oder den Wasserstoff, der aus industriellen Prozessen als Nebenprodukt anfällt, wie bei der katalytischen Reformierung von Benzin in Raffinerien oder der Chlor-Alkali-Elektrolyse. Außerdem eröffnet der neue Artikel 22b[16] die Möglichkeit zur Reduktion dieser Ziele auf 20 % in 2030 unter bestimmen Randbedingungen.[17]
Im Weiteren sollen die Mitgliedsstaaten freiwillige Systeme zur Kennzeichnung von Produkten, die mit erneuerbarer Energie oder RFNBO erzeugt werden, fördern.

- In Artikel 25 wird anstatt der bisherigen Mindestquote für fortschrittliche Biokraftstoffe ein kombinierter Anteil von fortschrittlichen Biokraftstoffen, Biogas sowie RFNBO am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors aufgenommen. Der kombinierte Anteil soll 2025 1 % einnehmen, und bis 2030 auf 5,5 % steigen, wobei dann 1 % des Endenergieverbrauchs des Verkehrssektors mindestens von RFNBO erfüllt sein muss.
  Mitgliedsstaaten mit Meereshafen sollen sich bis 2030 bemühen, dass mind. 1,2 % der Energieversorgung des Seeverkehrs durch in ihren Häfen vertankte Kraftstoffe durch RFNBO erbracht werden. Dies entspricht im Grunde einem Appell, nicht aber einer verpflichtenden Mindestquote.[18]

- Der Artikel 27 heißt nun: „*Calculation rules in the transport sector and with regard to renewable fuels of non-biological origin regardless of their end use*" und der Hinweis auf die Delegierte Verordnung bezüglich der THG-Berechnungsmethodik zu RFNBO wurde aus dem Artikel 27 der RED II in Artikel 29a verschoben (siehe unten). Die Delegierte Verordnung wird im nachfolgenden Unterabschnitt vorgestellt.

  - Nach Artikel 27 (2)(c) können die RFNBO wie zuvor bereits die fortschrittlichen Biokraftstoffe doppelt auf die Mindestquoten[19] angerechnet werden.

  - Und nach Artikel 27 (2)(e) sind die im Flug- und Schiffsverkehr eingesetzten RFNBO mit einem weiteren Faktor 1,5 auf dieselben Mindestquoten, die fortschrittlichen Biokraftstoffe mit einem Faktor 1,2 anzurechnen.

  - Artikel 27 (6) bestimmt, dass bei Bezug von Strom aus dem Netz der daraus produzierte Energieträger nur für den erneuerbaren Anteil des Stroms im Netz als RFNBO angerechnet werden können. Bei direkter Verbindung zur Stromerzeugungsanlage besteht die Möglichkeit der vollen Anrechnung, wobei verschiedene Bedingungen gelten.

[16] Conditions for reduction of the target for the use of renewable fuels of non-biological origin in the industry sector.

[17] Bedingungen sind, dass in dem jeweiligen Mitgliedsstaat sowohl die nationalen Ziele der Treibhausgasreduktion eingehalten werden als auch der Anteil von fossilem Wasserstoff in der Industrie in 2030 höchstens 23 % beträgt und in 2035 höchstens 20 %.

[18] Außerhalb der RED III aber im Rahmen der ReFuel EU Aviation werden ebenfalls Zielwerte für Anteile von „E-Fuels" im Flugverkehr gesetzt. Für 2030 und 2031 muss der Mindestanteil synthetischer Flugkraftstoffe je Jahr 0,7 % sein, und für den gesamten 2-Jahres-Zeitraum ein Mindestanteil von 1,2 %. Das 1 %-Ziel der RED 2030 passt wegen der 1,5-fachen Anrechnung (Art. 27 (2) i) (=0,67 %) ganz gut zur 0,7 %-Forderung der Re Fuel EU Aviation. Die ReFuel EU Aviation strebt jedoch in den Folgejahren 2035 (mit mindestens 5 %) und weiter bis 2050 (mit mindestens 35 %) einen starken Hochlauf an.
Nach Art. 3 Nr. 12 der Re Fuel EU Aviation sind synthetische Flugkraftstoffe gleichzusetzen mit RFNBO, die die Mindest-THG-Einsparung von 70 % gemäß Art. 29a Abs. 1 der RED III erreichen.
https://www.easa.europa.eu/de/light/topics/fit-55-and-refueleu-aviation

[19] Dies gilt für die Mindestquoten nach Artikel 25 (1) a (i): "*the share of renewable energy within the final consumption of energy in the transport sector of at least 29 % by 2030*" **und** nach Artikel 25 (1) b: "*the combined share of advanced biofuels and biogas produced from the feedstock listed in Part A of Annex IX and of renewable fuels of non-biological origin in the energy supplied to the transport sector is at least 1 % in 2025 and 5,5 % in 2030, of which a share of at least 1 percentage point renewable fuels of non-biological origin in 2030*".
Damit reduziert sich die physische Mindestquote zusammen für fortschrittliche Biokraftstoffe und RFNBO von 1 % in 2025 auf 0,5 % und für 2030 von 5,5 % auf 2,75 %. In 2030 müssen dann auch die RFNBO dank der Doppelanrechnung lediglich 0,5 % erfüllen.

Diese werden weiter ausgeführt in der entsprechenden Delegierten Verordnung (siehe Unterabschnitt 2.3.1).

- Bis 1.7.2028 soll die EU-Kommission einen Bericht erstellen, in welchem sie die Auswirkungen der Anforderungen auf folgende Ziele bewertet:
  - die Verfügbarkeit und Erschwinglichkeit von RFNBO für die Sektoren Industrie und Verkehr
  - die Fähigkeit der Union, ihre Ziele für RFNBO zu erreichen, unter Berücksichtigung der Strategie der Union für importierten Wasserstoff und einheimischen Wasserstoff gemäß Artikel 22a, während gleichzeitig der Anstieg der THG-Emissionen im Energiesystem insgesamt minimiert wird.

Stellt sich heraus, dass die Anforderungen nicht ausreichen, um diese Ziele zu erreichen, muss die Kommission die gemeinsame Methode der Delegierten Verordnung (siehe Unterabschnitt 2.3.1) und die darin festgelegten Kriterien ändern bzw. anpassen, um den Ausbau der Wasserstoffindustrie zu begünstigen.

Dies bedeutet, dass wenn nach Bewertung der EU-Kommission die Anforderungen zur Zusätzlichkeit den erforderlichen Hochlauf der RFNBO bremsen, die aktuell geltenden Kriterien abgeschwächt werden können. Es kann umgekehrt aber auch interpretiert werden, dass gleichfalls eine Anpassung erfolgen muss, wenn die THG-Emissionsreduktionen nicht im erforderlichen Maße erreicht werden. Dies wiederum könnte auf eine Verschärfung der Kriterien hinauslaufen.

- ► Artikel 29, der Nachhaltigkeitsanforderungen zur Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Biodiversität beinhaltet, bezieht sich nach wie vor (siehe auch Titel des Artikels) nur auf Biokraft- und -brennstoffe.[20]
- ► Dafür widmet sich der neue Artikel 29a explizit den RFNBO – jedoch wie bisher nur den THG Emissionen[21]. Die Mindesteinsparung beträgt nach Artikel 29 a (1) wie bereits nach RED II 70 %. Unter Punkt (3) wird auf die entsprechende Delegierte Verordnung mit der Methode zur Ermittlung der THG-Einsparung verwiesen (siehe nachfolgender Unterabschnitt 2.3.1).

Zusammenfassend ergeben sich folgende Änderungen für RFNBO nach RED III:

- ► Eine breitere Nutzung von Wasserstoff wird aufgegriffen (v. a. in der Industrie), Quoten dazu werden festgelegt. Die RED III enthält Ermächtigungsgrundlagen, die Nachhaltigkeitskriterien auf andere Sektoren als den Verkehrsbereich auszuweiten, der formale Schritt der Umsetzung steht jedoch noch aus.
- ► Als Nachhaltigkeitskriterium für RFNBO im Verkehr gilt weiterhin nur die THG-Einsparung sowie die Sicherstellung, dass nur erneuerbarer Strom aus zusätzlichen Erzeugungsanlagen für die Produktion eingesetzt wird. Hierzu gibt es neue Regeln (siehe Abschnitt Delegierte Verordnungen). Das Mindest-Einsparkriterium liegt unverändert bei 70 %.

[20] „Sustainability and greenhouse gas emissions saving criteria for biofuels, bioliquids and biomass fuels“; Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen für Biokraftstoffe, flüssige Brennstoffe und Biomasse-Brennstoffe.

[21] „Greenhouse gas emissions saving criteria for renewable fuels of non-biological origin and recycled carbon fuels”; Kriterien für Treibhausgasemissionseinsparungen durch erneuerbare Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe.

- Für RFNBO gibt es nun auch Quotenanforderungen (analog zu fortschrittlichen Biokraftstoffen) und Multiplikatoren für die Anrechnung.

Wertung:

Bezüglich konkreter Nachhaltigkeitskriterien für RFNBO gibt es somit im Text der RED III gegenüber der RED II keine wesentliche Veränderung. Es gilt als Kriterium wie bisher die Mindesteinsparung von THG-Emissionen (70 %) und damit verbunden auch die Anforderung an Erneuerbarkeit der Stromquelle für die Wasserstofferzeugung (was in den Delegierten Verordnungen konkretisiert wird, siehe der nachfolgende Abschnitt 2.3).

Auf der anderen Seite wurden die Erfüllungsoptionen für die Zielanforderung von 42 % RFNBO in 2030 (und 60 % in 2035) dadurch erweitert, dass die Wasserstoff- und RFNBO-Nutzung im Sektor Industrie für Endenergieverbrauchszwecke und nichtenergetische Zwecke[22] mit einbezogen wird. Dies setzt nochmal einen deutlich stärkeren Hochlauf voraus. Durch die Ausdehnung auf den Industriesektor gewinnt das Fehlen weiterer Nachhaltigkeitskriterien jenseits der THG-Emissionen zusätzlich an Relevanz.

TextBox 1: Nachhaltigkeit - Kriterien

Der hier im Dokument verwendete Begriff Nachhaltigkeit bezieht sich auf das politische Leitprinzip der nachhaltigen Entwicklung wie es im Bericht der Vereinte Nationen Weltkommission für Umwelt und Entwicklung, der so genannten Brundtland-Kommission, von 1987 formuliert wurde. Kurz gefasst bedeutet dies, dass wir nicht auf Kosten der Menschen in anderen Regionen der Erde und auf Kosten zukünftiger Generationen leben dürfen.[1] Mit der 2030-Agenda der UN[2] gibt es einen global vereinbarten Referenzrahmen für nachhaltige Entwicklung, einschließlich der 17 Nachhaltigkeitsziele (**Sustainable Development Goals, SDGs**). Die **Deutsche Nachhaltigkeitsstrategie** (DNS)[3] greift die SDGs als Rahmen für die nationale Umsetzung der 2030-Agenda für Nachhaltige Entwicklung auf und bemisst die Zielerreichung anhand von 75 Indikatoren.

Als die drei drängendsten, einer nachhaltigen Entwicklung entgegenstehenden Probleme sieht die UN den Klimawandel, Umweltverschmutzung und Verlust der Artenvielfalt, die auch als die **drei planetaren Krisen** bezeichnet werden.[23] Das Fundament für gesunde Lebensbedingungen, gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Wohlstand bildet eine stabile und gesunde Umwelt und eine intakte Natur. Wo deren Grenzen überschritten werden, kann z.B. mit dem Konzept der **planetaren Grenzen** bemessen werden (Rockström et al. 2009). Aktuell sind bereits sechs dieser neun Grenzen überschritten (Richardson et al. 2023). Unter dem Begriff **Trilemma** wird die Klimakrise und die Vernichtung der Biodiversität mit der Ernährungskrise ergänzt und dabei noch deutlicher bekräftigt, wie wechselseitig diese Krisen miteinander verflochten sind.[24]

Auch die RED III bezieht sich auf Nachhaltigkeit. Dies beschränkt sich jedoch auf eine knapp gefasste Auswahl an Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe, flüssige Brennstoffe und Biomasse-Brennstoffe (Artikel 29). Die Kriterien umfassen:

[22] Auf diese Quote darf auch RFNBO angerechnet werden, der in der Stahlindustrie eingesetzt wird und dort andere fossile Reduktionsmittel ersetzt, da bislang kein Wasserstoff verwendet wird.

[1] Siehe auch: https://www.bmuv.de/themen/nachhaltigkeit/strategie-und-umsetzung/nachhaltigkeit-als-handlungsauftrag

[2] https://www.un.org/Depts/german/gv-70/band1/ar70001.pdf

[3] https://www.bmuv.de/themen/nachhaltigkeit/strategie-und-umsetzung/nachhaltigkeitsstrategie

[23] https://unfccc.int/news/what-is-the-triple-planetary-crisis

[24] https://www.foodfortransformation.org/details/frau-neubert-was-ist-ein-trilemma.html?fbclid=IwAR2FJFgHTSpSONef0ButJkhelQC0XlsSrxhgREWNTr8PLCBjzA2PkJkjWWk

- ► Eine bestimmte Treibhausgaseinsparung gegenüber fossilen Vergleichswerten (Artikel 27 (1) und (10))
- ► Werden Abfälle oder Reststoffe von landwirtschaftlichen Flächen genutzt, ist einer Beeinträchtigung der Bodenqualität und des Kohlenstoffbestands des Bodens zu begegnen (Artikel 27 (2)).
- ► Rohstoffe stammen nicht von Flächen, die nach dem Jahr 2007 Flächen
- mit hohem Wert hinsichtlich der biologischen Vielfalt25 (Artikel 27 (3)),
- mit hohem Kohlenstoffbestand waren (Artikel 27 (4))
- mit Torfmoor waren (Artikel 27 (5))
- ► Forstwirtschaftliche Biomasse stammt aus Ländern mit Gesetzen, die die Legalität der Erntetätigkeit und die Durchführung von Walderneuerung regelt, sowie weitere Grundsätze der nachhaltigen Forstwirtschaft erfüllt, insbesondere dem Erhalt der biologischen Vielfalt dient. Nachweis, dass keine Flächen nach Artikel 27, Absätze 3 und 5 durch die Biomassenutzung verändert werden (Artikel 27 (6)).
- ► Anforderungen für Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) müssen erfüllt sein (z.B. Ursprungsland ist Vertragspartei des Übereinkommens von Paris) (Artikel 27 (7)).

Fazit: Grundsätzlich ist festzustellen, dass die einer Zertifizierungsverpflichtung unterliegenden, flächenbezogenen Nachhaltigkeitskriterien der RED III bereits im Fall der Biokraftstoffe keine umfassende Nachhaltigkeitsbewertung darstellen, sondern auf eine Schadensvermeidung (auch als „risikobasierter Ansatz“ bezeichnet) mit einer deutlich begrenzten Auswahl bekannter Nachhaltigkeitsrisiken abzielen. Dies zeigt auch die Beschränkung der zusätzlich zur Treibhausgasminderung geltenden Nachhaltigkeitskriterien auf den Geltungsbereich Biokraftstoffe, flüssige Brennstoffe und Biomasse-Brennstoffe sowie auf einzelne Aspekte der Landnutzung. Dabei ist zwar im Ansatz die Biodiversität adressiert, andere umweltbezogene Kriterien spielen dagegen keine Rolle (Ressourcenverbrauch, Versauerung, Eutrophierung, Luftschadstoffe, ökotoxische Wirkungen). Sozioökonomische Kriterien, wie z.B. Schutz von Land- oder Wasserrechten, fehlen gänzlich. Dabei liegen internationale Normen und Vereinbarungen mit umfassenderen Kriterien und Indikatoren vor, wie z. B. die ISO-Norm zu Nachhaltigkeitskriterien für Bioenergie (ISO 13065:2015)[26] oder die Nachhaltigkeitsindikatoren der Global Bioenergy Partnership (GBEP).[27] Eine vertiefende Analyse der umweltbezogenen Aspekte der PtGLS-Herstellung ist in der Veröffentlichung „Klima- und Umwelteffekte der Herstellung von PtGLS-Produkten und technische Maßnahmen zur Minderung“ (Fröhlich et al. 2026) zu finden. . Sozioökonomische Kriterien und Indikatoren beim Import von Wasserstoff und seinen Derivaten aus nicht EU-Ländern betrachtet die Veröffentlichung „Kriterienentwicklung für die nachhaltige Bereitstellung von PtGLS-Produkten“ (Beaucamp et al. 2026).

