

Berlin, 17. November 2021

bdew
Energie. Wasser. Leben.

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e. V.**
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdew.de

Stellungnahme

zum Legislativvorschlag der Europäi- schen Kommission vom 14. Juli 2021 zur Revision der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung erneuerba- rer Energien (RED II)

Transparenzregister ID: 20457441380-38

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu über-regionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeab-satzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Inhalt

1	Vorbemerkung zu übergreifenden Themen.....	3
2	Zielarchitektur.....	7
2.1	Grundprinzipien für die Ausgestaltung	7
2.2	Berechnung des Erneuerbare-Energien-Anteils (Artikel 7).....	9
3	Planung und Genehmigung (Artikel 15)	10
4	Erneuerbarer Wasserstoff und andere RFNBOs (Artikel 3, 27)	12
5	Nachweissystematik für Strom und Gas	14
5.1	Herkunftsnachweise (Artikel 19)	14
5.2	Power Purchase Agreements (Artikel 3, 15, 19).....	17
5.3	Union database (Artikel 29a, 31a)	17
6	Nachhaltigkeitskriterien für Bioenergie (Artikel 2, 3, 29, 30).....	19
7	Integration des Energiesystems (Artikel 20a)	24
8	Erneuerbare Energien in spezifischen Sektoren	26
8.1	Erneuerbare-Energien-Ziel im Gebäudesektor (Artikel 15a).....	26
8.2	Erneuerbare-Energien-Ziel im Wärme-/ Kältesektor (Artikel 23).....	27
8.3	Erneuerbare-Energien-Ziel für Fernwärme-/ kälte (Artikel 24)	28
8.4	Erneuerbare-Energien-Ziel im Verkehrssektor (Artikel 25, 27).....	32
8.5	Erneuerbare-Energien-Ziel für die Industrie (Artikel 22a)	35
9	Gemeinsame Projekte der Mitgliedstaaten (Artikel 9)	37

1 Vorbemerkung zu übergreifenden Themen

Der BDEW unterstützt die auf europäischer und nationaler Ebene gesteckten Ziele zur Erreichung der Klimaneutralität. Diese können nur erreicht werden, wenn zur Verfügung stehende Dekarbonisierungsoptionen breit genutzt werden. Eine wesentliche Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende ist dabei ein ambitionierter und beschleunigter Erneuerbare-Energien-Ausbau an Land und auf See.

Die von der Europäischen Kommission vorgeschlagene Anhebung des unionsweiten Ziels für den Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch von 32 Prozent auf mindestens 40 Prozent ist deshalb grundsätzlich zu begrüßen. Es ist wichtig, den Ausbau der Erneuerbaren Energien und den Hochlauf erneuerbarer und dekarbonisierter Gase nun schnell voranzutreiben. Ambitionierte Zielvorgaben können hierfür ein Treiber sein. Gleichzeitig muss zur Erreichung dieses Ziels sichergestellt sein, dass die Zielstruktur der unterschiedlichen Sektorziele ineinandergreift. Die Energiewirtschaft steht bereit, den Ausbau der Erneuerbaren Energien in allen Bereichen weiter voranzutreiben, benötigt allerdings gesetzgeberische Erleichterungen, um den Ausbau auch im notwendigen Tempo realisieren zu können. Die Rolle der RED III sollte nach Ansicht des BDEW daher sein, einen Rahmen zu setzen, der die Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energien – egal ob durch Elektrifizierung oder die Nutzung strombasierter Brennstoffe – in allen Sektoren ermöglicht und anreizt. Dazu gehört mit Blick auf das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 auch die Schaffung von Planungssicherheit über 2030 hinaus, indem u. a. bereits ein Ausblick auf den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien zwischen 2030 und 2050 gegeben wird. Nicht zielführend ist es dahingegen, Geschäftskonzepte und Innovationen durch komplexe Detailvorgaben einzuschränken oder durch häufige und kurzfristige regulatorische Eingriffe für Investitionsunsicherheit zu sorgen. Auf diese Weise würde die Erreichung der Ziele erschwert anstatt erleichtert.

Der BDEW möchte im Folgenden auf zentrale themenübergreifende Forderungen hinweisen:

› **Genehmigungs- und Verwaltungsaufwand verringern.**

Zur Erreichung ambitionierter CO₂-Minderungsziele ist zwingende Voraussetzung, dass der Ausbau der Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien (EE) deutlich an Dynamik gewinnt. Ein wesentliches Hemmnis dabei ist der hohe Genehmigungs- und Verwaltungsaufwand für die EE-Projekte. Es sind Anpassungen des europäischen Sekundärrechts sowie des Völkerrechts, namentlich von umwelt- und naturschutzrechtlichen Vorgaben mit dem Ziel einer Erleichterung von Genehmigungsverfahren für EE-Anlagen dringend geboten. Andernfalls drohen die ehrgeizigen Klimaschutzziele unerreichbar zu werden.

› **Bestandsschutz garantieren.**

Die Energiewirtschaft steckt bereits mitten in der Umsetzung der Energiewende und hat mit großem Aufwand Investitionen in den Ausbau Erneuerbarer Energien getätigt. Solche Projekte dürfen nicht auf einen Schlag entwertet werden. Die Regelungen auf Basis der RED II sind daher im Sinne des Vertrauensschutzes und zur Gewährleistung von Planungs- und Investitionssicherheit insbesondere für die bereits in Betrieb, Bau und Genehmigungsverfahren befindlichen Neuanlagen unbedingt beizubehalten. Für die erstmalige Anwendung von Anforderungen auf bestehende Anlagen muss eine angemessene Übergangsfrist eingeräumt werden. Die angepassten Regelungen zur Treibhausgas-Einsparung in Artikel 29 Absatz 10 sowie die Streichungen in Artikel 19 Absatz 2 und 8 RED III missachten ein solches Bestandsschutzprinzip.

› **Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft gewährleisten.**

Die Revision der RED II muss die notwendigen Rahmenbedingungen für den Hochlauf erneuerbaren Wasserstoffs und anderer erneuerbarer Kraft- oder Brennstoffe nicht-biogenen Ursprungs (RFNBOs¹) schaffen. Denn die EU-Klimaziele können nur erreicht werden, wenn sämtliche zur Verfügung stehenden Dekarbonisierungsoptionen in allen Sektoren genutzt werden. Die Ausweitung der Definition von erneuerbarem Wasserstoff/ RFNBO vom Verkehrssektor auf alle Sektoren ist daher zu begrüßen, da eine einheitliche Definition das Entstehen eines breiten und liquiden Marktes unterstützt. Der Hochlauf darf jedoch grundsätzlich nicht durch zu enge Vorgaben für die Anrechenbarkeit von erneuerbarem Wasserstoff ausgebremst werden, bevor er sich überhaupt etablieren kann. Insofern sollte die Revision der RED II auch zu einer Überarbeitung und Vereinfachung der diesbezüglichen Anforderungen genutzt werden.

› **Ausbau der Erneuerbaren Energien in allen Sektoren durch EU-Beihilfeleitlinien unterstützen.**

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien, die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung und der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft werden neben massiven privaten Investitionen auch weiterhin den Einsatz staatlicher Mittel erforderlich machen. Es ist nach Ansicht des BDEW deshalb essenziell, dass die Vorgaben der neuen EU-Beihilfeleitlinien (CEEAG) auf die neuen Ziele der RED III abgestimmt sind. Im Sinne der Planungssicherheit für die Unter-

¹ Renewable fuels of non-biological origin.

nehmen sowie um eine schnelle Umsetzung von Projekten zu ermöglichen, müssen vor allem auch Beihilfeprüfverfahren beschleunigt werden, anstatt zusätzliche bürokratische Hürden einzuführen.²

Darüber hinaus möchte der BDEW folgende Kernforderungen adressieren:

- **Herkunftsnachweise (Artikel 19):** Der BDEW spricht sich gegen eine Einführung von HKN für im aktuellen Lieferzeitraum geförderte Anlagen aus, da dadurch der Wert von HKN für EE-Anlagen ohne Förderung gemindert würde. Die bisherige Möglichkeit für Mitgliedstaaten, eine Ausstellung für im Lieferzeitraum geförderte Anlagen zu untersagen oder die HKN direkt zwangszuentwerten, sollte weiterhin bestehen bleiben.
- **Power Purchase Agreement (Artikel 15):** Der BDEW begrüßt, dass der Abschluss von PPAs vereinfacht und die noch bestehenden Hemmnisse zur Verbreitung von PPAs abgebaut werden sollen.
- **Union database (Artikel 31a):** Es ist zu erwarten, dass die Unionsdatenbank für die Teilnehmer übermäßig komplex und verwaltungstechnisch aufwendig ist, da die Daten zusätzlich zu dem eigentlichen Nachweis in bereits bestehenden Registern für Nachhaltigkeitszertifikate einzutragen sind.
- **Informationsbereitstellung durch Netzbetreiber (Artikel 20a):** Die neuen Verpflichtungen für Stromnetzbetreiber zur Bereitstellung von Informationen über EE-Anteile und THG-Emissionen des Strommixes „nahe Echtzeit“ sieht der BDEW kritisch. Zumindest derzeit steht dem damit verbundenen erheblichen Aufwand für Stromnetzbetreiber kein gleichwertiger Nutzen gegenüber.
- **EE-Ziel im Gebäudesektor (Artikel 15a):** Unabhängig von der Höhe des Ziels müssen alle Optionen zur Steigerung des EE-Anteils bei der Energieversorgung von Gebäuden genutzt werden. Dazu gehören neben der Elektrifizierung vor allem auch die Nutzung grüner Fernwärme sowie die zunehmende Einbindung erneuerbarer Gase in das bestehende Gasnetz.
- **Third Party Integration (Artikel 24):** In der vorgesehenen Verpflichtung zur Aufnahme von Wärme-/Kältemengen Dritter liegt nach Ansicht des BDEW kein Mehrwert für den Klimaschutz und die Energiewende. Anbieter von Wärme aus Erneuerbaren Energien können bereits heute auf der Basis bilateraler Verträge mit Wärmenetzbetreibern Wärmemengen einspeisen. Ein Fernwärmeversorgungsunternehmen muss seine Wärmeversorgung langfristig sichern und sich aus diesem Grund in der Regel eigene Versorgungskapazitäten

² BDEW-Stellungnahme zum Kommissionsentwurf für neue Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien, 26. Juli 2021.

schaffen. Mangels Vermaschung mit anderen Netzen stünde das Fernwärmeversorgungsunternehmen bei einer verpflichtenden Aufnahme von Wärme Dritter vor dem Problem, zusätzlich eingespeiste - ebenso wenig wie eigene überschüssige - Mengen nicht weitergeben zu können.

- **EE-Ziel im Verkehrssektor (Artikel 25):** Das Ambitionsniveau für die Treibhausgasminde- rung von 13 Prozent erscheint für das Erreichen der Klimaschutzziele im Verkehr nicht ausreichend. Vorbehaltlich der Ermöglichung, dass alle Lieferungen von EE-Strom an den Verkehrssektor (und nicht nur über öffentliche Ladepunkte an den Straßenverkehr gelie- ferte Menge) angerechnet werden dürfen, ist aus deutscher Perspektive eine deutliche Anhebung der Einsparung auf bis zu 20 Prozent (reale Einsparung ohne Berücksichtigung von Mehrfachanrechnungen) angezeigt.
- **RFNBO in der Industrie (Artikel 22a):** Der Ansatz eines verbindlichen Ziels von 50 Prozent für RFNBO als Rohstoff und Energieträger kann durchaus sinnvoll sein, um eine Nachfrage nach erneuerbarem Wasserstoff zu generieren. Das Ziel ist aber ambitioniert und nur er- reichbar, wenn der EE-Ausbau entsprechend schnell vorangetrieben wird, um die notwen- digen Mengen zu realisieren. Dafür müssen die erforderlichen Rahmenbedingungen wie schnellere Genehmigungsverfahren und ein konsistentes System der Herkunftsnachweise geschaffen werden.

