

Initiative 2035:

Hürden abbauen für Wasserstoffinvestitionen

Die Entwicklung eines Marktes für grünen Wasserstoff kommt nur schleppend voran, dies gilt sowohl für die Europäische Union¹ als auch für Deutschland². Dafür gibt es mehrere Ursachen, doch ein wesentlicher Grund sind die hohen Produktionskosten von Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO) – grünem Wasserstoff. Kostentreiber sind die geltenden Strombezugskriterien, die für die Erzeugung des grünen Wasserstoffs einzuhalten sind.

Die Definition des Strombezugs für RFNBO wurde nach langen Verzögerungen (ähnlich wie bei der Notifizierung der IPCEI-Fördergelder) in einem Delegierten Rechtsakt (EU 2023/1184) im Februar 2023 festgelegt. Viele Unternehmen aus Industrie und Energiewirtschaft hatten damals Bedenken gegen die strikten Kriterien geäußert. Dennoch war die Erwartung, dass mit der Definition und der daraus resultierenden Planungssicherheit der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft mit grünen Projekten Fahrt aufnehmen würde.

Es ist inzwischen aber evident, dass der Hochlauf noch nicht im gewünschten Umfang stattfindet. Bis Mitte 2028 ist ein Bericht zum Delegierten Rechtsakt seitens der EU-Kommission vorgesehen, worauf eine Anpassung der Kriterien folgen könnte. Dieser Zeitpunkt ist jedoch viel zu spät für eine Revision, die einen erfolgreichen und zügigen Wasserstoffhochlauf ermöglicht.³

Helfen würde die Verschiebung der ab 2028 bzw. 2030 geltenden Strombezugskriterien für Additionalität und zur zeitlichen Korrelation auf das Jahr 2035. Für eine Verschiebung des Inkrafttretens der verschärften Kriterien müssten im Delegierten Rechtsakt selbst keine großen systematischen Veränderungen vorgenommen werden. Es sind lediglich die Jahreszahlen auszutauschen: zweimal 35!

Eine solche Vereinfachung ist im Sinne des Clean Industrial Deal der neuen EU-Kommission, fährt bestehende Überregulierung zurück, kann den Wirtschaftsstandort unbürokratisch stärken und zur Erreichung der Klimaschutzziele beitragen.

Ein erfolgreicher Wasserstoffmarkthochlauf, der Aufbau sauberer Technologien und die Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Industrien im Sinne der Resilienz Europas und Deutschlands gehören zusammen.

Additionalität ab 2035

Nach aktueller Fassung des Delegierten Rechtsaktes darf der Strom für RFNBO ab 2028 nur noch aus neuen und ungeforderten Anlagen erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) bezogen werden. Diese Anlagen dürfen maximal 36 Monate vor dem für die Herstellung von RFNBO-konformem

¹ Europäischer Rechnungshof (2024): [news-sr-2024-11](#) | European Court of Auditors

² Nationaler Wasserstoffrat (2024): [Wasserstoffhochlauf in Gefahr – Sofortmaßnahmen dringend erforderlich](#) bzw. in [Deutschlands H2-Bilanz](#) (2024), bereitgestellt durch e.on in Zusammenarbeit mit dem EWI.

³ Ein hinderlicher regulatorischer Rahmen bis 2028 verzögert Investitionen oder lässt Projekte sogar scheitern, weil bspw. die Bankability fehlt, die benötigten PPAs nicht zustande kommen oder verbindliche Projektkalkulationen kaum möglich sind.

Wasserstoff notwendigen Elektrolyseur in Betrieb gegangen sein. Ursprünglich sollte damit der Ausbau von EE-Anlagen angereizt werden.

Durch die aktuelle Ausgestaltung des Kriteriums der Additionalität werden die Wasserstoffgestehungskosten allerdings um 1-2 Euro/kg verteuert.⁴ Dies bedeutet rund 3-6 Mrd. Euro zusätzliche Produktionskosten bei einem Bedarf von 100 TWh im Jahr 2030 im Vergleich zum Strombezug aus erneuerbaren Bestandsanlagen. Jeder Euro zu viel schwächt die Wasserstoffnachfrage z.B. in Industriebranchen, die die höheren Produktionskosten nicht weiterreichen können.

EE-Anlagen werden nur errichtet, wenn sie wirtschaftlich sinnvoll sind, unabhängig davon, ob der Strom an einen Elektrolyseur oder in den Strommarkt geliefert wird. Die Verpflichtung für Elektrolyseure bei Produktion von grünem Wasserstoff, Strom nur aus neuen EE-Anlagen zu beziehen, hat daher insgesamt keinen expansiven Effekt auf den Bau von EE-Anlagen, schränkt dafür aber die Bezugsoptionen der Wasserstoffproduzenten massiv ein.

Stündliche Korrelation ab 2035

Gegenwärtig muss der Strombezug eines Elektrolyseurs der Stromerzeugung des zugehörigen EE-Portfolios in einem Monat entsprechen. Ab 2030 sieht der Delegierte Rechtsakt vor, dass dies in jeder Stunde der Fall sein muss.