Somit reichen die Nachhaltigkeitskriterien der RED III für Bioenergie keinesfalls als Nachweis einer nachhaltigen Entwicklung der entsprechenden Biomasseproduktion und -nutzung, da

[25] Diese werden definiert als: Primärwald oder andere Wald bzw. andere bewaldete Flächen mit einheimischen Arten, in denen es kein deutlich sichtbares Anzeichen für menschliche Aktivität gibt und die ökologischen Prozesse nicht wesentlich gestört sind sowie Altwälder, Wald mit großer biologischer Vielfalt, ausgewiesene Schutzgebiete für seltene, bedrohte oder gefährdete Ökosysteme oder Arten, Grünland mit großer biologischer Vielfalt, Heideland

[26] https://www.din.de/de/mitwirken/normenausschuesse/nagus/veroeffentlichungen/wdc-beuth:din21:271386386

[27] https://openknowledge.fao.org/server/api/core/bitstreams/9f46f095-3f13-4996-93e6-2637a1dece0d/content

grundlegende Zielstellungen einer solchen Entwicklung ausgespart sind, bzw. Risiken in diesem Zusammenhang weitgehend ignoriert werden. Gerade Aspekte wie die Ernährungssicherung stehen mit der Biomasseproduktion im potenziellen Konflikt, sei es im Zusammenhang mit Nahrungsmittelpreisen oder auch der Einhaltung von Land- und Wasserrechten.

Vor diesem Hintergrund ist nicht nachvollziehbar, warum die Risiken eines Hochlaufes der Wasserstoffproduktion nicht einmal dieser unvollständigen Kriterienliste unterliegen, da auch die Stromproduktion für RFNBO flächenintensiv sein kann. Wenngleich einzuräumen ist, dass durch Biomasseproduktion bezogen auf die Energiemenge deutlich mehr Wirkung ausgeht als von potenzieller PtGLS-Produktion. Trotzdem sollte auch letztere mit vergleichbaren Nachhaltigkeitsrisiken in signifikanter Weise verknüpft sein. Denn auch nicht biogener EE-Strom benötigt zusätzliche Flächen, wofür keine wertvollen Naturräume umgewandelt werden dürfen. Grundsätzlich sollten übertragbare Kriterien zur Vermeidung und Minderung vergleichbarer Nachhaltigkeitsrisiken im Rahmen RED als Mindestanforderung für alle geförderten Energieträger gelten. Darüber hinaus sollten spezifische PtGLS-Aspekte eindeutig geregelt werden, wie der explizite Ausschluss von:

- Strom aus fossiler Quelle und fossilem CO_2.
- Strom aus Biomasse.
- Emissionsverlagerung (siehe TextBox 2 „Zusätzlichkeit“).

2.3 Delegierte Verordnungen zur RED II

Im Februar 2023 wurden mit mehrjähriger Verspätung zwei delegierte Verordnungen zu RFNBO beschlossen:

1. Die Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 zur *Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs*[28];
2. Die Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185 u. a. zu einer *Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie durch wiederverwendete Kohlenstoffkraftstoffe*.[29]

Die beiden Delegierten Verordnungen beziehen sich auf die RED II und damit formal nur auf den Verkehrsbereich. Die RED III enthält ebenfalls Ermächtigungsgrundlagen für die gleichen Inhalte, die in den o.g. Delegierten Verordnungen stehen. Der formale Schritt, dass diese beiden Delegierten Verordnungen auch für die RED III gelten sollen, ist von der Europäischen Kommission angekündigt, steht aber noch aus.

2.3.1 Unionsmethode zu „Grünstrom-Kriterien“

Die Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 beinhaltet die sogenannten „Grünstrom-Kriterien“, mit der sichergestellt werden soll, dass die *RFNBO* tatsächlich und nur auf Basis von erneuerbarem Strom produziert werden. In der deutschen Rechtsprechung sind die Durchführungsbestimmungen für die Anrechnung strombasierter Energieträger in der 37. BImSchV geregelt und müssen gemäß der Endfassung des Rechtsakts angepasst werden. Ein

[28] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1184
geändert durch Delegierte Verordnung (EU) 2024/1408 vom 14.3.2024; https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:02023R1184-20240610; durch die Änderung wurde der zuvor auf Energieträger für den Transport begrenzte Bezugsrahmen auf Kraft- und Brennstoffe erweitert.

[29] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1185

Referentenentwurf zur Neufassung dieser Verordnung wurde am 14.08.2023 zur Stellungnahme an die beteiligten Kreise versendet.

Das zentrale Anliegen der „Grünstrom-Kriterien" der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 ist die Frage, unter welchen Bedingungen Strom als **vollständig erneuerbar** gilt in Verbindung mit dem Nachweis der Zusätzlichkeit des bezogenen erneuerbaren Stroms. Diese Anforderungen sind unter Artikel 4 formuliert und lauten wie folgt:[30]

1. Bei Direktanschluss an eine Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem Strom, wobei die Stromerzeugungsanlage:
   a. über eine Direktleitung mit der RFNBO-Anlage verbunden ist oder sich innerhalb derselben Anlage befindet und
   b. frühestens 36 Monate vor der RFNBO-Anlage in Betrieb genommen wurde und
   c. nicht an das Netz angeschlossen ist, oder wenn sie an das Netz angeschlossen ist, über ein intelligentes Messsystem (*Smart-Metering*) verfügt, mit dem nachgewiesen wird, dass für die RFNBO Produktion kein Strom aus dem Netz entnommen wurde.

2. Bei Bezug von Strom aus dem Netz:
   a. Der Strommix in der *Gebotszone*[31] enthält im Vorjahr einen Anteil von über 90 % erneuerbaren Strom (kann dann für fünf Jahre geltend gemacht werden),
   b. oder die Emissionsintensität von Strom liegt in der Gebotszone im Vorjahr unter 18 g CO_2-Äq./MJ (gilt ebenfalls für fünf Jahre), wenn außerdem
      i) der RFNBO Produzent über *Power Purchase Agreements* (PPA) Verträge über den Bezug von erneuerbarem Strom in einer Menge geschlossen hat, die mindestens der Menge an Strom entspricht, die er für die Produktion einsetzt.
      ii) die Bedingungen für die zeitliche und geografische Korrelation erfüllt sind.
         (1) Zeitliche Korrelation heißt: RFNBO wird in demselben Kalendermonat (Regel bis Ende 2029, ab 1.1.2030 innerhalb derselben Stunde) erzeugt wie der erneuerbare Strom, der über Stromlieferverträge (PPA) bezogen wird.
         (2) Geografische Korrelation heißt: die Anlage, die im Rahmen des Vertrags über den Bezug von erneuerbarem Strom erneuerbaren Strom erzeugt, befindet sich in derselben Gebotszone, einer verbundenen Gebotszone oder einer verbundenen Offshore-Gebotszone wie der Elektrolyseur.
   c. oder der verwendete Strom wird während eines Bilanzkreisabrechnungszeitintervalls verbraucht, für das nachweislich ein abwärts gerichteter Redispatch von EE-Stromerzeugungsanlagen (Abregelung von EE-Anlagen) existiert, in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden oder der für die Erzeugung von RFNBO verbrauchte Strom die Notwendigkeit des Redispatch um eine entsprechende Menge verringert hat.

Für beide Fälle, Direktanschluss wie Netzbezug, gilt der Nachweis der **Zusätzlichkeit** des bezogenen erneuerbaren Stroms. Dies wird zum einen Teil durch die Erfüllung oben angeführter Anforderungen sichergestellt. Zum anderen dadurch, dass die Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem Strom keine Förderung in Form von Betriebs- oder Investitionsbeihilfen erhalten hat, mit Ausnahme von Förderung, die die Anlagen vor einem Repowering erhalten haben.

Wertung:

Folgende Punkte gilt es kritisch anzumerken:

[30] Im Verordnungstext sind weitere Details geregelt, die hier nicht vollständig wiedergegeben werden. Insbesondere verschiedene Ausnahmefälle.

[31] „Gebotszone" bezeichnet das größte geografische Gebiet, in dem Marktteilnehmer ohne Kapazitätsvergabe Energie austauschen können; https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=HR

1. Anwendungsrahmen der Anforderungen zur Zusätzlichkeit:
   Es besteht Eindeutigkeit, dass diese Anforderungen für den zur Elektrolyse genutzten Strom (→ Wasserstofferzeugung) gelten. Aus der Delegierten Verordnung selbst geht jedoch nicht eindeutig hervor, ob diese auch für den Einsatz von Strom in weiteren Prozessen zur Erzeugung von Derivaten gelten. Die separat veröffentlichten Fragen und Antworten zur Wasserstoff-Implementierung stellen jedoch klar, dass nur für Prozesse, die zur Steigerung des Brennwertes beitragen, die Anforderungen der Erneuerbarkeit und Zusätzlichkeit gelten (European Commission 2024, Abs. 11). Das heißt, dass diese Kriterien ausdrücklich nicht für andere Prozesse (z. B. Beleuchtung, Speicherung, Kühlung, Transport) gelten, ihre Emissionen aber sehr wohl in die Berechnung der CO_2-Einsparung einfließen. Zu nennen ist der Komplex aus CO_2-Bereitstellung (Abscheidung aus der Luft oder aus Verbrennungsabgasen), reverser Wassergas-Shift-Reaktion, Fischer-Tropsch-Synthese sowie ggf. die Entsalzung von Meerwasser, wenn dies die Wasserquelle ist. Diese Prozesse sind mit den Emissionsfaktoren des jeweiligen Netzstroms zu bilanzieren bzw. des tatsächlich verwendeten Stroms. Die Lesart wird auch von Piria et al. (2023) geteilt.
2. Anforderung an Erneuerbarkeit – Ausschluss von Strom aus Biomasse:
   Bei der direkten Verbindung zur Stromquelle wird gefordert, dass die Verwendung von Biomasse als Energieinput für die Wasserstoffproduktion ausgeschlossen ist. Dieser Ausschluss von Biomasse ist jedoch bei Strombezug aus dem allgemeinen Stromnetz nicht klar geregelt: sowohl in 90 % EE-Strom, der in Artikel 4 Nr. 2a gefordert wird, als auch in dem THG-Höchstwert von 18 g CO_2-Äq./MJ wird der Anteil an Biomassestrom im Netz keine Berücksichtigung finden, bzw. hier ist kein Mechanismus erkennbar, der dies ausschließen sollte.
   Somit liegt hier ein Widerspruch zum Anspruch von RFNBO vor, nicht mit Strom aus Biomasse erzeugt zu werden, da mit Biomasseanteilen die Öffnung für die Verwendung von als vollständig anzurechnender EE-Strommix erreicht werden kann.
   Dies wird mit Blick auf die anschließend behandelte Delegierte Verordnung zur THG-Methode untermauert. Dort werden in Anhang C THG-Emissionsintensitäten von Strom für die Berechnung des Strommix in den Gebotszonen angegeben, wobei auch Biomasse enthalten ist. Es ist somit davon auszugehen, dass über diesen Weg Strom aus Biomasse (Holz, Biogas) in die Produktion von RFNBO einfließen kann und wird.
3. Neben dem schlüssigen Ausschluss von Biomasse für die Stromerzeugung stellt sich auch die Frage, ob nicht sinnvollerweise auch Wasserkraft und Geothermie auszuschließen wären, da diese Stromquellen schließlich einfach regelbar sind. Wie in der untenstehenden TextBox 2 erläutert wird, sind regelbare EE-Strommengen unabdingbar für ein THG-neutrales Stromnetz, weswegen es sich im Grunde verbietet, diese in andere Energieträger umzuwandeln.
4. Es werden lange Übergangszeiträume gewährt für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2028 in Betrieb gehen. Diese müssen bis zum 1. Januar 2038 keine Zusätzlichkeit nach Artikel 5 nachweisen.
5. Unklar ist an verschiedenen Stellen, wie die sichere Nachweisführung gewährleistet werden kann, z. B. wie der Zusammenhang mit einem Redispatch nachgewiesen werden kann.
6. Durch die weit auszulegende Regelung der Regionalität kann u. U. nicht sichergestellt werden, dass gemäß PPA bezogener EE-Strom auch tatsächlich an seinen designierten Einsatzort übertragen werden kann (z.B. wegen Netzengpässen). Findet dies nicht statt, ist anzunehmen, dass stattdessen konventionelle, fossile Energieträger in Kraftwerken zum Einsatz kommen um diese Energie lokal bereitzustellen. Mitgliedstaaten können hier zwar weitere Kriterien einführen, um die Vereinbarkeit zusätzlicher Kapazitäten mit der

nationalen Planung der Wasserstoff- und Stromnetze sicherzustellen. In Deutschland ist dies jedoch nicht erfolgt.

Grundsätzlich erwecken die Anforderungen bezüglich Zusätzlichkeit, Zeitgleichheit und Regionalität den Eindruck, dass dieses komplexe Regelungsfeld mit der Ambition erstellt wurde, möglichst vielen Produktionsszenarien gerecht zu werden, diese zu ermöglichen und gleichsam mögliche Schlupflöcher zu verschließen. In einer Arbeit für atmosfair haben (Fehrenbach et al. 2021) vergleichbare Anforderungen an Zusätzlichkeit formuliert. Die Praxis wird zeigen müssen, wie sicher die Kriterien greifen und damit ermöglichen, dass die Entwicklung einer strombasierten Wasserstoffproduktion nachhaltig und im Sinne des Klimaschutzes erfolgt. Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft mag den Anreiz für den schnellen Ausbau vom EE-Strom steigern, erhöht jedoch auch, so er nach Zielerwartung verläuft, den Druck auf das Angebot dieses Stroms. So kann auch bei formaler Erfüllung aller „Grünstrom-Kriterien" für Wasserstoff und RFNBO nicht ausgeschlossen werden, dass die Bedarfsdeckung für andere im Wettbewerb um EE-Strom stehende Bereiche (E-Mobilität, Strom, Wärme, Industrie) in Schwierigkeiten gerät.

TextBox 2: Zusätzlichkeit – (auch regelbare Anlagen und deren Aufgabe im Energiesystem)

Das Konzept eines „Grünen Wasserstoffs" ist nicht allein damit erfüllt, dass für seine Erzeugung in einer Elektrolyse erneuerbarer Strom eingesetzt wird. Entscheidende Mitvoraussetzung ist vielmehr, dass der eingesetzte erneuerbare Strom **zusätzlich** zum Bestand an EE-Strom-Produktion erzeugt wird. Andernfalls würde der zusätzliche Bedarf aus der Produktion von grünem Wasserstoff die für andere Sektoren verfügbare erneuerbare Energie verringern und so die allgemeine Dekarbonisierung des Energiesektors verzögern.[32]

Wie in Kapitel 2.3.1 beschrieben, definiert die Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 Anforderungen, nach denen Zusätzlichkeit erfüllt sein soll. Diese Anforderungen sind komplex und möglicherweise geeignet, die zusätzliche Erzeugung von EE-Strom in dem Umfang, der für die Wasserstoffproduktion benötigt wird, auch tatsächlich zu bewirken. Denn das ist am Ende der entscheidende Punkt: die **tatsächliche** Zusätzlichkeit zum Zeitpunkt der Stromerzeugung.

Eine solche kann jedoch nicht eindeutig nachgewiesen werden, da niemand weiß, ob die EE-Strom-Erzeugung genau um den für den Wasserstoff aufgewendeten Betrag geringer ausgefallen wäre, hätte man keinen grünen Wasserstoff erzeugt. Ein ein-eindeutiger Zusammenhang besteht nur, wenn die direkte Kopplung besteht und die EE-Stromanlage nicht mit dem Netz verbunden ist. Dieser Fall dürfte jedoch die Ausnahme bleiben. Der übliche Fall dürfte sein: EE-Anlagen und Elektrolyseanlagen produzieren grundsätzlich unabhängig voneinander an verschiedenen Orten zu verschiedenen Zeiten und der Strom wird über das Netz geliefert. Hier setzt die Delegierte Verordnung an und stellt Bedingungen an den Bezug aus dem Netz, die mit den Stromlieferverträgen (PPA) geregelt sein müssen.

Diese Regelungen beziehen sich (notwendigerweise) auf die einzelnen Wirtschaftsbeteiligten, d.h. Betreiber von Elektrolyseuren und von EE-Stromanlagen. Die Entwicklung im Gesamtstrommarkt kann jedoch anders verlaufen, denn der Hochlauf von EE- und Wasserstoffkapazitäten muss nicht Hand in Hand gehen. Schließlich befinden sich weitere Akteure im Markt, die jedoch nicht zu PPA verpflichtet sind. Die Nachfrage nach PPA ist daher durch Betreiber von Elektrolyseuren deutlich stärker, was zu einer Verknappung am PPA-Markt führen kann (BDEW 2023). Die Folge ist, dass die verpflichteten Elektrolyseurbetreiber eher bereit für einen höheren PPA-Preis sind, als dass in

[32] https://www.irena.org/Innovation-landscape-for-smart-electrification/Power-to-hydrogen/10-Additionality-principle

zusätzliche EE-Anlagen investiert wird. Für solche haben Investoren nicht unbedingt einen Anreiz, nur weil irgendwo im System zusätzliche Bedarfe bestehen.

Fraglich ist dabei auch, ob bei der gesetzten Stromgebotszone, die das gesamte Bundesgebiet umfasst, eine tatsächliche geografische Korrelation gegeben ist – sprich, dass tatsächlich auch zwischen weit entfernten Standorten in Deutschland Strom transportiert wird. So ist aufgrund des begrenzten Netzausbaus der Stromtransport von den Regionen mit hohem EE-Stromangebot (Norden und Nordosten) zu den Zentren der Nachfrage eingeschränkt. Verschiedene Autoren plädieren daher für ein Aufteilung Deutschlands in verschiedene Gebotszonen (Franken et al. 2023).