2 Zielarchitektur

Die RED II enthält eine komplexe Architektur aus verschiedenen Zielen, Berechnungsvorgaben und Erfüllungsoptionen für Erneuerbare Energien. Die Ziele sind in vier Ebenen gegliedert:

1. Gesamtziel für den Ausbau Erneuerbarer Energien
2. Zielvorgaben für verschiedene Anwendungsbereiche (Strom - Wärme/Kälte – Verkehr)
3. Zielvorgaben für einzelne Wirtschaftssektoren (Gebäudesektor, Industrie, Fernwärme, Straßenverkehr)
4. Mindestanteile und Obergrenzen für verschiedene Brennstoffe

Die Europäische Kommission schlägt im Rahmen der Vorschläge zur Überarbeitung der RED II Änderungen zu einzelnen Zielen einschließlich der Anrechnungsregeln sowie eine Ergänzung um weitere Ziele für die Wirtschaftssektoren Gebäude und Industrie vor. Außerdem sollen künftig Mindestanteile für RFNBOs in den Sektoren Verkehr und Industrie erreicht werden.

2.1 Grundprinzipien für die Ausgestaltung

Der BDEW möchte im Folgenden auf wesentliche Grundprinzipien hinweisen, die bei der Zielarchitektur grundsätzlich zu berücksichtigen sind und zeigt jene Stellen auf, die einer entsprechenden Nachbesserung bedürfen.

Ebene 1: Vollständigkeit: Alle Erfüllungsoptionen aus Erneuerbaren Energien sollten (einmal) auf das Gesamtziel angerechnet werden dürfen.

- › Die nicht-energetische Nutzung erneuerbarer Energieträger in der Industrie und zur Herstellung von Kraftstoffen sollte gleichwertig wie die anderen Anwendungen auf das Gesamtziel für Erneuerbare Energien angerechnet werden.

Ebene 2: Konsistenz: Keine Doppelzählung von Erfüllungsoptionen

- › In Analogie zu RFNBOs sollte der Stromverbrauch für die Herstellung von Wasserstoff aus biogenen Quellen bei der Bestimmung des EE-Anteils des Stroms nicht berücksichtigt werden und die Anrechnung des biogenen Wasserstoffs als Erneuerbare Energie direkt im jeweiligen Anwendungsbereich erfolgen.

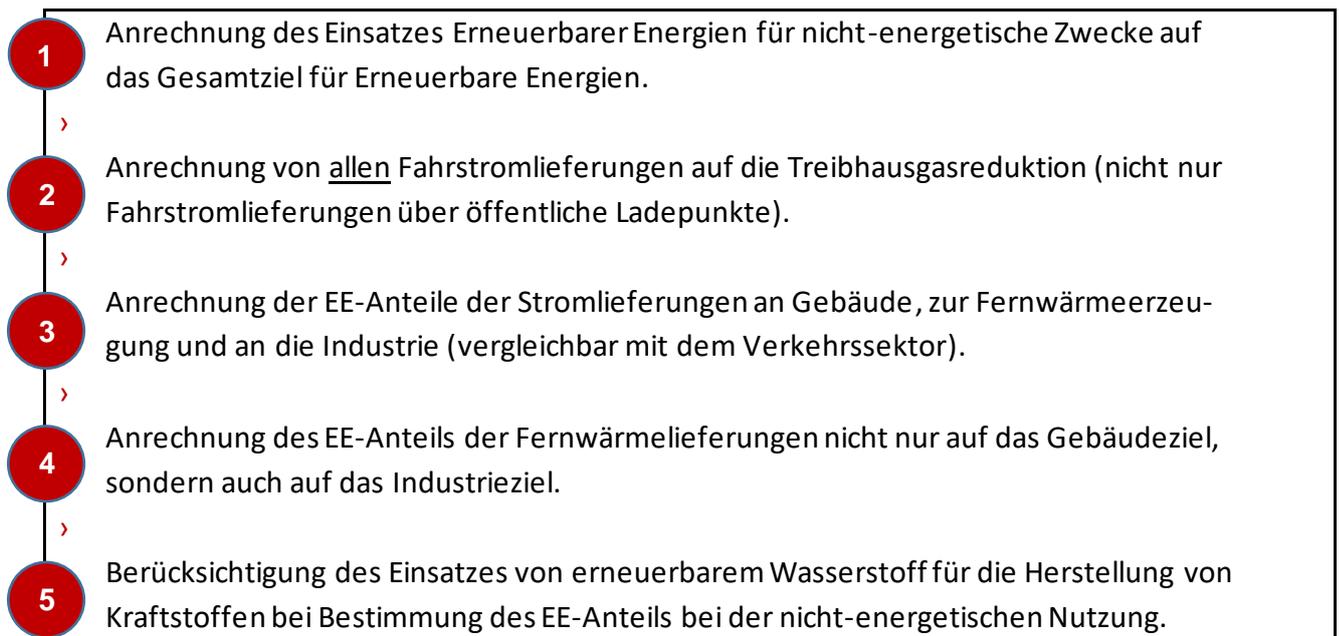
Ebene 3: Gleichbehandlung: Strom- und Wärmelieferungen auf Basis Erneuerbarer Energien dürfen gegenüber anderen Erfüllungsoptionen nicht benachteiligt werden.

- › Die EE-Anteile in Strom- und Fernwärmelieferungen müssen als indirekte Erfüllungsoptionen auf die jeweiligen Sektorziele für Gebäude, Industrie, Fernwärme und Verkehr umfänglich angerechnet werden dürfen. Eine Doppelzählung muss auf Ebene 1 und Ebene 2 zwingend vermieden werden. Auf Ebene 3 steht die Gleichbehandlung der verschiedenen Erfüllungsoptionen im Vordergrund. EE-Anteile im Strom sollen nach dem Vorschlag

der Kommission bereits in Artikel 25 (Verkehr) und nach Einschätzung des BDEW auch in Artikel 15a (Gebäude) angerechnet werden. Um Wettbewerbsgleichheit zu erreichen, sollte dieses Prinzip einheitlich auch beim Industrie- und Fernwärmeziel beachtet werden.

Ebene 4: Subsidiarität: Die verschiedenen Mindestanteile und Obergrenzen befördern oder beschränken den Markt für verschiedene Brennstoffe in den Mitgliedstaaten.

- › Die RED II sieht in verschiedenen Artikeln Mindestanteile oder Obergrenzen für einzelne Erfüllungsoptionen vor. In den Mitgliedstaaten bestehen sehr unterschiedliche Ausgangsbedingungen und Potenziale für die Erzeugung und Nutzung dieser Optionen. Aus Sicht des BDEW müssen bei der Festlegung dieser Vorgaben die strukturellen Unterschiede in den Mitgliedstaaten über angemessene Flexibilitäten berücksichtigt werden dürfen. Dabei müssen auch die möglichen Auswirkungen der Anwendung der Nachhaltigkeitskriterien und Zusätzlichkeitsanforderungen auf die inländischen Potenziale in den einzelnen Mitgliedstaaten beachtet werden. Die Mitgliedstaaten sollten im Rahmen ihrer Nationalen Klima- und Energiepläne ihre jeweiligen Beiträge zur Erreichung der Ziele formulieren und begründen.



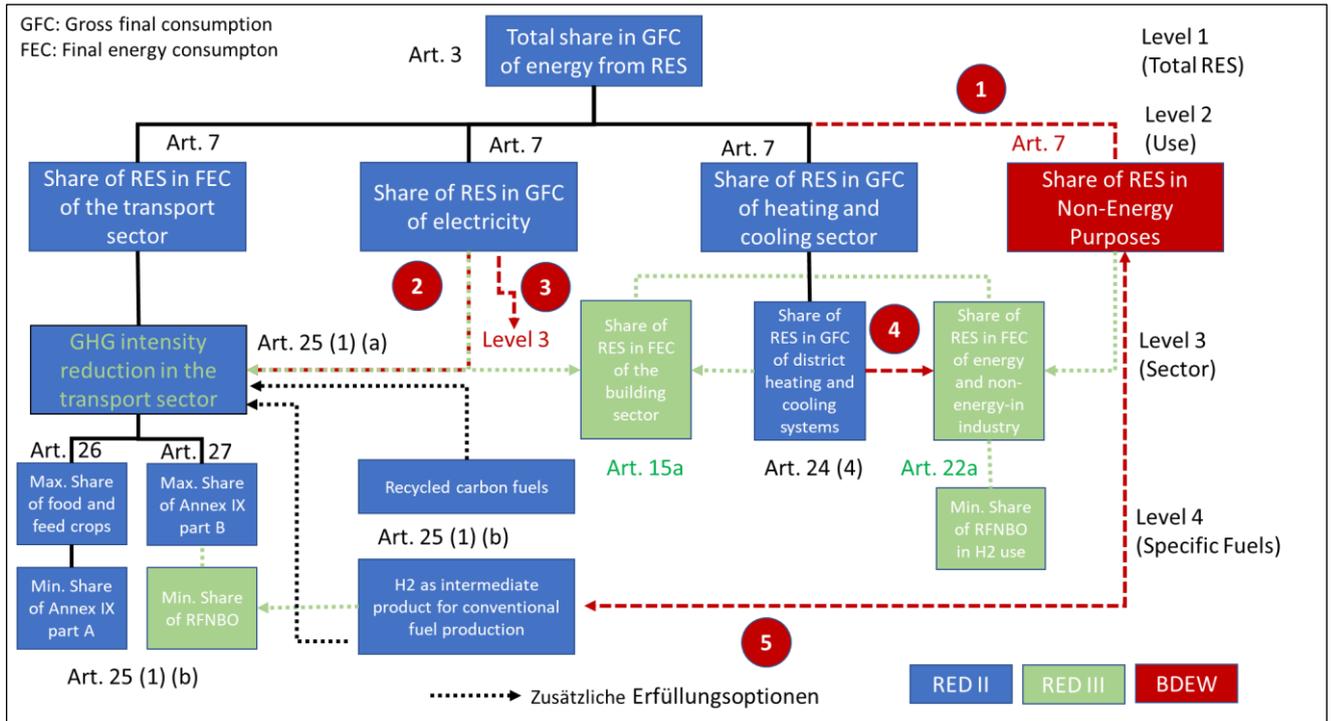


Abbildung 1: Vorschläge des BDEW zur Änderung der Zielarchitektur der RED II

2.2 Berechnung des Erneuerbare-Energien-Anteils (Artikel 7)

Zu Artikel 7 Absatz 1 Unterabsatz 2

Die EU-Kommission schlägt eine aktualisierte Methode für die Berechnung des Anteils von Energie aus erneuerbaren Quellen vor, damit i) Energie aus strombasierten Brennstoffen (RFNBO) in dem Sektor berücksichtigt werden muss, in dem sie verbraucht wird, und ii) der aus erneuerbaren Quellen gewonnene Strom, der zur Herstellung von RFNBO verwendet wird, nicht in die Berechnung des Bruttoendverbrauchs von Strom aus erneuerbaren Quellen in den Mitgliedstaaten aufgenommen wird.

Der BDEW unterstützt diesen Vorschlag, der darauf abzielt, eine Doppelzählung erneuerbarer Energieträger zu vermeiden. Der Vorschlag der EU-Kommission führt jedoch zu einer Untererfassung erneuerbarer Energieträger, da die Verwendung von RFNBO für nichtenergetische Zwecke sowie von Wasserstoff, der als Zwischenprodukt für die Herstellung von Verkehrskraftstoffen genutzt wird, nach den Rechenregeln des Artikels 7 nicht auf die Sektoren (a) Strom, (b) Wärme und Kälte oder (c) Verkehr angerechnet werden kann.

Zur Berechnung des Gesamtanteils von Energie aus erneuerbaren Quellen sollte deshalb in Artikel 7 ein neuer Buchstabe (d) ergänzt werden, der die Anrechnung von RFNBO für nicht-energetische Zwecke und als Zwischenprodukt auf das Gesamtziel ermöglicht.

3 Planung und Genehmigung (Artikel 15)

Planungs- und Genehmigungsverfahren bleiben nach wie vor die größten Engpässe beim Ausbau Erneuerbarer Energien. Die Regelungen zur Erleichterung von Planungs- und Genehmigungsverfahren für Erneuerbare-Energien-Anlagen aus der Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie im Jahr 2018 (RED II) konnten zwar positive Impulse setzen, haben das Problem aber bei Weitem nicht behoben. Das Problem langer Projektierungs- und Verfahrensdauern ist nicht dadurch zu lösen, dass für einen immer größer werdenden Prüfungsumfang immer kürzere Fristen gesetzt werden. Vielmehr muss der Prüfungsumfang gestrafft und entschlackt werden. Einen wesentlichen Beitrag müssen dabei die europäischen Vorgaben des Natur- und Artenschutzrechts leisten, die mit dem Ziel, Genehmigungsverfahren für EE-Anlagen zu erleichtern und zu beschleunigen, angepasst werden sollten.³ Andernfalls drohen die ehrgeizigen Klimaschutzziele unerreichbar zu werden.