Die aktuell geltende monatliche zeitliche Korrelation erlaubt es dem Elektrolyse-Betreiber, den Strombezug am Spotmarkt zu optimieren. Er kann seine Wasserstoffproduktion, in anlagenabhängigen Grenzen, an die Preissignale des Strommarktes anpassen. Die Preissignale wiederum sind ein geeigneter Indikator dafür, wie viel Strom EE-Anlagen in einer Gebotszone zu dem jeweiligen Zeitpunkt produzieren. Der Elektrolyseur läuft unter diesen Voraussetzungen also tendenziell in Zeiten mit hoher EE-Einspeisung. In Zeiten hoher Strompreise hingegen kann der Strom aus dem eigenen Bezugsportfolio wieder verkauft werden. Insgesamt dämpft die Möglichkeit zum bilanziellen Ausgleich von EE-Stromerzeugung aus kontrahierten Anlagen und EE-Stromverbrauch im Elektrolyseur über einen Monat die Strombezugskosten für den Elektrolyseur im Vergleich zur stündlichen Korrelation um rd. 1€/kg – ein weiterer Baustein zur Minderung der Förderlücke.⁵

Dies hat zudem zwei günstige Markteffekte: Bei Knappheit wird der Strompreis im Markt durch Mengen aus dem Bezugsportfolio des Elektrolyseurs gedämpft. Umgekehrt wird mittels des steigenden Strombedarfs durch Elektrolyseure in Stunden mit hohem EE-Angebot der Förderbedarf von EE-Anlagen reduziert, weil sehr geringe oder negative Strompreise weniger häufig auftreten.

Darüber hinaus erlaubt die monatliche zeitliche Korrelation es Elektrolyseur-Betreibern, unvorhersehbare Abweichungen zwischen unzutreffender Wetterprognose und Lieferverpflichtung auszugleichen. Auf stündlicher Basis muss hingegen eine zusätzliche Speicherung einkalkuliert oder mehr Flexibilität vom Kunden verlangt werden. Beides verursacht höhere Kosten bei der grünen Wasserstofferzeugung.

⁴ Für Deutschland belegt durch Frontier Economics (2021), S.25 Grünstromkriterien der RED II - Auswirkungen auf Kosten und Verfügbarkeit grünen Wasserstoffs in Deutschland - Kurzstudie für die RWE AG.

⁵ In der Größenordnung für Deutschland belegt durch Frontier Economics (2021), S.32 und eigene Berechnungen der unterzeichnenden Unternehmen.

Je kürzer die zeitliche Korrelation vorgeschrieben wird, desto komplexer ist eine Strombeschaffung, die eine Fahrweise des Elektrolyseurs mit Mindestlast gewährleistet. Denn dies verhindert ein Verschleiß- und damit kostenintensives Ab- und Anfahren der Anlage.

Auch für die Senkung der CO₂-Emissionen ist eine monatliche Korrelation günstiger. Zwar kann ein Elektrolyseur durch monatliche Optimierung am Strommarkt in einigen Stunden Strom beziehen, der teilweise aus fossilen Kraftwerken stammt. Doch dafür ersetzt EE-Strom aus dem Bezugsportfolio des Elektrolyseur-Betreibers in hochpreisigen Stunden oftmals CO₂-intensivere Elektrizität.⁶

Daher wäre es sinnvoller, eine monatliche Korrelation beizubehalten. Um zumindest initiale Investitionen in den Wasserstoffhochlauf zu erleichtern, sollte eine engere stündliche Korrelation jedenfalls auf 2035 verschoben werden.

Konkrete Anpassungsbedarfe

- **Additionalität ab 2035:** Im Delegierten Rechtsakt (EU 2023/1184) sollten in Art. 11 die Jahreszahlen 2028 gegen 2035 ausgetauscht werden.
- **Stündliche Korrelation ab 2035:** Im Delegierten Rechtsakt (EU 2023/1184) sollte in Art. 6, Abs. 1 die Angabe 2029 durch 2034 ausgetauscht werden. Zudem sollte in Abs. 2, Satz 1 die Jahreszahl 2030 durch 2035 ersetzt werden.

Fazit

Mit einer administrativ wenig aufwändigen Anpassung des Delegierten Rechtsaktes kann ein großer wirtschaftlicher Effekt erzielt und der Wasserstoffmarkthochlauf unkompliziert beschleunigt werden. Durch den Abbau der existierenden Überregulierung können die Wasserstoffgestehungskosten signifikant gesenkt werden – mit einem positiven Effekt für die ganze Wasserstoffwertschöpfungskette.

Eine Verlängerung der Kriterien bis 2035 ermöglicht mehr Zeit für ein gründliches Review, während der Rahmen für den Markthochlauf in den nächsten Jahren weiterhin gesetzt ist.

Die hier aufgeführten Unternehmen sind auf verschiedenen Stufen entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette aktiv und unterstützen diese Initiative.

⁶ Dies belegen mehrere Studien: Ruhnau, O. & Schiele, J. (2023), S. 14 [Flexible green hydrogen: The effect of relaxing simultaneity requirements on project design, economics, and power sector emissions - ScienceDirect](#); Consentec et al. (2023), S. i [Systemdienliche Integration von grünem Wasserstoff](#).