Die Problemstellung einer zeitlich und räumlich abzusichernden Zusätzlichkeit des Angebotes an EE-Strom zur Deckung hinzukommender Nachfrage ist keinesfalls neu. Sie ist in ähnlicher Weise und schon seit deutlich längerer Zeit im Kontext der Elektromobilität ein zentrales Thema. Die Nationale Plattform Elektromobilität (NPE) hat schon im Jahr 2011 die zusätzlich von der Energiewirtschaft zu erzeugende Erneuerbare Energie zur Bedingung für den Klimanutzen der Elektromobilität gemacht (NPE 2011). Genauer analysiert wurde dies durch (Timpe et al. 2017), die die Kernelemente, wie sie auch die Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 teilweise beinhaltet, bereits skizzieren:

- Um eine Treibhausgasneutralität der Elektromobilität (→ des Wasserstoffs) zu erreichen, muss der gesamte Strombedarf der Fahrzeuge (→ der Elektrolyseure) durch zusätzlich erzeugten EE-Strom abgedeckt werden.
- Diese gesondert zugebaute, zweckgebundene EE-Stromerzeugung darf nicht auf das bestehende Ausbauziel für EE-Strom angerechnet werden[33].

Beides sind Bedingungen, die auf Systemebene erfüllt werden müssen. Dazu kann der einzelne Fahrzeugnutzer (→ Betreiber eines Elektrolyseurs) ein hochwertiges Ökostrom-Produkt beziehen, da diese von ihrem Prinzip her eine zusätzliche EE-Stromproduktion voraussetzen. Hierin spiegelt sich jedoch die Schwierigkeit wider, die auftreten kann, wenn solche zusätzlich gebauten, zweckgebundenen Kapazitäten zur Produktion von EE-Strom nicht den gesamten Bedarf des Marktes der Elektromobilität (im Beispiel von (Timpe et al. 2017)) bzw. der Wasserstoffproduktion abdecken können. Das Alternativszenario – die Nutzer können ihren erneuerbaren Fahrstrom auch selbst erzeugen – korrespondiert weitgehend mit der Vorschrift zum Direktanschluss (nach Artikel 3 der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184).

Eine bedeutende Schwächung der Zusätzlichkeit ist jedoch gegeben, wenn diese neuen EE-Quellen auf das politisch festgelegte EE-Ausbauziel angerechnet werden dürfen. Zwar sind Bezug von Fördermitteln durch die Kriterien der Delegierten Verordnung ausgeschlossen, nicht jedoch die Anrechenbarkeit auf die EE-Ausbauziel. Somit entlasten die EE-Stromproduzenten für die Wasserstofferzeugung alle anderen Akteure, die ansonsten mehr zum EE-Ausbau beitragen müssten.

[33] dies wird in Artikel 15 b) der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 teilweise adressiert durch den Ausschluss von EE-Anlagen, die Förderung in Form von Betriebs- oder Investitionsbeihilfen erhalten haben.

2.3.2 Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen

Die Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185 füllt zunächst eine Regelungslücke der RED II: die Festlegung eines Mindestschwellenwertes für die Treibhausgaseinsparungen durch RCF.[34] Im Kern definiert die Verordnung in ihrem Anhang die Regeln zur Berechnung der Treibhausgaseinsparung von RFNBO. Dabei wird in Anhang A Nr. 1 eine ähnliche Berechnungsformel vorgelegt wie bereits in der RED für die Biokraftstoffe existiert:

Formel 1: Gleichung 1

$$E = e_i + e_p + e_{td} + e_u - e_{ccs}$$

Dabei gilt (die Einheit ist jeweils immer g CO_2-Äq. / MJ Kraftstoff):

- E = Gesamtemissionen aus der Nutzung des Kraftstoffs
- $e_i = e_{i\ elastic} + e_{i\ rigid} - e_{ex\text{-}use}$: Emissionen aus der Versorgung mit Einsatzstoffen („inputs“)
- $e_{i\ elastic}$ = Emissionen aus Einsatzstoffen mit elastischem Angebot („elastic inputs“)
- $e_{i\ rigid}$ = Emissionen aus Einsatzstoffen mit unelastischem Angebot („rigid inputs“)
- $e_{ex\text{-}use}$ = Emissionen aus der derzeitigen Nutzung oder Bestimmung der Einsatzstoffe
- e_p = Emissionen aus der Verarbeitung
- e_{td} = Emissionen aus Transport und Verteilung
- e_u = Emissionen aus der Verbrennung des Kraftstoffs bei der Endnutzung
- e_{ccs} = Emissionseinsparungen durch CO_2-Abscheidung und geologische CO_2-Speicherung

Der wesentliche Unterschied zur Formel für die Biokraftstoffe besteht in der Frage der Herkunft der Kohlenstoff-Quelle (e_i für Emission aus dem „Input“). Dabei wird differenziert in Emissionen durch *elastische* ($e_{i\ elastic}$) und *starre Inputs* ($e_{i\ rigid}$), die unterschiedlich zu berücksichtigen sind. Von diesen Emissionen abzuziehen ist die Emission, die auch ohne Nutzung des CO_2 stattfinden würde ($e_{ex\text{-}use}$).

Unelastische Inputs ($e_{i\ rigid}$) sind solche, deren Angebot nicht erhöht werden kann, um eine zusätzliche Nachfrage zu decken. In der Regel handelt es sich um Reststoffe/Abfälle oder Beiprodukte bzw. um Outputs, die zu einem festen Anteil in einem integrierten Verfahren erzeugt werden und weniger als 10 % des wirtschaftlichen Werts des Outputs ausmachen.

Emissionen aus Einsatzstoffen mit unelastischem Angebot umfassen lediglich die Emissionen, die sich durch die Änderung der Nutzung dieser Einsatzstoffe gegenüber einer früheren oder alternativen Nutzung ergeben. Für den CO_2-Input zur RFNBO-Produktion ist dieser Fall u. U. relevant für Verfahren wie die Bioethanolproduktion oder Dampfreformierung (→ grauer Wasserstoff), in denen CO_2 im Grunde als Abfall anfällt, jedoch inzwischen Verwertung findet zur Begasung von Gewächshäusern oder für CO_2-haltige Getränke. Die Frage, inwieweit hier diese alternativen Nutzungen zu berücksichtigen sind, wird aus der Verordnung nicht deutlich.

Das Angebot von *elastischen Inputs* ($e_{i\ elastic}$) kann dagegen gemäß Definition für Elastizität gezielt erhöht werden, um eine zusätzliche Nachfrage zu decken. Für diese Inputs müssen alle THG-Emissionen, die über die gesamte Lieferkette hinweg entstehen, einbezogen werden. Im Kontext

[34] Nach Artikel 2 gelten für RCF wie bereits für RFNBO 70 % Einsparung gegenüber dem fossilen Komparator, der nach dem Anhang A Nr. 2 einheitlich 94 g CO_2-Äq./MJ beträgt

CO_2 für RFNBO ist dieser Fall im Grunde nur durch gezielt aus z. B. Erdgasverbrennung erzeugtes CO_2 konstruierbar. Allerdings ist abgeschiedenes CO_2 aus einem Brennstoff, der gezielt für den Zweck der Erzeugung von CO_2 verbrannt wird, ausgenommen (Anhang A, Nr. 10). Somit ist fraglich, ob ein Fall von *elastischem Input* für RFNBO überhaupt zutreffen kann. Von Wichtigkeit ist der eindeutige Ausschluss von CO_2, für dessen Abscheidung nach anderen Rechtsvorschriften eine Emissionsgutschrift gewährt wurde (siehe die Fußnote zum vierten Anstrich in unten folgender Auflistung).

Der Term $e_{ex\text{-}use}$ beschreibt die Emissionen aus der derzeitigen Nutzung oder Bestimmung der Einsatzstoffe, die vermieden werden, wenn der Einsatzstoff für die Kraftstofferzeugung verwendet wird. Dazu zählen nach Anhang A Nr. 10 die CO_2-Emissionen:

- die im Rahmen des ETS der vollständigen Bepreisung unterliegen (nur bis zum Jahr 2035 als vermiedene Emission anerkannt);
- aus der Biomassenutzung, denen nicht bereits in der RED nach Anhang V und Anhang VI CO_2-Minderungen aufgrund von Vermeidung oder Auffangen der Emissionen zugesprochen wurden;[35]
- aus der Nutzung von RFNBO und RCF, wenn sie die 70 %ige THG-Einsparkriterien der RED II/IIII für die entsprechende Nutzung[36] erfüllen.
- aus natürlichen, d. h. geologischen Quellen, die auch ohne menschliches Handeln freigesetzt werden
- sowie CO_2, das aus der Umgebungsluft abgetrennt wird

Bei den anderen Termen der Gleichung 1 ist zu bemerken, dass (anders als in der RED II/III, Anhang V oder VI, jeweils Teil C in den Methoden für Biokraft- und Biomassebrennstoffe)[37] die Emissionen aus der Verbrennung des Kraftstoffs (e_u) vollständig als Emission anzurechnen sind. Dies ist im engen Zusammenhang mit dem Abzug des Terms $e_{ex\text{-}use}$ zu sehen: Der Einsatz von CO_2 aus den in den fünf oberen Anstrichen genannten Quellen geht zu Beginn mit einem Minus ein. Somit gleicht sich für diese Quellen durch Emission der Nutzung am Ende wieder eins zu eins aus, mit einem Nettoresultat von Null Emission aus diesen zwei Termen. Für andere Quellen gibt es diesen Ausgleich nicht. Für sie verbleibt am Ende die volle Anrechnung der Emission bei der Nutzung, die je nach Art und Herstellungsweise des RFNBO höher ausfallen kann als die der fossilen Referenz.

Für diese Fälle, in denen der Term e_u nicht durch den Term $e_{ex\text{-}use}$ ausgeglichen wird, ist daher davon auszugehen, dass das 70 % Einsparkriterium nicht erreichbar ist. Denkbar wäre dies dann nur durch die Anrechnung einer finalen Sequestrierung (e_{ccs}) von CO_2-Emissionen, die bei der Produktion von RFNBO entstehen und dort abgeschieden werden. Ob solche Abscheidungen möglich sind, hängt vom konkreten Herstellungsprozess ab. Außerdem ist fraglich, ob solche abgeschiedenen Prozessemissionen ausreichend hoch ausfallen, um das Einsparkriterium zu erfüllen.

[35] Aktuell ist es übliche Praxis, dass das CO_2 aus der Bioethanol-Produktion in dieser Weise (Gewächshäusern) genutzt wird und die THG-Bilanz nach RED II unter Abzug mit dem Term e_{ccr} gerechnet wird. Das müsste bei Verwendung für RFNBO dann unterbunden werden, um die Doppelzählung zu verhindern.

[36] Realistisch ist hier nur eine stationäre Nutzung (Strom oder Wärme), da ein CCU bei mobilen Quellen technisch kaum zu realisieren ist. Tatsächlich wird für Seeschiffe das sogenannte onboard carbon capture (OCC) diskutiert, das jedoch wirtschaftlich keine ernsthafte Option ist; https://www.lloydslist.com/LL1153412/Onboard-carbon-capture-is-possible-but-is-it-viable

[37] Auch in dieser Delegierten Verordnung wird in Anhang C nochmal bestätigt, dass CO2-Emissionen aus der Verbrennung von Biomasse-Brennstoffen nicht angerechnet werden, wohl jedoch die Emissionen von CH4 und N2O.

Für die Berechnung der THG-Intensität von RFNBO ist außerdem der Term zu Emissionen aus der Verarbeitung (e_p) relevant. Dieser subsummiert die Emissionen aus der Stromerzeugung sowie aus weiteren Prozessen der Verarbeitung inklusive Leckagen bis zum RFNBO. Für Strom verhält es sich dabei wie folgt:

- Für als vollständig erneuerbar nachgewiesenen Strom wird ein Emissionsfaktor von Null angesetzt; ob Strom als vollständig erneuerbar gelten kann, ist durch die in Abschnitt 2.3.1 erläuterte Unionsmethode bestimmt.
- Die Vorgehensweise bei nicht vollständig erneuerbarem Strom ist in Anhang Teil A Nr. 6 beschrieben. Drei Optionen werden dafür beschrieben:
  - 1. Option: Verwendung des in Teil C des Anhangs aufgeführten Wertes bzw. Berechnungsweges
  - 2. Option: die THG-Emissionen werden in Abhängigkeit von der Anzahl der Volllaststunden zugeordnet, in denen die Anlage zur Erzeugung der RFNBO betrieben wird; wenn die Zahl der Volllaststunden im letzten Kalenderjahr, für das zuverlässige Daten verfügbar sind, gleich oder niedriger war als die Zahl der Stunden, in denen der Grenzpreis für Strom von EE-Anlagen oder von Kernkraftwerken bestimmt wurde, wird dem Netzstrom für die RFNBO ein THG-Emissionswert von 0 g CO_2-Äq./MJ zugeordnet; ist die Zahl der Volllaststunden höher, so wird dem Netzstrom ein THG-Emissionswert von
    183 g CO_2-Äq./MJ zugeordnet.
  - 3. Option: die THG-Emissionen der marginalen Stromerzeugungsanlage zum Zeitpunkt der Erzeugung der RFNBO in der Gebotszone können verwendet werden, sofern der nationale Übertragungsnetzbetreiber diese Informationen öffentlich zugänglich macht.

Im Fall der Option a erfolgt die Anrechnung von Netzstrom über die durchschnittlichen, jährlichen Emissionsfaktoren des Mitgliedsstaats. Es kann dabei sein, dass Netzstrom verwendet wird, der weder die 90 % EE-Anteil, noch die max. 18 g CO_2-Äq./MJ erfüllt. Dann werden die Emissionsfaktoren für die jeweiligen EU-Mitgliedsstaaten in Anhang Teil C herangezogen (Jahresdurchschnitte).[38]

Da der Strom für die Produktion von RFNBO die entscheidende Inputgröße ist, ist die Regel auch besonders relevant für das Erfüllen der 70 %-Grenze.

Nicht zu vernachlässigen sind auch die möglichen Emissionen aus Transport und Distribution (e_{td}). Bei großen Ferntransporten ist hierbei auch die Gefahr von Leckagen und Schlupf bei Verwendung des Derivats als Treibstoff (CH_4 oder N_2O bei Ammoniak) zu beachten.

Wertung:

Für die Berechnung der THG-Intensität von RFNBO sind aus der Berechnungsformel zunächst die zwei Terme $e_{ex\text{-}use}$ und e_u entscheidend. Allein schon aufgrund der CO_2-Emission beim

[38] Außer Schweden weist hier keiner der Mitgliedstaaten einen Faktor <18 g CO_2-Äq./MJ auf; Frankreich liegt hier mit 19,6 g CO_2-Äq./MJ knapp drüber.
Zu prüfen wäre außerdem, ob hiermit sichergestellt ist, dass für die über die Gebotszone hinaus gehandelten EE-Strommengen keine Doppelanrechnung erfolgen kann, da die Werte in Anhang Teil C ja fix sind und daraus keine Residualmixe zu errechnen sind. Außerdem ist zu beachten, dass in Gebotszonen mit einer Unterschreitung des Grenzwerts von 18 g CO_2-Äq./MJ dennoch Zusätzlichkeit per Stromliefervertrag mit einer EE-Anlage nachgewiesen werden muss.

Verbrennen eines RFNBO können vergleichsweise hohe spezifische Emissionen entstehen[39]. Ist die CO_2-Quelle in der oben aufgeführten Liste aus Anhang A Nr. 10 (CO_2, das durch ETS vollständig bepreist wurde, das aus Biomasse, RFNBO, RCF, geologischen Quellen oder der Umgebungsluft) nicht aufgeführt, steht diesen Emissionen nicht ein ähnlich hoher Betrag über den Term $e_{ex\text{-}use}$ zum Abzug gegenüber. Das bedeutet: Für alle nicht gelisteten CO_2-Quellen wird das geforderte Kriterium von 70 % Einsparung kaum erreicht werden. Im Umkehrschluss ist die *Positivliste* somit faktisch als *Negativliste* für alles nicht Gelistete zu sehen. Interessant wäre hierzu die Wertung von CO_2 aus der Abfallverbrennung (bislang nicht im ETS), welches aufgrund einer zumindest in Teilen unvermeidbaren Emission positiv gesehen werden kann.