Beispiele für erforderliche Anpassungen sind:

- › Stärkere und einheitliche Verankerung des **Populationsansatzes statt des Individuenschutzes** bei Investitionsvorhaben für die Anwendung in Vogelschutz- und FFH-Richtlinie auch außerhalb der Ausnahmegenehmigung
- › Harmonisierung der Ausnahmevoraussetzungen im besonderen Artenschutzrecht von Fauna-Flora-Habitat- (92/43/EWG) und Vogelschutzrichtlinien (2009/147/EG).
- › Aufnahme des Klimaschutzes durch den Ausbau Erneuerbarer Energien als Ausnahmegrund sowie gesetzliche Klarstellung, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien **im öffentlichen Interesse** liegt und der **öffentlichen Sicherheit** dient.
- › Überprüfung der Richtlinienanhänge und Überprüfung der Schutzbedürftigkeit der aufgenommenen Arten (und Herausnahme EU-weit ungefährdeter und ubiquitärer Arten) sowie Aufnahme einer regelmäßigen **Überprüfungs- und Überarbeitungspflicht**.

Zur Umsetzung dieser Ziele sollten entsprechende Maßgaberegungen für die Anwendung der europäischen Natur- und Artenschutzregelungen in der Überarbeitung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie aufgenommen werden. Zudem sollte in Artikel 15 der RED III eine Prüfung der natur- und umweltgesetzlichen EU-Vorgaben vor dem Gesichtspunkt der notwendigen Beschleunigung des Ausbaus Erneuerbarer Energien durch die Europäische Kommission verankert

³ Weitere Ausführungen hierzu siehe BDEW-Positionspapier „Energiewende ermöglichen – 25 Vorschläge für mehr Tempo bei Planung und Genehmigung“ (31. August 2021): https://www.bdew.de/media/documents/BDEW_Erm%C3%B6glichungspapier2021_210831_final.pdf

werden. Ziel der Überprüfung sollten die Identifizierung vermeidbarer Hindernisse zum EE-Ausbau sowie die Vorlage eines Maßnahmenplans zu deren Beseitigung sein.

Daneben ist die Beteiligung von Bürgern und Verbänden in den Zulassungsverfahren ein hohes Gut. Durch die Möglichkeiten von Bürgern und Verbänden, sich mit Einwendungen am Verfahren zu beteiligen, können der Vorhabenträger und die Genehmigungsbehörde ergänzende Aspekte bei ihrer Entscheidung berücksichtigen. Nur wenn Einwender sich allerdings frühzeitig und konstruktiv an den Zulassungsverfahren beteiligen, kann der Zweck von Anhörungsverfahren tatsächlich erreicht werden. Daher muss auf internationaler (Aarhus-Konvention) und europäischer Ebene die Voraussetzung geschaffen werden, materielle Präklusionsregelungen in den Mitgliedstaaten zu ermöglichen. Das bedeutet, dass Umweltbelange, die nicht bis zu einem bestimmten Zeitpunkt im Zulassungsverfahren vorgebracht wurden, im weiteren Zulassungsverfahren sowie in einem sich gegebenenfalls anschließenden Gerichtsverfahren nicht mehr wirksam vorgebracht werden können.

Langwierige gerichtliche Überprüfungen von Genehmigungsentscheidungen verzögern die Verwirklichung wichtiger Projekte zusätzlich. Gerade Umweltverbandsklagerechte, die auf die europäische Öffentlichkeitsbeteiligungs-Richtlinie 2003/35/EG vom 26. Mai 2003 zurückgehen, eröffnen dabei große Verzögerungspotenziale. Auf europäischer Ebene muss daher besser als bisher sichergestellt werden, dass diese Möglichkeiten nicht missbräuchlich genutzt werden. Der EuGH hat bereits anerkannt, dass entsprechende Rechtsbehelfe nicht missbräuchlich genutzt werden dürfen. In der Praxis sind aber keine Fälle bekannt, in denen Rechtsbehelfe wegen missbräuchlicher Wahrnehmung prozessualer Rechte zurückgewiesen wurden. Der europäische Gesetzgeber ist daher nun gefragt, Fälle missbräuchlicher Inanspruchnahme der Klagerechte näher auszugestalten, um unnötige Verzögerung bei der Projektverwirklichung zu vermeiden.

Darüber hinaus ist durch die Mitgliedstaaten eine angemessene Personalausstattung sowohl der Genehmigungsbehörden als auch – für den Fall der gerichtlichen Überprüfung der Genehmigung – der Gerichte sicherzustellen.

4 Erneuerbarer Wasserstoff und andere RFNBOs (Artikel 3, 27)

Wasserstoff und seine Derivate werden in der zukünftigen Energieversorgung eine wichtige Rolle einnehmen, um THG-Minderungen in schwer zu dekarbonisierenden Bereichen zu realisieren, aber auch, um insbesondere die Gasversorgung sukzessive klimaneutral zu gestalten. Dabei sollten insbesondere im Markthochlauf einer Wasserstoffwirtschaft sowohl erneuerbarer Wasserstoff auf der Basis von EE-Strom als auch dekarbonisierter Wasserstoff auf der Basis von Erdgas zum Einsatz kommen. Dies ermöglicht, schneller und kostengünstiger die notwendigen Mengen für eine Umstellung von Anwendungstechnologien und Infrastruktur bereitzustellen. Auf dem Weg zur Klimaneutralität sollte der Anteil erneuerbaren Wasserstoffs dabei mehr und mehr steigen und 2050 den weit überwiegenden Teil ausmachen.

Es ist nachvollziehbar, dass Regelungen zu dekarbonisierten Gase nicht im Zuge der Revision der RED II festgelegt werden. Der BDEW erwartet aber, dass entsprechende Definitionen und Anreizregelungen im Rahmen des für Dezember 2021 angekündigten Wasserstoff- und Gasmarkt-Dekarbonisierungspakets verankert werden und diese konsistent mit denen für erneuerbare Gase sind, sodass z.B. ein gemeinsames Nachweis- und Handelssystem möglich ist (siehe hierzu Abschnitt 5.1). Hierzu muss zweifelsfrei erkennbar sein, auf welche Weise und mit welcher THG-Intensität der Wasserstoff hergestellt wurde.

Zu Artikel 3 Absatz 4a (neu)

Der BDEW unterstützt den in Absatz 4a formulierten Appell, dass Mitgliedstaaten den zusätzlichen Bedarf an Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen zur Deckung der Nachfrage in den Sektoren und zur Erzeugung von RFNBOs berücksichtigen sollen. Dazu ist der Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien in den Nationalen Energie- und Klimaplänen entsprechend der zusätzlichen Erneuerbaren-Stromnachfrage anzuheben.

Zur Erreichung ambitionierter CO₂-Minderungsziele müssen die Potenziale der deutschen und europäischen Erzeugung insbesondere von erneuerbarem Wasserstoff verstärkt erschlossen werden. Erneuerbarer Wasserstoff braucht Strom aus Erneuerbaren Energien. Zwingende Voraussetzung ist daher, dass der Ausbau der Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien deutlich an Dynamik gewinnt.

Zu Artikel 27 Absatz 3 – Kriterien für erneuerbaren Wasserstoff

Es muss gewährleistet werden, dass erneuerbarer Wasserstoff zur Erreichung der sektoralen klima- und energiepolitischen Ziele in ausreichendem Maße zur Verfügung steht. Nicht nach-

vollziehbar ist daher, weshalb der Direktbezug von Strom aus einer EE-Anlage scheinbar strenger Anforderungen unterliegen soll als der Strombezug aus dem Netz. Eine Begrenzung ausschließlich auf Neuanlagen, wie in Artikel 27 Abs. 3 Unterabsatz 2 im Falle eines Direktbezugs von Strom aus Erneuerbaren Energien vorgesehen, vermindert das für die Wasserstoffherzeugung verfügbare Potenzial von EE-Strom und damit die Verfügbarkeit von erneuerbarem Wasserstoff ganz erheblich. Es muss daher sichergestellt werden, dass allen Erneuerbare-Energien-Anlagen bzw. Stromerzeugungsmengen aus diesen Anlagen die „grüne“ Eigenschaft zugesprochen wird, sofern sie keine finanzielle Förderung in Anspruch nehmen. Im Fall des Bezugs von Strom aus dem Netz sollte der Nachweis über die ausschließliche Verwendung von EE-Strom für die Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff über Herkunftsnachweise (HKN) für die Stromerzeugung ausreichend sein.⁴

Des Weiteren muss gewährleistet werden, dass erneuerbarer Wasserstoff neben der ausreichenden Verfügbarkeit und der umweltgerechten Produktion auch auf möglichst (kosten-) effiziente Weise hergestellt werden kann, um einen wettbewerbsfähigen Einsatz insbesondere in der Industrie zu ermöglichen. Gerade in der Hochlaufphase der Produktion ist eine hohe Auslastung der Elektrolyseure entscheidend für die Skalierbarkeit und damit den langfristigen Erfolg von erneuerbarem Wasserstoff. Die Anrechenbarkeit auf die EE-Ziele sollte nicht nur für RFNBOs, sondern auch für Wasserstoff aus biogenen Quellen sowie Biomasse-Strom ermöglicht werden. Es bedarf vielmehr der Möglichkeit, Wasserstoff auch aus biogenen Quellen zu erzeugen, solange diese Energieträger den Nachhaltigkeitskriterien der RED III entsprechen.

In jedem Fall sind für bereits realisierte Projekte und die getätigten Investitionen sowie für Projekte, für die vor dem Zeitpunkt einer EU-weiten Definition der grünen Eigenschaft eine Investitionsentscheidung (final investment decision / FID) getroffen wird, die Gewährleistung des Bestandsschutzes und ein verlässlicher Investitionsrahmen in Form von Übergangsfristen essenziell. Es muss sichergestellt werden, dass die im Jahr der Inbetriebnahme des Elektrolyseurs geltenden Regelungen über die gesamte Betriebsdauer dieser Anlage bestehen bleiben. Daneben sollten aber auch neu entstehende Geschäftsmodelle für Bestandsanlagen nutzbar sein.

Abschließend weist der BDEW darauf hin, dass Klarstellungsbedarf besteht im Hinblick auf die Anrechenbarkeit von aus Drittländern importiertem erneuerbarem Wasserstoff. Aus Sicht des BDEW sollten die Kriterien des EU-Nutzerlandes maßgebend sein.

⁴ Weitere Ausführungen hierzu siehe BDEW-„Grundsatzpapier zu den Kriterien für erneuerbaren Wasserstoff im Rahmen der RED II (-Revision)“ (09. September 2021): https://www.bdew.de/media/documents/20210909_BDEW-Grundsatzpapier_Kriterien-erneuerbarer-Wasserstoff.pdf

5 Nachweissystematik für Strom und Gas

5.1 Herkunftsnachweise (Artikel 19)

Herkunftsnachweise für Strom

Mit Anpassung der RED II wird die grundsätzliche Möglichkeit zur Ausstellung von HKN für Strom aus EE-Anlagen – sowohl für geförderte Anlagen als auch für ungeforderte Anlagen – eingeführt. Der BDEW spricht sich gegen eine Einführung von HKN für im aktuellen Lieferzeitraum geförderte Anlagen aus, da dadurch der Wert von HKN für EE-Anlagen ohne Förderung gemindert würde.

Bisher konnten Mitgliedstaaten eine Ausstellung für im Lieferzeitraum geförderte Anlagen untersagen oder die HKN direkt zwangsentwerten. Deutschland hat bisher die Ausstellung von HKN für geförderte Anlagen untersagt. Diese Möglichkeit sollte weiterhin bestehen bleiben. Um den Ausbau von EE-Anlagen ohne Förderung zu stützen, ist die Erlösmöglichkeit über HKN eine wichtige Einnahmequelle. Würde man HKN für geförderte Anlagen einführen, würde diese Erlösmöglichkeit für ungeforderte Anlagen geschmälert und damit auch die Attraktivität für den Ausbau von Erneuerbaren Energien ohne Förderung und damit auch für Power Purchase Agreements (PPAs) sinken.

