



zum

Referentenentwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor

16. März 2022

Einleitung

Der VIK bedankt sich für die Möglichkeit, im Rahmen der Verbändeanhörung Stellung zum Referentenentwurf eines „Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor“ nehmen zu können. Aus Sicht von VIK sind dabei folgende Punkte besonders zu beachten:

- Die Absenkung der EEG-Umlage auf null muss im Sinne der Planungssicherheit für Letztverbraucher und Netznutzer nachhaltig sein; daher ist ein Wiederaufleben der EEG-Umlage unbedingt zu verhindern. Gleichzeitig sind die rechtlichen Regelungen im Referentenentwurf zum Schutz der jetzigen Umlagebegrenzungen der Eigenerzeugung/Eigenversorgung für den Fall einer Wiedereinführung der Umlage präziser auszugestalten.
- Die Antragstellung zur BesAR sollte im Sinne des Bürokratieabbaus noch weiter entschlackt werden, etwa durch eine mehrjährige Geltungsdauer und den Verzicht auf eine materielle Ausschlussfrist.
- Die höchstbürokratische Drittmengenabgrenzung muss wegen der geringeren Umlageentlastung bei Anwendung der BesAR deutlich vereinfacht werden. Schätzmöglichkeiten sollten umfassender ermöglicht werden. Die Einführung einer Pflicht zur viertelstundenscharfen Messung auch für BesAR-Unternehmen führt in die falsche Richtung.
- Die durch die Europäischen Beihilfeleitlinien eröffneten Spielräume sollten noch weitgehender genutzt werden – so sollte bspw. die Einstiegsschwelle von 1 GWh sowie der entsprechende Selbstbehalt im Rahmen der Anwendung der BesAR gestrichen werden und die Anforderungen an die Gegenleistung (Energieeffizienz, CO₂-freier Strombezug, Klimaschutzinvestitionen) über die Mindestanforderungen der KUEBLL nicht hinaus gehen.
- Die Umlagenentlastung für Wärmepumpen wird grundsätzlich begrüßt, sie muss allerdings auch für im Industriebereich relevante Anwendungsfälle (Hochtemperaturwärmepumpen) möglich sein.

- Der Markthochlauf von Wasserstoff sollte nicht durch restriktive Kriterien bei der Definition von Grünstrom zur Wasserstofferzeugung behindert werden.
- Zur Festlegung der Umrüstung von KWK-Anlagen zur Schaffung von H₂-Readiness sind technische Kriterien geeigneter als finanzielle (10 %-Kriterium). Es bedarf zudem zeitnaher Regelungen für die Modernisierung von Bestandsanlagen auf H₂-Readiness.
- Der Reduktionspfad der jährlichen Vollbenutzungsstunden für KWK-Förderung ist mit dem zu erwartenden Wegfall an Kraftwerksleistung in den nächsten Jahren inkompatibel und sollte daher entsprechend angepasst werden.

Im Folgenden adressieren wir diese und weitere Aspekte im Detail.

1. Zum Themenkomplex Abschaffung EEG-Umlage, weitere Umlagen, Umgestaltung BesAR (Artikel 3 – EnUG)

§ 64 EEG – Absenkung der EEG-Umlage im 2. Halbjahr 2022 auch für BesAR-Unternehmen wirtschaftlich wirksam werden lassen

Der VIK begrüßt die zum 1. Juli 2022 geplante Absenkung der EEG-Umlage auf null, bitet die Bundesregierung aber gleichzeitig darum, eine noch kurzfristigere Absenkung zu prüfen. Dies ist insbesondere wegen des Saldos des EEG-Umlagekontos gerechtfertigt. Im Zusammenhang mit den gestellten und positiv beschiedenen BesAR Anträgen für das laufende Jahr 2022 nach § 64 EEG 2020 muss rechtssicher ein verbleibender Kosten selbstbehalt für das 2. Halbjahr ausgeschlossen werden. Insofern müssen der Selbstbehalt ebenso wie die reduzierten Umlagen und die Bruttowertschöpfungsdeckel nach §64(2) Nr. 1-3 EEG für das gesamte Begrenzungsjahr 2022 im Sinne einer Mittelwertbildung halbiert werden. Für die Mindestumlage nach § 64 (2) Nr. 4 ist dazu bereits in der vom Bundeskabinett beschlossenen Formulierungshilfe für den *„Entwurf eines Gesetzes zur Absenkung der Kostenbelastungen durch die EEG-Umlage und zur Weitergabe dieser Absenkung an die Letztverbraucher“* eine entsprechende Regelung vorgesehen, die wir ausdrücklich begrüßen. Ggf. zu viel entrichtete EEG-Umlagezahlungen sind von den ÜNB zurückzuerstatten.

Darüber hinaus sollte im § 30 (3a) (cc) EnUG-E eine Klarstellung erfolgen, dass die Entlastung von der EEG-Umlage im Jahr 2022, die im Wesentlichen auf das vorzeitige Absenken der EEG-Umlage für alle Letztverbraucher zurückzuführen ist, bei der Berechnung der Gegenleistung außer Betracht bleibt.

Dauerhafte Abschaffung der EEG-Umlage sichern

Der VIK begrüßt die im Referentenentwurf vorgesehene Fortführung und Entfristung der Absenkung der EEG-Umlage auf null über das zweite Halbjahr 2022 hinaus. Die Abschaffung der EEG-Umlage muss insbesondere auch im Sinne der Planungssicherheit zur Investition in strombasierte Transformationsprojekte nachhaltig sein. Hierzu haben sich die Regierungsparteien aus unserer Sicht auch im Rahmen des Koalitionsvertrages bekannt. Vor diesem Hintergrund sehen wir die im Gesetzentwurf enthaltenen Aussagen und Regelungen eines eventuellen zukünftigen Wiederauflebens der EEG-Umlage als einen ausschließlich hypothetischen (Grenz-) Fall des Nichtausreichens der Haushaltsmittel als Folge des höchstambitionierten Ausbaus der Erneuerbaren an – einen Grenzfall, den wir dennoch kritisch bewerten. Die vorgesehene gesetzliche Beibehaltung der

Bestandsschutzregelungen von Eigenerzeugungen für diesen Eventualfall wäre für diesen Fall zwingend notwendig und wird vom VIK insofern ausdrücklich befürwortet.

Die alleinige Abschaffung der Umlage löst das Strompreisproblem allerdings nicht hinreichend. Ursache für die hohen Strompreise ist derzeit, über die Belastungen mit Umlagen und Steuern hinaus, unter anderem auch der Anstieg der Primärenergie- und Zertifikatspreise. Ganz akut führt der Krieg in der Ukraine zu nochmals exorbitant steigenden Preisen. Ein wettbewerbsfähiger Strompreis ist die wesentliche Grundvoraussetzung für das Gelingen der industriellen Transformation unter Einsatz strombasierter Technologien und somit für die Erreichung der Klimaziele. Deshalb sollten bereits jetzt weitere Maßnahmen nach der zeitnahen Abschaffung der EEG-Umlage angestrebt werden. Um die enormen Unterschiede im Strompreinsniveau auszugleichen, sollte die Etablierung eines einheitlichen Industriestrompreises auf europäischer Ebene untersucht werden. Mittels dieser Maßnahme könnten sowohl energiepreisbedingte Benachteiligungen auf internationalen Wettbewerbsmärkten reduziert als auch Hürden der Transformation beseitigt werden. Ein Teil der notwendigen weitergehenden Entlastung könnte sehr einfach in Form der Abschaffung der verbleibenden Umlagen und Abgaben für die Industrie und eine Angleichung der Stromsteuer an den europäischen Mindestsatz realisiert werden.

Voraussetzungen und Rechtsfolge der Begrenzung der Umlage

- **§ 24 EnUG-E**

Der Begründung zum § 24 (1) EnUG-E ist zu entnehmen, dass eine neu eingeführte EEG-Umlage für die Eigenversorgung, bei der keine Netznutzung erfolgt, zwar keine Auswirkungen hätte. Gleichwohl wird aber der Wille des Gesetzgebers bekundet, dass für Bestandsanlagen in der Eigenerzeugung, bei denen der Strom durch das Netz transportiert wird (räumliches Sonderprivileg), der Status Quo – also die Reduktion der EEG – Umlage bis auf null – erhalten werden soll. Diese wichtige Feststellung wird von der Industrie ausdrücklich begrüßt. Allerdings sichert der derzeitige Wortlaut des § 24 (1) EnUG-E nur teilweise den Status Quo ab, da die Fälle des § 104 (4) und (5) ausgeklammert werden. Aber auch diese Fälle beinhalten Konstellationen mit räumlichen Sonderprivileg nach § 61e (räumlicher Zusammenhang) und § 61f (Durchleitung ohne räumlichen Zusammenhang) EEG 2021.