Vom Prinzip ist dieses Vorgehen zu begrüßen. Es stellt sich aber die Frage, wie der Klimaschutzeffekt mit den auf der Liste geführten CO_2-Quellen gewährleistet werden kann. Die Quellen, die im Rahmen des ETS der vollständigen Bepreisung unterliegen, werden hier bis zum Jahr 2035, sprich für über zehn Jahre, noch als Emission anerkannt, die sowieso stattfinden würde. Darunter fallen Kohlekraftwerke, Zementwerke und andere große Quellen fossiler CO_2-Emissionen. Angesichts des Kohleausstiegs in Deutschlands sind im Bereich der Kraftwerke keine neuen Investitionen in CCU-Technik zu erwarten. Zementwerke haben aber noch eine längere Perspektive und stehen davor auf Abscheidetechnik umzurüsten. Das Risiko von Lock-in-Effekten scheint damit begrenzt. CO_2 kann aber auch grenzübergreifend gehandelt werden und in anderen Ländern das Aufrechterhalten von Kohlekraftwerken mit CCU-Technik begünstigen.[40]

Relevant für das Einhalten des 70 %-Kriteriums können auch die Emissionen aus der Verarbeitung (e_p) sein. Wenn Strom für die Elektrolyse aus dem Netz genommen wird, der die Grünstrom-Kriterien nicht erfüllt (d. h. nicht vollständig erneuerbar ist), ist für den Strom-Input eine der drei Anrechnungsoptionen unter Teil A Nr. 6 heranzuziehen. Auf die potenzielle Bedeutung von Transportemissionen wurde ebenfalls hingewiesen. Eine andere Option wäre der E-Faktor der marginalen Stromerzeugungsanlage, die zum Zeitpunkt der RFNBO-Produktion in Betrieb war.

Der Punkt zu elastischen und unelastischen Inputs spielt für die Produktion von RFNBO nur dann eine wirkliche Rolle, wenn z. B. Kohlenmonoxid (CO) aus industriellen Gasen als Einsatzmaterial verwendet wird. Für den Input CO_2 dagegen sind Erzeugungswege, die eine gezielte Erhöhung zur Deckung zusätzlicher Nachfrage ermöglichen, kaum vorstellbar. Es sei denn, ein Kohlenstoffträger wird gezielt – ohne einen weiteren Zweck, wie z.B. der Energieerzeugung, zu dienen – in CO_2 umgewandelt (Verbrennung). Doch dieser Fall ist durch Anhang A Nr. 10 von einer Gutschrift ausgenommen.[41]

Ob insgesamt alle relevanten Aspekte für die THG-Berechnung ausreichend abgedeckt sind, muss hinterfragt werden. Die Erfahrung mit Anhang V Teil C der RED hat gezeigt, wie schwierig es ist, Berechnungsweisen, die nicht einer adäquaten Praxis der THG-Bilanzierung (insb. unter Beachtung von ISO 14067 und ISO 14040/14044) entsprechen, allein durch die Punkte des

[39] Dies trifft nicht für Ammoniak, aber z.B. für Methanol zu, bei dessen Verbrennung 1,38 kg CO_2 / kg entsteht, bei einem Heizwert von 19,9 MJ/kg resultieren 69 gCO_2/MJ; allein nur mit diesem Emissionsanteil läge die Einsparung gegenüber den 94 g CO_2Äq/MJ bei 23 %.

[40] Ob CO_2 als Abfall zu betrachten wäre und damit grenzüberschreitender Handel ggf. eingeschränkt ist, wäre zu klären. Für CO_2 als Solches liegt jedoch keine Einstufung nach einem Schlüssel des Europäischen Abfallkatalogs (EAK) vor. Möglicherweise besteht zumindest eine Informationspflicht nach der Europäischen Abfallverbringungsverordnung (VVA). Eine Einordnung der dauerhaften Speicherung als *Beseitigung* würde jedoch ein Exportverbot bedeuten.

[41] Eine Erhöhung der CO_2 Erzeugung im Zuge einer flexiblen Fahrweise einer Anlage (z.B. KWK-Anlage mit Einspeisung des erzeugten Stroms ins Stromnetz und Abwärme in ein Wärmenetz) wird dagegen als unelastisch eingeschätzt, da die Höhe der Emission ursächlich vom Brennstoffeinsatz abhängt und nicht von der flexiblen Fahrweise.

Anhangs auszuschließen. Dies werden erste Erfahrungen mit der praktischen Anwendung zeigen.

2.4 Welche Nachhaltigkeitskriterien gelten somit für PtGLS?

Wie im Vorangehenden aufgezeigt, gilt nach RED II/III für RFNBO ausschließlich das Kriterium der Einsparung von Treibhausgasemissionen. Dieses setzt sich aus zwei Unterkriterien zusammen:

1. Es muss ein Nachweis erfolgen, dass der für Elektrolyse eingesetzte Strom erneuerbar (bei Ausschluss von Biomasse, sofern es sich um „vollständig" erneuerbaren Strom handelt) und zusätzlich ist.
2. Es muss ein THG-Mindesteinsparungswert von 70 % gegenüber einem fossilen Komparator von 94 g CO_2Äq/MJ erfüllt werden, der im Übrigen nur erfüllt werden kann, wenn das erste Unterkriterium erfüllt ist. Im Übrigen gilt dieser Komparator nach der Delegierte Verordnung zur THG-Methode Anhang Teil A Nr. 2 nur für den Verkehr, während die RED III das Einsparkriterium von 70 % allgemein für erneuerbare *Brennstoffe* nicht biogenen Ursprungs verlangt. Ein Komparator ist hierfür nicht explizit definiert. Nach RED II (und unverändert in RED III) könnten implizit die Komparatoren aus Anhang VI Teil C Nr. 19 gelten. Nicht direkt anwendbar ist dies jedoch für die Nutzung von Wasserstoff zu nicht-energetischen Zwecken. Dort bräuchte es der Logik der RED III folgend einen vergleichbaren Komparator für fossil basierten Wasserstoff.

Es bestehen somit, wie zu Beginn des Kapitels 2.3 erklärt, aktuell Diskrepanzen zwischen RED III und den Delegierten Verordnungen bezüglich des Anwendungsbereichs. Obwohl die RED III Quoten zu RFNBO zum Ersatz von Wasserstoff auch für den Industriesektor setzt, ist die konkrete Anwendung des THG-Minderungskriteriums dort derzeit unklar.

Dass sich Standards zwischen unterschiedlichen Branchen übertragen lassen, haben einige der nach RED anerkannten Zertifizierungssysteme bereits gezeigt. Bezogen sie sich zu Beginn ausschließlich auf Bioenergie, teilweise sogar nur auf Biokraftstoffe, so wurde ihr Anwendungsbereich inzwischen auf die Nachhaltigkeitsbewertung von stofflich genutzter Biomasse erweitert. Dabei haben sie sich weiterhin eng an die Vorgaben der RED gehalten.[42] Es ist anzunehmen, dass die Systeme, die eine Zertifizierung für energetisch genutztes RFNBO anbieten, ihre Dienste auch für die nicht-energetische Nutzung in der Industrie erweitern werden.

2.5 Mögliche Auswirkungen der Regelungen in Deutschland, der EU sowie Herkunftsländer von Importen

Zunächst bedeuten die Regelungen der RED III und der entsprechenden Delegierten Verordnungen über die verschiedenen Quoten- oder Zielverpflichtungen zu RFNBO und grünem Wasserstoff einen zusätzlichen Bedarf an Erneuerbarem Strom. Dies gilt einheitlich für alle EU-Mitgliedstaaten – wobei es eine Erweiterung des Anrechnungsrahmens auf Kernenergie gibt (dazu weiter unten). Durch die RFNBO-Mengen für Verkehr und Energiewirtschaft sowie zum Ersatz des in der Industrie zu Energie- und Nicht-Energie-Zwecken genutzten fossilen Wasserstoffs werden relevante Mengen an erneuerbarem Strom benötigt. Dieser soll, den Regeln der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 folgend, zusätzlich sein und nur als zusätzlich für

[42] Siehe: ISCC mit ISCCplus, RSB mit der Umbenennung von Roundtable for Sustainable Biofuels auf Roundtable for Sustainable Biomaterials und REDCert mit REDCert².

diese Zwecke erzeugter EE-Strom wird tatsächlich eine Einsparung an Treibhausgasen bewirken (siehe zur Zusätzlichkeit auch TextBox 2).

Da die Strommixe und EE-Strom-Entwicklungen in den EU-Staaten z.T. sehr unterschiedlich sind, werden sich die Regelungen auch entsprechend unterschiedlich auswirken – in den jeweiligen Ländern wie auch teilweise im Handel zwischen den Ländern. **Deutschland** zeigt in den letzten Jahren einen vergleichsweise starken Ausbau von EE-Strom auf 54,4 %[43]. In absoluten Zahlen stellt sich das etwas geringer dar als in Prozentanteilen, da die Bruttostromerzeugung in den letzten Jahren abgenommen hat. Die Steigerung der EE-Strom-Produktion betrug von 2022 auf 2023 21,3 TWh (= 8,5 %) und von 2023 bis 2024 nur noch 11,4 TWh (= 4,2 %).[44] Mit der nach Erhebungen von acatech und DECHEMA[45] angekündigten Elektrolysekapazität von 13,4 GW bis 2030 in Deutschland (siehe hierzu Kapitel 4) wird deutlich, dass der Wasserstoffhochlauf in den verbleibenden fünf Jahren einen nennenswerten Anteil am weiteren Ausbau des EE-Stroms einnimmt. Dabei wird dieser Strom in noch größerem Maße vom Ausbau der E-Mobilität benötigt. Wenngleich „Grüner Wasserstoff" als Teil der Transformation hin zur Treibhausgasneutralität gesehen wird, stellt er zweifellos zusätzliche Herausforderungen für diese dar. Sein Beitrag ist nur dann wirklich positiv, wenn der Zubau an EE-Strom diesen zusätzlichen Bedarf wirklich abdeckt ohne die Bedarfe der anderen Sektoren zu kannibalisieren.

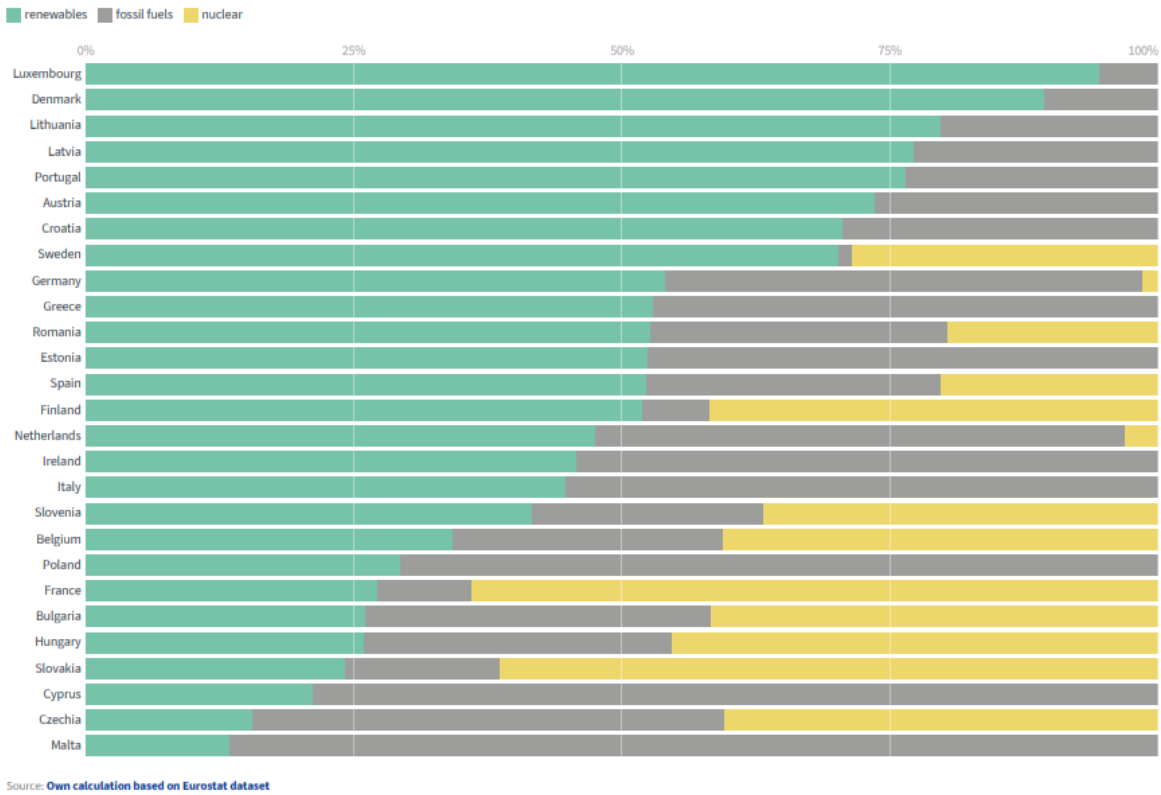
Dies trifft auch für alle anderen **Mitgliedsländer** der EU zu, für die, wie erwähnt, EU-weit Regeln und Zielvorgaben gelten. Allerdings sind die Grundvoraussetzungen z.T. sehr unterschiedlich. Acht Mitgliedstaaten liegen bereits bei über 70 % EE-Stromanteil. Wie Abbildung 1 zeigt, handelt es sich überwiegend um kleinere Länder, abgesehen von Schweden, welches auch über größere Export-Potenziale verfügt und außer EE-Strom (70 %) fast nur noch Kernkraft (29 %) produziert. Eine Besonderheit von Schweden ist außerdem, dass das Land anders als Deutschland in mehrere Gebotszonen aufgeteilt ist. Es ist davon auszugehen, dass Schweden als Exportland sowohl von EE-Strom für die Wasserstoffproduktion wie auch EE-Strom selbst besonders attraktiv wird, wobei angesichts des bestehenden hohen Grads an nicht-fossilem Strom kein wesentlicher zusätzlicher Ausbau von EE-Strom zu erwarten ist. Dafür besteht dank der diversen Gebotszonen die Möglichkeit höherer Flexibilität in den Strompreisen, was sich ebenfalls günstig auf Exportoptionen auswirken kann. Für Frankreich trifft Ähnliches zu mit umgekehrtem Verhältnis im Strommix: sehr hohe Anteile an Kernkraft (64 %), mäßig hohe an EE-Strom (27 %) und kaum Rest an fossilem Strom (9 %). Auch hier bleibt wenig Anreiz für weiteren Ausbau, allerdings liegt hier wie in Deutschland nur eine Gebotszone vor. Hier besteht noch stärker als bei Schweden das Risiko, dass auf Basis von Kernkraft produzierter Wasserstoff bzw. RFNBO importiert werden. Eröffnet wird dies vor allem durch die Einschränkung der Zielanforderungen für grünen Wasserstoff in der Industrie nach RED III Artikel 22b. Danach können die 42 % Grüner Wasserstoff in 2030 auf 20 % gesenkt werden, wenn der Anteil fossil basierten Wasserstoffs maximal 23 % beträgt – was bedeutet, dass entsprechend hohe Anteile an „Rotem Wasserstoff" erzeugt werden.

[43] https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#uberblick

[44] Nach BDEW: https://www.bdew.de/media/documents/STRERZ_Tabelle_Jahressch%C3%A4tzung_2024.pdf

[45] https://www.wasserstoff-kompass.de/elektrolyse-monitor

Abbildung 1: Strommix in den EU-Ländern im Jahr 2023



Quelle: Consilium, https://www.consilium.europa.eu/de/infographics/how-is-eu-electricity-produced-and-sold/#0

Es besteht weitgehend Konsens, dass nach den Zielerwartungen für den Bedarf an Wasserstoff in Deutschland Importe notwendig sind. Der Projektionsbericht 2025 zu den Politikszenarien XII geht für das Jahr 2030 von einem Bedarf von 28 TWh Wasserstoff aus, wovon knapp 10 TWh importiert werden müssen.[46] Diese werden nicht allein über Überschüsse aus EU-Ländern abzudecken sein. (Staiß et al. 2022) analysieren umfassende Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030. Deutschland ist außerdem engagiert in Projekten außerhalb Europas z.B. in Form der Klima-, Energie- und Wasserstoffpartnerschaften[47]. Die Frage ist offen, welche Nachhaltigkeitsstandards dabei erfüllt werden sollen. Es ist nicht zu erwarten, dass dabei über die Anforderungen der RED III hinausgegangen wird. Vielmehr wird es sich als schwierig erweisen, die komplexen Anforderungen an Zusätzlichkeit des EE-Stroms zu erfüllen, sofern die Anlagen nicht vollständig autark und entkoppelt vom Stromnetz vor Ort entstehen. In diesem Fall jedoch stellt sich erst recht die Frage, inwieweit derartige Projekte einen Beitrag für eine nachhaltige Entwicklung in den Ländern leisten z.B. nach dem SDG-Ziel 7, Energiearmut in Ländern zu mindern und den Zugang zu bezahlbarer Energie für alle zu verbessern.

[46] https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/dokumente/projektionen-2025-datentabelle.xlsx

[47] https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bilaterale-klima-und-energiepartnerschaften-und-energiedialoge.html

3 Exemplarische Berechnung anhand von drei Fallbeispielen

Die Berechnungsmethode für den Nachweis der erforderlichen 70 % Treibhausgaseinsparungen durch RFNBO wird durch die Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185 definiert.

