

Brüssel, 14. Oktober 2026

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdeu.de

Positionspapier

Schaffung eines EU-Rechtsrahmens für Erneuerbare Energien nach 2030

Erneuerbare Energien mit einem ambitionierten Ziel und ermöglichen-
den Rahmenbedingungen im nächsten Jahrzehnt weiter ausbauen

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1. Ambitioniertes Ziel für die Erneuerbare Energien-Erzeugung setzen und dafür ermöglichende Rahmenbedingungen schaffen	3
2. Verbindliches Erneuerbare-Energien-Ziel festhalten und Zielarchitektur entschlacken. 4	
3. Elektrifizierung und Moleküle komplementär voranbringen	7
4. Kohärenz schaffen und Rechtssicherheit erhalten	9
5. Kooperation der Mitgliedstaaten und Kopplung der Sektoren unterstützen	12
6. Anhang „RED-Überarbeitung – Fokus EU-Wasserstoffregulierung“	15

Einleitung

1. Ambitioniertes Ziel für die Erneuerbare Energien-Erzeugung setzen und dafür ermöglichende Rahmenbedingungen schaffen

Die European Union Renewable Energy Directive (RED) ist seit mehr als 15 Jahren Kernbestandteil der europäischen Energiepolitik. Sie wurde bereits mehrfach angepasst und wird angesichts der vielfältigen globalen Herausforderungen – Klimawandel, geopolitische Risiken, Transformationsanforderungen, Elektrifizierung – im nächsten Jahrzehnt für die europäische Energie- und Wirtschaftspolitik noch bedeutender werden. Schon jetzt gehören die Erneuerbaren Energien (EE) fest zum Energiemix jedes EU-Mitgliedstaates, und der weitere EE-Ausbau post 2030 ist in allen EU-Ländern politisch und ordnungsrechtlich fest verankert. Die Grundlage dafür bildete seit 2023 die RED III im Einklang mit dem Emissions Trading System (ETS), EU-Strombinnenmarktrichtlinie, EU-Energieeffizienzrichtlinie, EU-Gebäuderichtlinie, Energy Security Act und anderen relevanten EU-Richtlinien. Bei Übertragung der RED-Regeln in die Regulatorik der Mitgliedstaaten wurden nationale Voraussetzungen berücksichtigt, um das verbindliche, übergeordnete Erneuerbare-Energien-Ziel (EE-Ziel) der EU von mind. 42,5 Prozent bis 2030 zu erreichen – mit einigem Erfolg: Der kontinuierlich zunehmende EE-Anteil an der Bruttostromerzeugung (2025 EU-weit bereits 47,5 Prozent, in Deutschland 59 Prozent) verdeutlicht das Interesse der europäischen Energiewirtschaft an der Transformation des Energiesystems und stellt durch Innovationen, Investitionen und Erfolge das Erreichen der Klimaneutralität im Jahr 2050 klar in Aussicht. Nimmt die Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs weiter zu, entfallen Umwandlungsverluste von fossilen Verbrennungstechnologien zu elektrischen Anwendungen und der Bruttoendenergieverbrauch sinkt – ein Hebel für mehr Effizienz, Versorgungssicherheit und Resilienz des Gesamtsystems. Der EE-Anteil im gesamten Bruttoendenergieverbrauch lag 2024 jedoch nur bei 25,2 Prozent; weitere Anstrengungen sind besonders im Bereich Wärme und Kälte – steht für rund die Hälfte des Endenergieverbrauchs – sowie im Verkehrssektor nötig.

Für das Energiesystem der Zukunft sind die EE-Technologien kombiniert mit Speichern, Flexibilität und auf Basis erneuerbarer und kohlenstoffarmer Brennstoffe betriebenen Kraftwerken wesentliche Säulen der Netzstabilität, Versorgungssicherheit und Resilienz und tragen zur volkswirtschaftlichen Wertschöpfung bei. Andererseits ist die Nutzung der EE in verschiedenen Anwendungen noch nicht wirtschaftlich oder mit für Investoren zu hohen Risiken verbunden, was den weiteren EE-Ausbau erschwert.

Vor diesem Hintergrund und mit Blick in das nächste Jahrzehnt muss die „RED post 2030“ an einem verbindlichen, ambitionierten EE-Ziel festhalten und durch flankierende Maßnahmen den EE-Ausbau unterstützen, um dieses Ziel unter Berücksichtigung nationaler Gegebenheiten und ohne Wettbewerbsnachteile EU-weit erreichen zu können. Ein verbindliches EE-Ziel ermöglicht größere Investitionssicherheit und hilft damit - durch economies of scale und Sichtbarkeit für Investoren - die Kapitalkosten zu reduzieren, Projektpipelines besser zu planen und

auch für Komponentenhersteller Sichtbarkeit für die Nachfrage und damit Produktionskapazitäten – insbesondere in Europa – zu stärken. Für die Energiesouveränität der Europäischen Union sind dies zentrale Aspekte.

Für die erfolgreiche Energiewende ist das Zusammenspiel von Elektronen und Molekülen entscheidend. Neben der verstärkten Elektrifizierung von Wärme, Transport und Produktionsprozessen bedarf es daher auch der komplementären Nutzung erneuerbarer und kohlenstoffarmer Moleküle, insbesondere in Sektoren, in denen eine Elektrifizierung technisch nicht möglich oder wirtschaftlich nicht sinnvoll ist. Zugleich schafft der weitere Ausbau Erneuerbarer Energien die Grundlage für die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff und stärkt damit die Kopplung der Energiesektoren. Nur gemeinsam können Grünstrom und erneuerbare bzw. kohlenstoffarme Moleküle eine stabile, bezahlbare und nachhaltige Energieversorgung garantieren und zugleich die europäische Resilienz und strategische Souveränität stärken.

Ein verbindliches EE-Ziel und der Vertrauensschutz für die in den Mitgliedstaaten gemäß den Regeln der RED III verabschiedeten Gesetze und Investitionen zum EE-Ausbau müssen für die Zeit nach 2030 klar im Fokus der EU-Kommission stehen. Dabei sind die Regeln der RED III zwar in Teilen optimierbar, bilden aber grundsätzlich eine gute Basis für den weiteren und weiter nötigen EE-Ausbau. Rechtssicherheit, die weitere Implementierung in die Regulatorik der Mitgliedstaaten sowie die pragmatische Umsetzbarkeit der RED müssen im Vordergrund stehen!

Über die RED und ihre EE-Ausbauziele hinaus müssen die Entwicklung der Netzinfrastrukturen für Strom und Moleküle sowie die Maßnahmen für die Vereinfachung und Beschleunigung von Genehmigungsverfahren integriert vorangebracht werden. Dabei ist die Kohärenz aller regulatorischen Maßnahmen im Energiebereich unabdingbar.