Es ist kein sachlicher Grund ersichtlich, warum für manche Konstellationen der Status Quo erhalten werden soll, und für andere – vergleichbare – Konstellationen nicht. Insbesondere ist kein sachlicher Grund ersichtlich, warum ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das ab/seit dem 1. August 2014 Strom erzeugt und an einen Letztverbraucher liefert, bei Erfüllung der im EEG 2021 statuierten Voraussetzungen des § 104 (4) Satz 4 EEG 2021 kein Leistungsverweigerungsrecht mehr hinsichtlich etwaiger zukünftiger EEG-Umlagen haben soll, und demzufolge gegenüber sog. „originäre Eigenerzeugern“ im Sinne der §§ 61 e bis 61 h EEG 2021 schlechter gestellt würde.

Es ist daher erforderlich, im § 24 EnUG-E die Fälle des § 104 auf die Absätze 2 bis 6 zu erweitern.

Vor dem Hintergrund der Vielzahl von Artikeln im Gesetz, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten Gültigkeit erlangen, sollte darüber hinaus eine Regelung, die ab 2023 eine vergangene Regelung anwendet, die jedoch derzeit auch noch in der Zukunft liegt, auf eine bereits jetzt verbindliche Version präzisiert werden. Dies verringert

die Fehleranfälligkeit bei Änderungen im Konsultationsverfahren.

Wir schlagen daher vor, den im § 24 (1) Satz 5 EnUG-E genannten Verweis „31. Dezember 2022“ auf die derzeit bestehende Version des EEG 2021 vom 16. Juli 2021 zu ändern. Dies sollte dann mit der Maßgabe verknüpft werden, dass der Regelungsbereich des §24 (1) EnUG-E Stromlieferungen an Letztverbraucher betrifft, die durch das Netz durchgeleitet werden.

- **§§ 30, 31 EnUG-E – Einstiegsschwelle und Selbstbehalt**

Die in §30 (1) und §31 (1) EnUG-E festgelegte Einschränkung der Umlage für die voll oder anteilig umlagepflichtige und selbst verbrauchte Strommenge an einer Abnahmestelle für Unternehmen, die einer Branche nach Anlage 2 zuzuordnen sind, auf den Verbrauch ab 1 Gigawattstunde geht über das Erfordernis der KUEBLL hinaus. Der VIK spricht sich daher dafür aus, auf den Selbstbehalt zu verzichten und die Umlagebefreiung für die gesamten Strommengen umfassend anzuwenden. Auch der Schwellenwert von 1 GWh sollte als Antragsvoraussetzung aus §30 Satz 1 Nr.1 EnUG-E gestrichen werden. Der VIK geht von keinem unangemessen hohen Verwaltungsaufwand als Folge der Streichung des Schwellenwertes aus, da die Antragsteller selbst eine Kostenabwägung von Kosten der Antragstellung und Nutzen der Umlageentlastung vornehmen.

- **§ 31 EnUG-E – Deckelung der Umlagen**

Der VIK begrüßt die vorgesehene Gesamtdeckelung der verbleibenden Kosten der durch die Anwendung der neu gefassten BesAR gedeckelten Umlagen in § 31 EnUG-E. § 31 (3) EnUG-E muss dahingehend präzisiert werden, dass die listenabhängigen Deckel für die Summe der Belastungen aus **allen** Umlagen gelten. Außerdem ist es erforderlich, dass sich die Deckelung der Umlagen auf die Summe der Verbräuche aller (begünstigten) Abnahmestellen des Unternehmens inkl. des Selbstbehalts bezieht. Ferner muss mit Blick auf § 31 (2b) und (3b) EnUG-E festgestellt werden, dass diese nicht über die Anforderungen der KUEBLL hinaus gehen darf. **Nach den KUEBLL** gilt für Unternehmen aus Sektoren der Liste 2 des Anhangs I die Anforderung, dass sie mindestens 50 % ihres Strombedarfs aus CO₂-freien Energiequellen decken, wovon entweder mindestens 10 % durch ein Termininstrument wie einen Strombezugsvertrag oder mindestens 5 % durch vor Ort oder in der Nähe des Standorts erzeugten Strom gedeckt werden müssen, Erstens ist die Umsetzung in einen festen 10 km-Radius zu eng, bei den relevanten Versorgungskonstellationen können auch weiter entfernte Anlagen noch „in der Nähe des Standorts“ im Sinne der KUEBLL erzeugt sein. Und zweitens setzen die KUEBLL nicht voraus, dass der Grünstromvertrag unmittelbar mit dem Anlagenbetreiber geschlossen sein muss. Die überschießenden Vorgaben des EnUG-E sind weder mit den KUEBLL noch mit der Praxis vereinbar. Regelmäßig werden Grünstromverträge gerade nicht mit dem unmittelbaren Anlagenbetreiber, sondern z.B. mit dessen Konzernmutter, einer Konzernvertriebsgesellschaft oder völlig unabhängigen Grünstromvermarktern geschlossen. Im EFET-Vertragsmuster für PPAs, das dem Markt derzeit wichtige Orientierung gibt, ist dies nicht vorgesehen. Denn es gibt keinerlei wirtschaftlich oder technisch relevante Gründe dafür, dass Grünstrom nur von dem unmittelbaren Anlagenbetreiber selbst vermarktet werden

darf. Sämtliche derartige Verträge wären für § 31 (2b) und (2c) EnUG-E nicht hinreichend, für die KUEBLL aber durchaus schon.

- **§ 30 EnUG-E – Gegenleistungen und Voraussetzungen der Begrenzung**

Die Beihilfeleitlinien sehen Gegenleistungen (z. B. Auditierungen u. v. m.) vor. Diese müssen maßvoll ausgestaltet werden. Der deutsche Gesetzgeber sollte an dieser Stelle nicht über die europäischen Vorgaben hinaus gehen. Insbesondere müssen Investitionsentscheidungen in Transformationsprojekte in der Entscheidungshoheit des Unternehmens im Einklang mit der individuellen Strategie, Liquiditätssituation und dem geplanten Investitionsportfolio bleiben. Ansonsten widersprechen die Anforderungen an die Entlastungen dem Ziel des Erhalts der Wettbewerbsfähigkeit. Insbesondere sollte der in § 30 (2) (a) (cc) EnUG-E genannte Anteil des gewährten Begrenzungsbetrags, der in durch Energiemanagementsysteme vorgeschlagene Maßnahmen investiert werden soll, nicht höher als die Vorgabe der KUEBLL sein. Eine Orientierung an den deutlich strengeren Kriterien der BECV lehnt der VIK ab.

Darüber hinaus sollte im § 30 (3a) cc) EnUG-E eine Klarstellung erfolgen, dass die für alle Verbraucher gewährte Umlagereduzierung (Absenkung auf null ab 1. Juli 2022) bei der Berechnung der Gegenleistung außer Betracht bleibt. Die Regelungen des § 30 Nr. 3b EnUG-E sollten in Anlehnung an die KUEBLL erfolgen, um Wettbewerbsverzerrungen auf dem Binnenmarkt bei der Kompensation von Umlagen für stromkostenintensive Unternehmen zu vermeiden. Aus diesem Grunde sollte eine Amortisationszeit von maximal drei Jahren bei der Einstufung der Wirtschaftlichkeit von Investitionen gelten. Damit für Unternehmen auch angemessene Möglichkeiten zur Erfüllung der Anforderungen bestehen, muss gewährleistet sein, dass Gegenleistungen in Form von Energieeffizienzmaßnahmen, die von Unternehmen in anderen Ausnahmefällen zum Ansatz gebracht wurden, auch im Rahmen des EnUG angerechnet werden dürfen.

Im Absatz 3 a) des § 30 EnUG-E sollte der Gesetzestext zur Vermeidung von Missverständnissen noch so angepasst werden, dass eindeutig verständlich ist, dass es sich bei den Abschnitten aa), bb) und cc) um alternative Bedingungen handelt.