Aus nachfolgender Beispielrechnung ergibt sich, dass die Mindestanforderung für grünen Wasserstoff vergleichsweise leicht erfüllbar ist.

Für blauen Wasserstoff (der per Definition nicht zu den RFNBO zählt) kann dies nicht angenommen werden. Die Emission ist hier abhängig von Abscheideraten, Leckagen und Speichergüte. Außerdem sind die Emissionen der Erdgasvorkette einzurechnen. Für die Derivate von Wasserstoff ist der Grenzwert zurzeit noch als anspruchsvolle Schwelle einzuschätzen, sofern nicht die gesamte Energie für die Produktion vollständig erneuerbar ist. Seine Erfüllung hängt somit vom konkreten Pfad der Herstellung ab.

An dieser Stelle wird eine exemplarische Berechnung der THG-Intensität eines RFNBO anhand von drei Fallbeispielen dargestellt. Die Beispiele sind fiktiver Natur, was die konkreten Daten betrifft, aber orientieren sich an realen Techniken und Pfadoptionen. Ausgewählt werden

- grüner Wasserstoff aus einer Anlage in Deutschland, betrieben mit EE-Strom aus einem PPA; dient zur Überprüfung, ob die oben getroffene Einschätzung zutrifft.
- FT-Kerosin[48] aus einer isoliert stehenden Anlage in Nordafrika mit fester Verbindung zu einer EE-Anlage ohne Netzanschluss.
- FT-Kerosin aus einer Anlage in Deutschland mit Netzstrom betrieben, um darzustellen, in welcher THG-Intensität dies resultiert.

Die Berechnung folgt dabei den Vorgaben der Delegierten Verordnung. Danach gilt, dass der Aufwand zur Herstellung der Anlagen und Infrastruktur nicht einbezogen wird, was sie von verschiedenen Ökobilanzen unterscheidet, wie z.B. die Vorhaben „SYSEET - Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien“ (Liebich et al. 2020) und „Klima- und Umwelteffekte der Herstellung von PtGLS-Produkten und technische Maßnahmen zur Minderung“ (Fröhlich et al. 2026). Die Berechnung ist stark vereinfacht und vernachlässigt neben der Infrastruktur auch Aufwendungen zur Wasser-Aufbereitung, Behandlung von Abwasser und Abfällen, besondere Kompression für die angegebenen Anwendungen. Die Rechnungen können aber als hinreichend genau angesehen werden, um die Anforderungen an die Mindesteinsparung für die untersuchten Fälle zu untersuchen.

In Tabelle 1 sind die Eingangsdaten für die Berechnung des **ersten Fallbeispiels**, die benötigten Emissionsfaktoren und die Berechnung zusammengestellt. Unter Einbezug von Pipeline und Energieverbrauch für die Tankstelle resultiert Fallbeispiel 1 in einem Wert von 16,2 g CO_2Äq./MJ H_2. Das entspricht bei einem Vergleichswert von 94 g CO_2Äq./MJ einer Einsparung von 82,8 %.

[48] Durch die Technik der Fischer-Tropsch-Synthese hergestelltes Kerosin

Tabelle 1: Eingangsdaten für die Berechnung von Fallbeispiel 1: grüner Wasserstoff

Input	für	aus	Wert [a] MJ/MJ H2	Emissionsfaktor g CO_2Äq./ MJ Strom	THG-Emission g CO_2Äq./MJ H2
Strom	Elektrolyse	100 % EE (PPA)	1,39	0	0
	Transport in H2 Pipeline	Netzstrom	0,11	99,3 [b]	11,2
	H2 Tankstelle	Netzstrom	0,05	99,3 [b]	5,0
Summe					**16,2**
Einsparung					**82,8 %**

[a] Daten aus den Ökobilanzberechnungen für SYSEET (Liebich et al. 2020)

[b] Wert aus Del. VO (EU) 2023/1185, Anhang Teil C, Tabelle A.

Das **zweite Fallbeispiel**, in Tabelle 2 zusammengestellt, ist etwas komplexer. Hier wird unterstellt, dass die isoliert errichtete Anlage nur durch Strom aus der in fester Verbindung stehenden EE-Stromanlage versorgt wird, dies gilt auch für FT-Anlage, DAC und Meerwasserentsalzung. Die Weiterverarbeitung zu FT-Kerosin benötigt außerdem Prozesswärme und Dampf, welcher nach den bislang üblichen Anlagenkonzepten aus dem integrierten Prozess anfällt und keine externe Energiezufuhr erfordert. Weitere Emissionsquellen können der Transport des Kerosins auf langer Schiffstrecke nach Europa und der dortige Transport per Tanklastzug zu einem Flughafen sein. Zu beachten ist in diesem Beispiel, dass die Prozesskette neben Kerosin andere Produktqualitäten (Diesel, Naphtha u.a.) erzeugt. Die Zurechnung erfordert daher eine Allokationsrechnung auf Basis der jeweiligen Energieinhalte, die hier nicht weiter ausgeführt wird. Der Anteil von FT-Kerosin an den Gesamterzeugnissen wird mit 40 % (Zhou et al. 2022) angenommen. Weitere prozessspezifische Details wie eingesetzte Chemikalien, deren Vorkette, Leckagen oder Transportumschläge werden vernachlässigt.

Das Ergebnis hier lautet 3,5 g CO_2Äq./MJ FT-Kerosin, was einer Einsparung von 96 % entspricht.

Diese sehr hohen Einsparwerte setzen voraus, dass die gesamte RFNBO-Prozesskette über EE-Strom versorgt wird und thermische Energie (Prozessdampf) aus dem integrierten Prozess selbst gewonnen und genutzt werden kann. Sowie jedoch Teile der Kette aus Netzstrom bedient werden (und nach der Ausführung oben, ist nicht eindeutig, ob alle Prozesse auch über die Elektrolyse hinaus den Anforderungen der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 folgen müssen), ändert sich das Ergebnis deutlich:

- Würde allein die direkte Luftabscheidung (DAC) von CO_2 über Netzstrom mit einem für Deutschland vergleichbaren Mix erfolgen, würde eine Emission von 77,5 g CO_2Äq./MJ Kerosin resultieren.[49] Die Einsparung wäre dann nur noch 14 % und weit unter den geforderten 70 %.

[49] 0,78 MJ Strom pro MJ Kerosin x 99,3 g CO_2Äq/MJ Strom

Tabelle 2: Eingangsdaten für die Berechnung von Fallbeispiel 2: FT-Kerosin

Input	für	aus	Wert [a)] MJ /MJ Kerosin	Emissions-faktor g CO_2Äq./ MJ Input bzw. /tkm	THG-Emission g CO_2Äq./MJ RFNBO
Strom	Elektrolyse	100 % EE (feste Verbindung)	1,19	0	0
	Umwandlung zu Kerosin		1,33	0	0
	DAC (CO_2)		0,78	0	0
	Meerwasser-entsalzung		0,00012	0	0
Dampf	Umwandlung zu Kerosin	Integriertem Prozess			0
Hochsee-transport	Transport 5000 km	Schiffsdieselmix	0,11 tkm	18 [b)]	2,1
Tanklastzug	Transport 600 km zu Flughafen	Dieselmix	0,014 tkm	103 [b)]	1,4
Summe					3,5
Einsparung					96,3 %

[a)] Daten aus den Ökobilanzberechnungen für SYSEET (Liebich et al. 2020)

[b)] Daten aus BioGrace für Hochseeschiff und Tanklastzug unter Berücksichtigung eines Heizwerts von 44 MJ/kg nach RED III Anhang III

Als **drittes Beispiel** wird FT-Kerosin aus einer Anlage in Deutschland betrachtet, die mit Netzstrom betrieben wird, der die Grünstromkriterien nicht erfüllt. Das geschieht um aufzuzeigen, welchen Einfluss der Einsatz „nicht vollständig erneuerbaren" Stroms hat. Hierbei wird die Methode mit dem Jahresdurchschnittswert (gemäß Teil C) zu Grunde gelegt. Eine präzisere Bilanzierung, kann auf Basis von stündlichen THG-Emissionen erfolgen, wenn die Produktionsanlage nur zeitweise über das Jahr betrieben wird, teilweise oder überwiegend zu Zeiten, da der Grenzpreis für Strom von Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Strom oder von Kernkraftwerken bestimmt wurde, dann können deutlich geringere Emissionen entstehen. Für den hier betrachteten Beispielfall mit deutschem Jahresdurchschnittsmix (99,3 g CO_2Äq./MJ Strom) ist es wenig überraschend, dass aufgrund des hohen Strombedarfs eine Erfüllung des 70 %Einsparkriteriums in weiter Ferne liegt: mit 330 g CO_2Äq./MJ Kerosin beim 3,5-fachen des Vergleichswerts.

Aufschlussreicher aber ist eine weitere Variante dieses Beispiels: Angenommen die mittlere THG-Intensität des Netzstroms entspricht dem Schwellenwert von 18 g CO_2Äq./MJ aus der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 Artikel 4 (2). Mit Unterschreitung dieses Werts gilt Netzstrom als vollständig erneuerbar. Wie hoch ist jedoch die THG-Einsparung, wenn man diesen Wert ansetzt? Hierzu müssen im Beispiel 3 lediglich die Stromemissionsfaktoren in der fünften Spalte von 99,3 auf 18 g CO_2Äq./MJ geändert werden. Im Ergebnis errechnen sich dann 60,9 g CO_2Äq./MJ – das entspricht einer Einsparung von ca. 35 %, also lediglich der Hälfte des erforderlichen Werts. Damit zeigt sich eine erhebliche Inkonsistenz was die Erfüllungsanforderungen des THG-Kriteriums betrifft: Der Bezug aus dem Stromnetz mit

18 g CO_2Äq./MJ gilt als vollständig erneuerbar, doch rechnet man den konkreten Fall mit Strom dieser Emissionsintensität, so kann das Mindestkriterium von 70 % Einsparung nicht erreicht werden.

Tabelle 3: Eingangsdaten für die Berechnung von Fallbeispiel 3: FT-Kerosin mit deutschem Strommix

Input	für	aus	Wert [a] MJ /MJ Kerosin	Emissions-faktor g CO_2Äq./ MJ Input bzw. /tkm	THG-Emission g CO_2Äq./MJ RFNBO
Strom	Elektrolyse		1,19	99,3 [b]	118
	Umwandlung zu Kerosin	Strom aus deutschem Netz	1,33	99,3 [b]	132
	DAC (CO_2)		0,78	99,3 [b]	77,5
Dampf	Umwandlung zu Kerosin	Integriertem Prozess			0
Tanklastzug	Transport 600 km zu Flughafen	Dieselmix	0,014 tkm	103 [c]	1,4
Summe					**328,9**
Einsparung					**-250 %**

[a] Daten aus den Ökobilanzberechnungen für SYSEET (Liebich et al. 2020)

[b] Wert aus Del. VO (EU) 2023/1185, Anhang Teil C, Tabelle A.

[c] Daten aus BioGrace für Tanklastzug unter Berücksichtigung eines Heizwerts von 44 MJ/kg nach RED III Anhang III

4 Kritische Aspekte und Fehlstellen

Obwohl die RED III und die Delegierten Verordnungen zur RED II für den Nachweis von zusätzlichem erneuerbarem Stromeinsatz und die Berechnung der THG-Einsparung umfangreiche und differenzierte Regeln aufstellen, bleiben Lücken bzw. Unsicherheiten für die Anwendung.

Folgende Aspekte und Fehlstellen sind zu diskutieren.

- Verpflichtung zu zusätzlichem, erneuerbarem Strom mit z. T. langen Übergangszeiten.
- Die mit den von strategischen Zielen (Nationale Wasserstoffstrategie mit bis über 40 TWh Produktion in Deutschland) und den Quotenpflichten (nach RED III wären ca. 24 TWh verpflichtend, was darüber hinausgeht, bedarf nach RED III keines Nachhaltigkeitsnachweises) einhergehenden Mengen an Wasserstoff bzw. RFNBO sowie die Prognosen zur Produktion und Bedarf laufen deutlich auseinander.
- Es ist fraglich, ob die Anforderungen ausreichen, um Zusätzlichkeit, Zeitgleichheit und Regionalität im Sinne einer nachhaltigen Integration und Entwicklung von strombasiertem Wasserstoff zu gewährleisten.
- Inkonsistenz bezüglich der Restriktion von Strom aus Biomasse und von Strom aus nicht erneuerbaren Quellen.
- Fehlen einheitlicher Anforderungen zur THG-Minderung für Wasserstoff/RFNBO in unterschiedlichen Anwendungen und eindeutige Regeln für die THG-Berechnungen.
- Fehlen von Nachhaltigkeitskriterien jenseits der Erneuerbarkeit bzw. der THG-Einsparung.
- Fehlende Fortschreibung der THG-Einsparung über das Minderungsziel von 70 % hinaus

Verpflichtung zu erneuerbarem Strom mit z. T. langen Übergangszeiten und Einschätzung möglicher Folgen

Die Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 gestattet Anlagen, die vor dem 1. Januar 2028 in Betrieb genommen werden, Übergangsfristen für die Anforderungen der **Zusätzlichkeit von Anlagen zur Bereitstellung des erneuerbaren Stromes** bis zum 1. Januar 2038. Diese Ausnahmeregel ist als Anreiz zu werten, möglichst schnell in einen Hochlauf zu kommen, bedeutet aber konkret, dass von diesen Anlagen kein realer Anreiz zum Zubau an erneuerbarer Energie zu erwarten ist. Ob sich dies als hemmender Faktor für den Ausbau des erneuerbaren Stroms herausstellt, ist schwer einzuschätzen. Jedenfalls entfällt hier ein positiver Anreiz für den Zubau von EE-Anlagen. Der BDEW sieht umgekehrt eher den Wasserstoffhochlauf gebremst durch die Einschränkungen für den EE-Strom, die eine Auslastung von Elektrolyseanlagen einengen (v.a. die zeitliche Korrelation) und begrüßt die Übergangsfristen.[50] Damit deutet sich ein Zielkonflikt an, was eine unterschiedliche Priorisierung der Hochläufe von Wasserstoff und EE-Strom betrifft. Wobei sich dieser Konflikt im Grunde nur in eine Richtung auswirkt, denn ein zügiger Hochlauf von EE-Strom erleichtert in allen Fällen die Erfüllung der Grünstromkriterien für Wasserstoff. Die dena erwartet durch den Wasserstoffhochlauf einen deutlichen Nachfrageimpuls nach erneuerbarem Strom und PPAs, deren Preise zuletzt gesunken sind.[51] Ob sich jedoch beides wechselseitig begünstigt, hängt auch nach dena von zahlreichen Faktoren ab,

[50] https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/wasserstoffhochlauf-nicht-ausbremsen-bevor-er-ueberhaupt-fahrt-aufnimmt/

[51] https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/PPA-Marktanalyse_Deutschland_2023.pdf

u.a. dem Risiko der Kannibalisierung von EE-Strom: Wie viele EE-Anlagen gebaut werden, bestimmt mit, welchen Wert man für den Strom aus einer einzelnen EE-Anlage prognostiziert.

Wie sich die Anforderungen auf die Entwicklung des Zubaus von EE-Anlagen und folglich die Preise von Stromlieferverträgen auswirkt, lässt sich somit nicht eindeutig vorhersagen und muss am eintretenden Marktgeschehen bewertet werden.

Auf der anderen Seite könnte die Anzahl an Anlagen, für die das gelten würde, überschaubar bleiben, da diese per heute binnen vier Jahren in Betrieb genommen werden müssen. Dies dürfte angesichts der Planungs-, Genehmigungs- und Errichtungszeit bis zum Ablauf der Übergangsfrist nur durch bereits begonnene Projekte zu erreichen sein.[52] Wird jedoch das Ziel der Nationalen Wasserstoffstrategie (BMWi 2020) mit 10 GW Elektrolysekapazität in 2030 erreicht, dann bestünde ein hohes Potenzial an Anlagenkapazität, die unter diese Ausnahmeregelung fallen kann. Dass dieser schnelle Hochlauf gelingen kann, zeigt der Elektrolyse-Kompass der acatech und DECHEMA[53], wonach in Deutschland bis 2030 eine Elektrolysekapazität von 13,4 GW angekündigt wird. Das Ziel der NWS würde damit sogar um 3,4 GW übertroffen. Die Ausnahmeregelung zieht den Rahmen bis Ende 2027 nochmals deutlich enger.

Die etwas über zwei Jahre zurückliegenden Modellrechnungen des Nationalen Wasserstoffrats (NWR) gingen noch von einem erheblich langsameren Anstieg aus (Nationaler Wasserstoffrat 2023), wonach der Anstieg der Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse überhaupt erst mit dem Jahr 2027 sichtbar werden sollte.

