

**ONLINE-PUBLIKATION**

Uwe Witt

# Eher grau als grün?

Kriterien für «Grünen Wasserstoff»  
nach dem Delegated Act –  
Eine Erläuterung

UWE WITT ist Referent für sozial-ökologische Transformation  
in der Rosa-Luxemburg-Stiftung.

#### IMPRESSUM

ONLINE-Publikation 3/2023

wird herausgegeben von der Rosa-Luxemburg-Stiftung

V. i. S. d. P.: Alrun Kaune-Nüßlein

Straße der Pariser Kommune 8A · 10243 Berlin · [www.rosalux.de](http://www.rosalux.de)

ISSN 2567-1235 · Redaktionsschluss: Mai 2023

Lektorat: TEXT-ARBEIT, Berlin

Layout/Satz: MediaService GmbH Druck und Kommunikation

Diese Publikation ist Teil der Öffentlichkeitsarbeit der Rosa-Luxemburg-Stiftung.  
Sie wird kostenlos abgegeben und darf nicht zu Wahlkampfzwecken verwendet werden.

## EINORDNUNG DES DELEGATED ACT

Am 10. Februar 2023 hat die EU-Kommission den [Delegated Act](#) verabschiedet (zu Deutsch «Delegierter Rechtsakt» oder amtlich: «Delegierte Verordnung».) Mit diesem Delegated Act (im Folgenden «DA») werden durch europäisches Recht Kriterien dafür formuliert, unter welchen Herstellungsbedingungen Wasserstoff (H<sub>2</sub>) als «Grüner Wasserstoff» bezeichnet werden kann und darf. Um Missverständnisse zu vermeiden sei vorausgeschickt: Die neue Verordnung untersagt keineswegs, Wasserstoff auch weiterhin aus fossilen Rohstoffen (z. B. Erdgas) herzustellen oder ihn im Elektrolyseverfahren mittels des jeweiligen Strommixes («Graustrom») zu gewinnen.

Der DA hat für sich genommen keine allgemeine Rechtskraft, sondern gilt nur für den Verkehrssektor. Er ist aber richtungsweisend für weitere zu erwartende Rechtsakte der EU, bei denen die Definition von «Grünem Wasserstoff» eine Rolle spielen wird. Später soll er mit einigen Anpassungen auch für importierte Wasserstoff-Produkte gelten. In Kraft tritt der DA wahrscheinlich am 4. Juli 2023 – wenn das EU-Parlament oder der EU-Ministerrat nicht bis spätestens zum 13. Juni ein Veto einlegen. Die Vorgaben des DA müssten dann in Deutschland in die 37. Bundesimmissionschutzverordnung ([37. BImSchV](#)) übernommen werden, das Bundesumweltministerium hat eine zeitnahe Übernahme angekündigt.

Relevant ist der DA bei der Herstellung von Kraftstoffen für die Anrechenbarkeit von Ökostrom auf die gesetzlich vorgegebene Einsparung von Treibhausgasen (THG) im Verkehrssektor. Momentan dürfte er zumindest dafür jedoch nur eine geringe praktische Bedeutung haben, denn synthetische Kraftstoffe, zu deren Herstellung der Strom in der Wasserstoff-Elektrolyse eingesetzt wird, werden bislang kaum produziert, schon gar nicht in größerem Maßstab. Auch Brennstoffzellenfahrzeuge, die reinen Wasserstoff nutzen, gibt es wenige. Der DA setzt jedoch Signale für künftige Investitionen in Elektrolyseure und Ökostromanlagen.

Die Mitgliedstaaten müssen nach geltendem EU-Recht Kraftstoffanbieter verpflichten, im Verkehrssektor bis 2030 einen Anteil von erneuerbaren Energien (EE) von mindestens 14 Prozent zu erreichen (Art. 25 Abs. 1 [RED II](#)) Die Anrechenbarkeit von

EE-Strom erfolgt entweder direkt (bei Elektroautos, hier ist der Stromanteil anrechenbar, der dem jeweiligen EE-Anteil am Strommix entspricht) oder indirekt über die Nutzung von sogenannten Renewable Fuels of Non Biological Origin (RFNBO), also erneuerbaren Brennstoffen nicht biologischen Ursprungs. Mit RFNBOs sind jene synthetischen Kraftstoffe (E-Fuels) gemeint, die aus Ökostrom-basiertem Wasserstoff und CO<sub>2</sub> erzeugt werden bzw. reiner Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen. Die RFNBOs ihrerseits müssen eine THG-Minderung von 70 Prozent gegenüber einem bestimmten Referenzwert aufweisen (Art. 25 Abs. 2 RED II), damit sie auf die 14-Prozent-THG-Quote anrechenbar sind. Daraus ergeben sich dann Vorgaben zur Emissionseinsparung (über Ökostrom) bei der Herstellung von «Erneuerbaren» oder «Grünem Wasserstoff».

Der Nachweis dieser Emissionseinsparungen erschöpft sich aber nicht in dem Nachweis des jeweils in den Elektrolyse-Anlagen verwendeten Ökostroms und dessen Anteil. Es muss im Grundsatz auch sichergestellt werden, dass der genutzte Ökostrom *zusätzlich* zu einem Szenario erzeugt wurde, in dem es keine H<sub>2</sub>-Produktion gäbe (siehe nächster Abschnitt).