Der BDEW trägt folgende Forderungen für die Ausgestaltung des europäischen Rechtsrahmens für die Erneuerbaren Energien post 2030 vor:

Forderungen des BDEW

2. Verbindliches Erneuerbare-Energien-Ziel festhalten und Zielarchitektur entschlacken

- › **Das Ausbauziel für die Erneuerbaren Energien ambitioniert und verbindlich fortschreiben.** Der angestrebte EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch muss das 2040-Klimaziel und den ETS unterstützen und Klimaneutralität für 2050 sichern.
- › **Grundsätzlich neue Vorgaben der RED auf ihren Mehrwert für den EE-Ausbau hinsichtlich Planungs- und Investitionssicherheit prüfen.** Für den EE-Zubau ist die Nachfrage nach sicher verfügbarer Erneuerbarer Energie maßgeblich. Die EU-Kommission sollte nur notwendige Korrekturen an den RED III-Regeln vornehmen, bestehende Lücken füllen und ein konsistentes Rahmenwerk schaffen.

- Korrekturen müssen sich auf den Abbau von regulatorischer Komplexität, Überschneidungen mit anderer EU-Gesetzgebung und nationalen Hürden für die Marktintegration konzentrieren.
 - Der neue RED-Rahmen darf **laufende Verfahren und Projekte nicht gefährden und Bestandsprojekte nicht benachteiligen**.
 - Ambitionierte **Ausbauziele müssen durch einen gleichermaßen ambitionierten Ausbau der Netzinfrastruktur begleitet werden**, um Realisierungsrisiken für EE-Projekte zu reduzieren.
 - Die Fortschritte bei der Erreichung des EE-Ausbauziels müssen **durch die entbürokratisierte Erhebung der CO₂-Emissionen prüfbar** bleiben (Monitoring).
- › **Auf Unterziele grundsätzlich verzichten**, wenn sie Technologiekonflikte verursachen, in anderen Richtlinien dafür Regelungen getroffen wurden oder sie nicht in allen Mitgliedstaaten realisierbar sind. Ausnahmen sind folgende:
- Die **Ziele für Industrie und Transport sind Treiber für den europäischen Wasserstoff- und Biomethanhochlauf** auf Nachfrageseite und müssen in der RED post 2030 weiterentwickelt werden. Biomethan ist bereits marktreif und verfügbar und muss im Rahmen der RED post 2030 zusammen mit Wasserstoff entsprechend adressiert werden.
 - Die **Industriequote für Wasserstoff muss neben erneuerbarem auch kohlenstoffarmen Wasserstoff umfassen, um den Hochlauf wirksam voranzutreiben**. Flankierend zur Industriequote müssen andere Maßnahmen wie beispielsweise grüne Leitmärkte für die so produzierten Produkte oder Fördermechanismen etabliert werden, um entsprechende Investitionen im Industriesektor auszulösen.

BDEW-Empfehlung zur Industriequote für Wasserstoff

Für die Industriequote für Wasserstoff fehlen aktuell die praktische Verbindlichkeit und Planbarkeit. Bislang wurde sie in Deutschland und vielen anderen EU-Mitgliedstaaten nicht wirksam in nationales Recht umgesetzt und verfehlt in der Praxis ihr Ziel: Weder die industrielle Nachfrage noch Investitionen in erneuerbaren Wasserstoff wurden signifikant gesteigert.

Der BDEW spricht sich daher dafür aus, die Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO)-Industriequote im Rahmen der RED post 2030 grundsätzlich beizubehalten, sie aber gezielt und praxistauglich anzupassen. Erforderlich sind insbesondere ein realistischerer Hochlaufpfad, niedrigere bzw. besser gestaffelte Zwischenschritte sowie flankierende Instrumente wie CO₂-Differenzverträge, grüne Leitmärkte, nachfrage- sowie produktionssseitige Fördermechanismen, Infrastruktur und klare Zertifizierungssysteme, die gemeinsam einen kohärenten Förderrahmen bilden. Grundsätzlich ist im Rahmen des Markthochlaufs ein Ansatz, bei dem erneuerbarer und kohlenstoffarmer Wasserstoff berücksichtigt wird, von zentraler Bedeutung. Auf diese Weise lässt sich

das Angebot in der wichtigen Initial- und Aufbauphase erheblich vergrößern, was zu einem liquideren Markt, sinkenden Preisen und höherer Kalkulierbarkeit führt. Das langfristige Zielbild einer Wasserstoffversorgung auf Basis erneuerbarer Energien bleibt dabei unberührt. Kohlenstoffarme Wasserstoffmengen müssen über eine Herausnahme aus dem Nenner bei der Berechnung der Quote berücksichtigt werden. Dadurch würde die für die Quotenerfüllung maßgebliche Bezugsgröße reduziert und die Erfüllung der Quote für industrielle Abnehmer erleichtert werden. Weiterhin müssen innovative, sektorübergreifende Ansätze in Erwägung gezogen werden, die Kosten Nachteile ausgleichen und wirksame Investitions- und Nachfrageanreize für den Einsatz von Wasserstoff in der Industrie schaffen können.

Der BDEW schlägt folgende Quotenberechnung vor:

*RFNBO-Anteil in der Industrie = RFNBO-Verbrauch in der Industrie / (dividiert durch)
 (gesamter anrechenbarer Wasserstoffverbrauch in der Industrie
 – (minus) Verbrauch von kohlenstoffarmem Wasserstoff in der Industrie)*

(siehe Anhang „RED-Überarbeitung – Fokus EU-Wasserstoffregulierung“)

- **Indikative Ziele für die Dekarbonisierung des Verkehrs und des Gebäude-/Wärmebereichs erhalten**, weil sie der notwendigen Transformation eine übergeordnete Richtung geben. Die indikativen Unterziele müssen jedoch kohärent mit den spezifischen Richtlinien sein. Anforderungen und Anrechenbarkeiten Erneuerbarer Energien im Gebäudesektor müssen Regelungen der EPBD für den Gebäudesektor berücksichtigen. Der eigenständige Zielpfad für Wärmenetze in Art. 24 RED muss in der RED post 2030 erhalten und über 2030 hinaus fortgeschrieben werden. Art. 26 EED und Art. 24 RED ergänzen sich, sie ersetzen sich nicht. Der Zielpfad für Wärmenetze muss verbindlich ausgestaltet werden. Die Begründung, mit der der BDEW ein verbindliches EE-Gesamtziel fordert, gilt für Wärmenetze in besonderem Maß. Netzinvestitionen haben Nutzungsdauern von mehreren Jahrzehnten und brauchen einen Rahmen, der nicht mit jeder Novelle neu verhandelt wird. Betreiber, die ihre Netze bereits auf Grundlage der geltenden Pfade transformieren, dürfen durch eine spätere Absenkung nicht benachteiligt werden. Mitgliedstaaten mit ambitionierteren nationalen Pfaden müssen diese beibehalten können.
- **Ambitionierte Unterziele für Erneuerbare Energien im Transportbereich beibehalten**, denn sie sind Grundlage und Maßstab für eine ambitionierte THG-Minderung im Verkehrsbereich. Diese Unterziele müssen weiterhin Investitionen anreizen. Biomethan und Bio-LNG sind hierfür zentrale, sofort verfügbare Erfüllungsoptionen; ihre Anrechenbarkeit über die THG-Quote muss investitionssicher und langfristig stabil ausgestaltet werden. Eine verpflichtende RFNBO-Unterquote muss in relevanter Höhe beibehalten werden. Für die Wirtschaftlichkeit von First-Mover-Projekten ist die

Anrechenbarkeit der Emissionseinsparungen von RFNBOs, die im Rahmen der „RaffinerieRoute“ grauen Wasserstoff ersetzen, von zentraler Bedeutung.