Noch in einer Stellungnahme von Juni 2024 äußerte der (Nationaler Wasserstoffrat 2024b) die Gefahr der Verfehlung der Hochlaufziele. Als Ursachen dafür sieht der NWR:

- Verzögerungen bei den Important Projects of Common European Interest (IPCEI),
- herunterdimensionierte Ausschreibungen für den Wasserstoffeinsatz in den im Rahmen der Kraftwerksstrategie flankierten Stromerzeugungsanlagen,
- gestrichene Mittel für Wasserstoff sowohl bei Mobilitätsanwendungen als auch im Bereich der Wasserstoff-Tankstelleninfrastruktur,
- Erosion (zumindest temporär) der Nachfrage nach Wasserstoff und Wasserstoffderivaten im Rahmen der THG-Minderungsquote durch den offensichtlich auf betrügerische Aktivitäten im Nicht-EU-Ausland zurückzuführenden Preisverfall für THG-Quoten-zertifikate.

Dennoch sieht der NWR weiterhin ein Nachfragepotenzial für Wasserstoff und Derivate zwischen 94–125 TWh im Jahr 2030 und 620–1.288 TWh im Jahr 2045 (Nationaler Wasserstoffrat 2024a).

Die Mengen ausgehend von strategischen Zielen, Quotenpflichten und Prognosen laufen deutlich auseinander

Bei diesen Nachfragepotenzialen stellt sich die Frage, wie sich diese Mengen gegenüber z. B. den Quotenpflichten der RED III verhalten. Vergleicht man die Zahlen, so passen insbesondere die strategischen Ziele und Quoten nicht mit dem tatsächlichen Hochlauf zusammen. Dieser ist deutlich langsamer als in der NWS geplant. Insgesamt errechnen sich folgende unterschiedliche Mengen:

[52] Ob oder wie sich das Planungsbeschleunigungsgesetz hier effektiv beschleunigend auswirken wird, kann hier nicht eingeschätzt werden.

[53] https://www.wasserstoff-kompass.de/elektrolyse-monitor

- Die in Artikel 22a (1) geforderten 42 % an RFNBO zur Substitution von Wasserstoff für Endenergiezwecke und nichtenergetische Zwecke[54] im Industriesektor in 2030 entsprechen 17,8 TWh Wasserstoff.[55]
- Das in Artikel 25 (1) b für den Verkehrsbereich geforderte 1 % am Endenergieverbrauch errechnet sich bei 532,8 TWh in 2030 nach den Projektionsdaten unter der Koordination des Umweltbundesamts[56] auf 5,33 TWh.[57]
- In der Summe verlangt die RED III für die deutschen Sektoren der Industrie und des Verkehrs zur Erfüllung der Quoten mindestens 23,15 TWh. Das NWS-Ziel liegt bei mehr als dem Doppelten. Es beinhaltet allerdings auch die Energiewirtschaft mit der Rückverstromung von Wasserstoff.

Interessant ist dabei der Vergleich der 4,72 TWh Elektrolyse-Wasserstoff in 2027 mit den 6,39 TWh RFNBO im Verkehr gemäß RED III-Quotenpflicht. Daraus ließe sich der Schluss ableiten, dass ein Großteil dieser RFNBOs unter die Ausnahmeregelung fallen wird und nicht mit zusätzlichem erneuerbarem Strom produziert werden muss.

TextBox 3: Hochlauf Elektrolyse - RFNBO - Erneuerbarer-Strom

Warum strombasierter Wasserstoff als eine der wichtigsten Techniken der Sektorkopplung ein Schlüssel der Energiewende ist. Grünem Wasserstoff wird eine **Schlüsselrolle** im zukünftigen dekarbonisierten Energiesystem zugeschrieben. Dies begründet sich mit seinen vielfältigen Möglichkeiten was eine Nutzung in unterschiedlichen Anwendungen aber auch Aspekte der Kopplung zwischen Sektoren betrifft. Er wird auf Basis von Wasser und erneuerbarem Strom per Elektrolyse bereitgestellt und stellt somit zunächst einen variabel nutzbaren, transportfähigen Speicher des eingesetzten erneuerbaren Stroms dar. Die Nutzung kann erfolgen durch Rückverstromung, durch Verwendung direkt als Treibstoff, als Ausgangsprodukt für entsprechende Derivate oder auch als Einsatzstoff in industriellen Prozessen oder als Grundstoff der Chemie.

Ein zügiger Hochlauf der Produktion von Grünem Wasserstoff ist gleichbedeutend mit einem verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien. Er erzeugt damit zusätzliche Förderanreize für diesen notwendigen Ausbau. Die Förderung muss daher den Fokus auf die strombasierte Produktion per Elektrolyse setzen und nicht auf Wasserstoff generell. Andererseits muss auch schon heute Wasserstoff als solcher für die Anwender*Innen bereitgestellt werden, damit der Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft in Fahrt kommt. Kurzfristige Ausnahmeregeln für die Verwendung von Wasserstoff, der nicht alle RFNBO-Kriterien ad hoc erfüllt, sind daher nicht völlig abzulehnen. Allerdings muss der Weg Richtung strombasiert klaren Vorrang haben. Problematisch sind daher Wasserstoffpfade, die fossile Lock-in-Effekte bewirken und aufgrund von erheblichen Investitionen (z.B. CCS für „Blauen Wasserstoff“), die bei der Förderung von Elektrolyse fehlen oder massiven Effizienzverlusten bei knappen Rohstoffverfügbarkeiten (z.B. Dampfreformierung von Biomethan) nicht als nachhaltig zu erachten sind.

[54] Nach derzeitiger Praxis spielt Wasserstoff, d.h. insbesondere der „graue“ Wasserstoff, keine (direkte) Rolle für Endenergiezwecke; als „indirekt“ wären z.B. Hydrierprozesse in Raffinerien für die Kraftstoffproduktion zu verstehen; die Regelung in Artikel 22a fasst sinnvollerweise alle industrielle Wasserstoffnutzungen zusammen, da für eine Differenzierung sonst weiterer Definitions- und Abgrenzungsbedarf erfordern würde.

[55] Bei angenommenen 42,3 TWh Wasserstoffbedarf seitens der Industrie nach den Daten in Abbildung 1 des Berichts vom (Nationaler Wasserstoffrat 2023).

[56] https://www.umweltbundesamt.de/dokument/datentabelle-zu-den-treibhausgas-projektionen-2025

[57] Die Schätzung von 2300 PJ bzw. 639 TWh Endenergieverbrauch des Verkehrs in 2030 bezieht sich auf den Projektionsbericht von 2023 (UBA 2023)

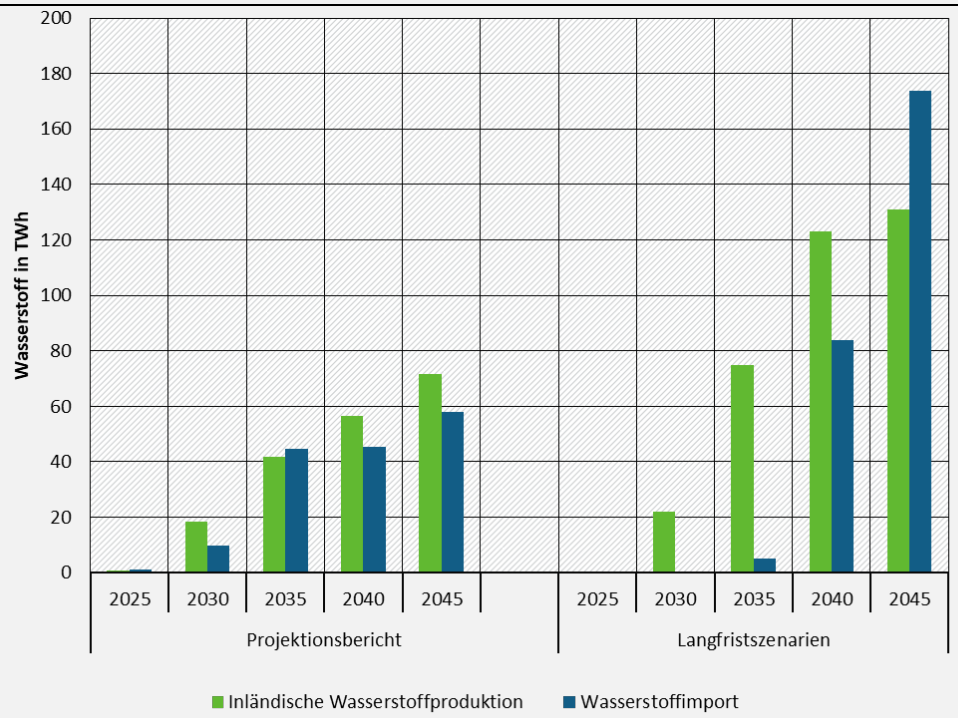
Welche Mengen werden zukünftig benötigt – zum einen nach Szenarien, zum anderen nach den Quoten der RED III?

Ein Blick in die aktuellen Zahlen zur Produktion von Grünem Wasserstoff ist schließlich ernüchternd. Im Jahre 2025 liegen keine nennenswerten Kapazitäten vor, wie auch Abbildung 2 zeigt. Wie sich das Angebot von Grünem Wasserstoff in Deutschland entwickeln soll, zeigen verschiedene Prognosen. Genannt seien dabei in erster Linie der Projektionsbericht[58] sowie die Langfristszenarien[59].

Der Projektionsbericht 2025 des Umweltbundesamts stellt ein exploratives Szenario dar, welches abschätzt, was mit den aktuell beschlossenen Instrumenten (Gesetzen, Fördermaßnahmen, Ordnungsrecht) bei Erzeugung und Nachfrage erreichbar ist. Danach wird erwartet, dass bis 2050 87 TWh in Deutschland produziert werden. Die Nachfrage liegt mit 128 TWh in 2050 jedoch deutlich höher und erfordert entsprechend hohe Importe zur Deckung der Lücke.

Die Langfristszenarien stellen dagegen Zielszenarien dar, die die Erreichung von politisch gesetzten Zielen (z.B. das Klimaschutzgesetz) voraussetzen, wobei die Transformation des Energiesystem jedoch unter volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten optimiert werden. Im Ergebnis gehen die Orientierungsszenarien von deutlich höheren Bedarfen aus: Inländische Produktion bis max. 131 TWh (Strom-SZ O45) bzw. 188 TWh (H2-SZ O45) in 2045. Daraus wird deutlich, dass sogar im Stromszenario der Bedarf an H2 deutlich höher ausfällt als im Projektionsbericht. In Abbildung 2 ist der Hochlauf nach dem Projektionsbericht dargestellt.

Abbildung 2: Prognostizierter Hochlauf der inländischen Wasserstoffproduktion und Wasserstoffimporten nach Projektionsbericht.



Quelle: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/dokumente/projektionen-2025-datentabelle.xlsx

[58] https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/dokumente/projektionen-2025-datentabelle.xlsx

[59] https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/open-view/64604/ce2d6d1ce86dbfbc70c0ddc532b1f1df

Die Nachfrage nach RFNBO durch die Quoten der RED III im Verkehr lassen folgende Bedarfe errechnen: Aus der kombinierten Quote mit fortschrittlichen Biokraftstoffen von 5,5 % am Endenergieverbrauch des Verkehrs in 2030 wird hier der Mindestsatz von 1 % für RFNBO angenommen, woraus sich ohne Multiplikatoren je nach Szenario (LFS, Projektionsbericht, TREMOD) Bedarfe im Bereich um die 5 bis 5,5 TWh ergeben. Deutlich höher sind die projizierten Gesamtbedarfe der Zielszenarien, die übergreifend für alle Sektoren die Erfüllung von Klimaschutzzielen nach Klimaschutzgesetz (KSG) vorgeben.

Was braucht es für einen Hochlauf?

Die aktuell zu beobachtende Investitionsneigung erscheint sehr gedämpft. Der Hochlauf zeichnet sich bislang nicht ab. Dies hat zum einen damit zu tun, dass höhere Investitionskosten bei der tatsächlichen Realisierung von großtechnischen Elektrolyseuren zu höheren Wasserstoffpreisen führen, als im Vorfeld geschätzt (BCG 2023). Angesichts dieser Kostenlage ist die Planungssicherheit für potentiell H_2 nachfragende Unternehmen nicht gegeben. Folgende Elemente sind daher notwendig:

- Es bedarf hier weiterer expliziter Vorgaben durch den Gesetzgeber bei der Umsetzung der RED III-Vorgaben in deutsches Recht. Insbesondere sind die indikativen Industrieziele für Wasserstoff 2030 und 2035 noch nicht umgesetzt.
- Essenziell für alle Investoren ist die Planungssicherheit, weswegen es weiterer staatlicher Förderung der Abnahme von Wasserstoff und eines klaren Fahrplans bedarf, wie es bereits mit den grünen Leitmärkten für klimafreundliche Grundstoffe (BMWK 2024) sowie der Quoten (hier ist v.a. die RefuelEUAviation[60] zu nennen) erfolgt,
- Der Ausbau des Wasserstoffkernnetzes[61] ist die infrastrukturelle Voraussetzung für eine liquide Wasserstoffwirtschaft . Das trifft im europäischen Maßstab für den European Hydrogen Backbone zu, dessen Konzeption und Ausbau zögerlich voranschreitet.
- Mit dem Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWSG) können zusätzliche Abnahmemengen von Wasserstoff durch die Ausschreibung von wasserstofffähigen Gaskraftwerken gesichert werden. Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie ist es jedoch wenig wahrscheinlich, dass diese Kraftwerke deutlich vor dem Jahr 2040 mit Wasserstoff versorgt werden sollen.
- Die weitere Verstromung von fossilen Energieträgern wirkt sich hemmend auf den Ausbau von Erneuerbarem Strom aus. Der Ausstieg nicht nur aus der Kohleverstromung muss daher beschleunigt werden. Diskussionen zur Verschiebung von Zielen zur Treibhausgasneutralität Deutschlands sind hierfür kontraproduktiv und senken die Bereitschaft zur Investition gerade auch in den Wasserstoffhochlauf.

Die entscheidende Grundbedingung stellt das Bekenntnis zum strombasierten Wasserstoff dar. Bleibt weiter offen, welche Produktionsweise von Wasserstoff dem Hochlauf dienen soll, wird sich die Planungssicherheit für Investitionen in Elektrolyse nicht erhöhen. Weniger kritisch wird dabei ein zeitlicher Aufschub für die konkreten Anforderungen an RFNBO nach RED III und den Delegierten Verordnungen gesehen.

[60] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023R2405

[61] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/start.html

Reichen die Anforderungen aus, um Zusätzlichkeit, Zeitgleichheit und Regionalität im Sinne einer nachhaltigen Integration und Entwicklung von strombasiertem Wasserstoff zu gewährleisten?

Was die Regionalität betrifft, kommt der Definition der Gebotszone wesentliche Bedeutung zu. Sie bezeichnet das „größte geografische Gebiet, in dem Marktteilnehmer ohne Kapazitätsvergabe Energie austauschen können".[62] Das entspricht in der EU mit wenigen Ausnahmen den Staatsgrenzen, inklusive der verbundenen Offshore-Anlagen. Es stellt sich die Frage, ob diese Anforderung in der Praxis erfüllt und nachgewiesen werden kann, wenn die Elektrolyse-Anlage im Süden Deutschlands mit Offshore-Windenergie aus der Nordsee versorgt sein soll. Dies bedarf genauerer Analysen und kann an dieser Stelle nicht ausreichend sicher beantwortet werden. Diese zusätzliche Übertragungsleistung muss in diesem Fall durch das Stromnetz gewährleistet werden.

Insbesondere bleibt die Umsetzung in Ländern außerhalb der EU unklar. Solange es sich dort um Konstellationen mit direkter Verbindung und ohne Netzanschluss handelt, ist die Sachlage unstrittig. Sobald aber Strom aus dem Netz genutzt wird, dürfte es schwer sein, die Bedingungen z. B. zur zeitlichen Korrelation nachweisen zu können. Insgesamt sind die Anforderungen sehr technisch und komplex. Positiv ist hervorzuheben, dass die detaillierten Anforderungen eine genaue Prozessbetrachtung verlangen. Fraglich bleibt allerdings die Überwachung der Einhaltung, da dies für jeden einzelnen Prozess jeder Erzeugungsanlage detailliert zu betrachten und die Betriebsweise nachzuvollziehen ist. Ein konsequenter Vollzug stellt einen erheblichen Aufwand dar, der aufgrund des globalen Handels zudem erschwert wird. Im Übrigen bringt die Übertragung einer Überprüfung an internationale Zertifizierungssysteme ähnliche Probleme wie bei den Biokraftstoffen mit sich.

Inkonsistenz bezüglich der Restriktion für Strom aus Biomasse und Strom aus nicht erneuerbaren Quellen.

Folgende Punkte seien hier angemerkt:

- Zunächst ist nicht klar ersichtlich, ob die Anforderungen bezüglich *vollständiger Erneuerbarkeit* nur für den Strom des Elektrolyseurs (also die Wasserstofferzeugung) aus den Artikeln 3 bis 7 der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 gelten oder für die komplette Produktion eines strombasierten Kraftstoffs. Zwar stellt die (EU Kommission 2024) klar, dass die THG-Bilanz über die ganze Verarbeitungskette gerechnet werden muss. Ob jedoch der Nachweis von zusätzlichem erneuerbarem Strom auch für den Strom von Nebenprozessen (z. B. Meerwasserentsalzung) gilt, ist nur in den Fragen und Antworten der Kommission spezifiziert (EU Kommission 2024).