Darüber hinaus plädieren wir dringend dafür, nachfrageseitige Hemmnisse in der Anwendung von Herkunftsnachweisen – und damit von Strom aus erneuerbaren Quellen – zu beseitigen. So sind vor allem die folgenden, in ihrer Größenordnung essenziellen Einschränkungen im Hinblick auf den Einsatz von Strom aus Erneuerbaren Energien zu nennen:

- Im Rahmen einer direkten börslichen Beschaffung ist die Entwertung von Herkunftsnachweisen nicht ordentlich möglich; die Rolle des Stromlieferanten wird in der Abwicklungskette nicht berücksichtigt. Die Beschränkung auf „den Nachweis gegenüber Endkunden“ schließt eine Entwertung für den eigenen Stromverbrauch aus, womit im Übrigen auch der ordentliche Nachweis für die erneuerbare Herkunft der Energie im Rahmen von PPAs faktisch nicht möglich ist.
- Ebenso ist die Entwertung von Herkunftsnachweisen für bestimmte Anwendungsfelder – insbesondere der Einsatz von Strom zum Ausgleich der Stromnetzverluste bei Transport und Verteilung sowie der Eigenverbrauch des Netzbetreibers – ausgeschlossen, da diese nicht als Endverbrauch einzustufen sind. Allein mit der Verlustenergie sind damit über 5 Prozent der Stromnachfrage faktisch vom Einsatz von Strom aus Erneuerbaren Energien ausgeschlossen.

Wir schlagen daher vor, die Anwendbarkeit von Herkunftsnachweisen insbesondere im Rahmen der Definition von Herkunftsnachweisen dahingehend zu erweitern, dass Herkunftsnachweise als Nachweis für die Herkunft von Energie aus erneuerbaren Quellen auch durch Endkunden selbst für den eigenen Strombezug angewendet und dass Herkunftsnachweise auch für sonstige Anwendungen von Energie herangezogen werden können.

Damit die Zertifikate einen Nutzen für die gesamte Wertschöpfungskette haben (wie von der Europäischen Kommission selbst erwartet), muss die Definition dahingehend geändert werden, dass die Zertifikate eine Compliance-Funktion haben und um weitere relevante Stakeholder (Energieerzeuger, Investoren, Regierungen usw.) erweitert werden.

Um zukünftig eine Differenzierung und erhöhte Wertigkeit der grünen Eigenschaft im Rahmen von green PPAs zu ermöglichen, könnten bspw. bestehende oder neue (europäische) Handelsplattformen die Transparenz und Vergleichbarkeit für die Werthaltigkeit von HKN für alle Marktteilnehmer erhöhen. Dabei kann eine verbindliche Unterscheidung von Herkunftsnachweisen in nachfolgende Produktklassen und eine Ausweisung gegenüber dem Letztverbraucher förderlich sein:

- Herkunftsnachweise aus Anlagen, welche in ihrer Betriebszeit nie eine finanzielle bzw. gesetzliche Förderung in Anspruch nehmen werden bzw. genommen haben, sowie
- Herkunftsnachweise aus ausgeförderten Anlagen,
- Herkunftsnachweise mit Ausweisung des Herkunftslandes und Art der dortigen Förderung.

Auswirkungen auf die deutschen Regelungen

Sofern zukünftig HKN für geförderte Erneuerbare Energien ausgestellt würden, ist zu klären, wie das bestehende Doppelvermarktungsverbot einzuhalten ist bzw. wie eine Weitervermarktung und Anerkennung dieser HKN in der Stromkennzeichnung erfolgt. Derzeit werden die geförderten Erneuerbaren Energien über einen Bilanzierungsmechanismus in Abhängigkeit der durch die Letztverbraucher gezahlten EEG-Umlage in der Stromkennzeichnung berücksichtigt. Eine Parallelität dieses Bilanzierungsmechanismus und einer eventuellen Ausstellung und Vermarktung von HKN für geförderte Anlagen widerspricht dem Doppelvermarktungsverbot. Hier wären Anpassungen erforderlich. Es müssten auch weitere Regelungen, wie etwa die Anforderungen für die EEG-Umlagebefreiung für die Herstellung erneuerbaren Wasserstoffs, angepasst werden.

Sollten HKN entgegen der bestehenden Position des BDEW auch für geförderte Anlagen eingeführt werden, muss der Wert der grünen Eigenschaft bei der Förderhöhe der EE-Anlage gekürzt

werden, unter der Maßgabe, dass die EEG-Umlage für Letztverbraucher entfällt und damit das Doppelvermarktungsverbot weiterhin bestehen bleibt.

Herkunftsnachweis für gasförmige Energieträger

Bereits mit der RED II wurde die Möglichkeit der Ausstellung von HKN für erneuerbare und dekarbonisierte Gase eingeführt, ohne jedoch eine konkrete Anwendungsmöglichkeit zu benennen. Die wichtigste Voraussetzung für den grenzüberschreitenden Handel mit klimaneutralen Gasen ist ein einheitliches europäisches System für Nachweise von Herkunft und der THG-Intensität. Der BDEW betont daher die Notwendigkeit eines einheitlichen Herkunftsnachweissystems für erneuerbare und dekarbonisierte Gase, in dem die nationalen Herkunftsnachweisregister angebunden sind. Dabei sollen die Herkunftsnachweise mit den in der RED II geforderten Inhalten und einer optionalen Zusatzangabe der CO₂-Intensität ausgestellt, übertragen und entwertet werden können. Durch die Zusatzangabe der CO₂-Intensität können entsprechende Herkunftsnachweise für nationale Treibhausgaserminderungsziele angerechnet werden. Auch Nachhaltigkeitskriterien sollten einbezogen werden, womit eine separate Nachhaltigkeitszertifizierung obsolet wäre. Ein umfassendes europäisches Herkunftsnachweissystem sollte weiterhin auf dem „Book-and-Claim“-Prinzip basieren, um eine Marktfragmentierung zu vermeiden und die Liquidität zu erhöhen. Unterschiedliche Nachweissysteme sollten vermieden werden, da sie den administrativen Aufwand für alle Marktbeteiligten erhöhen, die Vergleich- und Handelbarkeit erschweren und die Liquidität der handelbaren Energiemengen mindern. Der BDEW bittet hier ausdrücklich um eine entsprechende Klarstellung in der RED III (siehe dazu Positionspapier Handelssystem erneuerbare und dekarbonisierte Gase)⁵. Sollte sich die EU-KOM für ein Nachweissystem mit Massenbilanzierungsverfahren entscheiden, ist zwingend das europäische Gasnetz (Gas- einschließlich Wasserstoffnetze) als ein Massenbilanzierungssystem zu definieren, hierfür bedürfte es einer Festlegung in der RED III und im kommenden Wasserstoff- und Gasmarkt-Dekarbonisierungspaket. Der BDEW gibt zu bedenken, dass eine Umstellung auf einen qualifizierten Nachweis in der Massenbilanzierungssystematik nicht kurzfristig erfolgen und damit eine Umstellung auf erneuerbare und dekarbonisierte Gase erschwert und verlangsamt wird.

⁵ Weitere Ausführungen hierzu siehe BDEW-Positionspapier „Eckpunkte Handelssystem für erneuerbare und dekarbonisierte Gase“ (29. Juni 2020): https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20200629_Positionspapier_Handelssystem_e_d_Gase.pdf

5.2 Power Purchase Agreements (Artikel 3, 15, 19)

Zu Artikel 3 Absatz 4a (neu)

Der BDEW begrüßt, dass der Abschluss von PPAs vereinfacht und die noch bestehenden Hemmnisse zur Verbreitung von PPAs abgebaut werden sollen. Der BDEW hat in seinem Papier zur Förderung von PPAs eine Reihe von Handlungsempfehlungen zusammengestellt.⁶ Der BDEW möchte darauf hinweisen, dass es sich bei PPAs um ein marktliches Instrument handelt, das nicht mit dem staatlichen Fördersystem gleichgestellt werden sollte.

Zu Artikel 15 Absatz 8

Mit der Reduzierung von finanziellen Risiken mithilfe von Kreditgarantien wird eine weitreichende Förderung auf europäischer Ebene vorgeschlagen. Dabei sollte beachtet werden, dass PPAs den Ausbau Erneuerbarer Energien durch eine Finanzierung am Markt ermöglichen sollen. Dementsprechend sollten Kreditgarantien nicht durch den Staat ausgestellt werden.

Der BDEW bewertet die mögliche Weitergabe des Herkunftsnachweises an den Abnehmer als positiv, da damit der Endkunde einen Nachweis darüber hat, dass der bezogene Strom garantiert grün ist. Um die Qualität der Herkunftsnachweise weiterhin zu erhalten, sollte an dem Doppelvermarktungsverbot festgehalten werden. Nur so kann der Wert des Herkunftsnachweises einen Mehrwert für den PPA darstellen.

Mit der angedachten Veröffentlichung der Volumina, die hinter den abgeschlossenen PPAs stehen, kann ein guter Vergleich zwischen Anlagen, die über das EEG gefördert werden, und Anlagen, die im Markt erbaut werden, gezogen werden.

5.3 Union database (Artikel 29a, 31a)

Laut dem neuen Artikel 31a sollen Herkunftsnachweise im Rahmen des Nachweises von Nachhaltigkeitsanforderungen in die „Union database“ (Unionsdatenbank zur Sicherheit der Lieferkette) übertragen und um Nachhaltigkeitskriterien ergänzt werden können (Rucksackprinzip).

⁶ Weitere Ausführungen hierzu siehe BDEW-Positionspapier „Finanzierung und Marktintegration von Erneuerbare-Energien-Anlagen“ (05. März 2021): https://www.bdew.de/media/documents/5016_PPA.pdf

Es ist zu erwarten, dass die Unionsdatenbank für die Teilnehmer übermäßig komplex und verwaltungstechnisch aufwendig ist, da die Daten zusätzlich zu dem eigentlichen Nachweis in bereits bestehenden Registern für Nachhaltigkeitszertifikate einzutragen sind. Die Datenbank sollte die Nachhaltigkeit erneuerbarer Verkehrskraftstoffe physisch verfolgen und ist für gasförmige Kraftstoffe kein geeignetes Instrument. Die entsprechende Nutzung dieser Datenbank führt zu einem Aufwand, der als weitere Barriere für den grenzüberschreitenden Handel mit erneuerbarem Wasserstoff angesehen wird. Darüber hinaus würden HKN gelöscht, sobald sie in der Datenbank erfasst wurden. Dies würde verhindern, dass sich HKN zu einem Treiber für grüne und nachhaltige Wertschöpfung und liquide Märkte entwickeln und damit eine ähnliche Rolle einnehmen, wie dies für die Märkte für EE-Strom der Fall war. Die erforderlichen Informationen könnten in ein robustes und einheitliches HKN-System (Artikel 19) nach dem europäischen Book-and-Claim-Ansatz integriert werden.

Bezüglich Artikel 29a wäre es von Vorteil, solche Informationen in das HKN-System zu integrieren (Artikel 19), um zwei getrennte Systeme zu vermeiden, Handelsaktivitäten anzukurbeln und so den Markthochlauf von Wasserstoff zu unterstützen.

6 Nachhaltigkeitskriterien für Bioenergie (Artikel 2, 3, 29, 30)

Der BDEW unterstützt das System der Nachhaltigkeitsnachweise, denn ein solches ist auch für die Akzeptanz der Bioenergie als wichtige und verlässliche erneuerbare Energiequelle unabdingbar. Dabei muss der Nachweis der Nachhaltigkeit einerseits einheitlich und effizient gestaltet sein, um Wettbewerbsverzerrungen innerhalb der EU zu vermeiden, und andererseits der Verwaltungsaufwand auf ein verhältnismäßiges Maß begrenzt werden. Zentral ist zudem, dass den Unternehmen für die Anwendung der neuen Bestimmungen eine ausreichende Übergangsfrist eingeräumt wird.

Zu Artikel 2 Randnummer (1a)

Die derzeitige Definition von "quality roundwood" lässt offen, wie es sich mit Holzimporten aus Nicht-Mitgliedstaaten verhält. Die Kriterien werden in diesen Fällen, von dem das Holz importierenden Mitgliedstaat spezifiziert. Hierbei gilt festzulegen, welche Kriterien anzusetzen sind: die Kriterien des Herkunftslandes oder die des Landes, in dem die Nutzung erfolgt. Um Wettbewerbsverzerrungen auf den Biomassemärkten im Hinblick auf grenzüberschreitende Holzlieferungen vorzubeugen, sollte das Herkunftsland die Klassifizierung vornehmen und nicht das Land, welches das Holzprodukt nutzt. Darüber hinaus sollte klargestellt werden, wie mit Drittstaaten umzugehen ist, die nicht der RED unterliegen.

