



Stellungnahme zur Definition von grünem Wasserstoff und dessen Derivaten: Delegierte Rechtsakte der Europäischen Kommission zu Artikel 27 (3) und Artikel 28 RED II

Einleitung

Die Deutsche Energie-Agentur (dena) begrüßt, dass mit den am 10.02.2023 von der Europäischen Kommission verabschiedeten delegierten Rechtsakten zu Artikel 27 (3) sowie Artikel 28 der überarbeiteten Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II) Klarheit über die Strombezugskriterien für die Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff und dessen Derivaten sowie über die Methodik zur Berechnung der Treibhausgas(THG)-Emissionseinsparungen durch deren Einsatz geschaffen wurde.

Diese regulatorische Sicherheit in Bezug auf die Definition von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs (RFNBOs bzw. Powerfuels) wird zum einen dringend benötigt, damit Unternehmen geplante Projekte umsetzen und Investitionen tätigen können. Zum anderen müssen die in den delegierten Rechtsakten definierten Kriterien und Vorgaben gewährleisten, dass der Hochlauf der erneuerbaren Wasserstoffproduktion im Einklang mit den Klima- und Energiezielen der EU erfolgt.

Im vergangenen Jahr hat international die Entwicklung von Marktanzreizsystemen und Förderrahmen für Wasserstoff deutlich an Fahrt aufgenommen. Insbesondere mit Blick auf die durch den Inflation Reduction Act (IRA) außergewöhnlich dynamischen Entwicklungen in den USA ist es entscheidend, dass die Rechtsakte jetzt ohne weitere Verzögerungen zeitnah in Kraft treten, um den Anspruch der EU, Leitmarkt für Wasserstofftechnologien zu sein, zu verteidigen. **Vor diesem Hintergrund appellieren wir an das Europäische Parlament und den Rat, den vorliegenden Kompromissvorschlag der Europäischen Kommission zu unterstützen und davon abzusehen, von ihrem Vetorecht Gebrauch zu machen.** Zwar mögen die Vorschläge des Europäischen Parlaments zur Ausgestaltung der Strombezugskriterien¹ an einigen Stellen weniger komplex und praxisnäher sein. **Nach der wiederholten Verzögerung der delegierten Rechtsakte muss nun jedoch im Vordergrund stehen, Rechts- und Investitionssicherheit zu schaffen.**

Neben der Wettbewerbsfähigkeit von H₂-Projekten in der EU gegenüber Standorten außerhalb Europas ist auch die Wahrung eines Level-Playing-Fields zwischen den EU-Mitgliedsstaaten entscheidend. Im Rahmen des für 2028 vorgesehenen Reviews der Strombezugskriterien für Elektrolyseure sollte daher auch sichergestellt werden, dass länderübergreifend – auch in Ländern mit einer geringen THG-Intensität des Strommixes – parallel zum H₂-Markthochlauf Anreize zum Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten bestehen.

Die Positionen der dena zu den vorliegenden delegierten Rechtsakten sind nachstehend im Einzelnen aufgeführt.

¹ S. angenommene Änderungsanträge des Europäischen Parlaments zu dem Vorschlag der Kommission zur Revision der RED II, https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2022-0317_EN.html.



1. Delegierter Rechtsakt zu Artikel 27 (3) RED II – Kriterien für den Strombezug zur Produktion von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs

Grundsätzlich räumt der verabschiedete Kommissionsvorschlag den Wasserstoffproduzenten Handlungsspielraum bei der Erfüllung der in der RED II festgehaltenen Kriterien für den Strombezug von Anlagen zur Produktion von RFNBOs ein.