- **§ 28 EnUG-E – Entlastung der gesamten Wertschöpfungsketten über die Erfassung aller relevanten Stromverbräuche**

Bei Unternehmen, die Unternehmen nach §28 EnUG-E mit Hilfs- oder Zwischenprodukten wie Wärme, Kälte oder Druckluft beliefern, sind Strommengen von den EnUG-Umlagen zu entlasten, sofern sie zur Produktion dieser Hilfs- oder Zwischenprodukte und deren Lieferung an Unternehmen nach §28 EnUG-E dienen. Nur auf diese Weise werden alle Stromverbräuche der im internationalen Wettbewerb stehenden Wertschöpfungsketten erfasst.

- In § 32 (1) e) EnUG-E wird die Nachweisführung der Deckung des Stromverbrauchs durch erneuerbare Energien im Zusammenhang mit § 30 (3) b) EnUG-E geregelt. Unserer Meinung nach sollte ergänzend zur Regelung des Buchstaben aa) der Buchstabe bb) des § 32 Ziffer e) dahingehend geändert werden, dass auch beim Vorliegen von Zeitgleichheit zwischen den mess- und eichrechtskonformen Messungen der Erzeugung und des Verbrauchs auch Durchleitungen

möglich sind. Denn es ist nicht ersichtlich, warum bei nachgewiesener Zeitgleichheit zwischen Erzeugung aus erneuerbaren Energie-Anlagen auf der einen Seite und Verbrauch auf der anderen Seite eine Durchleitung durch das Netz schlechter gestellt werden soll als Standorterzeugung. In beiden Fällen erfolgt eine nachgewiesene Deckung aus erneuerbaren Energien.

Entbürokratisierung der Besonderen Ausgleichsregelung notwendig

- Der VIK begrüßt den Verzicht auf die Anwendung unternehmensindividueller Stromintensitätskriterien, da dies sowohl den Kreis der Antragsberechtigten im Einklang mit den KUEBILL erweitert und darüber hinaus auch die Antragstellung grundsätzlich erleichtert. Dennoch sollten weitere Potenziale zur Reduzierung des administrativen Aufwands umgesetzt werden.

- **§ 40 EnUG-E – Antragstellung und Entscheidungswirkung**

Darüber hinaus sollte die Möglichkeit einer Streckung der Antragsbescheidung auf längere Zeitintervalle geprüft werden. Eine für mehrere Jahre gültige Bescheidung würde die Planungssicherheit erhöhen und den massiven bürokratischen Aufwand der Unternehmen verringern.

Der VIK begrüßt, dass die Anforderungen für die Prüfnachweise reduziert werden sollen. Allerdings ist in §40 EnUG-E weiterhin eine materielle Ausschlussfrist für den Fall der Beantragung gemäß § 31 Nr. 3 EnUG-E vorgesehen. Die Ausschlussfrist hat in der Vergangenheit in Einzelfällen auch bei nach bestem Wissen und Gewissen eingereichten Unterlagen zu erheblichen Härten geführt. Daher sollte von einer materiellen zu einer formellen Frist übergegangen werden, um die Möglichkeit zur Nachforderung und Nachreichung von antragsrelevanten Unterlagen zu schaffen.

- **§ 41 EnUG-E – Übertragung von Begrenzungsbescheiden**

Unser Verständnis ist, dass § 41 EnUG-E die bisher in § 67 EEG 2021 geregelte Umwandlung ablöst und es für eine Übertragung eines Begrenzungsbescheides für eine Abnahmestelle ausreichend ist, dass die wirtschaftliche und organisatorische Einheit an der Abnahmestelle erhalten bleibt und daher die wirtschaftliche und organisatorische Einheit der Gesellschaft, zu der die Abnahmestelle gehört irrelevant ist. Unser Verständnis ist zudem, dass die bisherige Beschränkung des § 67 (1) EEG auf bestimmte Maßgaben einhaltende Umwandlungen für den Rückgriff auf Daten der Vergangenheit ersatzlos entfallen soll. Die Regelungen des § 41 EnUG-E sollte dies entsprechend klarstellen. Auch § 33 EnUG-E bringt hier keine hinreichende Klarheit.

§ 46 EnUG-E – Messen und Schätzen

Die Anschlussregelung muss auch zum Ziel haben, zu administrativen Vereinfachungen im Vergleich zur BesAR zu gelangen. Eine „Entschlackung“ der Unterlagen im Rahmen der Antragstellung ist im Sinne des dringend notwendigen Bürokratieabbaus unerlässlich. Wichtiger Baustein ist hierbei eine sinnvolle Reduzierung der Anforderungen an die Drittmengenabgrenzung, da die Kosten für Abgrenzungsmessungen für die verbleibenden Umlagen nach den geltenden Regelungen dann in keinem sinnvollen Verhältnis mehr stehen. Hierzu schlagen wir eine optionale Pauschalregelung im Sinne eines geringen

„Abgrenzungsentgeltes“ zur Entlastung von den aufwändigen Messpflichten vor. Auf diese Weise könnte eventuellen Schätzungenauigkeiten Rechnung getragen werden.

Einer Abgrenzung von Strommengen durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen bedarf es abweichend von Absatz 1 Satz 2 nicht, wenn die Abgrenzung technisch unmöglich oder mit unververtretbarem Aufwand verbunden ist und auch eine Abrechnung nach Nummer 1 aufgrund der Menge des privilegierten Stroms, für den in Ermangelung der Abgrenzung der innerhalb dieser Strommenge geltende höchste Umlagesatz anzuwenden wäre, wirtschaftlich nicht zumutbar ist. Um die Anforderungen praxistauglicher zu gestalten, sollte das Kriterium der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit nicht kumulativ, sondern durch eine „oder“-Verknüpfung als eigenständiges Kriterium gelten (§46 (2) Nr. 2 EnUG-E). Jedes Kriterium für sich ist bereits einschränkend genug. Zudem wird die „wirtschaftliche Unzumutbarkeit“ aufgrund der geringeren Entlastungshöhe neu bemessen werden. Insofern dürften aufgrund des wesentlich geringeren Umlagevolumens erheblich weniger Zähleinrichtungen wirtschaftlich sein, weshalb in erheblichem Umfang von der Verpflichtung zu Messungen abgesehen werden sollte. Entsprechend sollten zur Entlastung im Leitfaden der Bundesnetzagentur mehr Schätzmöglichkeiten eingeräumt werden.

Die Anforderungen des § 46 (5) EnUG-E bringen nicht nur keine Entschlackung, sondern führen ganz im Gegenteil zu einer verschärften Anforderung: Auch für BesAR-Unternehmen werden künftig 15-Minuten-scharfe Messungen gefordert. Dies war bislang, nach § 62b (5) EEG 2021, nur für Eigenerzeuger und andere nach §§ 61-61i EEG 2021 privilegierte Unternehmen der Fall und scheint nun ohne sachlichen Grund auch auf BesAR-Unternehmen erweitert werden zu sollen. Um im Zuge der Umstellung der BesAR Systematik auf das Kriterium des Netzbezuges eine praxistaugliche Regelung zu realisieren, muss von dem Erfordernis des Nachweises der Zeitgleichheit abgesehen werden. In diesem Zusammenhang ist zu berücksichtigen, dass Stromverbräuche von Dritten im Zuge der Umsetzung der Vorgaben von §§ 62a, 62b EEG bereits den höchst ambitionierten Vorgaben zum Messen und Schätzen folgend erfasst werden, so dass zumindest eine unzulässige Privilegierung von Dritten automatisch ausgeschlossen ist. Würde der Aufwand weiter verschärft, würden „BesAR-Unternehmen“ trotz der aufwändigen und teuren Installation von Messtechnik und der Erstellung ihrer detaillierten Messkonzepte weitere Verschärfungen drohen. Da die Einführung des Nachweises der Zeitgleichheit mit § 46 (5) EnUG-E keine Steuerungswirkung mit Blick auf das politische Ziel, einer unzulässigen Privilegierung vorzubeugen, entfaltet, aber gleichzeitig den finanziellen und administrativen Aufwand für die BesAR-Unternehmen erhöht, sollte er ersatzlos gestrichen werden.

Die Regelung des § 46 (6) EnUG-E muss zudem überarbeitet werden, da sie in der vorliegenden Form eine Einschränkung gegenüber dem § 62b (6) EEG 2021 darstellt. Gleichzeitig müssen die Regelungen des § 104 (10) und (11) EEG 2021 zumindest im Rahmen der Übergangsbestimmungen fortgeschrieben werden.