- **Durch Fortschreibung der Ziele idealerweise bis 2040, besser 2045, Nachfragesichtbarkeit und Investitionssicherheit schaffen.** Die Durchsetzbarkeit der Unterziele muss wirksam abgesichert werden. Kohlenstoffarmer Wasserstoff muss zur THG-Minderung beitragen können, jedoch nicht auf die Unterquoten für erneuerbare Kraftstoffe anrechenbar sein.

3. Elektrifizierung und Moleküle komplementär voranbringen

- › **Das EE-Ziel darf nicht aufgeweicht oder ersetzt werden.** Die Maßgaben im Electrification Action Plan (Juli 2026) müssen weiter ausdetailliert werden, um Investitionssicherheit und eine Kapitalkostendämpfung nicht zu gefährden.
- › Ein **Elektrifizierungsziel darf nur indikativ** vorgesehen und nicht in Konkurrenz zu zunehmender Sektorenkopplung, dem Einsatz von Molekülen oder Effizienzgewinnen im Stromverbrauch stehen. Zudem muss eine eindeutige Berechnungsmethode gefunden werden.
- › Gleichzeitig **unterstützen wir die zunehmende und wichtige Elektrifizierung in allen Energieverbrauchsbereichen.**
 - Wir empfehlen eine Verbesserung der Rahmenbedingungen für öffentlich zugängliche Ladeeinrichtungen für E-Mobilität. Dabei ist die Verlässlichkeit der CO₂-Flottengrenzwertregeln elementar. Staatliche Förderung von öffentlich zugänglichen Ladesäulen wie sie in Deutschland praktiziert wird, ist abzulehnen. Die Vergabe vergünstigter Kredite wie sie die EU aus der Alternative Fuels Infrastructure Facility (AFIF) praxistauglich bereitstellt, können Investitionen unterstützen.
 - Zudem hilft eine EU-weit einheitliche Anrechnung von Ladestrom auf die THG-Minderungsziele, um regulatorische Fragmentierung zwischen den Mitgliedstaaten zu vermeiden.
- › **Neben der RED, die die Nutzung und den Zubau der Erneuerbaren Energien regelt, muss der ETS-Rahmen verbindlich regeln, wie die Erzeugung von Treibhausgasemissionen reduziert wird.** Der europäische Emissionshandel für große Energieanlagen und energieintensive Industrieanlagen sowie Luftfahrzeugbetreiber und Schifffahrtsunternehmen (EU-ETS 1) ist dafür das zentrale Klimaschutzinstrument der Europäischen Union. Der ETS 1 muss als zentrales mengenbasiertes, technologieoffenes Leitinstrument der europäischen Dekarbonisierung erhalten bleiben und darf im Zuge der aktuell laufenden Reform nicht wie vorgeschlagen abgeschwächt werden, um weiter als Investitionsmotor der Dekarbonisierung funktionieren zu können. Der europäische Brennstoffemissionshandel für Wärme und Verkehr (ETS 2) darf nicht weiter verzögert werden und muss spätestens 2028 EU-weit vollständig und einheitlich starten. Verzögerungen oder Fragmentierungen würden die

Wirksamkeit und den Binnenmarkt gefährden. **Zusätzliche Anforderungen der RED müssen die Lenkungswirkung der Emissionshandelssysteme ergänzen und dürfen nicht widersprüchliche Investitions- oder Preissignale erzeugen.**

- › **Die Strombezugskriterien für erneuerbaren Wasserstoff müssen praxisgerecht weiterentwickelt werden**, damit mehr erneuerbarer Strom genutzt werden kann.
 - **Das Zusätzlichkeitskriterium muss gestrichen werden.**
 - Für die Erzeugung erneuerbaren Wasserstoffs muss **jeglicher erneuerbarer Strom nutzbar sein, der zum Zeitpunkt des Einsatzes in Elektrolyseuren keine Förderung erhält** – unabhängig vom Alter und der vorherigen Förderung der EE-Anlage.
 - **Sehr kurzfristig muss die praxistaugliche Weiterentwicklung der Strombezugskriterien durch eine gezielte Überarbeitung des Delegierten Rechtsakts erfolgen.** Im zweiten Schritt muss die RED post 2030 eine praxistaugliche Basis vorgeben, die gleichzeitig Investitionssicherheit erlaubt.

(siehe Anhang „RED-Überarbeitung – Fokus EU-Wasserstoffregulierung“)

- › Komplementär zum EE-Ausbau und zur zunehmenden Elektrifizierung von Wärme, Transport und Produktion müssen **gute Voraussetzungen für erneuerbare und kohlenstoffarme Moleküle** geschaffen werden.
 - Die **Genehmigungsverfahren und Zertifizierungen für Wasserstoff und Biomethan müssen vereinfacht und die Anwendung in Industrie und Verkehr angereizt werden.** Die doppelte Zertifizierung von Biomethan durch eine Herkunftsgarantie und einen Nachhaltigkeitsnachweis sorgt für Komplexität, Ineffizienz und zusätzliche Hürden für die Marktteilnehmer und muss vereinfacht werden.
 - **Zertifizierung und grenzüberschreitende Nachweise:** Für Biomethan müssen die Zertifizierungs- und Nachhaltigkeitsnachweise EU-weit zeitnah vereinheitlicht (Union Database / UDB) und grenzüberschreitende Nachweise gegenseitig anerkannt werden. Die Fragmentierung nationaler Zertifizierungs- und Registersysteme ist heute die zentrale Handelsbarriere für Biomethan im EU-Binnenmarkt; eine praxisgerechte Vereinfachung und Vereinheitlichung der Registerlandschaft ist Voraussetzung für einen liquiden, grenzüberschreitenden Markt.
 - **Das europäische Gasnetz muss als wichtiger Bestandteil der Infrastruktur für erneuerbare Moleküle anerkannt** und im Zuge der Transformation gezielt weiterentwickelt werden. Bestehende Netze müssen dort, wo dies technisch, regional und volkswirtschaftlich sinnvoll ist, für Biomethan und andere erneuerbare bzw. kohlenstoffarme Gase nutzbar bleiben oder entsprechend umgestellt werden. Wo langfristig keine tragfähige Nutzungsperspektive besteht, muss eine geordnete Stilllegung möglich sein.

- **Wettbewerbsfähigkeit und Bezahlbarkeit:** Erneuerbare und kohlenstoffarme Energieträger – Wasserstoff, Biomethan und Wasserstoffderivate – müssen weltmarktfähig und für industrielle Abnehmer bezahlbar sein. Regulatorische Anforderungen dürfen die Gestehungs- und Nutzungskosten nicht so weit treiben, dass die europäische Industrie ihre internationale Wettbewerbsfähigkeit verliert.
- **Anerkennung von Negativemissionen:** Die klimapolitische Rolle von Biomethan als Quelle von Negativemissionen muss anerkannt und regulatorisch adressiert werden. Das bei der Biogasaufbereitung ohnehin anfallende biogene CO₂ kann abgeschieden und dauerhaft gespeichert oder stofflich genutzt werden (BECCS/BECCU). Eine Anerkennung im ETS kann nur unter Sicherstellung der dauerhaften Speicherung im Rahmen der CRCF-Zertifizierung geschehen. Damit Erzeuger in entsprechende Carbon Management Technologien investieren, bedarf es regulatorischer Sicherheit – insbesondere beim Gasnetzanschluss. Die Umsetzung sollte sich an einer Offshore-Speicherstrategie orientieren. Beim Carbon Management ist der Schutz der Trinkwasserressourcen zu gewährleisten.
- **Netzanschluss und Gasbeschaffenheit:** Der EU-Rahmen muss einen diskriminierungsfreien, standardisierten und kosteneffizienten Gasnetzanschluss von Biomethananlagen sicherstellen und die Vorgaben des Gaspakets und Binnenmarktrichtlinie zum diskriminierungsfreien Anschluss konkretisieren – einschließlich der Bündelung kleinerer Erzeuger zu Clustern zur Hebung von Skaleneffekten – sowie eine praxisgerechte, nicht überzogene Gasqualitätsspezifikation (insbesondere bei Sauerstoffgrenzwerten) für eine wirtschaftliche Einspeisung voraussetzen.