Gegenwärtig rätseln Umweltjurist\*innen noch, ob bei der beschriebenen Anrechenbarkeit des Ökostroms auf die THG-Quote über den Zwischenschritt der Bewertung der RNBOs nur der direkt für die Kraftstoffproduktion eingesetzte Energiegehalt des EE-Stroms berücksichtigt werden muss oder der für die ganze Kette der RFNBOs eingesetzte Strom, also einschließlich Transport, ggf. Rückgewinnung von Wasserstoff aus Ammoniak etc. Die EU-Kommission muss dies noch klarstellen.

Im folgenden Text ist vereinfachend überwiegend von «Wasserstoff» die Rede statt von «RFNBOs». Das ist zum Verständnis des DA unproblematisch, weil zum einen zur Herstellung der E-Fuels zuvor immer Wasserstoff produziert werden muss und weil zum anderen bei dem in diesem Papier erläuterten DA die «grüne» Eigenschaft der RNBOs bzw. des verwendeten H<sub>2</sub> allein aus den Eigenschaften der Strombereitstellung abgeleitet wird. Ob das Produkt letztlich E-Fuels oder reiner Wasserstoff sein wird, ist dafür also irrelevant.

## ZUR SOGENANTEN ZUSÄTZLICHKEIT

Legt man den gegenwärtigen Strommix zugrunde, würde (isoliert betrachtet) in Deutschland jeglicher über den Elektrolysepfad aufwendig produzierte Wasserstoff noch lange Zeit zusätzliche Treibhausgasemissionen gegenüber konventionellem Wasserstoff verursachen, der über die Hydrierung von Erdgas hergestellt wurde. Der Aufbau von Elektrolysekapazität wird zwar zeitnah notwendig sein zum Hochlauf der gesamten Wasserstoffinfrastruktur. Schließlich ist die spätere Nutzung von H<sub>2</sub> in größerem Maßstab – wenn also auch die Ökostromquoten deutlich höher liegen – ein zentraler Baustein zur Dekarbonisierung jener Bereiche, die nicht über eine weitaus effizientere direkte Elektrifizierung CO<sub>2</sub>-frei gemacht werden können. Es wird sich bis dahin in der Regel aber aus volkswirtschaftlicher Sicht um eine Technologieförderung handeln, nicht um einen unmittelbaren Beitrag zur Einsparung von Treibhausgasen.

Wasserstoff dürfte demnach derzeit und in den nächsten Jahren nur dann als «Grüner Wasserstoff» deklariert sein, wenn er fast vollständig mittels Ökostrom hergestellt wird. Und zwar mittels Ökostrom aus Anlagen, die für die H<sub>2</sub>-Produktion *zusätzlich* zum Status quo gebaut worden sind. Es dürften nach diesem Ansatz also keine Windkraft- oder Photovoltaik-Anlagen (PV) sein, die schon existieren und bislang fossilen Strom verdrängt haben, und ebenfalls keine geplanten Anlagen, die dies nach den bisherigen Ausbauplänen der Mitgliedstaaten tun sollten.

So erfüllt beispielsweise der Direktanschluss eines Elektrolyseurs an einen existierenden Windpark die Zusätzlichkeits-Anforderung nicht. Denn der dort produzierte Ökostrom könnte alternativ und deutlich effizienter weitergenutzt werden zur Ablösung von Strom aus Kohle- oder Gaskraftwerken. Anders ausgedrückt: Würden die Ökostromanlagen, welche die Elektrolyseure versorgen, nicht zusätzlich zu bisherigen oder zu ohnehin geplanten Anlagen gebaut, würde die Wasserstoffherzeugung den Stromemissionsfaktor der übrigen Volkswirtschaft wieder ansteigen lassen, was zusätzliche THG-Emissionen zur Folge hätte.

Im Sinne der Zusätzlichkeit müsste bei den heutigen Stromemissionsfaktoren hierzulande also eine neue Elektrolyse-Anlage zur H<sub>2</sub>-Herstellung im Idealfall eine Ökostromanlage Huckepack mitbringen, die nachweislich zusätzlich zum ohnehin geplanten Ökostromausbau installiert wird.

Mit dem DA vollzieht die EU-Kommission diesbezüglich einen seltsamen Spagat. Sie signalisiert mit dem Rechtsakt einerseits, dass zur Produktion von «Grünem Wasserstoff» nicht jeglicher Strom verwendet werden darf. Formal wird auf Ökostrom abgestellt, es werden einige Zusätzlichkeitskriterien formuliert. Die Regeln sollen andererseits aber auch nicht zu streng

sein angesichts noch niedriger Ökostromquoten und schleppender EE-Zubauzahlen. Sie sollen vielmehr ermöglichen, dass sich auch eine frühe Herstellung von Elektrolyse-Wasserstoff für das zur Vermarktung wichtige Prädikat «grün» qualifizieren kann.

Brüssel will mit Letzterem den Hochlauf der Technologie fördern. Das gelingt jedoch nur, indem die Kommission die eingeführten Zusätzlichkeitskriterien bzw. deren Anwendung im selben Rechtsakt durchlöchert. Im Ergebnis sind entsprechende Vorgaben beim Direktanschluss einer Ökostromanlage an einen Elektrolyseur recht großzügig ausgefallen; beim Strombezug über das Netz (mit bilanziellen Ökostromlieferungen) sind sie aufgrund von teils lange geltenden Übergangsregeln für die nächsten Jahre weitgehend ausgehebelt.

Praktisch dürfte daher «grün» gelabelter Wasserstoff in den kommenden Jahren vielfach ziemlich grau sein, zumindest sofern der Ökostromausbau nicht explodiert. Diesen Etikettenschwindel mögen manche für entschuldbar halten, da der Technologiehochlauf ohnehin erfolgen muss. Schließlich kann man damit nicht erst beginnen, wenn genug Ökostrom im Netz ist. Allerdings setzen die weichen Regeln selbst zu wenig Zwänge, den EE-Ausbau entsprechend zu beschleunigen.

