

Rechtsgutachten

im Zusammenhang mit der Klassifizierung, Produktion, Zertifizierung und Verwendung von erneuerbaren Flugkraftstoffen

Datum: 8. Dezember 2024

Für: **Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie**

Prinzregentenstraße 28
80538 München

Von: Rechtsanwalt Carl Bennet Nienaber
Rechtsanwalt Dr. Hartwig von Bredow

von Bredow Valentin Herz

Partnerschaftsgesellschaft von Rechtsanwältinnen und Rechtsanwälten mbB

Littenstraße 105

10179 Berlin

T: +49 30 8092482-20

E: info@vbmh.de

www.vonbredow-valentin-herz.de

Sitz/Registergericht: Berlin, Amtsgericht Berlin-Charlottenburg, PR 786 B

Partner: Dr. Hartwig von Bredow, Dr. Florian Valentin, Dr. Steffen Herz, Dr. Bettina Hennig,

Dr. Jörn Bringewat, Dr. Katrin Antonow

Inhaltsverzeichnis

A. Hintergrund und Zielsetzung des Gutachtens	6
B. Zusammenfassende Ergebnisse und Handlungsempfehlungen	6
I. Allgemeines	7
II. Mischung, Gemeinsame/Gleichzeitige Verarbeitung (Co-Processing), RFNBO als Zwischenprodukte	7
III. Biogener Wasserstoff.....	11
IV. Anrechnung von RFNBO und Biokraftstoffen auf die THG-Quote bei Einsatz im Luftverkehr	12
V. Relevanz der eingesetzten Inputs und Substrate	13
VI. THG-Berechnung	14
VII. Fragestellungen zur Produktion.....	15
VIII. Zertifizierungsfragen	15
IX. Fragen zu Import und Transport	16
X. Nutzung von SAF an Flughäfen	16
C. Darstellung des relevanten Rechtsrahmens	17
I. Vorbemerkung zu den verschiedenen Begriffen	17
II. RefuelEU-Aviation-Verordnung.....	18
III. RED II sowie delegierte Rechtsakte	19
1. RED II im Hinblick auf RFNBO im Luftverkehr.....	19
2. Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 (Nachhaltigkeit und Zertifizierung)	20
3. Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 („RFNBO-Verordnung“) sowie Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185	20
4. Delegierte Verordnung (EU) 2023/1640 vom 5. Juni 2023 („Co-Processing- Verordnung“).....	21
IV. System der Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor.....	22
1. § 37a BImSchG.....	22
2. 37. BImSchV	23
3. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV)	26
4. 38. Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen („38. BImSchV“).....	26
D. Darstellung des Rechtsrahmens unter Berücksichtigung konkreter Fragestellungen	28
I. Die Einsatzbereiche erneuerbarer Flugkraftstoffe	28
II. Klassifizierung und Definition erneuerbarer Flugkraftstoffe im Rahmen der SAF- Quote	31
1. Synthetische Flugkraftstoffe (RFNBO).....	32

2. Biokraftstoffe für die Luftfahrt	33
3. wiederverwertete kohlenstoffhaltige Flugkraftstoffe	43
4. Kohlenstoffarme Flugkraftstoffe.....	43
III. Relevanz der eingesetzten Inputs und Substrate zur Erzeugung von RFNBO und Biokraftstoffen.....	45
1. Anrechenbarkeit von Biokraftstoffen auf die THG-Quote und die SAF-Quote in Abhängigkeit von den eingesetzten Substraten.....	46
2. Bedeutung des bei der Erzeugung von RFNBO eingesetzten Inputs mit Einfluss auf den Energiegehalt und Möglichkeit des Einsatzes fossiler Energieträger	49
3. Bedeutung des Ursprungs des bei der Erzeugung des Kraftstoffs eingesetzten Kohlenstoffdioxid.....	51
IV. THG-Berechnung.....	57
1. Allgemeines zur THG-Berechnung für Biokraftstoffe und RFNBO im Kontext von SAF-Quote und THG-Quote.....	58
2. Einzelfragen zur THG-Berechnung.....	61
V. Das Konzept des Co-Processing, des Zwischenprodukts und ihr Verhältnis zur „Mischung“	67
1. Co-Processing von RFNBO.....	67
2. RFNBO als Zwischenprodukt.....	70
3. Die Abgrenzung der Begriffe Zwischenprodukt und Co-Processing und Mischung bei RFNBO	71
VI. Zusammenfallen biogener Energieträger und RFNBO in Massenbilanz, „Mischung“ oder Co-Processing.....	74
1. Mischung außerhalb des Herstellungsprozesses Sinne durch Lagerung oder Transport in einer gemeinsamen Infrastruktur.....	75
2. „Mischung“ und Co-Processing von RFNBO und Biokraftstoff im Sinne der Nummer 1 des Anhangs zur Verordnung (EU) 2023/1185	75
3. Für welche Kraftstoffart kann das Zwischenprodukt „Wasserstoff aus biogenen Quellen“ (z.B. Biomasse, Biogas) für die THG-Quote angerechnet werden?.....	80
4. Wie wird ein Kraftstoff auf die THG-Quote angerechnet, wenn er als Zwischenprodukt für die Produktion von SAF eine Mischung aus strombasiertem grünem Wasserstoff und Wasserstoff aus biogenen Quellen verwendet?	81
E. Einzelfragen	81
I. Regularien bei der Produktion.....	81
1. Wie sieht die Rechtslage bzgl. des Einsatzes von CO ₂ aus nicht-biogenen Quellen (außerhalb von Direct-Air-Capture) aus? Kann CO ₂ aus Carbon-Capture-Anlagen eingesetzt werden? Wie lange? Und aus welchen Quellen?	81
2. Gibt es Unterschiede für die Anforderungen an erneuerbare Kraftstoffe, die im Flugverkehr Einsatz finden (SAFs bzw. Kerosin) und solchen, die für die straßengebundene Mobilität bestimmt sind (Diesel, Benzin)? Sind hier Strombezugskriterien, CO ₂ -Anforderungen und Biomasseanforderungen identisch?	83

3. Co-Processing	84
4. Bilanzielle Zulieferung von Biogas zur SAF-Produktion.....	86
II. Zertifizierungsfragen	92
1. Wie läuft die Zulassung als (erneuerbarer) Flugkraftstoff ab? Was wird hierfür genau benötigt?.....	92
2. Für welche CO ₂ -Quellen existieren aktuell schon Zertifizierungssysteme (z.B. über ISCC)?	94
3. Zertifizierung der Nachhaltigkeit: Muss die Zertifizierung Batch-Weise erfolgen, oder wird eine Anlage bzw. ein Anlagenbetreiber einmalig zertifiziert?.....	94
4. Angenommen, die Zulieferung des Biomethans zur Weiterverarbeitung in SAF erfolgt rein bilanziell über das Erdgasnetz. Führt dies zu Problemen bei der Zertifizierung des damit erzeugten SAFs?.....	95
5. Welche Nachweise werden für den Einsatz von pipelinebezogenem Biomethan benötigt? Wird es zu Änderungen der Nachweisführung kommen, nun da die EU die Union Database für Biofuels (UDB) in Betrieb genommen hat?.....	95
III. Regelungen von Importen und Transport.....	99
1. Welche Möglichkeiten des Transports bzw. der Zwischenspeicherung von Wasserstoff sind RED II/III - konform? Ist ein Transport / eine Zwischenspeicherung in einem Pipeline-Netz möglich?	99
2. Gibt es Regelungen für den Import von grünem Methanol? Was muss hier berücksichtigt werden?	103
3. Stellen die neuen Delegierten Rechtsakte der EU defacto eine Art Handelsbarriere dar und bewirken diese, dass faktisch keine synthetischen Kraftstoffe in die EU importiert werden könnten? (hier bitte auch Berücksichtigung der CO ₂ -Quellen, Notwendigkeit eines effektiven Systems der CO ₂ -Bepreisung in möglichen Exportländern).....	104
4. Ist der Import von Biomethan aus anderen EU-Ländern nach Deutschland über Pipelines zur Anrechnung auf die THG-Quote erlaubt? Hintergrund: Hier gab es ein Urteil des 1. Senats des Finanzgerichts Berlin-Brandenburg (FGH BB) vom März 2023. Die entsprechende Dienstvorschrift des Zolls, die diesem Urteil Rechnung tragen soll, ist jedoch noch nicht veröffentlicht, womit weiterhin Unsicherheit über die genaue Auslegung besteht.....	105
IV. Nutzung von SAF an Flughäfen	108
1. Welche Regelung von Book and Claim-Ansätzen wird es in der EU geben? Was ist der Stand und wie wird es sich entwickeln? Wer ist die Kontrollinstanz?.....	108
2. Welche Wechselwirkungen zu CORSIA und USA wird/kann es geben?	110
3. Wie sieht die Abwicklung der verschiedenen Book & Claim Systeme aus? Welcher Akteur muss wann und wie melden?	116
4. Wie funktioniert der Anrechnungsmechanismus in den verschiedenen Systemen (z.B. um Doppelzählungen zu vermeiden)?	117
5. Ist eine bilanzielle Bereitstellung des erneuerbaren Kraftstoffes zum Flughafen rechtlich zulässig, so dass Inverkehrbringer, Flughafen und die abnehmende Airline alle ihre Quoten erfüllen und Strafzahlungen vermeiden können? Oder	

- muss insbesondere im Fall der Inverkehrbringer und/oder der Airports
sämtlicher erneuerbarer Kraftstoff physisch bereitgestellt werden? 119
- V. Bei welchen Gesetzesinitiativen/Novellierungen gibt es derzeit und in den nächsten
12 Monaten Möglichkeiten für Bayern, die technologische Offenheit zu unterstützen
und die Produktion von SAF aus unterschiedlichen Quellen sowie von
strombasierten erneuerbaren Kraftstoffen (auch biogenen Ursprungs) zu
unterstützen? 120

RFNBO

A. Hintergrund und Zielsetzung des Gutachtens

Der Freistaat Bayern strebt an, die Herstellung von nachhaltigen Flugkraftstoffen in Bayern voranzutreiben.

Der Rechtsrahmen zur Regulierung nachhaltiger Flugkraftstoffe im Hinblick auf ihre Förderfähigkeit, die Anrechenbarkeit auf Pflichten zum Erreichen Erneuerbarer-Energien-Ziele, ihre Produktion und ihre Klassifizierung war in den vergangenen Jahren erheblichen Veränderungen auf europäischer und nationaler Ebene unterworfen.

Aktuell bestehen verschiedene Verpflichtungen zur Nutzung nachhaltiger (Flug-)Kraftstoffe im (Luft-)Verkehrssektor, die teilweise auf europäischer und nationaler Ebene noch nicht abschließend ausgestaltet wurden.

Vor diesem Hintergrund bestehen in Projekten zur Erzeugung nachhaltiger Flugkraftstoffe vielfach Unsicherheiten und Unklarheiten im Umgang mit rechtlichen Fragestellungen im Kontext des rechtlichen Rahmens für nachhaltige Flugkraftstoffe.

Zielsetzung des Rechtsgutachtens ist es daher, zunächst allgemein den relevanten Rechtsrahmen der Klassifizierung, Produktion, Zertifizierung und Verwendung von erneuerbaren Flugkraftstoffen überblicksartig darzustellen. Die Darstellung zielt dabei darauf ab, die konkreten Fragestellungen zu bündeln und in der Darstellung der rechtlichen Rahmenbedingungen zu beantworten. Soweit einzelne der konkreten Fragestellungen in diesem Zuge nicht behandelt werden, werden sie nachgelagert beantwortet.

Hierzu werden auch bestimmte relevante Anwendungsfälle als Beispiele aufgegriffen und in den Rechtsrahmen eingeordnet.

Im Folgenden fassen wir unter B. die Ergebnisse unserer rechtlichen Prüfung zusammen. Zudem finden Sie hier auch unsere Handlungsempfehlungen. Unter C. gehen wir auf den derzeitigen Rechtsrahmen zur Regulierung nachhaltiger Flugkraftstoff ein. Abschließend zeigen wir unter D. auf, auf welchen rechtlichen Erwägungen die unter B. dargestellten Ergebnisse beruhen.

B. Zusammenfassende Ergebnisse und Handlungsempfehlungen

Im Folgenden stellen wir zusammenfassende Ergebnisse unserer Prüfung unterteilt in Unterkategorien dar.

I. Allgemeines

- Zunächst stellen wir fest, dass sich nicht sämtliche Fragen rechtssicher beantworten lassen, da
 - der Rechtsrahmen zu den verschiedenen Systemen der THG-Quote und der SAF-Quote (zu den Begriffen siehe C. I.) teilweise inkohärent ist,
 - aus unserer Sicht wichtige Begriffe nicht klar definiert werden, und
 - der Gesetzgeber nicht sämtliche denkbaren Verfahren zur Erzeugung von RFNBO und Biokraftstoffen sowie Kombinationen aus beiden Kraftstoffarten im Blick hatte.
- Auch die von den Zertifizierungssystemen veröffentlichten Systemdokumente schaffen keine Klarheit im Hinblick auf relevante Fragestellungen.
- Es ist daher ratsam, Auslegungshinweise der EU-Kommission anzufragen sowie mit den zuständigen Behörden und den Zertifizierungssystemen in den Austausch zu treten, um mehr Rechtssicherheit zu schaffen.

II. Mischung, Gemeinsame/Gleichzeitige Verarbeitung (Co-Processing), RFNBO als Zwischenprodukte

- Für die Hersteller von erneuerbaren Flugkraftstoffen sind Fragestellungen rund um die Methodik und die Rechtsfolgen der Mischung, der gemeinsamen/gleichzeitigen Verarbeitung (Co-Processing) von RFNBO, Biokraftstoffen und fossilen Energieträgern sowie des Einsatzes von RFNBO als Zwischenprodukte von erheblicher Bedeutung.
- Leider erfolgt im Rechtsrahmen keine trennscharfe Abgrenzung der einzelnen Begrifflichkeiten.
- Um das Verständnis der Problematik zu erleichtern, stellen wir im Folgenden verschiedene Fälle des Einsatzes von RFNBO und Biokraftstoffen in den verschiedenen Systemen dar und ordnen sie ein.
 - Fall 1: Wird ein RFNBO z.B. aus Wasserstoff, der mittels Wasserelektrolyse unter Nutzung erneuerbaren Stroms aus z.B. Windenergie erzeugt wurde, erzeugt und unmittelbar als solcher als Kraftstoff eingesetzt, wird der RFNBO

mit seinem vollständigen Energiegehalt in den verschiedenen Systemen angerechnet und der THG-Wert wird allein anhand der für den RFNBO ermittelten Treibhausgasemissionen (auch: THG-Emissionen) bestimmt. Dies gilt identisch für Biokraftstoffe.

- Fall 2: Wird bei der Erzeugung eines RFNBO nicht nur erneuerbare nicht biogene Energie, sondern auch nicht erneuerbare Energie eingesetzt, entsteht eine „Mischung“ aus Kraftstoffen, wobei der Anteil, der als RFNBO gilt, anhand seines energetischen Anteils an der Mischung bestimmt wird.

Die Emissionsintensität sämtlicher Arten von Kraftstoffen, die in der Mischung enthalten sind, ist gleich – auch wenn die im Herstellungsprozess hinzugefügten Kraftstoffe ursprünglich ganz unterschiedliche Emissionsintensitäten aufwiesen. Entsprechend verschlechtert ein nicht erneuerbarer bzw. fossiler Anteil einer Mischung auch den THG-Wert des RFNBO. Erreicht der RFNBO so einen THG-Wert, der bei mehr als 70 Prozent des fossilen Referenzwertes liegt, wäre dieser beispielsweise im Rahmen der SAF-Quote und der THG-Quote nicht mehr anrechenbar.

Rechtlich nicht eindeutig zu beantworten ist dabei, ob auch die Mischung von unterschiedlichen Energieträgern wie RFNBO und fossilen Kraftstoffen oder Biokraftstoffen außerhalb des Herstellungsprozesses – beispielsweise mehrerer Arten Wasserstoff in einem Wasserstoffnetz – als „Mischung“ im oben genannten Sinne begriffen wird und entsprechend sämtliche Kraftstoffe einen einheitlichen THG-Wert aufweisen müssen. Die weit überwiegenden Argumente sprechen dafür, dass eine solche Mischung außerhalb des Herstellungsprozesses nicht eine „Mischung“ im Sinne des Falls 2 darstellt. Es dürfte zulässig sein, unter Nutzung eines Massenbilanzsystems dem Gemisch außerhalb des Herstellungsprozesses wieder die ursprünglichen Kraftstoffe zu entnehmen, sodass die entsprechend bilanziell geteilten Mengen dann ihre jeweilige Emissionsintensität aufweisen. Eine solche Möglichkeit wäre in der Praxis für einen Pipeline-Transport von RFNBO zwingend notwendig, da andernfalls beispielsweise sämtliche in ein Wasserstoffnetz eingespeisten Arten Wasserstoff

– ob erneuerbar oder fossil – dieselben THG-Werte aufweisen würden. Gleiches gilt für den Fall, dass Wasserstoff oder SNG bilanziell über das bestehende Erdgasnetz transportiert werden sollen.

- Fall 3: Ein RFNBO wird im Rahmen einer gemeinsamen Verarbeitung in einer Anlage zur Herstellung (fossiler) Kraftstoffe, z.B. in einer Rohöl verarbeitenden Raffinerie, eingesetzt. Auch in diesem Fall wird der anrechenbare Energiegehalt des RFNBO anhand seines energetischen Anteils am Gesamtoutput des Verfahrens bestimmt. Bei der THG-Berechnung kann das Verfahren allerdings in sogenannte virtuelle Verfahren aufgeteilt werden. Wenn der Energiegehalt des RFNBO zum Beispiel 20 Prozent des Gesamtoutputs ausmacht, entstehen drei verschiedene Kraftstoffqualitäten: Zum einen entsteht ein fossiler Kraftstoff, dessen Treibhausgasintensität unverändert ist, also keine Verbesserung aufgrund des Einsatzes des RFNBO erfährt. Dieser fossile Anteil mit schlechter Treibhausgasintensität macht 60 Prozent des Gesamtoutputs aus. Zum anderen entsteht ein Anteil von 20 Prozent, der als RFNBO gilt und dessen Treibhausgasintensität sich in einer Weise verschlechtert, als hätte der RFNBO im Verfahren einen fossilen Einsatzstoff vollständig ersetzt. Zuletzt entsteht ein fossiler Anteil von 20 Prozent, dessen Treibhausgasintensität dieselbe ist wie die des RFNBO-Anteils. Durch diese virtuelle Aufteilung stehen bei der THG-Berechnung im Sinne des Falls 3 dann also nicht 20 Prozent RFNBO 80 Prozent fossilen Energieträgern gegenüber, sondern lediglich 20 Prozent fossilen Energieträgern, was zu einem weitaus besseren THG-Wert führt.

Die Abgrenzung zwischen einer Mischung und einer gemeinsamen Verarbeitung (Co-Processing) ist also entscheidend. Die Kommission äußert sich lediglich dahingehend, dass ein Co-Processing zwingend voraussetzt, dass ein konventioneller Inputstoff durch einen RFNBO teilweise ersetzt wird.

- Fall 4: Ein RFNBO wird mit einem Biokraftstoff gemischt (entweder Co-Processing oder bloße „Mischung“) und der RFNBO soll im Rahmen der einzelnen Systeme angerechnet werden. Die Anrechnung des RFNBO ist wie in Fall 2 oder 3 möglich. Der Biokraftstoff hat einen Einfluss auf den THG-Wert des RFNBO entweder wie in Fall 2 dargestellt oder im Rahmen eines virtuellen

Verfahrens wie in Fall 3 dargestellt. Die Fragestellungen der Unterpunkte des Falls 3 bestehen fort.

- Fall 5: Ein RFNBO wird mit einem Biokraftstoff gemischt (entweder Co-Processing oder bloße Mischung) und beide sollen in den gleichen oder in verschiedenen Systemen angerechnet werden. Aus unserer Sicht sprechen gute Argumente dafür, dass dies möglich ist. Auch den von der Kommission veröffentlichten Dokumenten kann man wohl ableiten, dass auch die Kommission davon ausgeht, dass eine Anrechnung auch des Biokraftstoffs in einem solchen Fall grundsätzlich möglich ist. Allerdings lässt sich die Frage nicht rechtssicher beantworten. Ausdrückliche und ausdifferenzierte Regelungen dazu, wie im Falle der Mischung eines Biokraftstoffs mit RFNBO umzugehen ist, bestehen jedenfalls nicht im für Biokraftstoffe relevanten Rechtsrahmen. Aus dem Rechtsrahmen für RFNBO könnte man ableiten, dass der Anteil eines Gesamtausgangs, der nicht RFNBO ist, Biokraftstoff sein muss. Nach der Rechtsauffassung der Kommission soll der Anteil des Biokraftstoffs allerdings nicht durch den Umkehrschluss des Rechtsrahmens für RFNBO, sondern nach der Co-Processing-Verordnung bestimmt werden. Eigentlich deckt die Co-Processing-Verordnung jedoch nur den Fall des Co-Processing von Biokraftstoffen mit fossilen Kraftstoffen und nicht mit RFNBO ab. Nach Ansicht der Kommission sollen die Regelungen zur THG-Berechnung für RFNBO wie in den vorstehenden Fällen beschrieben auch nicht für Biokraftstoffe gelten. Die allgemeinen Regeln zur THG-Berechnung von Biokraftstoffen sollen für den Biokraftstoff gelten. Entsprechend soll der Biokraftstoff nicht den THG-Wert des RFNBO wie in den Fällen 2 und 3 beschrieben teilen. Gleichzeitig soll jedoch der THG-Wert des RFNBO durch den Biokraftstoff entsprechend Fall 2 und 3 positiv beeinflusst werden. Wie sich dies miteinander vereinbaren lässt, ist aus unserer Sicht nicht klar. Eine entsprechende Regelung im Rahmen der Vorgaben zur THG-Berechnung im Hinblick auf Biokraftstoffe fehlt.

Auch hier sollte die Kommunikation mit Kommission, Behörden und Zertifizierungssystemen gesucht werden.

- Fall 6: Der RFNBO wird als Zwischenprodukt zur Erzeugung konventioneller Kraftstoffe genutzt: Der gesamte Energiegehalt des RFNBO ist wie in den anderen Fällen anrechenbar. Der THG-Wert des RFNBO wird – anders als in den Fällen 2 und 3 – allerdings allein anhand der auf den RFNBO entfallenden Emissionen bestimmt. Dies entspricht letztendlich dem Fall 1. Es ist jedoch nicht klar, wie sich der Fall des Zwischenprodukts von einer „Mischung“ oder einem Co-Processing unterscheidet. Aus unserer Sicht wäre es naheliegend, wenn der Einsatz eines RFNBO als Zwischenprodukt anzunehmen wäre, wenn der RFNBO einen fossilen Einsatzstoff in einem Erzeugungsverfahren ersetzt, der Energiegehalt des RFNBO allerdings nicht in das Endprodukt eingeht. Ein Beispiel hierfür ist das sogenannte Hydrotreating zur Entfernung von Verunreinigungen im Raffinerieprozess. Nach Ansicht der Kommission ist auch dann von einem Zwischenprodukt auszugehen, wenn Wasserstoff zur Erzeugung von HVO oder Methanol genutzt wird, das dann wiederum zur Produktion von Diesel genutzt wird. Es ist nicht klar, ob bei diesem Beispiel der Energiegehalt des RFNBO in das Endprodukt eingeht. In jedem Fall wäre eine eindeutige Definition von Zwischenprodukten wünschenswert.

III. Biogener Wasserstoff

- Stammt der für die Kraftstoffproduktion genutzte Wasserstoff nicht aus der Wasserelektrolyse, sondern aus Biomasse (etwa im Fall der sog. Plasmalyse, bei der das CH₄ im Biogas mittels erneuerbaren Stroms aufgespalten wird), handelt es sich um „Wasserstoff aus biogenen Quellen“ bzw. biogenen Wasserstoff.
- Wasserstoff aus biogenen Quellen ist auf die THG-Quote anrechenbar, sofern er im Straßenverkehr verwendet wird, aus Rohstoffen für die Herstellung fortschrittlicher Biokraftstoffe stammt und den auch für sonstige Biokraftstoffe geltenden Nachhaltigkeitsanforderungen entspricht. Wird der Wasserstoff nicht im Straßenverkehr, sondern anderweitig, etwa im Schifffahrtsverkehr oder im Luftverkehr, eingesetzt, ist eine Anrechnung auf die THG-Quote ausgeschlossen.
- Energieerzeugnisse, die anteilig aus biogenem Wasserstoff hergestellt worden sind, gelten in Höhe dieses Anteils als ein auf die THG-Quote anrechenbarer Biokraftstoff. Der Anteil kann mittels einer CHN-Analyse ermittelt werden.

- Davon unabhängig stellt sich die Frage, ob der Wasserstoff, für dessen Herstellung erneuerbare Energien genutzt werden, anteilig ein RFNBO ist, wenn für die Erzeugung teilweise erneuerbare Energien nicht biogenen Ursprungs genutzt werden. Aus unserer Sicht sprechen gute Argumente dafür, dass der Wasserstoff in diesem Fall entsprechend dem energetischen Anteil des Stroms am Gesamtenergiegehalt des Wasserstoffs als RFNBO gilt – und im Übrigen als Biokraftstoff. Die unter Fall 5 beschriebenen Unsicherheiten im Hinblick auf die Bestimmung des Energiegehalts und des THG-Werts des Biokraftstoffs bestehen allerdings fort.
- Diese Überlegungen gelten entsprechend bei der Herstellung von Synthesegas aus Biomasse.

Unklar ist in diesem Fall, ob die Bewertung als Biokraftstoff auch dann möglich ist, wenn für die Kraftstoffherstellung CO₂ genutzt wird und ob das CO₂ aus biogenen Quellen stammen muss (z.B. aus der Verbrennung von Biomasse oder aus dem CO₂, das im Rahmen der Biogasaufbereitung abgeschieden wird). Aus unserer Sicht sprechen die überwiegenden Gründe dafür, dass sich der Einsatz von CO₂ nicht auf die Einordnung als Biokraftstoff auswirkt. Es spricht viel dafür, dass der Einsatz von fossilem CO₂ nichts daran ändert, dass der erzeugte Kraftstoff vollständig als Biokraftstoff gilt und für die Erfüllung der THG-Quote genutzt werden kann. Jedenfalls bei Verwendung biogenen CO₂s handelt es sich auch um einen Biokraftstoff im Sinne der SAF-Quote.

IV. Anrechnung von RFNBO und Biokraftstoffen auf die THG-Quote bei Einsatz im Luftverkehr

- Ob eine Erfüllung der THG-Quote durch das Inverkehrbringen von RFNBO und den Einsatz im Luftverkehr möglich ist, ist rechtlich nicht vollkommen klar (siehe dazu unter D.I).
- Aus unserer Sicht sprechen allerdings die überwiegenden Argumente dafür, dass dies nicht möglich ist.
- Durch das Entfallen der PtL-Quote nach § 37a Absatz 2 und 4a BImSchG für den Flugverkehr würden diese Argumente indes abgeschwächt, wenn auch nicht vollständig entfallen.

V. Relevanz der eingesetzten Inputs und Substrate

- Eine Vielzahl von Fragestellungen im Gutachten betreffen die Relevanz der zur Erzeugung von Biokraftstoffen eingesetzten Substrate und die zur Erzeugung von RFNBO eingesetzten Inputs im System der SAF-Quote und im System der THG-Quote.
- Die eingesetzten Substrate wirken sich auf die Anrechenbarkeit von Biokraftstoffen in beiden Systemen dahingehend aus, ob überhaupt eine Anrechnung möglich ist und – sofern eine Anrechnung möglich ist – in welchem Umfang diese erfolgen kann (siehe dazu unter D.III. 1).
- Die eingesetzten Inputs zur Erzeugung der RFNBO wirken sich darauf aus, inwieweit ein im Rahmen eines Erzeugungsprozesses hergestellter Kraftstoff überhaupt als anrechenbarer RFNBO gilt (siehe dazu unter D.III.2)
 - Damit ein RFNBO auf die THG-Quote oder die SAF-Quote angerechnet werden kann, muss sein Energiegehalt ausschließlich aus erneuerbaren Energien mit Ausnahme biogener Energieträger stammen.
 - Es ist allerdings möglich, in einem Erzeugungsverfahren einen Kraftstoff als Gesamtoutput herzustellen, der nur anteilig als RFNBO und anteilig als anderer Kraftstoff (fossil oder biogen) gilt, wenn beispielsweise teilweise fossile oder biogene Energien neben erneuerbaren nicht biogenen Energien eingesetzt werden. Der Anteil der RFNBO bestimmt sich anhand des Verhältnisses der erneuerbaren nicht biogenen Energie, die in den Energiegehalt des Gesamtoutputs eingeht und den anderen Energien, die den Energiegehalt des Gesamtoutputs erhöhen.
 - Werden bei der Erzeugung eines RFNBO wiederum Energieträger eingesetzt, die nicht zum Energiegehalt des erzeugten Kraftstoffs beitragen – wie zum Beispiel Energie für die Beleuchtung des Projektstandorts –, hat dies keinen Einfluss auf den Anteil des RFNBO am Gesamtoutput.
 - Setzt man hier allerdings fossile Energieträger ein, hat dies einen negativen Einfluss auf den THG-Wert des erzeugten RFNBO.
- Die eingesetzten Inputs und Substrate haben sowohl für Biokraftstoffe als auch für RFNBO Auswirkungen auf den THG-Wert der RFNBO (siehe dazu unter D.IV und D.V.).

- Wird CO₂ zur Erzeugung von RFNBO eingesetzt, spielt es grundsätzlich keine Rolle für die Einordnung als RFNBO, aus welcher Quelle das CO₂ stammt. Bestimmte privilegierte Quellen von CO₂ führen allerdings zu einem geringeren THG-Wert des erzeugten RFNBO als nicht privilegierte Quellen. Erreicht der RFNBO nicht mehr den notwendigen THG-Wert, verliert er jedoch auch seine Eigenschaft als anrechenbarer RFNBO in den einzelnen Systemen.
- Wird CO₂ zur Erzeugung eines Biokraftstoffs eingesetzt, dürfte sich dies nicht auf die Anrechenbarkeit in den Systemen auswirken. Hier besteht jedoch eine gewisse Rechtsunsicherheit (siehe dazu unter: D.III.3.(2).)

VI. THG-Berechnung

- Die Bestimmung der Treibhausgasemissionen von RFNBO und Biokraftstoffen ist sowohl im Kontext der THG-Quote als auch im Kontext der SAF-Quote von erheblicher Bedeutung für die Möglichkeit, die Kraftstoffe in verschiedenen Systemen anzurechnen und für den wirtschaftlichen Wert der Kraftstoffe.
- In beiden Systemen muss eine Mindestgrenze an Treibhausgaseinsparung gegenüber einem fossilen Referenzwert erreicht werden, um eine Anrechnung auf THG-Quote oder SAF-Quote zu ermöglichen.
- Im System der THG-Quote steigt der Wert des eingesetzten Biokraftstoffs und RFNBO je niedriger sein Treibhausgaswert ist, da die durch den Biokraftstoff und RFNBO erzielte Treibhausgasminderung im sogenannten THG-Quotenhandel gegen Entgelt vermarktet werden kann.
- Die Berechnung von Treibhausgasemissionen erfolgt für Biokraftstoffe und RFNBO im System der SAF-Quote und der THG-Quote jeweils einheitlich.
- Bei der THG-Berechnung von Biokraftstoffen und von RFNBO unterscheidet sich die Berechnung in wesentlichen Punkten.
- Insbesondere für RFNBO bestehen Besonderheiten bei der THG-Berechnung beim Einsatz erneuerbarer nicht biogener Inputs und fossiler Inputs zur Erzeugung eines Gesamtoutputs. So beispielsweise, wenn Strom aus Windenergie, Strom aus fossiler Quelle und Strom aus einem mit Biogas betriebenen Blockheizkraftwerk (BHKW)

gleichzeitig zur Elektrolyse bei der Wasserstoffherstellung genutzt werden (siehe dazu unter D.IV.2.),

- Weitere Besonderheiten ergeben sich im Kontext des Co-Processing, beim Einsatz von RFNBO als Zwischenprodukt und bei Biomasse als Inputstoff in der RFNBO erzeugen (dazu unter D.V und D.VI).
- Im Rahmen der Erzeugung von Biokraftstoffen und RFNBO entstehenden Nebenprodukten sind Emissionen nach der Allokationsmethode zuzuordnen (zu den Einzelheiten siehe D.IV.2.(2)ii).

VII. Fragestellungen zur Produktion

- Strom, der den Energiegehalt des RFNBO erhöht, muss die Anforderungen der RED II/III und der nationalen Umsetzung einhalten und aus erneuerbaren Energien erzeugt sein. Wird Strom in Verfahrensschritten eingesetzt, die nicht zur Erhöhung des Energiegehalts des RFNBO beitragen, muss dieser nicht diesen Anforderungen entsprechen. Auch dieser Strom hat allerdings Einfluss auf den THG-Wert des RFNBO.
- Es gibt unterschiedliche Anforderungen im Hinblick auf RFNBO und Biokraftstoffe zur Anrechnung auf die THG-Quote im Vergleich zur Anrechnung auf die PtL-Quote und die SAF-Quote.
- Eine bilanzielle Zuordnung von Biomethan zu einem Endprodukt im Rahmen der gemeinsamen Verarbeitung mit fossilen Kraftstoffen erfolgt anhand der Methoden der Co-Processing-Verordnung. Außerhalb der Regeln der gemeinsamen Verarbeitung erfolgt die Bilanzierung von Biomethan über den Energiegehalt des Biomethans.

VIII. Zertifizierungsfragen

- Am 9. Dezember 2024 existieren noch keine anerkannten Zertifizierungssysteme für RFNBO. Die Systeme ISCC, REDCert und CertifHy werden bereits als „technical compliant“ eingestuft. Eine Anerkennung einzelner Zertifizierungssysteme wird zeitnah erwartet.
- Die Zertifizierung nach den Vorgaben der RED II erfolgt bezogen auf einzelne Schnittstellen. Die Ausstellung von Nachhaltigkeitsnachweisen erfolgt wiederum „batchweise“ bezogen auf einzelne Kraftstoffmengen.

- Die ganz überwiegenden Argumente sprechen dafür, dass eine Lieferung von Biometan über das Erdgasnetz innerhalb der EU möglich ist und als solche der Anrechenbarkeit in den verschiedenen Systemen nicht entgegensteht.

IX. Fragen zu Import und Transport

- Gute Argumente sprechen dafür, dass Wasserstoff über ein Pipeline-Netz transportiert und anschließend in den einzelnen Systemen angerechnet werden kann.
- Methanol, das als RFNBO aus Drittstaaten importiert wird, unterliegt denselben Anforderungen wie RFNBO aus EU-Mitgliedstaaten
- Der Import von Biomethan über das Erdgasnetz aus anderen Mitgliedstaaten hindert für sich genommen nach unserer Auffassung nicht die Anrechnung auf die einzelnen Systeme. Auch die Biokraftstoffquotenstelle hat ihre abweichende Rechtsauffassung jedenfalls aktuell aufgegeben. Wir halten es für unwahrscheinlich, dass die Biokraftstoffquotenstelle angesichts der Einführung der Unionsdatenbank zu ihrer alten Rechtsauffassung zurückkehren wird.

X. Nutzung von SAF an Flughäfen

- Es ist kaum zu prognostizieren, welche Book-and-Claim Ansätze es in der EU geben wird. Nach aktuellem Stand ist die Nutzung von Book-and-Claim Ansätzen für SAF weder im Rahmen der THG-Quote noch der SAF-Quote möglich. Allerdings ist die Einführung von Book-and-Claim Ansätzen im Rahmen der SAF-Quote nicht unwahrscheinlich und die Befassung mit der Möglichkeit der Einführung ist in der SAF-Verordnung vorgesehen.
- CORSIA und die SAF-Verordnung eint das gemeinsame Ziel, CO₂-Emissionen im Luftverkehr zu reduzieren, sie verfolgen dabei aber unterschiedliche Ansätze und setzen andere Schwerpunkte. Die Existenz des CORSIA-Systems wurde im Rahmen der SAF-Verordnung berücksichtigt. Rechtliche Wechselwirkungen zwischen CORSIA und SAF-Verordnung werden dabei durch die SAF-Verordnung im Wesentlichen ausgeschlossen. Wirtschaftliche Wechselwirkungen sind insofern zu erwarten, als dass eine parallele Nutzung von SAF in beiden System möglich ist, sodass die Nachfrage nach SAF wohl durch beide Systeme gestärkt wird.

- Der maßgebliche Mechanismus zur Vermeidung von Doppelzählungen bzw. Doppelanrechnungen der Mengen eines Biokraftstoffs, RFNBO oder SAF bzw. der hierdurch generierten Treibhausgasminderung in den verschiedenen Systemen sind Nachhaltigkeitsnachweise, die die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien bezogen auf die jeweiligen Kraftstoffe belegen. Für eine bestimmte Menge kann stets nur einmal ein Nachhaltigkeitsnachweis ausgestellt werden und dieser kann auch nur einmal „genutzt“, d.h. entwertet werden. Nachhaltigkeitsnachweise dienen zugleich dazu, den massenbilanziellen Transport zu dokumentieren.

C. Darstellung des relevanten Rechtsrahmens

I. Vorbemerkung zu den verschiedenen Begriffen

Gegenstand des Rechtsgutachtens sind erneuerbare Flugkraftstoffe. Dieser Begriff findet sich allerdings weder im europäischen noch im nationalen Rechtsrahmen. Insgesamt unterscheiden sich die in den verschiedenen europäischen und nationalen Rechtsakten verwendeten Begriffe, wobei es verschiedentlich Überlappungen gibt.