Zu Artikel 3 Absatz 3 Buchstabe (a) Unterpunkt i)

Die in Buchstabe (a) vorgesehene Beschränkung des Einsatzes bestimmter Holzprodukte zur Energieerzeugung sollte nicht für Schadholz oder andere forstwirtschaftliche Biomasse zur Anwendung kommen, für die keine stoffliche Nutzung vorgesehen werden kann.

Der Vorschlag sollte mit einer Referenz im Rahmen der Begriffsbestimmungen in Artikel 2 zu bestehenden Definitionen bzgl. „saw“ und „veneer logs“ versehen werden, um Begriffsklarheit zu schaffen.

Zu Artikel 3 Absatz 3 Buchstabe (a) Unterpunkt ii) – Kaskadennutzung von Biomasse

Wir begrüßen die geplante Kaskadennutzung von holzartiger Biomasse, weisen aber darauf hin, dass die Ankündigung möglicher zusätzlicher Limitierungen über einen delegierten Rechtsakt dazu führen wird, dass die fortbestehende regulatorische Unsicherheit Investitionen in den Umbau des Energiesystems behindern dürfte. In jedem Fall sollte sichergestellt sein, dass bereits vor dem gemäß Absatz 3 Unterabsatz 3 geplanten delegierten Rechtsakt, dass weiterhin wirtschaftlich sinnvolle Ausnahmen möglich sein sollten. Das betrifft bspw. Landschaftspflegeholz oder andere forstwirtschaftliche Biomasse, das/die keine Alternative zur energetischen

Verwertung aufweist. Der vorgesehene delegierte Rechtsakt sollte sich auf Rundholz beschränken. Für die übrigen Biomasseformen sind die im Artikel 29 verankerten Nachhaltigkeitskriterien ausreichend, um eine umweltgerechte und ressourcenschonende Nutzung zu gewährleisten.

Zu Artikel 3 Absatz 3 Buchstabe (b)

Buchstabe (b) sollte gestrichen werden. Die Regelungen überlappen sich weitgehend mit Artikel 29 (11). Der betroffene Anwendungsfall wird durch Artikel 29 bereits ausreichend geregelt, insbesondere, da künftig der Schwellenwert für die Anwendung der Nachhaltigkeitskriterien von 20 auf 5 MW abgesenkt werden soll und gleichzeitig auch für bestehende Anlagen Vorgaben für die Treibhausgaseinsparung vorgeschlagen werden. Vor diesem Hintergrund sind auch die zusätzlichen Anforderungen nach CO₂-Abtrennung und Speicherung für reine stromerzeugende Biomasse-Anlagen, die die sonstigen Kriterien der Nachhaltigkeit und der Kaskadennutzung erfüllen, nicht nachvollziehbar.

Zu Artikel 29 Absatz 1 Unterabsatz 3 - Klärschlamm

Seit der letzten Änderung der Abfallrahmenrichtlinie wird Klärschlamm aus der kommunalen Abwasserbehandlung im Sinne der Abfallstatistik nicht mehr als Siedlungsabfall geführt. Die Verbrennung von Klärschlamm bedarf aufgrund des hohen Wassergehaltes der Originalsubstanz einer mechanischen und/oder thermischen Vorbehandlung (Entwässerung, Trocknung). Aufgrund der Restfeuchte und der hohen Umweltaanforderungen an die thermische Entsorgung der Klärschlämme und dem damit verbundenen hohen Eigenbedarf an Strom, Wärme und Hilfsbrennstoffen lassen sich insbesondere bei Mono-Klärschlammverbrennungsanlagen die in Artikel 29 (10) geforderten Kriterien für die Treibhausgaseinsparung in vielen Fällen nicht oder nur mit sehr hohem Aufwand erreichen. Viele (aber nicht alle) Mono-Klärschlammverbrennungsanlagen weisen eine Feuerungswärmeleistung von weniger als 20 MW auf.

Um eine unverhältnismäßige und nicht sachgerechte Ausweitung der Kriterien für die Treibhausgaseinsparung auf Klärschlämme zu vermeiden, sollte auch vor dem Hintergrund der geplanten Absenkung des maßgeblichen Schwellenwertes von 20 auf 5 MW eine Ergänzung in Artikel 29 Absatz 1 Unterabschnitt 3 aufgenommen werden, die eine Gleichstellung von kommunalen Klärschlamm- mit biogenen Siedlungsabfallfraktionen vorsieht.

Zu Artikel 29 Absatz 10 - Treibhausgaseinsparung

Die Regelungen der RED II im Hinblick auf die Treibhausgaseinsparung sind im Sinne des Vertrauensschutzes und zur Gewährleistung von Planungs- und Investitionssicherheit insbesondere für die bereits in Betrieb, Bau und Genehmigungsverfahren befindlichen Neuanlagen unbedingt beizubehalten.

Eine Ausweitung der Vorgaben zur Treibhausgaseinsparung auf bestehende Anlagen darf zum Schutz von getätigten Investitionen (Bestandsschutz) nicht erfolgen. Durch Streichung des Halbsatzes „starting operation from 1 January 2021“ werden Bestandsanlagen einbezogen. Damit und mit der Klarstellung zur Bemessungsleistung unter Artikel 29 Absatz 1 (Biogas 2 MWF_{WL} -> Durchsatz 200 Nm³/h Methan) ist eine große Anzahl der Bestandsanlagen mit Nutzung des Biogases vor Ort in einem BHKW und alle in Deutschland installierten Biogasaufbereitungs- und Einspeiseanlagen (232 Anlagen mit einem Durchsatz von rund 10 TWh/a) einbezogen.

Um die THG-Minderungsanforderungen von 70 Prozent bzw. 75 Prozent zu erfüllen, müssten viele Bestands-Biogasanlagen ihre Einsatzstoffe und Betriebsprozesse sehr weitreichend anpassen, was nicht an allen Standorten technisch möglich sein wird. Zudem könnte dies dazu führen, dass sich dadurch die Vergütungsstruktur ändert (Einnahmen sinken wg. Verlustes des NaWaRo-Bonus oder geminderter Biogasproduktion), was sich auf die Einnahmen negativ auswirkt und den Weiterbetrieb gefährdet.

Für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2021 sind deshalb unbedingt ein Bestandsschutz einzuführen oder zumindest angemessene THG-Minderungsanforderungen und Übergangsfristen zu berücksichtigen. Ein solches Vorgehen ist bereits bei Biokraftstoffen vorgesehen und ist daher auch für andere Anwendungsfälle zu übertragen (siehe Übergang von 50 Prozent THG-Minderung auf 65 Prozent THG-Minderung bei Biokraftstoffen (Absatz 10 a und b)).

Zu Artikel 30 Absatz 6 – Verifizierung der Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien

Der im Entwurf neu vorgesehene Unterabsatz 4 ermöglicht die Anwendung von vereinfachten Verifizierungsverfahren für Anlagen zur Strom-, Wärme- und Kälteerzeugung mit einer Feuerungswärmeleistung von 5 – 10 MW. Diese Möglichkeit sollte aber auch für Anlagen mit weniger als 5 MW Leistung grundsätzlich eingeräumt werden und sich auch auf die Überwachung (Monitoring) erstrecken.

Zu beachten ist, dass Mitgliedstaaten die Nachhaltigkeitskriterien auch auf Anlagen unterhalb der in Artikel 29 (1) genannten Schwellenwerte anwenden dürfen. In diesem Fall sollten die Erleichterungen ebenfalls zur Anwendung kommen dürfen, um einen unverhältnismäßigen Ver-

waltungsaufwand zu vermeiden. Darüber hinaus sollten auch für Kleinanlagen, die Biogas einsetzen oder erzeugen, Erleichterungen bei der Berichterstattung und Verifizierung vorgesehen werden.

Generell zu Artikel 30: Umfangreiche Anforderungen bezüglich belastbarer Angaben zur Einhaltung der THG-Emissionseinsparkriterien, einschließlich der Fortführung eines Massenbilanzsystems, belasten den Markthochlauf von erneuerbaren Brenn- und Kraftstoffen zusätzlich. Der Vorschlag bedarf einer genaueren Prüfung, wie er mit den bestehenden nationalen Compliance-Mechanismen zusammenhängt und wie die Vorschläge eine Harmonisierung des EU-Marktes fördern oder verhindern würden.

Zu ANNEX VI RULES FOR CALCULATING THE GREENHOUSE GAS IMPACT OF BIOMASS FUELS AND THEIR FOSSIL FUEL COMPARATORS

Die technischen Anhänge der RED II enthalten keine expliziten typischen Werte oder Standardwerte für die Bestimmung der Treibhausgaseinsparung beim Einsatz von Altholz. Die Treibhausgasemissionen, die mit jedem Verarbeitungsschritt und dem Transport einhergehen, sind im Einzelfall sehr aufwendig zu bestimmen. Für Altholzfraktionen aus privaten Haushaltungen oder anderen gewerblichen Siedlungsabfällen ist eine Bestimmung der Treibhausgaseinsparung nicht erforderlich (siehe Artikel 29 Absatz 1 Unterabsatz 3 RED III-Legislativvorschlag). Demgegenüber ist grundsätzlich von einem Erfordernis zur Nachweisführung für Altholzfraktionen aus industriellen Herkunftsbereichen auszugehen.

Es kann davon ausgegangen werden, dass die emissionsrelevanten Prozesse „Verarbeitung“, „Transport“ und „Nicht-CO₂-Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffes“ im Falle von Altholz aus industriellen Herkunftsbereichen, denen der Nutzung von Holzschnitzeln aus Reststoffen der Holzindustrie sehr ähnlich sind. In vielen Fällen werden diese Brennstoffe simultan als Brennstoffmischungen in Heizkraftwerken eingesetzt.

Um die Nachweisführung bei Altholz zu erleichtern, sollte in den Abschnitten A („Typical and default values of greenhouse gas emissions savings for biomass fuels if produced with no net-carbon emissions from land-use change“), C („Disaggregated default values for biomass fuels“) und D („Total typical and default values for biomass fuel pathways“) jeweils die Brennstoffkategorie Altholz aufgenommen werden.

Weiterhin sollten in Anhang VI die Standardwerte für die THG-Minderung in der RED II auch auf weitere Einsatzstoffe ausgeweitet werden, um den Nachweis der notwendigen THG-Minderung zu vereinfachen. Dies gilt für alle Einsatzstoffe gemäß Annex IX (RED II) einschließlich der Unterteilung nach „ryegrass, switchgrass, miscanthus, giant cane; cover crops before and after main

crops; ley crops; industrial residues, including from food and feed crops after vegetal oils, sugars, starches and protein have been extracted.”

Der Standardwert für die THG-Minderung bei der Biomethanherzeugung aus Bioabfall sollte im Hinblick auf die noch weit verbreitete offene Kompostierung als Vergleichswert überprüft werden.

7 Integration des Energiesystems (Artikel 20a)

Zu Artikel 20a Absatz 1 - Bereitstellung von Informationen durch Netzbetreiber

In Absatz 1 werden neue Verpflichtungen für Stromnetzbetreiber zur Bereitstellung von Informationen über EE-Anteile und THG-Emissionen des Strommixes eingeführt. Grundsätzlich ist die Schaffung von Transparenz hinsichtlich des Dargebots von Erneuerbaren Energien und der Ausweisung von Emissionen im Sinne einer Stärkung der Sektorkopplung zu begrüßen, da diese das Ziel verfolgt, möglichst viel Erneuerbare Energie einer effizienten Nutzung zuzuführen und das Energiesystem weiter zu dekarbonisieren. Die vorgeschlagene Datenbereitstellung „nahe Echtzeit“ würde jedoch zu einem deutlich erhöhten Aufwand bei den Stromnetzbetreibern führen, dem gegenüber derzeit kein gleichwertiger Nutzen ersichtlich ist. Auch ist nicht klar, welchen Grad der Verbindlichkeit diese Informationen haben sollen; hieraus können haftungsrechtliche Konflikte entstehen. Vor dem Hintergrund der o.g. Überlegungen sieht der BDEW den Absatz 1 in der vorliegenden Fassung kritisch.

