

Stellungnahme

Zum Entwurf einer Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energien aus erneuerbaren Quellen

Berlin, 23. Februar 2017

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Zusammenfassung	3
2	Ein verbindliches europäisches Gesamtziel für 2030 (Artikel 3)	5
3	Finanzielle Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien (Artikel 4)	6
3.1	Öffnung der Fördersysteme für Strom aus Erneuerbaren Energien (Artikel 5)	8
3.2	Stabilität der finanziellen Förderung (Artikel 6)	10
4	Einspeisevorrang Erneuerbarer Energien	10
5	Redispatch und Einspeisemanagement als Teil des Engpassmanagements (Artikel 12 P-IME)	12
5.1	Entschädigung in Fällen von Engpassmanagement (Artikel 12 Absatz 6 P-IME)	13
5.2	Netzausbauverpflichtung (Artikel 12 Absatz 4 P-IME)	13
5.3	Anschlussverpflichtung	14
6	Selbstverbrauch von Strom aus Erneuerbaren Energien (Artikel 21)	14
7	Ausnahmeregelungen für "Erneuerbare Energiegemeinschaften" (Artikel 22)	17
7.1	Materielle Ausgestaltung	18
7.2	Anspruchsvoraussetzung	19
8	Herkunftsnachweise für Strom, Wärme und Kälte erzeugt aus Erneuerbaren Energien Quellen (Artikel 19)	20
9	Verwaltungsverfahren, Regeln und Kodes (Artikel 15)	23
10	Organisation und Zeitdauer von Genehmigungsverfahren (Artikel 16)	23
11	Mainstreaming Erneuerbare Energien in Wärme- und Kälteanlagen (Artikel 23)	24
12	Wärme- und Kältenetze (Artikel 24)	24
13	Mainstreaming Erneuerbare Energien im Verkehrsbereich (Artikel 25)	25
14	Nachhaltigkeitskriterien für Biomasse	26
14.1	Anwendungsbereich für Nachhaltigkeitskriterien (Artikel 26 Absatz 1)	26
14.2	Anforderungen an forstwirtschaftliche Biomasse (Artikel 26 Absatz 5 und 6)	28
14.3	Zielvorgaben für die Treibhausgasminderung (Artikel 26 Absatz 7)	29
14.4	KWK-Pflicht für Biomasseanlagen (Artikel 26 Absatz 8)	30
15	Begriffsdefinitionen	31
15.1	Klärgas	31
15.2	Biomass fuels	31
16	Anhang VI	32
16.1	Typical and Default Values for Greenhous Gas Emission Savings	32
16.2	Typical and Default Values for Greenhous Gas Emission Savings	33
16.3	Fossile Referenzwerte (Anhang VI – Teil B – Absatz 19)	34
17	Anhang IX	35

1 Einleitung und Zusammenfassung

Der BDEW unterstützt das Ziel, dass im Jahr 2030 mindestens 27 Prozent des Bruttoendenergieverbrauchs in Europa aus Erneuerbaren Energien stammen sollen. Vor diesem Hintergrund und mit dem Wissen um die Wirkmechanismen von Fördersystemen begleitet die deutsche Energiewirtschaft die Rahmensetzung für die weitere Gesetzgebung in den Mitgliedstaaten konstruktiv und hat die damit einhergehenden Fragen wertschöpfungsstufenübergreifend (Erzeugung aus konventionellen und Erneuerbaren Energien, Verteilernetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber, Handel und Vertrieb) sowie spartenübergreifend (Elektrizität und Gas) ausführlich diskutiert.

Aus Sicht des BDEW ist für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien entscheidend, dass die neuen legislativen Regelungen stabile Rahmenbedingungen gewährleisten. Dies ist besonders wichtig vor dem Hintergrund, dass Investitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen zum überwiegenden Teil auf Fixkosten basieren, die vor Inbetriebnahme entstehen. Dadurch sind Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen stärker als Betreiber anderer Stromerzeugungsanlagen auf Bedingungen angewiesen, die eine Refinanzierung ihrer Anfangsinvestition ermöglichen. Zentrales Anliegen des BDEW ist daher die Schaffung von Investitionssicherheit für Erneuerbare-Energien-Anlagen und in weitere Technologien, die erforderlich sind, um die Transformation des Energieversorgungssystems umzusetzen.

Der zur Konsultation gestellte Entwurf der Erneuerbare-Energien-Richtlinie geht in vielen Punkten bereits in die richtige Richtung. So ist zum Beispiel die Einschränkung des Einspeisevorrangs für Erneuerbare Energien und die Einführung eines marktbasierenden Engpassmanagements aus Sicht des BDEW sachgerecht und zu begrüßen.