4. Kohärenz schaffen und Rechtssicherheit erhalten

- › Die komplexen **Anforderungen an den EE-Ausbau müssen vereinfacht** und einer praxistauglichen Ausgestaltung zugeführt werden.
- **Im Genehmigungsrecht konsistente und aufeinander abgestimmte Beschleunigungsregelungen sicherstellen**, die sowohl das Verfahrensrecht als auch Erleichterungen im materiellen Recht betreffen. Fristen, Genehmigungsfiktionen, Umweltprüfungserleichterungen sowie Regelungen zum überragenden öffentlichen Interesse müssen über alle betroffenen EU-Rechtsakte hinweg einheitlich, widerspruchsfrei, verbindlich und praxistauglich ausgestaltet werden. Rechtsunsicherheiten und Widersprüche sind dringend zu vermeiden. Besser wäre **eine zentrale Beschleunigungsregelung**, auf die RED, Strombinnenmarkt-Richtlinie, TEN-E-Verordnung und Gasbinnenmarkt-Richtlinie einheitlich verweisen.
- Die **Anforderungen** an RFNBO-Wasserstoff, die Definition von kohlenstoffarmen Molekülen, die Biomasse-Zertifizierung, Digitalisierungsdefizite bei Verwaltungsverfahren, Anforderungen an Resilienz, Sicherheit, Vergabe, THG-Quote u.a. **müssen reduziert**

bzw. vereinheitlicht und in Kohärenz mit z.B. NZIA, IAA, CSA, PPD, ETS, EPBD gebracht werden. Auch hier ist darauf zu achten, dass First Mover, die innerhalb des bestehenden Rechtsrahmens investiert haben, nicht durch eine nachträgliche Lockerung der Anforderungen für andere Marktteilnehmer benachteiligt werden.

- › **Klargestellt und vereinheitlicht werden müssen Begriffe**, die in der RED III bzw. in parallelen Änderungsverfahren zur RED verwendet oder eingeführt werden.
 - Klargestellt werden muss beispielsweise, ob sich der Begriff „status of the land“ (Art. 16c Abs. 2b RED-Änderung gemäß Grids Package) auch auf das Planungsrecht bezieht und was unter „land surface“ (Art. 16c Abs. 4 ebd.) genau zu verstehen ist. Auch der Begriff „Genehmigung“ bei Netzanschlussverfahren wird irreführend verwendet, denn bei diesen Verfahren handelt es sich um einen bilateralen Vertrag mit dem Netzbetreiber und nicht um eine behördliche Genehmigung.
- › Maßnahmen und Instrumente der aktuellen RED, die die **Planbarkeit und Finanzierung neuer EE-Anlagen absichern**, müssen erhalten bleiben.
 - Dazu gehören die Auktionskalender, die Besicherung von Investitionen durch PPAs und CfDs sowie Förderbedingungen gemäß NZIA.
 - Zusätzlich könnten Finanzierungsmöglichkeiten über EIB-Kredite oder den Europäischen Innovations- und Wettbewerbsfonds Investitionen in innovative EE-Anlagen anreizen.
- › **Im Förderrahmen flexible Kombinationen zeitlich hintereinander liegender marktlicher und staatlich abgesicherter Finanzierungsphasen zulassen.** Insbesondere müssen ein zeitlich begrenzter marktlicher Betrieb über PPAs bzw. Terminmarktab sicherungen mit einer anschließenden CfD-Absicherung vereinbar sein, ohne dass hierdurch die langfristige Förderberechtigung verloren geht.
- › Nachträgliche Änderungen der Markt- und Förderarchitektur dürfen **Investitionsgrundlagen bestehender Projekte nicht einseitig beeinträchtigen**. Bei Einführung neuer Förderinstrumente müssen Auswirkungen auf bereits bezuschlagte Projekte berücksichtigt werden.
 - **Die EU-Fördermechanismen müssen künftig stärker ergebnisorientiert ausgestaltet, mehr auf Projektrealisierung und Skalierbarkeit ausgerichtet und enger an die EU-Ziele gekoppelt werden.** Grundsätzlich bleibt öffentliche Förderung zwar entscheidend, um langfristige Risiken für Investoren zu reduzieren und die bankability von Projekten zu ermöglichen sowie gegebenenfalls die Preisdifferenz zwischen erneuerbaren bzw. kohlenstoffarmen Technologien und konventionellen Kraftstoffen zu überbrücken. Zugleich muss auch privates Kapital verstärkt mobilisiert werden.
 - **In Bezug auf den Wasserstoffhochlauf müssen Energieversorger im europäischen Förderrahmen eine stärkere Rolle spielen**, denn sie sind über ihre Handelsaktivitäten Treiber für die Marktentwicklung und stellen mit Fristentransformation und

Produktstrukturierung wichtige Dienstleistungen bereit. Sie sind damit Schlüsselakteur für den Aufbau marktlicher Strukturen. Um die Lücke zwischen den Bereitstellungskosten von europäischen und internationalen Mengen und der Zahlungsbereitschaft nachgelagerter Kunden zu schließen, benötigen sie gezielte Förderung.

