



III. Stakeholderdialog des BMWi zur EEG-Verordnung zu Anforderungen an Grünen Wasserstoff (18. März 2021)

3. April 2021

Grundsätzliches

Das BMWi hat am 18. März 2021 im Rahmen eines Stakeholderdialogs seine ergebnisoffenen Vorschläge zur Umsetzung der Verordnung gem. § 93 EEG 2021 unterbreitet. Der VIK dankt für die Einbeziehung in das Dialogformat und für die Möglichkeit der Stellungnahme.

Die Nutzung emissionsarmen Wasserstoffs ist zur Erreichung der Treibhausgasneutralität in der Grundstoffindustrie alternativlos. Die Chemische Industrie ist hierbei mit einem jährlichen Wasserstoffverbrauch von derzeit ca. 1,1 Mio. t der größte Wasserstoffnutzer in Deutschland. Im Zuge der Dekarbonisierung der Chemie wird der jährliche Wasserstoffbedarf bis 2050 auf nahezu 7 Mio. t ansteigen. Die Stahlindustrie geht für 2050 zusätzlich von einem Bedarf von 1,8 Mio. t Wasserstoff aus. Eine funktionaler nachhaltiger Wasserstoffmarkt muss deshalb zügig entwickelt werden. Die Wasserstoffnutzung in der Industrie steht am Anfang von Wertschöpfungsketten, so dass sich dessen Gestehungskosten direkt auf die Wettbewerbsfähigkeit eines großen Produktportfolios auswirken. Die Entlastung der strombasierten Herstellung grünen Wasserstoffs von stromseitigen Abgaben und Umlagen ist deshalb eine notwendige Bedingung zur Ebnung eines wettbewerbsfähigen Markthochlaufs. Hinreichende Wettbewerbsbedingungen werden damit allein jedoch noch nicht erreicht. Hierfür ist eine adäquate Ausgestaltung der Anforderungen an grünen Wasserstoff erforderlich, da ohne diese ein Einsatz grünen Wasserstoffs in der Industrie undenkbar ist. Die internationale Wettbewerbssituation der industriellen Wasserstoffnutzung stellt einen Unterschied zu anderen Sektoren wie Gebäudewärme und Mobilität dar. In diesen kann die Wettbewerbsfähigkeit grünen Wasserstoffs im Vergleich zu CO₂-intensiveren Brenn- und Kraftstoffen durch eine hinreichend hohe CO₂-Bepreisung hergestellt werden, wo eine direkte Nutzung von Strom nicht möglich ist (z.B. in der Luft- und Schifffahrt) und die so entstehenden Mehrkosten an die Verbraucher weitergegeben werden. So lange kein globaler CO₂-Preis besteht, ist eine vergleichbare Strategie für die Grundstoffindustrie nicht denkbar, da diese unabdingbar zu Carbon Leakage führt. Der VIK tritt daher für eine die Ansiedlung treibhausgasneutraler Technologien wie die Wasserelektrolyse an möglichst vielen Standorten anreizende Ausgestaltung der

Verordnung nach § 93 EEG 2021 ein und steht einschränkenden Vorgaben kritisch gegenüber.

Zentrales Ziel einer Wasserstoffwirtschaft muss die Vermeidung von Treibhausgasemissionen sein. Restriktionen, die diesem Ziel entgegenstehen, sind zu vermeiden. Stattdessen sind pragmatische Ansätze zu wählen. Die Bundesregierung muss sich auch auf EU-Ebene für ein pragmatisches Zielbild mit den erforderlichen nationalen Gestaltungsräumen einsetzen. Hier ist insbesondere darauf zu achten, dass der „kleinen Lösung“ in Deutschland eine rechts- und planungssichere Umsetzung in dem übergeordneten und noch festzulegenden delegierten Rechtsakt (Artikel 27 Abs. 3 RED II) sichergestellt werden kann, um bedauerliche und nachträgliche Anpassungen für bereits begonnene Wirtschaftsaktivitäten zu vermeiden.

Der VIK nimmt gemäß diesen Grundsätzen nachfolgend zu den bestehenden Vorschlägen Stellung und bietet zur weiterführenden Erörterung seine Dialogbereitschaft an.