Zu Artikel 20a Absatz 2 – Zugang zu Batteriedaten

Der BDEW begrüßt die Regelung, dass Batteriedaten von Haushalts- und Industriebatterien sowie von Elektrofahrzeugen den Besitzerinnen und -besitzern, Nutzerinnen und -nutzern sowie Dritten, die in deren Auftrag handeln, wie Elektromobilitätsdienstleistern, durch die Hersteller zugänglich gemacht werden sollen, wenn für diese Informationen und Daten ein marktlicher Mehrwert für den Kunden erkennbar ist. Wenn Informationen und Daten für die Erfordernisse des Netzbetriebs relevant sind oder mit Hilfe dieser Informationen ein kundenfreundliches Lade- und zugleich netzdienliches Lastmanagement umgesetzt werden können, sollten diese den Netzbetreibern, Ladesäulenbetreibern und Elektromobilitätsdienstleistern – wo erforderlich – zur Verfügung gestellt werden. Es sollte jedoch darauf hingewiesen werden, dass die Daten aus der Batterie grundsätzlich Eigentum des Besitzers bzw. der Besitzerin sind und diese über die Datennutzung entscheiden.

Zu Artikel 20a Absatz 3 – Vorgaben zu “smart charging” und bi-direktionalem Laden

Der BDEW begrüßt grundsätzlich die neuen Vorgaben, dass installierte nicht öffentlich zugängliche Normalladepunkte (Definition gemäß der ebenfalls in Überarbeitung befindlichen Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe – AFID) fähig sein sollen, “smart charging” und wenn angemessen bidirektionales Laden zu unterstützen, da insbesondere die privaten Ladepunkte aufgrund der längeren Verweildauer der Fahrzeuge sinnvolle Anwendungsfälle für „intelligentes Laden“, also die Steuerung von Ladevorgängen, sind. Aller-

dings sollten diese Vorgaben für alle privaten Ladepunkte gelten. Der Wortbestandteil „normal“ wäre zu streichen. Im Bereich der öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur sind die sinnvollen Anwendungsfälle begrenzt. Vor dem Hintergrund, dass die AFIR die technischen Spezifikationen für Ladepunkte adressiert und derzeit parallel zur RED ebenfalls überarbeitet wird, muss sichergestellt werden, dass es nicht zu Überschneidungen oder gar abweichenden Regelungen kommt. Dies muss bei beiden Revisionsprozessen unbedingt berücksichtigt werden.

Zu Artikel 20a Absatz 4 – Teilnahme am Strommarkt und Bereitstellung von Flexibilität

Es ist zu begrüßen, dass der regulatorische Rahmen in den Mitgliedstaaten einen diskriminierungsfreien Zugang zu den Strommärkten gewährleisten soll. Sektorkopplungstechnologien können flexibel auf unterschiedliche Zustände im Stromnetz reagieren. Auf diese Weise können sie zukünftig auch verstärkt einen Beitrag leisten, um das Stromnetz bei Netzengpässen zu entlasten. Damit Sektorkopplungstechnologien ihre Flexibilität netzdienlich einsetzen, müssen jedoch entsprechende Anreize geschaffen werden.

8 Erneuerbare Energien in spezifischen Sektoren

8.1 Erneuerbare-Energien-Ziel im Gebäudesektor (Artikel 15a)

Zu Artikel 15a Absatz 1

Der Entwurf des neuen Artikels 15a führt im ersten Absatz ein in den Mitgliedstaaten zu implementierendes, indikatives Ziel für den EE-Anteil im Gebäudesektor bis 2030 ein. Dieses soll konsistent mit der Mindestzielerfüllung eines 49-prozentigen Anteils Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch des europäischen Gebäudesektors sein.

Das neue Ziel setzt grundsätzlich an der richtigen Stelle an, denn der Anteil Erneuerbarer Energien an der Beheizung und Kühlung von Gebäuden betrug im Jahr 2019 im europäischen Durchschnitt rund 22 Prozent, in Deutschland knapp 15 Prozent.⁷ Bei der Steigerung der EE-Anteile in der Gebäudeenergieversorgung sind vor allem unelastische, lange Investitionszyklen sowie eine konstant niedrige Sanierungsrate herausfordernd. Vor dem Hintergrund dieser Ausgangslage bewertet der BDEW das formulierte EE-Ziel von 49 Prozent bis 2030 als schwer erreichbar. Klar ist allerdings, dass unabhängig von der Höhe des Ziels alle Optionen zur Steigerung des EE-Anteils bei der Energieversorgung von Gebäuden genutzt werden müssen. Dazu gehören neben der Elektrifizierung vor allem auch die Nutzung grüner Fernwärme sowie die zunehmende Einbindung erneuerbarer und dekarbonisierter Gase in das bestehende Gasnetz.

Nach Ansicht des BDEW ist zudem eine umfassende und klare Neuformulierung der Bezugsgrößen notwendig, die eine sinnvolle Weiterführung etablierter nationaler Bilanzgrenzen im Sinne des Artikels 15a erlaubt. Die Gebäude betreffenden Inhalte von RED III, EED und der sich bald in Novellierung befindlichen EU-Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (EPBD) sollten dabei kohärent abgestimmt und eindeutig formuliert werden.

So lässt die derzeitige Formulierung des Absatzes 1 offen, wie die Bilanzgrenze „building sector“ zu definieren ist. Der enthaltene Verweis auf Artikel 7 schafft weitere Unklarheiten, da sich die Berechnung der EE-Anteile dort auf den Bruttoendenergiebedarf, folglich mit anteiliger Einbeziehung von Erzeugungs- und Transportverlusten, bezieht. Artikel 15a hingegen adressiert als Bezugsgröße lediglich den Endenergiebedarf des Gebäudesektors. Zusammenfassend fordert der BDEW an dieser Stelle, dass

1. das EE-Ziel im Gebäudesektor in Übereinstimmung mit Artikel 7 Absatz 1 b) RED II nicht auf den Endenergieverbrauch („final consumption of energy“), sondern auf den Bruttoendenergieverbrauch („gross final consumption of energy“) abstellt;

⁷ Quelle siehe: <https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/products-eurostat-news/-/ddn-20201229-1>.

2. die Definition des Gebäudesektors sich in Analogie zu Artikel 7 Absatz 3 RED II auf den Bruttoendenergieverbrauch in Haushalten und im Dienstleistungssektor zu Heizungs-, Kühlungs- und Prozesszwecken bezieht;
3. der EE-Anteil der Strom-, Gas- und Fernwärme-/kältelieferung – zusätzlich zum direkten Einsatz Erneuerbarer Energien – bei der Bestimmung des EE-Anteils im Gebäudesektor einbezogen wird;
4. die Bestimmung des EE-Anteils der Stromlieferung sich auf den durchschnittlichen Strommix des jeweiligen MS bezieht. Die Direktlieferung von Strom aus Erneuerbaren Energien (z.B. aus einer PV-Anlage) sollte vollständig auf das Gebäudeziel angerechnet werden;
5. der Einsatz von erneuerbaren Gasen einbezogen wird.

Zu Artikel 15a Absatz 2

In Absatz 2 werden Mitgliedstaaten angehalten, Maßnahmen im Rechts- und Förderrahmen des Gebäudesektors so einzuführen, dass „(...) der Anteil von Elektrizität und Heizen und Kühlen aus erneuerbaren Quellen im Gebäudesektor (...) gesteigert wird (...).“ Auch dieser Formulierungsentwurf ist unscharf. Es wird nicht deutlich, ob sich das vorgeschlagene EE-Ziel auf den Strom- und/oder Wärmebedarf der Gebäude bezieht. Elektrische Endenergiebedarfe in Gebäuden können sich sowohl durch die Haushaltsstromnutzung als auch durch die Erzeugung von Raumwärme mit elektrischen Wärmeerzeugern ergeben. Der BDEW fordert deswegen, in Absatz 2 klarzustellen, dass sich die Maßnahmen auf die Steigerung des EE-Anteils im Energieverbrauch zu Heizungs-, Kühlungs- und Prozesszwecken beziehen.

Abschließend führt der Absatz den Begriff eines „zero-energy building“ ein. Der Terminus ist weder im Entwurf der RED II-Überarbeitung noch in der aktuell gültigen EPBD erfasst. Der BDEW schlägt vor, den Begriff ersatzlos zu streichen und auf den im Rahmen der EPBD definierten Begriff des „nearly zero-energy building“ zu beschränken.

8.2 Erneuerbare-Energien-Ziel im Wärme-/ Kältesektor (Artikel 23)

Zu Artikel 23 Absatz 1 – Verbindlichkeit des EE-Ziels

Eine verbindliche Vorgabe zur Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energien im Wärme- und Kältesektor ist wenig geeignet, marktbasierende und kostenoptimale Strukturen zur Steigerung dieses Anteils zu entwickeln. Gerade im Bereich der Wärme- und Kälteversorgung spielen die konkreten klimatischen Verhältnisse, die Struktur der Märkte für die Energieträger und die langfristig gewachsene Gebäudestruktur eine wesentliche Rolle für die Wahl der Instrumente zur Zielerreichung. Hier dürfen keine einschränkenden oder gar marktverzerrenden Vorgaben auf europäischer Ebene die notwendigen nationalen Flexibilitäten einschränken.

Zu Artikel 23 Absatz 4 Buchstabe (b)

Hier muss der Anschluss an eine effiziente Fernwärmeversorgung mit genannt werden, weil nur mithilfe der Nah- und Fernwärme die Klimaschutzziele im Gebäudesektor erreicht werden können. Effiziente Fernwärme ist ein wesentlicher Baustein der Dekarbonisierung des Gebäudebestandes vor allem in dicht besiedelten städtischen Ballungszentren und sollte im Sinne des Quartiersansatzes gefördert werden.

8.3 Erneuerbare-Energien-Ziel für Fernwärme-/ kälte (Artikel 24)

Der Ausbau der Nah- und Fernwärmeversorgung sowie deren zunehmende Dekarbonisierung spielt insbesondere in dicht besiedelten urbanen Ballungsräumen eine Schlüsselrolle in der Wärmewende. Der BDEW begrüßt daher, dass die Erfüllung der erhöhten Zielvorgaben in Wärmenetzsystemen durch Erneuerbare Energien und Abwärme weiterhin ermöglicht wird. Um den notwendigen Ausbau der Fernwärmeversorgung nicht auszubremsen, sollten neue Vorgaben zu Veröffentlichungspflichten oder Third-Party-Integration jedoch auch praxisgerecht ausgestaltet werden. Zudem muss berücksichtigt werden, dass originär erneuerbare Wärmepotentiale (Biomasse, Geothermie, Solarthermie) nicht überall in vergleichbarem Umfang verfügbar sind und somit auch Wärme aus Power-To-Heat-Anlagen auf Basis von EE-Strom anerkannt werden sollte.

Zu Artikel 24 Absatz 1 - Veröffentlichungspflichten

Hinsichtlich der vorgesehenen Veröffentlichungspflichten über die Anteile an Fernwärme aus Erneuerbaren Energien sollte immer auf die durchschnittlichen Werte in einem Wärmenetz abgestellt werden. Für einzelne Kunden oder gar Endverbraucher ist diese Ausweisung nicht möglich. Darüber hinaus sollten die Daten sich immer auf den Fernwärme-“Kunden” bzw. Vertragspartner beziehen, weil beispielsweise Wohnungsbaugesellschaften Fernwärmekunden sind und die gelieferte Fernwärme in den Wohnungsobjekten an die einzelnen “Endverbraucher” verteilt wird. Im Zweifel hat der Fernwärmelieferant keine Informationen darüber, welche Wärme konkret beim einzelnen Endverbraucher ankommt.

Betreiber von Wärmenetzen sind bestrebt, Netzverluste so gering wie möglich zu halten, um den wirtschaftlichen Schaden durch Verluste zu minimieren. Darüber hinaus sind Netzverluste schwierig zu bestimmen und in verschiedenen Netzabschnitten regelmäßig sehr unterschiedlich. Sowohl für den Vertragspartner/Kunden als auch für die Endverbraucher bringt die Information über Wärmenetzverluste keinen Mehrwert, weil nur die tatsächlich verbrauchten Wärmemengen abgerechnet werden. Für den Wärmelieferanten würde diese Information jedoch

einen zusätzlichen bürokratischen Aufwand bedeuten, der zu vermeiden ist. Der entsprechende letzte Halbsatz ist daher zu streichen.