Vor diesem Hintergrund müsste es sich eigentlich verbieten, durch die Politik künstlich noch eine zusätzliche frühe Nachfrage nach vorgeblich «Grünem Wasserstoff» zu erzeugen, etwa durch Subventionen an der falschen Stelle oder vorgegebene Beimischungsquoten. Beispiele wären eine Beimischung von Synfuels zu konventionellen Kraftstoffen – worauf leider die Anrechnung von RFNBOs in der Erneuerbaren Richtlinie der EU (RED II) abzielt – oder von Elektrolyse-Wasserstoff ins bestehende Gasnetz, wo dieser in auch ineffizienten Anwendungen sinnlos «verdampfen» würde. Vielmehr müsste im Zuge des vermehrten Einsatzes der Technologie früh Wasserstoff prioritär in jene Bereiche fließen, bei denen durch die H<sub>2</sub>-Umstellung schon früh Treibhausgase eingespart werden, und bei denen es keine sinnvollere Alternative zur Dekarbonisierung gibt. Ein Beispiel wäre die Ablösung von Koks oder Erdgas als Reduktionsmittel bei der Stahlherstellung.

Um das Verhältnis von Stromemissionsfaktoren und Treibhausgaseinsparungen beim Einsatz von Strom in verschiedenen Anwendungen darzustellen, hat Stefan Holzheu von der Universität Bayreuth einen sehr anschaulichen [interaktiven CO<sub>2</sub>-Rechner](#) gebaut. Aus ihm ergibt sich beispielsweise, dass erst ab einem Stromemissionsfaktor von um die 100 g CO<sub>2</sub>/kWh (wir liegen heute in Deutschland bei 450 g CO<sub>2</sub>/kWh) aus Elektrolyse-Wasserstoff hergestellte synthetische Kraftstoffe einen Beitrag zum Klimaschutz leisten.

# KEINE SOZIALÖKONOMISCHEN KRITERIEN ODER NACHHALTIGKEITS-LEITPLANKEN

Keine Berücksichtigung bei der Definition «Grünen Wasserstoffs» finden in dem DA sozialökonomische Kriterien oder Nachhaltigkeits-Leitplanken, wie sie etwa der [Umweltrat](#), das [Öko-Institut](#) oder auch Arepo (in einer [Studie für die Rosa-Luxemburg-Stiftung](#)) aufgestellt haben. Beim DA geht es allein darum, welche energiewirtschaftlichen Bedingungen Ökostromlieferungen erfüllen müssen, die zur Produktion von Wasserstoff genutzt werden, um das Label «Grüner Wasserstoff» zu ermöglichen. Insofern kann der DA in seiner jetzigen Form auch aus diesem Grund keine hinreichende Vorlage für einen Kriterienkatalog sein, der bei künftigen Importen von Wasserstoff oder dessen Derivaten in die EU zur Anwendung käme.

Im Kern definiert der DA, welche Kriterien beim Strombezug erfüllt sein müssen, damit in Elektrolyseuren produzierter Wasserstoff als «Grüner Wasserstoff» gelten kann («DA-konform» hergestellter Wasserstoff). In der folgenden Abbildung sind die zulässigen Varianten dafür zusammenfassend dargestellt. Sie gliedern sich im Beschluss der EU-Kommission in zwei Grundscenarien (in der Abb. hellgrau):

1. den Direktbezug von Ökostrom mit einer zulässigen Variante,
2. den Netzbezug von Ökostrom in vier zulässigen Varianten.

In den Varianten selbst gibt es verschiedene Bewertungskriterien, deren Erfüllung teils additiv, teils alternativ nachgewiesen werden muss. Für alle aber verbindlich ist der geforderte Nachweis, dass es sich beim genutzten Strom um Ökostrom bzw. Strom mit sehr geringen fossilen Anteilen handelt (direkt oder bilanziell). Zwei Varianten erfordern (teils nach Übergangsfristen) einen expliziten Nachweis, dass dieser Ökostrom aus Anlagen stammt, die für die H<sub>2</sub>-Produktion zusätzlich installiert wurden.

Darüber hinaus soll bei zwei Varianten des Netzbezugs der Parameter «zeitliche Korrelation» zwischen einem bilanziellen Bezug von Ökostrom und dessen Einsatz im Elektrolyseur sicherstellen, dass der verwendete Ökostrom in zeitlicher Nähe zum Verbrauchszeitpunkt produziert wurde (jedenfalls von der Idee her, denn die Regeln dafür fallen im DA schwach aus). Durch eine zeitliche Korrelation wäre tendenziell zu verhindern, dass auch in Zeiten geringen Ökostromaufkommens Grünstrom in die verlustreiche Wasserstoffherstellung wandert, anstatt direkt und effizienter fossil-atomare Erzeugung abzulösen. Ein geringes Stromaufkommen bedeutet schließlich in der Regel hohe Strompreise am Großhandelsmarkt, was die Stromnutzung zur Wasserstoffherstellung in diesen Zeiten ökonomisch unat-

## Die Varianten DA-konformer Produktion «Grünen Wasserstoffs»

12
07.03.2023
Der delegierte Rechtsakt für grünen Wasserstoff
Stiftung Umweltenergierecht