Rechtssichere Anerkennung von § 35 MessEG-Ausnahmen

Im Kontext der Thematik des Messens sollte im Zuge der Novellierung folgendes Problem behoben werden:

Um bei gleichbleibenden gewerblichen Verbrauchern eine administrative Vereinfachung der mess- und eichrechtlichen Vorgaben zu ermöglichen, wurde die Regelung des §35 MessEG eingeführt, die unter Wahrung der Qualitätsanforderungen eine Ausnahme von der

Eichpflicht vorsieht. Diese Regelung wird insbesondere von Betreibern von Industrie- und Chemieparks und den dort ansässigen Unternehmen nach Prüfung durch die zuständigen Landeseichbehörden in Anspruch genommen.

Es besteht – auch nach Veröffentlichung des „Leitfadens zum Messen und Schätzen“ der Bundesnetzagentur (Stand: Oktober 2020) – leider keine Klarheit darüber, ob die unter Anwendung dieser Regelung ermittelten Mengen für die jeweilige Versorgungsbeziehung auch im Rahmen der §§ 62 a, b EEG (zukünftig §§ 45, 46 EnUG) genutzt werden dürfen, d.h. ob ungeeichte Messeinrichtungen, für die eine Ausnahmegenehmigung nach §35 MessEG vorliegt, als „mess- und eichrechtskonforme“ Messeinrichtung im Sinne des §62b EEG (zukünftig §46 EnUG) gelten. Sollte dies nicht der Fall sein, würde die Regelung des §35 MessEG, die der administrativen Erleichterung dient, ins Leere laufen, was einen erheblichen technischen und bürokratischen Aufwand nach sich ziehen würde. Daher sollte klargestellt werden, dass Messeinrichtungen, für die eine Genehmigung nach § 35 MessEG vorliegt, als mess- und eichrechtskonform im Sinne des §46 EnUG gelten.

Notwendige Anpassung der Stromkennzeichnung für BesAR-privilegierte Kunden

Im Zuge der Abschaffung der EEG-Umlage ist zu gewährleisten, dass im Rahmen der Stromkennzeichnung und der damit verbundenen Allokation von Strom aus erneuerbaren Energien mit EEG-Förderung auf Letztverbraucher in Deutschland nur noch ein einheitlicher Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien Anwendung findet und dieser mit sofortiger Wirkung damit auch für die gemäß BesAR von anderen Umlagen entlasteten Letztverbraucher gilt. Der VIK begrüßt daher die im Fachgespräch vom 3. März 2022 vom UBA und BNetzA vorgestellte Neuregelung der Stromkennzeichnung, sieht jedoch die Notwendigkeit, die Stromkennzeichnung unmittelbar zum 1. Juli 2022, zeitgleich mit der Herabsetzung der EEG-Umlage auf null, anzupassen.

§ 21 (6) EnUG-E – Netzverluste

Der Anwendungsbereich des § 21 (6) EnUG-E ist im Referentenentwurf auf Betreiber von Netzen zur allgemeinen Versorgung beschränkt. Der VIK plädiert dafür, daneben auch geschlossene Verteilernetze in der Regelung zu Verlustenergie zu berücksichtigen, da die Umlagepflicht durch das EnUG allgemein auf Netzbezug abstellt und daher auch in geschlossenen Verteilernetzen Umlagen anfallen, andererseits auch diese Netze von Stromverlusten betroffen sind.

§ 22 EnUG-E – Umlageentlastung für Wärmepumpen und andere Dekarbonisierungstechnologien

Wir begrüßen den grundsätzlichen Ansatz, die Umlagen für elektrisch angetriebene Wärmepumpen auf null abzusenken. Allerdings zielt die Regelung in §22 EnUG-E vorwiegend auf niedrige Temperaturbereiche und schließt in der Folge weite industrielle Anwendungsbereiche aus. Um die Wärmepumpentechnologie auch im Industriebereich, wo deutlich höhere Temperaturniveaus erreicht werden müssen, anzureizen, muss die erforderliche Jahresarbeitszahl zumindest in industriellen Anwendungsbereichen deutlich abgesenkt werden. Durch die in der Industrie benötigten großen Wärmemengen könnten damit sehr große Dekarbonisierungspotenziale erschlossen werden. Auch die derzeit in der beihilferechtlichen Notifizierung befindliche „Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze“ sieht eine deutlich geringere Jahresarbeitszahl von 1,25 als Förder Voraussetzung vor.

Wir schlagen daher vor, in § 22 (1) Nr. 2 EnUG-E eine zusätzliche dritte Kategorie c) einzuführen, die Hochtemperaturwärmepumpen mit Wärmebereitstellung oberhalb 130°C und einer Jahresarbeitszahl ab 1,25 und größer umfasst.

Darüber hinaus muss eine Umlageentlastung auch für andere strombasierte Dekarbonisierungstechnologien möglich sein.

Entlastung der Wasserstoffherzeugung

- **§36 EnUG-E – Herstellung von Wasserstoff in stromkostenintensiven Unternehmen**

§ 36 EnUG-E überführt im Wesentlichen § 64a EEG 2021 in das Energie-Umlagen-Gesetz. Allerdings wird dabei der Regelungsgehalt gegenüber dem geltenden EEG eingeschränkt. Der VIK schlägt vor, analog zur heutigen Regelung in den §§ 64a (6) EEG die Antragstellung durch nichtselbständige Unternehmensteile zu ermöglichen und die erweiterte Unternehmensdefinition von § 64a (8) EEG 2021 in das EnUG zu übertragen, um insbesondere in der Markthochlaufphase Projektgesellschaften eine Umlagenentlastung zu ermöglichen.

- **§26 EnUG-E – Anforderungen an Grünen Wasserstoff**

Bezüglich der Anforderungen an Grünen Wasserstoff nach § 26 verweisen wir auf die Stellungnahme des VIK vom 21. Februar 2022 zur Grünstromdefinition für H₂-Elektrolyseure im Rahmen des delegierten Rechtsaktes des EU-KOM zu EU 2018/2001. Diese ist der vorliegenden Stellungnahme als Anlage 1 beigefügt. Im Zuge des Markthochlaufs von Wasserstoff sollte insbesondere in der gegenwärtigen Situation auf zusätzliche Kriterien beim Bezug von Grünstrom verzichtet werden. Wir halten ungekoppelte Herkunftsnachweise für vollkommen ausreichend und geeignet, um die Verwendung erneuerbaren Stroms bei der Wasserstoffproduktion nachzuweisen. Der VIK fordert daher die Bundesregierung auf, sich bei der europäischen Kommission für eine entsprechende Regelung im delegated act nach Art 27(3) der RED II sowie der Erarbeitung der RED III einzusetzen.

Allgemeines

In § 2 EnUG-E wird in Ziffer 12 der Begriff „Netzentnahme“ bestimmt und festgelegt, dass die Entnahme der jeweils nachgelagerten Netzebene keine Netzentnahme ist. Hier erscheinen die Fälle des sog. „Pancaking“ nach § 14 (2) StromNEV nicht hinreichend berücksichtigt worden zu sein. Es ist daher eine präzisierende Erläuterung notwendig, dass sachgerechte Sonderlösungen nach § 14 (2) Satz 3 StromNEV dem Sinn nach ebenfalls keine „Netzentnahme“ sind.“

2. Zum Themenkomplex EEG (Artikel 1 und 2 – EEG)

§§28d, 39o, §88e EEG-E – Hybridkraftwerke/innovative Konzepte

Der VIK begrüßt ausdrücklich die Aufnahme von Ausschreibungen für die Kombination von wasserstoffbasierter Stromspeicherung und Erneuerbare-Energien-Anlagen in die Förderung in § 28d und § 39o EEG-E. Der VIK sieht es jedoch als notwendig an, auch andere innovative Speichertechnologien und Flexibilitäten in die Ausschreibungen einzubeziehen, wie etwa Druckluft- oder chemische Speicherkonzepte oder auch

Hochtemperaturspeicher, im Zusammenspiel mit Erneuerbaren Energien, um die für die energetische Transformation der Industrie nötigen Ausbauziele für Speicher zu erreichen.