Nachhaltige Flugkraftstoffe werden erstmals in der Verordnung (EU) 2023/2405 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023 zur Gewährleistung gleicher Wettbewerbsbedingungen für einen nachhaltigen Luftverkehr („SAF-Verordnung“) als SAF (sustainable aviation fuels) definiert. Sie umfassen mehrere Unterkategorien von Kraftstoffen wie synthetische Flugkraftstoffe und verschiedene Arten Biokraftstoffe.

Die Definitionen der einzelnen Unterkategorien verweisen regelmäßig auf Definitionen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II). So verweisen beispielsweise Artikel 3 Nummer 8 SAF-Verordnung für die Definition verschiedener Biokraftstoffkategorien und Artikel 3 Nummer 9 SAF-Verordnung für die Definition der wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Flugkraftstoffe unmittelbar auf die Begriffsbestimmungen in der RED II.

Weiter sind synthetische Flugkraftstoffe im Sinne des Artikels 3 Nummer 12 der SAF-Verordnung danach identisch mit den erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs im Sinne des Artikel 2 Absatz 2 Nummer 36 RED II (renewable fuels of non biological origin, im Folgenden „RFNBO“).

Der Begriff der SAF wird in der RED II hingegen nicht definiert.

Da im Gutachten neben dem in der SAF-Verordnung etablierten System zur Nutzung eines Mindestanteils von SAF auch das System der THG-Quote betrachtet wird, das den Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe im Verkehr vorsieht, dieser Rechtsrahmen allerdings nicht den Begriff SAF nutzt, wird im Folgenden teilweise der Begriff RFNBO als Unterkategorie der SAF verwendet. Die Verwendung erfolgt in jedem Fall dann, wenn neben der Betrachtung des Systems der SAF-Quote zur Beantwortung einer Frage auch das System der THG-Quote betrachtet wird, damit neben dem Begriff nicht auch der Begriff des synthetischen Flugkraftstoffs als das in der SAF-Verordnung verwendete Synonym der RFNBO erwähnt werden muss.

II. ReFuelEU-Aviation-Verordnung

Die SAF-Verordnung setzt Anreize für den Einsatz nachhaltiger Flugkraftstoffe und soll deren Markthochlauf vorantreiben.

Die Verordnung definiert in Artikel 3 Nummer 7, 8, 9, 12 SAF-Verordnung den Begriff der nachhaltigen Flugkraftstoffe („SAF“) im Sinne der Verordnung. Der Begriff „erneuerbare Flugkraftstoffe“ findet sich in der Verordnung hingegen nicht. SAF umfassen auch bestimmte Kraftstoffe, deren Energiegehalt nicht aus erneuerbaren Quellen stammt, die gleichwohl aber sog. Lebenszykluseinsparungen erreichen.

Nach Artikel 4 Absatz 1 der ReFuelEU-Aviation-Verordnung müssen Flugkraftstoffanbieter dafür sorgen, dass der von ihnen an Flughäfen der EU bereitgestellte Flugkraftstoff einen Mindestanteil von SAF enthält. Dieser Mindestanteil beläuft sich ab 2025 bis 2030 auf 2 Prozent und steigt dann im 5-Jahres-Rhythmus.

Neben dem Einsatz von SAF kann die Verpflichtung auch durch die Verwendung von erneuerbarem Wasserstoff für die Luftfahrt und kohlenstoffarmen Flugkraftstoffen erfüllt werden (Artikel 4 Absatz 1 Unterabsatz 2 SAF-Verordnung).

Zur Durchsetzung der Verpflichtung müssen die Mitgliedstaaten ein Bußgeld für den Fall des Nichterreichens des Mindestanteils festsetzen (vgl. Artikel 12 Absatz 4 ReFuelEU-Aviation-Verordnung). Eine entsprechende nationale Umsetzung ist im Begutachtungszeitpunkt nicht erfolgt.

Die Verpflichtung zur Einhaltung des Mindestanteils von SAF im Luftverkehr wird im Folgenden auch als „SAF-Quote“ bezeichnet.

III. RED II sowie delegierte Rechtsakte

1. RED II im Hinblick auf RFNBO im Luftverkehr

Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001, die durch die Richtlinie (EU) 2023/2413 angepasst wurde (konsolidierte Fassung im Folgenden „RED II“, die Fassung vor Anpassung der Richtlinie: „RED II (alte Fassung)“), macht Vorgaben im Hinblick auf die Erreichung Erneuerbarer-Energien-Ziele für die Mitgliedstaaten und gibt vor, unter welchen Voraussetzungen Biomethan auf diese Erneuerbare-Energien-Ziele anrechenbar ist.

Die Anpassung der RED II ist zwar bereits in Kraft getreten, doch erfolgt die nationale Umsetzung erst bis Mai 2025. Soweit im Folgenden auf die RED II Bezug genommen wird, ist die Richtlinie in der aufgrund der Richtlinie (EU) 2023/2413 erfolgten Änderungen gemeint, da die SAF-Verordnung auf die RED II in ihrer konsolidierten Fassung verweist.

Die RED II enthält noch keine umfassenden und detaillierten Anforderungen an die Nutzung erneuerbarer Flugkraftstoffe.

Nach Artikel 3 Absatz 1 und 2 RED II soll der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch in der EU bis 2030 mindestens 42,5 Prozent betragen und die Mitgliedstaaten sollen nationale Beiträge festlegen, um das Ziel zu erreichen.

In Artikel 25 Absatz 1 RED II wird festgelegt, dass der Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrssektor bis 2030 mindestens 29 Prozent betragen soll. Biokraftstoffe, die im Luftverkehr eingesetzt werden, sollen dabei mit dem 1,2-fachen ihres Energiegehalts veranschlagt werden und RFNBO mit dem 1,5-fachen (vgl. Artikel 27 Absatz 2 e) RED II).

Der Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Quellen berechnet sich dabei anhand der Summe des Bruttoendenergieverbrauchs von Elektrizität, Wärme und Kälte aus erneuerbaren Quellen und erneuerbaren Quellen im Verkehrssektor (vgl. Artikel 7 Absatz 1 RED II).

Nach Artikel 25 Absatz 2 a) RED II sollen für die Zielerreichung auch RFNBO angerechnet werden, die als Zwischenprodukt zur Produktion konventioneller Kraftstoffe genutzt werden. Weiter legt Artikel 29a Absatz 1 RED II fest, dass RFNBO, die zur Zielerreichung genutzt werden sollen, eine Treibhausgaseinsparung von mindestens 70 Prozent im Vergleich zu einem fossilen Komparator aufweisen müssen.

Artikel 29 legt Anforderungen an die Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen fest, die notwendig sind, damit die Biokraftstoffe zur Zielerreichung im Verkehrssektor genutzt werden können.

In Artikel 30 RED II wird eine Nachweissystematik zur Einhaltung der Anforderungen an RFNBO für die Nutzung zur Erreichung der Erneuerbaren-Energien-Ziele im Kraftstoffsektor etabliert.

Artikel 27 Absatz 6 RED II stellt Regelungen dazu auf, in welchen Fällen ein unter Nutzung von Elektrizität erzeugter Kraftstoff nicht biogenen Ursprungs als RFNBO gilt und ermächtigt die Kommission zum Erlass eines delegierten Rechtsakts zur Regelung der Details.

2. Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 (Nachhaltigkeit und Zertifizierung)

Die Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 der Kommission vom 14. Juni 2022 über Vorschriften für die Überprüfung in Bezug auf die Nachhaltigkeitskriterien und die Kriterien für Treibhausgaseinsparungen sowie die Kriterien für ein geringes Risiko indirekter Landnutzungsänderungen („Durchführungsverordnung (EU) 2022/996“) konkretisiert unter anderem Anforderungen der RED II an den Nachweis von Nachhaltigkeitsanforderungen von erneuerbaren Kraftstoffen, den massenbilanziellen Transport von erneuerbaren Kraftstoffen und stellt Anforderungen an Zertifizierungssysteme zum Nachweis der Einhaltung von Nachhaltigkeitsanforderungen auf.

3. Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 („RFNBO-Verordnung“) sowie Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185

Die RFNBO-Verordnung und die Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185 vom 10. Juli 2023 sind auf Grundlage von Artikel 27 Absatz 3 Unterabsatz 7 und Artikel 28 Absatz 5 in Verbindung mit Artikel 25 Absatz 2 der RED II erlassen worden.

Die RFNBO-Verordnung dient insoweit dazu, die Regelungen für die Feststellung, wann Strom, der für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr verwendet wird, als vollständig erneuerbar betrachtet werden kann, innerhalb der Europäischen Union zu harmonisieren (vgl. Artikel 1 Absatz 1 RFNBO-Verordnung).

Artikel 3 der RFNBO-Verordnung enthält Vorgaben dazu, unter welchen Umständen Strom, der über einen Direktanschluss zwischen Stromerzeugungsanlage und der Anlage zur Erzeugung der RFNBO übertragen wird, als vollständig erneuerbar gilt.

In Artikel 4 Absatz 4 der RFNBO-Verordnung ist geregelt, dass Strom, der aus dem Netz entnommen wird, nur als erneuerbar angerechnet werden kann, wenn die Bedingungen der Zusätzlichkeit, der zeitlichen Korrelation und der geografischen Korrelation gemäß den Artikeln 5, 6 und 7 erfüllt sind.

Die RFNBO-Verordnung wurde durch die Novelle der 37. BImSchV, die am 17. April 2024 in Kraft getreten ist, nahezu deckungsgleich ins nationale Recht umgesetzt.

Die Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185 dient der Festlegung eines Mindestschwellenwertes für die Treibhausgaseinsparungen durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe und einer Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch RFNBO für den Verkehr sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe.

Die 37. BImSchV verweist hinsichtlich der Berechnung der Treibhausgaseinsparungen von RFNBO unmittelbar auf die in der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 festgelegten Berechnungsregeln.

4. Delegierte Verordnung (EU) 2023/1640 vom 5. Juni 2023 („Co-Processing-Verordnung“)

Die Co-Processing-Verordnung gibt mehrere Methoden zur Bestimmung des Anteils an Biokraftstoffen und Biogas für den Verkehr, der sich aus der Verarbeitung von Biomasse in einem einzigen Verfahren mit fossilen Kraftstoffen ergibt (auch gleichzeitige Verarbeitung), vor.

Die Ermittlung kann grundsätzlich anhand eines Massenbilanzverfahrens (Artikel 2 Co-Processing-Verordnung), eines Energiebilanzverfahrens (Artikel 3 Co-Processing-Verordnung), eines Ausbeuteverfahrens (Artikel 4 Co-Processing-Verordnung) oder der Radiokarbonmethode (Artikel 6 Co-Processing-Verordnung) erfolgen.

Entscheiden sich die Wirtschaftsteilnehmer für ein anderes Verfahren als die Radiokarbonmethode, sind sie dennoch verpflichtet, die Radiokarbonmethode regelmäßig anzuwenden, um die Korrektheit des von ihnen gewählten Prüfverfahrens zu verifizieren (vgl. Artikel 1 Absatz 5 Co-Processing-Verordnung).

IV. System der Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor

1. § 37a BImSchG

Unternehmen, die Otto- oder Dieselkraftstoffe in Verkehr bringen (also vor allem Mineralölunternehmen), sind nach § 37a Absatz 1 und 4 BImSchG verpflichtet, die dabei entstehenden Treibhausgasemissionen schrittweise zu reduzieren. Diese Unternehmen werden als Quotenverpflichtete bezeichnet. Im Jahr 2024 ist eine Minderung der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor um 9,25 Prozent verpflichtend. Bis 2030 steigt das Reduktionsziel auf 25 Prozent (vgl. § 37a Absatz 4 BImSchG). Die Minderungsziele können nur erreicht werden, wenn das betreffende Unternehmen neben fossilen Kraftstoffen auch Biokraftstoffe, elektrischen Strom oder – sofern eine Verordnung dies zulässt – RFNBO in Verkehr bringt (vgl. § 37a Absatz 5 BImSchG). Zudem sind in § 37a Absatz 5 BImSchG einige weitere Erfüllungsoptionen, etwa sog. Upstream-Emissionsminderungen, genannt.

Was ein Inverkehrbringen darstellt, ist abhängig von der jeweils eingesetzten Erfüllungsoption. Beim Einsatz von Biokraftstoffen erfolgt das Inverkehrbringen durch die Entstehung der Energiesteuer. Inverkehrbringer des Biokraftstoffs ist der Energiesteuerschuldner.

Um seine Treibhausgasminderungspflicht zu erfüllen, kann der Quotenverpflichtete die Erfüllungsoption selbst in Verkehr bringen. Alternativ kann er die Erfüllung seiner Verpflichtung auch vertraglich auf einen Dritten übertragen. Die von dem Dritten in Verkehr gebrachten Erfüllungsoptionen dienen dann dazu, die Treibhausgasminderungspflicht des Quotenverpflichteten (teilweise) zu erfüllen.

Ein THG-Quotenhandel losgelöst von der Eigenschaft des Inverkehrbringers ist nicht möglich. Die THG-Quote stellt also kein handelbares, als Zertifikat verbrieftes Gut dar. Im THG-Quotenhandel wird eher eine Art Werkleistung vom Dritten kontrahiert, die nur dieser als Inverkehrbringer der Erfüllungsoption erfüllen kann.

Die Nutzung von RFNBO auf verschiedene Arten als Erfüllungsoption wird durch die neu gefasste 37. BImSchV zugelassen.

Neben der Pflicht zur Minderung der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor besteht weiterhin die Verpflichtung, einen Mindestanteil an Kraftstoff, der Flugturbinenkraftstoff ersetzt, aus erneuerbaren Energien nicht biogenen Ursprungs, mithin aus RFNBO, sicherzustellen (vgl. § 37a Absatz 2 und 4a BImSchG). Die Verpflichtung besteht erstmalig für das Kalenderjahr 2026 mit einem Anteil erneuerbarer Energien nicht biogenen Ursprungs von

0,5 Prozent bezogen auf die Summe der Energiegehalte fossiler und erneuerbarer Flugkraftstoffe. Die Verpflichtung steigt ab dem Kalenderjahr 2028 auf 1 Prozent und ab dem Kalenderjahr 2030 auf 2 Prozent.

Weitere Details werden in der 37. BImSchV festgelegt.

Die Verpflichtung zur Erfüllung der Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor wird im Folgenden als „THG-Quote“ bezeichnet.

Die Verpflichtung zur Erfüllung des Mindestanteils an RFNBO im Luftverkehr wird im Folgenden als „PtL-Quote“ bezeichnet.

2. 37. BImSchV

Die 37. BImSchV enthält Vorgaben für die Herstellung von RFNBO für den Verkehr sowie für die Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen dieser Kraftstoffe. Dabei werden insbesondere Anforderungen an den Strom aufgestellt, welcher zur Herstellung der erneuerbaren Kraftstoffe genutzt wird. Die 37. BImSchV dient dabei auch der Umsetzung der RFNBO-Verordnung und der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 vom 10. Juli 2023, welche auf Grundlage von Artikel 27 Absatz 3 Unterabsatz 7 und Artikel 28 Absatz 5 in Verbindung mit Artikel 25 Absatz 2 RED II erlassen wurden. Dabei setzt die 37. BImSchV die europäischen Vorgaben laut der Gesetzesbegründung „1:1“ um. § 1 der 37. BImSchV sieht die Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen, mitverarbeiteten biogenen Ölen und biogenem Wasserstoff auf die Erfüllung der gesetzlichen Verpflichtung zur Minderung der Treibhausgasemissionen nach § 37a Absatz 1 Satz 1 und 2 in Verbindung mit Absatz 4 des BImSchG und die Anrechnung von Flugturbinenkraftstoff aus erneuerbaren Energien nicht-biogenen Ursprungs auf die Erfüllung der gesetzlichen Verpflichtung nach § 37a Absatz 2 in Verbindung mit Absatz 4a BImSchG vor.

Einen Kerngehalt der 37. BImSchV stellt deren 2. Teil dar. In diesem sind die Anforderungen an RFNBO geregelt. Dabei stellt § 3 der 37. BImSchV den Grundtatbestand dar. Absatz 1 legt fest, dass die RFNBO dann auf die Erfüllung der Verpflichtungen nach § 37a Absatz 1 Satz 1 und 2 in Verbindung mit § 37a Absatz 4 des BImSchG (THG-Quote) oder nach § 37a Absatz 2 in Verbindung mit § 37a Absatz 4a BImSchG (PtL-Quote) angerechnet werden, wenn:

- a) der zur Herstellung der RFNBO eingesetzte Strom entweder über einen Direktanschluss von Stromerzeugungsanlagen nach § 4 der 37. BImSchV bezogen oder nach §§ 5 bis 9 der 37. BImSchV aus dem Netz entnommen wird und
- b) der Kraftstoff die Mindestanforderungen an die Treibhausgaseinsparungen nach § 10 der 37. BImSchV erfüllt sowie
- c) der Kraftstoff zum Einsatz als Erfüllungsoption nach § 37a Absatz 5 Satz 1 Nummer 6-8 BImSchG in den Verkehr gebracht worden ist.

In § 4 ist geregelt, unter welchen Umständen der Strom, der über einen Direktanschluss zwischen Stromerzeugungsanlage und der Anlage zur Erzeugung der RFNBO übertragen wird, als vollständig erneuerbar gilt.

In den §§ 5 bis 9 37. BImSchV wird wiederum dargestellt, dass Strom, der aus dem Netz entnommen wird, nur dann als erneuerbar angerechnet werden kann, wenn die Bedingungen der Zusätzlichkeit, der zeitlichen Korrelation und der geografischen Korrelation eingehalten werden.

Die oben beschriebenen Anforderungen für die Anrechnung erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs auf das System der Treibhausgasminderungspflichten ist durch ein komplexes Nachweissystem zu belegen, welches in Teil 4 der 37. BImSchV beschrieben wird.

Eine Anrechnung ist nur möglich, wenn ein gültiger Nachhaltigkeitsnachweis im Sinne des § 14 der 37. BImSchV ausgestellt werden kann. Dies setzt unter anderem voraus, dass über die gesamte Lieferkette ein Massenbilanzsystem im Sinne des § 18 der 37. BImSchV verwendet wird.

Der Begriff Massenbilanzsystem beschreibt allgemein ein Konzept oder ein Modell, das die Massenflüsse von Stoffen innerhalb eines Systems analysiert und verfolgt, um die Bewegung dieser Stoffe nachzuweisen. Ein Massenbilanzsystem betrachtet alle Massenströme, die in das System eintreten (Eingänge) und das System verlassen (Ausgänge). Die Grenzen des Systems werden dabei klar definiert, um festzulegen, welche Stoffe in die Analyse einbezogen werden.

Die RED II und die begleitenden Verordnungen definieren umfassende Regeln und Systemgrenzen, die für das REDII spezifische Massenbilanzsystem von Energieträgern gelten, die auf die Ziele der RED II angerechnet werden können.

Im Rahmen des Massenbilanzsystems nach Artikel 30 RED II geht es vor allem darum, zu ermöglichen, einen Stoff mit bestimmten Nachhaltigkeitseigenschaften einem Gemisch mit anderen Nachhaltigkeitseigenschaften hinzufügen zu können und eine entsprechende Menge des Stoffes mit diesen Nachhaltigkeitseigenschaften wieder entnehmen zu können (vgl. Artikel 30 Absatz 1 RED II, siehe dazu unter E.II.4. und E.II.1.).

Weiter müssen sämtliche Wirtschaftsteilnehmer auf der Wertschöpfungskette des erneuerbaren Kraftstoffs nicht biogenen Ursprungs über die Zertifizierung durch ein anerkanntes Zertifizierungssystem im Sinne des § 2 Absatz 14 der 37. BImSchV verfügen.

Die Anforderungen dieser Zertifizierungssysteme sind dabei ebenfalls einzuhalten. Anerkannte Zertifizierungssysteme existieren nach unserem Kenntnisstand aktuell (Stand: 9. Dezember 2024) nicht für den Bereich der RFNBO, wobei die Zertifizierungssysteme REDCert, ISCC und CertifHy bereits als „technical compliant“ eingestuft werden. Die Anerkennung erfolgt durch die EU-Kommission.

Solange keine anerkannten Zertifizierungssysteme existieren, ist grundsätzlich auch keine Produktion anrechenbarer RFNBO möglich. Gemäß § 16 Absatz 2 Nummer 2 a) 37. BImSchV kann ein Nachhaltigkeitsnachweis als Voraussetzung der Anrechenbarkeit nur ausgestellt werden, wenn die Schnittstellen, die mit dem RFNBO in Berührung gekommen sind, über ein Zertifikat eines anerkannten Zertifizierungssystems verfügt haben, das „zu dem Zeitpunkt des in der Schnittstelle vorgenommenen Herstellungs-, Verarbeitungs- oder sonstigen Arbeitsschrittes gültig“ war.

Leider können wir nicht sicher beurteilen, bis wann eine Anerkennung der Zertifizierungssysteme erfolgt. Auf der Website der EU-Kommission wird jedoch mitgeteilt, dass die Zertifizierungssysteme ISCC, REDCert und CertifHy eine „EG positive technische Bewertung“ erhalten haben.¹ Die genannten Systeme haben auch bereits Systemdokumentationen auf ihrer Website veröffentlicht. Für die offizielle Anerkennung wird noch eine Durchführungsbeschluss der EU-Kommission benötigt. Es ist davon auszugehen, dass die Anerkennung zeitnah erfolgen wird.

¹ https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/voluntary-schemes_en#approved-voluntary-schemes-and-national-certification-schemes

3. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV)

Die Biokraft-NachV setzt die Vorgaben der RED II hinsichtlich der Nachhaltigkeitsanforderungen für Biokraftstoffe und der Nachweissystematik ins nationale Recht um.

4. 38. Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen („38. BImSchV“)

Die 38. BImSchV legt weitere Bestimmungen für die Anrechnung von Biokraftstoffen auf die THG-Quote über die Nachhaltigkeitsanforderungen hinaus fest.

Sie definiert unter anderem den Begriff der fortschrittlichen Biokraftstoffe in Artikel 14 Absatz 1 Satz 1 38. BImSchV im nationalen Rechtsrahmen als solche Kraftstoffe, die aus den in Anlage 1 der 38. BImSchV genannten Rohstoffen hergestellt wurden. Dies sind folgende:

- 1. Algen, die an Land in Becken oder Photobioreaktoren kultiviert worden sind,*
- 2. Biomasse-Anteil an gemischten Siedlungsabfällen, nicht jedoch getrennte Haushaltsabfälle, für die Recycling-Ziele gemäß Artikel 11 Absatz 2 Buchstabe a der Richtlinie 2008/98/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. November 2008 über Abfälle und zur Aufhebung bestimmter Richtlinien (ABl. L 312 vom 22.11.2008, S. 3), die zuletzt durch die Verordnung (EU) 2017/997 (ABl. L 150 vom 14.6.2017, S. 1) geändert worden ist, in der jeweils geltenden Fassung, gelten,*
- 3. Bioabfall im Sinne des Artikels 3 Absatz 4 der Richtlinie 2008/98/EG aus privaten Haushaltungen, der einer getrennten Sammlung im Sinne des Artikels 3 Absatz 11 der Richtlinie 2008/98/EG unterliegt,*
- 4. Biomasse-Anteil von Industrieabfällen, der ungeeignet zur Verwendung in der Nahrungs- oder Futtermittelkette ist, einschließlich Material aus Groß- und Einzelhandel, Agrar- und Ernährungsindustrie sowie Fischwirtschaft und Aquakulturindustrie; nicht jedoch die Rohstoffe, die in Anlage 4 aufgeführt sind,*
- 5. Stroh,*
- 6. Mist, Gülle und Klärschlamm,*
- 7. Abwasser aus Palmölmühlen und leere Palmfruchtbündel,*
- 8. Tallölpech,*

9. *Rohglyzerin,*
10. *Bagasse,*
11. *Traubentrester und Weintrub,*
12. *Nussschalen,*
13. *Hülsen,*
14. *entkernte Maiskolben,*
15. *Biomasse-Anteile von Abfällen und Reststoffen aus der Forstwirtschaft und forstbasierten Industrien, insbesondere Rinde, Zweige, vorkommerzielles Durchforstungsholz, Blätter, Nadeln, Baumspitzen, Sägemehl, Sägespäne, Schwarzlauge, Braunlauge, Faserschlämme, Lignin und Tallöl,*
16. *anderes zellulosehaltiges Non-Food-Material im Sinne des Artikels 2 Nummer 42 der Richtlinie 2018/2001/EU in der jeweils geltenden Fassung,*
17. *anderes lignozellulosehaltiges Material im Sinne des Artikels 2 Nummer 41 der Richtlinie 2018/2001/EU in der jeweils geltenden Fassung mit Ausnahme von Säge- und Furnierrundholz.*

Die 38. BImSchV legt zudem Obergrenzen für die Anrechnung bestimmter Biokraftstoffarten fest (vgl. § 13, 13a, 13b 38. BImSchV).

Die Obergrenze für die Anrechenbarkeit von Biokraftstoffen aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen liegt bei einem energetischen Anteil von 4,4 Prozent gem. § 13 38. BImSchV.

Bei abfallbasierten Biokraftstoffen, also solchen, die aus den in Anlage 4 der 38. BImSchV genannten Rohstoffen hergestellt wurden, liegt die Obergrenze bei einem energetischen Anteil von 1,9 Prozent gem. § 13a 38. BImSchV. Bei den in Anlage 4 der 38. BImSchV genannten Rohstoffen handelt es sich um:

„Rohstoffe für die Herstellung von Biokraftstoffen, deren Beitrag zu dem in Artikel 3 Absatz 4 Unterabsatz 1 der Richtlinie 2009/28/EG genannten Ziel mit dem Doppelten ihres Energiegehalts angesetzt wird:

1. *Gebrauchtes Speiseöl,*

2. *tierische Fette, die in den Kategorien 1 und 2 der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Oktober 2009 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 (Verordnung über tierische Nebenprodukte) (Abl. L 300 vom 14.11.2009, S. 1) eingestuft sind.“*

Biokraftstoffe aus Rohstoffen mit hohem Risiko indirekter Landnutzungsänderung nach Artikel 3 der Verordnung (EU) 2019/807 haben eine Obergrenze für die Anrechenbarkeit bei einem energetischen Anteil von 0 Prozent ab dem Kalenderjahr 2023 gem. § 13b 38. BImSchV.

D. Darstellung des Rechtsrahmens unter Berücksichtigung konkreter Fragestellungen

I. Die Einsatzbereiche erneuerbarer Flugkraftstoffe

Zunächst scheint denkbar, dass RFNBO zur Erfüllung gesetzlicher Pflichten in folgenden drei Systemen genutzt werden können:

- SAF-Quote
- PtL-Quote
- THG-Quote

Der Einsatz von RFNBO zur Erfüllung der SAF-Quote bei einem Einsatz in Luftfahrzeugen und unter Einhaltung der regulatorischen Anforderungen ist möglich.

Nach unserem aktuellen Informationsstand soll die PtL-Quote noch vor ihrem für 2026 geplanten Beginn abgeschafft werden. Entsprechende Anpassungen des Rechtsrahmens sind zeitnah zu erwarten.

Ob eine Erfüllung der THG-Quote durch das Inverkehrbringen von RFNBO und den Einsatz im Luftverkehr möglich ist, ist rechtlich nicht vollkommen klar.

Aus unserer Sicht sprechen allerdings die überwiegenden Argumente dafür, dass dies nicht möglich ist.

Der Hintergrund ist der Folgende:

Die Verpflichtung zur Erfüllung von Treibhausgasminderungspflichten im Verkehrssektor setzt als ungeschriebene Voraussetzung angesichts des Sinns und Zwecks des Rechtsrahmens voraus, dass die eingesetzten erneuerbaren Kraftstoffe wie Biokraftstoffe und RFNBO auch tatsächlich im Verkehrssektor als Kraftstoff eingesetzt werden und nicht anderweitig energetisch genutzt werden. Im Ausnahmefall der Zwischenprodukte ist ebenfalls notwendig, dass der RFNBO jedenfalls als Zwischenprodukt bei der Kraftstofferzeugung zum Einsatz kommt.

Das bloße Inverkehrbringen im Wege der Versteuerung genügt also nicht. Bringt zum Beispiel ein Inverkehrbringer Biomethan in Verkehr, indem er als Steuerschuldner die Energiesteuer entstehen lässt, aber verwendet das Biomethan zur Stromerzeugung, kann er das Biomethan nicht als Erfüllungsoption zur Erfüllung von Treibhausgasminderungspflichten anrechnen.

Eine Verwendung als Kraftstoff im Verkehrssektor ist also notwendige Voraussetzung.

Fraglich ist, ob es einen Unterschied macht, ob ein Kraftstoff nun im Straßenverkehrssektor oder im Luftverkehrssektor eingesetzt wird.

Dafür, dass eine Anrechnung auf die THG-Quote einen Einsatz des Kraftstoffs im Straßenverkehrssektor voraussetzt, könnte sprechen, dass der Gesetzgeber neben der THG-Quote das System der PtL-Quote geschaffen hat, das ausschließlich der Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien im Flugverkehrssektor dient (vgl. § 37a Absatz 2 und 4a BImSchG). Entsprechend besteht hier ein gesondertes System ausschließlich für den Luftverkehrssektor.

Die Gesetzessystematik legt nahe, dass die THG-Quote und die PtL-Quote hier in unterschiedlichen Bereichen des Verkehrssektors wirken sollen.

Der Gesetzesbegründung zur Anpassung des BImSchG, mit der die Verpflichtung nach § 37a Absatz 2 und 4a BImSchG eingeführt wurde, lässt sich entnehmen, dass der Gesetzgeber das System der THG-Quote klar als System zur Minderung von THG-Emissionen im Verkehrssektor begreift und das System der PtL-Quote als dem Luftverkehrssektor zugehörig betrachtet:

„Zur Erreichung der Klimaschutzziele und Treibhausgasneutralität aller Sektoren bis 2050 muss auch im Flugverkehr eine Dekarbonisierung vorangetrieben werden. Um dieses Ziel zu erreichen, wird erstmals durch eine Mindestverpflichtung zum Inverkehrbringen ein Absatzmarkt für erneuerbare, alternative Flugturbinenkraftstoffe geschaffen, da

*der Einsatz dieser Kraftstoffe ohne Verpflichtung zunächst nicht stattfände und auch kein Anreiz zur Herstellung von Erzeugungskapazitäten für flüssige strombasierte Kraftstoffe entstehen würde. **Zur Minimierung des Aufwandes für Wirtschaft und Verwaltung werden Verpflichtung und Vollzug für den Flugverkehr so ausgestaltet wie die bestehende Verpflichtung im Straßenverkehr.***

Die vorstehenden Argumente würden durch ein Entfallen der PtL-Quote ggf. abgeschwächt.

Ein weiteres Argument gegen die Anrechnung von im Luftverkehrssektor eingesetzten Kraftstoffen auf die THG-Quote ist indes der Bezug zwischen dem Entstehen der Pflicht zur Erfüllung der THG-Quote und der PtL-Quote auf der einen Seite und der möglichen Optionen zur Erfüllung auf der anderen Seite.

Die Pflicht zur Erfüllung der THG-Quote wird für ein Unternehmen ausgelöst, „wenn es nach § 2 Absatz 1 Nummer 1 und 4 EnergieStG zu versteuernde Otto- und Dieselmotorkraftstoffe in Verkehr bringt“.

Zu diesen die THG-Quotenverpflichtung auslösenden Kraftstoffen zählen Flugturbinenkraftstoffe nicht. Flugturbinenkraftstoffe sind Kraftstoffe im Sinne des § 2 Absatz 1 Nummer 2 und 3 EnergieStG.

Es scheint systemwidrig, wenn der Einsatz von Erfüllungsoptionen im Flugverkehrssektor zur Erfüllung der THG-Quote genutzt werden können soll, obwohl die THG-Quotenverpflichtung durch das Inverkehrbringen fossiler Kraftstoffe für den Straßenverkehrssektor ausgelöst wird.

Weiterhin ist zu beachten, dass der Referenzwert, gegenüber dem die Treibhausgasminde- rung nach § 37a Absatz 4 zu erfolgen hat, bestimmt wird, indem die energetische Menge an Otto- und Dieselmotorkraftstoffen und die eingesetzten Erfüllungsoptionen mit einem Basis-Treibhauswert in Gramm CO₂-Äquivalent je Megajoule („g CO₂eq/MJ“) multipliziert werden.

Es scheint auch systemwidrig, wenn eine Treibhausgasminde- rung gegenüber einem Referenzwert, der sich anhand von ausschließlich im Straßenverkehrssektor (und ggf. dem Seeverkehrssektor) in Verkehr gebrachter Kraftstoffe bestimmt, durch die Nutzung von Erfüllungsoptionen im Luftverkehrssektor erreicht würde.

Eine klare gesetzliche Regelung fehlt indes und ausdrücklich ist die Anrechnung eines Biokraftstoffs oder RFNBO auf die THG-Quote beim Einsatz im Luftverkehrssektor nicht untersagt.

Weiter lässt sich den oben dargelegten Argumenten auch entgegenhalten, dass das System der Treibhausgasminderungspflichten auch an anderen Stellen eine gewisse Inkohärenz im Verhältnis zwischen dem Entstehen der THG-Minderungspflicht und ihrer Erfüllung aufweist. So löst beispielsweise nur das Inverkehrbringen von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen die Treibhausgasminderungspflicht aus. Das Inverkehrbringen von Erdgas als Kraftstoff – sogenanntes CNG – löst die Treibhausgasminderungspflicht nicht aus. Das Inverkehrbringen des biogenen Pendantes – Bio-CNG – kann wiederum unstreitig zur Erfüllung der Minderungspflicht genutzt werden (und bis Ende 2021 galt dies auch für fossiles CNG).

Klar ist lediglich, dass eine gleichzeitige Anrechnung auf THG-Quote und PtL-Quote nicht möglich sein kann, weil dies zu einer ungeplanten Doppelförderung führen würde.

Wir schlagen vor, eine Anfrage an die Biokraftstoffquotenstelle zu richten, da auch eine weitergehende rechtliche Auslegung hier nicht zu eindeutigen rechtlichen Ergebnissen führt.

II. Klassifizierung und Definition erneuerbarer Flugkraftstoffe im Rahmen der SAF-Quote

Im Rahmen der Verpflichtung zur Einhaltung eines Mindestanteils an SAF im Luftverkehr nach Artikel 4 SAF-Verordnung kommt eine Erfüllung der Verpflichtung neben dem Einsatz von SAF (vgl. Artikel 4 Absatz 1 Unterabsatz 1 Satz 1 SAF-Verordnung) auch durch die Verwendung erneuerbaren Wasserstoffs für die Luftfahrt und kohlenstoffarme Flugkraftstoffe in Betracht (vgl. Artikel 4 Absatz 1 Unterabsatz 2 SAF-Verordnung).

Im Folgenden werden die Klassifizierungen der einzelnen Kraftstoffarten dargestellt und eingeordnet, welche Energieträger zur Verwendung der einzelnen Kraftstoffarten eingesetzt werden können.

SAF sind Flugkraftstoffe, bei denen es sich entweder um:

- synthetische Flugkraftstoffe,
- Biokraftstoffe für die Luftfahrt oder um
- wiederverwertete kohlenstoffhaltige Flugkraftstoffe handelt.

(vgl. § 3 Nummer 7 SAF-Verordnung)

1. Synthetische Flugkraftstoffe (RFNBO)

Synthetische Flugkraftstoffe sind Flugkraftstoffe, „*bei denen es sich um erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs im Sinne von Artikel 2 Absatz 2 Nummer 36 der Richtlinie (EU) 2018/2001 handelt, die den in Artikel 29a Absatz 1 jener Richtlinie genannten Schwellenwert für die Einsparung von Lebenszyklusemissionen einhalten und gemäß Artikel 30 jener Richtlinie zertifiziert sind*“ (vgl. § 3 Nummer 12 SAF-Verordnung).

Nach Artikel 2 Absatz 2 Nummer 36 der RED II sind erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs wiederum solche flüssigen oder gasförmigen Kraftstoffe, deren Energiegehalt aus erneuerbaren Energiequellen mit Ausnahme von Biomasse stammt. Dies bedeutet, dass die im Endprodukt enthaltene Energie – dabei geht es um chemische Energie, die in Form einer chemischen Verbindung in einem Energieträger gespeichert ist und bei chemischen Reaktionen, etwa bei der Verbrennung, freigesetzt werden kann – ihren Ursprung in erneuerbaren Energiequellen (mit Ausnahme von Biomasse) hat. Dies ist z.B. dann der Fall, wenn es sich um Wasserstoff handelt, der mittels Stroms aus erneuerbaren Energien (z.B. Windenergie) im Wege der Wasserelektrolyse aus Wasser (H₂O) erzeugt worden ist. Auch der Energiegehalt von synthetischem Methan, das durch die Methanisierung derartigen Wasserstoffs erzeugt wird, geht in diesem Fall (ausschließlich) auf den Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien zurück.

Nach Artikel 2 Absatz 1 Nummer 1 RED II ist Energie aus erneuerbaren Quellen Energie aus Wind, Sonne (Solarthermie und Photovoltaik) und geothermische Energie, Salzgradient-Energie, Umgebungsenergie, Gezeiten-, Wellen- und sonstige Meeresenergie, Wasserkraft, Energie aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas. Obwohl Biogas und Biomasse hier einzeln genannt werden und Biogas nicht ausdrücklich im Rahmen des Artikel 2 Absatz 2 Nummer 36 RED II ausgeschlossen wird, dürfte Biogas nicht als erneuerbare Energiequelle zur Erzeugung von erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs in Betracht kommen, da Biogas zwingend aus Biomasse erzeugt wird.