### Die Varianten für den grünen Strombezug

RED II	Grundsatz Strommix				
	EE-Anteil entsprechend Strommix der letzten zwei Jahre im Mitgliedstaat (Art. 25 Abs. 3 UAbs. 4 RED II)				
	Direktleitung (Art. 3 DA)		Netzbezug (Art. 4 DA)		
DA-Varianten (vollständige Anrechenbarkeit)	<b>Direktbezug</b>	<b>Hoher EE-Anteil</b>	<b>Netz geringer Emissionen (unter 18 g CO<sub>2</sub> Äq/MJ)</b>	<b>Redispatch</b>	<b>Netzbezug mit PPA</b>
	Keine Netzverbindung der EE-Anlage oder Netzverbindung mit Messsystem; anteiliger Netzbezug zulässig	EE-Anteil in Gebotszone über 90%; Berechnung anhand EE-Produktion in Mitgliedstaat; Nutzung für RFNBO aber in Höhe des EE-Anteils begrenzt	Abschluss eines „EE-PPA“ (außer Biomasse); hier auch Bestandsanlagen	Redispatch von EE-Anlagen und Stromentnahme, wodurch sich Notwendigkeit der Maßnahme entsprechend verringert	„EE-PPA“ (außer Biomasse)
	Zusätzlichkeit		Zeitliche Korrelation		Zusätzlichkeit
			Geograf. Korrelation		Zusätzlichkeit Plus
					Zeitliche Korrelation
					Geograf. Korrelation

**Zusätzlichkeit:** Inbetriebnahme der EE-Anlage max. 36 Monate vor Ely; Erweiterung von Ely 36 Monate nach Inbetriebnahme zulässig

**Zusätzlichkeit Plus:** Grds. keine Förderung der EE-Anlage (Betriebs- oder Investitionsbeihilfen); Zusätzlichkeit und Zusätzlichkeit Plus gelten erst ab 2038, sofern Inbetriebnahme des Ely vor 2028 (Übergangsregelung bei Netzbezug)

**Zeitliche Korrelation:** EE-Stromerzeugung und -verbrauch in demselben Kalendermonat, ab 01.01.2030 in derselben Stunde (Vorziehen ab 01.07.2027 durch Mitgliedstaaten möglich); **oder:** Strompreis max. 20 Euro/MWh oder weniger als das 0,36-Fache des Preises für ETS-Zertifikate

**Geografische Korrelation:** EE-Anlage und Ely befinden sich in derselben Gebotszone oder in verbundener Gebotszone mit geringerem oder gleichem Strompreis, oder mit verbundener Offshore-Gebotszone; Mitgliedstaaten können zusätzliche Standortkriterien einführen

Quelle: Stiftung Umweltenergierecht, Vortragsfolie

traktiv machen würde. Die Elektrolyseure würden so stärker Energiewende-dienlich gefahren werden. Unabhängig davon wurde mit der in zwei Varianten vorkommenden «geografischen Korrelation» auch ein Parameter eingefügt, der die Netzbelastung infolge der H<sub>2</sub>-Produktion verringern soll. Er wird jedoch wenig bewirken, da er auf gesamte Strompreiszonen abzielt – Deutschland beispielsweise besteht aus einer einzigen. Die Bundesregierung könnte nach dem DA hier aber auch strengere Regeln erlassen.

Bei allen Varianten des Netzbezugs werden die Kriterien für «Grünen Wasserstoff» erst nach Übergangsfristen (teils bis 2038) und in schwachen Ausprägungen greifen, lange Zeit also kaum wirksam werden. Damit besteht die Gefahr, dass in dieser Zeit Wasserstoff als «grün» deklariert wird, der bei Lichte betrachtet zusätzliche Treibhausgasemissionen zur Folge hat. Im Stromsektor würden diese zusätzlichen Emissionen zwar in den Bereich des EU-Emissionshandels fallen, sie müssten dessen Logik folgend aber anderswo zusätzlich eingespart werden.

Im Einzelnen gelten folgende Regeln:

## 1 DIREKTBEZUG VON ÖKOSTROM

### Grünstrom-Kriterium

Handelt es sich ausschließlich um einen Direktanschluss zwischen EE-Anlage und Elektrolyseur (also keine Verbindung zum öffentlichen Netz) ist das Kriterium erfüllt. Sollte zusätzlich eine Verbindung zum öffentlichen Netz bestehen, dann muss ein Messsystem belegen, dass der Strom für den Betrieb des Elektrolyseurs aus dem Direktanschluss mit der EE-Anlage stammt.

### Zusätzlichkeits-Kriterium

Zusätzlichkeit (dunkelgrün in Abb.):

- Die EE-Anlage darf maximal 36 Monate vor dem Elektrolyseur in Betrieb genommen worden sein, bis 36 Monate nach Inbetriebnahme des Elektrolyseurs kann dieser erweitert werden, ohne dass sich das Inbetriebnahmedatum ändert.
- Ein anteiliger oder mit dem Direktbezug alternierender Netzbezug von Strom ist wohl zulässig, wenn die Voraussetzungen für einen DA-konformen Netzbezug erfüllt werden können (siehe unten).

Beim Direktbezug gelten keine weiteren Übergangsbestimmungen wie beim Netzbezug, siehe unten, die Bestimmungen für den Direktbezug gelten also sofort uneingeschränkt.

### Zeitliche und räumliche Nähe

Vorgaben zu einer zeitlichen oder räumlichen Korrelation von Ökostromerzeugung und dessen Nutzung im Elektrolyseur (Energiewendedienlichkeit/Verrin-

gerung der Netzbelastung) erübrigen sich durch den Direktanschluss.