Darüber hinaus lehnt der VIK die Beschränkung auf einen räumlichen Bezug zwischen Speicherstandort und erneuerbaren Energiequellen ab, wie wir es bereits in der Stellungnahme vom 21. Februar 2022 zur Grünstromdefinition für H₂-Elektrolyseure im Rahmen des delegierten Rechtsaktes der EU-KOM zu EU 2018/2001 (vgl. Anlage 1) ausgeführt haben. In jedem Fall entfalten Herkunftsnachweise für Grünstrom ihr Potential, da sie den Strombezug per se und damit die pro MWh produzierten Erneuerbaren Stroms anrechenbare Investitionsleistung in produzierende Erneuerbare Energien-Anlagen explizit nachweisen. Entsprechend ist ein bilanzieller Bezug von Grünstrom auch aus räumlich entfernten Anlagen sachdienlich.

Um die Potenziale innovativer Konzepte umfassend zu erschließen, sollte sichergestellt werden, dass keine unnötigen Restriktionen erlassen werden. So sollte klargestellt werden, dass auch eine Bietergemeinschaft aus mehreren (natürlichen oder juristischen) Personen an den Ausschreibungen teilnehmen darf; insbesondere darf es nicht Voraussetzung sein, dass eine Personenidentität von Betreibern einzelner Komponenten des Hybridkraftwerks bestehen muss.

Daneben sollte die Ausschreibung auch für bestehende EE-Anlagen geöffnet werden, soweit diese repowered werden.

§§ 100, 101 EEG-E – Erweiterung der Übergangsregelung zum Bestandsschutz für Eigenversorgung/Eigenerzeugung (§ 104 (4) EEG 2017, § 104 (5) EEG 2021)

Im Einklang mit den verfassungsrechtlichen Rückwirkungsgarantien ist die Fortgeltung aller Bestandsschutz- und Rechtsnachfolgeregelungen sowie der § 104 (4) EEG 2017 und § 104 (5) EEG 2021 geboten. Aus Gründen der Rechtsklarheit und Rechtssicherheit sollte eine klarstellende Harmonisierung der Regelungen erfolgen. Zwar ist das vorgenannte Ziel durch einige Formulierungen im Referentenentwurf erkennbar, allerdings besteht durchaus ein Interpretationsspielraum, der wieder zu zahlreichen Rechtsstreitigkeiten führen könnte. Dies sollte im Interesse aller Beteiligten vermieden werden.

Die Novellierung muss daher schon aus Konsistenzgründen auch sämtliche bislang bestehenden Eigenerzeugungskonstellationen und die vom Gesetzgeber dazu bislang geschaffenen Bestandsschutzregelungen umfassen, zu denen auch anteilige vertragliche Nutzungsrechte an einer bestimmten Erzeugungskapazität an einer Stromerzeugungsanlage gemäß § 104 (4) EEG 2021 und damit auch der diesbezügliche Streitbeilegungsmechanismus des Absatzes 5 gehören, den der Gesetzgeber erst mit Wirkung zum 2. Februar 2021 geschaffen hat. Dasselbe gilt für die vom Gesetzgeber bereits eingeräumten Leistungsverweigerungsrechte des § 104 (4) EEG 2017.

§ 101 EEG-E 2023 formuliert einen beihilferechtlichen Genehmigungsvorbehalt, der aber in keinem Zusammenhang mit den Regelungen zu Kraftwerksscheiben im Sinne des § 104 (4) EEG 2017 und zu den Vergleichsansprüchen des § 104 (5) EEG 2021 steht.

Durch den Wortlaut der Aufhebungsregelung in § 101 EEG-E 2023 wäre eine Auslegung möglich, dass die Regelungen des § 104 (4) EEG 2017 und des § 104 (5) EEG 2021 nicht mehr gelten.

Die Fortgeltung der Regelungen ist aber wichtig, da es unter anderem zahlreiche rechtliche und gerichtliche Streitigkeiten gibt. Diesbezüglich besteht die Gefahr, dass eine Aufhebung dieser Regelungen im Rahmen der Novelle des EEG 2023 von den Gerichten im Hinblick auf die Gesetzeslage zum Zeitpunkt der Entscheidung der mündlichen Verhandlung so interpretiert wird, dass es die Regelungen der § 104 (4) 2017 und des § 104 (5) EEG 2021 nicht mehr gibt und diese keine Rechtsansprüche mehr begründen können.

Auch die Übergangsregelung des § 66 des neuen EnUG führt zu keiner eindeutigen Gesetzeslage. Es wird deshalb angeregt, dass die Regelungen des § 104 (4) EEG 2017 und des § 105 EEG 2021 sowie aller Bestandsschutz- und Rechtsnachfolgeregelungen ausdrücklich im Hinblick auf die Fortgeltung im Gesetzestext aufgeführt werden. Dazu sollten folgende Änderungen vorgenommen werden:

- In Nummer 84 des Referentenentwurfes: „Die §§ 101 bis 105 werden – mit Ausnahme des § 104 (4) und (5) – durch folgenden § 101 ersetzt...“
- In § 100 (1) EEG 2023 sollte nach Ziffer 3. folgender Satz 2 eingefügt werden: „Die §§61e-61i sowie die Absätze 4, 5 des § 104 gelten weiter fort.“

Weiterhin wird angeregt, dass eine Regelung in den Gesetzestext aufgenommen wird oder zumindest eine Klarstellung in der Gesetzesbegründung mit folgendem Inhalt ergänzt wird:

Alle Leistungsverweigerungsrechte und sonstigen Ansprüche, auf die sich ein Adressat bis zum Inkrafttreten des EEG 2023 berufen konnte, bestehen fort. Der Adressat kann auch künftig in dem bis zum Inkrafttreten des EEG 2023 geltenden Umfang diese Leistungsverweigerungsrechte und sonstigen Ansprüche beanspruchen.

3. Zum Themenkomplex Herkunftsnachweise (Artikel 13 – HkRNDV)

Allgemeines – Herkunftsnachweise für Eigenerzeugungsanlagen

Nach der gegenwärtigen Rechtslage gibt es keine Herkunftsnachweise für Strom aus EE-Anlagen, der vom Anlagenbetreiber selbst verbraucht wird. Daher kann der Anlagenbetreiber – obgleich er grünen Strom erzeugt und verbraucht – diesen nicht bei seiner Stromkennzeichnung berücksichtigen. Dieses Ergebnis ist sachwidrig und konterkariert die Bemühungen vieler energieintensiver Unternehmen, auch durch zunehmenden Einsatz von z. B. on-site PV-Anlagen zu Dekarbonisierung der deutschen Wirtschaft beizutragen. Auch dieses Problem sollte im Zuge des sog. Osterpakets adressiert und gelöst werden.

§30a HkRNDV-E – Gekoppelte HKN

Der neue § 30a HkRNDV ersetzt die bisherige „optionale Kopplung“ von Herkunftsnachweisen durch das System der „gekoppelten Lieferung“. Der VIK sieht hierin eine sinnvolle Verbesserung und deutliche Verfahrensvereinfachung gegenüber der vorherigen Regulierung für diejenigen Letztverbraucher, die eine derartige Kopplung wünschen. Insbesondere durch die Erweiterung auf einen zu referenzierenden Erzeuger- und Verbraucherbilanzkreis wird sämtlichen in der Branche gängigen PPA-Konzepten eine „gekoppelte Lieferung“ als HKN-Eigenschaft ermöglicht. Auch die prozessuale Veränderung und Verschiebung auf den Entwertungs-Vorgang erscheint sachgerecht. Dennoch stellen wir fest, dass zusätzliche Randbedingungen das – auf bilanzieller Betrachtung beruhende – Herkunftsnachweissystem im Grundsatz ad absurdum führen. Im Falle netzbezogenen

Stroms beruht eine Stromlieferung nur auf Bilanzkreisnominierungen und ist deshalb immer eine Handelsbetrachtung. Der netzphysikalisch plausibilisierbare Stromfluss ist von Handelsströmen unabhängig. Infolge ist eine Kopplung von Herkunftsnachweisen an einen Stromliefervertrag (z.B. in einem PPA) zwar möglich, aber nicht notwendig, und widerspricht dem Modell des liberalisierten und europäisch integrierten Strommarktes. Eine verpflichtende Kopplung von Herkunftsnachweisen an eine bestimmte Stromlieferung lehnt der VIK daher grundsätzlich ab.

Ferner sollte mit Blick auf § 6 (2) Satz 2 HkRNDV eine Änderung erfolgen, um eine Entwertung auch durch Letztverbraucher möglich zu machen. Die aktuellen Regularien, z. B. des § 6 HkRNDV stehen dem entgegen.