Entsprechend darf der Energiegehalt zur Herstellung von synthetischen Flugkraftstoffen zur Erfüllung der SAF-Quote ausschließlich aus erneuerbaren Energien mit Ausnahme biogener Energieträger stammen. Dies bedeutet nicht, dass im Rahmen des Erzeugungsprozesses einer bestimmten Menge synthetischen Flugkraftstoffs unter bestimmten Voraussetzungen

nicht auch andere Energiequellen eingesetzt werden können. Geht der in einem Erzeugungsprozess erzeugte Kraftstoff teilweise auf andere Energiequellen zurück, muss das Endprodukt entsprechend seiner Energiegehalte dann jedoch differenziert betrachtet werden (siehe dazu unter: D.III.2)

Weiter ist bei der Wahl der Energieträger zu beachten, dass die Treibhausgaseinsparungen des synthetischen Kraftstoffs mindestens 70 Prozent betragen müssen.

Da sich die Klassifizierung an den Definitionen und Vorgaben der RED II orientiert, sind die Bestimmungen der RED II und der delegierten Rechtsakte wie RFNBO-Verordnung und der Verordnung (EU) 2023/1185 für die Frage maßgeblich, ob der Kraftstoff aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde und ob die Treibhausgaseinsparung erreicht wurde.

Entsprechend ist der fossile Komparator, gegenüber dem eine Treibhausgaseinsparung von 70 Prozent erreicht werden muss, der Wert von 94 g CO₂eq/MJ (Heizwert) (vgl. A.2. Anhang zur Verordnung (EU) 2023/1185).

Erneuerbarer Wasserstoff für die Luftfahrt im Sinne des Artikels 2 Nummer 16 SAF-Verordnung stellt im Rahmen der synthetischen Kraftstoffe eine Unterkategorie dar. Die oben beschriebenen Anforderungen sind identisch.

2. Biokraftstoffe für die Luftfahrt

Biokraftstoffe für die Luftfahrt sind:

- *fortschrittliche Biokraftstoffe im Sinne von Artikel 2 Absatz 2 Nummer 34 der Richtlinie (EU) 2018/2001 (Kategorie A),*
- *Biokraftstoffe im Sinne von Artikel 2 Absatz 2 Nummer 33 der Richtlinie (EU) 2018/2001, die aus in Anhang IX Teil B der genannten Richtlinie aufgeführten Rohstoffen hergestellt werden (Kategorie B), oder um*
- *Biokraftstoffe im Sinne von Artikel 2 Absatz 2 Nummer 33 der Richtlinie (EU) 2018/2001 — mit Ausnahme von Biokraftstoffen, die aus Nahrungsmittel- und Futtermittelpflanzen im Sinne von Artikel 2 Absatz 2 Nummer 40 jener Richtlinie hergestellt werden —, die die Nachhaltigkeitskriterien und die Kriterien für die Einsparung von Lebenszyklusemissionen gemäß Artikel 29 jener Richtlinie erfüllen und gemäß Artikel 30 jener Richtlinie zertifiziert sind (Kategorie C), handelt;*

(vgl. § 3 Nummer 8 SAF-Verordnung)

Den drei Biokraftstoffkategorien ist gemein, dass es sich um flüssige Kraftstoffe aus Biomasse für den Verkehr handeln muss (vgl. Artikel 2 Nummer 33 RED II).

Fortschrittliche Biokraftstoffe im Sinne von Artikel 2 Absatz 2 Nummer 34 RED II sind solche, die aus Rohstoffen hergestellt werden, die in Anhang IX Teil A der RED II aufgeführt sind.

Dies umfasst:

- a) Algen, sofern zu Land in Becken oder Photobioreaktoren kultiviert;*
- b) Biomasse-Anteil gemischter Siedlungsabfälle, nicht jedoch getrennte Haushaltsabfälle, für die Recycling-Ziele gemäß Artikel 11 Absatz 2 Buchstabe a der Richtlinie 2008/98/EG gelten;*
- c) Bioabfall im Sinne des Artikels 3 Nummer 4 der Richtlinie 2008/98/EG aus privaten Haushalten, der einer getrennten Sammlung im Sinne des Artikels 3 Nummer 11 der genannten Richtlinie unterliegt;*
- d) Biomasse-Anteil von Industrieabfällen, der ungeeignet zur Verwendung in der Nahrungs- oder Futtermittelkette ist, einschließlich Material aus Groß- und Einzelhandel, Agrar- und Ernährungsindustrie sowie Fischwirtschaft und Aquakulturindustrie und ausschließlich der in Teil B dieses Anhangs aufgeführten Rohstoffe;*
- e) Stroh;*
- f) Mist/Gülle und Klärschlamm;*
- g) Abwasser aus Palmölmühlen und leere Palmfruchtbündel;*
- h) Tallölpech;*
- i) Rohglyzerin;*
- j) Bagasse;*
- k) Traubentrester und Weintrub;*
- l) Nussschalen;*
- m) Hülsen;*

- n) *entkernte Maiskolben;*
- o) *Biomasse-Anteile von Abfällen und Reststoffen aus der Forstwirtschaft und forstbasierten Industrien, d. h. Rinde, Zweige, vorkommerzielles Durchforstungsholz, Blätter, Nadeln, Baumspitzen, Sägemehl, Sägespäne, Schwarzlauge, Braunlauge, Faserschlämme, Lignin und Tallöl;*
- p) *anderes zellulosehaltiges Non-Food-Material;*
- q) *anderes lignozellulosehaltiges Material mit Ausnahme von Säge- und Furnierrundholz;*

Mit dem delegierten Rechtsakt (EU) 2024/1405 vom 14. März 2024 wurde der Anhang XI Teil A der RED II ergänzt um folgende Rohstoffe:

- r) *Fuselöle aus der Alkoholdestillation;*
- s) *Rohmethanol aus Kraftzellstoff, der aus der Zellstoffherstellung stammt;*
- t) *Zwischenfrüchte wie Zweitfrüchte und Deckpflanzen, die in Gebieten angebaut werden, in denen die Erzeugung von Nahrungs- und Futtermittelpflanzen aufgrund einer kurzen Vegetationszeit auf eine Ernte beschränkt ist, sofern ihre Nutzung keine Nachfrage nach zusätzlichen Flächen verursacht und der Gehalt an organischen Bodensubstanzen erhalten bleibt und soweit sie für die Herstellung von Biokraftstoffen für den Luftverkehrssektor verwendet werden;*
- u) *Pflanzen, die auf stark degradierten Flächen angebaut werden, mit Ausnahme von Nahrungs- und Futtermittelpflanzen, soweit sie für die Herstellung von Biokraftstoffen für den Luftverkehrssektor verwendet werden;*
- v) *Cyanobakterien.*

In Anhang IV der Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 werden weitere Stoffe aufgeführt, von denen angenommen wird, dass sie in die in Anhang IX genannten Rohstoffkategorien fallen. Dies sind:

- Als Unterkategorie/Beispiele von Anhang IX Teil A Buchstabe d: Getränkeabfälle
- Als Unterkategorie/Beispiele von Anhang IX Teil A Buchstabe d: Rückstände und Abfälle von Früchten/Gemüse (nur Nachlauf, Blätter, Stiele und Hülsen)

- Als Unterkategorie/Beispiele von Anhang IX Teil A Buchstabe d: Bohnenschalen, Silberhäute und Staub: Kakao, Kaffee
- Als Unterkategorie/Beispiele von Anhang IX Teil A Buchstabe p: Schalen/Hülsen und Folgeprodukte: Sojahülsen
- Als Unterkategorie/Beispiele von Anhang IX Teil A Buchstabe d: Reststoffe und Abfälle aus der Herstellung von Heißgetränken: Kaffeesatz, Teesatz
- Als Unterkategorie/Beispiele von Anhang IX Teil A Buchstabe d: Schwimmschlamm aus Molkereiabfällen
- Als Unterkategorie/Beispiele von Anhang IX Teil A Buchstabe d: Öl aus Lebensmittelabfällen: Öl, das aus industriellen Lebensmittelabfällen gewonnen wird
- Als Unterkategorie/Beispiele von Anhang IX Teil A Buchstabe d: Nicht essbare Getreiderückstände und Abfälle aus dem Mahlen und der Verarbeitung von Körnern: Weizen, Mais, Gerste, Reis
- Als Unterkategorie/Beispiele von Anhang IX Teil A Buchstabe d: Reststoffe und Abfälle aus der Olivenölherstellung: Olivensteine
- Als Unterkategorie/Beispiele von Anhang IX Teil A Buchstabe p: Landwirtschaftliche Ernterückstände
- Als Unterkategorie/Beispiele von Anhang IX Teil A Buchstabe q: Palmwedel, Palmstamm
- Als Unterkategorie/Beispiele von Anhang IX Teil A Buchstabe q: Beschädigte Bäume
- Als Unterkategorie/Beispiele von Anhang IX Teil A Buchstabe p: Nicht verwendetes Futter/Futter aus der Feldgraswirtschaft
- Als Unterkategorie/Beispiele von Anhang IX Teil A Buchstabe d: Sonstige Schlachtabfälle (Tierrückstände (fettfrei) Kategorie 1)
- Als Unterkategorie/Beispiele von Anhang IX Teil A Buchstabe d: Industrieabwasser und Folgeprodukte

- Als Unterkategorie/Beispiele von Anhang IX Teil A Buchstabe g: Palmschlammöl (PSO)
- Als Unterkategorie/Beispiele von Anhang IX Teil A Buchstabe d: Industrielle Lagerabsetzungen
- Als Unterkategorie/Beispiele von Anhang IX Teil A Buchstabe d: Biogene Anteile von Altreifen
- Als Unterkategorie/Beispiele von Anhang IX Teil A Buchstabe q: Wiederverwertetes Holz/Altholz
- Als Unterkategorie/Beispiele von Anhang IX Teil A Buchstabe d: Humine
- Als Unterkategorie/Beispiele von Anhang IX Teil A Buchstabe d: Verbrauchte Bleicherde

Entsprechend ist von einem fortschrittlichen Biokraftstoff auszugehen, wenn der Biokraftstoff aus einem in Anhang IX Teil A RED II genannten Rohstoff oder einem Rohstoff aus Anhang IV der Durchführungsverordnung, der als Teil einer Rohstoffkategorie gemäß Anhang IX Teil A RED II gilt, hergestellt wird.

Für eine noch ausdifferenziertere Darstellung von Substraten, die zur Erzeugung fortschrittlicher Biokraftstoffe geeignet sind, verweisen wir auf die Biomasse-Code-Liste Kraftstoff der BLE², die verschiedenste Substratkategorien listet und mit Codes versieht. In der Liste wird auch angegeben, ob das Substrat als geeignet zur Erzeugung fortschrittlicher Biokraftstoffe gilt. Ob der Anwendungsbereich der Liste sich auf die Erfüllung der SAF-Quote erstreckt, ist unklar. Die Liste kann in der Praxis bei Zweifeln allerdings jedenfalls als Anhaltspunkt für die Einordnung dienen.

Auch nicht fortschrittliche Biokraftstoffe, die aus Rohstoffen erzeugt wurden, die in Anhang IX Teil B. der RED II gelistet sind, können zur Erfüllung der SAF-Quote eingesetzt werden. Im Einzelnen sind dies:

a) *gebrauchtes Speiseöl;*

² Abrufbar unter: https://www.ble.de/DE/Themen/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Informationen-Nabisy/Nabisy_node.html (zuletzt abgerufen am 04. Dezember 2024).

- b) *tierische Fette, die in die Kategorien 1 und 2 der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 eingestuft sind;*

Mit dem delegierten Rechtsakt (EU) 2024/1405 vom 14. März 2024 wurde der Anhang XI Teil B der RED II ergänzt um folgende Rohstoffe:

- c) *geschädigte Pflanzen, die sich nicht für die Verwendung in der Lebens- oder Futtermittelkette eignen, mit Ausnahme von Stoffen, die absichtlich verändert oder kontaminiert wurden, damit sie diese Voraussetzung erfüllen;*
- d) *kommunales Abwasser und daraus gewonnene Erzeugnisse mit Ausnahme von Klärschlamm;*
- e) *Pflanzen, die auf stark degradierten Flächen angebaut werden — mit Ausnahme von Nahrungs- und Futtermittelpflanzen und der in Teil A dieses Anhangs aufgeführten Rohstoffe —, soweit sie nicht für die Herstellung von Biokraftstoffen für den Luftfahrtsektor verwendet werden;*
- f) *Zwischenfrüchte wie Zweitfrüchte und Deckpflanzen — mit Ausnahme der in Teil A dieses Anhangs aufgeführten Rohstoffe —, die in Gebieten angebaut werden, in denen die Erzeugung von Nahrungs- und Futtermittelpflanzen aufgrund einer kurzen Vegetationszeit auf eine Ernte beschränkt ist, sofern ihre Nutzung keine Nachfrage nach zusätzlichen Flächen verursacht und der Gehalt an organischen Bodensubstanzen erhalten bleibt und soweit sie nicht für die Herstellung von Biokraftstoffen für den Luftverkehrssektor verwendet werden.*

In Anhang IV der Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 werden weitere Stoffe aufgeführt, von denen angenommen wird, dass sie in die in Anhang IX genannten Rohstoffkategorien fallen. Zur Erzeugung von Biokraftstoffen der Kategorie B sind somit auch solche Rohstoffe, die dort als der Rohstoffkategorie nach Anhang IX Teil B zugehörig gelistet sind, geeignet. Dies umfasst folgende Rohstoffkategorien:

- Als Unterkategorie/Beispiele von Anhang IX Teil B Buchstabe b: Abfälle aus Fischöl, die in die Kategorien 1 und 2 der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 eingestuft sind

Auch Biokraftstoffe, die aus Biomasse erzeugt wurden, die nicht in Anhang IX der RED II aufgeführt sind, können grundsätzlich zur Erfüllung der SAF-Quote genutzt werden, sofern sie

nicht aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen aus Artikel 3 Nummer 40 RED II erzeugt wurden.

Es darf sich bei der Biomasse also nicht um Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt, Zuckerpflanzen oder Ölpflanzen, die als Hauptkulturen auf landwirtschaftlichen Flächen produziert werden, handeln. Ausgenommen hiervon sind Reststoffe, Abfälle und lignozellulosehaltiges Material, und Zwischenfrüchte wie Zweitfrüchte und Deckpflanzen, es sei denn, die Verwendung solcher Zwischenfrüchte führt zu einer zusätzlichen Nachfrage nach Land.

Ein Reststoff ist gemäß Artikel 3 Nummer 43 RED II ein Stoff, der kein Endprodukt ist, dessen Produktion durch den Produktionsprozess unmittelbar angestrebt wird; er stellt nicht das primäre Ziel des Produktionsprozesses dar, und der Prozess wurde nicht absichtlich geändert, um ihn zu produzieren.

Abfälle sind nach der RED II Stoffe oder Gegenstände, derer sich sein Besitzer entledigt, entledigen will oder entledigen muss, mit Ausnahme von Stoffen, die absichtlich verändert oder kontaminiert wurden, um dieser Definition zu entsprechen (Artikel 3 Nummer 23 RED II).

Die Biokraftstoffe der Kategorie C können im Übrigen nur begrenzt zur Erfüllung der SAF-Quote eingesetzt werden. Sie dürfen höchstens 3 Prozent der für die Einhaltung der SAF-Quote eingesetzten Flugkraftstoffe ausmachen (vgl. Artikel 4 Absatz 3 SAF-Verordnung).

Sämtliche Biokraftstoffe für die Luftfahrt müssen außerdem entsprechend den Anforderungen des Artikel 30 RED II nachhaltigkeitszertifiziert sein und die Nachhaltigkeitskriterien nach Artikel 29 RED II einhalten. Dort sind die Kriterien in Artikel 29 in den Absätzen 2 bis 7 und Absatz 10 aufgelistet, die sich je nach Art der genutzten Rohstoffe unterscheiden.

Aus Abfällen und Reststoffen, mit Ausnahme von land- und forstwirtschaftlichen Reststoffen und Reststoffen aus der Aquakultur und Fischerei, hergestellte Biokraftstoffe müssen nach Art. 29 Absatz 1 Unterabsatz 2 RED II nur die in Artikel 29 Absatz 10 Unterabsatz 1 Buchstabe a) bis c) RED II genannten Kriterien erfüllen.

- Die durch ihre Verwendung erzielte Minderung der Treibhausgasemissionen muss mindestens 50 Prozent betragen, wenn sie in Anlagen hergestellt werden, die am 5. Oktober 2015 oder davor in Betrieb waren gem. Artikel 29 Absatz 10 Unterabsatz 1 Buchstabe a)

- Die durch ihre Verwendung erzielte Minderung der Treibhausgasemissionen muss mindestens 60 Prozent betragen, wenn sie in Anlagen hergestellt werden, die den Betrieb seit dem 5. Oktober 2015 bis zum 31. Dezember 2020 aufgenommen haben gem. Artikel 29 Absatz 10 Unterabsatz 1 Buchstabe b)
- Die durch ihre Verwendung erzielte Minderung der Treibhausgasemissionen muss mindestens 65 Prozent betragen, wenn sie in Anlagen hergestellt werden, die den Betrieb seit dem 1. Januar 2021 aufgenommen haben gem. Artikel 29 Absatz 10 Unterabsatz 1 Buchstabe c)

Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und aus landwirtschaftlicher Biomasse produzierte Biomasse-Brennstoffe müssen dabei folgende Kriterien erfüllen:

- Sie dürfen gemäß Artikel 29 Absatz 3 RED II nicht aus Rohstoffen hergestellt werden, die auf Flächen mit hohem Wert hinsichtlich der biologischen Vielfalt gewonnen wurden. Dies sind Flächen, die im oder nach dem Januar 2008 einen bestimmten Status hatten, und zwar unabhängig davon, ob die Flächen diesen Status nach wie vor haben. Darunter fallen:
 - Primärwald und andere bewaldete Flächen, was in Artikel 29 Absatz 3 Buchstabe a) RED II näher definiert ist
 - Wald mit großer biologischer Vielfalt oder andere bewaldete Flächen, die artenreich und nicht degradiert sind und für die die zuständige Behörde eine große biologische Vielfalt festgestellt hat, es sei denn, es wird nachgewiesen, dass die Gewinnung des Rohstoffs den genannten Naturschutzzwecken nicht zuwiderlief gem. Artikel 29 Absatz 3 Buchstabe b) RED II
 - Ausgewiesene Flächen, was in Artikel 29 Absatz 3 Buchstabe c) RED II näher definiert ist
 - Grünland von mehr als einem Hektar mit großer biologischer Vielfalt, was in Artikel 29 Absatz 3 Buchstabe d) RED II näher definiert ist
 - Heideland gem. Artikel 29 Absatz 3 Buchstabe e) RED II

- Sie dürfen gem. Artikel 29 Absatz 4 RED II nicht aus Rohstoffen hergestellt werden, die auf Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand gewonnen werden, das heißt auf Flächen, die im Januar 2008 einen im Folgenden genannten Status hatten, diesen Status aber nicht mehr haben oder zum Zeitpunkt der Gewinnung des Rohstoffs denselben Status hatten wie im Januar 2008. Dies betrifft:
 - Feuchtgebiete nach Artikel 29 Absatz 4 Buchstabe a) RED II
 - Kontinuierlich bewaldete Gebiete nach Artikel 29 Absatz 4 Buchstabe b) RED II
 - Flächen von mehr als einem Hektar mit über fünf Meter hohen Bäumen und einem Überschirmungsgrad von 10 bis 30 Prozent oder mit Bäumen, die auf dem jeweiligen Standort diese Schwellenwerte erreichen können, sofern nicht nachgewiesen wird, dass der Kohlenstoffbestand der Fläche vor und nach der Umwandlung so bemessen ist, dass unter Anwendung der in Anhang V Teil C beschriebenen Methode die in Absatz 10 genannten Bedingungen erfüllt wären gem. Artikel 29 Absatz 4 Buchstabe c) RED II
- Sie dürfen gem. Artikel 29 Absatz 5 RED II nicht aus Rohstoffen hergestellt werden, die auf Flächen gewonnen werden, die im Januar 2008 Torfmoor waren, es sei denn, es wird der Nachweis dafür erbracht, dass nicht entwässerte Flächen für den Anbau und die Ernte dieses Rohstoffs nicht entwässert werden müssen.
- Zudem müssen sie die bereits oben dargestellten Minderungsquoten für Treibhausgasemissionen nach Artikel 29 Absatz 10 Unterabsatz 1 Buchstabe a) bis c) RED II erfüllen

Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe aus forstwirtschaftlicher Biomasse müssen dabei folgende Kriterien erfüllen:

- Sie müssen gem. Artikel 29 Absatz 6 RED II zur Minderung der Gefahr, dass nicht nachhaltig produzierte forstwirtschaftliche Biomasse genutzt wird, die folgenden Kriterien erfüllen:
 - In dem Land, in dem die forstwirtschaftliche Biomasse geerntet wurde, gelten nationale und/oder subnationale Gesetze auf dem Gebiet der Ernte und mit-

tels Überwachungs- und Durchsetzungssystemen müssen die in Artikel 29 Absatz 3 Buchstabe a) Ziffer i) bis vii) RED II genannten Kriterien sichergestellt sein: dass die Erntetätigkeiten legal sind; dass auf den Flächen Walderneuerung stattfindet; dass Gebiete, die zum Naturschutz ausgewiesen sind, geschützt werden; dass bei der Ernte die Bodenqualität und die biologische Vielfalt erhalten bleibt; dass die langfristigen Produktionskapazitäten des Waldes erhalten oder verbessert werden. Zudem dürfen Wälder, in denen die forstwirtschaftliche Biomasse geerntet wird, nicht von Flächen stammen, die einen bestimmten in Artikel 29 Absatz 3 Buchstabe a, b, d und e Absatz 4 Buchstabe a bzw. Absatz 5 RED II genannten Status haben. Letztlich müssen die Anlagen, die diese Stoffe herstellen, eine Zuverlässigkeitserklärung abgeben, dass die Biomasse nicht von diesen geschützten Flächen stammt.

- Wenn entsprechende Nachweise nach Buchstabe a) nicht zur Verfügung stehen, muss stattdessen gem. Artikel 29 Absatz 7 Buchstabe b) RED II durch Bewirtschaftungssysteme auf Ebene des forstwirtschaftlichen Gewinnungsgebiets sichergestellt sein, dass einige der in Buchstabe a) genannten Kriterien eingehalten werden.
- Sie müssen gem. Artikel 29 Absatz 7 RED II bestimmten Anforderungen für Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) entsprechen. Dafür muss das Ursprungsland oder die Ursprungsorganisation der regionalen Wirtschaftsintegration der forstwirtschaftlichen Biomasse Vertragspartei des Übereinkommens von Paris sein und muss gem. Artikel 29 Absatz 7 Buchstabe a) RED II entweder:
 - *„einen beabsichtigten nationalen Beitrag (NDC) zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (UNFCCC) übermittelt [haben], der Emissionen und den Abbau von Treibhausgasen durch die Landwirtschaft, Forstwirtschaft und Landnutzung abdeckt und gewährleistet, dass jede Änderung des Kohlenstoffbestands in Verbindung mit der Ernte von Biomasse auf die Verpflichtungen des Landes zur Reduzierung oder Begrenzung der Treibhausgasemissionen im Sinne des beabsichtigten nationalen Beitrags angerechnet wird“*

- oder hat: *„nationale oder subnationale Gesetze im Einklang mit Artikel 5 des Übereinkommens von Paris, die im Erntegebiet gelten, um die Kohlenstoffbestände und -senken zu erhalten und zu verbessern, und sorgt für Nachweise, dass die für den LULUCF-Sektor gemeldeten Emissionen nicht höher ausfallen als der Emissionsabbau“*
- wenn entsprechende Nachweise nach Buchstabe a) nicht zur Verfügung stehen, muss stattdessen gem. Artikel 29 Absatz 7 Buchstabe b) RED II durch Bewirtschaftungssysteme auf Ebene des forstwirtschaftlichen Gewinnungsgebiets sichergestellt sein, dass die Niveaus der Kohlenstoffbestände und -senken in den Wäldern gleich bleiben oder langfristig verbessert werden
- Auch sie müssen die bereits oben dargestellten Minderungsquoten für Treibhausgasemissionen nach Artikel 29 Absatz 10 Unterabsatz 1 Buchstabe a) bis c) RED II erfüllen.

3. wiederverwertete kohlenstoffhaltige Flugkraftstoffe

Wiederverwertete kohlenstoffhaltige Flugkraftstoffe sind Flugkraftstoffe, bei denen es sich um wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe im Sinne von Artikel 2 Absatz 2 Nummer 35 der Richtlinie (EU) 2018/2001 handelt, die den in Artikel 29a Absatz 2 jener Richtlinie genannten Schwellenwert für die Einsparung von Lebenszyklusemissionen einhalten und gemäß Artikel 30 jener Richtlinie zertifiziert sind.

Der Kraftstoff muss also aus flüssigen oder festen Abfallströmen nicht erneuerbaren Ursprungs, die für eine stoffliche Verwertung gemäß Artikel 4 der Richtlinie (EU) 2008/98/EG nicht geeignet sind, hergestellt werden, sowie aus Gas aus der Abfallverarbeitung und Abgas nicht erneuerbaren Ursprungs, die zwangsläufig und unbeabsichtigt infolge der Produktionsprozesse in Industrieanlagen entstehen (vgl. Artikel 2 Absatz 2 Nummer 35 RED II).

Vor dem Hintergrund der Zielsetzung des Gutachtens bedarf diese Kraftstoffkategorie keiner tiefergehenden Betrachtung.

4. Kohlenstoffarme Flugkraftstoffe

Kohlenstoffarme Flugkraftstoffe sind synthetische kohlenstoffarme Flugkraftstoffe oder kohlenstoffarmer Wasserstoff für die Luftfahrt (vgl. Artikel 3 Nummer 18 SAF-Verordnung).

(1) Synthetische kohlenstoffarme Flugkraftstoffe

Synthetische kohlenstoffarme Flugkraftstoffe sind wiederum „*Flugkraftstoffe nicht biogenen Ursprungs mit einem aus nichtfossilem kohlenstoffarmem Wasserstoff gewonnenen Energiegehalt, die in Bezug auf die Einsparungen von Lebenszyklusemissionen den Schwellenwert von 70 % erreichen und bei denen die Methoden zur Bewertung solcher Einsparungen von Lebenszyklusemissionen gemäß den einschlägigen Rechtsvorschriften der Union eingehalten werden.*“ (vgl. § 3 Nummer 13 SAF-Verordnung).

Im Gegensatz zu synthetischen kohlenstoffarmen Flugkraftstoffen im Sinne des Artikels 3 Nummer 13 SAF-Verordnung, muss diese Art Flugkraftstoff nicht aus erneuerbaren Energien erzeugt worden sein. Die Vorgabe der Erzeugung aus erneuerbaren Energien fehlt im Wortlaut. Auch die Gesetzssystematik, nach der in anderen Begriffsbestimmungen ausdrücklich eine erneuerbare Energiequelle genannt wird, spricht gegen die Notwendigkeit einer erneuerbaren Energiequelle.

Der Flugkraftstoff darf allerdings ebenfalls nicht aus biogenen Quellen stammen. Insoweit wird auf die Ausführungen unter (II.1.) verwiesen.

Der Flugkraftstoff muss im Hinblick auf die Lebenszyklusemissionen eine Treibhausgaseinsparung von 70 Prozent erreichen.

Weiterhin muss der Energiegehalt aus nichtfossilem kohlenstoffarmem Wasserstoff gewonnen werden. Insoweit verweisen wir auf die Ausführungen unter (II.4.(2)).

(2) Kohlenstoffarmer Wasserstoff für die Luftfahrt

Kohlenstoffarmer Wasserstoff für die Luftfahrt ist „*Wasserstoff zur Verwendung in Luftfahrzeugen mit einem aus nichtfossilen, nicht erneuerbaren Quellen gewonnenen Energiegehalt, der in Bezug auf die Einsparungen von Lebenszyklusemissionen den Schwellenwert von 70 % erreicht und bei dem die Methoden zur Bewertung solcher Einsparungen von Lebenszyklusemissionen gemäß den einschlägigen Rechtsvorschriften der Union eingehalten werden*“ (vgl. Artikel 3 Nummer 15 SAF-Verordnung).

Das entscheidende Merkmal des kohlenstoffarmen Wasserstoffs für die Luftfahrt ist, dass sein Energiegehalt aus nichtfossilen und gleichzeitig aus nicht erneuerbaren Quellen gewonnen wird.

Da die SAF-Verordnung zur Definition der ihrem Anwendungsbereich unterfallenden Kraftstoffe regelmäßig auf die Definitionen der RED II abstellt, spricht die gesetzssystematische Auslegung dafür, dass die Energie aus erneuerbaren Quellen entsprechend der Definition in Artikel 2 Nummer 1 der RED II zu bestimmen ist.

Der Wasserstoff darf daher nicht aus Energie aus erneuerbaren, nichtfossilen Energiequellen, das heißt Wind, Sonne (Solarthermie und Fotovoltaik) und geothermische Energie, Salzgradient-Energie, Umgebungsenergie, Gezeiten-, Wellen- und sonstige Meeresenergie, Wasserkraft, Energie aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas gewonnen werden.

Weder die RED II noch andere Richtlinien und Verordnungen definieren hingegen fossile oder nichtfossile Energieträger.

Nach einem häufigen Wortlautverständnis sind unter den fossilen Energieträgern solche Energieträger zu verstehen, die kohlenstoffhaltig und nicht erneuerbar sind.³

Entsprechend muss der Energiegehalt aus nicht erneuerbaren Energieträgern und Energieträgern stammen, die nicht auf Kohlenstoffverbindungen basieren.

Beispielhaft für einen solchen Energieträger ist die Kernenergie zu nennen.⁴

III. Relevanz der eingesetzten Inputs und Substrate zur Erzeugung von RFNBO und Biokraftstoffen

Eine Vielzahl von Fragestellungen im Gutachten betreffen die Relevanz der zur Erzeugung von Biokraftstoffen eingesetzten Substrate und die zur Erzeugung von RFNBO eingesetzten Inputs im System der SAF-Quote und im System der THG-Quote.

Die eingesetzten Substrate wirken sich auf die Anrechenbarkeit von Biokraftstoffen in beiden Systemen dahingehend aus, ob überhaupt eine Anrechnung möglich ist und – sofern eine Anrechnung möglich ist – in welchem Umfang diese erfolgen kann (siehe dazu unter D.III. 1).

Die eingesetzten Inputs zur Erzeugung der RFNBO wirken sich darauf aus, inwieweit ein im Rahmen eines Erzeugungsprozesses hergestellter Kraftstoff überhaupt als anrechenbarer RFNBO gilt (siehe dazu unter D.III.2).

³ <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/fossile-energetraeger-34855>; https://de.wikipedia.org/wiki/Fossile_Energie; https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:Fossil_fuel/de.

⁴ <https://dserver.bundestag.de/btd/20/071/2007148.pdf>, S. 131.

Die eingesetzten Inputs und Substrate haben sowohl für Biokraftstoffe als auch für RFNBO Auswirkungen auf den THG-Wert der RFNBO (siehe dazu unter D.IV und D.V.).

1. Anrechenbarkeit von Biokraftstoffen auf die THG-Quote und die SAF-Quote in Abhängigkeit von den eingesetzten Substraten

Das zur Biogas- und Biokraftstoffherstellung eingesetzte Substrat spielt eine entscheidende Rolle bei der Möglichkeit, das Biogas bzw. den Biokraftstoff auf die THG-Quote anzurechnen.

Die eingesetzten Substrate müssen die Nachhaltigkeitsanforderungen des Artikel 29 RED II bzw. der §§ 4 und 5 Biokraft-NachV einhalten.

Es muss sich bei dem Substrat grundsätzlich um Biomasse handeln, damit der hieraus erzeugte Kraftstoff als Biokraftstoff auf die THG-Quote anrechenbar ist (vgl. § 37b Absatz 1 BImSchG). § 37b BImSchG stellt weitere Anforderungen an die Biokraftstoffeigenschaft für bestimmte Arten Kraftstoff auf.

Gemäß § 4 Absatz 1 und 2 38. BImSchV gelten wiederum Energieerzeugnisse, die aus Substraten der Anlage 1 der 38. BImSchV erzeugt wurden, unabhängig davon, ob die Substrate Biomasse im Sinne der BiomasseV darstellen, als Biokraftstoffe nach § 37b Absatz 1 BImSchG. Ein Beispiel hierfür sind Biokraftstoffe aus Klärschlämmen aus kommunalen Abwässern (vgl. Anlage 1 Nummer 6 3. Variante zur 38. BImSchV, § 3 Nummer 6 BiomasseV in Verbindung mit § 2 Absatz 1 und 4 Nummer 1 Klärschlammverordnung).

Weiterhin entscheidet die Art der eingesetzten Substrate darüber, ob der Biokraftstoff einer Obergrenze im Hinblick auf die Anrechnung auf die THG-Quote unterfällt, ob er mit dem Doppelten oder dem Einfachen seines Energiegehalts auf die THG-Quote angerechnet werden kann und darüber, ob eine Anrechnung auf die sog. Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe in Betracht kommt.

Im Rahmen der SAF-Quote ist die Anrechnung auf die Verpflichtung nach Artikel 4 Absatz 1 SAF-Verordnung für folgende Substrate ausgeschlossen: *„Nahrungs- und Futtermittelpflanzen im Sinne von Artikel 2 Absatz 2 Nummer 40 der Richtlinie (EU) 2018/2001, Zwischenfrüchte, Palm-Fettsäure-Destillat und aus Palmen und Soja gewonnene Materialien sowie Seifenstock und seine Derivate.“* (vgl. Artikel 4 Absatz 5 SAF-Verordnung).

Biokraftstoffe, die weder fortschrittliche Biokraftstoffe sind noch aus den in Anhang IX Teil B der RED II genannten Substraten hergestellt wurden, können nur höchstens 3 Prozent der

für die Einhaltung der SAF-Quote eingesetzten SAF ausmachen (vgl. Artikel 4 Absatz 4 SAF-Verordnung).

(1) Fortschrittliche Biokraftstoffe

Fortschrittliche Biokraftstoffe sind im Rahmen der THG-Quote solche, die aus den in Anlage 1 der 38. BImSchV genannten Rohstoffen hergestellt wurden. Diese Kraftstoffe können zur Erfüllung der Verpflichtung nach § 14 Absatz 1 38. BImSchV, einen Mindestanteil fortschrittlicher Biokraftstoffe in Verkehr zu bringen (Unterquote), genutzt werden. Soweit diese Unterquote überschritten wird, können diese Biokraftstoffe mit Ausnahme von fortschrittlichen Biokraftstoffen aus Abwasser aus Palmölmühlen und leeren Palmfruchtbündeln mit dem Doppelten ihres Energiegehalts auf die Erfüllung von Treibhausgasminderungspflichten angerechnet werden.

Im Rahmen der SAF-Quote sind fortschrittliche Biokraftstoffe solche Biokraftstoffe, die aus den in Anhang IX Teil A der RED II aufgeführten Rohstoffen hergestellt wurden.

(2) Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen

Werden Nahrungs- und Futtermittelpflanzen zur Erzeugung des Biokraftstoffs genutzt, unterfallen sie dem Anwendungsbereich des § 13 38. BImSchV. Für diese Biokraftstoffe gilt die Obergrenze nach § 13 Absatz 1 38. BImSchV. Danach ist die Anrechenbarkeit der mit solchen Biokraftstoffen erzeugten Treibhausgasminderung auf die Erfüllung von Treibhausgasminderungspflichten nach § 37a Absatz 1 und 4 BImSchG begrenzt.

Setzt ein Quotenverpflichteter zur Erfüllung der THG-Quote mehr als 4,4 Prozent des energetischen Anteils der insgesamt vom Quotenverpflichteten in Verkehr gebrachten Kraftstoffe, die zur Berechnung des Referenzwerts herangezogen werden (vgl. § 13 Absatz 2 38. BImSchV), in Form von Biokraftstoffen aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen ein, so wird für alle diesen Anteil überschreitenden Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen ein Treibhausgaswert entsprechend dem Basiswert nach § 3 38. BImSchV festgelegt (vgl. § 13 Absatz 1 38. BImSchV). Für den die Obergrenze überschreitenden Anteil der Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen ist für den jeweiligen Quotenverpflichteten entsprechend keine Erfüllung der Treibhausgasminderungspflicht mehr möglich, da der Basiswert den THG-Wert für den Referenzwert vorgibt, gegenüber dem die Treibhausgasminderungspflicht zu erfolgen hat.

Etwas anderes gilt nur, wenn es sich bei den Biokraftstoffen aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen um biogenes Flüssiggas, Biomethan oder verflüssigtes Biomethan handelt. In diesem Fall gilt ab Überschreiten der Obergrenze nicht der Basiswert von 94,1g CO₂eq/MJ, sondern die THG-Werte der jeweiligen fossilen Pendanten der Biokraftstoffe von 73,6g CO₂eq/MJ, 69,3g CO₂eq/MJ bzw. 74,5g CO₂eq/MJ, sodass eine Treibhausgasminderung gegenüber dem Referenzwert grundsätzlich noch erfolgen kann (vgl. § 13 Absatz 1 Satz 2 ff. 38. BImSchV in Verbindung mit Anlage 2 a) bis c) zur 38. BImSchV).