Der Rechtsakt räumt die Möglichkeit ein, eine Anlage entweder basierend

1. auf einer Direktverbindung (Artikel 3) oder
2. auf einer indirekten Verbindung (über das Netz)
 - 2.1. bei einem hohem erneuerbaren Energien (EE)-Anteil im Stromnetz von mindestens 90 Prozent (Artikel 4 (1)) oder einem Strommix mit einer geringeren Emissionsintensität als 18 gCO₂eq/MJ (Artikel 4 (2)),
 - 2.2. bei Abschluss von Power Purchase Agreements (PPAs) basierend auf zusätzlichen Stromkapazitäten (Artikel 4 (4)) oder
 - 2.3. netz- bzw. systemdienlich (Artikel 4 (3))

zu betreiben. Darüber hinaus wird in dem verabschiedeten Rechtsakt nun durch einen Zusatz in Artikel 3 und Erwägungsgrund 14 eine sogenannte *bivalente Fahrweise* (Nutzung der beiden Optionen der direkten und indirekten Verbindung zu jeweils unterschiedlichen Zeiten) explizit ermöglicht.

Bezüglich der konkreten Ausgestaltung der Kriterien für diese verschiedenen Strombezugsoptionen hat die dena bereits im Juni 2022 eine ausführliche Stellungnahme veröffentlicht. Einige der von uns eingebrachten Änderungsvorschläge finden sich im finalen Vorschlag der Europäischen Kommission für den delegierten Rechtsakt wieder. Bei anderen Regelungen bleibt der Rechtsakt hinter unseren Erwartungen zurück.

Zusätzlichkeit (Artikel 5)

In Bezug auf das Kriterium der *Zusätzlichkeit* bei einer indirekten Verbindung über das Netz haben wir in unserer Stellungnahme von Juni 2022 eine Ausweitung der Übergangsphase, innerhalb derer die Anwendung des Kriteriums ausgesetzt wird, bis 31.12.2029 vorgeschlagen. Allerdings haben wir uns dagegen ausgesprochen, Nachhaltigkeitsanforderungen über die Übergangsphase hinaus für Anlagen, die bis dahin in Betrieb genommen wurden, auszusetzen (sogenanntes *Grandfathering*). Der nun vorliegende delegierte Rechtsakt sieht eine Übergangsphase bis 31.12.2027 sowie eine Beschränkung des *Grandfatherings* auf einen Zeitraum von zehn Jahren bis 31.12.2037 vor (Artikel 10) und bleibt damit hinter unseren Erwartungen zurück. Positiv ist hingegen zu bewerten, dass ein potenzieller späterer erneuerbarer *Kapazitätszubau* jetzt sowohl bei direkter als auch bei indirekter Verbindung einheitlich in einem Zeitrahmen von bis zu 36 Monaten nach der Inbetriebnahme der ursprünglichen Anlage erlaubt ist.

Eine wesentliche neu hinzugefügte Einschränkung im verabschiedeten delegierten Rechtsakt ist, dass das Kriterium der Zusätzlichkeit auch über diese Übergangsphase hinaus keine Anwendung findet, wenn sich die *Emissionsintensität des Strommixes* in der jeweiligen Gebotszone auf weniger als 18 gCO₂eq/MJ beläuft (Artikel 4 (2)). Diese Ergänzung ermöglicht prinzipiell auch eine Produktion von RFNBOs mittels Netzstrom in Gebotszonen mit



einem hohen Anteil von Atomstrom. Damit fällt dort langfristig der Anreiz, parallel zum grünen Wasserstoffhochlauf den Ausbau Erneuerbarer Energien voranzutreiben, weg. Vor diesem Hintergrund ist diese Änderung kritisch zu bewerten. Außerdem könnten damit Wettbewerbsverzerrungen innerhalb der EU zugunsten von Ländern wie Frankreich einhergehen. Durch die Übergangsphase bis 2028 wird jedoch in gewisser Hinsicht ein Level-Playing-Field zwischen den Mitgliedsstaaten ermöglicht, da in diesem Zeitraum das Zusätzlichkeitskriterium standortunabhängig keine Anwendung findet. Zudem kann atomstrombasierter Wasserstoff nur als erneuerbar gelten, wenn EE-Anlagen für die Herstellung der benötigten erneuerbaren Strommengen über ein PPA unter Vertrag genommen wurden und die Kriterien der zeitlichen und geografischen Korrelation erfüllt sind. Wir erachten diese Änderung daher als noch tragbaren Kompromiss, der nötig ist, um die aktuelle Blockadesituation in der Finalisierung des europäischen Rechtsrahmens für Wasserstoff aufzulösen. Inwiefern sich die Regelung in Artikel 4 (2) negativ auf den Ausbau Erneuerbarer Energien sowie auf die Wettbewerbsfähigkeit einzelner Mitgliedsstaaten auswirkt, sollte im Rahmen des in Erwägungsgrund 18 für 2028 vorgesehenen Reviewprozesses untersucht werden.