4. Zum Themenkomplex KWKG (Artikel 14-15)

§ 6 (1) Satz 1 Nr. 6 KWKG-E – Wasserstofffähigkeit (H₂-Readiness) und Kosten der Modernisierung

KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 10 Megawatt, die nach dem 30. Juni 2023 nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigt werden, sollen nach § 6 (1) Satz 1 Nr. 6 KWKG-E künftig nur dann förderfähig sein, wenn die KWK-Anlage nach dem 1. Januar 2028 mit höchstens 10 % der Kosten, die eine mögliche Neuerrichtung der KWK-Anlage mit gleicher Leistung betragen würde, so umgestellt werden können, dass sie Ihren Strom ausschließlich auf der Basis von Wasserstoff gewinnen können.

Bei Modernisierung von bestehenden KWK-Anlagen sieht der Referentenentwurf vor, dass die Kosten der Umrüstung der Anlagen auf den ausschließlichen Betrieb auf Basis von Wasserstoff von den förderfähigen Kosten im Rahmen der Modernisierung ausgenommen werden.

Der VIK begrüßt, dass frühzeitig Signale in die Branche gesendet werden, damit sich Betreiber von Gaskraftwerken/KWK-Anlagen auf den Einsatz von Wasserstoff als Brennstoff vorbereiten können.

Unter Berücksichtigung der Klimaziele ist es nachvollziehbar, perspektivisch Lock-In-Effekte durch den weiteren Einsatz fossiler Energieträger vermeiden zu wollen. Damit verbunden ist jedoch die Notwendigkeit, die kraftwerksseitigen Voraussetzungen für eine spätere Umrüstung nachzuweisen.

Kriterien für H₂-Readiness

Die vorgesehene 10 %-Klausel als Kriterium für die H₂-Readiness, birgt die Gefahr, dass sämtliche Risiken der späteren Umrüstung auf den Neupreis der zu errichtenden Anlage eingepreist werden, und dadurch die Investitionen nicht wirtschaftlich sind, verzögert oder gar verhindert werden.

Zur Festlegung der Umrüstung von KWK-Anlagen für den ausschließlichen Betrieb auf Basis von Wasserstoff und deren Überprüfung ist die Erarbeitung und Benennung technischer Kriterien zielführender, die durch unabhängige Sachverständige oder entsprechende Zertifizierungen nachgewiesen werden können. Die 10 %-Klausel sollte daher gestrichen und durch einen Auftrag zur Erarbeitung entsprechender technischer Kriterien ersetzt werden.

Modernisierung von bestehenden KWK-Anlagen

Da für die Modernisierung von KWK-Anlagen die Kosten für die Wasserstoff-Umrüstung und damit die Hauptkomponenten einer KWK-Anlage nicht angerechnet werden dürfen, werden Modernisierungen von bestehenden KWK-Anlagen deutlich erschwert. Angesichts des alternativen Transformationspfades der Elektrifizierung von Wärme droht den bestehenden KWK-Anlagen perspektivisch die Stilllegung und damit der Verlust effizienter Kraftwerkskapazität.

Dadurch sinkt die gesicherte Leistung in Deutschland, die im Gegenzug den Zubaubedarf von Peakern zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit erhöht.

Daher bedarf es einer zeitnahen Regelung, die auch die Modernisierung von Bestandsanlagen auf H₂-Readiness regelt.

§ 8 (4) KWKG-E – Kürzung der jährlich förderfähigen Vollbenutzungsstunden

Die schrittweise Absenkung der jährlich förderfähigen Vollbenutzungsstunden aus dem KWKG 2020 wird in § 8 (4) KWKG-E weiter vorangebracht. Neu ist die vorgesehene weitere Reduzierung der jährlich förderfähigen Vollbenutzungsstunden ab dem Jahr 2026 bis 2030; diese neue Regelung sieht eine weitere Reduzierung der förderfähigen Vollbenutzungsstunden ab dem Jahre 2025 in 200er Schritten bis zum Jahr 2030 vor.

Die Herleitung der Kürzung der jährlich förderfähigen Vollbenutzungsstunden ist nicht nachvollziehbar: Aufgrund des Wegfalls an Erzeugungsleistung durch den Ausstieg aus der Kernenergienutzung und der Kohleverstromung ist davon auszugehen, dass in den nächsten Jahren vorhandene Kraftwerksleistung zur Deckung der Residuallast und zur Bereitstellung gesicherter Erzeugungsleistung länger im Markt bleiben muss. Durch die Kürzung der Vollbenutzungsstunden wird der Kapitalrückfluss weiter verzögert, sodass sich die Rentabilität von Projekten mit bereits bestehender Förderung im Nachhinein verschlechtert. Dies steht dem notwendigen Ausbau von zusätzlichen KWK-Anlagen und der Modernisierung von Bestandsanlagen entgegen.

Damit müssten sich die Vollbenutzungsstunden zumindest kurz- bis mittelfristig eher erhöhen, um den beschriebenen Anforderungen gerecht zu werden als abnehmen, entgegen des im Referentenentwurf dargestellten Reduktionspfades.

Die vorgesehene stufenweise Absenkung der jährlich förderfähigen Vollbenutzungsstunden sollte daher gestrichen werden.

§ 6 (1) Satz 1 Nr. 2 KWKG-E – Wegfall von Biomethan als förderfähiger Brennstoff

Mit der Änderung von § 6 (1) Satz 1 Nr. 2 KWKG-E soll die Förderung von KWK-Anlagen eingestellt werden, die Strom auf Basis von Biomethan erzeugen. Damit soll sichergestellt werden, dass Biomethan künftig nur noch in Spitzenlastkraftwerken (Peakern) eingesetzt werden, die höchstens in 10 % der Stunden eines Jahres Strom erzeugen.

Biomethan ist allerdings in einigen Anwendungsgebieten teilweise die einzige Lösung zur Dekarbonisierung. Die Erzeugung von grünem Dampf/grüner Wärme wäre mit dem Entfall der Förderung durch das KWKG ausgeschlossen.

Daher spricht sich der VIK für die Erhaltung von Biomethan als förderfähigem Brennstoff im KWKG aus. Zumindest darf ein partieller Einsatz von Biomethan nicht zum vollständigen Verlust der KWK-Förderung führen. Wenn Biomethan als Brennstoff eingesetzt wird,

sollte die KWK-Förderung lediglich für die aus Biomethan erzeugten Strom- und Wärmemengen aufgeschoben werden und sich dieses Förderungsverbot nicht auf die gesamte Anlage beziehen.

§§ 7a, 8d KWKG 2023 – Eigenversorgungsprivileg für Bestandsanlagen

Trotz Wegfalls der EEG-Umlage ist eine eventuelle Förderkürzung für KWK-Strom, der in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird und im unwahrscheinlichen Fall des Wiederauflebens der EEG-Umlage den §§ 61e-61g und 104 (3) (Bestandsanlagenentlastungen) des aktuell geltenden EEG unterfällt, nach wie vor vorgesehen.

Wie oben dargestellt, ist für diesen als hypothetisch bezeichneten Fall des Wiederauflebens der EEG-Umlage eine Bestandsschutzregelung zwar grundsätzlich zu begrüßen. Allerdings sollte die Einschränkung der Förderung nach §§ 7a, 8d KWKG flankierend gestrichen werden, um den Unternehmen die notwendige Planungssicherheit zu geben. Unternehmen, die im Vertrauen auf den Wegfall der EEG-Umlage zukünftig möglicherweise Änderungen an den Anlagen vornehmen, etwa aus Effizienzgründen, müssen aus Gründen der Wirtschaftlichkeit dafür KWKG-Förderung erhalten. Für den Fall des Wiederauflebens der EEG-Umlage darf dies nicht zu Einschränkungen und Verlust an Planungssicherheit führen.

§ 15 (6) KWKG 2020, § 13 Absatz 1 EnUG-E – Abschlagszahlungen

§15 (6) KWKG 2020 führt dazu, dass der VNB dem KWKG-Anlagenbetreiber bereits vor dem Vorliegen eines endgültigen Förderbescheids seitens des BAFA Abschlagszahlungen auf die erwartete Förderung auszahlen muss. Gleichzeitig besteht für den vorgelagerten ÜNB keine solche Pflicht, d.h. er kann gegenüber dem VNB eine entsprechende Erstattung dieser Abschläge verweigern, bis ein endgültiger Förderbescheid vorliegt. Dies kann, insbes. bei kleineren VNB, zu einer erheblichen Liquiditätsbelastung führen. §13 (1) Nr. 2 EnUG-E muss daher um den Hinweis ergänzt werden, dass §15 (6) KWKG 2020 im Verhältnis zwischen VNB und ÜNB entsprechend anzuwenden ist.