Vor dem Hintergrund des eingangs erläuterten Bedarfs an Investitionssicherheit besteht jedoch Nachbesserungsbedarf im Hinblick auf die Entschädigungsansprüche in Fällen eines nicht marktbasierenden Engpassmanagements. Hier sehen die bisherigen Regelungen keine ausreichende Kompensation vor. Der BDEW spricht sich daher dafür aus, dass im Rahmen des „Winterpakets“ eine vollständige finanzielle Kompensation der Anlagen (konventionelle und Erneuerbare-Energien-Anlagen) im Falle von nicht-marktbasierten Engpassmanagementmaßnahmen sichergestellt wird.

Ebenfalls vor dem Hintergrund der Verlässlichkeit der Rahmenbedingungen schlägt der BDEW vor, nationale verbindliche Ziele festzulegen, sofern die Kommission nach einer Evaluierung der nationalen Energie- und Klimapläne zu dem Schluss kommt, dass das gemeinsame 2030-Ziel für Erneuerbare Energien nicht erreicht wird. Eine Alternative zu national verbindlichen Zielen - um Stabilität und Investitionssicherheit zu gewährleisten - könnte eine stringente Governance im Bereich Erneuerbare Energien darstellen. Wichtig ist aus Sicht des BDEW, dass die im Fall einer drohenden Verfehlung zu ergreifenden Maßnahmen verbindlich eingefordert werden können und bereits erbrachte Leistungen von Mitgliedstaaten berücksichtigt werden.

Im Hinblick auf die Investitionssicherheit empfiehlt der BDEW zudem eine Konkretisierung der zulässigen Fördersysteme. Gemäß dem zur Konsultation gestellten Entwurf sollen Mitgliedstaaten sicherstellen, dass die Förderung auf offene, transparente, wettbewerbliche, diskrimi-

nierungsfreie und kosteneffektive Weise erfolgt. Der BDEW teilt diese Kriterien ausdrücklich. Ungeachtet dessen geben die Kriterien keine Auskunft über die Zulässigkeit von konkreten Fördermechanismen. Der BDEW empfiehlt daher, dass der Rat und das Europäische Parlament diese Prinzipien, vor allem hinsichtlich der Ausgestaltung von Ausschreibungsverfahren und unter Berücksichtigung der bereits durch die einzelnen Staaten umgesetzten Verfahren, im kommenden Rechtssetzungsverfahren in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie näher konkretisieren.

Der BDEW teilt die Auffassung der Europäischen Kommission, dass Kostensenkungspotentiale gehoben werden können, wenn Fördersysteme für Erneuerbare Energien grenzüberschreitend zur Verfügung stehen. Die Einführung grenzüberschreitender Ausschreibungen sollte jedoch erst dann erfolgen, wenn zuvor regulatorische Rahmenbedingungen weitgehend harmonisiert worden sind, damit die Wettbewerber bei den Ausschreibungen vergleichbare Voraussetzungen vorfinden. Andernfalls kann eine Situation entstehen, dass Projekte einen Zuschlag erhalten, die an ihren jeweiligen Standorten besonders günstige Rahmenbedingungen vorfinden, so z. B. niedrige Steuersätze, niedrige Standards bzgl. Umweltauflagen oder niedrige Netzanschlusskosten, obwohl die mit der direkten EE-Erzeugung verbundenen Kosten höher sind.

Um konsequent faire Wettbewerbsbedingungen und die Weiterentwicklung des Strommarktes voranzutreiben, sieht der BDEW jedoch auch dringenden Änderungsbedarf in den vorgelegten Entwürfen. Die ausdrückliche Verankerung neuer oder an Bedeutung gewinnender Akteure wie Aggregatoren, aktiver Kunden, Erneuerbare Energien-Gemeinschaften etc. ist grundsätzlich sachgerecht. Allerdings muss bei der genauen Ausgestaltung der Rollen eine diskriminierungsfreie Behandlung aller Marktteilnehmer sichergestellt sowie eine Privilegierung einzelner Marktteilnehmer vermieden werden.

Auch bei der Ausdehnung der Nachhaltigkeitskriterien auf die energetische Nutzung von fester und gasförmiger Biomasse sowie die Einführung von Treibhausgasminderungszielen für Biokraftstoffe, Biotreibstoffe und fester und gasförmiger Biomasse muss die Investitionssicherheit gewährleistet bleiben. Daher ist zum einen ein Bestandsschutz dringend notwendig, um bestehende Anlagen- und Nutzungskonzepte nicht zu gefährden. Zum anderen sollte für den Einsatz gasförmiger Brennstoffe zur Strom- und Wärmeenergieerzeugung die gleichen Minderungsvorgaben wie für Biotreibstoffe und Biomethan zum Einsatz im Transportsektor gelten, um auch künftig in besonders effizienten Anwendungsfällen Biogas und Biomethan aus nachhaltig angebauten nachwachsenden Rohstoffen und Bioabfällen einsetzen zu können.