In Artikel 4 (1) und (2) wird diese Regelung zu einer strikten Erfüllung *vollständiger Erneuerbarkeit* gelockert. Sie geben die Möglichkeit, das Kriterium der Erneuerbarkeit zu erfüllen, indem der in einer Gebotszone produzierte Strom eine niedrige CO_2-Intensität aufweist (<18 g CO_2eq/MJ). Dies bevorzugt Länder mit hohem Anteil an Kernenergie. Gleiches gilt, wenn der EE-Stromanteil im Netz einer Gebotszone >90 % innerhalb eines Kalenderjahres beträgt (Artikel 4 (1)). Dazu kommt, dass diese Schwellenwerte einmalig im Jahr vor Inbetriebnahme erreicht werden müssen und dann für fünf Jahre als erfüllt gelten.

- Damit werden nicht unerhebliche Mengen an nicht erneuerbarem Strom als Quelle für RFNBO zugelassen. Im Übrigen zeigen die Beispielrechnungen, dass ein Strom mit spezifischen THG-Emissionen von 18 g CO_2eq/MJ zu erheblicher Unterschreitung des Einsparkriteriums von 70 % führt. Die Regelung weist hier erhebliche Inkonsistenz auf.

[62] Verordnung (EU) 2019/943; Artikel 2 Nr. 65; https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943

- Hinzu kommt, dass beide Anforderungen – der Emissionsschwellenwert von 18 g CO_2eq/MJ sowie der 90 %-Anteil an erneuerbarem Strom die Biomasse nicht ausschließen. Während also nach Artikel 2 Nr. 3 im Einklang mit der RFNBO-Definition der RED III Stromerzeugung aus Biomasse von den Anlagen zur Erzeugung Erneuerbaren Stroms ausgenommen ist, ist dies zumindest nicht explizit der Fall für die 90 %-EE-Strom nach Artikel 4 (1). In jedem Fall trägt Biomasse im Strommix zu einem niedrigen THG-Emissionswert bei, da aus der Biomasseverbrennung keine CO_2-Emissionen anzurechnen sind -– wie mit den Standardwerten in Tabelle 2 in Anhang Teil B zur Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 bestätigt wird.
- Schlussendlich ist hier anzumerken, dass viele Nachweise sich nur ex-Post erbringen lassen. Dies wirft Fragen für die konkrete Umsetzung und insbesondere die Lenkungswirkung der Regelung auf.

Fehlen einheitlicher Anforderungen zur THG-Minderung für Wasserstoff/RFNBO in unterschiedlichen Anwendungen und eindeutige Regeln für die THG-Berechnungen

Grundsätzlich zu den Regeln für die THG-Emissionsberechnung nach Delegierter Verordnung (EU) 2023/1185 Anhang Teil A zeichnet sich eine vergleichbare Lage ab, wie sie mit Anhang V Teil C der ersten RED für Biokraftstoffe bestand: Trotz relativ umfassender Festlegungen ist die konkrete THG-Bilanzierung mit Fragen verbunden, die sich im Verordnungstext nicht völlig abdecken lassen. Dies motiviert Akteure (insbesondere Zertifizierer) bei den Berechnungen nach allen Möglichkeiten geringste Werte zu erzielen, gerade auch bei Anreizsetzung durch eine THG-Minderungsquote. Ob diese Berechnungen den tatsächlichen Gegebenheiten entsprechen oder nur den Rechtsrahmen legitim ausschöpfen ist dabei durch die bestehenden Kontrollmechanismen schwer zu erkennen.

Mit dem neuen Artikel 22a „*Mainstreaming renewable energy in industry*“ in der **RED III** werden die Mitgliedsstaaten dazu verpflichtet, auch für die Industrie Quoten für die Nutzung von RFNBO zum Ersatz von fossilem Wasserstoff einzuführen. Auch wenn in dem Artikel einmal der Begriff der RFNBO verwendet wird, ist nicht erkennbar, ob die Anforderungen an RFNBO, wie sie für die im Verkehr eingesetzten Kraftstoffe aufgestellt worden sind, auch für die Nutzung von anrechenbarem Wasserstoff für die Quoten in Artikel 22a gelten. Allerdings lautet der Artikel 27 „*Calculation rules in the transport sector and with regard to renewable fuels of non-biological origin* **regardless of their end use**“. Der Begriff „fuels“ wird im Deutschen mit Kraftstoff übersetzt, es ist aber anzunehmen, dass angesichts des „regardless…“ Brennstoffe zu verstehen sind. Es wird jedoch nicht völlig klar, ob für „fuels“ ein „*origin regardless of their end use“* auch die nicht-energetische Endnutzung zu verstehen ist. Wäre dies nicht der Fall, muss das als zu klärender Aspekt in der RED III bemängelt werden. Es wäre nicht verständlich, wenn für energetische und nicht-energetische Nutzungen unterschiedliche Nachhaltigkeitsanforderungen an ein und dasselbe RFNBO gestellt würden.

Mit der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 wurde inzwischen eine Vereinheitlichung des Anwendungsbereichs umgesetzt. Bereits aus dem geänderten Titel der Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 wird die Erweiterung des Geltungsbereichs auch auf Brennstoffe und damit alle Energieträger deutlich: Der Begriff „flüssige oder gasförmige erneuerbare **Kraftstoffe** nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr“ wird in der delegierten Verordnung 2023/1184 durch den Begriff „erneuerbare **Kraft- oder Brennstoffe** nicht biogenen Ursprungs“ ersetzt. Auch hier gilt, dass die begriffliche Erweiterung auch für Wasserstoffeinsatz zu **nicht-energetischen Zwecken in der Industrie gelten** sollte– zumindest nach den Erwägungsgründen in der Delegierten Verordnung (EU) 2024/1408. Im Text der Artikel wird dies nicht deutlich.

Fehlen von Nachhaltigkeitskriterien jenseits der Erneuerbarkeit bzw. der THG-Einsparung

Eine effektive Fehlstelle der RED II und weiterhin auch der RED III ist die Beschränkung auf das Kriterium der THG-Einsparung. Dabei sind die Kriterien der RED, die für Bioenergie gelten, durchaus auch übertragbar auf PtGLS. So ist nicht nachzuvollziehen, warum für Flächen, die für die Stromerzeugung (z.B. großflächige Solarkraftwerke) benötigt werden, nicht ebenso Kriterien geltend gemacht werden, wie sie nach RED Artikel 29 (2) für Bioenergie gelten. Das betrifft zum Beispiel die Umwandlung von Wäldern, kohlenstoffreichen Flächen oder insgesamt Flächen von hohem Naturschutzwert.

Bezüglich weiterer Aspekte von Nachhaltigkeit – und darunter auch solche, die spezifischer für PtGLS-Produktion wünschenswert wären – weisen die Regeln massive Leerstellen auf. So ist gerade der enorm hohe Strombedarf aber auch der Wasserbedarf in Produktionsgebieten mit Wasserknappheit, ein potenziell erheblicher Konfliktpunkt für RFNBO-Anlagen und das nicht nur in Ländern außerhalb der EU. Allerdings muss eingeräumt werden, dass in der RED auch für Bioenergie bisher keine Kriterien durchgesetzt werden konnten, die sich über die THG-Minderung und bestimmte Restriktionen zur Landnutzungsänderung für den Biomasseanbau hinausbewegen. Und dies obwohl es seit 2017 eine ISO-Norm zu Nachhaltigkeitskriterien für Bioenergie (ISO 13065:2015) gibt die ein deutlich angemesseneres Spektrum relevanter Nachhaltigkeitskriterien aufweist.

Auch für die Produktion von (grünem) Wasserstoff liegen ambitionierte Ansätze vor, an dem sich gesetzliche Regelungen stärker ausrichten sollten. (Altmann et al. 2022) haben Nachhaltigkeitskriterien für PtX erarbeitet und zwar gestuft für eine kurzfristige Umsetzung (quasi als „Silber-Standard“) und eine langfristige Umsetzung mit sehr anspruchsvollen Kriterien (quasi als „Gold-Standard“). Eine wesentliche Grundlage dafür bietet der „fairfuel-Standard“ (atmosfair 2021), ergänzt durch ein paar weitere Aspekte. Tabelle 4 in Anhang A.2 fasst die vorgeschlagenen Anforderungen von (Altmann et al. 2022) zusammen. Sie beinhalten neben Kriterien zur Erneuerbarkeit und Zusätzlichkeit des Stroms, zu Quellen für CO_2 und THG-Minderung auch solche für:

- Ressourceneffizienz
- Wasserverfügbarkeit
- Landnutzung und Landnutzungsänderung mit Schwerpunkt auf den Schutz von High nature value Flächen (HNV nach IUCN) sowie
- Soziale Kriterien zur Verhinderung negativer Effekte („do no harm“) sowie zur Förderung positiver Effekte

Eine weitere relevante Referenz für sozialbezogene Nachhaltigkeitsanforderungen in Lieferketten stellt das auf dem „Ruggie-Framework“ beruhende Konzept der menschenrechtlichen und umweltbezogenen Sorgfaltspflichten dar (United Nations Human Rights 2011). Dieses Rahmenwerk ist vor allem in den Standards und Richtlinien der OECD verankert und beschrieben[63]. Diese sind zusammen mit den UN Guiding Principles for Business and Human Rights (UNGP) das normative Rückgrat der neuen Lieferkettenregulierungen (LKSG)[64]. Sie können durch ihren flexiblen, risikobasierten und auf kontinuierliche Verbesserung, Kooperation und Engagement zur Verbesserung der Situation in den Produktionsländern ausgerichteten Ansatz harte Mindestanforderungen für Importgüter, wie

[63] https://mneguidelines.oecd.org//

[64] https://www.gesetze-im-internet.de/lksg/

sie hier diskutiert wurden, sinnvoll ergänzen, sowohl in Bezug auf den Schutz der Umwelt- als auch auf die Wahrung der Menschenrechte.

Die Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate (Bundesregierung 2024) fordert „ambitionierte wie praktikable Nachhaltigkeitsstandards für die gehandelten Wasserstoffprodukte“, die „im gleichberechtigten Dialog mit internationalen Partnern vereinbart, weiterentwickelt und weltweit eingehalten werden“ sollen. Zu ihren Ziel- und Wirkungsdimensionen zählt die Importstrategie auch die Entwicklungspolitik im Rahmen derer eine „sozial gerechte und nachhaltig Energiewende in Entwicklungsländern vorangetrieben“ werden soll. Mit der Importstrategie will die Bundesregierung im Sinne der SDGs ganzheitliche Kooperationsangebote unterbreiten, um

- die Wertschöpfung in Partnerländern der Entwicklungszusammenarbeit zu steigern und zur Verbesserung der Lebensbedingungen vor Ort beizutragen (einschließlich des Zugangs zu Energie und Trinkwasser).
- die Etablierung, Einhaltung und bei Bedarf Weiterentwicklung und Harmonisierung von gemeinsamen, ambitionierten und praktikablen Nachhaltigkeitsstandards und -kriterien (z. B. bzgl. Energie- und Wasserverbrauch, Rechte indigener Völker, Landnutzung, Ressourceneinsatz, Arbeitssicherheit, lokale Teilhabe) zu unterstützen.

Es sei betont, dass diese strategischen Ziele bisher an keiner Stelle rechtssicher verankert sind. Allerdings nimmt die Importstrategie direkt Bezug auf die RED III als maßgeblichen europäischen Rechtsrahmen für „klimaschutzbezogene Anforderungen“ und „ambitionierte wie praktikable Nachhaltigkeitsstandards“ für Wasserstoff und seine Derivate. Sie beschreibt diesen Rechtsrahmen neben anderen Regelwerken (z.B. Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktrichtlinie) als Voraussetzung für einen verlässlichen internationalen Markthochlauf.

Fehlende Fortschreibung der THG-Einsparung über das Minderungsziel von 70 % hinaus

Ein weiterer wesentlicher Kritikpunkt ist das in der RED vorgeschriebene, aber gleichbleibende THG-Minderungskriterium von mindestens 70 %. Dieses gilt auch für Biokraftstoffe und low carbon fuels. Allerdings wird es im Zeitverlauf Richtung angestrebter Treibhausgasneutralität nicht verschärft. Während eine THG-Minderung um 70 % für das Erreichen von Zwischenzielen (2030, 2035) noch einigermaßen konsistent ist, wird es im weiteren Zeitverlauf Richtung 2045 (angestrebte Treibhausgasneutralität in Deutschland) bzw. 2050 (Treibhausgasneutralität in EU) hinderlich sein, denn dann werden 70 % Minderung zu wenig sein. Es ist zwar anzunehmen, dass durch den Ausbau der erneuerbaren Energien nach 2040 genügend EE-Strom im Europäischen Netz vorhanden ist und dadurch die THG-Minderung durch RFNBO größer als 70 % sein wird. Es wäre allerdings konsequenter, eine allmählich ansteigende verpflichtende THG-Minderung für alle Energieträger gleichermaßen festzuschreiben.

5 Schlussfolgerungen

Die RED III und die Delegierten Verordnungen zur RED II, die sich auf RFNBO beziehen, stellen komplexe Anforderungen an die Erfüllung der Erneuerbarkeit des Stroms für die Elektrolyse sowie für die Berechnung der THG-Intensität und somit der Emissionsminderung. Trotz dieser Anforderung lassen sich wie im vorangehenden Kapitel zusammengestellt eine Reihe von Fehlstellen identifizieren. Als große Fehlstelle ist das Fehlen von über die Erneuerbarkeit und THG-Emissionsminderung hinausgehenden Nachhaltigkeitskriterien zu werten. Hierzu gibt es Vorschläge und zur Orientierung auch internationale Normen, wenngleich sich diese bislang auf Bioenergie beziehen.

Angesichts der Konzentration der Anforderungen, die die RED III an RFNBO bezüglich Klimaschutz setzt, stellt sich die Frage, wieweit diese Anforderungen auch dem Klimaschutz dienen. Hierbei ist kritisch zu werten, dass zur Förderung eines schnellen Hochlaufs für RFNBOs für frühe Investitionen erhebliche Erleichterungen eingeräumt werden, was die Verpflichtung zu erneuerbarem Strom betrifft. Wie viel der erzeugten Kapazitäten letztlich davon profitieren und letztlich mit „normalem“ Netzstrom bis zum Jahr 2035 betrieben werden, ist schwer abzuschätzen. Es könnten für Deutschland aber Mengen in der Größenordnung unter diese Ausnahmeregelung fallen, wie sie die RFNBO-Mindestquote für den Verkehr nach RED III einfordert. Für die Steigerung des EE-Anteils am Strommix und für die Elektrifizierung der Nachfragesektoren wäre dies vermutlich nicht förderlich.

Nicht im Sinne nachhaltiger Ziele sowie im Widerspruch zu den Anforderungen der RED III ist die Unklarheit über den Ausschluss von Strom aus Biomasse, wenn es um Erfüllung der Kriterien für als erneuerbar anzurechnenden Netzstrom geht. Ein Land mit überwiegend Biomasse im allgemeinen Netzstrom (ob Energieholz oder Biogas) könnte damit die Erfüllungsoption von 90 % EE-Strom, in jedem Fall aber den THG-Schwellenwert von 18 g CO_2-Äq pro MJ unterschreiten, da biogenes CO_2 schließlich mit Null angerechnet wird. Anhand der Beispielrechnungen wurde gezeigt, dass mit diesem Schwellenwert das Erfüllungskriterium von 70 % Einsparung gegenüber dem fossilen Vergleichswert nicht erreicht werden kann. Bislang unterschreiten nur sehr wenige Gebotszonen in Europa diesen Schwellenwert[65]. Dieses Missverhältnis ist dennoch problematisch, da das Gebotszonenprinzip auch für die RFNBO-Produktion außerhalb der EU gilt.

Überhaupt stellen sich für von außerhalb der EU importierte RFNBO, weitere Fragen. Die Anwendbarkeit der Kriterien außerhalb der EU wird nur die Praxis zeigen können. Vor allem aber wird hier deutlich, dass das Kriterium THG-Minderung dank erneuerbarem Strom für die Bewertung der Nachhaltigkeit nicht ausreicht. Vorschläge zu weiteren Kriterien liegen vor. Diese gilt es auch normativ durchzusetzen.

Angesichts der identifizierten Lücken steht die Frage, ob die Anforderungen der RED III auch für nicht-energetische Nutzungen von Wasserstoff und Derivaten wie z.B. in der chemischen Industrie geeignet sind, unter Vorbehalt. Grundsätzlich zeigt aber die Praxis, dass es für die Nachhaltigkeitsbewertung der Produktionskette nicht ausschlaggebend ist, in welchem Nutzungsbereich die Produkte eingesetzt werden. Was die konkrete Berechnung der THG-Einsparung betrifft, so muss zum einen die in der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 die Berechnungsformel überdacht werden, die aktuell nur auf Nutzung als Kraftstoff ausgerichtet ist. Entfällt eine direkte Verbrennung, dann wäre der Term e_u in seiner jetzigen Definition obsolet. Er müsste auf andere Formen des Lebenswegendes erweitert werden. Außerdem

[65] Nach den Werten in der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 Anhang Teil C nur Schweden.

müssen bei verschiedenen Anwendungen die Komparatoren spezifisch festgelegt werden. Dies sollte bei der Aktualisierung der Delegierten Verordnung berücksichtigt werden.