- › **Modernisierung, Effizienzsteigerung und Digitalisierung** bestehender EE-Anlagen werden durch schnelle technische Innovationen immer wichtiger und **müssen regulatorisch angemessen berücksichtigt werden**.
 - Um auf den wachsenden Repowering-Bedarf für EE-Anlagen zu reagieren, muss die EU weiterhin **gestraffte Verfahren vorantreiben und die Implementierung bestehender Regelungen monitoren**, insbesondere zum Ablauf des Genehmigungsverfahrens gem. Art. 16 RED III.
 - **Standards und effiziente Regeln zu Stilllegungen** können helfen die Kosten zu senken, Unsicherheiten für OEMs und Entwickler zu reduzieren und das Repowering zu beschleunigen.
- › Die EU-Kommission muss die **Voraussetzungen dafür schaffen, dass die RED-Regeln in den Mitgliedstaaten konsequent umgesetzt werden**. Klimaneutralität, Versorgungssicherheit und strategische Souveränität können nur in einer Energieunion gelingen, in der kohärente Verfahren für Genehmigungen, Zertifizierungen, Nachweisführung und den Energieaustausch, abgestimmte Berechnungsmethoden sowie das verbindliche EE-Ziel die gemeinsame Basis der Mitgliedstaaten bilden.
 - Digitalisierte Genehmigungsverfahren, vereinfachte, verbindliche Herkunfts- und Nachhaltigkeitsnachweise, eine über die Mitgliedstaaten harmonisierte Berechnungsmethode der THG-Quote und eine konsistente EE-Regulatorik über die RED post 2030 hinaus (NZIA, IAA, PPD u.a.) müssen den **EE-Ausbau – besonders grenzüberschreitende Projekte und EU-weit agierende Unternehmen – von bürokratischem Aufwand entlasten**.
 - Jedoch **müssen die Mitgliedstaaten Spielräume für mindestens gleichwertige Lösungen behalten**, die an nationale Bedingungen angepasst werden.
 - Um einen funktionierenden Binnenmarkt für kohlenstoffarme und erneuerbare Verkehrskraftstoffe zu unterstützen, müssen die Mitgliedstaaten **erneuerbare und kohlenstoffarme Kraftstoffe für die Anrechnung auf THG-Minderungsziele und Kraftstoff-Unterziele gegenseitig anerkennen** können. Dadurch werden die grenzüberschreitende Austauschbarkeit gestärkt, eine Preisbildung über Mitgliedstaaten hinweg ermöglicht, die Portfoliooptimierung unterstützt und die Marktentwicklung beschleunigt. Dabei müssen gleichwertige Wettbewerbsbedingungen und Massenbilanzierung gelten sowie Doppelanrechnung ausgeschlossen werden.

› **Resilienzanforderungen an europäische Lieferketten mit aktuellen Gegebenheiten und ihren Perspektiven abgleichen** und bei ihrer Umsetzung unterstützen.

- Technologiespezifische Produktionskapazitäten, Lieferketten, Sicherheitsstandards und nachgelagerte Bereiche wie Fachkräftesituation, Rohstoffverfügbarkeit, Kreislaufwirtschaft werden bereits in anderen Gesetzen geregelt und dürfen die **RED auch künftig nicht überfrachten**.
- Die EU-Kommission muss die nötigen **Resilienz-Investitionen in den EE-Ausbau aus dem Europäischen Innovations- und Wettbewerbsfonds unterstützen**.
- Für ein resilientes Energiesystem muss die RED post 2030 im Sinne der Systemintegration das **Spannungsverhältnis zwischen Effizienzanforderungen und der notwendigen Flexibilität angemessen berücksichtigen**.

5. Kooperation der Mitgliedstaaten und Kopplung der Sektoren unterstützen

› **Die RED muss die Systemintegration der EE auch durch verbesserte Bedingungen für die Sektorenkopplung stärken**, um den EE-Strom bei negativer Residuallast für die Umwandlung in Wasserstoff, Wärme oder Mobilität einfacher nutzbar zu machen.

- **Die neue RED muss die Sektorenkopplung im Offshore-Bereich fördern**, u.a. indem die Entwicklung und Genehmigungen von grenzüberschreitenden Wasserstofftransport-Pipelines vereinfacht und europäisch harmonisiert wird.
- › Die neue RED muss **geeignete Anreize und Rahmenbedingungen für grenzüberschreitende Kooperationsprojekte**, wie Offshore-Hybrids und Cross-Border-Radials, setzen, um die EE-Ausbauziele insbesondere im Offshore-Bereich kosteneffizienter zu erreichen.
- Grenzüberschreitende Projekte müssen anhand der für das jeweilige Land verfügbaren Netzanschlusskapazität auf nationale Ausbauziele angerechnet werden können, ohne dass es dabei zu einer Doppelzählung der Erzeugungskapazitäten kommt. Dafür muss die RED post 2030 klare Regeln vorsehen. Der BDEW hat einen konkreten Umsetzungsvorschlag zur Anrechnung anhand des deutschen WindSeeG erarbeitet.

Am Beispiel des Offshore-Hybrid-Projekts Bornholm Energy Island mit 3 Gigawatt (GW) Offshore-Wind-Erzeugungsleistung sollten somit entsprechend der geplanten Netzanbindungskapazitäten 2 GW auf die deutschen Ausbauziele und 1 GW auf die dänischen Ausbauziele anrechenbar sein.

Bei Cross-Border-Radials, wie z.B. für den Netzanschluss OstWind4 in Deutschland geplant, muss die Anrechnung vollständig auf die Ausbauziele des Landes erfolgen können, an dessen Netz die Anlagen angeschlossen werden. Eine Studie des Fraunhofer IWES (2026) zeigt beispielhaft, dass durch eine Offshore-Kooperation für die grenzüberschreitend radiale, d.h. ausschließliche, Anbindung von dänischen und schwedischen Offshore-Wind-Flächen an das deutsche Stromnetz

und Reduktion der Leistungsdichte in Deutschland die Erträge des Offshore-Ausbaus um bis zu 13 % gesteigert und die Gesamtkosten um bis zu 11 % gesenkt werden können.

Voraussetzung für den Erfolg von Offshore-Hybridprojekten ist ein verlässlicher Investitions- und Finanzierungsrahmen. Während die technische Umsetzbarkeit zunehmend geklärt ist, bestehen weiterhin erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich Erlöse, Preisbildung und Risikoverteilung. Insbesondere Fragen der Gebotszonen-gestaltung, der Behandlung von Netzengpässen und Redispatch-Maßnahmen sowie der Ausgestaltung geeigneter Absicherungsinstrumente müssen vor einer Ausschreibung transparent geregelt werden. Die RED post-2030 muss daher sicherstellen, dass Offshore-Hybridprojekte nicht mit zusätzlichen systemischen Risiken belastet werden, die außerhalb des Einflussbereichs der Projektentwickler liegen. Gleichzeitig müssen Förder- und Absicherungsmechanismen die tatsächlichen Preis- und Mengenrisiken hybrider Projekte angemessen berücksichtigen.

- **Interkonnektoren müssen zugebaut und die Voraussetzungen für grenzüberschreitende Projekte und binationale Verträge vereinfacht werden**, z.B. in den Genehmigungsverfahren, um mehr EE-Strom EU-weit handeln und nutzen zu können.
- **Die zuständigen Behörden in den Mitgliedstaaten müssen künftig ein konkreteres gesetzliches Kooperationsmandat bekommen**, um bereits frühzeitig im Planungsprozess gemeinsam mit den Nachbarländern erzeugungsoptimale Flächenkulissen im Offshore-Windbereich auf Seebeckenebene zu entwickeln und somit Abschattungseffekte, Umweltauswirkungen und Seekabellängen grenzüberschreitend zu reduzieren.
- › Das aktuelle **System der Herkunftsnachweise (GoO) muss als funktionierendes, liquides und europäisch handelbares Instrument erhalten bleiben. Das GoO-System muss technisch und regulatorisch weiterentwickelt werden.** Ziel ist ein offener, nicht fragmentierter EU-Binnenmarkt für Herkunftsnachweise sowohl für bestehende als auch für neue Erzeugungsanlagen:
 - Aus Sicht des BDEW muss künftig die Ausstellung von Herkunftsnachweisen mit stündlichen Erzeugungsdaten ermöglicht werden. Dabei darf jedoch **keine verpflichtende stündliche Zeitauflösung oder regionale Granularität** unterhalb der EU- bzw. EWR-Ebene eingeführt werden.
 - Durch neue Regeln dürfen First Mover regulatorisch nicht benachteiligt werden. **Zusätzliche Anforderungen müssen freiwillig und marktbasiert bleiben**, um administrative Hürden/Kosten in Grenzen zu halten und damit die Beschaffung Erneuerbarer Energien nicht zu erschweren.
 - Eine Doppelvermarktung der grünen Eigenschaft von Erneuerbarer Energie muss weiterhin ausgeschlossen bleiben.