(3) Abfallbasierte Biokraftstoffe

Auch Biokraftstoffe, die aus Substraten aus Anlage 4 zur 38. BImSchV hergestellt wurden („abfallbasierte Biokraftstoffe“), unterliegen einer Obergrenze. Setzt ein Quotenverpflichteter zur Erfüllung der THG-Quote mehr als 1,9 Prozent des energetischen Anteils der insgesamt vom Quotenverpflichteten in Verkehr gebrachten Kraftstoffe, die zur Berechnung des Referenzwerts herangezogen werden (vgl. § 13a 38. BImSchV), in Form von abfallbasierten Biokraftstoffen ein, so wird für alle diesen Anteil überschreitenden abfallbasierten Biokraftstoffe ein Treibhausgaswert entsprechend dem Basiswert nach § 3 38. BImSchV festgelegt. Die Regelungen nach § 13 Absatz 1 Satz 2 bis § 14 38. BImSchV zu abweichenden THG-Werten bei biogenem Flüssiggas, Biomethan oder verflüssigtem Biomethan gelten hier entsprechend.

Es ist zu beachten, dass ausschließlich Biokraftstoffe aus Abfällen, die in Anlage 4 zur 38. BImSchV genannt sind, unter die Obergrenze fallen.

(4) Biokraftstoffe mit hohem Risiko indirekter Landnutzungsänderung

Auch Biokraftstoffe, die aus Rohstoffen mit hohem Risiko indirekter Landnutzungsveränderungen hergestellt wurden, unterfallen einer Art „Obergrenzenregelung“. Seit 2022 können diese Biokraftstoffe nicht mehr zur Erfüllung der THG-Quote genutzt werden, da die Obergrenze bei 0 Prozent liegt (vgl. § 13b Absatz 1 Nummer 3 38. BImSchV). Die Regelungen nach § 13 Absatz 1 Satz 2 bis § 14 38. BImSchV zu abweichenden THG-Werten bei biogenem Flüssiggas, Biomethan oder, verflüssigtem Biomethan gelten hier allerdings entsprechend, so dass insoweit noch eine (geringe) THG-Minderung erzielt werden kann.

(5) Sonderfall biogener Wasserstoff

Biogener Wasserstoff kann nur dann auf die THG-Quote angerechnet werden, wenn er aus Substraten der Anlage 1 zur 38. BImSchV erzeugt wurde, also aus den Substraten, die auch

zur Erzeugung fortschrittlicher Biokraftstoffe genutzt werden können (vgl. § 13 Absatz 1 Nummer 1 37. BImSchV).

Für die Anrechnung auf die SAF-Quote besteht keine Sonderregelung.

2. Bedeutung des bei der Erzeugung von RFNBO eingesetzten Inputs mit Einfluss auf den Energiegehalt und Möglichkeit des Einsatzes fossiler Energieträger

Damit ein RFNBO auf die THG-Quote oder die SAF-Quote angerechnet werden kann, muss sein Energiegehalt ausschließlich aus erneuerbaren Energien mit Ausnahme biogener Energieträger stammen.

Es ist allerdings möglich in einem Erzeugungsverfahren einen Kraftstoff als Gesamtoutput herzustellen, der nur anteilig als RFNBO und anteilig als anderer Kraftstoff (fossil oder biogen) gilt, wenn beispielsweise teilweise fossile oder biogene Energien neben erneuerbaren nicht biogenen Energien eingesetzt werden.

Nach Nummer 3 des Anhangs zur Verordnung (EU) 2023/1185 erfolgt die Bestimmung des energetischen Anteils eines RFNBO in diesem Fall nach folgendem Ansatz:

„Besteht der Output eines Verfahrens nicht vollständig aus flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr oder aus wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen, so wird ihr jeweiliger Anteil am Gesamtoutput wie folgt bestimmt:

a) Der Anteil der flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr wird bestimmt, indem die relevante Zufuhr von erneuerbarer Energie in dem Verfahren durch die gesamte relevante Energiezufuhr des Verfahrens geteilt wird; [...]“

Entsprechend wird der Anteil eines in einem Verfahren erzeugten Kraftstoffs, der als RFNBO gilt, ermittelt, indem der Anteil der erneuerbaren Energien ins Verhältnis zu dem Gesamtenergiegehalt des erzeugten Kraftstoffs gesetzt wird.⁵

Beispiel:

⁵ Systemdokumentation “GHG EMISSIONS & SUSTAINABILITY” des CERTIFHY EU RFNBO VOLUNTARY SCHEME, Version 1.4. vom 25. Juli 2024, S. 23 abrufbar unter: https://www.certifhy.eu/wp-content/uploads/2024/09/CertifHy-VS-Document_-_Sustainability__GHG-Emissions_V1.4.pdf

Wird bei der Erzeugung von Wasserstoff 50 Prozent erneuerbare Elektrizität nicht biogenen Ursprungs und 50 Prozent fossile Elektrizität eingesetzt, gilt der erzeugte Wasserstoff zu 50 Prozent als RFNBO, der auf die SAF-Quote oder THG-Quote angerechnet werden kann und zu 50 Prozent als fossiler Wasserstoff, der nicht angerechnet werden kann.

Wenn also Verarbeitungsschritte den Energiegehalt des Gesamtoutputs eines Verfahrens zur Kraftstofferzeugung erhöhen, müsste hier auch ein erneuerbarer Energieträger zur Erzeugung zum Einsatz kommen, ansonsten gilt der Kraftstoff in dem Umfang, in dem ein anderer Energieträger eingesetzt wird, nicht als RFNBO.

Dies entspricht auch der von der EU-Kommission offenbar vertretenen Rechtsauffassung:

„30. May fuel producers source renewable electricity via different options (counting as partially renewable and counting as fully renewable)?

Reply: The RED sets out two main pathways to produce RFNBO: The first approach, set out in the fourth subparagraph of Article 27(3), determines the share of renewable hydrogen based on the share of renewable electricity in the country of production in the year n-2. The second approach set out in the fifth and sixth subparagraphs of Article 27(3), which is further detailed in the RFNBO delegated act, allows the production of fully renewable hydrogen via several sub-options. Fuel producers may combine the pathways and options to source renewable electricity provided the way the electricity is sourced is fully documented in line with the requirements set out in Article 8 of the RFNBO delegated act. This applies also for electricity sourced during the same time interval. For each way of sourcing electricity, the dedicated rules apply. If for instance an electrolyser is fed with 50% electricity that counts as fully renewable and 50% electricity that is only 40% renewable, 70% of the total hydrogen produced will be renewable. The remaining 30% cannot be made renewable by applying the rules of the RFNBO delegated act. [...].”⁶

Bei der Frage, welcher Anteil eines Gesamtoutputs als RFNBO betrachtet werden kann, kommt es nur auf die eingesetzte Energie an, deren Energiegehalt auch in den Gesamtoutput eingeht. Werden bei der Erzeugung eines RFNBO wiederum Energieträger eingesetzt, die nicht zum Energiegehalt des erzeugten Kraftstoffs beitragen – wie zum Beispiel Energie für

⁶ Q&A implementation of hydrogen delegated acts Version of 14/03/2024, question 30

die Beleuchtung des Projektstandorts –, hat dies keinen Einfluss auf den Anteil des RFNBO am Gesamtoutput.

Setzt man hier allerdings fossile Energieträger ein, hat dies einen negativen Einfluss auf den THG-Wert des erzeugten RFNBO.

Nach der Methode zur Bestimmung der Treibhausgaswerte eines RFNBO nach Nummer 1 Buchstabe A zum Anhang zur Verordnung (EU) 2023/1185 sind sämtliche THG-Emissionen von der Erzeugung über Verarbeitung und Transport und Nutzung des RFNBO zu berücksichtigen.

Auch dies wird von der Kommission bestätigt:

„Must all energy consumption used by a hydrogen production facility be of renewable origin to produce RFNBO?

Reply: No, not necessarily. Electricity or other forms of energy that are used for other purposes (lighting, safety, balance of system) but do not add to the heating value of the output do not need to be renewable. However, the CO2 content of this energy source should be taken into account to calculate the greenhouse gas emissions savings achieved by the RFNBO. Similarly, electricity consumption that is used to compress transport or further process RFNBO does not need to be renewable, unless it is used to add energy value to the RFNBO.“

3. Bedeutung des Ursprungs des bei der Erzeugung des Kraftstoffs eingesetzten Kohlenstoffdioxid

Nach unserer Auffassung hat die Quelle des für die Erzeugung eines SAF im Kontext der SAF-Quote eingesetzten Kohlenstoffdioxids („CO₂“) – biogen, fossil, erneuerbar – keinen Einfluss auf die Klassifizierung als SAF im Sinne des jeweils relevanten Rechtsrahmens, sofern

- das CO₂ nicht absichtlich zur Erzeugung von RFNBO oder Biokraftstoffen produziert wurde,
- es sich bei den SAF nicht um Biokraftstoffe handelt und

- trotz der Verwendung des jeweils gewählten Kohlenstoffdioxids die jeweils maßgebliche Schwelle an Treibhausgaseinsparung von 70 Prozent erreicht wird.

Im Hinblick auf die SAF, die keine Biokraftstoffe sind, besteht hier ein hohes Maß an Rechtssicherheit (siehe unter (1)).

Im Hinblick auf den Einsatz von Biomasse ist der Rechtsrahmen nicht vollständig klar. Insbesondere im Hinblick auf die SAF-Quote, die die Biokraftstoffe schlicht unter Bezugnahme auf die RED II definiert, bestehen gewisse Unklarheiten. Im Hinblick auf die Verwendung von Biokraftstoffen im Rahmen der THG-Quote wiederum ist im nationalen Rechtsrahmen geregelt, dass die Nutzung von biogenem CO₂ dazu führt, dass ein Biokraftstoff erzeugt wird. Wird wiederum nicht-biogenes CO₂ eingesetzt, würde das erzeugte Produkt im Kontext der THG-Quote nur anteilig als Biokraftstoff gelten. Da hier eigentlich nur eine energetische Betrachtung der Einsatzstoffe im Hinblick auf die Frage in Betracht kommt, welcher Anteil des Produkts Biokraftstoff ist und CO₂ keinen Energiegehalt per se hat, dürfte dies an der erzeugten Biokraftstoffmenge bezogen auf das Gesamtprodukt jedoch nichts ändern. Im Hinblick auf diesen letzten Satz fehlt es allerdings ebenfalls an klaren Regelungen und damit an Rechtssicherheit (siehe dazu unter (2)).

(1) Bedeutung von CO₂-Quellen bei der Erzeugung von SAF und RFNBO mit Ausnahme von Biokraftstoffen

Mit Ausnahme der Biokraftstoffe richtet sich die Klassifizierung sämtlicher SAF danach, aus welcher Quelle ihr Energiegehalt stammt und ob der Schwellenwert der Treibhausgaseinsparung eingehalten wird (vgl. Artikel 3 Nummern 7, 12, 15 in Verbindung mit Artikel 2 Absatz 2 Nummer 36 RED II).

Das CO₂ dürfte bereits keinen Einfluss auf den Energiegehalt haben. Sollte man hier einen – wohl sehr geringen – Energiegehalt annehmen, würde dies dazu führen, dass der SAF-Anteil am Gesamtoutput wie unter C.III.1. beschrieben um den energetischen Anteil einer fossilen oder biogenen CO₂-Quelle verringert wäre.

Soweit CO₂ also die Treibhausgaseinsparung des Gesamtoutputs nicht so negativ beeinträchtigt, dass der Schwellenwert überschritten wird, dürfte die Quelle des CO₂, das im Produktionsprozess verwendet wird, für die Anrechenbarkeit der SAF auf die SAF-Quote irrelevant sein.

Auch der übrige Rechtsrahmen der SAF-Verordnung trifft keine Regelungen zur Quelle des bei der Erzeugung eingesetzten CO₂.

Das Ergebnis entspricht im Übrigen der von der Kommission vertretenen Rechtsauffassung im Hinblick auf RFNBO im Kontext der THG-Quote.

Die Kommission hat diese Rechtsauffassung in einem veröffentlichten Dokument gegenüber Zertifizierungssystemen geäußert, die die Anerkennung als Zertifizierungssystem für die Zertifizierung von RFNBO nach RED II anstreben.⁷

Die Zertifizierungssysteme fragten Folgendes an:

“In the case of production of RFNBO/RCF from CO₂ of fossil origin, is there a limitation for use of this carbon source, besides not being possible to consider savings under e_{ex-use}?”

Die Kommission antwortete hierauf:

“Reply: No, it is not forbidden to use fossil-based CO₂, but it would make it more challenging to achieve the 70% threshold”

Die Kommission bestätigt also, dass fossiles CO₂ im Produktionsprozess von RFNBO ohne Limitierung eingesetzt werden kann, ohne die Anrechnung auf die Erneuerbaren-Energien Ziele der RED II zu beeinträchtigen, die Quelle des CO₂ jedoch bei der Berechnung des Treibhausgaswerts des RFNBO berücksichtigt wird.

Zwar beschränkt sich diese Rechtsauffassung dem Wortlaut nach auf RFNBO im Rahmen der RED II. Doch wird die Rechtsauffassung im Kontext der Zertifizierung nach Artikel 30 der RED II vermittelt. Auch die synthetischen Flugkraftstoffe nach der SAF-Verordnung bedürfen der Zertifizierung nach Artikel 30 RED II. Weiter definiert die SAF-Verordnung die synthetischen Flugkraftstoffe unmittelbar anhand des Begriffs der RFNBO nach RED II (vgl. Artikel 3 Nummer 12 SAF-Verordnung), sodass von einer Übertragbarkeit der Rechtsauffassung jedenfalls auf synthetische Flugkraftstoffe auszugehen ist, die den Hauptanwendungsfall des Zusatzes von CO₂ darstellen dürften.

So deutet die Verordnung (EU) 2023/1185, darauf hin, dass zur Bestimmung der THG-Werte von RFNBO die Quelle des CO₂ die Einordnung als RFNBO und als synthetischen Flugkraftstoff nicht grundsätzlich ausschließt, sondern lediglich einen negativen Einfluss auf die THG-

⁷ Q&A implementation of hydrogen delegated acts Version of 14/03/2024, Question and Answer 39.

Werte hat. Die Verordnung (EU) 2023/1185 ist auch zur Bestimmung der THG-Emissionen für synthetische Flugkraftstoffe maßgeblich. Nach Artikel 3 Nummer 11 sind die Lebenszyklusemissionen nach den Vorgaben der Verordnungen zu bestimmen, die nach Artikel 28 Absatz 5 bzw. Artikel 31 Absatz 5 RED II erlassen wurden. Die Verordnung (EU) 2023/1185 basiert auf der Verordnungsermächtigung aus Artikel 28 Absatz 5 RED II (weitere Ausführungen zu den Auswirkungen der CO₂-Quelle unter D.IV.2.(3)).

(2) Bedeutung von CO₂-Quellen bei der Erzeugung von Biokraftstoffen

i. Bedeutung der CO₂-Quelle im Rahmen der SAF-Quote

Die Definition der Biokraftstoffe im Kontext der SAF-Quote (siehe dazu unter D.III.1.(1)) sieht vor, dass ein Biokraftstoff aus Biomasse hergestellt worden sein muss.

Ein Kraftstoff, der aus Biomasse und anderen nicht biogenen Einsatzstoffen hergestellt wurde, ist damit per Definition kein Biokraftstoff.

Biomasse wiederum wird in der RED II wie folgt definiert:

*„den **biologisch abbaubaren Teil** von Produkten, Abfällen und Reststoffen biologischen Ursprungs der Landwirtschaft, einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe, der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige, einschließlich der Fischerei und der Aquakultur sowie den biologisch abbaubaren Teil von Abfällen, darunter auch Industrie- und Haushaltsabfälle biologischen Ursprungs“ (vgl. Artikel 2 Nummer 24 RED II).*

CO₂ ist als solches nicht biologisch abbaubar, unabhängig davon, aus welcher Quelle das CO₂ stammt. Entsprechend könnte man hier vertreten, dass ein Kraftstoff, der unter Zusetzung von CO₂ erzeugt wurde, kein Biokraftstoff nach der Definition der Biokraftstoffe nach der SAF-Verordnung sein kann.

Vertretbar scheint es allerdings auch, den Begriff des Biokraftstoffs weiter auszulegen und darauf abzustellen, ob andere Produkte als Biomasse in den Energiegehalt des Biokraftstoffs eingehen. Dies erscheint naheliegend, da bei der Herstellung von Biokraftstoffen vielfach auch z.B. Wasser zugesetzt wird, das für sich genommen auch keine Biomasse ist, aber als energetisch neutraler Einsatzstoff keinesfalls als der Biomasseeigenschaft des Endprodukts abträglich gewertet wird. Weiter wäre es möglich unter Biomasse auch Folgeprodukte aus der Verwendung von Biomasse gelten zu lassen.

Eine entsprechende Auslegung erfolgt im nationalen Rechtsrahmen zur THG-Quote, der die RED II umsetzt und entsprechend auf die Definitionen der RED II abstellt.

ii. Bedeutung der CO₂-Quelle im Rahmen der THG-Quote

Nach § 37b Absatz 1 Satz 1 BImSchG ist ein Biokraftstoff grundsätzlich ein Energieerzeugnis, das ausschließlich aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung erzeugt wurde. Weiter gelten jedoch Energieerzeugnisse, die anteilig aus Biomasse hergestellt werden, in Höhe dieses Anteils als Biokraftstoff.

Entsprechend wäre es möglich, beim Einsatz von CO₂, das nicht als Biomasse gilt, das Endprodukt anteilig als Biokraftstoff einzuordnen.

Weiter gilt nach § 2 Absatz 2 Nummer 5 der Biomasseverordnung auch sämtliches aus der Vergasung oder Pyrolyse von Biomasse erzeugtes Gas und daraus resultierende Folge- und Nebenprodukte als Biomasse. Danach gilt also CO₂, das bei der Erzeugung von Biogas anfällt, als Biomasse. Bei einem Einsatz von derartiger Biomasse liegt mithin auf der Hand, dass es sich bei dem Endprodukt insgesamt um Biomasse und damit um einen Biokraftstoff handelt.

Anderes CO₂ gilt hingegen nicht als Biomasse.

iii. Sonderfall biogener Wasserstoff

Gemäß § 37b Absatz 8 Satz 1 Nummer 4 in Verbindung mit Satz 3 BImSchG kann Wasserstoff aus biogenen Quellen nur dann auf die THG-Quote angerechnet werden, wenn er im Straßenverkehr eingesetzt wird und die Anforderungen gemäß der 37. BImSchV erfüllt sind. Mit Wasserstoff aus biogenen Quellen ist dabei nicht Wasserstoff gemeint, der aus Strom aus Biomasseverbrennung erzeugt wurde, sondern beispielsweise Wasserstoff, der aus Pyrolyse von Biomethan gewonnen wird.

Wird der biogene Wasserstoff außerhalb des Straßenverkehrs, etwa im Schiffverkehr oder Luftverkehr, eingesetzt, besteht keine Möglichkeit der Anrechnung.

Im Straßenverkehr verwendeter biogener Wasserstoff ist gemäß § 13 37. BImSchV unter bestimmten Voraussetzungen zusätzlich zu den Biokraftstoffen nach § 37b Absatz 1 Satz 1 BImSchG ein Biokraftstoff und seit dem 1. Juli 2023 auf die THG-Quote anrechenbar.

Voraussetzung ist insoweit, dass der biogene Wasserstoff aus Rohstoffen nach Anlage 1 zur 38. BImSchV, mithin aus Rohstoffen, die Grundlage für die Herstellung fortschrittlicher Biokraftstoffe sein können, hergestellt worden ist. Weiter ist Voraussetzung, dass der biogene Wasserstoff den Anforderungen an Biokraftstoffe nach der Biokraft-NachV entspricht.

In § 13 Absatz 2 37. BImSchV ist wiederum geregelt, dass Energieerzeugnisse, die anteilig aus biogenem Wasserstoff hergestellt worden sind, in Höhe dieses Anteils als Biokraftstoff gelten. Die Bestimmung des Anteils richtet sich dabei nach den Vorgaben des Artikels 5 der Co-Processing-Verordnung. Danach gilt folgendes:

Verarbeitet die Produktionsanlage gleichzeitig erneuerbaren Wasserstoff biologischen Ursprungs, ist nachzuweisen, dass der Wasserstoff

1. nicht an anderer Stelle als Energie aus erneuerbaren Quellen erfasst wurde, um eine Doppelerfassung zu vermeiden, und
2. in den endgültigen Kraftstoff eingearbeitet wurde und nicht nur zur Entfernung von Verunreinigungen verwendet wurde.

Hierfür kann eine übliche Elementaranalyse wie die CHN-Analyse (Kohlenstoff, Wasserstoff, Stickstoff) verwendet werden, um den Wasserstoffgehalt des Materials vor und nach der Wasserstoffbehandlung festzustellen.

Diese Regelungen sind unseres Erachtens im Grundsatz auch dann anwendbar, wenn der Wasserstoff nicht gemeinsam mit fossilen Kraftstoffen in einer Raffinerie verarbeitet, sondern lediglich „methanisiert“ wird.

Insoweit ist allerdings zu beachten, dass nach § 2 Absatz 2 Nummer 5 der Biomasseverordnung auch sämtliches aus der Vergasung oder Pyrolyse von Biomasse erzeugtes Gas und daraus resultierende Folge- und Nebenprodukte als Biomasse gilt. Danach gilt also CO₂, das bei der Erzeugung von Biogas anfällt, als Biomasse. Bei Einsatz von derartiger Biomasse liegt mithin auf der Hand, dass es sich bei dem Endprodukt insgesamt um Biomasse handelt.

Anderes CO₂ gilt hingegen nicht als Biomasse.

Der Einsatz fossilen CO₂s ändert unseres Erachtens allerdings nichts daran, dass im Rahmen der THG-Quote das Endprodukt als Biokraftstoff gewertet werden kann. Der Grund liegt darin, dass der Anteil anhand des Energiegehalts zu bestimmen ist und der Energiegehalt des

CO₂ bei Null liegt. Aus Artikel 5 Absatz 2 Co-Processing-Verordnung folgt insoweit nichts anderes. Ob die Regelung überhaupt anwendbar ist, wenn der Wasserstoff gar nicht in einer Raffinerie oder Wasserstoffbehandlungsanlage gemeinsam mit fossilen Rohstoffen verarbeitet, sondern lediglich mittels CO₂s methanisiert wird, erscheint bereits zweifelhaft. Aber selbst wenn man die Regelung anwendet, ändert dies nichts am Ergebnis. Die Regelung stellt darauf ab, inwieweit sich der Anteil des atomaren Wasserstoffs (H), der sich im Kraftstoff findet, aufgrund der Hinzufügung des Wasserstoffs erhöht hat. Wird der Wasserstoff bzw. das Wasserstoffgas (H₂) mit CO₂ – gleich welcher Herkunft – zusammengeführt, erhöht sich der Anteil atomaren Wasserstoffs im Endprodukt (z.B. CH₄) um genau die Menge, die als Wasserstoff(gas) hinzugefügt worden ist. Da der Wasserstoffanteil zuvor, d.h. vor Hinzufügung des biogenen Wasserstoffes, bei Null lag, kann der gesamte atomare Wasserstoff im Endprodukt dann als Biokraftstoff gewertet werden.

IV. THG-Berechnung

Die Bestimmung der Treibhausgasemissionen von RFNBO und Biokraftstoffen ist sowohl im Kontext der THG-Quote als auch im Kontext der SAF-Quote von erheblicher Bedeutung für die Anrechenbarkeit und den wirtschaftlichen Wert.

In beiden Systemen muss eine Mindestgrenze an Treibhausgaseinsparung gegenüber einem fossilen Referenzwert erreicht werden, um eine Anrechnung auf THG-Quote oder SAF-Quote zu ermöglichen.

Im System der THG-Quote steigt der Wert des eingesetzten Biokraftstoffs und RFNBO je niedriger sein Treibhausgaswert ist, da die durch den Biokraftstoff und RFNBO erzielte Treibhausgasminderung im sogenannten THG-Quotenhandel gegen Entgelt vermarktet werden kann.

Die Berechnung von Treibhausgasemissionen erfolgt für Biokraftstoffe und RFNBO im System der SAF-Quote und der THG-Quote jeweils einheitlich.

Bei der THG-Berechnung von Biokraftstoffen und von RFNBO unterscheidet sich die Berechnung in wesentlichen Punkten.

Insbesondere für RFNBO bestehen Besonderheiten bei der THG-Berechnung beim Einsatz erneuerbarer nicht biogener Inputs und fossiler Inputs zur Erzeugung eines Gesamtoutputs.

So beispielsweise, wenn Strom aus Windenergie, Strom aus fossiler Quelle und Strom aus einem mit Biogas betriebenen BHKW gleichzeitig zur Elektrolyse bei der Wasserstoffherstellung genutzt werden (siehe dazu unter D.IV.2.).

Weitere Besonderheiten ergeben sich im Kontext des Co-Processing, beim Einsatz von RFNBO als Zwischenprodukt und bei Biomasse als Inputstoff in der RFNBO Erzeugung (dazu unter D.V und D.VI).

1. Allgemeines zur THG-Berechnung für Biokraftstoffe und RFNBO im Kontext von SAF-Quote und THG-Quote

Die Berechnung von Treibhausgasemissionen eines Biokraftstoffs und eines RFNBO unterscheiden sich wesentlich.

(1) THG-Berechnung von Biokraftstoffen

Die Berechnung der Treibhausgasemissionen und der Treibhausgaseinsparung eines Biokraftstoffs erfolgt sowohl im Kontext der SAF-Quote als auch im Kontext der THG-Quote anhand der Vorgaben des Anhangs V der RED II. Für die SAF-Quote ergibt sich dies durch den Verweis in der Definition der Biokraftstoffe auf die Nachhaltigkeitsanforderungen des Artikel 29 RED II in Artikel 3 Nummer 8 SAF-Verordnung.

Gemäß Artikel 29 Absatz 10 Unterabsatz 3 RED II sind die Treibhausgaseinsparungen von Biokraftstoffen nach Maßgabe des Artikel 31 Absatz 1 RED II zu bestimmen.

Artikel 31 Absatz 1 RED II lässt wiederum mehrere Methoden zur Berechnung der Treibhausgaseinsparungen eines Biokraftstoffs zu.

Es besteht die Möglichkeit, die Treibhausgaseinsparungen durch Standardwerte nach Anhang V Teil A oder Teil B RED II zu bestimmen, sofern diese für den Biokraftstoff existieren.

Weiter kann ein tatsächlicher Wert gemäß der Methode nach Anhang V Teil C RED II verwendet werden (siehe unten).

Abschließend ist es möglich, einzelne Variablen der Formel zur Bestimmung der Treibhausgaseinsparung tatsächlich zu berechnen und Teile der Variablen mit sogenannten disaggregierten Standardwerten auszufüllen.

Die Formel zur Berechnung der THG-Emissionen soll die Emissionen der gesamte Wertschöpfungskette abbilden und lautet wie folgt:

$$E = eec + el + ep + etd + eu - esca - eccs - eccr,$$

Dabei sind:

E = Gesamtemissionen bei der Verwendung des Kraftstoffs

eec = Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau der Rohstoffe

el = auf das Jahr umgerechnete Emissionen aufgrund von Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen

ep = Emissionen bei der Verarbeitung

etd = Emissionen bei Transport und Vertrieb

eu = Emissionen bei der Nutzung des Kraftstoffs

esca = Emissionseinsparung durch Akkumulierung von Kohlenstoff im Boden infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken

eccs = Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von CO₂

eccr = Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von CO₂

(2) THG-Berechnung von RFNBO

Die Berechnung der Treibhausgasemissionen und der Treibhausgaseinsparung eines RFNBO erfolgt nach unserer Ansicht sowohl im Kontext der SAF-Quote als auch im Kontext der THG-Quote anhand der Vorgaben der Verordnung (EU) 1185/2023.

Für die SAF-Quote ergibt sich dies durch den Verweis in der Definition der von den synthetischen Kraftstoffen einzuhaltenden Lebenszyklusemissionen in Artikel 3 Nummer 11 SAF-Verordnung auf die Verordnung nach Artikel 28 Absatz 5 RED II (alte Fassung).

Artikel 28 Absatz 5 RED II (alte Fassung) wiederum ermächtigt die Kommission zum Erlass einer delegierten Verordnung zur Berechnung der Treibhausgasemissionen für RFNBO.

Im Hinblick auf die THG-Quote werden die Treibhausgasemissionen eines RFNBO anhand der Vorgaben der 37. BImSchV bestimmt, die wiederum zur Berechnung der Treibhausgasemissionen unmittelbar auf Teil A des Anhangs der delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 verweist (vgl. § 10 Absatz 2 37. BImSchV).

Auch bei der THG-Berechnung der RFNBO geht es darum, die Emissionen des RFNBO auf der gesamten Wertschöpfungskette abzubilden:

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

Dabei gilt:

E = Gesamtemissionen aus der Nutzung des Kraftstoffs (g CO₂-Äq./MJ Kraftstoff)

$e_i = e_{i\text{ elastic}} + e_{i\text{ rigid}} - e_{\text{ex-use}}$: Emissionen aus der Versorgung mit Einsatzstoffen („inputs“) (g CO₂-Äq./MJ Kraftstoff)

$e_{i\text{ elastic}}$ = Emissionen aus Einsatzstoffen mit elastischem Angebot („elastic inputs“) (g CO₂-Äq./MJ Kraftstoff)

$e_{i\text{ rigid}}$ = Emissionen aus Einsatzstoffen mit unelastischem Angebot („rigid inputs“) (g CO₂-Äq./MJ Kraftstoff)

$e_{\text{ex-use}}$ = Emissionen aus der derzeitigen Nutzung oder Bestimmung der Einsatzstoffe (g CO₂-Äq./MJ Kraftstoff)

e_p = Emissionen aus der Verarbeitung (g CO₂-Äq./MJ Kraftstoff)

e_{td} = Emissionen aus Transport und Verteilung (g CO₂-Äq./MJ Kraftstoff)

e_u = Emissionen aus der Verbrennung des Kraftstoffs bei der Endnutzung (g CO₂-Äq./MJ Kraftstoff)

e_{ccs} = Emissionseinsparungen durch CO₂-Abscheidung und geologische CO₂-Speicherung (g CO₂-Äq./MJ Kraftstoff).

2. Einzelfragen zur THG-Berechnung

(1) Einheitlicher THG-Wert bei „Mischung“ aus RFNBO und anderen Kraftstoffen

Gemäß Nummer 1 Absatz 3 Satz 2 des Anhangs zur Verordnung (EU) 1185/2023 gilt bei der THG-Berechnung von RFNBO Folgendes:

„Bei Kraftstoffen, die aus einer Mischung aus flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr, wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen und anderen Kraftstoffen bestehen, wird angenommen, dass alle Arten (von Kraftstoffen) dieselbe Emissionsintensität aufweisen.“

Die Regelung dürfte dahingehend auszulegen sein, dass der THG-Wert des RFNBO sich angesichts höherer THG-Werte anderer fossiler Inputstoffe erhöht, je größer der Anteil der fossilen Einsatzstoffe an dem insgesamt entstehenden Output ist. Die Regelung regelt also den Anwendungsfall, dass bei der Erzeugung eines Kraftstoffs als Gesamtoutput eines Erzeugungsprozesses mehrere nach der unter D.IV.1.(2) beschriebenen Allokationsmethode in dem Prozess erzeugte Kraftstoffe einen einheitlichen Treibhausgaswert aufweisen.

Beispiel:

Wird bei der Erzeugung von Wasserstoff 50 Prozent erneuerbare Elektrizität nicht biogenen Ursprungs und 50 Prozent fossile Elektrizität eingesetzt, gilt der erzeugte Wasserstoff zu 50 Prozent als RFNBO, der auf die SAF-Quote oder THG-Quote angerechnet werden kann („Output 1“) und zu 50 Prozent als fossiler Wasserstoff („Output 2“), der nicht angerechnet werden kann (siehe bereits oben).

Der Treibhausgaswert des Outputs 1 und des Outputs 2 ist identisch. Man erhält also nicht einen RFNBO mit einem THG-Wert von 50g CO₂eq/MJ und einen fossilen Wasserstoff mit einem THG-Wert von 100g CO₂eq/MJ, sondern einen RFNBO mit einem THG-Wert von 75g CO₂eq/MJ und einen fossilen Wasserstoff mit einem THG-Wert von 75g CO₂eq/MJ.

Man könnte Nummer 1 Absatz 3 Satz 2 des Anhangs zur Verordnung (EU) 1185/2023 darüber hinaus auch so auslegen, dass immer dann, wenn eine Mischung aus RFNBO und anderen Kraftstoffen erfolgt – beispielsweise, wenn ein RFNBO und fossiler Wasserstoff in einem Wasserstoffnetz gemischt werden – die gemischten Kraftstoffe einen einheitlichen THG-Wert aufweisen. Hierfür kann man den Wortlaut der Regelung anführen, die sich für Kraftstoffe, die aus einer „Mischung“ mehrerer Kraftstoffarten bestehen, für anwendbar erklärt.

Die weit überwiegenden Argumente sprechen jedoch gegen einen derart weiten Anwendungsbereich. In Anbetracht der Allokationsregel, die bei Einsatz von Inputs verschiedener Klassifikationen (erneuerbar, biogen, fossil) in einem Erzeugungsprozess nicht einen einheitlichen Gesamtoutput, sondern mehrere Einzeloutputs entstehen lässt (siehe oben), ergibt es Sinn, den Gesamtoutput als eine „Mischung“ im Sinne der Regelung zu betrachten.

Auch die Regelungssystematik stützt diese Auslegung. Die Regelung folgt unmittelbar auf die grundlegende Formel zur Bestimmung von Treibhausgasemissionen von RFNBO und systematisch vor der Regelung zur THG-Berechnung im Falle des Co-Processing. Sie bezieht sich daher erkennbar auf den Erzeugungsprozess von RFNBO und unter Verwendung von RFNBO erzeugten Kraftstoffen und nicht auf die Regelung einer Mischung von RFNBO mit anderen Kraftstoffen nach Abschluss der jeweiligen Erzeugungsprozesse.

Auch die Regelungen zum massenbilanziellen Transport nach der RED II, die für RFNBO gelten, sprechen für die erste Auslegung. Nach Artikel 30 Absatz 1 Buchstabe a) und c) der RED II sollen Wirtschaftsteilnehmer beim Transport von RFNBO Massenbilanzsysteme nutzen, die es erlauben, Lieferungen von RFNBO mit unterschiedlichen Nachhaltigkeitseigenschaften zu mischen und die vorschreiben, dass dem Gemisch weiterhin Angaben über die Eigenschaften in Bezug auf Treibhausgaseinsparungen und den jeweiligen Umfang der unter Buchstabe a) genannten Lieferungen zugeordnet sind. Hiermit lässt sich die zweitgenannte Auslegung kaum vereinbaren.

(2) Welchen Einfluss haben Nebenprodukte auf die Klassifizierung und die THG-Berechnung bei der Kraftstoffproduktion?

Fallen bei der Erzeugung eines SAF Nebenprodukte an, können diese je nach SAF einen Einfluss auf die Berechnung der Treibhausgasemissionen, des erzeugten SAF im Kontext der SAF-Quote und der THG-Quote haben.

Unter Nebenprodukten sind beispielsweise Brennstoffe oder Chemikalien sowie energetische Nebenerzeugnisse wie Wärme, Strom oder mechanische Energie zu verstehen, die im Produktionsverfahren des SAF entstehen.

Ein Einfluss auf die Klassifizierung eines SAF aufgrund von im Erzeugungsprozess anfallender Nebenprodukte ist angesichts der Definitionen der SAF (D.I.1.) nicht ersichtlich, soweit die Nebenprodukte die dem SAF zuzuordnenden Treibhausgasemissionen nicht über den für den jeweiligen SAF notwendigen Treibhausgaswert steigen lassen.

i. Biokraftstoffe

Wie unter D.IV.1.(1) dargestellt, kann ein THG-Wert eines Biokraftstoffs anhand von Standardwerten, einer individuellen Berechnung oder einer Kombination aus beiden Ansätzen berechnet werden.

Steht also ein Standardwert für den relevanten Biokraftstoff im jeweiligen Produktionsverfahren zur Verfügung, kann dieser Standardwert genutzt werden. Auf etwaig anfallende Nebenprodukte kommt es bei der Bestimmung der Treibhausgaseinsparung des Biokraftstoffs dann nicht an.

Wenn die Treibhausgasemissionen eines Biokraftstoffs allerdings anhand einer tatsächlichen Berechnung bestimmt werden sollen, sieht die Berechnungsformel eine Berücksichtigung von Nebenprodukten bei der Treibhausgasberechnung grundsätzlich vor (vgl. Anhang V Teil C Nummer 17 und 18 RED II).

Wenn ein Verarbeitungsschritt Nebenprodukte erzeugt, müssen die Emissionen danach alloziert werden. Das heißt, dass die gesamten im Erzeugungsprozess in der Formel nach Anhang V Teil C Nummer 1 zu berücksichtigenden Treibhausgasemissionen zwischen dem Biokraftstoff und den Nebenprodukten nach Maßgabe ihres Energiegehalts (jeweils unterer Heizwert) aufgeteilt werden müssen. Dabei sind die Treibhausgasemissionen im Produktionsprozess zu berücksichtigen, die bis zum Entstehen des Nebenprodukts anfallen.⁸

Im Kontext der THG-Quote werden THG-Emissionen und die Treibhausgaseinsparung nach § 6 Absatz 2 Biokraft-NachV bestimmt, der inhaltlich dem Artikel 31 Absatz 1 RED II entspricht, sodass die vorstehenden Ausführungen entsprechend gelten.