### Bewertung

Die EU-Kommission begründet die 36 Monate Versatz damit, dass bei Planung und Bau sowohl von Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Strom als auch von Elektrolyseuren häufig mit erheblichen Verzögerungen bei den Genehmigungsverfahren und anderen Hürden zu rechnen ist, obwohl sie eigentlich zeitgleich in Betrieb genommen werden sollten. Da es aber momentan kaum Elektrolyseure gibt, ist unklar, auf welcher Basis die Kommission zu dieser Einschätzung gelangt ist. Praktisch würden mit der 36-Monate-Regel Anlagen schon heute «Grünen Wasserstoff» produzieren dürfen, die über eine Direktverbindung Ökostrom aus Anlagen beziehen, die bereits im Frühjahr 2020 in Betrieb gegangen sind. Zu dieser Zeit dürften diese Ökostromanlagen kaum mit dem Ziel gebaut worden sein, Elektrolyse-Anlagen zu beliefern. Sie haben im Regelfall in den drei Jahren ihrer Einspeisung ins öffentliche Netz dazu beigetragen, fossile Erzeugung abzulösen. Mit der geänderten Einspeisung hin zu einer Direktlieferung an einen Elektrolyseur würde nunmehr im Vergleich zu den letzten drei Jahren dieser Ökostrom im öffentlichen Netz fehlen, rechnerisch würde sich der CO<sub>2</sub>-Stromemissionsfaktor des öffentlichen Netzes somit erhöhen.

## 2 NETZBEZUG VON ÖKOSTROM

Der Bezug von Ökostrom zur Produktion von H<sub>2</sub> aus dem Netz unterteilt sich in vier Varianten:

- A) ein Netz mit einem hohen EE-Anteil
- B) ein Netz mit geringen Emissionen (unter 18 g CO<sub>2</sub> Äq/MJ)
- C) Redispatch
- D) Netzbezug mit PPA

### A) Ein Netz mit einem hohen EE-Anteil

#### Grünstrom-Kriterium

Der EE-Anteil in der Gebotszone liegt über 90 Prozent (im letzten Jahr erfüllten das Norwegen und Island); die Berechnung erfolgt anhand der EE-Produktion des Mitgliedstaats. Die Anrechnung des Ökostroms auf die RFNBO, also auch zum Nachweis «Grünen Wasserstoffs», ist auf die Höhe des tatsächlichen EE-Anteils (des Mitgliedstaats) begrenzt.

#### Zusätzlichkeits-Kriterium/ zeitliche und räumliche Nähe

Für diese Variante gelten keine weiteren Anforderungen an Zusätzlichkeit oder an eine zeitliche bzw. räumliche Korrelation, da sich nach Auffassung der Kommission die Frage der Zusätzlichkeit von EE-Anlagen

oder Energiewendedienlichkeit der H<sub>2</sub>-Produktion mit zunehmenden EE-Anteil immer weniger stellt.

### **Bewertung**

Bei einer Ökostromquote von 90 Prozent und mehr würde in einer Regelzone tatsächlich regelmäßig genug Überschussstrom zur Verfügung stehen, der weggespeichert oder eben genutzt werden müsste, etwa zur H<sub>2</sub>-Produktion. Ein Nachweis der Zusätzlichkeit oder Energiewendedienlichkeit erscheint aus Klimaschutzsicht daher tatsächlich nicht notwendig.

Problematisch ist, dass die Einordnung in die Variante einer Gebotszone mit mehr als 90 Prozent EE gleich für fünf Jahre gilt, sofern das Kriterium in einem Jahr durchschnittlich erfüllt wurde.

### **B) Ein Netz mit geringen Emissionen (unter 18 g CO<sub>2</sub> Äq/MJ)**

Ein Netz mit geringen Emissionen ist nach dem DA dann gegeben, wenn der Stromemissionsfaktor unter 18 g CO<sub>2</sub> Äq/MJ (CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro Megajoule) liegt. Diese Variante zum Nachweis der DA-Konformität scheint zunächst auf etwas Ähnliches hinauszulaufen wie die vorhergehende Variante A. Allerdings ist zur Erfüllung des 18-Gramm-Kriteriums auch Atomstrom anrechenbar, wengleich dieser dann nicht zur «grünen» H<sub>2</sub>-Produktion selbst genutzt werden darf. Deshalb darf hier auch bei einem geringen Ökostromanteil im Netz (und etwa hohem Atomstromanteil) mittels Ökostrom als «grün» gelabelter Wasserstoff produziert werden, selbst mit Altanlagen.

#### **Grünstrom-Kriterium**

Die Herstellung von als «grün» deklariertem Wasserstoff mit Strom aus dem Netz ist grundsätzlich möglich, sofern der Stromemissionsfaktor unter 18 g CO<sub>2</sub> Äq/MJ (entspricht rund 65 g CO<sub>2</sub> Äq/kWh) liegt, was einer Ökostrom-/Atomstromquote von über 90 Prozent entspricht. Dieses Kriterium erfüllten 2022 in Europa Norwegen und die Schweiz sowie die EU-Mitglieder Frankreich und Schweden. Für die DA-Zuordnung ist aber der Abschluss eines «EE-PPA» (bilanzieller Ökostromliefervertrag zwischen Ökostromerzeuger und Elektrolyseur-Betreiber) erforderlich (Biomasse ist hier nicht gestattet), was die Nutzung von Atomstrom für DA-konforme «grüne» H<sub>2</sub>-Produktion ausschließt.