Wahrung der Technologieoffenheit

Die technologieoffene Ausgestaltung der Verordnung muss sichergestellt werden. Insbesondere sollte die grünstrombasierte Erzeugung von Wasserstoff mittels Chlor-Alkali- oder PEM-Elektrolyse mit der Erzeugung basierend auf Wasserelektrolyse gleichbehandelt werden, da die regenerative Güte des Wasserstoffs aus diesen Erzeugungsarten identisch ist.

Kriterium 1: Bezug von EE-Strom

§ 93 EEG 2021 setzt eine „glaubhaft mit Strom aus erneuerbaren Energien“ gespeiste Wasserstofferzeugung voraus. Diese ist durch Nachweis und Löschung von Herkunftsnachweisen für grünen Strom vollumfänglich belegbar. Flankierende Randbedingungen wie der Nachweis physikalischer Stromflüsse würden das – auf bilanzieller Betrachtung beruhende – Herkunftsnachweissystem ad absurdum führen. Der direkte Nachweis eines physikalischen Stromflusses von einer EE-Stromerzeugung bis zum Letztverbrauch ist nur im Falle einer Direktleitung möglich¹. Im Falle netzbezogenen Stroms beruht eine Stromlieferung auf Bilanzkreisnominierungen und ist deshalb immer eine Handelsbetrachtung; der netzphysikalisch plausibilisierbare Stromfluss ist von Handelsströmen unabhängig. Infolge ist eine physikalische Kopplung von Herkunftsnachweisen weder notwendig noch sinnvoll und auch nicht mit dem Modell des liberalisierten Strommarktes vereinbar. Entscheidend ist ein mit der Wasserstofferzeugung korrespondierender bilanzieller Bezug von Grünstrom²; letzterer ist mittels Herkunftsnachweisen glaubhaft belegbar; dieses Vorgehen ist nach § 42 EnWG vom Gesetzgeber im Zusammenhang mit der Stromkennzeichnung anerkannt.

¹ Ob die Errichtung von Direktleitungen für den glaubwürdigen Nachweis von EE-Strombezug sinnvoll wäre, ist hochgradig fraglich, insbesondere angesichts der hohen Investitionskosten.

² Die Betrachtungs- bzw. Bilanzierungsperioden sollten hierbei ähnlich wie z.B. im EU-ETS gewählt werden, um größtmögliche Effizienz zu erzeugen.

Eine Behinderung des Binnenmarktes durch eine Einschränkung auf EE-Erzeugungen innerhalb der deutschen Gebotszone ist vor dem Hintergrund der nunmehr langjährigen und immensen Aufwendungen für eine europäische Liberalisierung der Energiemärkte – einschließlich der Entwicklung grenzüberschreitender EE-Förderausschreibungen, des Handels und Transfers von Herkunftsnachweisen – nicht nachvollziehbar. Soweit die grüne Eigenschaft regenerativ erzeugter Strommengen eindeutig mittels Herkunftsnachweisen dem Letztverbrauch einer strombasierten Wasserstoffherzeugung zugeordnet wird, ist das Ziel der Wasserstoffwirtschaft erfüllt: Die Vermeidung von Treibhausgasemissionen. Der Standort der Stromerzeugungsanlage innerhalb des Binnenmarktes ist hierfür unerheblich.

Kriterium 2: Zusätzlichkeit

Die Darstellung der Zusätzlichkeit sollte durch den Regulierungsrahmen barrierearm ermöglicht werden. Dazu gehört ein unbürokratischer Marktzugang zu Ü20- und Neuanlagen mittels PPA, beispielsweise durch eine Klarstellung in der deutschen SPK-Förderrichtlinie dahingehend, dass Grünstrom kompensationsberechtigt ist. Darüber hinaus sollte der Einsatz auch anderer THG-arter Technologien unter Verwendung von Ü20-Strommengen oder auch von Strommengen ungeförderter Neuanlagen von Strompreisumlagen entlastet werden, um den Einsatz dieser Technologien anzureizen. Darüber hinaus sollte das Verständnis von Zusätzlichkeit ausgeweitet werden. Beispielsweise wäre durch Elektrolyseure vermiedene EE-Abregelung zu berücksichtigen oder auch die auf Elektrolyseure zurückgehenden Anreize zum Repowering und zur Leistungssteigerung von Ü20-Anlagen.