- Nationale Nachhaltigkeitsanforderungen dürfen keine zusätzlichen Handelshemmnisse hervorrufen, d.h. **EU-weit muss es einheitliche Nachhaltigkeits- und Herkunftsnachweise für erneuerbare Moleküle** geben. Die bestehenden Nachhaltigkeitskriterien für Biomasse und Bioenergie müssen beibehalten und einheitlich auf energetische und stoffliche Nutzungen von Biomasse angewendet werden. Statt die Kriterien weiter zu verschärfen, muss der **Fokus auf der konsequenten Durchsetzung der bestehenden Kriterien** liegen, um die Marktintegrität sicherzustellen. Vor-Ort-Kontrollen im Rahmen des Zertifizierungsprozesses, auch in Drittstaaten, müssen für eine wirksame Betrugsprävention in Betracht gezogen werden. EU-weite Vorgaben sind wichtig, um die Konsistenz der Regeln sicherzustellen; **die RED muss dabei als zentraler Referenzrahmen für Bioenergie und Biomasse in der EU-Gesetzgebung dienen**. Regulatorische Stabilität und Kohärenz sind angesichts langfristiger Lieferverträge, zusätzlicher Compliance-Kosten und Investitionszyklen besonders wichtig. Vereinfachungen sind daher begrüßenswert, um zusätzliche Compliance-Kosten und administrative Komplexität zu vermeiden, ohne die Rechtssicherheit zu untergraben.
 - Dies gilt ausdrücklich auch für Biomethan: **Herkunfts- und Nachhaltigkeitsnachweise** (Massenbilanzierung über die UDB) **müssen** mit dem GoO- bzw. mit dem Proofs of Sustainability- (PoS) System **kohärent, doppelzählungsfrei und EU-weit handelbar sein**. Ein liquider, nicht fragmentierter Zertifikatemarkt ist – wie bereits dargestellt – Voraussetzung für die überregionale Vermarktung von Biomethan über die Gasnetze.
 - **Ein Zertifikat, eine Datenbank – keine Parallelsysteme:** Parallele Nachweissysteme (GoO, PoS) sowie verschiedene – insbesondere national unterschiedliche – Datenbanken sind zu vermeiden. Ein einmal ausgestelltes Zertifikat muss alle erforderlichen Informationen enthalten; erforderlich ist eine einzige, EU-weit einheitliche Datenbank. Dies senkt die Bürokratie und Transaktionskosten und ist Voraussetzung für einen funktionierenden Binnenmarkt.
- › **Bei EE-Ausbau und Elektrifizierung die Regeln der EU-Strombinnenmarkttrichtlinie zu systemdienlicher Flexibilität berücksichtigen.**
- Rahmenbedingungen, die z.B. die Erzeugung von Wasserstoff und Biomethan oder EE-Co-location-Projekte mit Batteriespeichern anreizen, können **für das flexibilisierte Energiesystem begünstigende Voraussetzungen schaffen**. Eine wichtige Maßnahme dafür ist die Überarbeitung der Strombezugskriterien für Elektrolyseure, wie bereits dargestellt.
 - **Bidirektionales Laden ermöglichen:** Die bereits in Art. 20a Abs. 3 RED III vorgesehene Verpflichtung der Fahrzeughersteller, Nutzern, Elektrizitätsmarktteilnehmern und Elektromobilitätsdienstleistern diskriminierungsfreien und kostenfreien Zugang zu relevanten Batterie- und Fahrzeugdaten zu gewähren, muss beibehalten werden, um die marktliche Integration bidirektionalen Ladens zu ermöglichen.

- **Biomethan und Wasserstoff sind komplementär:** Das bestehende Gasnetz kann im Rahmen der Gasnetztransformation für den Transport von klimaneutralem Methan oder Wasserstoff weiter genutzt oder umgestellt werden. Perspektivisch muss – ergänzend zum Wasserstoffkernnetz – ein ggf. grenzüberschreitendes Biomethanetz für den regionalen Biomethantransport und den EU-weiten Handel in der Netzplanung mitgedacht werden, um die Biomethanpotenziale (RePowerEU-Ziel von 35 Mrd. Kubikmeter bis 2030) zu heben.
- Wärmenetze bieten bereits heute Flexibilität für Strom aus erneuerbaren Energien bei negativer Residuallast. Großwärmepumpen, Power-to-Heat-Anlagen und Wärmespeicher nehmen Überschussstrom auf, ohne dass eine neue Infrastruktur oder ein Markthochlauf abgewartet werden muss. Die RED post 2030 muss die **Anrechnung für Umgebungswärme (Nutzung durch Großwärmepumpen in Wärmenetzen) sowie für Abwärme aus Rechenzentren und Gewerbe auf die Wärmeziele regeln** und einen Rahmen dafür geben, der die Abgabe nutzbarer Abwärme an ein Wärmenetz zum Regelfall macht. Das Flexibilitätspotenzial von Wärmenetzen gemäß Art. 24 Abs. 8 RED muss für ein Planungsinstrument genutzt werden, das mit den Netzentwicklungsplänen für Strom und Gas korreliert.
- Die konkrete Zielsetzung mit **entsprechenden Maßnahmen für Flexibilität muss jedoch den Mitgliedstaaten obliegen.**
- › Grundsätzlich können Modelle zum stärkeren EE-Eigenverbrauch systemdienliche Flexibilität freisetzen und müssen durch die RED unterstützt werden.
 - Eine stärkere **Ausrichtung der RED auf Standardisierung und Vereinfachung** kann dazu beitragen, den bestehenden Rechtsrahmen für Eigenversorgung und Energiegemeinschaften europaweit konsistenter, bürokratieärmer und massengeschäftstauglicher umzusetzen, ohne zusätzliche Ziele oder neue Organisationsformen zu schaffen.
 - Wird die **Vermarktung von Überschüssen aus Eigenverbrauchsanlagen stärker am Preissignal ausgerichtet** und wird auch die Netzentgeltsystematik angepasst, ist eine wesentliche Ausweitung von Eigenversorgungsmodellen möglich, ohne Netz und Stromsystem zusätzlich zu belasten. Die RED darf dabei jedoch keine Sonderregime schaffen, sondern muss die konkrete Umsetzung den Mitgliedstaaten überlassen.

6. Anhang „RED-Überarbeitung – Fokus EU-Wasserstoffregulierung“

EU-Wasserstoffregulierung muss Hochlauf unterstützen und richtige Anreize setzen

BDEW-Kernforderungen:

- **Zusätzlichkeitskriterium auf Anlagenebene streichen:** Statt Alter und Förderstatus der EE-Anlage muss **künftig die konkret eingesetzte ungefördernde Strommenge**

maßgeblich sein. So werden mehr erneuerbare Strommengen für Elektrolyseure nutzbar. Für bereits realisierte oder final investitionsentschiedene First-Mover-Projekte ist ein verlässlicher Bestandsschutz sicherzustellen.