Der VIK ist seit 75 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 Energieeinsätze und rund 90 Prozent der versorgerunabhängigen Stromerzeugung in Deutschland zusammengeschlossen.

ANLAGE 1 — VCI/VIK-Diskussionspapier

zur

Grünstromdefinition für H₂-Elektrolyseure (Delegierter Rechtsakt der EU-KOM zu EU 2018/2001)

1. März 2022

Bestrebungen der EU-KOM zur Grünstromdefinition für H₂-Elektrolyseure

Auf europäischer Ebene ist der Hochlauf einer europäischen Wasserstoffwirtschaft ausdrücklich erwünscht (vgl. EU-H₂-Strategie). Dies soll u.a. durch derzeit laufende Prozesse zur Revision der RED II (VO 2001/2018) und zum Erlass des delegierten Rechtsaktes unterstützt werden. Aus den Diskussionen mit verschiedenen Stakeholdern, der Konsultation im Rahmen der EE-Verordnung 2021 und nicht offiziellen Zwischenentwürfen wird ersichtlich, dass die Kommission eine strenge Auslegung des Begriffs „Grünstrom“ zugrunde legt. Die Kommission verfolgt anscheinend außerdem das Ziel, die Erlangung des Grünstromkriteriums einer strombasierten Erzeugung von Wasserstoff an einen dadurch induzierten zusätzlichen Ausbau der Erneuerbaren Energien zu koppeln, weshalb das Kriterium der „Zusätzlichkeit“ in die Grünstromdefinition mit aufgenommen wurde.

VIK und VCI kritisieren die aus diesen restriktiven Kriterien resultierende Verhinderung eines schnellen Markthochlaufs für Wasserstoff und die teilweise sachfremde Regulierung, die grundlegende technische und ökonomische Tatsachen ignoriert, und weisen u.a. auf das bestehende Zertifikatssystem der Herkunftsnachweise für Elektrizität hin, mittels derer Stromqualität bzw. Herkunft zweifelsfrei und unstrittig insbesondere als Erneuerbare Energie nachgewiesen werden kann.

Die bekannten und wesentlichen Punkte des delegierten Rechtsakts definieren Grünstrom unter folgenden Bedingungen:

- 1) Es existiert eine Direktleitung zwischen Stromerzeuger und Elektrolyseur ohne Netzanbindung, bzw. im Falle einer Netzanbindung unter Nachweis, dass zur H₂-Produktion kein Strom aus dem Netz bezogen wurde. Der Stromerzeuger muss im selben Jahr in Betrieb gehen wie der Elektrolyseur (oder später); oder
- 2) Der Strombezug erfolgt über das öffentliche Netz

- a. „Zeitgleichheit bei Nutzung eines Power-Purchase Agreements“.

Es existiert ein Power-Purchase-Agreement zwischen Stromerzeuger und Betreiber des Elektrolyseurs, und die Errichtung der Stromerzeugungsanlage und des Elektrolyseurs darf maximal 24 Monate vor der Errichtung des Elektrolyseurs erfolgt sein. Der Bezug hat zeitgleich („in derselben Kalenderstunde“) zu erfolgen oder zeitgleich über einen Speicher, der sich hinter demselben Netzknotenpunkt wie der Elektrolyseur befindet, und durch Überschussstrom aus dem Power-Purchase-Agreement geladen wurde. Andere Entwürfe des delegierten Rechtsaktes sehen hinsichtlich der Grünstromeigenschaft alternativ eine maximale Stundenzahl des Elektrolyseurs vor, die sich aus den Stunden des Jahres multipliziert mit dem EE-Anteil der letzten 2 Jahre ergibt.
- b. Örtliche Korrelation (Lage in der Stromgebotszone)

Die EE-Anlage (unter Nutzung des PPA) befindet sich in derselben Strompreiszone wie der Elektrolyseur, oder die unterschiedlichen Stromgebotszonen weisen zu den betreffenden Stunden Preisgleichheit im Day-Ahead Markt auf, oder der Elektrolyseur befindet sich in einer Strompreiszone, die neben einer Offshore-Strompreiszone gelegen ist.

Abweichend von den o.g. Kriterien zur Stromgebotszone kann zum Zweck der Erlangung der Grünstromeigenschaft der Strombezug aus dem Netz in Stunden erfolgen, in denen die Day-Ahead-Auktion Preise von Null Euro oder weniger ergab, oder in Bilanzierungsperioden, in denen im vom Elektrolyseur betroffenen Netzabschnitt auf derselben Seite des Engpasses eine entsprechende Abregelung von Erneuerbaren nachgewiesen wurde.

Gemeinsame Stellungnahme von VIK und VCI

Vorbemerkung

Der VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft und der Verband der Chemischen Industrie – VCI bitten die Bundesregierung, sich bei der Europäischen Kommission für eine technologisch und ökonomisch sachgerechte und für die energieintensive Industrie pragmatisch umzusetzende Regulierung einzusetzen, die den Markthochlauf für Wasserstoff tatsächlich beschleunigt und nicht durch zusätzliche, sachfremde regulatorische Randbedingungen beschränkt. VCI und VIK bieten in diesem Zusammenhang ihre technische und energiewirtschaftliche Expertise und Erfahrung aus der industriellen Praxis für den weiteren Dialog mit Bundesregierung und Kommission an.

Klimafreundlicher Wasserstoff ist für die Transformation der Industrie zentral. Eine flächendeckende, leistungsfähige Transportinfrastruktur für klimafreundlichen Wasserstoff ist Prognosen zufolge nicht vor 2035 vorhanden. An den Produktionsstandorten muss deshalb zuvor die Wasserstoffherzeugung durch einen pragmatischen regulatorischen Rahmen ermöglicht werden.

Keine Anwendung einschränkender Kriterien für Anlagen, die bis einschließlich 2030 in Betrieb genommen wurden

VCI und VIK schlagen vor, strengere Kriterien zur Definition von Grünstrom in keinem Fall für Anlagen, die bis 2030 in Betrieb gegangen sind, anzuwenden, da EE- und Netzausbau sowie

die Transportinfrastruktur für Wasserstoff voraussichtlich bis dahin nicht hinreichend vorangekommen sind. Davor ist, wie im Folgenden ausgeführt, das vorhandene Instrumentarium vollkommen ausreichend, um die Verwendung von Grünstrom in der Wasserstoffproduktion nachzuweisen. Damit wird sichergestellt, dass die zusätzlichen Beschaffungsanforderungen für Grünstrom nicht in einer Verlangsamung des Markthochlaufs für Wasserstoff resultieren. Darüber hinaus ist eine Lernphase im Rahmen eines spürbaren Markthochlaufs und der Überwindung von Investitionsrisiken erforderlich.

Bedeutung des raschen und ungehinderten Hochlaufs einer H₂-Wirtschaft

Die Nutzung emissionsarmen Wasserstoffs ist zur Erreichung der Treibhausgasneutralität in der Grundstoffindustrie alternativlos. Die Pandemie zeigt sehr deutlich, dass globale Wertschöpfungsketten verwundbar sind und folglich eine inländische Absicherung der Grundstoffproduktion mittels adäquater Rahmenbedingungen geboten ist. Die Wasserstoffnutzung in der Industrie steht am Anfang von Wertschöpfungsketten, so dass sich dessen Gestehungskosten direkt auf die Wettbewerbsfähigkeit eines großen Produktportfolios auswirken. Hierfür ist eine adäquate Ausgestaltung der Anforderungen an grünen Wasserstoff erforderlich, da ohne diese eine hinreichende mittelfristige Verfügbarkeit und in der Folge auch ein Einsatz grünen Wasserstoffs insbesondere in der Industrie, aber auch in anderen Sektoren, undenkbar ist. Ein funktionaler, nachhaltiger Wasserstoffmarkt muss zügig entwickelt werden. Zentrales Ziel energie- und klimapolitischer Regelungen auch bezüglich einer Wasserstoffwirtschaft muss die Vermeidung von Treibhausgasemissionen sein. Einschränkungen im Hinblick auf die Netzdienlichkeit und Zusätzlichkeit von EE-Anlagen behindern den Markthochlauf und wären daher – falls notwendig – überhaupt erst in einer Phase akzeptabel, in der sich ein liquider Wasserstoffmarkt etabliert hat. Im Sinne einer handhabbaren Regelung für potentielle Investoren sollte sich die Bundesregierung auf EU-Ebene darüber hinaus für ein einfaches, rechtssicheres Zielbild einsetzen.