Die vorgeschlagenen und sukzessive ansteigenden Mindestanteile von Strom aus un- bzw. ausgeführten Anlagen sind im Sinne eines schrittweisen Hochlaufs von Wasserstofftechnologien und aufgrund der zunächst erwartbaren Knappheiten an EE-Strom aus diesen Anlagen ein gangbarer Weg. Perspektivisch sollten jedoch generell die EE-Anlagen vollumfänglich aus dem Umlagesystem gelöst werden, um Investitionen in EE Anlagen über marktliche Mechanismen anzureizen.

Kriterium 3: Systemdienlichkeit

Das Preisniveau für Wasserstoff in der Grundstoffindustrie wird weltweit durch die Gesteungskosten mittels Dampfreformierung gesetzt. Diese liegen bei ca. 1,00 bis 1,50 €/kg. Die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff erfordert ca. 50 kWh_{el}/kg. Die Erhebung der EEG-Umlage für 2022 (6 ct./ kWh) auf den für die Wasserstoffherzeugung verbrauchten Strom bedeutete folglich allein schon eine Zusatzbelastung in Höhe von 3,00 €/kg Wasserstoff; dies entspricht bereits gut dem doppelten der üblichen (d.h. wettbewerbsfähigen) Gesteungskosten aus konventionellen Reformieranlagen. Eine wie im Zuge des Stakeholderdialogs angedachte Beschränkung entlastungsfähiger Volllaststunden bedeutet deshalb, dass oberhalb dieser Deckelung die Wasserstoffherzeugung unter Einsatz der stromintensiven Elektrolysen in der Industrie eingestellt würde. Die Folge wäre eine Unterauslastung der jeweiligen Anlage und damit erheblich längere Kapitalrückflusszeiten im Vergleich zur konventionellen Wasserstoffherzeugung im Wettbewerb,

wodurch die Wirtschaftlichkeit nachhaltiger Wasserstofferzeugungen für industrielle Anwendungen erodiert würde. Eine entsprechende Einschränkung erforderte zur Wiederherstellung der Wirtschaftlichkeit eine zusätzliche Kompensation. Diese wäre ineffizient; eine initiale vollumfängliche EEG-Entlastung ist der unbürokratischere, kostengünstigere und für die Investoren mit höherer Planungssicherheit einhergehende Weg. Eine alternative Erbringung von Systemdienstleistungen mittels der Elektrolyse, wie in der Sitzung des Stakeholderdialogs angedacht, kann die Differenz zur Wirtschaftlichkeit nicht kompensieren, zumal sich in Anbetracht der hohen elektrischen Wirkleistung der Erzeugungsanlagen absehbar ein Überangebot an Flexibilität einstellen würde, die den Erwartungswert möglicher Erlöse weiter schmälert, die Wirtschaftlichkeit aber auch durch die schlechte Prognostizierbarkeit möglicher Erzeugungsspitzen beeinträchtigt ist. Anreize für die Erbringung von Systemdienstleistungen sollten nach wie vor marktbasierend erfolgen. Im Falle adäquater Anreize werden Elektrolyseure – wie bereits gegenwärtig – für Systemdienstleistungen wie abschaltbare Lasten und Erbringung von Regelleistung bzw. -arbeit eingesetzt. Hierzu bedarf es keiner Begrenzung der Volllaststunden.

Auch ist ein physikalischer Pfad zur Herstellung der Zeitgleichheit von EE-Erzeugung und Letztverbrauch der Wasserstofferzeugung, wie bereits zu Kriterium 1 ausgeführt, weder stringent darstellbar noch sachgerecht.

Eine Beschränkung entlastungsfähiger Volllaststunden kann deshalb nicht zielführend sein. Sie würde die Erzeugung von Wasserstoff aus EE ausbremsen und den angestrebten Markthochlauf einer Wasserstoffwirtschaft konterkarieren – notwendige Investitionen würden aufgrund dieser Regelungen erst gar nicht getätigt. Eine entsprechende Beschränkung sollte daher nicht erfolgen.