Fällt bei der Produktion von Biokraftstoffen CO₂ als Nebenprodukt durch Abscheidung an, kann dieses unter bestimmten Umständen, wenn es geologisch gespeichert oder zur Ersetzung von fossilem CO₂ anderweitig genutzt wird, bei der Berechnung der Treibhausgasemissionen des Biokraftstoffs in Abzug gebracht werden (vgl. Anhang V Teil C Nummern 14 und 15 RED II).

⁸ https://www.redcert.org/images/REDCertEU_aktuell/SG_EU_THG_Vers06.pdf, S.49 ff.

ii. RFNBO

Die Methode zur THG-Berechnung von RFNBO wendet ähnlich der Regelung für Biokraftstoffe eine Allokationsmethode an, die die Treibhausgasemissionen aus der Nutzung des RFNBO wie in der Formel nach Anhang A Nummer 1 zur Verordnung (EU) 2023/1185 berechnet und dabei auf den RFNBO und die Nebenprodukte aufteilt.

Dabei wird zwischen Nebenprodukten, die einen Kraftstoff darstellen, und anderen Nebenprodukten unterschieden.

Nach Anhang A Nummer 1 Unterabsatz 3 Satz 2 Verordnung (EU) 1185/2023 soll für Kraftstoffe, die aus „*einer Mischung aus flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr, wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen und anderen Kraftstoffen bestehen*“ angenommen werden, „*dass alle Arten (von Kraftstoffen) dieselbe Emissionsintensität aufweisen.*“

Hier verweisen wir auf die Ausführungen unter D.III.2. Diese Regelung soll nach Ansicht der Kommission⁹ eine *lex specialis* bei Energieerzeugnissen als Nebenprodukte aus der Produktion von RFNBO gegenüber der allgemeinen Regel der Treibhausgasallokation nach Anhang A Nummer 15 Verordnung (EU) 1185/2023 darstellen. Für die allgemeine Regelung nach Anhang A Nummer 15 Verordnung (EU) 1185/2023 verbleibt damit ein Anwendungsbereich für alle Nebenprodukte, die keine Kraftstoffe darstellen. Die Regelung ist sowohl bei der Erzeugung reiner RFNBO, von Mischungen aus RFNBO und anderen Kraftstoffen sowie im Falle der gemeinsamen Verarbeitung von RFNBO mit anderen Kraftstoffen anzuwenden.

Nach Anhang A Nummer 15 a) und b) Verordnung (EU) 1185/2023 bestimmen sich die zwischen dem RFNBO und dem Nebenprodukt zu allozierenden Emissionen anhand der Emissionen zum Ende des Verfahrens, in dem die Nebenerzeugnisse entstehen. Zu berücksichtigen sind dabei die Emissionen aus den im Verfahren eingesetzten Einsatzstoffen sowie die (anteiligen) Emissionen aus der Verarbeitung, dem Transport und der Verteilung sowie der Verbrennung des Kraftstoffs.

Im Weiteren bestimmt sich die Methode der Zuordnung der Emissionen danach, ob das Verhältnis der im Verfahren erzeugten Nebenprodukte veränderlich oder unveränderlich ist

⁹ https://energy.ec.europa.eu/document/download/21fb4725-7b32-4264-9f36-96cd54cff148_en?file_name=2024%2003%2014%20Document%20on%20Certification.pdf, Frage 47.

und danach, ob es sich bei den Nebenprodukten ausschließlich um Nebenprodukte mit Energiegehalt oder um Nebenprodukte handelt, die auch Nebenprodukte ohne Energiegehalt umfassen (Anhang A Nummer 15 c) Verordnung (EU) 1185/2023).

Ist es in einem Verfahren möglich, das Verhältnis der Nebenprodukte zu ändern, soll die Allokation auf Grundlage „physischer Erwägungen“ erfolgen, wobei die Auswirkungen einer Erhöhung des Outputs an nur einem Nebenerzeugnis bei einem ansonsten konstant bleibenden Output auf die Emissionen des Verfahrens ermittelt werden (vgl. Anhang A Nummer 15 d) Verordnung (EU) 1185/2023).

Ist das Verhältnis der Nebenprodukte unveränderlich und handelt es sich bei den Nebenprodukten ausschließlich um Brennstoffe, Strom und Wärme richtet sich die Allokation der Emissionen nach dem Energiegehalt (vgl. Anhang A Nummer 15 c) Verordnung (EU) 1185/2023).

Ist das Verhältnis der Nebenprodukte unveränderlich und handelt es sich bei einigen der Nebenprodukte um Material ohne Energiegehalt, richtet sich die Zuordnung nach dem wirtschaftlichen Wert der Nebenprodukte. *„Der zugrunde gelegte wirtschaftliche Wert ist der durchschnittliche Erzeugerpreis der Erzeugnisse in den letzten drei Jahren. Liegen diese Daten nicht vor, so wird der Wert anhand der Rohstoffpreise abzüglich der Transport- und Lagerkosten geschätzt.“* (vgl. Anhang A Nummer 15 f) Verordnung (EU) 1185/2023).

Fällt bei der Produktion von Biokraftstoffen CO₂ als Nebenprodukt durch Abscheidung an, kann dieses unter bestimmten Umständen, wenn es geologisch gespeichert wird, bei der Berechnung der Treibhausgasemissionen des RFNBO in Abzug gebracht werden (vgl. Anhang A Nummer 1 Verordnung (EU) 1185/2023).

(3) Relevanz der CO₂-Quellen für die Berechnung der THG-Emissionen von RFNBO

Nach Nummer 10 des Anhangs zur Verordnung (EU) 2023/1185 kann das bei der Erzeugung des Kraftstoffs genutzte CO₂ bei der THG-Berechnung unter bestimmten Umständen in Abzug gebracht werden, wenn es zuvor an anderer Stelle abgeschieden und dem Prozess sodann zugesetzt wurde. Dies beispielsweise, wenn das CO₂ aus biogenen Quellen stammt, aber auch, wenn das CO₂ aus fossilen Quellen stammt und im Rahmen eines „wirksamen CO₂-Bepreisungssystems“ berücksichtigt wurde (vgl. Nummer 10 Buchstabe a) des Anhangs zur Verordnung (EU) 2023/1185). Entsprechend kommt grundsätzlich CO₂ aus fossilen

Quellen in Betracht. Da CO₂ aus fossilen Quellen unter bestimmten Voraussetzungen zur Verbesserung des THG-Werts genutzt werden kann, legt dies im Umkehrschluss nahe, dass die Verwendung von CO₂ ohne Erfüllung dieser Voraussetzungen zwar nicht zur Verbesserung des THG-Werts führt, aber der Einsatz nicht die Klassifizierung des RFNBO beeinträchtigt.

Die Formel zur Berechnung der THG-Emissionen sieht vor, dass Emissionen aus der derzeitigen Nutzung oder Bestimmung der Einsatzstoffe, die zur Erzeugung des RFNBO genutzt werden, bei der Berechnung der THG-Emissionen des RFNBO in Abzug gebracht werden (vgl. A.1. Anhang zur Verordnung (EU) 2023/1185).

Der Gedanke ist, dass, wenn die Nutzung bestimmter Einsatzstoffe zur RFNBO Erzeugung dazu führt, dass Emissionen vermieden werden, weil der Einsatzstoff in der Kraftstofferzeugung genutzt wird, dies im Rahmen der THG-Berechnung zu berücksichtigen ist.

Die Regelung in A.10. Anhang zu Verordnung (EU) 2023/1185 geht hier insbesondere auf das verwendete CO₂ ein.

Folgende Arten des CO₂, das abgeschieden und in den Kraftstoff eingegangen ist, werden gemäß Nummer 10 des Anhangs der Verordnung (EU) 2023/1185 hinsichtlich seiner Emissionen bei der Berechnung des THG-Werts eines RFNBO in Abzug gebracht:

- CO₂, das bei einer in Anhang I der Richtlinie (EU) 2003/87/EG aufgeführten Tätigkeit abgeschieden und in einem vorgelagerten Schritt in einem wirksamen CO₂-Bepreisungssystem berücksichtigt wurde und vor 2036 in die chemische Zusammensetzung des Kraftstoffs eingegangen ist. Stammt das CO₂ nicht aus der Verbrennung von Brennstoffen zur Stromerzeugung, endet dieser Zeitraum erst 2041;
- CO₂, das aus der Luft abgeschieden wurde;
- CO₂, das aus der Erzeugung oder Verbrennung von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen oder Biomasse-Brennstoffen stammt, die den Kriterien für Nachhaltigkeit und Treibhausgaseinsparungen entsprechen, und für die keine Gutschriften für CO₂-Abscheidung und -Ersetzung gemäß den Anhängen V und VI der RED II für die durch die Abscheidung eingesparten Emissionen erteilt wurden;

- CO₂, das aus der Verbrennung von RFNBO für den Verkehr oder wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe stammt, die die Kriterien für Treibhausgaseinsparungen gemäß Artikel 25 Absatz 2 und Artikel 28 Absatz 5 der RED II (alte Fassung) und der Verordnung (EU) 2023/1185 einhalten;
- CO₂, das aus einer geologischen CO₂-Quelle stammt, wenn das CO₂ zuvor auf natürliche Weise freigesetzt wurde.

Im Ergebnis wird solches CO₂ bei der Bestimmung des THG-Werts als neutral betrachtet, weil es zwar im Rahmen der Formel abgezogen, aber zuvor auch bei der Bestimmung der THG-Emissionen der Inputs angerechnet wurde.

V. Das Konzept des Co-Processing, des Zwischenprodukts und ihr Verhältnis zur „Mischung“

Der Rechtsrahmen für RFNBO sieht bestimmte Regelungen zur Bestimmung des Anteils eines RFNBO eines Gesamtoutputs und eines THG-Werts im sogenannten Co-Processing, bei der Verwendung von RFNBO als Zwischenprodukten und bei einer „Mischung“ aus RFNBO mit mehreren Kraftstoffen vor (zum letztgenannten siehe bereits D.IV.2.(1).)

Die Begriffe sind leider nicht vollkommen klar definiert und eine Abgrenzung fällt teilweise schwer. Dies ist problematisch, da die Abgrenzung von erheblicher praktischer Bedeutung ist.

Die drei Konzepte beschreiben jeweils den Einsatz eines RFNBO gemeinsam mit anderen, zum Beispiel fossilen Energieträgern, zur Erzeugung eines Kraftstoffs.

Im Folgenden werden zunächst die Effekte der einzelnen Konzepte dargestellt.

Darauf folgt der Versuch einer Abgrenzung der einzelnen Konzepte voneinander.

1. Co-Processing von RFNBO

Das Co-Processing (auch gemeinsame Verarbeitung) stellt eine Ausnahme zu dem unter D.IV.2.(1) beschriebenen Grundsatz, dass bei einer Mischung mehrerer Kraftstoffe ein einheitlicher THG-Wert zu bilden ist, dar.

Die Ausnahme von dieser Regel nach Nummer 1. Unterabsatz 3 Verordnung (EU) 2023/1185 lautet wie folgt:

„Eine Ausnahme von dieser Regel findet Anwendung, wenn flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe bei der gemeinsamen Verarbeitung einen konventionellen Einsatzstoff in einem Verfahren nur teilweise ersetzen.

In diesem Fall wird bei der Berechnung der Treibhausgasintensität auf der Grundlage des Energiegehalts der Einsatzstoffe proportional unterschieden zwischen

- dem Teil des Verfahrens, in dem der konventionelle Einsatzstoff eingesetzt wird, und*
- dem Teil des Verfahrens, in dem flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe eingesetzt werden, soweit die Teile des Verfahrens ansonsten identisch sind.“*

Die Ausnahme ermöglicht es, bei der gemeinsamen Verarbeitung den einheitlichen Erzeugungsprozess in sogenannte „virtuelle Prozesse“ aufzuteilen. Wenn in einem Prozess ein RFNBO und fossile Energieträger eingesetzt werden und der RFNBO einen konventionellen Einsatzstoff teilweise ersetzt, wird nicht dem Gesamtoutput des Prozesses ein einheitlicher THG-Wert zugeordnet. Stattdessen wird das Verfahren virtuell aufgeteilt, in einen Prozess mit dem RFNBO und einen Prozess ohne den RFNBO. Hierdurch erhält der virtuelle Prozess mit dem RFNBO einen niedrigeren THG-Wert als ohne die Ausnahmeregelung, da der einheitliche THG-Wert nur im Verhältnis zu einer geringeren Menge fossiler Energieträger gebildet wird – nämlich der Menge fossiler Energieträger, die der Menge des RFNBO entspricht.

Diese Ausnahmeregelung für Co-Processing greift indes nur für die Bestimmung des THG-Werts. Der Anteil des RFNBO am Gesamtoutput wird unverändert – wie in D.III.1.(2) beschrieben – anhand des Verhältnisses der erneuerbaren nicht biogenen Energie am Gesamtoutput bestimmt.

Beispiel:

In einem Verfahren zur Erzeugung eines Kraftstoffs wird üblicherweise fossiler Wasserstoff mit anderen energetisch wirksamen Stoffen vermischt. Der Wasserstoffanteil liegt dabei, bezogen auf den Energiegehalt, bei 50 Prozent. Nun wird im Rahmen der sog. gemeinsamen Verarbeitung 40 Prozent des fossilen Wasserstoffs (also 20 Prozent des energetischen Anteils am Gesamtoutput) durch erneuerbaren nicht biogenen Wasserstoff ersetzt.

Das Verfahren wird sodann in zwei virtuelle Prozesse aufgeteilt. Ein virtueller Prozess, der den RFNBO und einen ebenso großen energetischen Anteil fossilen Wasserstoffs und sonstige fossile Energieträger enthält („virtueller Prozess 1“) und ein virtueller Prozess ohne den RFNBO („virtueller Prozess 2“).

Zum einen entsteht im virtuellen Prozess 2 ein fossiler Kraftstoff, dessen Treibhausgasintensität unverändert ist, also keine Verbesserung aufgrund des Einsatzes des RFNBO erfährt. Dieser fossile Anteil mit schlechter Treibhausgasintensität macht 60 Prozent des Gesamtoutputs aus. Zum anderen entsteht ein Anteil von 20 Prozent, der als RFNBO gilt und dessen Treibhausgasintensität sich in einer Weise verschlechtert, als hätte der RFNBO im Verfahren einen fossilen Einsatzstoff vollständig ersetzt. Zuletzt entsteht ein fossiler Anteil von 20 Prozent, dessen Treibhausgasintensität dieselbe ist wie die des RFNBO-Anteils. Durch diese virtuelle Aufteilung stehen bei der THG-Berechnung im Sinne dann also nicht 20 Prozent RFNBO 80 Prozent fossilen Energieträgern gegenüber, sondern lediglich 20 Prozent fossilen Energieträgern, was zu einem weitaus besseren THG-Wert führt.¹⁰

Im Rahmen der THG-Quote ergibt sich die Möglichkeit der Nutzung eines RFNBO, der in einem raffinerietechnischen Verfahren gemeinsam mit mineralölstämmigen Ölen verarbeitet wurde, unmittelbar aus § 37a Absatz 5 Nummer 8 BImSchG.

Dafür, dass ein Co-Processing/gemeinsame Verarbeitung und eine (anteilige) Anrechnung der daraus erzeugten Kraftstoffe im Rahmen der SAF-Quote zulässig ist, spricht der Erwägungsgrund 20 der SAF-Verordnung:

„[...] Der erneuerbare Anteil an Kraftstoffen, die durch gemeinsame Verarbeitung erzeugt werden, sollte im Rahmen der Definition von SAF förderfähig sein, sofern der erneuerbare Anteil aus in der Richtlinie (EU) 2018/2001 aufgeführten Rohstoffen erzeugt wird, mit Ausnahme von aus „Nahrungs- und Futtermittelpflanzen“ im Sinne der genannten Richtlinie und bestimmten, in Artikel 4 Absatz 5 der vorliegenden Verordnung aufgeführten Rohstoffen erzeugten Biokraftstoffen, und dieser Anteil sollte gemäß der Methode bestimmt werden, die in einer nach der Richtlinie (EU) 2018/2001 erlassenen delegierten Verordnung der Kommission festgelegt ist.“

¹⁰ Siehe dazu auch auch Q&A implementation of hydrogen delegated acts Version of 14/03/2024, Seite 20 ff.

Nach dem Wortlaut des Erwägungsgrundes kann ein im Wege des Co-Processing erzeugter Kraftstoff ausschließlich im Hinblick auf seinen erneuerbaren Anteil als SAF klassifiziert werden.

Zwar fehlt es in der SAF-Verordnung an einer Norm, die diese in den Erwägungsgründen beschriebene Zielsetzung ausdrücklich regelt, allerdings bedarf es einer weiteren Normierung aus unserer Sicht nicht, da die Regelung, die im Kontext der SAF-Quote zur gemeinsamen Verarbeitung gelten soll, durch die Verweise auf die RED II und die auf ihrer Basis erlassenen delegierten Verordnungen ausreichend klar bestimmt ist.

Im Hinblick auf die gemeinsame Verarbeitung von RFNBO werden Regelungen in der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 festgelegt. Da diese Verordnung ihrem Anwendungsbereich nach nur für RFNBO und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe gilt, besteht die Möglichkeit zur gemeinsamen Verarbeitung im Rahmen der SAF-Quote neben Biokraftstoffen daher nur für synthetische Flugkraftstoffe nach Artikel 3 Nummer 12 SAF-Verordnung und Wasserstoff für die Luftfahrt nach Artikel 3 Nummer 17 SAF-Verordnung und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Flugkraftstoffe im Sinne des Artikel 3 Nummer 9 SAF-Verordnung. Nicht in den Anwendungsbereich der Verordnung fallen synthetische kohlenstoffarme Flugkraftstoffe oder kohlenstoffarmer Wasserstoff im Sinne des Artikel 3 Nummer 18 SAF-Verordnung (siehe unter D.II.4.(2)).

2. RFNBO als Zwischenprodukt

Wird ein RFNBO als Zwischenprodukt zur Erzeugung eines konventionellen Kraftstoffs eingesetzt, wird diese Verwendung des RFNBO als Zwischenprodukt unmittelbar als Erfüllungsoption im Sinne der THG-Quote angerechnet. Das Inverkehrbringen und damit die Erfüllung von Treibhausgasminderungspflichten im Sinne des § 37a Absatz 1 und 4 BImSchG erfolgt hier nicht durch das Inverkehrbringen des Kraftstoffs, in dem das RFNBO als Zwischenprodukt verwendet wurde, sondern bereits durch den Einsatz als Zwischenprodukt im Rahmen der Erzeugung des Kraftstoffs (vgl. § 3 Absatz 4 37. BImSchV). Entsprechend wird nicht der final erzeugte Kraftstoff auf die THG-Quote angerechnet, sondern das RFNBO als Zwischenprodukt. Das heißt auch, dass der THG-Wert des RFNBO nicht durch die Regelung zur „Mischung“ oder des „Co-Processing“ verändert wird. Der THG-Wert des RFNBO bleibt bei seiner Nutzung als Zwischenprodukt erhalten.

Beispiel:

Ein Raffineriebetreiber setzt erneuerbaren nicht biogenen Wasserstoff als RFNBO zur Beseitigung von Unreinheiten im sogenannten Hydro-Treating für die Erzeugung konventioneller Kraftstoffe ein. Der Wasserstoff gilt durch den Einsatz als in Verkehr gebracht und kann damit unmittelbar und mit unverändertem THG-Wert auf die THG-Quote angerechnet werden.

Es ist unklar, ob eine Anrechnung von RFNBO, die als Zwischenprodukt zur Herstellung von Kraftstoffen genutzt werden, auf die SAF-Quote möglich ist. Die SAF-Verordnung enthält hierzu keine Regelungen und verweist diesbezüglich nicht auf die RED II, sodass hier eher davon auszugehen ist, dass eine Anrechnung auf die SAF-Quote bei Nutzung als Zwischenprodukt nicht in Betracht kommt.

3. Die Abgrenzung der Begriffe Zwischenprodukt und Co-Processing und Mischung bei RFNBO

Je nachdem, ob eine Mischung aus RFNBO und fossilen Kraftstoffen, ein RFNBO als Zwischenprodukt oder aus Co-Processing mit einem fossilen Kraftstoff genutzt wird, werden die RFNBO teils unterschiedlich in den Systemen behandelt und ihre THG-Emissionen unterschiedlich bestimmt.

Leider gibt der Rechtsrahmen keine klaren Definitionen dafür vor, wann von einer bloßen Mischung, einem Co-Processing oder von einem Zwischenprodukt auszugehen ist.

(1) Mischung vs. Co-Processing

Eine „Mischung“ dürfte vorliegen, wenn mehrere Kraftstoffe in einem Erzeugungsprozess entstehen, weil in dem Prozess sowohl fossile als auch erneuerbare nicht biogene Energien zum Einsatz kommen. Werden bereits fertige Kraftstoffe lediglich zu Zwecken der Lagerung oder des Transports vermischt, handelt es sich hingegen nicht um eine Mischung in diesem Sinne (näher hierzu unter D.VI.1.). Mischung im Sinne des Anhangs zur Verordnung (EU) 2023/1185 bedeutet mithin „gleichzeitige Herstellung verschiedener Kraftstoffe“.

Das Co-Processing beschreibt grundsätzlich die gemeinsame Verarbeitung von fossilen Rohstoffen und erneuerbaren – häufig biobasierten – Materialien in einer bestehenden Raffinerie zur Herstellung von Kraftstoffen. Dabei werden beispielsweise biogene Rohstoffe, wie Pflanzenöle, tierische Fette, andere Biomassen, aber beispielsweise auch das bei der Fischer-Tropsch-Synthese entstehende, Rohöl-ähnliche Produkt (sog. FT-Crude) auf biologischer Basis („Biocrude“) oder auf synthetischer Basis („Synocrude“), zusammen mit traditionellen fossilen Rohstoffen (z.B. Rohöl) in konventionellen Raffinerieprozessen verarbeitet.

Die Ausnahmeregelung impliziert, dass ein RFNBO bei der gemeinsamen Verarbeitung (Co-Processing) einen konventionellen Einsatzstoff in einem Verfahren nur teilweise ersetzt (vgl. Nummer 1 Unterabsatz 3 Anhang zur Verordnung (EU) 2023/1185).

Co-Processing dürfte damit eine Unterkategorie der „Mischung“ sein, bei der ein konventioneller Einsatzstoff durch einen RFNBO nur teilweise ersetzt wird.

Wann von einer Nutzung von RFNBO im Co-Processing und wann von einer Nutzung von RFNBO als Zwischenprodukt die Rede ist, ist unklar.

Aus unserer Sicht wäre es zwar nicht begrifflich, wohl aber im Interesse einer klaren Abgrenzung der verschiedenen Konzepte naheliegend, wenn der Einsatz eines RFNBO als Zwischenprodukt anzunehmen wäre, wenn der RFNBO einen fossilen Einsatzstoff in einem Erzeugungsverfahren ersetzt, der Energiegehalt des RFNBO allerdings nicht in das Endprodukt eingeht. Ein Beispiel hierfür ist das sogenannte Hydrotreating zur Entfernung von Verunreinigungen im Raffinerieprozess. Nach Ansicht der Kommission ist aber auch dann von einem Zwischenprodukt auszugehen, wenn Wasserstoff zur Erzeugung von HVO oder Methanol genutzt wird, das dann wiederum zur Produktion von Diesel genutzt wird.¹¹ Es ist nicht klar, ob bei diesem Beispiel der Energiegehalt des RFNBO in das Endprodukt eingeht. In jedem Fall wäre eine eindeutige Definition von Zwischenprodukten wünschenswert.

(2) Die gleichzeitige Verarbeitung/Co-Processing von Biomasse mit fossilen Einsatzstoffen

Die gleichzeitige Verarbeitung von Biomasse mit fossilen Rohstoffen bei der Kraftstoffherstellung ist in der Co-Processing-Verordnung geregelt.

Diese regelt, wie der Anteil an Biokraftstoff an einem Endkraftstoff zu bestimmen ist, der unter gleichzeitiger Nutzung von Biomasse und fossilen Rohstoffen erzeugt wurde. Vorgaben zur THG-Berechnung von Biokraftstoffen ergeben sich aus der Co-Processing-Verordnung hingegen nicht.

Nach Erwägungsgrund 20 der SAF-Verordnung ist eine gleichzeitige Verarbeitung von Biokraftstoffen unzulässig, sofern die Biokraftstoffe aus Nahrungs- oder Futtermittelpflanzen oder den folgenden in Artikel 4 Absatz 5 der SAF-Verordnung genannten Substraten stammen:

¹¹ Vgl. Q&A implementation of hydrogen delegated acts Version of 14/03/2024. S. 20

Nahrungs- und Futtermittelpflanzen im Sinne von Artikel 2 Absatz 2 Nummer 40 der RED II, Zwischenfrüchte, Palm-Fettsäure-Destillat und aus Palmen und Soja gewonnene Materialien sowie Seifenstock und seine Derivate.

Im Übrigen ist ein Co-Processing entsprechend der Vorgaben der Co-Processing-Verordnung möglich.

Dies gilt trotz des Erwägungsgrunds 1 der Co-Processing-Verordnung nach unserer Ansicht auch für Biomethan, auch wenn die gegenteilige Rechtsauffassung ebenfalls vertretbar erscheint.

Der Wortlaut des Erwägungsgrundes 1 Satz 5 Co-Processing-Verordnung lautet wie folgt:

„Die Verarbeitung in einer Produktionseinheit, die Biomethan als einen aus der Verbundinfrastruktur entnommenen Rohstoff verwendet, der zertifiziert und über das Massenbilanzsystem der Verbundinfrastruktur für Gas rückverfolgt wird, gilt nicht als eine Art der gleichzeitigen Verarbeitung im Sinne der vorliegenden delegierten Verordnung.“

Dieser Erwägungsgrund 1 ist nach unserer Ansicht so auszulegen, dass es sich nicht zwingend um Co-Processing im Sinne der Verordnung handelt, wenn Biomethan, das massenbilanziell über das Erdgasnetz transportiert wurde, verarbeitet wird, sofern das Biomethan nicht nach der Ausspeisung gemeinsam mit fossilen Energieträgern gemeinsam verarbeitet wird.

Zwar ist der Wortlaut des Erwägungsgrundes 1 in dieser Hinsicht missverständlich und könnte auch dahingehend ausgelegt werden, dass Biomethan, das über das Erdgasnetz transportiert wurde, nicht in den Anwendungsbereich der Co-Processing-Verordnung fällt und ein Co-Processing für Biomethan daher nicht in Betracht kommt. Bei genauer Betrachtung des Wortlauts und unter Beachtung der Zielsetzung der Co-Processing-Verordnung scheint die Auslegung allerdings abwegig.

Nach unserer Ansicht stellt der Wortlaut lediglich klar, dass die Verarbeitung von Biomasse gemeinsam mit Biomethan kein Co-Processing ist.

Nach dem Wortlaut geht es um „die Verarbeitung in einer Produktionseinheit“. Mit dieser Formulierung ist stets die Verarbeitung von Biomasse gemeint – und nicht die Verarbeitung fossiler Energieträger. Dies folgt bereits aus dem Titel der Verordnung („[...] aus der Verar-

beitung von Biomasse“) und auch aus dem ersten Satz des Erwägungsgrund 1 („Die gleichzeitige Verarbeitung erfolgt in der Regel in einer Erdölraffinerie, in der Biomasse zusammen mit fossilen Rohstoffen verarbeitet [...] wird.“). Es geht mithin stets um die Verarbeitung von Biomasse in einer Produktionseinheit, in der im Übrigen fossile Energieträger (oder Abfälle nicht-biologischen Ursprungs) verarbeitet werden. Dies spricht dafür, dass es auch in dem Satz 5 des Erwägungsgrundes 1 darum geht, ob die Verarbeitung von Biomasse in der dort näher beschriebenen Produktionseinheit als gleichzeitige Verarbeitung gilt. In Satz 5 geht es dabei um die Verarbeitung von Biomasse in einer Produktionseinheit, in der nicht Erdöl oder ähnliches, sondern aus dem Erdgasnetz entnommenes Gas eingesetzt wird. Das aus dem Erdgasnetz entnommene Gas ist zwar eigentlich fossiles Erdgas, allerdings gilt es als Biomethan und somit selbst als Biomasse, soweit es entsprechend zertifiziert und massenbilanziell transportiert wurde. Es geht in dem Erwägungsgrund mithin nicht um die Frage, ob Biomethan gleichzeitig mit fossilen Energieträgern verarbeitet werden kann, sondern darum, dass die Verarbeitung von Biomasse gemeinsam mit Biomethan ein Fall des Co-Processing ist.

Es ist kein Grund ersichtlich, warum Biomethan, das über das Erdgasnetz geliefert wurde, von den Regelungen zur gemeinsamen Verarbeitung ausgeschlossen werden sollte, sofern das Biomethan nach Entnahme aus dem Erdgasnetz entsprechend eingesetzt werden sollte.

Gegen einen Ausschluss von Biomethan aus dem Anwendungsbereich der Verordnung spricht auch die Beschränkung des Erwägungsgrundes auf Biomethan, das über ein Massenbilanzsystem rückverfolgt werden kann und zertifiziert wurde. Die Einhaltung dieser Vorgaben als Voraussetzung eines Ausschlusses von Biomethan aus dem Anwendungsbereich der Verordnung wäre sinnwidrig.

VI. Zusammenfallen biogener Energieträger und RFNBO in Massenbilanz, „Mischung“ oder Co-Processing

Wie damit umzugehen ist, wenn bei der Erzeugung von RFNBO (neben fossilen Einsatzstoffen) auch Biomasse eingesetzt wird, kann aus unserer Sicht nicht mit Sicherheit beantwortet werden, da der Rechtsrahmen hierzu keine ausdrücklichen Regelungen trifft und Vorgaben der einzelnen Systeme hier kollidieren.

Weiter ist problematisch, dass die Begriffe der Mischung von RFNBO und die gleichzeitige/gemeinsame Verarbeitung im Rechtsrahmen nicht ausreichend klar definiert werden.

1. Mischung außerhalb des Herstellungsprozesses durch Lagerung oder Transport in einer gemeinsamen Infrastruktur

Es ist nach unserer Auffassung möglich, RFNBO und Biokraftstoffe gemeinsam in einem Verhältnis zu lagern oder über eine gemeinsam genutzte Infrastruktur, etwa eine Gasleitung, zu transportieren und dann später massenbilanziell wieder getrennt zu entnehmen.

Dies wäre zum Beispiel möglich, wenn grüner Wasserstoff als Produkt einer Elektrolyse mit dem Status RFNBO und biogener Wasserstoff mit dem Status Biokraftstoff (oder auch fossilem Wasserstoff) in einem Wasserstoffnetz gemischt würden. In diesem Fall wäre es naheliegend, wenn die Regelungen zur Massenbilanz nach Artikel 30 RED II, die im nationalen Rechtsrahmen in der Biokraft-NachV und der 37. BImSchV umgesetzt wurden, anzuwenden sind. Das heißt, dass bei einer Mischung der energetische Input und seine Nachhaltigkeitseigenschaften inklusive des THG-Werts der jeweiligen Ausgangsenergieträger beibehalten werden können und diese entsprechend ihrer energetischen Anteile auf verschiedene Quotensysteme angerechnet werden können, zum Beispiel der energetische Anteil des RFNBO auf die THG-Quote und der energetische Anteil des Biokraftstoffs auf die SAF-Quote (ein späterer Einsatz als Kraftstoff im Straßenverkehr bzw. Luftverkehr vorausgesetzt). Gleiches gilt, wenn ein RFNBO oder ein Biokraftstoff oder beide massenbilanziell über das Erdgasnetz transportiert werden.

2. „Mischung“ und Co-Processing von RFNBO und Biokraftstoff im Sinne der Nummer 1 des Anhangs zur Verordnung (EU) 2023/1185

Wird Biomasse bei der Erzeugung eines RFNBO gemeinsam mit erneuerbaren Energien nicht biogenen Ursprungs und ggf. mit fossilen Energieträgern eingesetzt, stellen sich insbesondere die folgenden Fragen:

- Gilt der erzeugte Kraftstoff teilweise als Biokraftstoff und teilweise als RFNBO (und teilweise als fossil) und können RFNBO und Biokraftstoff auf SAF-Quote und THG-Quote angerechnet werden?
- Welchen THG-Wert haben die so erzeugten Kraftstoffe und wie ist dieser zu bestimmen?

(1) Gilt das Produkt teilweise als Biokraftstoff und teilweise als RFNBO?

Ob das Endprodukt teilweise als Biokraftstoff und teilweise als RFNBO gewertet werden kann, ist rechtlich unklar.

Aus unserer Sicht sprechen die wohl überwiegenden Argumente dafür, dass das Endprodukt teilweise als Biokraftstoff und teilweise als RFNBO zu bewerten ist.

Wenn dies der Fall ist, sollten diese auch jeweils auf die SAF-Quote und, soweit es um den Biokraftstoff geht, auf die THG-Quote anrechenbar sein. Im Hinblick auf die Anrechenbarkeit auf die THG-Quote ist dies indes für den RFNBO zweifelhaft. Nutzt man das Endprodukt jedoch als Flugkraftstoff, scheint es möglich, dass sowohl der Biokraftstoff als auch der RFNBO in jedem Fall auf die SAF-Quote angerechnet werden müssen und eine teilweise Anrechnung auf die THG-Quote von vornherein ausscheidet, weil dazu ein Einsatz im Straßenverkehr notwendig sein könnte (siehe oben). Setzt man das Endprodukt im Straßenverkehr ein, kommt nur eine Anrechnung auf die THG-Quote in Betracht. Eine ausdrückliche Regelung hierzu fehlt allerdings, sodass auch insoweit eine gewisse Rechtsunsicherheit besteht.

Dies ergibt sich aus Folgendem:

Nach Teil A Nummer 3a) des Anhangs der Verordnung (EU) 2023/1184 soll, wenn der Output eines Verfahrens nicht vollständig aus RFNBO besteht, der Anteil des RFNBO am Gesamtoutput bestimmt werden, indem der „die gesamte relevante Zufuhr von erneuerbarer Energie“ in dem Verfahren durch die gesamte relevante Energiezufuhr des Verfahrens geteilt wird.

Aus unserer Sicht muss „die gesamte relevante Zufuhr von erneuerbarer Energie“ hier als „die gesamte relevante Zufuhr von Energie aus RFNBO“ gelesen werden, da andernfalls bei einer gemeinsamen Verarbeitung mit erneuerbarer Energie aus biogenen Quellen keine Bestimmung des Anteils am Gesamt-Output möglich wäre. Dann wäre eine gemeinsame Verarbeitung von RFNBO mit Biomasse nicht möglich. Eine solche wird im Rahmen des Anhangs der Verordnung (EU) 2023/1184 allerdings vorausgesetzt (siehe dazu unten).

Werden ein biogener Energieträger und ein RFNBO also in einem gemeinsamen Verfahren zu einem anderen Endprodukt verarbeitet, lässt sich der Anteil des RFNBO am Gesamtoutput also anhand des Energiegehalts am Input bestimmen.

Fraglich ist nun, wie der Energiegehalt des Biokraftstoffs zu bestimmen ist.

Hier bestehen zwei Möglichkeiten:

Die eine Möglichkeit besteht darin, dass man im Umkehrschluss zur Bestimmung des Anteils des RFNBO annehmen kann, dass der übrige Anteil des Outputs auch dem biogenen Energieträger zugeordnet werden kann.

Der eigentlich für RFNBO geltende Rechtsrahmen gäbe damit quasi auch die Behandlung und die Bestimmung des Anteils des biogenen Energieträgers vor.

Problematisch ist hier indes, dass es keine ausdrückliche Regelung im Rechtsrahmen für Biokraftstoffe bezogen auf die SAF-Quote gibt, die die gemeinsame Verarbeitung oder die Mischung von Biokraftstoffen mit RFNBO adressiert.

Weiterhin scheint die EU-Kommission diesem Ansatz eine Absage zu erteilen. So äußert sich die Kommission in dem an die Zertifizierungssysteme adressierten Q&A-Dokument wie folgt:

„The share of RFNBOs in the output of the virtual process would be determined as set out under point 3 of the Annex to the GHG methodology. If the process yields more than one output, each type of output would include the same share of RFNBOs, RCF and other fuels in line with Article 30(2) of the RED [...]

The described approach applies only for the production of RFNBOs and RCF. For determining emission savings and produced amounts of biofuels the relevant provisions Annex V to the Directive and the delegated act in co-processing bio [sic!] biomass in a common process with fossil fuels apply”.¹²

Zwar erteilt die EU-Kommission damit der Bestimmung des Energiegehalts anhand des Umkehrschlusses zur Verordnung (EU) 2023/1185 eine Absage, zeigt jedoch gleichzeitig die Möglichkeit auf, den energetischen Anteil des Biokraftstoffs anhand der Co-Processing-Verordnung zu bestimmen (zu den möglichen Methoden siehe oben).

Ob diese zweite Möglichkeit besteht, scheint allerdings ebenfalls zweifelhaft. Die Co-Processing-Verordnung gilt bereits nach ihrem Titel nur für die „Bestimmung des Anteils an Biokraftstoffen und Biogas für den Verkehr, der sich aus der Verarbeitung von Biomasse in einem einzigen Verfahren mit **fossilen Kraftstoffen**, ergibt“. Die Bestimmung des Energiegehalts

¹² Q&A implementation of hydrogen delegated acts Version of 14/03/2024, Seite 21.

von Biokraftstoffen in gemeinsamer Verarbeitung mit RFNBO unterfällt daher nicht ihrem Anwendungsbereich.