Zudem sollten Vergleiche nur zwischen einem Netz in verschiedenen Jahren gezogen werden, nicht zwischen verschiedenen Netzen, da diese aufgrund unterschiedlicher Versorgungsstrukturen, der jeweils eingesetzten Erzeugungs- und Transporttechnologien, der Zahl der Wärmekunden, unterschiedlicher Außentemperaturen und der jeweiligen Witterungsbedingungen nicht miteinander vergleichbar sind und daher einem Vergleich der Netze miteinander keine nutzbringende Aussagekraft zukommen würde.

Zu Artikel 24 Absatz 4 und 8 - Power-to-Heat, thermische Abfallverwertung und Abwärme in Wärmenetzsystemen

Positiv ist hervorzuheben, dass Artikel 24 weiterhin die Erfüllung der erhöhten Zielvorgaben in Wärmenetzsystem durch Erneuerbare Energien und Abwärme ermöglicht. Dies berücksichtigt die Möglichkeiten der Wärmenetzsysteme, Wärme aus verschiedenen Quellen zu integrieren. Allerdings sind originär erneuerbare Wärmepotentiale (Biomasse, Geothermie, Solarthermie) nicht überall und in vergleichbarem Umfang verfügbar. In Artikel 24 sollte daher ergänzt werden, dass Wärme, die in Power-to-Heat-Anlagen unter Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien bereitgestellt wird, vollständig als erneuerbare Wärme angerechnet wird. Sie leistet einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung des Gebäudebestandes vor allem in dicht besiedelten urbanen Ballungsräumen. Die Neufassung des Artikels 19 Absatz 2 eröffnet zudem die Möglichkeit des sachgerechten Nachweises der Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien. In einem Wärmenetzsystem zusammen mit Wärmespeichern und hocheffizienten KWK-Anlagen können PtH-Anlagen in hervorragender Weise zur Sektorkopplung und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit (Strom und Wärme) beitragen und u.a. lokale Engpässe im Stromnetz vermeiden bzw. verringern. So müssen Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, wie Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen, nicht oder wesentlich später abgeschaltet werden und der EE-Strom, der ohne die Netzentlastung über PtH gar nicht erst erzeugt worden wäre, trägt zur Dekarbonisierung im Gebäudesektor bei (Nutzen statt Abregeln). KWK-Anlagen in solchen integrierten KWK-/Wärmenetzsystemen können darüber hinaus weitere wichtige Systemdienstleistungen für das Stromnetz zur Verfügung stellen.

Bislang betrug die Steigerung des Anteils von Fernwärme auf Basis Erneuerbarer Energien zwischen 2010 und 2020 knapp 1 Prozentpunkt pro Jahr. Sie lag damit deutlich über der Steigerung des EE-Anteils im gesamten Gebäudesektor über alle Heiztechnologien hinweg. Um den erhöhten Zielwert von 2,1 Prozentpunkten pro Jahr erreichen zu können, sind neben PtH alle

verfügbaren Abwärmepotenziale einschließlich der Wärme aus der thermischen Abfallverwertung zu nutzen. Diesbezüglich bestehende Unklarheiten sollten daher bereinigt werden.

Die Vorgabe zur Ausweisung des EE-Anteils in der Fernwärme, angepasst an "normale durchschnittliche klimatische Bedingungen" ist nach Ansicht des BDEW zu streichen, weil nicht klar definiert werden kann, was "normale" klimatische Bedingungen sind oder sein sollen. Dies lässt zu viel Spielraum für einen stark variierenden EE-Anteil in der Fernwärme und kann sowohl zur Bevor- als auch Benachteiligung von EU-Mitgliedstaaten mit unterschiedlichen klimatischen Bedingungen führen.

Darüber hinaus wird der in Absatz 4 genannte Zeitraum von 2021 bis 2025 fast vollständig verstrichen sein, bevor die Regelungen der RED III in nationales Recht umgesetzt worden sind. Insofern steht dieser erste 5-Jahres-Zeitraum realistischweise nicht zur Verfügung und sollte aus Absatz 4 gestrichen werden.

Auch in Absatz 8 werden die Möglichkeiten für PtH durch die Beschränkung auf „Speicherung“ unnötig eingeschränkt und sollten im Sinne der Integration der Energiesysteme entsprechend des Grundsatzes „Nutzen statt Abregeln“ angepasst werden.

Zu Artikel 24 Absatz 4a (neu) – Third Party Integration

In der hier vorgesehenen Verpflichtung liegt nach Ansicht des BDEW kein Mehrwert für den Klimaschutz und die Energiewende. Anbieter von Wärme aus Erneuerbaren Energien können bereits heute auf der Basis bilateraler Verträge mit Wärmenetzbetreibern Wärmemengen einspeisen. Dies hat sich in der Vergangenheit auch bereits bewährt. Ein Fernwärmeversorgungsunternehmen muss seine Wärmeversorgung langfristig sichern und sich aus diesem Grund in der Regel eigene Versorgungskapazitäten schaffen. Mangels Vermaschung mit anderen Netzen stünde das Fernwärmeversorgungsunternehmen bei einer verpflichtenden Aufnahme von Wärme Dritter vor dem Problem, zusätzlich eingespeiste - ebenso wenig wie eigene überschüssige - Mengen nicht weitergeben zu können. Fernwärmenetze sind in der Regel als in sich geschlossene Kreislaufsysteme ausgelegt (für lokale Ballungszentren konzeptionierte Inselnetze) und weisen nur eine begrenzte Kapazität auf. Vor- und Rücklauf hängen dabei unmittelbar zusammen. Es bestehen kein überregionales Verbundnetz und auch kein übergeordneter Handelsmarkt, in dem überschüssige Mengen abgesetzt werden könnten. Eine verpflichtende Öffnung der Fernwärmenetze für Dritte stößt daher – anders als im Strom- oder Gassektor – auf natürliche Grenzen: Die Einspeisung wird durch die lokale Abnahmestruktur bestimmt. Wärmenetzsysteme können daher keine unbegrenzte Anzahl von konkurrierenden Wettbewerbern aufnehmen, da die Wärme nicht in andere Netze exportiert werden kann.

Angesichts der Vielfalt und der damit verbundenen Unterschiede der Fernwärmesysteme dürften die vorgesehenen Verpflichtungen sich somit eher verlangsamend und sogar hinderlich auf die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung auswirken. Fragen der Ersatzwärmelieferung, der Besicherung von Liefermengen und Erzeugungskapazitäten, Haftungsfragen sowie technische Anforderungen lassen sich über freiwillige bilaterale Verträge in ihrer Detailliertheit besser und zügiger darstellen. Es besteht keine Notwendigkeit, die Kriterien hierfür durch eine Behörde festlegen zu lassen. Auch das würde angesichts der beschriebenen Vielfalt in der Wärme- wie auch Kälteversorgung den Prozess der Dekarbonisierung aus Sicht des BDEW unnötig ausbremsen und darüber hinaus zu einem ungewollten Zuwachs bürokratischen Aufwands führen.

Unklar bliebe hierbei allerdings auch noch, worauf sich die Angabe der “25 MWth capacity” bezieht, auf die Erzeugungsanlage, die Durchleitungsfähigkeit des Netzes, das Gesamtsystem oder auf das Abnahmevermögen.

Zu beachten ist zudem, dass die neu eingeführte Option d) in Absatz 5d als Begründung für die Verweigerung des TPI die Definition der effizienten Fernwärme referenziert, die laut des Kommissionsvorschlags zur Überarbeitung der Energieeffizienz-Richtlinie (EED), nach Ansicht des BDEW ebenfalls unverhältnismäßig stark, verschärft werden soll.⁸

Zu Artikel 24 Absatz 5 Buchstabe (a) - Anrechnung der KWK-Wärme auf die Kapazität des Systems

Die vorgeschlagene Streichung der Anrechnung der KWK-Wärme auf die Kapazität des Systems ist aus Sicht des BDEW problematisch. EE-Wärme aus Drittquellen darf nicht bestehende KWK-Wärme aus dem Netz verdrängen. Das Netz wurde auf diese Wärmeerzeuger ausgelegt und wurde von diesen bezahlt. Eine mögliche EE-Wärme aus einer Drittquelle müsste hier ggf. einen Beitrag zur Finanzierung der Infrastruktur leisten. Außerdem ist völlig unklar, wie mit der Besicherung des Wärmesystems und den damit verbundenen Kosten umgegangen werden soll, falls EE-Wärme aus Drittquellen KWK-Wärme verdrängt. Darüber hinaus stellt sich die Frage der Zuverlässigkeit und Stetigkeit der Belieferung mit der EE-Wärme aus einer Drittquelle, insbesondere zum Zeitpunkt der Wärmehöchstlast im Winter.

Daher fordert der BDEW, dass die KWK-Wärme in diesem Punkt weiterhin auf die Kapazität des Systems angerechnet wird. Außerdem sollte die Regelung – wie bisher – Bestandteil der RED

⁸ Weitere Ausführungen hierzu siehe BDEW-Stellungnahme zur Revision der Energieeffizienz-Richtlinie (15. November 2021): <https://www.bdew.de/service/stellungnahmen/bdew-stellungnahme-zum-vorschlag-der-europaeischen-kommission-fuer-eine-novelle-der-energieeffizienz-richtlinie-eed/>

bleiben und die Verweigerungsgründe für einen Drittzugang bei Fernwärmesystemen in der Richtlinie für alle Mitgliedstaaten einheitlich geregelt werden.

8.4 Erneuerbare-Energien-Ziel im Verkehrssektor (Artikel 25, 27)

Zu Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe (a) – Treibhausgasminderungsquote

Der BDEW unterstützt die Umstellung des bisherigen Ziels bezogen auf den EE-Anteil im Verkehrssektor auf ein EE-Ziel bezogen auf die erreichte THG-Minderung. Das Ambitionsniveau für die THG-Minderung von 13 Prozent erscheint für das Erreichen der Klimaschutzziele im Verkehr allerdings nicht ausreichend. Bei Ausschöpfen der vorgesehenen Höchstgrenzen und Mindestanteile für Biokraftstoffe und RFNBO wird das Einsparziel in Verbindung mit den Regelungen nach Artikel 26 Absatz 1 und Artikel 27 und unter Berücksichtigung des EE-Anteils von Bahnstrom auch ohne wesentlichen Beitrag weiterer Erfüllungsoptionen (EE-Fahrstrom, recycled carbon fuels etc.) weitgehend erreicht. Vorbehaltlich der Ermöglichung, dass alle Lieferungen von EE-Strom an den Verkehrssektor (und nicht nur über öffentliche Ladepunkte an den Straßenverkehr gelieferte Mengen – siehe Vorschlag zu Artikel 25 (2)) angerechnet werden dürfen, ist aus deutscher Perspektive eine deutliche Anhebung der Einsparung auf bis zu 20 Prozent (reale Einsparung ohne Mehrfachanrechnungen) angezeigt.

Das derzeit in Deutschland bestehende Quotenhandelssystem fordert eine Treibhausgasminderung von 25 Prozent, enthält aber Mehrfachanrechnungen für verschiedene Erfüllungsoptionen.

Zu Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe (b) - Unterquoten

Die Vorschläge für die Mindestquote für fortschrittliche Biogaskraftstoffe und Biogas bleiben ebenfalls hinter den deutschen Vorgaben zurück. Die Mindestquoten könnten für das Jahr 2025 von 0,5 auf 0,7 Prozent und für 2030 von 2,2 auf 2,6 Prozent angehoben werden. Darüber hinaus sehen die deutschen Regelungen eine Mehrfachanrechnung mit Faktor 2 für über die Mindestquote hinaus in Verkehr gebrachten fortschrittlichen Biokraftstoffe vor.

Der Vorschlag zur Einführung einer Mindestquote für RFNBO in 2030 ist grundsätzlich zu begrüßen. In Deutschland ist derzeit für diese Kraftstoffe nur für den Bereich Luftverkehr eine Mindestquote vorgesehen. Für die Verwendung von RFNBO in Raffinerien zur Herstellung von Kraftstoffen sowie im Straßen- und Schienenverkehr ist allerdings in Deutschland derzeit eine Mehrfachanrechnung mit Faktor zwei vorgesehen.