Zeitliche Korrelation (Artikel 6)

Zur Spezifizierung des Kriteriums der *zeitlichen Korrelation* zwischen Erzeugung des Stroms in der über das PPA unter Vertrag genommenen Anlage und dem Strombezug für die RFNBO-Produktion haben wir vorgeschlagen, dass bis 31.12.2029 eine zeitliche Korrelation von einem Tag gelten sollte, ab 01.01.2030 von einer Stunde. Der vorliegende Rechtsakt sieht hingegen vor, dass bis Ende 2029 nur eine monatliche Korrelation zwischen Strom- und Wasserstoffproduktion nachgewiesen werden muss. Ab dem 01.01.2030 wird die zeitliche Korrelation auf eine Stunde festgesetzt. Dies gibt Produzenten zwar in der Übergangsphase viel Flexibilität, verursacht jedoch zugleich einen starken Wechsel des Anforderungsniveaus zum Stichtag 01.01.2030. Ein graduellerer Übergang zur stündlichen Korrelation wäre aus Sicht der dena sinnvoller gewesen.

Die alternative Möglichkeit, zeitliche Korrelation darüber nachzuweisen, dass die RFNBO-Produktion zu Zeiten stattgefunden hat, in denen der Strompreis auf dem Day-Ahead-Markt nicht mehr als 20€/MWh oder weniger als das 0,36-fache des CO₂-Preises im EU ETS- betrug, lehnen wir weiterhin ab. Wir erachten diese Regelung als unnötig komplex und sehen gleichzeitig keine positive Auswirkung auf die Nachhaltigkeit der produzierten RFNBOs.

Geografische Korrelation (Artikel 7)

Beim Kriterium der *geografischen Korrelation* erkennen wir einige Fortschritte gegenüber der Version vom Mai 2022. Hier wurde mit dem in Erwägungsgrund 3 skizzierten Vorgehen ein pragmatischer Ansatz gewählt, der aus Sicht der dena gewährleistet, dass bei der RFNBO-Produktion in Drittstaaten außerhalb der EU ein äquivalentes Konzept zur sogenannten Gebotszone anwendbar ist. Konkret erlaubt der Rechtsakt den RFNBO-Produzenten, sich bei der Umsetzung der Bestimmungen auf das jeweils ähnlichste Konzept zu stützen, das in dem betreffenden Drittland existiert. Im Falle des Konzepts der Gebotszonen könnten ähnliche Marktvorschriften im Drittland, die physischen Merkmalen des Stromnetzes oder in letzter Instanz die Landesgrenzen dazu herangezogen werden. Auch wenn so zusätzliche Klarheit geschaffen wurde, verbleibt die Aufgabe, für Drittstaaten, in den RFNBOs für den Export in die EU produziert werden, jeweils das „äquivalente Konzept“ zur Gebotszone zu definieren, etwa durch von der Europäischen Kommission zugelassene „voluntary schemes“. Gute Orientierung könnte hier



auch die in den ersten H2Global-Förderaufrufen enthaltenen Kriterien zum Nachweis der geographischen Korrelation² bieten, welche unmittelbar in allen Drittstaaten angewendet werden können.

Die Definition von „Offshore-Gebotszonen“ (Art. 7 (1c)) bleibt hingegen unklar und sollte möglichst zeitnah spezifiziert werden – beispielsweise im Rahmen der Überarbeitung der REDII.