Es wird allerdings deutlich, dass die EU-Kommission die Ermittlung des Anteils von Biokraftstoffen im gemeinsamen Prozess mit RFNBO für möglich hält.

Weiter ist klar, dass die EU-Kommission von einer grundsätzlichen Anrechenbarkeit des gemeinsam verarbeiteten Biokraftstoffs ausgeht. Andernfalls gäbe es keinen Grund, den Energiegehalt des Biokraftstoffs in Übereinstimmung mit dem relevanten Rechtsrahmen bestimmen zu wollen.

Im Hinblick auf die THG-Quote scheint allerdings zweifelhaft, ob eine Anrechnung des RFNBO bei einer gemeinsamen Verarbeitung mit Biokraftstoffen überhaupt möglich ist. § 37a Absatz 5 Satz 1 Nummer 8 BImSchG sieht als Erfüllungsoption aus gemeinsamer Verarbeitung nur solche RFNBO vor, „die in einem raffinerietechnischen Verfahren **gemeinsam mit mineralölstämmigen Ölen verarbeitet werden**“.

Gegebenenfalls handelt es sich hierbei jedoch bei der Beschränkung des Anwendungsbereichs auf fossile Kraftstoffe um eine planwidrige Regelungslücke. Darauf deutet die Ansicht der EU-Kommission jedenfalls hin.

(2) Welchen THG-Wert haben die auf diesem Weg erzeugten Kraftstoffe und wie ist dieser zu bestimmen?

Weiter stellt sich die Frage, welche Treibhausgasemissionen dem Biokraftstoff und dem RFNBO jeweils zuzuordnen sind.

Hier verweisen wir zunächst auf die Ausführungen unter D.IV.2(1) und D.V.1.

Bei einem Erzeugungsprozess, bei dem Biomasse und RFNBO zur Erzeugung einer „Mischung“ an Kraftstoffen genutzt werden, könnte ein einheitlicher THG-Wert für sämtliche Outputs (RFNBO und Biokraftstoff) bestehen.

Im Rahmen des Co-Processing könnte weiter eine Unterteilung in virtuelle Prozesse möglich sein.

So könnte also Biomethan mit einem besonders niedrigen THG-Wert genutzt werden, um den THG-Wert des RFNBO zu senken. Dadurch würde jedoch der THG-Wert des Biomethans wiederum erhöht.

Sowohl der Rechtsrahmen als auch die von der EU-Kommission vertretene Rechtsauffassung sind in dieser Hinsicht allerdings unklar bzw. in sich widersprüchlich.

Der Anhang der Verordnung (EU) 2023/1185 dient eigentlich nur dazu, eine Methode zur Treibhausgasberechnung von RFNBO festzulegen und nicht die Anrechenbarkeit von Biokraftstoffen als Teiloutput aus der gemeinsamen Verarbeitung und der „Mischung“ von RFNBO und Biokraftstoffen zu begründen.

Es scheint daher problematisch auf dieser Basis nicht nur den THG-Wert des RFNBO, sondern auch den THG-Wert des Biokraftstoffs bestimmen zu wollen.

Dies entspricht offenbar der Rechtsauffassung der EU-Kommission, die sich auf eine entsprechende Frage der Zertifizierungssysteme wie folgt äußerte:

„55. Does co-processing of syngas from biomass gasification and hydrogen from renewable electricity result in co-production of biofuel and RFNBO (although the biogenic CO in the syngas contributes to the energy content of all the product)?

Yes. See the relevant chapter in the Annex for further explanation”

Im Anhang des Dokuments wird dann beschrieben, wie der Einsatz von Biomasse im Rahmen der gemeinsamen Verarbeitung den THG-Wert eines RFNBO, das als ein Input im Rahmen der gemeinsamen Verarbeitung eingesetzt wird, verringern kann, da die Biomasse zwar nicht den Anteil des RFNBO am Gesamtoutput erhöhe, aber der Gesamtoutput über einen einheitlichen THG-Wert verfüge.

Diese Aussage dürfte sich auf Nummer 1 des Anhangs zur Verordnung (EU) 2023/1185 beziehen. In dieser wird dargestellt, dass die Regelungen zur Bestimmung der THG-Werte bei der teilweisen Ersetzung von fossilen Kraftstoffen durch RFNBO ebenfalls anzuwenden sind, wenn eine gemeinsame Verarbeitung von RFNBO mit Biomasse stattfindet.

Gleichzeitig äußert sich die EU-Kommission im selben Dokument jedoch wie folgt:

„68. Do biofuels stemming from the same process as RFNBOs and RCF have also the same emission intensity as the RFNBOs and RCF in line with point 1 of the Annex?”

Reply: No. While point 1 of the Annex of the GHG methodology sets out that in case of the production of mix of fuels (RFNBOs RCF and other fuels), all (fuel) types shall be considered to have the same emission intensity, Delegated Regulation 2023/1185 applies only

for defining the emission intensity of RFNBOs and RCF. Hence this rule serves only the purpose of allocating the appropriate share of emissions to RCF and RFNBOs. The correct methodology to determine the emission intensity of biofuels for the purposes set out in Article 29 RED is set out in Article 31 of the Directive and the related Annexes.”

Die EU-Kommission scheint also davon auszugehen, dass durch eine „Mischung“ von Biokraftstoff und RFNBO bzw. eine gemeinsame Verarbeitung von Biokraftstoff und RFNBO der THG-Wert des RFNBO reduziert werden kann, im Hinblick auf den RFNBO also eine einheitliche Betrachtung des THG-Werts erfolgt. Gleichzeitig soll kein einheitlicher THG-Wert für den Biokraftstoff gebildet werden, da hierfür ein anderer Rechtsrahmen gelte. Der uns bekannte Rechtsrahmen zur Bestimmung des THG-Werts von Biokraftstoffen macht indes keine Angaben dazu, wie bei einer gemeinsamen Verarbeitung von Biokraftstoff und RFNBO der THG-Wert des Biokraftstoffs zu bestimmen ist.

Das Ergebnis könnte dann sein, dass der THG-Wert des Biokraftstoffs sich auf den THG-Wert des RFNBO auswirkt, da für diesen der THG-Wert einheitlich mit den anderen Kraftstoffen der Mischung zu bestimmen ist und der THG-Wert des Biokraftstoffs gleichzeitig nicht durch den THG-Wert des RFNBO beeinflusst wird. Aus unserer Sicht würde dieses Ergebnis allerdings dazu führen, dass Treibhaugaseinsparungen durch Biomethan in den verschiedenen Systemen teilweise mehrfach berücksichtigt würden, da sie sowohl im Biokraftstoff als auch im RFNBO enthalten wären. Dieses Ergebnis scheint uns systemwidrig.

Insofern sollte eine Abstimmung mit den zuständigen Behörden, den Zertifizierern und der EU-Kommission erfolgen, um mehr Rechtssicherheit zu schaffen.

3. Für welche Kraftstoffart kann das Zwischenprodukt „Wasserstoff aus biogenen Quellen“ (z.B. Biomasse, Biogas) für die THG-Quote angerechnet werden?

Eine Anrechnung von biogenem Wasserstoff als Zwischenprodukt im Rahmen des Systems der THG-Quote ist nicht möglich. Eine Anrechnung als Zwischenprodukt ist gemäß § 37a Absatz 5 Nummer 7 BImSchG nur für erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs denkbar. Biogener Wasserstoff als biogener Energieträger kann entsprechend nicht als Zwischenprodukt angerechnet werden, sondern muss als reiner Biokraftstoff oder im Rahmen der gemeinsamen Verarbeitung im Sinne des § 13 Absatz 2 37. BImSchV verwendet werden, um auf die THG-Quote angerechnet werden zu können.

4. Wie wird ein Kraftstoff auf die THG-Quote angerechnet, wenn er als Zwischenprodukt für die Produktion von SAF eine Mischung aus strombasiertem grünem Wasserstoff und Wasserstoff aus biogenen Quellen verwendet?

Wird ein RFNBO als Zwischenprodukt eingesetzt, wird dieses unmittelbar als Erfüllungsoption im Sinne der THG-Quote angerechnet. Das Inverkehrbringen und damit die Erfüllung von Treibhausgasminderungspflichten im Sinne des § 37a Absatz 1 und 4 BImSchG erfolgt hier nicht durch das Inverkehrbringen des Kraftstoffs, in dem das RFNBO als Zwischenprodukt verwendet wurde, sondern bereits durch den Einsatz als Zwischenprodukt im Rahmen der Erzeugung des Kraftstoffs (vgl. § 3 Absatz 4 37. BImSchV.). Entsprechend wird nicht der final erzeugte Kraftstoff auf die THG-Quote angerechnet, sondern das RFNBO als Zwischenprodukt.

Wasserstoff aus biogenen Quellen als Zwischenprodukt kommt wie dargestellt nicht als Erfüllungsoption zur Erfüllung der THG-Quote in Betracht. Eine Anrechnung des biogenen Wasserstoffs im Rahmen der THG-Quote käme aus unserer Sicht nur in Betracht, wenn der biogene Wasserstoff im Wege der gemeinsamen Verarbeitung nach § 13 Absatz 3 37. BImSchV in Verbindung mit Artikel 5 der Co-Processing-Verordnung verwendet würde.

E. Einzelfragen

I. Regularien bei der Produktion

1. Wie sieht die Rechtslage bzgl. des Einsatzes von CO₂ aus nicht-biogenen Quellen (außerhalb von Direct-Air-Capture) aus? Kann CO₂ aus Carbon-Capture-Anlagen eingesetzt werden? Wie lange? Und aus welchen Quellen?

Grundsätzlich ist es möglich, CO₂ aus allen denkbaren Quellen einzusetzen. Allerdings wirken sich bestimmte Quellen, die nicht in Nummer 10 des Anhangs der Verordnung (EU) 2023/1185 genannt sind, negativ auf den THG-Wert des RFNBO aus.

Sollte das CO₂ zum Energiegehalt des Endprodukts beitragen, würde es sich weiter um eine Form der gemeinsamen Verarbeitung handeln und das Endprodukt würde nicht vollständig als RFNBO gelten.

Die CO₂-Abscheidung aus der Luft unter Nutzung einer Carbon-Capture Technologie ist eine der Varianten zum Einsatz von CO₂ bei der Erzeugung von RFNBO, die zu einem besseren

THG-Wert des RFNBO beitragen (vgl. Nummer 10 b) des Anhangs zur Verordnung (EU) 2023/1185).

Dass es keine Grenze für den Einsatz von CO₂-Quellen beispielsweise aus der Industrie gibt, wird auch durch die Erwägungsgründe der Verordnung (EU) 2023/1184 verdeutlicht.

Der Erwägungsgrund 5 der Verordnung (EU) 2023/1184 lautet wie folgt:

„Der Ursprung des CO₂, das bei der Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe genutzt wird, ist kurzfristig für die Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch diese Kraftstoffe nicht relevant, da derzeit viele Quellen von CO₂ zur Verfügung stehen, das abgeschieden werden kann, während die Dekarbonisierung weiter vorangetrieben wird. Da sich die Wirtschaft jedoch auf dem Weg zur Klimaneutralität im Jahr 2050 befindet, sollten Quellen von abscheidbarem CO₂ mittel- bis langfristig seltener werden, wobei nach und nach nur diejenigen CO₂-Emissionen verbleiben, die am schwierigsten zu verringern sind. Zudem ist die fortgesetzte Nutzung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe, die CO₂ aus nicht nachhaltigen Brennstoffen enthalten, nicht mit dem Ziel der Klimaneutralität für das Jahr 2050 vereinbar, da dies bedeuten würde, dass weiterhin nicht nachhaltige Brennstoffe genutzt werden und die entsprechenden Emissionen entstehen. Die Abscheidung von Emissionen aus nicht nachhaltigen Brennstoffen sollte daher bei der Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe nicht für einen unbegrenzten Zeitraum als Vermeidung von Emissionen betrachtet werden. Emissionen, die bei der Verbrennung nicht nachhaltiger Brennstoffe für die Stromerzeugung abgeschieden werden, sollten bis 2035 als vermiedene Emissionen gelten, da ab diesem Zeitpunkt ein Großteil dieser Emissionen entfallen sollte, während bei anderen Verwendungszwecken nicht nachhaltiger Brennstoffe abgeschiedene Emissionen bis 2040 als vermiedene Emissionen gelten sollten, da sie noch länger anfallen werden.“

Erwägungsgrund 6 der Verordnung (EU) 2023/1184 lautet wie folgt:

„Emissionen, die bei den in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG aufgeführten Tätigkeiten entstehen, nämlich in Industrieverfahren oder bei der Verbrennung nicht nachhaltiger

Brennstoffe, sollten verhindert werden, selbst wenn sie abgeschieden und für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe genutzt werden könnten. Diese Emissionen unterliegen der CO₂-Bepreisung, die Anreize schafft, Emissionen aus nicht nachhaltigen Brennstoffen von vornherein möglichst zu vermeiden. Soweit diese Emissionen nicht bereits in einem vorgelagerten Schritt durch eine wirksame CO₂-Bepreisung erfasst sind, müssen sie daher berücksichtigt werden und sollten nicht als vermieden gelten.“

Es wird deutlich, dass die CO₂-Quelle selbst wenn sie aus nicht nachhaltigen Quellen stammt, nicht dazu führt, dass der unter Nutzung dieser CO₂-Quelle erzeugte RFNBO nicht als solcher gilt, sondern lediglich dazu, dass das CO₂ in diesem Fall nicht als vermieden gilt und damit nicht als Abzugsposition bei der THG-Berechnung in Betracht kommt.

2. Gibt es Unterschiede für die Anforderungen an erneuerbare Kraftstoffe, die im Flugverkehr Einsatz finden (SAFs bzw. Kerosin) und solchen, die für die straßengebundene Mobilität bestimmt sind (Diesel, Benzin)? Sind hier Strombezugskriterien, CO₂-Anforderungen und Biomasseanforderungen identisch?

Wir gehen davon aus, dass die Frage dahingehend zu verstehen ist, ob es unterschiedliche Anforderungen im Hinblick auf RFNBO und Biokraftstoffe zur Anrechnung auf die THG-Quote im Vergleich zur Anrechnung auf die SAF-Quote gibt.

Die Anforderungen stimmen in ihren Grundzügen überein, da die verschiedenen Quotensysteme auf der RED II basieren.

Dies entspricht auch dem Anspruch der verschiedenen Systeme, einen kohärenten Rechtsrahmen zur Förderung von SAF, RFNBO und Biokraftstoffen zum Einsatz in verschiedenen Verkehrsbereichen zu schaffen:

„Um die Kohärenz mit anderen damit zusammenhängenden Strategien der Union zu gewährleisten, sollte die Förderfähigkeit von Biokraftstoffen für die Luftfahrt, synthetischen Flugkraftstoffen und wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Flugkraftstoffen auf die in der Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegten Nachhaltigkeitskriterien und Schwellenwerte gestützt sein.“

(vgl. Erwägungsgrund 20 der SAF-Verordnung)

Im Detail bestehen dennoch Unterschiede, die wir im Folgenden darstellen.

(1) Biokraftstoffe

Unter D.III.1. haben wir dargestellt, inwieweit die Art der eingesetzten Biomasse die Anrechenbarkeit auf die THG-Quote und die SAF-Quote beeinflusst.

(2) RFNBO

Im Hinblick auf synthetische Flugkraftstoffe im Sinne der SAF-Verordnung bestehen aus unserer Sicht keine Unterschiede.

Wie unter D.II.1. und D.II.2 dargestellt, ergeben sich die Anforderungen hinsichtlich der Strombezugskriterien sowie der CO₂-Anforderungen (soweit von diesen die Rede sein kann) und der Anforderungen an die Treibhausgaseinsparung im Rahmen der SAF-Quote unmittelbar aus der RED II oder der auf der Basis der RED II erlassenen RFNBO-Verordnung und der Verordnung (EU) 2023/1185.

Die Vorgaben an RFNBO im Rahmen der THG-Quote hinsichtlich der genannten Kriterien wiederum ergeben sich aus der 37. BImSchV, die die oben genannten Verordnungen „*eins zu eins*“¹³ ins nationale Recht umsetzt.

3. Co-Processing

(1) Bis zu welchen Mengenanteilen kann FT-Crude in einer Raffinerie Co-prozessiert werden, um immer noch ASTM / RED II-konform zu sein?

Im Hinblick auf die Vorgaben der ASTM gilt das Folgende:

Die Beimischungsgrenze für Fischer-Tropsch-Crude (FT-Crude) zu Rohöl in einer „klassischen“ Rohölraffinerie beträgt 5 Vol. Prozent. Dies ergibt sich aus der einzigen bisher von der ASTM zugelassenen Fischer-Tropsch Co-Processing-Methode nach ASTM D1655 Anhang A1.¹⁴

Der Rechtsrahmen zur SAF-Quote und zur THG-Quote macht im Hinblick auf den möglichen Umfang der Beimischung im Co-Processing Verfahren keine Vorgaben.

¹³ https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Glaeserne_Gesetze/20_Lp/37_bimschv_revidierte_neufassung/Entwurf/37_bimschv_revidierte_neufassung_refe_bf.pdf, A. II.

¹⁴ Kostenpflichtiger Download bspw. Hier: <https://www.astm.org/d1655-22.html>

(2) Ist ein Co-Processing von fossilem Rohöl und erneuerbaren Endprodukten aus dem Fischer-Tropsch-Reaktor zulässig, so dass das Blending bereits frühzeitig in der Raffinerie erfolgen kann?

Wir gehen davon aus, dass es für eine grundsätzliche Anrechenbarkeit eines RFNBO nicht darauf ankommt, wann eine Mischung oder ein Co-Processing eines RFNBO und eines fossilen Energieträgers stattfindet.

Dem Rechtsrahmen lassen sich dazu keine Vorgaben entnehmen.

Es wird lediglich klargestellt, dass eine Mischung und ein Co-Processing von RFNBO mit anderen (fossilen) Kraftstoffen grundsätzlich möglich ist. Zudem werden entsprechende Vorgaben an die Berechnung der Treibhausgasemissionen und die Ermittlung des energetischen Anteils des RFNBO am erzeugten Endprodukt aufgestellt (vgl. Teil A Nummern 1 und 3 Anhang zur Verordnung (EU) 2023/1185).

An dieser Stelle sei noch einmal darauf hingewiesen, dass ein Co-Processing nach dem Wortlaut des Teils A Nummer 1 zur Verordnung (EU) 2023/1185 und nach Ansicht der Kommission nur dann anzunehmen ist, wenn ein RFNBO einen konventionellen Energieträger (oder wohl einen biogenen Energieträger) in einem Verfahren (teilweise) ersetzt. In diesem Fall kann eine THG-Berechnung mit Unterteilung der Energieträger in virtuelle Prozesse stattfinden. Ob dies im hier beschriebenen Prozess der Fall ist, können wir nicht beurteilen, es scheint jedoch möglich.

(3) Und ist ggf. bereits ein Co-Processing in der vorgelagerten Stufe möglich, so dass ein Fischer-Tropsch-Reaktor mit fossilen und erneuerbaren Molekülen beliefert werden kann (also eine Prozessstufe früher)?

Siehe dazu grundsätzlich unter D.III.2.

Aus unserer Sicht sprechen die Regelungen der Verordnung (EU) 2023/1185 dafür, dass eine Mischung oder ein Co-Processing bereits in frühen Prozessstufen möglich ist.

Nummer 3a Anhang zur Verordnung (EU) 2023/1185 sieht zur Bestimmung des Anteils an RFNBO in einem Verfahren, dass neben dem RFNBO weitere Outputs hervorbringt, Folgendes vor:

„Besteht der Output eines Verfahrens nicht vollständig aus flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr oder aus wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen, so wird ihr jeweiliger Anteil am Gesamtoutput wie folgt bestimmt:

a) *Der Anteil der flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr wird bestimmt, indem die relevante Zufuhr von erneuerbarer Energie in dem Verfahren durch die gesamte relevante Energiezufuhr des Verfahrens geteilt wird; [...]*

Bei eingesetztem Material ist die relevante Energie der untere Heizwert des in die Molekularstruktur des Kraftstoffs eingehenden Materials (1).

Bei Strom, der zur Erhöhung des Heizwerts des Kraftstoffs oder der Zwischenerzeugnisse eingesetzt wird, ist die relevante Energie die elektrische Energie.

Bei Industrieabgasen ist die relevante Energie die Energie im Abgas auf der Grundlage des unteren Heizwerts. Bei Wärme, die zur Erhöhung des Heizwerts des Kraftstoffs oder Zwischenerzeugnisses eingesetzt wird, ist die relevante Energie die nutzbare Energie in der Wärme, die zur Synthese des Kraftstoffs genutzt wird. Nutzwärme ist die mit dem Carnot'schen Wirkungsgrad multiplizierte Gesamtwärmeenergie gemäß Anhang V Teil C Nummer 1 Buchstabe b der Richtlinie (EU) 2018/2001. Andere Einsatzstoffe werden nur bei der Bestimmung der Emissionsintensität des Kraftstoffs berücksichtigt.“

Die Regelung zielt darauf ab den Anteil von RFNBO an einem Endprodukt zu bestimmen. Dabei wird der gesamte energetische Input von als relevant definierten Energiequellen betrachtet und dies offenbar auf der gesamten Erzeugungskette des Endprodukts.

4. Bilanzielle Zulieferung von Biogas zur SAF-Produktion

(1) Wie erfolgt die bilanzielle Zuordnung des Biomethan-Feedstocks? Auf energetischer Basis oder auf Massenanteile der C-Atome?

i. *Zuordnung von Biomethan im Rahmen einer gemeinsamen Verarbeitung mit fossilen Kraftstoffen*

Wird Biogas oder andere Biomasse gemeinsam mit bilanziell dem Erdgasnetz entnommenem Biomethan verarbeitet, handelt es sich von vornherein nicht um eine „gleichzeitige Verarbeitung“ mit fossilen Kraftstoffen im Sinne der Co-Processing-Verordnung. Der Grund liegt darin, dass das dem Erdgasnetz entnommene Gas in diesem Fall nicht als fossiler Einsatzstoff, sondern seinerseits als Biomasse gilt:

„Die Verarbeitung in einer Produktionseinheit, die Biomethan als einen aus der Verbundinfrastruktur entnommenen Rohstoff verwendet, der zertifiziert und über das Massenbilanzsystem der Verbundinfrastruktur für Gas rückverfolgt wird, gilt nicht als eine Art der gleichzeitigen Verarbeitung im Sinne der vorliegenden delegierten Verordnung.“ (Erwägungsgrund 1 der Co-Processing-Verordnung)

Findet hingegen eine gemeinsame Verarbeitung von Biomethan mit fossilen Rohstoffen statt, bestimmt sich der Anteil des Biokraftstoffs am im Rahmen der gemeinsamen Verarbeitung erzeugtem Kraftstoff grundsätzlich nach den Vorgaben der Co-Processing-Verordnung (vgl. Artikel 23 Absatz 1 Durchführungsverordnung (EU) 2022/996, Artikel 1 Absatz 1 Co-Processing-Verordnung).

Es kommen in diesem Fall mehrere Ansätze zur Ermittlung des Anteils an den erzeugten Kraftstoffen in Betracht:

„Wirtschaftsteilnehmer, die Biomasse gleichzeitig mit fossilen Kraftstoffen verarbeiten, können ein unternehmens- oder verfahrensspezifisches Prüfverfahren zur Bestimmung des Anteils der kohlenstoffhaltigen biologischen Inhaltsstoffe entwickeln und anwenden, das an die spezielle Gestaltung ihrer Anlage und die Zusammensetzung ihrer Rohstoffe angepasst ist. Dieses Hauptprüfverfahren des Outputs muss sich entweder auf Massenbilanz-, Energiebilanz- oder Ausbeuteverfahren oder auf die Radiokarbonmethode“

(vgl. Artikel 1 Absatz 1 Satz 1 Co-Processing-Verordnung).

Unabhängig davon, welches Verfahren gewählt wird, muss eine Kontrolle der durch das gewählte Hauptprüfverfahren ermittelten Outputs durch die Radiocarbonmethode erfolgen (vgl. Artikel 1 Absatz 4 Co-Processing-Verordnung).

Das Energiebilanzverfahren sieht vor, dass der energetische Input der biogenen Inhaltsstoffe darüber bestimmt, welcher energetischer Anteil dem Gesamtoutput zugeordnet wird (vgl. Artikel 3 Energiebilanzverfahren).

Alternativ kann ein Massenbilanzverfahren angewendet werden, bei dem die Gesamtmasse der Inputs bei der Bestimmung des Outputs ins Verhältnis gesetzt wird (vgl. Artikel 2 Absatz 1 Co-Processing-Verordnung).

Darüber hinaus kann ein sogenanntes Ausbeuteverfahren nach Artikel 4 Co-Processing-Verordnung genutzt werden.

ii. *Zuordnung von Biomethan außerhalb einer gemeinsamen Verarbeitung*

Außerhalb der besonderen Regelungen zur Bestimmung des Anteils an Biokraftstoffen aus der gemeinsamen Verarbeitung von Biokraftstoffen und Biogas mit fossilen Energieträgern nach der Co-Processing-Verordnung gelten die allgemeinen Bestimmungen der RED II zur Massenbilanzierung nach Artikel 30 RED II, die für Biokraftstoffe durch die Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 und die Systemdokumente der anerkannten Zertifizierungssysteme konkretisiert werden.

Nach diesem Rechtsrahmen sind für die Lieferung einer Menge Biomethan über die gesamte Lieferkette hinweg sowohl das Volumen als auch die Energiemenge des Brennstoffs anzugeben, der geliefert wird (vgl. Nummer 2 f) Anhang I zur Durchführungsverordnung (EU) 2022/996).

Weiter sind die Treibhausgasemissionen des Biomethans über die gesamte Lieferkette hinweg anzugeben (vgl. Nummer 1 c) Anhang I zur Durchführungsverordnung (EU) 2022/996).

Diese wiederum werden stets als CO₂-Äquivalent pro energetischer Einheit des Biomethans bestimmt.

Aus unserer Sicht ist es entsprechend naheliegend, dass eine Liefermenge Biomethan, die bilanziell an eine Raffinerie geliefert wird, anhand der gelieferten energetischen Menge dem Produktionsprozess zuzuordnen ist.

(2) Können Anteile von Biomethan aus „nicht fortschrittlichen Biomassen“ für die Produktion von fortschrittlichen Biokraftstoffen (Advanced Bio-fuels) eingesetzt werden, z.B. 7 Prozent aus Mais? Wenn ja, wie wäre die Grenzen und Allokationsregel? Auf energetischer Basis oder auf Massenanteilen?

Ein fortschrittlicher Biokraftstoff im Rahmen der THG-Quote und im Rahmen der SAF-Quote muss zwingend aus bestimmten, in Anhang IX Teil A RED II bzw. Anlage zur 1 38. BImSchV genannten Rohstoffen hergestellt werden (vgl. § 14 Absatz 1 38. BImSchV, Artikel 3 Nummer 8a SAF-Verordnung).

Wird also ein Biokraftstoff aus 93 Prozent fortschrittlichen Rohstoffen und 7 Prozent nicht fortschrittlichen Rohstoffen erzeugt, kann der erzeugte Biokraftstoff niemals zu 100 Prozent fortschrittlicher Biokraftstoff sein.

Es ist allerdings möglich, verschiedene Substrate gemeinsam in einem Fermenter zu vergären und verschiedene Chargen an Biomethan, die unterschiedlichen Biokraftstoffarten zuzuordnen sind und über unterschiedliche Nachhaltigkeitseigenschaften verfügen, zu erzeugen.

Die Herleitung ist hier auf Grund des widersprüchlichen Rechtsrahmens nicht eindeutig. Es kommen zwei Gründe für die oben beschriebene Möglichkeit in Betracht.

Die erste Möglichkeit liegt darin, dass der Erzeuger des Biomethans, der mehrere Substrate, die zur Erzeugung unterschiedlicher Biokraftstoffarten führen, einsetzt, von Anfang an unterschiedliche Massenbilanzsysteme führen muss.

Für (Biomasse-)Rohstoffe, die unterschiedlichen Regeln für die Anrechnung auf die Erneuerbare-Energien-Ziele der RED II unterliegen, ist grundsätzlich vorgesehen, dass für sie jeweils getrennte Massenbilanzsysteme geführt werden, da andernfalls die Gefahr bestünde, die Ziele der RED II zu untergraben (vgl. Erwägungsgrund 5 Durchführungsverordnung (EU) 2022/996).¹⁵

Die Übertragung von Informationen über die Nachhaltigkeitseigenschaften und die Eigenschaften in Bezug auf Treibhausgaseinsparungen zwischen verschiedenen Massenbilanzen ist nicht zulässig (vgl. Artikel 19 Absatz 2 e) Durchführungsverordnung (EU) 2022/996).

Das heißt, dass die Substrate im Fermenter von Anfang an getrennt betrachtet werden und die Nachhaltigkeitseigenschaften der jeweils erzeugten Biomethanmengen, die auf die einzelnen Substratmengen entfallen, von Anfang an als getrennt gelten.

Die zweite Möglichkeit liegt darin, dass doch ein einheitliches Massenbilanzsystem für die Substrate die zur Erzeugung unterschiedlicher Biokraftstoffarten führen, geführt werden kann.

Artikel 19 Absatz 2 e) Satz 2 Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 legt nahe, dass eine solche Rückausnahme in Anlagen zur Herstellung von Biokraftstoffen, wie Biogasanlagen möglich ist:

¹⁵ https://www.redcert.org/images/REDCertEU_aktuell/SG_EU_Massenbilanzierung_Vers07.pdf

„Gemäß den Buchstaben a bis c gelten Rohstoffe in Anlagen zur Herstellung von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen oder Biomasse-Brennstoffen als Bestandteil eines Gemischs. Die Anforderung, getrennte Massenbilanzen zu führen, gilt daher nicht für solche Einrichtungen, und es kann eine einzige Massenbilanz geführt werden“.

Im Falle eines Gemischs, können den einzelnen Lieferungen, die aus dem Gemisch entnommen werden, Nachhaltigkeitseigenschaften und Eigenschaften im Hinblick auf die Treibhausgaseinsparung zugeordnet werden (vgl. Artikel 19 Absatz 2 j) Durchführungsverordnung (EU) 2022/996).

Dies ermöglicht entsprechend bei einem gemischten Substratinput und einer gemeinsamen Vergärung, Biomethanmengen, die auf das entsprechende Substrat entfallen, aus dem Fermenter zu entnehmen und die Nachhaltigkeitseigenschaften zuzuordnen, die dem Anteil der eingesetzten Substrate entsprechen.

Um zu bestimmen, welcher Anteil der Biomethanmengen auf welches Substrat entfällt, wird die Masse der jeweils eingesetzten Substratarten betrachtet. Dann ist in einem zweiten Schritt zu bestimmen, welchen Gasertrag die jeweilige Masseinheit einer Substratart generiert.

In der Praxis werden die Mengen der Substrate betrachtet, die in die Biogasanlage zur Vergärung eingebracht werden. Dann wird bestimmt welchen Gasertrag diese Substrate bei der Vergärung generieren. Anhand des Anteils der einzelnen Gaserträge des jeweiligen Substrats an der Gesamtmenge des erzeugten Gases kann dann bestimmt werden, in welchem Umfang das jeweilige Substrat (z.B. fortschrittlich oder nicht fortschrittlich) in die Gesamtmenge des Gases eingegangen ist.

Exkurs THG-Berechnung:

Nach einer seit Beginn des Jahres vertretenen Auffassung der EU-Kommission soll bei einer Co-Vergärung verschiedener Substrate zwingend ein einheitlicher Treibhausgaswert für das gesamte aus einem Fermenter entnommene Biogas gebildet werden. Dies steht im Konflikt mit der bislang gegebenen Möglichkeit, Biomethan, das im Wege der Co-Vergärung erzeugt wurde, in verschiedene Biomethanchargen zu unterteilen, die sich anhand der jeweils zur Erzeugung eingesetzten Substrate bestimmen.

Die EU-Kommission beruft sich dabei auf die Formel zur Berechnung von Treibhausgasemissionen aus Nummer 1 c) B zum Anhang VI zur RED II, die eine Berechnung der Emissionen anhand sämtlicher eingesetzter Inputstoffe nahelegt.

Wir halten diese Argumentation jedoch nicht für zwingend. Da sowohl die Kommission als auch die nationalen Behörden der Auffassung sind, dass es weiterhin möglich sein soll, Biomethan, das in Co-Vergärung aus Substraten erzeugt wurde, die wiederum unterschiedlich auf die Erfüllung der Erneuerbare-Energien-Ziele der RED II angerechnet werden, aufzuteilen und getrennt auf die unterschiedlichen Ziele anzurechnen, geben die deutschen Behörden und das Zertifizierungssystem REDCert derzeit vor, dass für in Co-Vergärung erzeugtes Biomethan weiterhin spezifische Treibhausgaswerte auf bestimmte Substrate entfallende Biomethanmengen zuzuordnen sind zu

Eine Reaktion der EU-Kommission auf das so praktizierte Vorgehen steht noch aus.

(3) Kann ein Anteil von fossilem Erdgas für die Produktion von SAF gemäß Refuel Aviation EU Gesetzgebung eingesetzt werden, solange der Carbon Footprint des produzierten Kraftstoffs dann immer noch eine Gesamtreduktion von 70 Prozent erreicht?

Wir verweisen auf die Ausführungen unter D.III.2.

Im Hinblick auf synthetische Flugkraftstoffe ist der Anteil des synthetischen Flugkraftstoffs an einem Gemisch aus synthetischem Flugkraftstoff und fossilen Kraftstoffen anhand des energetischen Inputs des SAF im Verhältnis zum Gesamtoutput bestimmt. Der THG-Wert des SAF wird dennoch durch die Mischung mit dem fossilen Erdgas verschlechtert.

Wird fossiles Erdgas mit einem RFNBO bzw. einem synthetischen Flugkraftstoff gemeinsam verarbeitet bzw. gemischt, dann ist der Anteil des RFNBO am Gesamtoutput zu bestimmen, indem der RFNBO und andere relevante Energie, die in die Erzeugung des Gesamtoutputs eingegangen ist, zueinander ins Verhältnis gesetzt werden (vgl. A. Nummer 3a) des Anhangs zur Verordnung (EU) 2023/1185).

Da grundsätzlich sämtliche sich aus dem Prozess ergebende Outputs einen einheitlichen THG-Wert haben (vgl. A.1 des Anhangs zur Verordnung (EU) 2024/1184), verschlechtert der hohe THG-Wert des Erdgases den für sich genommenen wohl niedrigeren THG-Wert des RFNBO.

Auch Biokraftstoffe, die gemeinsam mit fossilem Erdgas verarbeitet werden, gelten nur im Hinblick auf den entsprechend den Anforderungen der Co-Processing-Verordnung ermittelten, biogenen Anteil als SAF.

II. Zertifizierungsfragen

1. Wie läuft die Zulassung als (erneuerbarer) Flugkraftstoff ab? Was wird hierfür genau benötigt?

Der Zulassungsprozess für (erneuerbare) Flugkraftstoffe läuft maßgeblich über die internationale Standardisierungsorganisation ASTM International ab, die ihre Arbeit mit der europäischen Standardisierungsorganisation DefStan koordiniert.¹⁶ Es scheint darüber hinaus in Deutschland keine staatliche Zulassung/Zertifizierung für Flugkraftstoffe durch die Europäische Agentur für Flugsicherheit (EASA) oder das Luftfahrtbundesamt (LBA) zu geben.¹⁷

Dabei ist wichtig anzumerken, dass ASTM als Organisation den Prozess der Entwicklung oder Qualifizierung neuer SAF-Technologien nicht selbst steuert, sondern vielmehr durch die von ihr veröffentlichten Spezifikationen einen Rahmen schafft, unter welchem Flugkraftstoffe entwickelt werden können. ASTM erteilt insoweit also keine Marktzulassung.¹⁸

Die relevanten Akteure dafür sind das ASMT Komitee D02 (on petroleum products, liquid fuels, and lubricants) dem ungefähr 2600 Mitglieder als Experten für Luftfahrt und Kraftstoffe angehören und die Unterkomitees D02.J0 (on aviation fuels); D02.J0.06 (on synthetic aviation turbine fuels).¹⁹

So hat das Unterkomitee D02.J0.04 (on additives and electrical properties) eine Art Leitfaden für die Bewertung neuer Fluggasturbinenkraftstoffe und Kraftstoffzusätze entwickelt (D4054). Dieser soll Herstellern von neuen Kraftstoffen Verfahren, Tests und die Auswahl von Materialien an die Hand geben, um neue Kraftstoffe zu entwickeln und zu prüfen, ob diese den

¹⁶ <https://aireg.de/wp-content/uploads/2023/08/201217-aireg-Roadmap-Papier-Alternative-Flugkraftstoffe.pdf> (vgl. Seite 15)

¹⁷ <https://www.bmu.de/faq/gibt-es-eine-zulassung-fuer-kraftstoffe>

¹⁸ https://www.icao.int/environmental-protection/Documents/EnvironmentalReports/2022/ENVReport2022_Art49.pdf (Seite 197/198)

¹⁹ https://www.icao.int/environmental-protection/Documents/EnvironmentalReports/2022/ENVReport2022_Art49.pdf (Seite 197/198)

bisherigen industriellen Standards entsprechen. Als Leitfaden stellt D4054 zwar kein Zulassungsverfahren dar, gibt aber Auskunft darüber, wie ein Hersteller vorgehen muss, um seinen Flugkraftstoff ASTM-Konform an den Markt bringen zu können.²⁰

Das Prüfverfahren durchläuft im Wesentlichen vier Teststufen. Auf der ersten Stufe wird zuerst eine kleine Menge des neuen Kraftstoffs (ca. 10 US-Gallonen / 37,8 L) nach den geläufigsten Testmethoden für Flugkraftstoffe getestet. Auf der nächsten Stufe wird dann ein größeres Kraftstoffvolumen (ca. 80 US-Gallonen / 302,8 L) auf eine erweiterte Reihe von Eigenschaften geprüft. Diese werden als „Fit-For-Purpose“ Eigenschaften (FFP) bezeichnet.