#### **Zusätzlichkeits-Kriterium**

Der Nachweis der Zusätzlichkeit der liefernden Anlagen ist bei dieser Art des Netzbezugs nicht erforderlich, selbst Bestandsanlagen können liefern.

#### **Zeitliche und räumliche Nähe**

Allerdings wurden in dieser Variante zum Nachweis der DA-Konformität Kriterien für eine zeitliche und räumliche Korrelation von Stromerzeugung und Ver-

brauch eingezogen. Es wird also nicht geschaut, ob die Ökostromanlagen zusätzlich installiert worden sind, sondern ob der Elektrolyseur, wie oben beschrieben, energiewendedienlich betrieben wird. Zum anderen soll die notwendige geografische Korrelation verhindern, dass Strombezug und -erzeugung räumlich extrem auseinanderfallen, um die Netzbelastung zu begrenzen. Es ist aber kritisch festzustellen, dass Übergangsregeln diese beiden Kriterien aufweichen.

#### **a) Zeitliche Korrelation (in der Abb. orange)**

EE-Stromerzeugung und -verbrauch bzw. -einspeicherung müssen im selben Kalendermonat erfolgen, erst ab 1. Januar 2030 in derselben Stunde (ein Vorziehen ist ab 1. Juli 2027 durch Mitgliedstaaten möglich). Das zeitliche Kriterium gilt alternativ auch als erfüllt, wenn der Strompreis max. 20 Euro/MWh beträgt oder weniger als das 0,36-Fache des Preises für CO<sub>2</sub>-Zertifikate (EUA) im EU-Emissionshandel, also eine fossile Erzeugung kaum rentabel sein dürfte.

#### **b) Geografische Korrelation (in der Abb. dunkelgrau)**

EE-Anlage und Elektrolyseur befinden sich in derselben Gebotszone oder in einer verbundenen Gebotszone mit geringerem oder gleichem Strompreis oder mit verbundener Offshore-Gebotszone; die Mitgliedstaaten können zusätzliche Standortkriterien einführen.

### **Bewertung**

Erste Befürchtungen, das 18-Gramm-Kriterium würde die Nutzung von Atomstrom für die Produktion «grün» gelabelten Wasserstoffs erlauben, haben sich nicht bewahrheitet, da parallel ein Ökostrom-Liefervertrag Voraussetzung ist. Durch die fehlenden anlagenbezogenen Zusätzlichkeitskriterien wird allerdings auch kein direkter Anreiz geschaffen, zur H<sub>2</sub>-Produktion neue EE-Kapazitäten aufzubauen. «Grün» gelabelter Wasserstoff kann selbst mit alten EE-Anlagen erzeugt werden.

Dass die Variante «Netz mit geringen Emissionen» zustande gekommen ist, dürfte vor allem der Kompromissuche mit dem Atomstromland Frankreich geschuldet sein. Präsident Macron will schließlich vor allem neue Atommeiler bauen. Es dürfte deshalb auf wenigstens eine Variante im Netzbezug gedrungen haben, in der auch EE-Bestandsanlagen trotz eher niedriger Ökostromquote (25 Prozent im letzten Jahr) zur Herstellung «Grünen Wasserstoffs» Elektrizität liefern dürfen und die dabei befreit ist von Kriterien, die auf einen zusätzlichen Zubau von Ökostromanlagen abzielen, wie sie beim Direktbezug oder bei der Variante «Netzbezug mit PPA» (siehe unten) gelten.

Die Kommission fordert für die 18-Gramm-Variante allerdings, dass die stromliefernden Anlagen zur DA-konformen H<sub>2</sub>-Produktion zumindest die oben angegebenen Kriterien zur zeitlichen und räumlichen

Nähe einhalten müssen, damit der Produktionsprozess das Stromsystem weniger belastet.

Ebendiese Kriterien wurden jedoch in den Brüsseler Verhandlungen stark aufgeweicht, was nicht nur hier, sondern auch bei der Variante «Netzbezug mit PPA» negativ zu Buche schlägt. So war beim Kriterium der zeitlichen Korrelation (dem eigentlichen Nachweis, dass der Elektrolyseur strommarktdienlich betrieben wird) in den ersten Entwürfen noch von Produktion und Verbrauch innerhalb derselben Viertelstunde die Rede. Das hätte H<sub>2</sub>-Produktion in Zeiten von Stromknappheit (und folglich hohen Strompreisen) unrentabel gemacht. Bis 2030 (!) gibt es nun eine monatliche Korrelation, später auch nur eine stündliche, was diese Verknüpfung enorm abschwächt.

Gleiches gilt für die von den H<sub>2</sub>-Produzenten alternativ nutzbaren Preiskriterien, die in dieselbe Richtung (Strommarktdienlichkeit) wirken sollten. Hier waren ursprünglich negative Strompreise als DA-konformes Kriterium angesetzt – ein klarer Indikator dafür, dass in jenem Moment in der Gebotszone mehr Strom produziert wird, als wirtschaftlich genutzt werden kann. Nunmehr liegen diese Preise in der von der Kommission beschlossenen Version im (niedrigen) positiven Bereich.

Insgesamt ähnelt die Variante B der Variante D «Netzbezug mit PPA» (siehe unten), aber ohne deren Vorgaben für den Nachweis einer Zusätzlichkeit der Ökostromanlagen, da in Variante B das Netz als weitgehend dekarbonisiert gilt. Demgegenüber sind in Variante D noch höhere Anteile fossiler Erzeugung im Netz, weshalb bei ihr aus Klimaschutzsicht harte Zusätzlichkeitskriterien (eigentlich) unabdingbar sind.