Trotz einiger bestehender Mängel und neuen Herausforderungen erachten wir den überarbeiteten Rechtsakt als tragbaren Kompromiss, der sowohl einen schnellen Wasserstoffhochlauf ermöglicht als auch den beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien anreizt. Denn nach einer Übergangszeit bis 2028 (für Zusätzlichkeit) und 2030 (für zeitliche Korrelation) gelten nun Kriterien, anhand derer verlässlich nachgewiesen werden kann, dass erneuerbarer Strom für die Produktion von grünem Wasserstoff verwendet wird und der Markthochlauf mit dem Aufbau zusätzlicher EE-Kapazitäten einhergeht.

Potentiell aufgeweicht wird dies jedoch durch die erwähnte Neuerung, dass Zusätzlichkeit in Gebotszonen mit einem Strommix mit niedriger Emissionsintensität, z.B. infolge eines hohen Atomstromanteils, auch langfristig entfällt. Erwägungsgrund 18 ermöglicht die Verschärfung der Strombezugskriterien (insbes. des Kriteriums der zeitlichen Korrelation) im Rahmen eines Reviewprozesses. **Wir fordern die Kommission auf, in ihrem Bericht zur Bewertung der verabschiedeten Strombezugskriterien dezidiert auf die Auswirkungen von Artikel 4 (2) einzugehen und nötigenfalls nachzusteuern.**

2. Delegierter Rechtsakt zu Artikel 28 RED II – Methodik zur Bewertung der THG-Emissionseinsparungen durch erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs

Im delegierten Rechtsakt zu Artikel 28 der RED II werden Regeln für die Zulässigkeit und Bilanzierung verschiedener Inputfaktoren sowie ein fossiler Referenzfaktor festgelegt, aus denen sich die maximal zulässigen Lebenszyklus-THG-Emissionen verschiedener RFNBOs ableiten lassen. Dadurch bestimmt die in dem Rechtsakt festgelegte Methodik, welche Produktionspfade zulässig sind, um das Endprodukt als erneuerbar einstufen zu können. Darüber hinaus schafft der Rechtsakt die Grundlage für die Berechnung der THG-Emissionsreduktionen durch den Einsatz von RFNBOs und damit die Basis für deren Anrechenbarkeit auf die EU-Klima- und Erneuerbaren Energien-Ziele.

Die dena unterstützt die definierten Systemgrenzen für die Berechnung der Gesamtemissionen von RFNBOs ebenso wie die Vorschläge zur Vermeidung einer potenziellen Doppelzählung von Emissionsminderungen.

Positiv ist außerdem, dass gegenüber dem Entwurf, den die Europäische Kommission im Mai 2022 veröffentlicht hat, im am 10.02.2023 verabschiedeten delegierten Rechtsakt in einigen Punkten zusätzliche Klarheit geschaffen wurde. Dies betrifft beispielsweise die Bewertung der Gesamt-THG-Emissionen von RFNBOs, die bei der Kraftstoffproduktion zusammen mit fossilen Einsatzstoffen verarbeitet werden (sogenanntes *Co-Processing*). Auch die

² In den H2Global-Förderaufrufen werden folgende Kriterien zum Nachweis der geografischen Korrelation spezifiziert: 1) die maximale Distanz zwischen Stromanlage und Elektrolyseur beträgt 500 km, 2) beide Anlagen befinden sich im gleichen nationalen Territorium, und 3) beide Anlagen sind am gleichen Netz angeschlossen.



gegenüber dem Entwurf von Mai 2022 detailliertere Differenzierung zwischen verschiedenen potenziellen *CO₂-Quellen* – insbesondere die Unterscheidung zwischen fossilen Stromerzeugungsanlagen und anderen industriellen Punktquellen – für die Produktion von kohlenstoffbasierten RFNBOs erachten wir als sinnvoll. Ein früheres Phase-out-Datum als 2036 für die Zulässigkeit der Abscheidung und Nutzung von *CO₂* aus fossilen Kraftwerken wäre jedoch wünschenswert gewesen. Immerhin sieht der verabschiedete Rechtsakt nun eine Überprüfung der Phase-Out-Daten vor dem Hintergrund des noch festzulegenden Ziels für THG-Einsparungen, die in der EU bis 2040 zu erreichen sind, vor. Dieses Ziel sollte schnellstmöglich definiert und über die Festlegung von Emissionsbudgets in der ETS-Richtlinie umgesetzt werden.