Danach werden die Daten an eine Task-Force des Unterkomitees D02.J0.04 zur Prüfung übermittelt. Diese Prüfung erfolgt unter Einbindung der Motoren- und Flugzeughersteller (OEMs) und der US-Amerikanischen Luftfahrtbehörde (FAA), welche Empfehlungen für Tests und Prüfungen für den weiteren Verfahrensablauf geben und ihre Zustimmung erteilen müssen.

Auf Stufe 3 und 4 umfasst die Prüfung des Kraftstoffs Tests an speziellen Triebwerks- und Flugzeugprüfständen am Boden und später auch an Flugzeugen in der Luft mit immer größeren Mengen (bis zu 225.000 US-Gallonen / 851.718 L). Da die OEMs und die FAA meist die Vorgaben zu den konkreten Tests machen, werden an dieser Stelle meist ihre Ausrüstung, Einrichtungen und Teststände genutzt werden. Dies erfordert ein hohes Maß an Koordination zwischen den Beteiligten.

Die Prüfungsergebnisse werden anschließend wieder an das Unterkomitee versendet und nach Empfehlung der OEMs und der FAA entscheidet dann die ASTM darüber, ob der Kraftstoff für den Flugverkehr geeignet ist.²¹

Ist dies der Fall, wird der Kraftstoff dann der ASTM-Spezifikation D1655 (Standartspezifikation für Fluggasturbinenkraftstoffe) und im Falle eines SAF der Spezifikation D7566 (Standartspezifikation für Flugkraftstoffe die synthetischen Kohlenwasserstoffe enthalten) hinzugefügt. Die zugelassenen SAF werden dann regelhaft in der für Europa relevanten Spezifikation DEF Stan 91091 übernommen.²²

²⁰ <https://www.astm.org/d1655-22a.html>

²¹ vgl. ASMT D4054 - Standard Practice for Evaluation of New Aviation Turbine Fuels and Fuel Additives, Seite 7-15.

2. Für welche CO₂-Quellen existieren aktuell schon Zertifizierungssysteme (z.B. über ISCC)?

Wie oben dargestellt unterfallen SAF im Rahmen der SAF-Quote im Hinblick auf die Zertifizierungsanforderungen denselben Anforderungen wie Biokraftstoffe im Hinblick auf die THG-Quote.

Um die Anforderungen der jeweiligen erneuerbaren Kraftstoffe im Kontext der Quoten einzuhalten, bedarf es der Zertifizierung durch ein anerkanntes Zertifizierungssystem.

Die Anerkennung von Zertifizierungssystem erfolgt durch die EU-Kommission durch den Erlass von Durchführungsrechtsakten (vgl. Artikel 30 Absatz 4 und 5 RED II).

Im Hinblick auf die Erzeugung von Biokraftstoffen existieren diverse anerkannte Zertifizierungssysteme. Aus unserer Sicht sehen diese Zertifizierungssysteme jedoch keine besonderen Vorgaben an CO₂-Quellen vor.

Uns sind in diesem Kontext lediglich Vorgaben an die Abscheidung von CO₂ im Erzeugungsprozess zur Verbesserung des THG-Werts des Biokraftstoffs bekannt.²³

Im Hinblick auf RFNBO, synthetische Flugkraftstoffe und wiederverwertete Kohlenwasserstoffe existieren bisher keine anerkannten Zertifizierungssysteme.

Aktuell haben sich die Zertifizierungssysteme ISCC, REDCert, KZR INiG, CertifHy und CCEE Hydrogen and Derivatives Certification System auf eine Anerkennung beworben.²⁴

Von diesen haben aktuell ISCC, REDCert und CertifHy eine Bestätigung der „technical compliance“ durch die EU-Kommission erhalten. Für die Anerkennung wird indes noch ein Durchführungsbeschluss der EU-Kommission benötigt.

Diese werden voraussichtlich die Vorgaben der Nummer 10 des Anhangs zur Verordnung EU (2023/1185) übernehmen und um Anforderungen an den Nachweis erweitern.

3. Zertifizierung der Nachhaltigkeit: Muss die Zertifizierung Batch-Weise erfolgen, oder wird eine Anlage bzw. ein Anlagenbetreiber einmalig zertifiziert?

Die Systematik der Nachhaltigkeitszertifizierung sowohl für Biokraftstoffe als auch für RFNBO im Rahmen der THG-Quote sieht Folgendes vor:

²⁴ https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/voluntary-schemes_en.

Die gesamte Lieferkette des Biokraftstoffs und des RFNBO bedarf einer Zertifizierung durch ein anerkanntes Zertifizierungssystem im Sinne der Biokraft-NachV bzw. der 37. BImSchV, damit ein Nachhaltigkeitsnachweis ausgestellt werden kann (vgl. § 9 Absatz 1 Biokraft-NachV, § 16 Absatz 2 37. BImSchV).

Die Nachhaltigkeitsnachweise sind notwendig, um die Einhaltung der Nachhaltigkeitsanforderungen an Biokraftstoffe (vgl. § 7 Biokraft-NachV) und der Anrechenbarkeitsanforderungen für RFNBO (vgl. 14 37. BImSchV) zu belegen.

Die Ausstellung der Nachhaltigkeitsnachweise, bezieht sich dabei immer auf den Biokraftstoff, bzw. den RFNBO den die sogenannte letzte Schnittstelle hergestellt hat (Vgl. § 9 Absatz 1 Biokraft-NachV, vgl. § 16 Absatz 1 37. BImSchV).

Die Nachhaltigkeitsnachweise werden also immer bezogen auf eine bestimmte Menge Biokraftstoff bzw. RFNBO ausgestellt.

Die Zertifikate wiederum werden bezogen auf die Wirtschaftsteilnehmer aus der Lieferkette, die sog. Schnittstellen – ausgestellt, die mit dem Biokraftstoff bzw. dem RFNBO in Berührung kommen.

Diese Zertifikate sind für die Dauer von 12 Monaten ab Beginn ihrer Laufzeit gültig (vgl. § 28 Absatz 1 37. BImSchV, vgl. § 22 Biokraft-NachV).

4. Angenommen, die Zulieferung des Biomethans zur Weiterverarbeitung in SAF erfolgt rein bilanziell über das Erdgasnetz. Führt dies zu Problemen bei der Zertifizierung des damit erzeugten SAFs?

Eine bilanzielle Lieferung von Biomethan über das Erdgasnetz hindert für sich genommen nach unserer Ansicht nicht die Anrechenbarkeit auf die THG-Quote und die SAF-Quote, sofern die Anforderungen an die Nutzung eines Massenbilanzierungssystems nach Artikel 30 RED II und der Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 sowie der anerkannten Zertifizierungssysteme eingehalten werden.

Siehe zu den Details unter (E.II.5. und E.III.1 und E.III.4).

5. Welche Nachweise werden für den Einsatz von pipelinebezogenem Biomethan benötigt? Wird es zu Änderungen der Nachweisführung kommen, nun da die EU die Union Database für Biofuels (UDB) in Betrieb genommen hat?

Damit Biomethan auf die THG-Quote und die SAF-Quote angerechnet werden kann, muss ein Massenbilanzsystem genutzt werden, das den Anforderungen des Artikel 30 RED II genügt.

Die Anforderung wurde bezogen auf die THG-Quote in der Biokraft-NachV ins nationale Recht umgesetzt.

Die grundsätzlichen Anforderungen an das Massenbilanzsystem werden in § 10 Absatz 2 der Biokraft-NachV definiert:

„Schnittstellen und Lieferanten sind verpflichtet, ein Massenbilanzsystem zu verwenden, das

1. es erlaubt, Lieferungen von Rohstoffen oder Brennstoffen mit unterschiedlichen Nachhaltigkeitseigenschaften und unterschiedlichen Eigenschaften in Bezug auf die Treibhausgaseinsparung zu mischen,

2. es erlaubt, Lieferungen von Rohstoffen mit unterschiedlichem Energiegehalt zur weiteren Verarbeitung zu mischen, sofern der Umfang der Lieferungen nach ihrem Energiegehalt angepasst wird,

3. vorschreibt, dass dem Gemisch weiterhin Angaben über die Nachhaltigkeitseigenschaften sowie über die Eigenschaften in Bezug auf die Treibhausgaseinsparung und über den jeweiligen Umfang der in Nummer 1 genannten Lieferungen zugeordnet sind,

4. vorsieht, dass die Summe sämtlicher Lieferungen, die dem Gemisch entnommen werden, dieselben Nachhaltigkeitseigenschaften in denselben Mengen hat wie die Summe sämtlicher Lieferungen, die dem Gemisch zugefügt werden, und dass diese Bilanz innerhalb eines angemessenen Zeitraums erreicht wird,

5. vorsieht, dass bei der Verarbeitung einer Lieferung die Angaben hinsichtlich der Eigenschaften der Lieferung in Bezug auf die Nachhaltigkeit und die Treibhausgaseinsparung angepasst und im Einklang mit folgenden Vorschriften dem Output zugeordnet werden:

a) sollte die Verarbeitung der Rohstofflieferung nur einen Output hervorbringen, der zur Produktion von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen, Biomasse-Brennstoffen, flüssigen und gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs oder wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen dienen soll, werden der Umfang der Lieferung und die entsprechenden Werte der Eigenschaften in Bezug auf die Nachhaltigkeit und Treibhausgaseinsparungen durch Anwendung eines Umrechnungsfaktors angepasst, der das Verhältnis zwischen der Masse des Outputs, die dieser Produktion dienen soll, und der Rohstoffmasse zu Beginn des Verfahrens ausdrückt,

b) sollte die Verarbeitung der Rohstofflieferung mehrere Outputs hervorbringen, die zur Produktion von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen, Biomasse-Brennstoffen, flüssigen und gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs oder wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen dienen sollen, ist für jeden Output ein gesonderter Umrechnungsfaktor anzuwenden und eine gesonderte Massenbilanz zugrunde zu legen.“

Der Nachweis der Einhaltung dieser Anforderungen erfolgt über eine Zertifizierung sämtlicher Schnittstellen, die mit der Erzeugung und/oder dem Transport des Biomethans befasst sind, durch ein anerkanntes Zertifizierungssystem nach RED II²⁵.

Die Anforderungen, die für eine solche Zertifizierung im Hinblick auf das Massenbilanzsystem eingehalten werden müssen, werden umfassend in der entsprechenden Systemdokumentation anerkannter Zertifizierungssysteme beschrieben.²⁶

Weiterhin müssen sämtliche relevanten Informationen, die das Biomethan betreffen, von sämtlichen Schnittstellen auf der Wertschöpfungskette in die Unionsdatenbank aufgenommen werden, sobald diese für gasförmige Energieträger in Betrieb ist (vgl. Artikel 18 Absatz 2 Satz 2 Durchführungsverordnung (EU) 2022/996).

Eine Lieferung von Biomethan, die über das Erdgasnetz erfolgt, wird mit den notwendigen Informationen zunächst am Eingangspunkt des Erdgasnetzes in der Unionsdatenbank erfasst und am Endverbrauchspunkt als verbraucht registriert. Bei der Entnahme aus dem Erdgasnetz und der Weiterverarbeitung des Biomethans in gasförmige oder flüssige Brennstoffe gilt der Endverbrauchspunkt als der Punkt des Endverbrauchs der fertigen gasförmigen oder flüssigen Brennstoffe (vgl. Artikel 18 Absatz 3 Satz 2 Durchführungsverordnung (EU) 2022/996).

Aus unserer Sicht soll dies lediglich klarstellen, wie die Rückverfolgung gasförmiger Biomasse in einer Verbundinfrastruktur erfolgt. Dennoch ist nach unserem Verständnis eine Registrierung der Wirtschaftsteilnehmer auf der Lieferkette vom Ort der Produktion bis zum Kraftstoffanbieter, der das Biomethan als Kraftstoff auf den Markt bringt, notwendig (vgl. Artikel 28 Absatz 2 Unterabsatz 1 Satz 2 RED II).

²⁵ Eine Übersicht der anerkannten Zertifizierungssysteme finden Sie hier: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/voluntary-schemes_en

²⁶ Siehe beispielhaft das die REDCert EU Systemdokumentation „Massenbilanzierung“: https://www.redcert.org/images/REDCertEU_aktuell/SG_EU_Massenbilanzierung_Vers07.pdf

Die relevanten zu registrierenden Informationen sind:

„Nachhaltigkeitseigenschaften und Eigenschaften in Bezug auf Treibhausgaseinsparungen und andere Informationen zur Beschreibung von Rohstoffen oder Brennstoffen sowie Transaktionsdaten sind gründlich zu dokumentieren und entlang der Lieferkette von einem Wirtschaftsteilnehmer an den nächsten weiterzuleiten. Diese Informationen müssen Daten, die über die gesamte Lieferkette hinweg zu übermitteln sind, sowie spezifische Daten für die einzelne Transaktion gemäß Anhang I umfassen“ (vgl. Artikel 18 Absatz 1 Durchführungsverordnung (EU) 2022/996).

In Anhang I zur Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 werden die weiteren neben den Nachhaltigkeitseigenschaften und den Treibhausgaseinsparungen benötigten Daten, die in der Unionsdatenbank eingestellt werden müssen, dargestellt.

Nach Vorgabe des REDCert EU Zertifizierungssystems, ist für die Zertifizierung der Wirtschaftsteilnehmer seitens der Auditoren Folgendes zu prüfen:

„Auditoren müssen überprüfen, ob die Einträge in der Unionsdatenbank oder der entsprechenden nationalen Datenbank des zertifizierten Wirtschaftsbeteiligten mit den Zahlen übereinstimmen, die Teil der Buchführung des Wirtschaftsbeteiligten und der Nettomaschinenbilanzdaten oder anderen verschlüsselten Informationen über seine Unternehmen oder Standorte sind. Eventuelle Abweichungen zwischen den in der Unionsdatenbank erfassten Daten und den entsprechenden Daten aus der Dokumentation des Wirtschaftsbeteiligten müssen in den Auditbericht aufgenommen und REDcert unverzüglich gemeldet werden. Unstimmigkeiten wie diese können dazu führen, dass im Auditbericht schwerwiegende Nichtkonformitäten vermerkt werden, was die Aussetzung des Zertifikats des Wirtschaftsbeteiligten zur Folge hat“.²⁷

²⁷ https://www.redcert.org/images/REDCertEU_aktuell/SG_EU_Massenbilanzierung_Vers07.pdf, S. 22

III. Regelungen von Importen und Transport

1. Welche Möglichkeiten des Transports bzw. der Zwischenspeicherung von Wasserstoff sind RED II/III - konform? Ist ein Transport / eine Zwischenspeicherung in einem Pipeline-Netz möglich?

(1) Möglichkeit einer „RED II konformen Lieferung“

Die Regelungen zum Transport und der Zwischenspeicherung von Wasserstoff gemäß den Vorgaben der RED II ergeben sich im Hinblick auf die SAF-Quote unmittelbar aus Artikel 30 der RED II und der sie konkretisierenden Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 sowie – sobald sie existieren – der Systemdokumentation von anerkannten Zertifizierungssystemen für RFNBO, da die SAF-Verordnung im Rahmen der Definition der SAF stets auf die Notwendigkeit einer Zertifizierung der SAF nach Artikel 30 RED II verweist.

Die Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 gilt im Hinblick auf die Regelungen zur Rückverfolgbarkeit von Lieferungen von Kraftstoffen in Artikel 18 ff. Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 nicht nur für Biokraftstoffe, sondern allgemein für „Brennstoffe“, zu denen nach der Definition der Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 auch RFNBO zählen (vgl. Artikel 2 Nummer 25 Durchführungsverordnung (EU) 2022/996).

Hinsichtlich der THG-Quote und der PtL-Quote betreffend des Transports von Wasserstoff ergeben sich die Regeln darüber hinaus aus der nationalen Umsetzung der RED II und der Durchführungsverordnung (EU) 2022/996, in den §§ 17 und 18 der 37. BImSchV und – sobald sie existieren – der Systemdokumentation von anerkannten Zertifizierungssystemen für RFNBO.

Die Vorgaben der Durchführungsverordnung (EU) 2022/996, die auch die Zertifizierungssysteme im Rahmen des Anerkennungsprozesses werden umsetzen müssen, sehen vor, „*dass Lieferungen flüssiger oder gasförmiger Brennstoffe in einer Verbundinfrastruktur, die demselben Massenausgleichssystem unterliegen,*“ am Eingangspunkt in der Unionsdatenbank mit den Informationen hinsichtlich der Nachhaltigkeitsdaten und nach Anhang I der Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 erfasst und am Endverbrauchspunkt als verbraucht registriert werden müssen, um eine Rückverfolgung der Lieferungen zu ermöglichen (vgl. Artikel 18 Absatz 3 Satz 1 Durchführungsverordnung (EU) 2022/996).

Dies impliziert, dass eine massenbilanzielle Lieferung gasförmiger Energieträger über eine Verbundinfrastruktur zur Anrechnung auf SAF-Quote, PtL-Quote und THG-Quote grundsätzlich möglich sein muss, sofern sie demselben Massenausgleichssystem unterliegen:

„Bei gasförmigen Brennstoffen gilt das EU-Verbundnetz als ein einziges Massenausgleichssystem. Gasförmige Brennstoffe, die außerhalb des Netzes oder über isolierte lokale Verteilernetze erzeugt und verbraucht werden, sind als getrennte Massenausgleichssysteme zu betrachten.“ (vgl. Erwägungsgrund 5 Durchführungsverordnung (EU) 2022/996).

Eine Verbundinfrastruktur wiederum *„bezeichnet ein System von Infrastrukturen, einschließlich Rohrleitungen, LNG-Terminals und Speichieranlagen, für den Transport von Gasen, die hauptsächlich aus Methan bestehen und Biogas sowie Gas aus Biomasse, insbesondere Biomethan, umfassen, oder von anderen Gasarten, die technisch und sicher in das Erdgasrohrleitungssystem, in Wasserstoffsysteme und in Rohrleitungsnetze und Übertragungs- und Verteilungsinfrastrukturen für flüssige Brennstoffe eingespeist und durch diese transportiert werden können“* (vgl. Artikel 2 Nummer 18 Durchführungsverordnung (EU) 2022/996).

Ein Wasserstoffsystem wiederum bezeichnet *„ein Infrastruktursystem, einschließlich Wasserstoffnetzen, Wasserstoffspeichern und Wasserstoffterminals, das Wasserstoff von hoher Reinheit enthält“* (vgl. Artikel 2 Nummer 19 Durchführungsverordnung (EU) 2022/996).

Entsprechend kann auch Wasserstoff als Brennstoff RED II konform bilanziell über ein deziertes Wasserstoffnetz oder – die technische Umsetzbarkeit vorausgesetzt – über ein Erdgasnetz transportiert werden.

Auch die aktuellen Regelungen der anerkannten Zertifizierungssysteme hinsichtlich des Transports von Biomethan über das Erdgasnetz sind hier aufschlussreich. Sie sehen die Möglichkeit des bilanziellen Transports über das Erdgasnetz und die Nutzung des Erdgasnetzes als Zwischenspeicher ausdrücklich vor:

„Infrastruktur für Transport und Verteilung von gasförmigen oder flüssigen Kraft-/Brennstoffen dient gleichzeitig als Verteilungsinfrastruktur und Speicher. Biogas beispielsweise wird – sofern es nicht direkt vor Ort für die Stromerzeugung genutzt wird – zu Biomethan verarbeitet (weitere Konversion) und in das Erdgasnetz eingespeist. In einer Transport und Verteilungsinfrastruktur können daher sowohl Biomethan (z. B. im europäischen Gasnetz) als auch Biokraftstoffe (z. B. in einem Pipelinenetz) gemischt werden, sofern die Infrastruktur verbunden ist.

Der Input (Einspeisung) und Output (Entnahme) von Gas oder Kraftstoff in eine Verbundinfrastruktur muss vom Wirtschaftsbeteiligten im Rahmen der obligatorischen Massen-

bilanzaufzeichnungen, die für das Zertifizierungsverfahren unerlässlich sind, dokumentiert werden. Hierzu müssen die ein- und ausgespeisten Gasmengen mit kalibrierten Systeme gemessen werden. Werden Lieferungen von Gas oder flüssigen Biobrennstoffen/Biokraftstoffen mit unterschiedlichen Nachhaltigkeitseigenschaften, die Teil desselben Massenbilanzsystems sind, in eine verbundene Transport- und Verteilungsinfrastruktur eingespeist, müssen die Nachhaltigkeitseigenschaften der jeweiligen Lieferung zugeordnet werden, die in die Transport- und Verteilungsinfrastruktur eingespeist und ihr wieder entnommen wird.

Im Falle der Ein-/Auspeisung von Biomethan in eine bzw. aus einer Verbundinfrastruktur kann die Zertifizierung von Massenbilanz-Energieeinheiten gasförmiger Kraft-/Brennstoffe innerhalb dieser Verbundinfrastruktur oder zwischen Verbundinfrastrukturen nur erfolgen, wenn Wirtschaftsbeteiligte die Unionsdatenbank nutzen (siehe Abschnitt 4.5), um ihr Massenbilanzsystem zu unterstützen. Daher ist die Nutzung der Unionsdatenbank verpflichtend und Nachhaltigkeitsmerkmale können nur Gaslieferungen zugeordnet werden, die in der Unionsdatenbank registriert wurden. Die Massenbilanz des europäischen Verbundnetzes (oder eines anderen Netzes), in dem das Gas transportiert wird, muss vollständig durch die Unionsdatenbank abgedeckt sein.“²⁸

Da die diese Vorgaben durch die Anerkennung der EU-Kommission bestätigt wurden und die Vorgaben auf den gleichermaßen für Wasserstoff bestehenden Anforderungen des Artikel 30 RED II und der Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 beruhen, ist davon auszugehen, dass sie für Wasserstoff zumindest ähnlich in die Systemdokumentation der Zertifizierungssysteme aufgenommen werden.

(2) Mögliche Hindernisse im nationalen Rechtsrahmen

Auch wenn das nach Artikel 30 RED II und Artikel 18 ff. Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 vorgesehene Massenbilanzsystem und auch die anerkannten Zertifizierungssysteme (für Biokraftstoffe) einen massenbilanziellen Transport über das Erdgasnetz vorsehen, bestand in der Vergangenheit die Rechtsauffassung der Biokraftstoffquotenstelle, dass ein massenbilanzieller Transport von Biomethan über das Erdgasnetz nach den Vorgaben von § 37a BImSchG, der Biokraft-NachV und der 38. BImSchV nicht möglich sei, da es an einer

²⁸ https://www.redcert.org/images/REDCertEU_aktuell/SG_EU_Massenbilanzierung_Vers07.pdf, S. 16.

ausdrücklichen Regelung zum massenbilanziellen Transport über das Erdgasnetz vergleichbar beispielsweise mit der Regelung in § 44b Absatz 4 EEG 2023 für die Förderung von aus Biomethan erzeugtem Strom im Rahmen des Systems der THG-Quote fehle.

Aufgrund dessen war die Biokraftstoffquotenstelle der Rechtsauffassung, dass bilanziell über das Erdgasnetz transportiertes Biomethan nur auf Basis der Regelung in RN 71 der Dienstvorschrift THG-Quote, in der der Behörde Regelungen zum Umgang mit der THG-Quote intern vorgegeben werde, („DV-THG-Quote (alte Fassung)“) auf die THG-Quote angerechnet werden könne. In dieser Regelung der Dienstvorschrift ist Folgendes vorgesehen:

„Für die Anrechnung auf die THG-Quote gilt aus dem Leitungsnetz entnommenes Erdgas als Biomethan, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der Menge von als anderer Stelle im Geltungsbereich des Gesetzes in das Erdgasnetz eingespeistem Biomethan entspricht. Auf den tatsächlich im entnommenen Erdgas enthaltenen Biomethananteil kommt es für die Anrechnung auf die THG-Quote nicht an.“

Die DV-THG-Quote wird derzeit überarbeitet und es ist nicht bekannt, ob die Regelung in dieser Form bestehen bleibt.

Auch im Hinblick auf die THG-Quote für RFNBOs und die PtL-Quote besteht keine entsprechende ausdrückliche Regelung auf nationaler Ebene. Eine solche fehlt insbesondere in der 37. BImSchV.

Es scheint daher möglich, dass die Biokraftstoffquotenstelle auch für RFNBO einen Transport von RFNBO über das Erdgasnetz, die auf die THG-Quote angerechnet werden soll, für unzulässig hält.

Wir halten dies allerdings für sehr unwahrscheinlich.

Zum einen vertrat die Biokraftstoffquotenstelle die Rechtsauffassung zu einem Zeitpunkt, zu dem die Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 noch nicht in Kraft getreten war. Die Durchführungsverordnung, die die Möglichkeit des bilanziellen Transports über Verbundinfrastrukturen impliziert, trat zum 14. Januar 2024 in Kraft und gilt als Verordnung unmittelbar in jedem Mitgliedstaat (vgl. Artikel 28 Durchführungsverordnung (EU) 2022/996).

Weiter widersprach das Finanzgericht Berlin in seinem Urteil vom 15. März 2023 – 1 K 1168/20 der Rechtsauffassung der Quotenstelle und stellte fest, dass das Fehlen einer ausdrücklichen Regelung zum massenbilanziellen Transport von Biomethan die Möglichkeit des

massenbilanziellen Transports nicht ausschließt, sondern vielmehr eine ausdrückliche Untersagung dieser Option notwendig ist, wenn sie nicht genutzt werden soll (vgl. Finanzgericht Berlin-Brandenburg, Urteil vom 15. März 2023 – 1 K 1168/20 –, Rn. 18, juris).

Zwar erging das Urteil vor dem Hintergrund der Frage, ob ein bilanzieller Transport aus anderen EU-Mitgliedstaaten möglich sei, doch kann die Argumentation des Gerichts jedenfalls in Teilen auch auf Lieferungen ausschließlich im deutschen Erdgasnetz übertragen werden.

Die Biokraftstoffquotenstelle hat ihre Praxis bis auf Weiteres an das Urteil angepasst. Es scheint daher eher wahrscheinlich, dass sie die vorgebrachten Argumente zum Fehlen einer nationalen Regelung im Hinblick auf RFNBO nicht erneut bemühen wird.

Eine ausdrückliche Regelung im nationalen Rechtsrahmen – vergleichbar mit § 71f Absatz 3 Satz 3 GEG für den Gebäudesektor - wäre allerdings vor diesem Hintergrund sinnvoll, um mehr Rechtssicherheit zu schaffen.

2. Gibt es Regelungen für den Import von grünem Methanol? Was muss hier berücksichtigt werden?

Wir gehen davon aus, dass mit grünem Methanol solches gemeint ist, das aus erneuerbaren Energien mit Ausnahme von Energie aus Biomasse besteht und dass mithin ein RFNBO gemeint ist.

Ein RFNBO, der aus Drittstaaten importiert wird, muss dieselben Anforderungen erfüllen, wie ein RFNBO, der in Deutschland erzeugt wird.

Für die SAF-Quote ergibt sich dies aus den Vorgaben der RED II, die durch die Verweise der SAF-Verordnung auf die RED II in diese inkorporiert werden.

Die RED II sieht vor, dass die Anforderungen nach Artikel 30 Absatz 3 RED II an den Nachweis von Nachhaltigkeitsanforderungen auch für RFNBO gelten sollen, die nicht in der EU produziert, sondern importiert wurden (vgl. Artikel 30 Absatz 3 Unterabsatz 2 RED II).

Die Regelung bezieht sich dabei ausdrücklich auf die Anforderungen nach Artikel 29a Absatz 1 und 2 RED II. Die Regelungen befassen sich ausdrücklich nur mit der Festlegung der Emissionseinsparungen, die für RFNBO gelten müssen, damit diese auf die Ziele der RED II angerechnet werden können.

Es fehlt entsprechend ein unmittelbarer Verweis auf die Anforderungen in Artikel 27 Absatz 6 RED II dazu, in welchem Umfang Elektrizität, die zur Erzeugung von RFNBO genutzt wird, als erneuerbar angerechnet wird bzw. in welchem Umfang Elektrizität zur Erzeugung eines RFNBO geeignet ist.

Es scheint jedoch abwegig anzunehmen, dass nicht auch diese Anforderungen im Hinblick auf die Nutzung von erneuerbarer Energie zur Erzeugung von RFNBO in Drittstaaten gelten sollten. Würde etwas anderes gelten, würde der intendierte Markthochlauf für die Produktion von RFNBO in Europa ausgehebelt.

Im Hinblick auf die Erfüllung der Anforderungen der PtL-Quote ist dies auch ausdrücklich im nationalen Rechtsrahmen geregelt.

Nach § 3 Absatz 7 37. BImSchV gelten die Bestimmungen nach § 3 Absatz 1 37. BImSchV auch für solche RFNBO, die aus anderen Mitgliedstaaten und Drittstaaten importiert wurden.

§ 3 Absatz 1 37 BImSchV regelt wiederum die Anforderungen an den zur Erzeugung von RFNBO eingesetzten Strom. Dies umfasst im Hinblick auf die Anerkennung von Strom aus dem Netz insbesondere die Anforderung der Zusätzlichkeit sowie der zeitlichen und geographischen Korrelation im Sinne der §§ 6 bis 8 37. BImSchV.

Im Hinblick auf weitere mögliche Hemmnisse verweisen wir auf die Ausführungen in D.IV.3.

3. Stellen die neuen Delegierten Rechtsakte der EU defacto eine Art Handelsbarriere dar und bewirken diese, dass faktisch keine synthetischen Kraftstoffe in die EU importiert werden könnten? (hier bitte auch Berücksichtigung der CO₂-Quellen, Notwendigkeit eines effektiven Systems der CO₂-Bepreisung in möglichen Exportländern)

Grundsätzlich sollte der Import und die Anrechnung von synthetischen Flugkraftstoffen aus Drittstaaten in die EU zur Anrechnung auf nationale Quotensysteme zum Erreichen der Erneuerbare-Energien-Ziele der RED II möglich sein.

Die RED II sieht vor, dass die Anforderungen nach Artikel 30 Absatz 3 RED II an den Nachweis von Nachhaltigkeitsanforderungen auch für RFNBO gelten sollen, die nicht in der EU produziert, sondern importiert wurden (vgl. Artikel 30 Absatz 3 Unterabsatz 2 RED II).

Auch der nationale Rechtsrahmen lässt eine Anrechnung von RFNBO, die aus Drittstaaten importiert wurden, auf die THG-Quote und die PtL-Quote grundsätzlich zu (vgl. § 3 Absatz 7 Nummer 2 37. BImSchV).

Als mögliches faktisches Handelshemmnis durch einen delegierten Rechtsakt kommt aus unserer Sicht lediglich die Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 in Betracht. Diese stellt Anforderungen an die Registrierung von Lieferungen in der Unionsdatenbank. Nach Presseberichten soll die Möglichkeit der Registrierung jedenfalls von Biomethanmengen, die aus Drittstaaten über das Erdgasnetz nach Deutschland transportiert werden, in der Unionsdatenbank nicht geschaffen werden.²⁹ Möglicherweise ist eine ähnliche Beschränkung für synthetische Kraftstoffe, die bilanziell über das Erdgasnetz transportiert werden, geplant.

Hinsichtlich der Frage, ob die Tatsache, dass die Anforderungen an RFNBO gleichermaßen für importierte Kraftstoffe gelten, zu einem de facto Handelshemmnis führt, fehlen uns die praktischen Erfahrungen zum Import von RFNBO.

Aus unserer Sicht scheint es allerdings nicht ausgeschlossen, dass RFNBO aus Drittstaaten, die den Anforderungen der verschiedenen Systeme entsprechen, für den Import nach Deutschland wirtschaftlich produziert werden können. Dies jedenfalls, wenn die Projekte ausreichend skaliert und geografisch vorteilhaft gelegen sind. Denkbar wären hier groß angelegte Solar- oder Windparks mit Direktleitungen zu Elektrolyseuren in sehr windigen oder sonnigen Regionen.

4. Ist der Import von Biomethan aus anderen EU-Ländern nach Deutschland über Pipelines zur Anrechnung auf die THG-Quote erlaubt? Hintergrund: Hier gab es ein Urteil des 1. Senats des Finanzgerichts Berlin-Brandenburg (FGH BB) vom März 2023. Die entsprechende Dienstvorschrift des Zolls, die diesem Urteil Rechnung tragen soll, ist jedoch noch nicht veröffentlicht, womit weiterhin Unsicherheit über die genaue Auslegung besteht.

Nach unserer Auffassung ist der Import von Biomethan aus anderen EU-Mitgliedstaaten über das Erdgasnetz zulässig und steht einer Anrechnung des Biomethans auf die THG-Quote nicht entgegen.

Wir verweisen hier auf unsere Ausführungen unter D.IV.1.(2), führen im Folgenden allerdings noch einmal tiefergehend aus:

Unsere Auffassung teilt mittlerweile auch die Biokraftstoffquotenstelle, die damit dem erwähnten Urteil des Finanzgerichts Berlin-Brandenburg vom 15.3.2023 – 1 K 1168/20 –

²⁹ <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/opinion/biomethane-trade-urgent-need-to-make-the-union-database-right/>

Rechnung trägt. Zuvor vertrat die Biokraftstoffquotenstelle die Rechtsauffassung, dass Biomethan, das über das Gasnetz außerhalb Deutschlands transportiert wurde, nicht für die Nutzung im THG-Quotensystem in Deutschland in Frage kommt.

Diese Auffassung beruhte im Wesentlichen auf der Tatsache, dass es keine ausdrückliche nationale Regelung gibt, nach der Biomethan, das aus einem Gasnetz außerhalb Deutschlands stammt, nach der ?? als Biomethan angesehen werden kann. Ohne eine ausdrückliche Regelung, die den Transport von Biomethan durch das Netz über ein Massenbilanzsystem erlaubt, müsste jedes aus dem Gasnetz entnommene Gas als Erdgas angesehen werden. Die in der RED II und der Biokraft-NachV etablierten Massenbilanzierungssysteme waren nach Ansicht der Biokraftstoffquotenstelle nicht ausreichend. Die Anwendung dieses Massenbilanzsystems sollte sich auf den Nachweis beschränken, dass eine Charge Biomethan den Nachhaltigkeitsanforderungen entspricht, und würde jedoch nicht den massenbilanziellen Transport von Biomethan durch das Netz ermöglichen.

Nach Angaben der Biokraftstoffquotenstelle war der einzige Grund für die Anrechenbarkeit selbst von Biomethan, das innerhalb Deutschlands durch das deutsche Netz transportiert wurde, die DV THG-Quote, in der folgender Passus enthalten war:

„Für die Anrechnung auf die THG-Quote gilt aus dem Leitungsnetz entnommenes Erdgas als Biomethan, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der Menge von an anderer Stelle im Geltungsbereich des Gesetzes in das Erdgasnetz eingespeistem Biomethan entspricht.“ (vgl. Rn. 71 DV THG-Quote (alte Fassung))

Im vergangenen Jahr hat die Biokraftstoffquotenstelle nach dem erwähnten Urteil des Finanzgerichts Berlin-Brandenburg ihre Rechtsauffassung in dieser Frage geändert.

Das Gericht entschied, dass Biomethan, das über ein Massenbilanzsystem aus einem anderen EU-Mitgliedstaat über das Erdgasnetz nach Deutschland transportiert wird, als Biomethan angesehen werden kann, wenn es in Deutschland aus dem Netz entnommen wird, um im System der THG-Quote verwendet zu werden, sofern die weiteren rechtlichen Anforderungen an das Biomethan – wie die Nachhaltigkeitsanforderungen – eingehalten werden.

Das Gericht argumentierte, dass das Fehlen einer ausdrücklichen Regelung, die den Transport von Biomethan über ein Massenbilanzsystem durch das Netz erlaubt, nicht bedeutet, dass diese Form des Transports nicht in Frage kommt. Vielmehr bedürfe es einer ausdrück-

lichen Verbotsregelung, wenn diese Form des Transports – die die typische Form des Transports von Biomethan darstellt – untersagt werden sollte (vgl. Finanzgericht Berlin-Brandenburg, 1. Senat, Urteil vom 15. März 2023 – 1 K 1168/20, Rn. 18).

Darüber hinaus stehe die Ansicht der Biokraftstoffquotenstelle nicht im Einklang mit dem Ziel des ordnungspolitischen Rahmens, der auf eine verstärkte Nutzung von Biokraftstoffen abziele, die durch die Stellungnahme der Biokraftstoffquotenstelle behindert werde (vgl. Finanzgericht Berlin-Brandenburg, 1. Senat, Urteil vom 15. März 2023 – 1 K 1168/20, Rn. 19, 21, 23).

Schließlich vertritt das Gericht die Auffassung, dass die Stellungnahme der Biokraftstoffquotenstelle gegen den EU-Grundsatz des freien Warenverkehrs nach Art. 34 AEUV verstoße, solange sie keinen konkreten Grund für ein Einfuhrverbot nennt, der über abstrakte Bedenken hinsichtlich des Missbrauchs des deutschen Treibhausgasquotenhandels und der Einfuhr von nicht nachhaltigem Biomethan hinausgehe (vgl. Finanzgericht Berlin-Brandenburg, 1. Senat, Urteil vom 15. März 2023 – 1 K 1168/20, Rn. 33).