Allgemeine Bewertung

Die eingangs dargestellten, in Zwischenentwürfen enthaltenen Kriterien sind annähernd umfassend aufgeführt, um die Komplexität und den damit einhergehenden Regulierungsaufwand zu verdeutlichen. Darüber hinaus sind die Bedingungen energiewirtschaftlich und technisch nur in höchst seltenen Konstellationen zu erfüllen.

Die enge Verknüpfung von zusätzlichen Kriterien an den zur Wasserstoffherstellung verwendeten Strom aus Erneuerbaren Energiequellen und die Forderung nach einem raschen Markthochlauf grünen Wasserstoffs bergen neue und schwer zu beherrschende Risiken. Bei der kombinierten Gesamtplanung von Anlagen und Projekten in zwei ambitionierten Marktentwicklungsbereichen (Ausbau der EE und Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft) unter derart strikten Kriterien besteht die Gefahr, dass die Gesamtkomplexität und die betriebswirtschaftlichen Risiken für den jeweiligen Investor zu hoch werden. Dies kann, im Gegensatz zur intendierten Förderung von EE-Ausbau und H₂-Wirtschaft, in einer Investitions- und Innovationsblockade resultieren. Die Verbände schätzen die zusätzlichen Kriterien nicht als förderlich für das Ansinnen der Kommission ein, sondern als Barrieren. Jedoch ist, gerade in der Hochlaufphase – gemeinsam mit dem notwendigen Ausbau der EE –, ein regulatorischer Rahmen notwendig, der klare Investitionsanreize setzt, um die technologische Lernphase möglichst kurz zu halten und mit vielen Projekten am Start schnell zu einer signifikanten Kostendegression zu kommen. Nur dann können EE-Ausbau und H₂-Wirtschaft im gesetzten Zeitrahmen schnell und kostengünstig zur Klimaneutralität beitragen.

Zur Definition „Grüner Wasserstoff“

Die Einstufung als „grüne Wasserstofferzeugung“ ist neben der eventuellen Voraussetzung für Entlastungen auch für die unternehmensinterne Klimabilanzierung und den Nachweis von Nachhaltigkeit von Bedeutung. Grüner Wasserstoff setzt dabei den Nachweis der Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen voraus. Dies ist aus Sicht von VCI und VIK durch die Verwendung von Herkunftsnachweisen für grünen Strom vollumfänglich belegbar.

Flankierende Randbedingungen, wie sie oben dargestellt sind, würden das – auf bilanzieller Betrachtung beruhende – Herkunftsnachweissystem ad absurdum führen und die Möglichkeiten des Markthochlaufs deutlich einschränken. 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 Kopplung von Herkunftsnachweisen an einen Stromliefervertrag (z.B. in einem PPA) zwar möglich, aber nicht notwendig, und widerspricht dem Modell des liberalisierten und europäisch integrierten Strommarktes. Generell ist ein einheitliches technologieoffenes Regelwerk für handelsgültige Nachweise des ausbleibenden oder stark verringerten CO₂-Fußabdrucks für regenerativen oder „low carbon“ Wasserstoff erforderlich. Technologie-spezifisch unterschiedliche Regelungen sollten unterbleiben, da alle treibhausgasarmen Wasserstofferzeugungstechnologien für die Transformation in die Treibhausgasneutralität benötigt werden.

Regionalität

Die Beschränkung auf Strom aus derselben Gebotszone oder, im Fall von Preiskonvergenz, auf benachbarte Preiszonen, widerspricht dem Konzept des gekoppelten europäischen Strommarktes fundamental. Auch in diesem Fall entfalten Herkunftsnachweise für Grünstrom ihr Potential, da sie den Strombezug per se und damit die pro MWh produzierten Erneuerbaren Stroms anrechenbare Investitionsleistung in produzierende Erneuerbare Energien-Anlagen explizit nachweisen. Die Gewährung des Kriteriums „Grünstrom“ bei Netzbezug im Falle negativer Preise könnte zwar eine marginale Erleichterung dieser Kriterien darstellen, ist jedoch in keiner Weise hinreichend.

Allenfalls wäre eine Einschränkung auf physikalisch miteinander verbundene Netzgebiete Europas akzeptabel, aber wie oben dargestellt (insgesamt für jegliche Kriterien zutreffend) in keinem Fall vor einer hinreichenden Markthochlaufphase, d.h. nicht vor einem Inbetriebnahmedatum des Elektrolyseurs bis 2030.

Räumlichen Einschränkungen sollte seitens regulatorischer Maßnahmen nicht mittels einschränkender Kriterien für die Elektrolyseure, sondern mittels hinreichenden EE- und Netzausbaus begegnet werden. Allerdings führen wir nochmals vorsorglich aus, dass bilanzieller Bezug von Grünstrom auch aus räumlich entfernten Anlagen sachdienlich ist.

Zeitgleichheit

Zum Kriterium der Zeitgleichheit ist anzumerken, dass dieses aufgrund der noch fehlenden großflächigen Speicherkapazitäten nicht darstellbar ist. Aus energiewirtschaftlicher Sicht und im Sinne des Markthochlaufs wäre (nach einer Markthochlaufphase mit Inbetriebnahme bis 2030) eine Jahresmengenbilanzierung, allenfalls eine Quartalsbilanzierung ein akzeptabler Weg. Die Entwertung von Herkunftsnachweisen als Nachweis einer anteiligen Investitionsleistung in Erneuerbare-Energien-Anlagen hat unserer Ansicht einen größeren Effekt auf die

Treibhausgasminde rung als der Zwang, die Fiktion einer Direktverbindung von Erzeuger und Verbraucher beim Strombezug durch hochgradig vermaschte Netze und den dadurch suggerierten physikalischen Verbrauch erneuerbar erzeugten Stroms mit Hilfe dieses Kriteriums aufrecht zu erhalten. Mit einem künftig nahezu bzw. vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromsystem wird dafür zudem die Notwendigkeit hinfällig.

Zusätzlichkeit

Die Darstellung der Zusätzlichkeit schafft besondere Probleme. „Grünstrom“ ist nach Ansicht der Kommission nur der Strom, der aus nachweislich „hinreichend neuen“ Anlagen bereitgestellt wird. Mit diesem Kriterium der Zusätzlichkeit versucht die Kommission einseitig gewichtet, vordringlich das Ziel des Ausbaus der Erneuerbaren zu verfolgen und vernachlässigt dabei das maßgebende Ziel, den zur Erlangung von Treibhausgasneutralität gleichzeitig erforderlichen Markthochlauf von Wasserstoff zu beschleunigen.

Für den Fall, dass die Kommission auf dem aus Sicht der Verbände nicht sachgemäßen Zusätzlichkeitskriterium bestehen sollte, ist von Vorgaben für potentielle Betreiber von Elektrolyseuren abzusehen. Wie oben erläutert, schafft die Verknüpfung von EE-Ausbau mit dem Hochlauf einer H₂-Wirtschaft projektbezogene Risiken, die den Markthochlauf signifikant einträchtigen können. Für den Fall eines aus Sicht von Kommission und Mitgliedstaaten dennoch erforderlichen Zusätzlichkeitskriteriums schlagen VCI und VIK vor, allenfalls die Mitgliedsstaaten dazu zu verpflichten, die jeweiligen Ziele der inländischen Wasserstoffproduktion mit entsprechenden Ausbauzielen der Erneuerbaren Energien zu komplementieren. Die Zusätzlichkeit würde dadurch gewahrt, und die Mitgliedsstaaten hätten ein effektiveres Instrument zur gleichzeitigen Steuerung beider Ziele.

Weitere erforderliche Rahmenbedingungen

Bis 2030 abgeschlossene Power Purchase Agreements für die Erzeugung von RFNBO müssen über die gesamte Laufzeit auf die Zielvorgabe für den Mobilitätssektor gemäß Artikel 25 RED II anrechenbar sein, da andernfalls hinreichende Anreize für den Abschluss entsprechender Lieferverträge für Grünstrom ausbleiben. Darüber hinaus bedarf es der Schaffung adäquater Rahmenbedingungen für Energiespeicher.