6 Quellenverzeichnis

Altmann, M.; Schmidt, P.; Krenn, P.; Astono, Y. S.; Fehrenbach, H.; Abdalla, N. J. (2022): Entwicklung von Ptx-Nachhaltigkeitsstandards und -Indikatoren. PtX-Lab. https://ptxlablausitz.de/fileadmin/ptx/Dateien/Ptx_Nachhaltigkeit_Abschlussbericht_bf.pdf (18.01.2023).

atmosfair (2021): atmosfair fairfuel-Standard - Gütesiegel für grünes, synthetisches Kerosin. https://www.atmosfair.de/wp-content/uploads/atmosfair-fairfuel-standard-30092021.pdf (19.10.2023).

BCG (2023): Turning the European Green Hydrogen Dream into Reality: A Call to Action. https://media-publications.bcg.com/Turning-the-European-Green-H2-Dream-into-Reality.pdf.

BDEW (2023): Ein langfristiges Marktdesign für Deutschland. Diskussionspapier, https://www.bdew.de/media/documents/B-Finanzierung_EE.pdf.

Beaucamp, L.; Stubenberg, R.; Schreck, S. (2026): Kriterienentwicklung für die nachhaltige Bereitstellung von PtGLS-Produkten. TEXTE Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau. https://doi.org/10.60810/openumwelt-8248.

BMWi (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20 (11.11.2021).

BMWK (2024): Leitmärkte für klimafreundliche Grundstoffe. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/leitmaerkte-fuer-klimafreundliche-grundstoffe.html.

Bundesregierung (2024): Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate. BMWK. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/importstrategie-wasserstoff.pdf?__blob=publicationFile&v=18.

EU Kommission (2024): Q&A - Implementation of hydrogen delegated acts. Brüssel. https://energy.ec.europa.eu/document/download/21fb4725-7b32-4264-9f36-96cd54cff148_en?filename=2024%2003%2014%20Document%20on%20Certification.pdf (07.11.2024).

European Commission (2024): Q&A implementation of hydrogen delegated acts. https://circabc.europa.eu/ui/group/8f5f9424-a7ef-4dbf-b914-1af1d12ff5d2/library/ca8efd4d-cb44-4aec-914d-3d95f95ea293/details.

Fehrenbach, H.; Pehnt, D. M.; Lambrecht, U.; Fröhlich, D. T.; Liebich, A.; Münter, D. (2021): Kriterien für die Herstellung von nachhaltigem PtL für den Flugverkehr. Studie im Auftrag der atmosfair gGmbH Heidelberg. https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/ifeu_Bericht_Atmosfair_PtL_Kriterien_2021.pdf.

Franken, M.; Attlmayr, D.; Hentschel, J. (2023): Auswirkungen subnationaler Preisgebotszonen – am Beispiel Nordeuropas. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-XX_DE_Nordic_Power_Markets/THEMA-Report_SubnationaleGebotszonen_Nordics_Agora_Energiewende.pdf.

Fröhlich, T.; Liebich, A.; Ludmann, S.; Münter, D.; Rosental, M.; Wingenbach, C. (2026): Klima- und Umwelteffekte der Herstellung von PtGLS-Produkten und technische Maßnahmen zur Minderung. TEXTE Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau. https://doi.org/10.60810/openumwelt-8171.

Frömel, M.; Sensfuß, Dr. F.; Lux, Dr. B.; Deac, Dr. G.; Männer, W.; Luderer, Dr. C. (2024): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Treibhausgasneutrale Orientierungsszenarien, Modul Energieangebot. Fraunhofer ISI & Consentec GmbH, Karlsruhe. https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_O45-Energieangebot_final.pdf.

Liebich, A.; Fröhlich, T.; Münter, D.; Fehrenbach, H.; Giegrich, J.; Köppen, S.; Dünnebeil, F.; Knörr, W.; Biemann, K.; Simon, S.; Maier, S.; Albrecht, F.; Pregger, T.; Schillings, C.; Moser, M.; Reißner, R.; Hosseiny, S.; Jungmeier, G.; Beermann, M.; Frieden, D.; Bird, N. (2020): Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien. Umweltbundesamt. https://doi.org/10.60810/openumwelt-5875.

Nationaler Wasserstoffrat (2023): Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2023/2023-02-01_NWR_Grundlagenpapier_H2-Bedarf_2.pdf (17.10.2023).

Nationaler Wasserstoffrat (2024a): Update 2024 Wasserstoffbedarfe. Grundlagenpapier, https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2024/2024-05-03_NWR-Grundlagenpapier_Update_2024_Wasserstoffbedarfe.pdf (09.11.2024).

Nationaler Wasserstoffrat (2024b): Wasserstoffhochlauf in Gefahr – Sofortmaßnahmen dringend erforderlich. Stellungnahme, https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2024/2024-06-21_NWR-Stellungnahme_H2-Hochlauf_in_Gefahr.pdf (09.11.2024).

NPE (2011): Zweiter Bericht der Nationalen Plattform Elektromobilität. Nationale Plattform Elektromobilität (NPE). DOI: 10.26128/2021.264 https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa2-786079 (03.04.2025).

Piria, R.; Heinemann, C.; Mendelevitch, R.; Krieger, S.; Jensterle, M.; Saskia Lengning; Commissioned by German Federal Ministy for Economic Affairs and Climate Action (2023): EU requirements for renewable hydrogen and its derivatives. PtX Hub, Berlin. https://ptx-hub.org/publication/policy-brief-on-eu-requirements-for-renewable-hydrogen-and-its-derivatives/ (13.08.2025).

Staiß, F.; Adolf, J.; Ausfelder, F.; Erdmann, C.; Hebling, C.; Jordan, T.; Klepper, G.; Müller, T.; Palkovits, R.; Poganietz, W.-R.; Schill, W.-P.; Schmidt, M.; Stephanos, C.; Stöcker, P.; Wagner, U.; Westphal, K.; Wurbs, S.; Fischedick, M. (2022): Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030: Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse. acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften. S. 128. DOI: 10.48669/ESYS_2022-6 https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/analyse/transportoptionen-wasserstoff-2030 (20.03.2025).

Timpe, C.; Bracker, J.; Hacker, F.; Haller, M.; Kasten, P. (2017): Handlungsbedarf und -optionen zur Sicherstellung des Klimavorteils der Elektromobilität. Öko-Institut e.V. https://www.oeko.de/publikation/handlungsbedarf-und-optionen-zur-sicherstellung-des-klimavorteils-der-elektromobilitaet/ (19.03.2025).

UBA (2023): Projektionsbericht 2023 für Deutschland. Umweltbundesamt (Hg.), Dessau-Roßlau. DOI: https://doi.org/10.60810/openumwelt-2658

United Nations Human Rights (2011): Guiding Principles on Business and Human Rights: Implementing the United Nations 'Protect, Respect and Remedy' Framework. UN, Geneva. https://www.ohchr.org/sites/default/files/documents/publications/guidingprinciplesbusinesshr_en.pdf (01.12.2023).

Zhou, Y.; Stephanie, S.; Pavlenko, N. (2022): Current and future cost of e-kerosene in the United States and Europe. ICCT working paper https://theicct.org/wp-content/uploads/2022/02/fuels-us-europe-current-future-cost-ekerosene-us-europe-mar22.pdf.

A Anhang

A.1 Begriffserklärungen

In diesem Zusammenhang ist eine Vielzahl von Begriffen und Abkürzungen im Umlauf, die sich teilweise decken oder überschneiden. Daher folgen an dieser Stelle ein paar Erklärungen und Definitionen. Dabei sei betont, dass für einige der Begriffe keine offizielle Definition vorliegt, sondern

A.1.1 Power-to-…:

Gemeinsam ist den Begriffen, dass es sich um strombasierte Produkte handelt, im engeren Sinne um Produkte auf der Basis von aus erneuerbarem Strom per Elektrolyse erzeugtem Wasserstoff.

- PtH_2: Bleibt es auf der Ebene des Wasserstoffs, dann ist gelegentlich dieses Kürzel anzutreffen; geht man davon aus, dass der Strom erneuerbar ist, spricht man auch von „Grünem Wasserstoff"; zu den anderen "Farben" des Wasserstoffs weiter unten.
- PtG, Power-to-Gas: subsummiert das Gas Wasserstoff mit gasförmigen Derivaten wie Methan oder Ammoniak.
- PtL, Power-to-Liquid: Flüssige Derivate wie Methanol oder Kraftstoffqualitäten (Benzin, Diesel, Kerosin).
- PtH, Power-to-Heat: Konzepte in denen, meist überschüssiger erneuerbarer, Strom in Wärme umgewandelt wird.
- PtX: subsummiert in der üblichen Verwendung die vier vorangehend genannten Begriffe, plus ggf. noch weitere mögliche Energieformen.
- PtGLS, Power-to-Gas, Liquid or Solid: Mit dem Zusatz für Solids weist dieses Kürzel explizit auf den stofflichen Nutzungsweg für Derivate über die Synthese von festen Stoffen in der Chemie wie z. B. Kunststoff. Auf diesen Begriff bezieht sich im Kern das vorliegende Papier.

A.1.2 Weitere Begriffe dazu

- RFNBO, Renewable Fuels of non-biological Origin: Dies ist der offizielle Begriff aus der Erneuerbaren Energie Richtlinie (RL EU 2018/2001, kurz RED II) für flüssige oder gasförmige im Verkehrssektor eingesetzte Kraftstoffe mit Ausnahme von Biokraftstoffen oder Biogas, deren Energiegehalt aus erneuerbaren Energiequellen mit Ausnahme von Biomasse stammt. Die RED III enthält eine angepasste Definition: „…regardless of their end use…" und ist damit nicht auf den Verkehrssektor beschränkt. Weiteres dazu siehe unter Kapitel 2.1 und Kapitel 2.2.
- E-Fuels: kein offizieller Begriff, in der Regel sind damit flüssige, synthetische Kraftstoffe gemeint, die durch den Einsatz von elektrischem Strom aus Wasser und CO_2 hergestellt werden, im Grunde damit synonym mit PtL.
- ReFuels: umfasst alle Kraftstoffe, die auf Basis von erneuerbaren Energien produziert werden. Dazu zählen u. a. auf Basis von grünem Wasserstoff erzeugte synthetisch

hergestellte Kohlenwasserstoffe und fortschrittliche Biokraftstoffe im Sinne der RED II (der Begriff wurde vom Verkehrsministerium Baden-Württemberg eingeführt)

A.1.3 Farben des Wasserstoffs

Hierbei wird im Wesentlichen Bezug genommen auf die Begriffsdefinitionen des Bundesministeriums für Forschung, Technologie und Raumfahrt (BMFTR)[66]

- Grüner Wasserstoff: wird durch die Elektrolyse von Wasser mittels Strom aus erneuerbaren Energiequellen hergestellt.
- Gelber Wasserstoff: wird durch die Elektrolyse von Wasser mittels Strom aus dem Netz hergestellt.
- Grauer Wasserstoff: wird über den üblichen konventionellen Weg durch Dampfreformierung aus fossilem Erdgas hergestellt.
- Blauer Wasserstoff: ist grauer Wasserstoff, bei dessen Erzeugung das CO_2 jedoch teilweise abgeschieden und im Erdboden gespeichert wird (CCS, Carbon Capture and Storage).
- Türkiser Wasserstoff: wird über die thermische Spaltung von Methan (Methanpyrolyse) hergestellt; anstelle von CO_2 entsteht dabei fester Kohlenstoff,
- Orangefarbener Wasserstoff: wird auf Basis von Abfall und Reststoffen produziert.
- Roter Wasserstoff: hier stammt der für die Elektrolyse eingesetzte Strom aus Kernkraftwerken.

„Farblich“ nicht eindeutig definiert ist Wasserstoff hergestellt über Dampfreformierung von Biomethan. Manche Quellen zählen dies zum Grünen Wasserstoff.[67] Nach der Definition der RED II für RFNBO ist solcher Wasserstoff, weil er auf Biomasse beruht, nicht auf die Erfüllung spezifischer RFNBO-Ziele anrechenbar.

[66] https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/wissenswertes

[67] https://emcel.com/de/farben-von-wasserstoff/

A.2 Über die RED III hinausgehende Nachhaltigkeitskriterien für PtX

Tabelle 4: Nachhaltigkeitskriterien für RFNBO bzw. PtX nach (Altmann et al. 2022)

Kriterium	In RED III oder Del. VO für RFNBO enthalten	„Silber-Standard“	„Gold-Standard“
Erneuerbarkeit Strom	Ja, siehe Del. VO (EU) 2023/1184	Erfüllung RED II und Del. VO 2023/1184	▶ Strom für PtL-Anlage (d.h. Elektrolyse, Syntheseanlage und Nebenanlagen wie Direct Air Capture (DAC)/Meerwasserentsalzung) vollständig erneuerbar und nicht auf Basis von Biomasse oder Wasserkraft erzeugt. ▶ Nachweis der exklusiven Nutzung erneuerbarer Energie durch Vorlage Stromliefervertrag.* ▶ EE-Stromanlagen sind durch PtL-Anlagenbetreiber selbst initiiert und zur Netzentlastung in räumlicher Nähe (max. 150 km Distanz).
CO_2-Quelle	Ja, siehe Del. VO (EU) 2023/1185	▶ CO_2 aus der Luft (DAC)** ▶ Biogene Quellen, die nicht mit negativen Effekten verbunden sind** ▶ Industrielle Punktquellen im EU-ETS bis 2035***	CO_2 aus der Luft (DAC)**
Ressourcen-effizienz	-	Kumulierter Primärenergie-verbrauch: < 3,5 MJ/MJ PtL	Kumulierter Primärenergieverbrauch: < 3 MJ/MJ PtL
Wasser-verfügbarkeit	-	▶ Wasserknappheit**** am Standort nicht über 60 % oder ▶ komplett aus Meerwasserentsalzung	▶ Wasserknappheit **** am Standort nicht über 40 % oder ▶ Komplett aus Meerwasserentsalzung ▶ Wenn Wasserknappheit über 60 %, dann zusätzliche Versorgung der Öffentlichkeit mit entsalztem Wasser
Landnutzung bzw. Landnutzungs-änderung	-	Keine Umwandlung von High nature value Flächen (HNV nach IUCN) (Bezug zu Kriterium in ISO 13065)	Keine Umwandlung von High nature value Flächen (HNV nach IUCN) (Bezug zu Kriterium in ISO 13065)

Kriterium	In RED III oder Del. VO für RFNBO enthalten	„Silber-Standard“	„Gold-Standard“
Soziale Kriterien 1. do no harm	-	Sofern anwendbar, sind die ESG-Kriterien der European Investment Bank zu erfüllen	Sofern anwendbar, sind die ESG-Kriterien der European Investment Bank zu erfüllen
Soziale Kriterien 2. Positive Effekte (Mindestanforderungen)	-	Dauerhafte Schaffung qualifizierter Arbeitskräfte	► Dauerhafte Schaffung qualifizierter Arbeitskräfte ► Sofern die regionale Versorgung mit Strom/Energie und/oder Wasser unterentwickelt ist, leistet das Projekt einen relevanten Beitrag zur Versorgung der regionalen Bevölkerung

* Der „Gold“-Standard stellt nicht notwendigerweise sicher, dass die in diesem Bericht identifizierten Mängel behoben seien.

** Energie für DAC muss erneuerbar sein

*** CO_2 wurde zuvor in der Prozesskette in Form einer Bepreisung von Treibhausgasemissionen berücksichtigt und ist vor 2036 chemisch in den Kraftstoff eingebunden

**** Bezug hier auf den fairfuel Standard, der in seinen Kriterien für Anlagen in nicht-EU-Staaten die Bestimmung der lokalen Wasserverfügbarkeit nach dem SDG Indikator 6.4.2 vorschreibt. Als Grenzwert setzt der Standard einen Wasserstresswert von 40 %, der über die vergangenen drei Jahre vor Antragsstellung im Land nicht überschritten sein darf – sofern Frischwasser für die Prozesse eingesetzt werden soll. Das benötigte Wasser muss dann z.B. durch Meerwasserentsalzung beschafft werden.
Da Wasserversorgung und der Zugang zu sauberem Trinkwasser gerade in Ländern mit Wasserknappheit eine soziale Frage von fundamentaler Bedeutung darstellt, verlangt der fairfuel Standard im Falle von noch höheren Wasserknappheiten (über 60 %), dass zusätzlich zur eigenen Versorgung auch der Öffentlichkeit in der Standortregion entsalztes Wasser zur Verfügung gestellt werden muss.