Für die betroffenen Marktakteure stellt sich die vorgesehene Methodik zur THG-Bilanzierung von RFNBOs weiterhin als sehr komplex dar und die THG-Bilanzierung lässt sich kaum im Rahmen ihrer eigenen Kapazitäten durchführen. Um die Methodik für die THG-Bilanzierung verständlich und anwendungsfreundlich genug zu halten, um auch von den Produzenten selbst durchgeführt werden zu können, bedarf es im nächsten Schritt einer Klarstellung der Bestimmungen des Rechtsakts, z.B. in Form eines Leitfadens zu dessen Anwendung.³ Des Weiteren ist die Bereitstellung von Standardemissionswerten durch das Joint Research Center unbedingt erforderlich.

Mit diesen Ergänzungen kann der delegierte Rechtsakt eine solide Methodik schaffen, die transparent aufschlüsselt, wie Lebenszyklus-THG-Emissionen von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten zu berechnen sind. Auf diesem Wege erhalten die Unternehmen die nötige Planungssicherheit, um ihre Produktionsprozesse so aufzusetzen, dass der in der RED II definierte Schwellenwert von mindestens 70 Prozent Emissionseinsparungen erreicht wird.

Die gleiche Klarheit wird nun schnellstmöglich bei kohlenstoffarmem Wasserstoff benötigt. Die Ermächtigung der Europäischen Kommission, hierzu einen entsprechenden delegierten Rechtsakt zu erlassen, soll über die sogenannte EU-H₂-Gasmarkt-Richtlinie (*Directive on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen*) geschaffen werden. Die Richtlinie wird aktuell reformiert und voraussichtlich ab diesem Frühling im intrainstitutionellen Trilog verhandelt werden. Im Revisionsvorschlag der Kommission ist vorgesehen, dass die Methodik zur Berechnung der THG-Einsparung von kohlenstoffarmem Wasserstoff von der Kommission mit einer Frist bis Ende 2024 in einem Delegierten Rechtsakt spezifiziert werden soll. Aus Sicht der dena wäre das viel zu spät: Der delegierte Rechtsakt zu dieser Thematik sollte bereits in diesem Jahr erarbeitet werden. Dabei sollte sich die Ausarbeitung des Rechtsaktes eng an der Methodik zur Berechnung der THG-Einsparungen durch RFNBOs orientieren, um Kohärenz sicherzustellen und eine einheitliche Betrachtung der verschiedenen H₂-Technologien zu ermöglichen. Eine Unterscheidung zwischen erneuerbarem und kohlenstoffarmem Wasserstoff sollte dabei jedoch – auch bei der Anrechenbarkeit auf entsprechende Quoten – beibehalten werden und für Abnehmer klar erkenntlich sein.

³ Beispielsweise könnte die Bereitstellung einer Liste möglicher Produktionsinputs per Prozesspfad, die als starr oder elastisch einzustufen sind, Unsicherheit und Komplexität reduzieren und Unternehmen unterstützen.



Impressum

Herausgeber:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin

Tel.: +49 (0)30 66 777-0

Fax: +49 (0)30 66 777-699

E-Mail: info@dena.de

Internet: www.dena.de

Ansprechpartnerinnen:

Friederike Altgelt, dena, Teamleiterin H2-Märkte und Regulierung
Andrea Triki, dena, Seniorexpertin Politik & Strategie

Stand:

02/2023

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Bitte zitieren als:

Deutsche Energie-Agentur (dena) 2023 (Hrsg.): „Stellungnahme zur Definition von grünem Wasserstoff und dessen Derivaten: Delegierte Rechtsakte der Europäischen Kommission zu Artikel 27 (3) und Artikel 28 RED II“