- **Wasserstoffindustriequote praxistauglich ausgestalten:** Bei der Berechnung der Industriequote muss kohlenstoffarmer Wasserstoff berücksichtigt werden. So kann er im Laufe des Transformationsprozesses die Quotenerfüllung erleichtern, ohne die Nachfragerwirkung für erneuerbaren Wasserstoff zu schwächen.

Strombezugskriterien für erneuerbaren Wasserstoff praxisgerecht weiterentwickeln

Die bestehenden Strombezugskriterien für erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs (RFNBO), insbesondere das **Zusätzlichkeitskriterium** und die **Vorgaben zur zeitlichen Korrelation, bremsen den Hochlauf der erneuerbaren Wasserstoffwirtschaft**. Sie begrenzen das für Elektrolyseure verfügbare Angebot an qualifiziertem erneuerbarem Strom, erschweren eine wirtschaftliche Auslastung der Anlagen, hemmen die Systemintegration der Elektrolyseure insgesamt und erhöhen die Kosten sowie die Preis- und Mengenrisiken des Strombezugs.

Um eine möglichst hohe Auslastung von Elektrolyseuren zu erreichen, müssen Projektierer umfangreiche Portfolios langfristiger Stromlieferverträge mit qualifizierten EE-Anlagen abschließen. In Verbindung mit den Vorgaben zur zeitlichen Korrelation muss dabei häufig eine deutlich größere Erzeugungskapazität vertraglich gebunden werden, als zur Deckung des tatsächlichen Strombedarfs erforderlich wäre. Die Kriterien Zusätzlichkeit und zeitliche Korrelation führen zu einer Steigerung der **Wasserstoffgestehungskosten von rund 2,50 Euro je Kilogramm erneuerbaren Wasserstoff**. Diese Mehrkosten verteuern den Wasserstoffhochlauf und müssten bei Beibehaltung der bisherigen Anforderungen durch zusätzliche Förderung ausgeglichen werden, um die Preislücke zwischen Angebot und Nachfrage zu decken. Bei regulatorischen Änderungen muss sichergestellt werden, dass daraus keine Wettbewerbsnachteile für bereits getätigte Investitionen entstehen und gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Marktteilnehmer gewährleistet bleiben. Zudem ist die mit dem Kriterium angestrebte Emissionsminderung vor dem Hintergrund des stockenden Wasserstoffhochlaufs kritisch zu bewerten.

Zugleich schränken die geltenden Vorgaben die systemdienliche Fahrweise von Elektrolyseuren ein. In Zeiten hoher erneuerbarer Einspeisung und niedriger oder negativer Strompreise könnten Elektrolyseure Überschussstrom aufnehmen, die Abregelung von EE-Anlagen vermeiden und zur Stabilität des Stromsystems beitragen. Die Beschränkung auf bestimmte qualifizierende EE-Anlagen und vertraglich zugeordnete Strommengen verhindern bzw. reduzieren das Flexibilitätsangebot von Elektrolyseuren.

Dies erschwert Investitionen, begrenzt die möglichen Produktionsmengen und verzögert somit den für die Energiewende notwendigen Wasserstoffhochlauf. Außerdem steht dies dem übergeordneten Ziel erschwinglicher Energie entgegen und bedeutet auch, dass die für die

Dekarbonisierungsziele und für die Resilienz erforderlichen Mengen an erneuerbarem Wasserstoff nicht generiert werden können.

Um die notwendigen Mengen an Wasserstoff generieren zu können, die vor allem durch das Wasserstoffkernnetz zu Abnehmern transportiert werden, werden **praxistaugliche Strombezugskriterien** gebraucht. Elektrolyseure können als wesentliche Flexibilitätsoption dazu beitragen, überschüssigen erneuerbaren Strom aufzunehmen und dadurch Abregelungen zu vermeiden. Zielbild dabei ist ein breiter Wasserstoffmarkt, der ansonsten nicht erreicht werden kann.

Nach der gegenwärtigen Regelung des Delegierten Rechtsakts zu RFNBO ist die Zusätzlichkeit grundsätzlich an die EE-Erzeugungsanlage geknüpft. Der für die Elektrolyse verwendete Strom muss demnach aus einer ungeforderten EE-Anlage stammen, die frühestens 36 Monate vor dem Elektrolyseur in Betrieb genommen wurde. Geförderte Neuanlagen sowie ältere Bestandsanlagen werden ab Wirkung der Anforderungen ab 2028 vom RFNBO-Strombezug ausgeschlossen. Dies führt zu Preissteigerungen und mindert den Hochlauf. **Das Zusätzlichkeitskriterium muss daher gestrichen werden.**

Alternativ fordert der BDEW, den Strombezug künftig nicht mehr an das Alter und den allgemeinen Förderstatus der EE-Anlage zu knüpfen. Gemäß der BDEW-Forderung zur Verschiebung des Zusätzlichkeitskriteriums muss für die Zeit nach 2035 im Primärtext der RED festgelegt werden, dass **die betreffende Strommenge aus Erneuerbaren Energien zum Zeitpunkt ihrer Nutzung für die Wasserstoffproduktion keine Förderung erhält**. Damit wird es möglich, Strom aus ausgeforderten EE-Anlagen zu nutzen. Ebenso können dann Strommengen aus Anlagen eingesetzt werden, die für die Belieferung eines Elektrolyseurs aus dem Fördersystem wechseln oder für die betreffenden Mengen auf eine Förderung verzichten. Die Erzeugungsanlage selbst müsste somit nicht mehr jünger als 36 Monate sein. Gleichzeitig bliebe ausgeschlossen, dass dieselbe Strommenge sowohl über ein Fördersystem vergütet als auch als RFNBO-konformer Strom angerechnet wird. Diese Anpassung würde das verfügbare Angebot an erneuerbarem Strom deutlich erweitern, die Strombezugskosten senken, die Systemintegration der Erneuerbaren Energien verbessern und die Auslastung der Elektrolyseure stärken. Dabei müssen bestehende Investitionen geschützt sowie Rechts- und Investitionssicherheit gewährleistet werden.

Die bisher geforderte Zusätzlichkeit muss demzufolge unmittelbar in der RED gestrichen und die Präzisierung zum Strombezug nachgelagert im Delegierten Rechtsakt geregelt werden.

Notwendige Anpassungen in Richtlinie (EU) 2018/2001 (durch die Richtlinie (EU) 2023/2413 geänderte Fassung)

Änderungsvorschlag Art. 27 Abs. 6 Unterabsatz 5

Bis zum 1. Juli 2028 legt die Kommission dem Europäischen Parlament und dem Rat einen Bericht vor, in dem die Auswirkungen der gemäß dem Unterabsatz 4 festgelegten gemeinsamen Methode der Union bewertet werden, einschließlich der Auswirkungen ~~der Zusätzlichkeit und~~ der zeitlichen und geografischen Korrelation auf die Produktionskosten, die Einsparungen von Treibhausgasemissionen und das Energiesystem.