### **C) «Redispatch»**

#### **Grünstrom-Kriterium**

Anstelle einer netzengpassbedingten Abregelung einer EE-Erzeugungsanlage liefert die potenziell von dieser «Redispatch»-Maßnahme betroffene Windkraft oder PV-Anlage Strom an einen Elektrolyseur («Nutzen statt Abregeln»).

Hintergrund: Eine von den Netzbetreibern veranlasste Abregelung von Ökostromanlagen zum Management eines Netzengpasses ist beispielsweise nach deutschem EEG (vereinfacht gesagt) gegenwärtig nur dann und gegen Entschädigung zulässig, wenn fossile Kraftwerke vor dem selben lokalen Engpass bereits auf das technisch machbare Niveau heruntergeregelt wurden und der Engpass zum Stromtransport dennoch fortbesteht («Einspeisemanagement») bzw. wenn die Abregelung einer Ökostromanlage um den Faktor 10 günstiger sein sollte als die Abregelung konventioneller Anlagen (Einbeziehung von Ökostromanlagen in den «Redispatch»).

### **Zusätzlichkeits-Kriterium/ zeitliche und räumliche Nähe**

Keine Vorgaben, denn mit «Nutzen statt Abregeln» würde verhindert, dass Ökostrom vor dem Netzengpass verloren geht, weshalb für diese Variante weder Zusätzlichkeits-Kriterien gelten noch eine zeitliche bzw. räumliche Korrelation.

### **Bewertung**

Netzengpässe verschwinden in der Regel, wenn der Netzausbau entsprechend vorangeht. Es dürfte darum schwer sein, einen Elektrolyseur allein mittels der Strategie «Nutzen statt Abregeln» dauerhaft so auszulasten, dass er wirtschaftlich betrieben werden kann. Dafür werden nach verschiedenen Untersuchungen die Jahresstunden, in denen voraussichtlich EE-Anlagen engpassbedingt abgeregelt werden müssten («netzbedingte Überschüsse»), bei Weitem nicht ausreichen. Ökostromüberschüsse im für die H<sub>2</sub>-Produktion relevanten Ausmaß werden sich vielmehr erst dann ergeben, wenn regelmäßig mehr Ökostrom erzeugt wird, als in der Gebotszone verbraucht werden kann. Solche dann nicht «netzbedingten», sondern «marktbedingten» Überschüsse sind in Deutschland erst Ende der 2020er-Jahre zu erwarten.

### **D) Netzbezug mit PPA**

#### **Grünstrom-Kriterium**

Der Strom für den Elektrolyseur wird auch bei dieser Variante über das Netz bezogen, muss aber (bilanziell) von einer Ökostromanlage kommen (außer von Biomasse-Anlagen), die einen Liefervertrag mit dem Betreiber des Elektrolyseurs hat. Es besteht damit ein sogenanntes Power Purchase Agreement (PPA), also ein Stromabnahmevertrag. In Deutschland kennt man PPAs als selten genutzte vertragliche Beziehung zwischen einer alten Ökostromanlage, die nicht mehr vom 20-jährigen Vergütungsmechanismus des EEG profitiert, und einem stromverbrauchenden Unternehmen. Die PPA-Variante des DA zielt aber offensichtlich eher auf neu zu installierende EE-Anlagen ab, die zusätzlichen Ökostrom an die Elektrolyseure liefern könnten, aber eben – im Unterschied zur Variante A «Direktbezug» – nicht mit ihnen durch eine Direktleitung verbunden sind. Das Ganze erfolgt auch nicht zwingend in einem Umfeld eines weitgehend dekarbonisierten Strommixes wie bei den beiden vorhergehenden Netzvarianten. Daraus müssten sich weitergehende Anforderungen an den Nachweis der Zusätzlichkeit der Anlagen ableiten. Sie sind in dieser Variante zwar beizubringen, greifen aber erst nach jahrelangen Übergangsfristen.

### Zusätzlichkeits-Kriterium

#### a) Zusätzlichkeit (in der Abb. dunkelgrün)

Die EE-Anlage darf maximal 36 Monate vor dem Elektrolyseur in Betrieb genommen worden sein (unter bestimmten Bedingungen könnten auch Repowering bzw. Erweiterung einer bestehenden Anlage diese Vorgabe erfüllen). 36 Monate nach Inbetriebnahme des Elektrolyseurs kann dieser erweitert werden, ohne dass sich das Inbetriebnahmedatum ändert.

Bei Wechsel des PPA (neuer Elektrolyseur wird beliefert) kann das ursprüngliche PPA-Inbetriebnahmedatum des Elektrolyseurs im Sinne der DA-Konformität übernommen werden.

#### b) Zusätzlichkeit plus (in der Abb. hellgrün)

Über die auch in dieser Variante geforderte einfache «Zusätzlichkeit» hinaus verlangt «Zusätzlichkeit plus» für die DA-Konformität auch den Ausschluss von Betriebs- oder Investitionsbeihilfen für die stromliefernde EE-Anlage, sie darf also nicht gefördert werden (worden sein).

Die beiden Kriterien «Zusätzlichkeit» und «Zusätzlichkeit Plus» in dieser Variante werden allerdings für lange Jahre komplett ausgehebelt, denn im Falle der PPAs gelten sie erst ab dem Jahr 2038 (!), sofern der nutzende Elektrolyseur vor 2028 in Betrieb geht.