Wir halten diese rechtliche Argumentation für zutreffend.

Als Reaktion auf das Gerichtsurteil hat die Biokraftstoffquotenstelle ihre Rechtsauffassung geändert und erlaubt nun die Verwendung von Biomethan, das über das Gasnetz aus anderen EU-Mitgliedstaaten importiert wird, im Treibhausgasquotenhandel. Dies teilte sie der Branche per E-Mail und in einer Erklärung auf ihrer Website mit:

„Mit Urteil vom 15. März 2023, AZ 1 K 1168/20 hat das Finanzgericht Berlin-Brandenburg entschieden, dass Biomethan, das in EU-Mitgliedstaaten in das Erdgasleitungsnetz eingespeist worden ist und diesem dann in Deutschland kaufmännisch-bilanziell als Kraftstoff entnommen wird, auf die Treibhausgasminderungsquote angerechnet werden kann. Das Urteil wird von der Zollverwaltung bereits vollumfänglich umgesetzt und sinngemäß auch angewendet, soweit verflüssigtes Biomethan im Verbrauchsteuergebiet der Europäischen Union bei Entnahme aus dem Erdgasleitungsnetz erzeugt wird. Darüber hinaus gilt dies sinngemäß auch bei der Methanolherstellung in Anlagen zur Methanolsynthese.

Eine Übertragung auf die Einspeisung oder Verflüssigung in Drittländern findet nicht statt.

Die DV THG-Quote wird derzeit überarbeitet.“

Wir gehen davon aus, dass die neue Fassung der DV THG-Quote eine ausdrückliche Regelung enthalten wird, die den Import von Biomethan über das Erdgasnetz aus anderen Mitgliedstaaten zulässt.

Eine Verankerung im relevanten Rechtsrahmen wäre hier allerdings rechtssicherer als eine bloße Regelung in einer nur intern verbindlichen Dienstvorschrift.

Indes sprechen gute Argumente dafür, dass die Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 auch den Import von Biomethan über das Erdgasnetz aus anderen Mitgliedstaaten in andere Mitgliedstaaten gestattet (vgl. dazu die Ausführungen unter D.IV.1.(1)).

IV. Nutzung von SAF an Flughäfen

1. Welche Regelung von Book-and-Claim Ansätzen wird es in der EU geben? Was ist der Stand und wie wird es sich entwickeln? Wer ist die Kontrollinstanz?

Es ist kaum zu prognostizieren, welche Book-and-Claim Ansätze es in der EU geben wird.

Nach aktuellem Stand ist die Nutzung von Book-and-Claim Ansätzen für SAF weder im Rahmen der THG-Quote, der PtL-Quote, noch der SAF-Quote möglich.

Der Rechtsrahmen zu SAF sieht aktuell wie unter D.IV.1.(1) dargestellt ein Massenbilanzsystem vor, sodass die „grüne“ Eigenschaft eines SAF nur auf andere Moleküle desselben Produkts übertragen werden könnte, sofern sie sich in einer verbundenen Infrastruktur befinden.

Grundsätzlich sind aus unserer Sicht drei verschiedene Konzepte zu unterscheiden:

- physische Lieferung, d.h. es werden die Moleküle selbst geliefert
- Massenbilanzverfahren 1: kaufmännisch-bilanzielle Lieferung einer bestimmten Menge zusammen mit dem Zertifikat in derselben Infrastruktur („gekoppelte Zertifikate“)
- Massenbilanzverfahren 2: reine Lieferung der Zertifikate (es wird keine Energiemenge verkauft; die Energiemenge beschafft sich der Käufer des Zertifikats anderswo, „entkoppelte Zertifikate“) in derselben Infrastruktur

- Book-and-Claim: reine Lieferung von Zertifikaten, die zudem auf andere Produkte bzw. außerhalb derselben Infrastruktur übertragen werden

Book-and-Claim basiert prinzipiell auf einem Massenbilanzsystem, ist aber im Gegensatz dazu nicht an eine geschlossene Versorgungsinfrastruktur gebunden. Die positive Umwelteigenschaft eines Kraftstoffs wird auch hier vom eigentlichen physischen SAF getrennt (wie bei der Massenbilanz) und in handelbare Zertifikate umgewandelt, die über ein zentrales Register verwaltet und übertragen werden. Durch Einlösung der Zertifikate durch die Fluggesellschaften werden die Umweltvorteile dann mit einer entsprechenden Menge verkauften physischen Kraftstoffs verknüpft. Im Gegensatz zu den beiden Massenbilanzverfahren kommt bei einem Book-and-Claim System also auch eine Übertragung von Nachhaltigkeitseigenschaften auf eine physische Menge SAF in Betracht, die sich nicht in derselben Infrastruktur wie die tatsächlich nachhaltige SAF-Menge befindet.

Allerdings ist die Einführung von Book-and-Claim Ansätzen im Rahmen der SAF-Quote nicht unwahrscheinlich und die Befassung mit der Möglichkeit der Einführung ist in der SAF-Verordnung vorgesehen.

Nach Erwägungsgrund 48 der SAF-Verordnung soll die Kommission nach Konsultation aller einschlägigen Interessenträger prüfen, ob es weiterer Maßnahmen bedarf, um den kosteffizienten Vertrieb und die kosteneffiziente Verwendung von SAF in der Union zu erleichtern. Als Mittel hierzu soll ein System „mit Elementen eines „*Book and Claim*“ Ansatzes geprüft werden.

In Betracht gezogen wird dabei ein System in dem der „*Kauf von SAF von seiner physischen Lieferung und Nutzung getrennt wird*“, indem ein System für handelbare Liefer- und Kaufzertifikate eingeführt wird. Dies klingt nach einem klassischen Book-and-Claim Ansatz.

Etwas präziser wird dabei Art. 15 Absatz 2 SAF-Verordnung, nach welchem die Kommission bis zum 1. Juli 2024 ermitteln und bewerten soll, wie Herstellung/Lieferung von SAF auf dem Markt durch mögliche Maßnahmen verbessert werden können. Dies umfasst explizit auch die Möglichkeit eines Systems mit „Book-and-Claim“ Elementen.

Ein solches mögliches System, das Elemente eines „Book-and-claim“-Systems einbezieht, könnte Luftfahrzeugbetreiber oder Kraftstoffanbieter oder beide in die Lage versetzen, SAF im Rahmen vertraglicher Vereinbarungen mit Flugkraftstoffanbietern zu erwerben und die

Verwendung von SAF auf Flughäfen der Union „zu verlangen“ (vgl. Artikel 15 Absatz 2 Unterabsatz 1 SAF-Verordnung). Hier dürfte gemeint sein, dass der Kauf von SAF dazu berechtigt, die „grüne“ Eigenschaft des SAF auf einen am jeweiligen Flughafen physisch vorhandenen Kraftstoff zu übertragen. Dafür spricht, dass das System dafür sorgen soll, die Handelbarkeit von SAF an Standorten ohne Anschluss an einen Versorgungsstandort zu ermöglichen (vgl. Artikel 15 Absatz 2 Unterabsatz 1 SAF-Verordnung). Gleichzeitig kann der Satz einschränkend dahingehend verstanden werden, dass Book-and-Claim Ansätze nur in begrenztem Umfang für schwer zu erschließende Standorte und nicht flächendeckend ermöglicht werden sollen.

Aktuell sind klare Aussagen zur Wahrscheinlichkeit der Einführung und der Art eines Book-and-Claim Systems eher spekulativ.

Wir gehen allerdings davon aus, dass zeitnah weitere Informationen durch die EU-Kommission veröffentlicht werden.

Die Ermittlung und Bewertung der Notwendigkeit eines Systems mit Book-and-Claim Ansätzen durch die Kommission hätte wie erwähnt bis zum 1. Juli 2024 erfolgen sollen.

Bisher wurde ein solcher Bericht jedoch nicht erstellt. Die EU-Kommission teilte jedoch mit, dass sie hier mit der Prüfung befasst sei.

2. Welche Wechselwirkungen zu CORSIA und USA wird/kann es geben?

(1) Das CORSIA-System

Das „Carbon Offsetting and Reduction Scheme in International Aviation“ („CORSIA“) ist ein von der Internationalen Zivilluftfahrt-Organisation (ICAO) geschaffenes globales CO₂-Kompensationsprogramm für internationale Flüge. CORSIA findet auf alle internationalen zivilen Flüge Anwendung, die zwei Teilnehmerstaaten miteinander verbinden. Luftfahrzeugbetreiber, welche entsprechende Verbindungen fliegen, müssen dafür die wachstumsbedingten Emissionen kompensieren (Löschungspflichten) und ihre CO₂-Emissionen überwachen und berichten (Berichtspflichten).

Alle Luftfahrzeugbetreiber, die internationale Flüge durchführen, sind verpflichtet, ihre CO₂-Emissionen bei ihren jeweiligen Staaten zu überwachen, zu berichten und zu verifizieren. Dafür müssen alle Staaten, deren Luftfahrzeugbetreiber entsprechende Flüge durchführen, ein System zur Überwachung, Berichterstattung und Überprüfung („*monitoring, reporting*“

and verification system“ – MRV) einrichten. Die von den Staaten gemeldeten Daten werden dann unter Anderem zur Berechnung der CORSIA-baseline, als Grundlage der Berechnung der Kompensationsanforderungen und der Geltendmachung von SAF unter CORSIA genutzt (siehe unten).

Das CO₂-Kompensationssystem funktioniert wie folgt: Die Luftfahrzeugbetreiber sind verpflichtet, die von Ihnen emittierten wachstumsbedingten Emissionen dadurch zu kompensieren, dass sie Zertifikate von weltweiten Projekten und Programmen erwerben, die in unterschiedlichen Bereichen außerhalb des Luftfahrtsektors Emissionen reduzieren. Diese Emissionsgutschriften werden im CORSIA System als „CORSIA Eligible Emissions Units“ bezeichnet. Die Finanzierung der Projekte und Programme usw. erfolgt also über die Zertifikate, die von den Projektbetreibern für die von ihnen kompensierten Emissionen ausgestellt und an der Börse gehandelt werden können. Das UN-Klimasekretariat koordiniert die Sammlung und Zertifizierung der Projekte und Programme weltweit. Die Finanzierung der Projekte erfolgt über Zertifikate, die von den Projektbetreibern für die von ihnen kompensierten Emissionen ausgestellt und gehandelt werden.

Als Alternative zur Kompensation der einem Luftfahrzeugbetreiber zuzuordnenden Emissionen ist es allerdings auch möglich, bestimmte (grüne) Flugkraftstoffe einzusetzen, um die zuzuordnenden Emissionen und die entsprechende Minderungspflicht zu reduzieren (dazu unter E.IV.2.(2)).

Zur Berechnung der wachstumsbedingten CO₂-Emissionen, die ein Luftfahrzeugbetreiber kompensieren muss, wird ein dynamischer Ansatz genutzt, welcher eine Mischung aus individueller und sektoraler Lastenverteilung darstellt. Dabei werden zwei Faktoren zur Berechnung herangezogen:

Der sektorale Wachstumsfaktor ist das weltweite durchschnittliche prozentuale Emissionswachstum des internationalen Luftfahrtsektors. Er wird für das jeweilige Jahr berechnet, indem der Anstieg der Emissionen vom Wert des „baseline“ Jahres (2019) mit dem jeweiligen Jahr verglichen wird.

Der individuelle Wachstumsfaktor stellt den prozentualen Wachstumsfaktor der Emissionen dar, die individuell vom Luftfahrzeugbetreiber verursacht wurden. Auch er wird berechnet für ein bestimmtes Jahr, indem der Wert des „baseline“ Jahres (2019) mit dem jeweiligen Jahr verglichen wird.

Wird der sektorale Wachstumsfaktor im jeweiligen Jahr von der ICAO veröffentlicht, so berechnet sich die Höhe der zu kompensierenden Emissionen durch die Multiplikation der jährlichen von CORSIA erfassten Emissionen des Betreibers mit dem jeweils anzuwendenden Wachstumsfaktor.

Welcher Wachstumsfaktor anzuwenden ist, hängt vom jeweiligen Jahr ab. Von 2021 bis 2032 wird zu 100 Prozent der sektorale Wachstumsfaktor einbezogen. Von 2033 bis 2035 soll die Berechnung zu 15 Prozent mit dem individuellen Faktor und zu 85 Prozent mit dem sektoralen Faktor erfolgen. Danach soll der individuelle Faktor dann zu 100 Prozent in die Berechnung einfließen.

Ausgangspunkt der Berechnung ist immer die CORSIA baseline, also der Ausgangswert, von dem aus die Wachstumsfaktoren berechnet werden. Im Oktober 2022 bestimmte die 41. ICAO-Vollversammlung, dass von 2024 bis 2035 diese baseline bei 85 Prozent der Emissionen von 2019 liegen soll.

Die Umsetzung von CORSIA erfolgt in drei Phasen, wobei die Pilotphase und die (momentane) 1. Phase von 2024 bis 2026 für die Mitgliedstaaten der ICAO noch freiwillig ist. Es ist zu betonen, dass alle Teilnehmerstaaten des CORSIA auch EU-Mitgliedstaaten sind.

Ab 2027 beginnt dann die verbindliche Phase, bei welcher alle ICAO-Mitgliedstaaten, die im Jahr 2018 einen Anteil von mehr als 0,5 Prozent am internationalen Luftverkehr hatten oder deren Aktivität an 90 Prozent des kumulierten Anteils der Gesamtaktivität teilnimmt, am CORSIA System teilnehmen müssen.

Der „kumulierte Anteil“ wird berechnet, indem die einzelnen Anteile der Staaten vom Höchsten zum Niedrigsten sortiert werden und dann der Wert sukzessive erhöht wird, indem Anteile vom Höchsten zum Niedrigsten addiert werden, bis der Wert 90 Prozent erreicht. Die Werte aller Staaten werden bei dieser Berechnung berücksichtigt, unabhängig davon, ob ein Staat von der Kompensationspflicht nach CORSIA befreit ist oder nicht.

Somit kann es theoretisch sein, dass ein Staat zwar nicht 0,5 Prozent der gesamten Luftverkehrsaktivität einnimmt, aber dennoch an 90 Prozent des kumulierten Anteils der Gesamtaktivität teilnimmt. Ob dies nach dem obigen Wortlaut bedeutet, dass der jeweilige Staat auch CORSIA verpflichtet ist, ist etwas unklar. Letztlich ist aber zu betonen, dass es auch einen Ausschluss von der Verpflichtung für Staaten gibt, welche als „Least Developed Count-

ries“ (LDCs); „Small Island Developing States“ (SIDS) und „Landlocked Developing Countries“ (LLDCs) definiert sind, unabhängig von ihrem Anteil am internationalen Luftverkehr. Darunter dürften wohl die meisten Staaten mit weniger als 0,5 Prozent am Luftverkehr fallen.³⁰

Das CORSIA System der ICAO besteht aus einer Vielzahl von Vereinbarungen. Im Folgenden sollen nur die wichtigsten genannt werden. Die fünf zentralen CORSIA-Umsetzungselemente werden in 14 ICAO-Dokumenten erläutert, die vom ICAO-Rat zur Veröffentlichung genehmigt wurden. Zudem existieren die SARPs („International Standards and Recommended Practices“) der ICAO. Dies sind grundlegende Standards und Empfehlungen der internationalen Luftfahrt und als Anhänge der ICAO-Konvention (Chicago Konvention) ausgestaltet. Das für CORSIA maßgebliche Regelwerk ist Anhang 16, Band IV und bestimmt die Überwachungs-, Berichterstattungs- und Verifizierungsregeln sowie die Regeln zur Löschung der Offsets nach CORSIA. Im Oktober 2022 wurde ebenfalls die Resolution A41-22 verabschiedet, welche die Baseline von 85 Prozent der Emissionen von 2019 für die Jahre 2024 bis 2035 festlegt. Zudem gibt es fünf ICAO-CORSIA-Umsetzungselemente, die in 14 ICAO-Dokumenten enthalten sind.³¹

(2) Einsatz von SAF unter CORSIA

SAF können grundsätzlich unter CORSIA als „*CORSIA Eligible Fuels*“ (CEF) gelten. Die verpflichteten Luftfahrzeugbetreiber nach CORSIA können ihre CORSIA-Ausgleichsverpflichtungen reduzieren, indem sie Emissionsreduktionen aus der Nutzung CORSIA-fähiger Kraftstoffe geltend machen. Somit stellt sich die Frage, in welchem Verhältnis SAF nach der SAF-Verordnung und SAF als „*CORSIA Eligible Fuels*“ stehen und wie genau die Anrechnung der SAF unter CORSIA erfolgt.

Ein Luftfahrzeugbetreiber muss die Verwendung von CORSIA-zugelassenen Kraftstoffen im Rahmen seines jährlichen Emissionsberichts an das jeweilige MRV-System angeben. Um Emissionsminderungen durch die Verwendung solcher Kraftstoffe geltend machen zu können, muss der Betreiber in seinem jährlichen Emissionsbericht zusätzliche Informationen beifügen, die Einzelheiten zu den CORSIA-zugelassenen Kraftstoffen, ihrem Herstellungspro-

³⁰ https://www.icao.int/environmental-protection/CORSIA/Documents/CORSIA_FAQs_Dec2022.pdf (Frage 2.1-2.18)

³¹ https://www.icao.int/environmental-protection/CORSIA/Documents/CORSIA_FAQs_Dec2022.pdf (Frage 3.1)

zess, dem Kraftstoffhersteller und den mit der Nutzung verbundenen Emissionsminderungen enthalten. Einzelheiten ergeben sich aus einem von der ICAO veröffentlichten Vorlagedokument.³²

Ein "CORSA eligible fuel" nach dem Anhang 16, Band IV der ICAO-Konvention ist: „A CORSA sustainable aviation fuel or a CORSA lower carbon fuel, which an operator may use to reduce their offsetting requirements“. Es wird unterschieden zwischen "CORSA sustainable aviation fuels" – dies sind erneuerbare oder abfallbasierte Flugkraftstoffe, welche die CORSA Nachhaltigkeitskriterien erfüllen – und „CORSA lower carbon aviation fuels“, was kohlenstoffarme fossile Flugkraftstoffe sind, welche die CORSA Nachhaltigkeitskriterien erfüllen. Da diese Definitionen sehr allgemein formuliert sind, stellt sich für einen sinnvollen Vergleich mit der SAF-Verordnung die Frage, was die CORSA Nachhaltigkeitskriterien sind.

Ein Kraftstoff ist nur CORSA fähig, wenn er von einem, von der ICAO anerkannten Zertifizierungssystem für Nachhaltigkeit (SCS) nach den ICAO-Kriterien als nachhaltig zertifiziert wurde. Die Nachhaltigkeitskriterien an einen CEF sind jedoch in Bezug auf die Treibhausminderungsquote deutlich weniger streng als nach an einen SAF nach der SAF-Verordnung. Um die CORSA-Nachhaltigkeitskriterien zu erfüllen, muss ein Kraftstoff etwa nur eine Netto-Treibhausgasemissionsreduzierung von mindestens 10 Prozent im Vergleich zu herkömmlichem Düsenkraftstoff über den gesamten Lebenszyklus erreichen.³³ Zusätzlich werden bei CORSA aber auch soziale, ökologische und wirtschaftliche Faktoren bei der Herstellung berücksichtigt wie Arbeitsrechte, Wassernutzungsrechte und die Ernährungssicherheit. Somit unterscheiden sich die SAF nach CORSA und der SAF-Verordnung.

(3) Wechselwirkungen zwischen CORSA und SAF-Verordnung

CORSA und die SAF-Verordnung eint das gemeinsame Ziel CO₂-Emissionen im Luftverkehr zu reduzieren, sie verfolgen dabei aber unterschiedliche Ansätze und setzen andere Schwerpunkte.

Die Existenz des CORSA-Systems wurde im Rahmen der SAF-Verordnung berücksichtigt. Rechtliche Wechselwirkungen zwischen CORSA und SAF-Verordnung werden dabei durch die SAF-Verordnung im Wesentlichen ausgeschlossen.

³² https://www.icao.int/environmental-protection/CORSA/Documents/Templates-LAN/ETM%20Volume%20IV%20Appendix%201.3%20CEF%20template_ETM%20Vol%20IV%203rd%20ed.xlsx?Web=1

³³ (Chapter 2, Theme 1)

Die SAF-Verordnung erkennt nach Erwägungsgrund 10 und 11 das CORSIA System ausdrücklich als parallele Struktur auf globaler Ebene an und attestiert ihr, einen Anreiz für die SAF-Nutzung zu schaffen. Es wird jedoch bemängelt, dass es derzeit kein System auf dieser Ebene gebe, welches die Verwendung von SAF auf internationalen Flügen vorschreibt, denn CORSIA schreibt keine SAF-Nutzungspflicht vor, sondern ermöglicht nur, dass Luftfahrzeugbetreiber durch den Einsatz von SAF ihre Emissions-Reduktionspflichten reduzieren können.

Auch unterscheidet sich der Geltungsbereich von CORSIA und der SAF-Verordnung. Während CORSIA ein globales Programm ist, das ausschließlich für internationale Flüge zwischen Teilnehmerstaaten gilt, sind nach der SAF-Verordnung zwar nur EU-Staaten verpflichtet, dafür aber für alle Flüge innerhalb der EU (also auch Inlandsflüge) und für Flüge aus der EU heraus.

Das Verhältnis zwischen SAF-Quote und den Emissionsminderungspflichten nach CORSIA aus Perspektive der SAF-Verordnung ergibt sich aus Erwägungsgrund 41 und Artikel 9 der SAF-Verordnung. Nach Art. 9 Absatz 1 SAF-Verordnung dürfen Luftfahrzeugbetreiber die Verwendung von SAF ein und derselben Charge nicht im Rahmen mehrerer Treibhausgas-minderungssysteme geltend machen. Damit ist nicht etwa gemeint, dass eine Charge eines SAF nicht gleichzeitig zur Erfüllung der SAF-Quote durch den Flugkraftstoffanbieter und zur Reduktion der Emissionsminderungspflichten im Rahmen von CORSIA oder anderen Treibhausgas-minderungssystemen wie dem EU-Emissionshandelssystem genutzt werden kann.

Es ist vielmehr gemeint, dass eine Charge eines SAF nicht gleichzeitig im Rahmen mehrerer Treibhausgas-minderungssysteme geltend gemacht werden kann. Ein „Treibhausgas-minderungssystem“ ist gemäß Artikel 3 Nummer 27 SAF-Verordnung *„ein System, aus dem **Luftfahrzeugbetreibern** Vorteile für die Verwendung von SAF erwachsen.“*

Darunter fallen sowohl CORSIA als auch das EU-Emissionshandelssystem, jedoch nicht das System der SAF-Quote, das sich ausdrücklich an Flugkraftstoffanbieter richtet (vgl. Artikel 4 Absatz 1 SAF-Verordnung).

Die doppelte Geltendmachung wird unter CORSIA ähnlich geregelt. Ein CORSIA-fähiger Kraftstoff darf nicht in einem anderen Treibhausgas-minderungssystem geltend gemacht worden sein, um von einem Luftfahrzeugbetreiber im CORSIA-System genutzt werden zu

können. Nach Anhang 16, Band IV, Paragraf 2.3.3.2 der ICAO-Konvention muss der Flugzeugbetreiber eine Erklärung über alle anderen Treibhausgasregelungen vorlegen, an denen er teilnimmt und bei denen Emissionsminderungen durch die Verwendung von CORSIA-fähigen Kraftstoffen auch geltend gemacht werden können, sowie eine Erklärung, dass er für dieselben Chargen von CORSIA-zugelassenen Kraftstoffen keine Anträge im Rahmen dieser anderen Regelungen gestellt hat.³⁴ Für CORSIA sind „andere Treibhausgasminderungssysteme“ solche Systeme in denen Flugfahrzeugbetreiber ihre Emissionsminderungspflichten durch den Einsatz von CEF reduzieren können. Die SAF-Quote ist aber wohl kein solches Treibhausgasminderungssystem, da sie nicht zur Emissionsreduktion verpflichtet, sondern zum Einsatz von SAF in Höhe einer bestimmten Quote.

Wirtschaftliche Wechselwirkungen sind dahingehend zu erwarten, dass die Preise für SAF durch die parallele Anwendbarkeit der Anforderungen von CORSIA einerseits und der SAF-Quote andererseits die Preise für SAF stark erhöhen dürften.

3. Wie sieht die Abwicklung der verschiedenen Book-and-Claim Systeme aus? Welcher Akteur muss wann und wie melden?

In Bezug auf CORSIA ist zuerst einmal fraglich, ob das System überhaupt Ansätze eines Book-and-Claim Systems enthält.

Einerseits wird die Lieferkette des CEF umfassend von der Herkunft der Rohstoffe, über die Produktion bis zur Vermischung mit zum Blending mit anderen Kraftstoffen verfolgt und dokumentiert. Dies erfolgt wie bereits erwähnt über das MRV-System des jeweiligen Staates und ermöglicht eine genaue Nachverfolgung und Berichterstattung über die Nutzung von SAF und die damit verbundenen Emissionsreduktionen. Im ICAO-Dokument „CORSIA Eligibility Framework and Requirements Certification Schemes“ ist dabei in Tabelle 3 die Rede davon, dass jeder Wirtschaftsteilnehmer („economic operator“) ein Massenbilanzsystem nutzen muss. Die Einrichtung eines Massenbilanzsystems wird dabei jedoch nicht von den Luftfahrzeugbetreibern verlangt, sondern nach dem Wortlaut explizit nur von den „economic operators“, was nach einer Definition in demselben Dokument die Rohstoffhersteller, die Verarbeitungsbetriebe und die Händler sind. Bis zum Mischpunkt unterliegt CORSIA also einem Massenbilanzsystem. Nach dem Blending allerdings finden Ansätze eines Book-and-Claim Systems Anwendung zur Bilanzierung des Kaufs und Nutzung der CEF. Die Zertifikate

³⁴ https://www.icao.int/environmental-protection/CORSIA/Documents/CORSIA_FAQs_Dec2022.pdf (Frage 4,18 und 4.19)

des CEF können unabhängig vom physischen CEF gehandelt werden und Luftfahrzeugbetreiber können die Emissionsminderung somit geltend machen, selbst wenn sie keinen Zugang zum VEF haben. Somit enthält CORSIA sowohl Elemente eines Massenbilanzsystems, als auch von Book-and-Claim.

4. Wie funktioniert der Anrechnungsmechanismus in den verschiedenen Systemen (z.B. um Doppelzählungen zu vermeiden)?

Der maßgebliche Mechanismus zur Vermeidung von Doppelzählungen bzw. Doppelanrechnungen der Mengen eines Biokraftstoffs, RFNBO oder SAF bzw. der hierdurch generierten Treibhausgasreduzierung in den verschiedenen Systemen sind Nachhaltigkeitsnachweise, die die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien bezogen auf die jeweiligen Kraftstoffe belegen. Für eine bestimmte Menge kann stets nur einmal ein Nachhaltigkeitsnachweis ausgestellt werden und dieser kann auch nur einmal „genutzt“, d.h. entwertet werden. Nachhaltigkeitsnachweise dienen zugleich dazu, den massenbilanziellen Transport zu dokumentieren.

Im Rahmen der THG-Quote gilt für Biokraftstoffe, dass ein anerkannter Nachweis nach § 8 der Biokraft-NachV der Biokraftstoffquotenstelle vom Nachweispflichtigen vorgelegt werden muss, damit eine Anrechnung auf die THG-Quote erfolgen kann (vgl. § 7 Biokraft-NachV).

Eine korrespondierende Regelung besteht im Rahmen der PtL-Quote und der THG-Quote für Nachhaltigkeitsnachweise nach § 14 37. BImSchV (vgl. § 15 37. BImSchV).

Die Nachhaltigkeitsnachweise enthalten umfassende Angaben, die eine klare Zuordnung zu einer Menge Biokraftstoff oder RFNBO ermöglichen (vgl. § 17 37. BImSchV, § 12 Biokraft-NachV).

So ist für zuständige Behörden erkennbar, wenn eine Menge Biokraftstoff oder RFNBO im Rahmen der THG-Quote oder der PtL-Quote unzulässigerweise in mehreren Systemen angerechnet werden soll.

Im Hinblick auf die SAF-Quote ist die Nachweissystematik noch nicht im selben Maße ausdifferenziert. Es fehlt (noch) an einer Ausgestaltung der Anforderungen an das Nachweis-system auf nationaler Ebene. Wie dargestellt bezieht sich die SAF-Verordnung in erster Linie auf die Vorgaben der RED II.

Artikel 4 Absatz 6 SAF-Verordnung sieht vor, dass die Flugkraftstoffanbieter die Einhaltung der SAF-Quote nachweisen kann, indem sie ein Massenbilanzierungssystem im Sinne des Artikel 30 der RED II anwenden.

Die Einhaltung der Anforderungen des Massenbilanzsystems im Sinne des Artikel 30 RED II bedeutet nicht, dass der Einsatz von Nachhaltigkeitsnachweisen wie in der 37. BImSchV und der Biokraft-NachV definiert zwingend erfolgen muss.

Allerdings scheint es naheliegend, dass der Nachweis in der Praxis über Nachhaltigkeitsnachweise nach 37. BImSchV und Biokraft-NachV erfolgen wird, da diese auch die Einhaltung der Anforderung des Artikel 30 RED II an ein Massenbilanzsystem belegen und das System etabliert ist.

Unabhängig davon setzt Artikel 30 Absatz 1 Unterabsatz 2 RED II auch voraus, dass das genutzte Massenbilanzsystem sicherstellt, dass jede Lieferung eines erneuerbaren Energieträgers nur einmal auf die Ziele der RED II angerechnet werden kann und nur einmalig eine Förderung erhält.

Auch die Zertifizierungssysteme und die EU-Kommission gehen im Übrigen von einer Nutzung von Nachhaltigkeitsnachweisen für die SAF-Quote aus. Uns ist bekannt, dass die Zertifizierungssysteme und die EU-Kommission sich dazu abstimmen, welche Art Nachweis von Luftfahrzeugbetreibern für die Einhaltung der RED II-Kriterien im Rahmen des EU-Emissionshandelssystem verwendet werden soll, wenn der Nachhaltigkeitsnachweis bereits zuvor vom Flugkraftstoffanbieter zur Erfüllung der SAF-Quote genutzt wurde.

Im Raum stehen hier offenbar sogenannten „Proofs of Compliance“ die von den Zertifizierungssystemen parallel zu den Nachhaltigkeitsnachweisen ausgestellt werden können.

Die Vermeidung einer Doppelanrechnung für Zwischenprodukte erfolgt zum einen, indem der Energiegehalt solcher Zwischenprodukte, die (mittelbar) in den Energiegehalt eines Endkraftstoffs eingehen, im Rahmen der Bestimmung des Anteils an RFNBO am Endkraftstoff nicht mehr gezählt werden.

Nach Nummer 3 Anhang Unterabsatz 1 (EU) 2023/1185 ist, wenn der Output eines Verfahrens nicht vollständig aus RFNBO besteht, der Anteil des RFNBO am Gesamtoutput zu bestimmen, indem der Energiegehalt des RFNBO ins Verhältnis zum Energiegehalt des Gesamtoutputs gesetzt wird.

Nach Nummer 3 Anhang Unterabsatz 2 (EU) 2023/1185 ist bei eingesetztem Material „die relevante Energie der untere Heizwert des in die Molekularstruktur des Kraftstoffs eingehenden Materials“. Der Unterabsatz ist allerdings mit folgender Fußnote versehen:

*„Bei wasserhaltigem Material wird als unterer Heizwert der untere Heizwert des trockenen Teils des eingesetzten Materials verwendet (d. h., die für die Verdampfung des Wassers erforderliche Energie wird nicht berücksichtigt). **Erneuerbare flüssige oder gasförmige Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr, die als Zwischenerzeugnisse für die Erzeugung konventioneller Kraftstoffe genutzt werden, werden nicht berücksichtigt.**“*

Auf der Nachweisebene wird die Doppelzählung vermieden, indem auch für die Zwischenprodukte ein Nachhaltigkeitsnachweis ausgestellt wird (vgl. 16 Absatz 1 2. Var in Verbindung mit § 2 Absatz 11 37. BImSchV).

Weiter muss derjenige, der die Nachweise ausstellt, der zuständigen Behörde „über die energetische Menge aller im Verpflichtungsjahr erzeugten Produkte, die aus dem Herstellungsprozess stammen, in dem die erneuerbaren Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs als Zwischenprodukt verwendet wurden“ berichten (vgl. § 3 Absatz 8 37. BImSchV).

5. Ist eine bilanzielle Bereitstellung des erneuerbaren Kraftstoffes zum Flughafen rechtlich zulässig, so dass Inverkehrbringer, Flughafen und die abnehmende Airline alle ihre Quoten erfüllen und Strafzahlungen vermeiden können? Oder muss insbesondere im Fall der Inverkehrbringer und/oder der Airports sämtlicher erneuerbarer Kraftstoff physisch bereitgestellt werden?

Aus unserer Sicht betrifft die SAF-Quote nach der SAF-Verordnung ausschließlich die Flugkraftstoffanbieter (vgl. Artikel 4 Absatz 1 SAF-Verordnung).

Die Verpflichtungen aus Artikel 5 und 6 SAF-Verordnung betreffen nicht die Erfüllung der SAF-Quote und haben keinen Bezug zu der Frage, ob ein bilanzieller Transport von SAF erfolgen kann oder nicht.

Eine bilanzielle Bereitstellung von SAF ist grundsätzlich möglich. Dabei sind aber die Anforderungen an die Massenbilanzierung nach Artikel 30 RED II, sowie der Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 sowie die Anforderungen der anerkannten Zertifizierungssysteme – sobald diese existieren – einzuhalten (vgl. Artikel 4 Absatz 6 SAF-Verordnung). Ein reiner Book-and-Claim Ansatz kommt bisher nicht in Betracht (siehe dazu unter: V.I.).

Entsprechend muss entweder der SAF physisch bereitgestellt werden oder es muss ein Flugkraftstoff aus einer Verbundinfrastruktur entnommen werden, in die an anderer Stelle physisch ein SAF eingespeist wurde, dessen grüne Eigenschaft auf die aus der Verbundinfrastruktur entnommene Kraftstoffmenge übertragen wird.

Eine gewisse Erleichterung im Hinblick auf die Erfüllung der SAF-Quote für Flugkraftstoffanbieter ergibt sich bis Ablauf des Jahres 2034 aus dem Flexibilitätsmechanismus nach Artikel 15 Absatz 1 SAF-Verordnung.

Dieser ermöglicht es, dass ein Flugkraftstoffanbieter die eigentlich nach Artikel 4 Absatz 1 in Verbindung mit Anhang 1 zur SAF-Verordnung einen Mindestanteil an SAF an jedem einzelnen Flughafen bereitzustellen hätten, die insgesamt von Ihnen an Flughäfen zur Verfügung gestellten SAF-Mengen über einen gewichteten Durchschnittswert auf sämtliche Flughäfen zu verteilen. Damit wäre es beispielsweise möglich die SAF-Quote am Münchener Flughafen zu übererfüllen und damit eine Unterschreitung der SAF-Quote an anderen Flughäfen auszugleichen.

V. Bei welchen Gesetzesinitiativen/Novellierungen gibt es derzeit und in den nächsten 12 Monaten Möglichkeiten für Bayern, die technologische Offenheit zu unterstützen und die Produktion von SAF aus unterschiedlichen Quellen sowie von strombasierten erneuerbaren Kraftstoffen (auch biogenen Ursprungs) zu unterstützen?

Eine Möglichkeit, Einfluss auf den Rechtsrahmen zu nehmen, um relevante Themen zu platzieren, könnten die Novellen des BImSchG und der 37. BImSchV sein, die zur Abschaffung des Systems der PtL-Quote geplant sind.

Eine weitere Einflussmöglichkeit bestünde ggf. im Hinblick auf die Schaffung eines Rechtsrahmens für die SAF-Verordnung. Obwohl es sich um eine unmittelbar in den Mitgliedstaaten geltende Verordnung handelt, bedarf es hier teilweise eines komplementierenden nationalen Rechtsrahmens. So müssen beispielsweise die Mitgliedstaaten Sanktionen festlegen, die die Flugkraftstoffanbieter treffen, wenn sie Verpflichtungen nach SAF-Verordnung nicht einhalten, und es besteht ein erheblicher Spielraum darin, die Sanktionen nach Art, Umfang und Dauer zu gestalten. Die geplanten Sanktionen sind der EU-Kommission bis zum 31. Dezember 2024 mitzuteilen (vgl. Artikel 12 Absatz 1 und 4 SAF-Verordnung).

Im Rechtsrahmen, der die Sanktionen etabliert, könnte auch die Möglichkeit bestehen, die Vorgaben der Verordnung im nationalen Recht aufzunehmen und in den bestehenden

Rechtsrahmen einzufügen. Ein Beispiel hierfür ist die 37. BImSchV, die die Vorgaben der RFNBO-Verordnung in den deutschen Rechtsrahmen integriert.

Außerhalb von Gesetz- und Verordnungsnovellierungen könnte es sinnvoll sein, sich in die Ausgestaltung der Novellierung der DV THG-Quote einzubringen. Diese hat in der Vergangenheit maßgeblich zur Lösung bestehender Probleme und Rechtsunsicherheiten in der Praxis beigetragen, da sie Sicherheit dabei gibt, wie die zuständige Behörde für THG-Quote und PtL-Quote bestimmte rechtlich unklare Regelungen auslegt.

Gez. Carl Bennet Nienaber
Rechtsanwalt

Dr. Hartwig von Bredow
Rechtsanwalt | Partner