Änderungsvorschlag Erwägungsgrund 81:

Erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs sind wichtig, um den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen in Wirtschaftszweigen zu erhöhen, die voraussichtlich langfristig auf gasförmige und flüssige Kraftstoffe angewiesen sind, etwa bei industriellen Anwendungen und im Schwerlastverkehr. Bis zum 1. Juli 2028 sollte die Kommission die Auswirkungen der Methode bewerten, nach der festgelegt wird, wann Elektrizität, die zur Herstellung erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs verwendet wird, vollständig als Elektrizität aus erneuerbaren Quellen gelten kann, einschließlich der Auswirkungen ~~der Zusätzlichkeit und~~ der zeitlichen und geografischen Korrelation auf die Produktionskosten, die Treibhausgasemissionseinsparungen und das Energiesystem, und dem Europäischen Parlament und dem Rat darüber Bericht erstatten.

Auch die Vorgaben zur zeitlichen Korrelation, die in der Erneuerbaren-Richtlinie nicht genauer definiert werden, müssen im Delegierten Rechtsakt zu RFNBO flexibler und praxisgerechter ausgestaltet werden. Die vorgesehene stündliche Zuordnung von erneuerbarer Stromerzeugung und Elektrolysebetrieb schränkt die Auslastung der Anlagen ein, erhöht den Bedarf an umfangreichen PPA-Portfolios und trägt damit ebenfalls zu höheren Wasserstoffgestehungskosten bei. Der BDEW spricht sich daher dafür aus, **an der monatlichen Korrelation festzuhalten und auf die Verschärfung zur stündlichen Korrelation zu verzichten.** Dies muss im Delegierten Rechtsakt 2023/1184 konkretisiert werden.

Darüber hinaus fordert der BDEW, die im Delegierten Rechtsakt 2023/1184 vorgesehene **Ausnahme von den Strombezugskriterien bei einem hohen Anteil erneuerbarer Energien im Stromnetz von derzeit 90 Prozent auf 80 Prozent abzusenken.** Die bestehende Schwelle ist zu restriktiv und kann dazu führen, dass vorhandene erneuerbare Strommengen trotz eines bereits sehr hohen EE-Anteils nicht ohne Weiteres für die RFNBO-Produktion genutzt werden können. Eine Absenkung auf 80 Prozent würde die Wasserstoffproduktion kosteneffizienter gestalten, die regulatorischen Anforderungen stärker an die tatsächliche Entwicklung der europäischen Stromsysteme anpassen und zusätzliche Produktionsstunden ermöglichen.

Gleichzeitig könnten Elektrolyseure flexibler auf hohe Einspeisemengen erneuerbarer Energien reagieren, Netzengpässe reduzieren und die Abregelung von EE-Anlagen sowie den Bedarf an Redispatch-Maßnahmen verringern. Dabei ist zentral, dass First-Mover, die verbindlichen Verträge nach geltenden Rahmenbedingungen abgeschlossen haben, vor möglichen wirtschaftlichen Nachteilen einer Anpassung der Strombezugskriterien geschützt werden.

Wasserstoffindustriequote (Art. 22a) praxistauglich ausgestalten

Die RFNBO-Industriequote in Art. 22a ist grundsätzlich ein wichtiges Instrument, um Nachfrage nach erneuerbarem Wasserstoff abzusichern und Investitionssignale für den Markthochlauf zu setzen. In ihrer derzeitigen Ausgestaltung ist sie jedoch zu starr und nicht ausreichend an die tatsächlichen Marktbedingungen gekoppelt. Der Hochlauf von RFNBO wird unter anderem weiterhin durch begrenzte Verfügbarkeit, hohe Kosten und unzureichende Infrastruktur gehemmt. Hinzu kommt, dass die Industriequote bislang weder in Deutschland noch in den meisten anderen EU-Mitgliedstaaten wirksam in nationales Recht umgesetzt wurde. Damit fehlt der Quote aktuell die notwendige praktische Verbindlichkeit und Planbarkeit. Eine rein ambitionierte EU-Vorgabe reicht nicht aus, wenn sie national nicht rechtssicher, kohärent und industriepraktikabel umgesetzt wird. Unter diesen Bedingungen kann eine starre Quote industrielle Wasserstoffabnehmer überfordern und Transformationsprojekte verzögern, wenn die erforderlichen Mengen nicht zu wettbewerbsfähigen Preisen verfügbar sind. Damit besteht das Risiko, dass die Quote zwar formal ambitioniert bleibt, in der Praxis aber weder die industrielle Nachfrage noch die Investitionen in erneuerbaren Wasserstoff wirksam und verlässlich anreizt. Für die Wirtschaftlichkeit von First-Mover-Projekten ist zudem insbesondere die Anrechenbarkeit der Emissionseinsparungen von RFNBOs, die im Rahmen der „Raffinerie-Route“ grauen Wasserstoff ersetzen, von zentraler Bedeutung.

Der BDEW spricht sich daher dafür aus, die RFNBO-Industriequote im Rahmen der Überarbeitung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie grundsätzlich beizubehalten, sie aber gezielt und praxistauglich anzupassen sowie stärker zu öffnen. Erforderlich sind insbesondere ein realistischer Hochlaufpfad, niedrigere bzw. besser gestaffelte Zwischenschritte sowie flankierende Instrumente wie CO₂-Differenzverträge, grüne Leitmärkte, ein beschleunigter Infrastrukturaufbau und klare Zertifizierungssysteme. Zudem muss die Europäische Kommission die Mitgliedstaaten stärker zu einer verlässlichen und einheitlicheren nationalen Umsetzung anhalten. Grundsätzlich ist im Rahmen des Markthochlaufs ein technologieoffener Ansatz, bei dem RFNBO-konformer und kohlenstoffarmer Wasserstoff berücksichtigt werden, von zentraler Bedeutung. Auf diese Weise lässt sich das politisch gewünschte Angebot in der wichtigen Initial- und Aufbauphase erheblich vergrößern, was zu einem liquideren Markt, sinkenden Preisen und höherer Kalkulierbarkeit führt. Das langfristige Zielbild einer Wasserstoffversorgung auf Basis erneuerbarer Energien bleibt dabei unberührt.

Bei der Berechnung der Quote ist daher entscheidend, dass kohlenstoffarmer Wasserstoff den erneuerbaren Wasserstoff nicht im Zähler ersetzt. Vorzugswürdig wäre eine Ausgestaltung, bei der kohlenstoffarme Wasserstoffmengen über eine Herausnahme aus dem Nenner berücksichtigt werden. Dadurch würde die für die Quotenerfüllung maßgebliche Bezugsgröße reduziert und die Erfüllung der Quote für industrielle Abnehmer erleichtert, ohne kohlenstoffarmen Wasserstoff vollständig mit RFNBO gleichzustellen. Gleichzeitig würde kohlenstoffarmem Wasserstoff jedoch eine notwendige Berücksichtigung in der Quotenberechnung zukommen. Weiterhin müssen innovative, sektorübergreifende Ansätze in Erwägung gezogen werden, die Kostennachteile ausgleichen und wirksame Investitions- und Nachfrageanreize für den Einsatz von Wasserstoff in der Industrie schaffen können.

Der BDEW schlägt folgende Quotenberechnung vor:

*RFNBO-Anteil in der Industrie = RFNBO-Verbrauch in der Industrie / (dividiert durch)
gesamter anrechenbarer Wasserstoffverbrauch in der Industrie
– (minus) Verbrauch von kohlenstoffarmem Wasserstoff in der Industrie*