### Zeitliche und räumliche Nähe

#### a) Zeitliche Korrelation (in der Abb. orange)

EE-Stromerzeugung und -verbrauch bzw. -einspeicherung müssen in demselben Kalendermonat erfolgen, erst ab dem 1. Januar 2030 in derselben Stunde (ein Vorziehen ist ab dem 1. Juli 2027 durch Mitgliedstaaten möglich). Das zeitliche Kriterium gilt alternativ auch als erfüllt, wenn der Strompreis maximal 20 Euro/MWh beträgt oder weniger als das 0,36-Fache des Preises für Zertifikate im EU-Emissionshandel (EUA), also eine fossile Erzeugung kaum rentabel sein dürfte.

Wird der Ökostrom zwischengespeichert, ist zur Erfüllung des Korrelationskriteriums der Zeitpunkt der Einspeicherung maßgeblich, nicht der der Ausspeicherung. Liegt der Speicher vor dem Netzverknüpfungspunkt der EE-Anlage (und nicht hinter dem Netzverknüpfungspunkt des Elektrolyseurs), so muss dieser neu sein.

b) Geografische Korrelation (in der Abb. dunkelgrün)  
EE-Anlage und Elektrolyseur befinden sich in derselben Gebotszone oder in einer verbundenen Gebotszone mit geringerem oder gleichem Strompreis oder mit verbundener Offshore-Gebotszone; Mitgliedstaaten können zusätzliche Standortkriterien einführen.

### Bewertung

Vermutlich will die Kommission in dieser Variante mit dem Ausschluss geförderter EE-Anlagen aus dem DA-konformen Prozess für «Grünen Wasserstoff» dem Umstand Rechnung tragen, dass ein Fördermechanismus (egal ob staatlich oder über ein Umlagesystem) für die fraglichen Stromerzeugungsanlagen darauf hindeutet, dass diese der Dekarbonisierung des gesamten Stromsystems dienen sollten, also nicht zusätzlich für die H<sub>2</sub>-Produktion gebaut wurden (zusätzlich zu einer Entwicklung, die ohne den Wasserstoffhochlauf ohnehin stattgefunden hätte).

Die vorgesehenen Übergangsregeln bis 2038 – sofern der nutzende Elektrolyseur vor 2028 in Betrieb geht – hebeln aber gleichzeitig die Zusätzlichkeitskriterien für jene Anlagen, die in den nächsten vier Jahre gebaut werden, für mindestens zehn Jahre komplett aus. Dies ist ein großes Einfallstor, um vorgeblich «Grünen Wasserstoff» zu produzieren, was tatsächlich zulasten der Dekarbonisierung anderer Bereiche geht, zumal der Netzbezug vermutlich die häufigste Form DA-konformer H<sub>2</sub>-Produktion sein wird.

Umweltjurist\*innen vermuten, dass die Übergangsregeln festgelegt wurden, weil die Kommission dann nach EU-Recht ermächtigt wäre, den Direktbezug strenger zu regeln, als es beim Netzbezug möglich ist. Der Grund für die Festlegung der Übergangsfristen könnte aber auch der schlichte Erfolg von Lobbyisten der Wasserstoffbranche sein. Diesen dürfte es egal sein, wenn für ein «grünes» Wasserstoff-Label auch Ökostrom bezogen werden kann, mit dem in den nächsten Jahren eigentlich viel effizienter Kohle- oder Gaskraftkraft abgelöst werden könnte. Die in dieser Version geltenden Vorgaben zur zeitlichen und geografischen Korrelation helfen hier auch nicht weiter. Schließlich sind sie selbst ebenfalls mit großzügigen Übergangsfristen bis 2030 verwässert worden.

## KURZ ZUSAMMENGEFASST: WIE KANN «GRÜNER WASSERSTOFF» PRODUZIERT WERDEN?

Was bedeutet «Grüner Wasserstoff» für die Realität der Bundesrepublik, die ja noch weit entfernt ist von einem Ökostromanteil von 90 Prozent oder einem Stromemissionsfaktor von unter 18 g CO<sub>2</sub> Äq/MJ? Neelke Wagner von [PowerShift](#) hat die Situation kürzlich für die Klima-Allianz so formuliert:

### Wasserstoff gilt als «erneuerbar» (Variante 1),

- wenn der Elektrolyseur direkt (nicht über das öffentliche Stromnetz) an ein EE-Kraftwerk angeschlossen ist, das höchstens 36 Monate alt ist;
- wenn der Elektrolyseur an das Stromnetz angeschlossen ist UND die Wasserstoffproduktion nachweisbar in Zeiten erfolgt, in denen Abregelung stattfand und sie den Bedarf an Redispatch entsprechend verringert hat.

### Wasserstoff gilt als «erneuerbar» (Variante 2),

- wenn der Elektrolyseur am Stromnetz ist UND einen Liefervertrag mit einem EE-Kraftwerk hat, das höchstens 36 Monate alt ist UND nicht gefördert wird UND sich in derselben Gebotszone befindet UND die Wasserstoffproduktion zeitlich mit dessen Stromproduktion korreliert.
- «Zusätzlich» soll für Elektrolyseure, die vor dem 1.1.2028 erbaut wurden, erst ab dem 1.1.2038 gelten.
- Bis Dezember 2029 monatliche Korrelation, ab da stündlich.

Weitere Analysen und Informationen der Rosa-Luxemburg-Stiftung zum Thema Wasserstoff finden Sie hier:

Studie: [Fairer Wasserstoff aus Afrika? – Rosa-Luxemburg-Stiftung \(rosalux.de\)](#)

Hintergrund: [Wasserstoff: Zentrales Element für den Industrieumbau – Rosa-Luxemburg-Stiftung \(rosalux.de\)](#)