Kriterium 4: Räumliche Nähe

Der VIK begrüßt die Intention des BMWi, das Kriterium der „räumlichen Nähe“ (d.h. räumliche Korrelation von Erzeugung und Verbrauch) in der kommenden Verordnung nicht anzuwenden. Gegen eine Anwendung bestehen seitens des VIK auch langfristig grundsätzliche Bedenken. Die in der Sitzung des Stakeholderdialogs diskutierte „Systemdienlichkeit“ wird in diesem Kontext einseitig als Stromnetzdienlichkeit ausgelegt. Systemdienlichkeit muss aber darüber hinaus das Gesamtsystem und insbesondere mit dem Ziel der Treibhausgasemissionsvermeidung berücksichtigen. Die Sektorenkopplung bedarf funktionaler Energieinfrastrukturen. Deshalb muss die Ertüchtigung der Infrastrukturen dem Markt folgen und nicht umgekehrt. Auch wäre die Metrik der räumlichen Korrelation zu definieren. In jedem Fall ungeeignet ist eine geographische Metrik. Systemisch korrekt, jedoch nicht im Sinne eines Markthochlaufs treibhausgasemissionsreduzierender Technologien, wäre eine netztopologische Metrik. Gewachsene Industriestandorte können jedenfalls nicht mit vertretbarem Aufwand nach Maßgaben der Netztopologie verlagert werden. Durch eine Anwendung des Kriteriums der „räumlichen Nähe“ würde die Wasserstofferzeugung auf netztopologisch geeignete Standorte in der Nähe großer EE-Erzeugungen, faktisch also auf Norddeutschland, beschränkt. Damit würden erhebliche Potenziale verschenkt und der angestrebte Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft eingeschränkt. Einschränkende Kriterien zur räumlichen Nähe sollten deshalb auch nicht im

Zielbild verankert werden, sondern vielmehr eine Orientierung der Netzausbauplanung am prognostizierten Verbrauch erfolgen.

Weitere Aspekte:

Wälzung entgangener Netzentgelterlöse

Abseits der Umsetzung der Verordnung nach § 93 EEG 2021 muss für eine erfolgreiche Umsetzung geplanter Wasserstoffprojekte ein Korrektiv im Bereich der Stromnetzentgelte vorgenommen werden. Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie können auf der Grundlage von § 118 Abs. 6 EnWG unter Einhaltung der in dieser Norm bestimmten Randbedingungen für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Strombezugs von Netznutzungsentgelten freigestellt werden. Durch die entsprechenden Mindererlöse erhöhen sich die Netznutzungsentgelte der anderen Anschlussnehmer im jeweiligen Verteilnetz. Um unzumutbare Mehrkosten für die Netznutzer insbesondere in kleinen Netzen mit wenigen Kunden zu vermeiden, sollte eine bundesweite Wälzung der Mindererlöse ermöglicht werden.

Elektrolyseure als Stromspeicher

Im EnWG muss Rechtssicherheit bezüglich der Einstufung von Elektrolyseuren als Stromspeicher geschaffen werden.

Klarstellung zum Wahlrecht bzgl. §§ 64, 64 a EEG

Der neue § 64 a EEG 2021 enthält Auslegungsspielräume dahingehend, dass die Antragstellung eines H₂-produzierenden Unternehmens gemäß des § 64 a erfolgen muss. Damit wäre die Antragstellung gemäß § 64 (normalen Härtefall) verschlossen. Hier sollte klarstellend ein Wahlrecht eingeräumt werden, um zumindest Übergangsszenarien mit nicht-grünen Wasserstoff darstellen zu können.

Der VIK ist seit über 70 Jahren die Interessenvertretung industrieller und gewerblicher Energienutzer in Deutschland. Er ist ein branchenübergreifender Wirtschaftsverband mit Mitgliedsunternehmen aus den unterschiedlichsten Branchen, wie etwa Aluminium, Chemie, Glas, Papier, Stahl oder Zement. Der VIK berät seine Mitglieder in allen Energie- und energierelevanten Umweltfragen. Im Verband haben sich etwa 80 Prozent des industriellen Stromverbrauchs und rund 90 Prozent der versorgerunabhängigen industriellen Energieeinsatzen und rund 90 Prozent der versorgerunabhängigen Stromerzeugung in Deutschland zusammengeschlossen.