Um den Hochlauf frühzeitig anzureizen, sollte ein Zwischenziel für RFNBO für das Jahr 2025 eingeführt werden (z.B. 0,2 Prozent in 2025). Bei einer Erhöhung der THG-Minderung von 13 Prozent auf 20 Prozent (s.o. Anmerkungen zu Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe (a)) sollte auch die Unterquote für RFNBOs von 2,6 Prozent auf 3,0 Prozent angepasst werden, um deren zunehmenden Bedeutung Rechnung zu tragen. Damit wird sichergestellt, dass neben der E-Mobilität auch bspw. Wasserstoff und synthetisches Kerosin zur Erfüllung der Quote beitragen und der Hochlauf in der Startphase unterstützt wird.

Zu Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 2

Unterabsatz 2 der RED II sollte wiederhergestellt werden, um weiterhin bestimmte Ausnahmen von der „Fuel Supplier Obligation“ auf MS-Ebene vorsehen zu können (z.B. für Wasserstoff- oder Biomethanlieferanten). Der neu aufgenommene Unterabsatz 3 bezieht sich nur auf die Mindestanteile für fortschrittliche Kraftstoffe und sollte beibehalten werden.

Zu Artikel 25 Absatz 2

Die vorgesehene „Credit“-Regelung sollte nicht nur auf öffentliche Ladepunkte angewendet, sondern auch für andere nicht-öffentliche Ladepunkte ermöglicht werden, sofern diese vergleichbaren Anforderungen an die Messung und Nachweisführung wie öffentliche Ladepunkte erfüllen.

Darüber hinaus besteht Klarstellungsbedarf im Hinblick auf die Teilnahme von Stromlieferanten am Quotenhandel, die Strom an Nicht-Straßenfahrzeuge liefern (Bahnstrom, Landstrom für Schiffe, Elektroflugzeuge etc.). Auch diese Erfüllungsoptionen sollten von der „Credit“-Regelung erfasst werden. Außerdem sollte sichergestellt werden, dass – wie im deutschen System – auch Wasserstoff und RFNBOs gleichermaßen am Quotenhandel teilnehmen können.

Zu Artikel 27 – Ausweitung auf alle Sektoren

Artikel 27 galt bisher ausschließlich für den Verkehrsbereich. Durch die Umbenennung der Überschrift in „Calculation rules in the transport sector and with regard to renewable fuels of non-biological origin regardless of their end use“ gilt dieser jetzt jedoch teilweise für alle Sektoren. Dabei ist nicht gänzlich klar, ob alles ab Absatz 2 für alle Sektoren gilt. Aus diesem Grund sollte dieser Artikel in 27 und 27a aufgeteilt werden, um die unterschiedlichen Ebenen klar zu trennen.

Zu Artikel 27 Absatz 1 Buchstabe (a) Unterpunkt iii)

Die Berechnungsregel zur THG-Einsparung im Verkehrssektor durch den Einsatz von EE-Fahrstrom ist unklar und weicht vom Vorgehen bei den anderen Erfüllungsoptionen ab. Wie im Erwägungsgrund Randnummer (32) dargelegt, sollte angenommen werden, dass erneuerbare Elektrizität keine Emissionen aufweist, sodass im Vergleich zu Elektrizität aus fossilen Brennstoffen 100 Prozent der Emissionen eingespart werden.

Zu Artikel 27 Absatz 1 Buchstabe (c) Unterpunkt iv)

Buchstabe (c) Unterpunkt iv) übernimmt die Begrenzung der RED II hinsichtlich der Anrechenbarkeit von Biokraftstoffen aus Rohstoffen nach Annex IX Teil B. Um den unterschiedlichen Ausgangsbedingungen in den Mitgliedstaaten im Hinblick auf die Verfügbarkeit der betroffenen Einsatzstoffe zu berücksichtigen, sollte aber auch der Satz „Member States may, where justified, modify that limit, taking into account the availability of feedstock. Any such modification shall be subject to approval by the Commission;“ aus der RED II wiederhergestellt werden. (Anmerkung: Deutschland hat von dieser Regelung bei der Neufassung der 38. BImSchV Gebrauch gemacht und beabsichtigt, die entsprechende Obergrenze von 1,7 Prozent auf 1,9 Prozent anzuheben.)

Zu Artikel 27 Absatz 1a Buchstabe (c)

Für den Einsatz von Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen sollte die höhere Antriebseffizienz gegenüber einem konventionellen Verbrennungsmotor über einen Multiplikator berücksichtigt werden.

Annex IX Teil A

Abwässer und Abfälle aus der Palmölherstellung sollten nicht mehr als Rohstoffe für die Herstellung fortschrittlicher Biokraftstoffe anerkannt werden. In Annex IX Teil A ist Buchstabe (g) zu streichen.

8.5 Erneuerbare-Energien-Ziel für die Industrie (Artikel 22a)

Zu Artikel 22a Absatz 1 Unterabsatz 1

Zur Erreichung der Klimaschutzziele ist es notwendig, den Anteil der Nutzung Erneuerbarer Energien in allen Sektoren zu erhöhen. Jährliche Steigerungsraten in Bezug auf das Ausgangsniveau des Mitgliedstaats können helfen, die Nachfrage nach Erneuerbaren Energien zu erhöhen und Absatzmärkte für erneuerbare Kraftstoffe und Wasserstoff zu stärken.

Aus Konsistenzgründen sollte die Bestimmung des EE-Anteils in der Industrie sich nicht auf den Endenergieverbrauch, sondern analog zu Artikel 7 RED II auf den Bruttoendenergieverbrauch beziehen, um den EE-Anteil von Fernwärmelieferungen einzubeziehen und dadurch eine Gleichbehandlung mit industrieller Eigenerzeugung von Wärme zu erreichen. In Deutschland wurden im Jahr 2019 nach den aktuellen Zahlen der Arbeitsgruppe Energiebilanzen (AGEB) ca. 43⁹ Prozent der Fernwärmelieferungen an letztverbrauchende Industrieunternehmen geliefert, diese machen derzeit 7 Prozent des Endenergieverbrauchs der Industrie aus.

Zur Bestimmung der Bezugsgröße für den erneuerbaren Anteil ist zudem zu klären, inwieweit neben dem verarbeitenden Gewerbe auch Raffinerieprozesse, Kokereien und Bergbau, deren Energieverbrauch üblicherweise nicht dem Endenergieverbrauch zugeordnet wird, einzubeziehen sind. Insbesondere im Hinblick auf die vorgesehene Einbeziehung der Energiequellen für nicht-energetische Zwecke bedarf es der Klarstellung, ob Zwischenprodukte, die für die Herstellung konventioneller Verkehrskraftstoffe genutzt werden, bei der Bestimmung des EE-Anteils der Industrie analog dem Vorgehen bei der RFNBO-Quote ebenfalls ausgenommen werden sollen.

Zu Artikel 22a Absatz 1 Unterabsatz 3

RFNBOs in der Industrie

Der Ansatz eines verbindlichen Ziels von 50 Prozent für RFNBO als Rohstoff und Energieträger kann durchaus sinnvoll sein, um eine Nachfrage nach erneuerbarem Wasserstoff zu generieren. Das Ziel ist aber ambitioniert und nur erreichbar, wenn der EE-Ausbau entsprechend schnell vorangetrieben wird, um die notwendigen Mengen zu realisieren. Dafür müssen die erforderlichen Rahmenbedingungen wie schnellere Genehmigungsverfahren und ein konsistentes Sys-

⁹ Lieferung von Fernwärme für den Endenergieverbrauch nach aktueller Energiebilanz 2019 der AGEB. Darin nicht enthalten sind Fernwärmelieferungen an den Umwandlungsbereich (EVU, Raffinerien, Bergbau).

tem der Herkunftsnachweise geschaffen werden. Es wäre kontraproduktiv, wenn eine Zurückhaltung bei der Umstellung von Industrieprozessen auf den Einsatz von Wasserstoff entstehen würde, weil das Vorhandensein entsprechender Wasserstoff-Mengen zumindest im Zuge des Markthochlaufes einer Wasserstoffwirtschaft angezweifelt wird.

Abgrenzung des Endenergieverbrauchs

Klärungsbedürftig ist auch die Abgrenzung des Endenergieverbrauchs im Hinblick auf on-site eigenerzeugten und selbst verbrauchten Wasserstoff aus Elektrolyse oder Erdgas. In der Systematik der Energiebilanzierung würde hier der Strominput für die Elektrolyse oder Erdgas zur Dampfreformierung als Endenergieverbrauch gelten und nicht der daraus erzeugte Wasserstoff.

Berücksichtigung integrierter Prozessketten in der Industrie

In der chemischen Industrie fällt ein Großteil des Wasserstoffs als Abfall-Nebenprodukt an, der in vielen Fällen intern weiterverwendet und energiestatistisch nicht erfasst wird. Für die Bestimmung des Anteils ist es deswegen erforderlich, die Bezugsgröße zu konkretisieren, um den integrierten Prozessketten der Industrie gerecht zu werden und keine Fehlanreize im Hinblick auf die effiziente Verwertung von Restgasen und Nebenprodukten zu setzen. In Deutschland fällt ca. die Hälfte des in der Industrie genutzten Wasserstoffs als Nebenprodukt in raffinier- oder petrochemischen Prozessen an (z.B. Benzinreformierung, Ethylen- und Methanolproduktion, Chlor-Alkali-Elektrolyse).¹⁰ Die andere Hälfte wird über gezielte Herstellungsprozesse wie Dampfreformierung oder partielle Oxidation für die Industrieprozesse entweder intern erzeugt oder durch den Markt bereitgestellt. Hinzu treten künftig weitere gezielte Herstellungsverfahren wie aus mit Strom aus Erneuerbaren Energien gespeiste Elektrolyse sowie Pyrolyse und biologische und photochemische Prozesse.

Gemäß Vorschlag der RED III soll zur Berechnung des Nenners der Energiegehalt des für Endenergieverbrauchszwecke und nicht-energetische Zwecke genutzten Wasserstoffs berücksichtigt werden, wobei Wasserstoff, der als Zwischenprodukt für die Herstellung konventioneller

¹⁰ Quelle: Potentialatlas für Wasserstoff - Analyse des Marktpotentials für Wasserstoff, der mit erneuerbaren Strom hergestellt wird, im Raffineriesektor und im zukünftigen Mobilitätssektor, März 2018.

Verkehrskraftstoffe genutzt wird, ausgenommen ist. Die Berechnung des Nenners sollte allerdings auch Wasserstoff, der als unvermeidliches Nebenprodukt in vielen Raffinerie- und Chemieprozessen anfällt, ausnehmen und nur auf die gezielten Herstellungsverfahren abstellen.

9 Gemeinsame Projekte der Mitgliedstaaten (Artikel 9)

Zu Artikel 9 Absatz 1a (neu) – Grenzüberschreitendes Pilotprojekt

Gemäß Absatz 1a sollen Mitgliedstaaten bis Ende 2025 verpflichtend mindestens ein gemeinsames Projekt mit einem oder mehreren Mitgliedstaaten zur Erzeugung von erneuerbaren Energien durchführen (erreichbar auch durch Projekte, die durch nationale Beiträge im Rahmen des EU-Finanzierungsmechanismus für Erneuerbare Energien finanziert werden). Der BDEW unterstützt die Verpflichtung zur verstärkten Zusammenarbeit zwischen EU-Ländern beim EE-Ausbau, insbesondere auch mit Blick auf eine stärkere Nutzung des Potenzials des EU-Finanzierungsmechanismus für Erneuerbare Energien. Allerdings bedarf es aus Sicht des BDEW weiterer Erklärungen dazu, wie solche gemeinsamen Projekte durchgeführt werden sollen (z.B. Regeln für die Verteilung von Kosten und Nutzen). Positiv ist hervorzuheben, dass keine Größenordnung im Hinblick auf die installierte Leistung vorgegeben wird.

Zu Artikel 9 Absatz 7a (neu) – Ausbau von Offshore-Windenergie

Der BDEW befürwortet mit Blick auf die integrierte Netzplanung und die Notwendigkeit der Zunahme von Offshore-Hybridprojekten für den Ausbau der Offshore-Windenergie in Europa die Vorgabe für Mitgliedstaaten eines gemeinsamen Meeresbeckens, den Ausbau der Offshore-Windenergie bis 2050 gemeinsam zu planen.

AnsprechpartnerIn

Mahder Hoof
Erzeugung und Systemintegration
Telefon: +49 30 300199-1319
mahder.hoof@bdew.de

Moritz Mund
EU-Vertretung
Telefon: +32 2 774-5115
moritz.mund@bdew.de