2 Ein verbindliches europäisches Gesamtziel für 2030 (Artikel 3)

Artikel 3 des Entwurfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (P-RED II) sieht vor, dass 2030 mindestens 27 Prozent des Bruttoendenergieverbrauchs in der Europäischen Union aus Erneuerbaren Energien gedeckt werden sollen. Ungeachtet dessen wird dieses Gesamtziel für die Europäische Union nicht heruntergebrochen auf verbindliche nationale Ziele. Stattdessen sieht der Entwurf der Erneuerbare-Energien-Richtlinie vor, dass die Mitgliedstaaten zum einen mindestens alle vier Jahre die Effektivität ihrer Fördersysteme prüfen sowie gegebenenfalls Anpassungen vornehmen müssen und zum anderen nach 2020 nicht hinter das Ausbauziel für 2020 zurückfallen dürfen. Dies ist aus Sicht des BDEW zu begrüßen.

Weiterhin sieht Artikel 27 des Entwurfs der Europäischen Governance Verordnung unterschiedliche Maßnahmen für den Fall einer drohenden Zielverfehlung vor. Wenn die Europäische Kommission im Rahmen einer Evaluierung der nationalen integrierten Energie- und Klimapläne zu dem Schluss kommt, dass das gemeinsame 2030-Ziel für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz verfehlt wird, sollen zunächst Empfehlungen durch die Europäische Kommission ausgesprochen werden. Weiterhin soll die Europäische Kommission - sofern angemessen - zusätzliche Maßnahmen auf europäischer Ebene ergreifen, um die Erreichung des gemeinsamen europäischen Gesamtziels zu gewährleisten.

Unabhängig von diesen möglichen Maßnahmen auf europäischer Ebene sollen die Mitgliedstaaten eine sich abzeichnende Abweichung ab dem Jahr 2024 durch die folgenden zusätzlichen Maßnahmen beheben:

- a) Anpassung des Anteils von Erneuerbaren Energien im Kälte- und Wärmesektor
- b) Anpassung des Anteils von Erneuerbaren Energien im Verkehrssektor
- c) Leistung eines finanziellen Beitrags an eine auf europäischer Ebene angesiedelte „Plattform“, die direkt oder indirekt durch die Kommission geleitet wird
- d) andere Maßnahmen, um den Ausbau von Erneuerbaren Energien zu steigern.

Aus Sicht des BDEW ist die Verankerung eines Mechanismus zur Schließung einer möglichen Lücke ein Schritt in die richtige Richtung. Jedoch bietet die vorgesehene Struktur der Governance im Bereich Erneuerbare Energien nicht ausreichend Verbindlichkeit, um die Zielerreichung sicherzustellen und damit Sicherheit für die Investoren zu gewährleisten. Insbesondere ist unklar, wieso eine sich abzeichnende Verfehlung des Ziels auf europäischer Ebene verbindlich durch die einzelnen Mitgliedstaaten korrigiert werden sollte, da die Europäische Kommission keine Möglichkeiten besitzt, die Umsetzung der Ziele durch ein Vertragsverletzungsverfahren von den einzelnen Mitgliedstaaten einzufordern.

Zentrales Anliegen des BDEW ist die Schaffung von Investitionssicherheit für Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) und in weitere Technologien, die erforderlich sind, um die Transformation des Energieversorgungssystems umzusetzen. Daher hat der BDEW vorgeschlagen, nationale verbindliche Ziele festzulegen, sofern die Kommission nach einer Evaluierung der nationalen Energie- und Klimapläne zu dem Schluss kommt, dass das gemeinsame 2030-Ziel für Erneuerbare Energien nicht zu erreichen sein wird.

Eine Alternative zu national verbindlichen Zielen - um Stabilität und Investitionssicherheit zu gewährleisten - könnte eine stringente Governance im Bereich Erneuerbare Energien darstel-

len. Wichtig ist aus Sicht des BDEW, dass die im Fall einer drohenden Verfehlung die erforderlichen Beiträge der Mitgliedstaaten durch die Europäische Kommission verbindlich eingefordert werden können und dabei bereits erbrachte Leistungen von Mitgliedstaaten berücksichtigt werden. Eine konkrete Festlegung der zu ergreifenden Maßnahmen sowie Vorgaben zur Berücksichtigung bereits zuvor erbrachter Leistungen sind auch wichtig, weil es schon aus ordnungspolitischer Sicht erforderlich ist, dass diese Maßnahmen durch das Europäische Parlament und den Rat der EU demokratisch legitimiert sind.

3 Finanzielle Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien (Artikel 4)

Gemäß Artikel 4 P-RED II sollen Mitgliedstaaten sicherstellen, dass die Förderung auf offene, transparente, wettbewerbliche, nicht diskriminierende und kosteneffektive Weise erfolgt. Diese Kriterien für die finanzielle Förderung von Strom aus erneuerbaren Quellen sind recht allgemein gehalten. Der BDEW empfiehlt daher, dass der Rat und das Europäische Parlament diese Prinzipien, vor allem hinsichtlich der Ausgestaltung von Ausschreibungsverfahren und unter Berücksichtigung der bereits durch die einzelnen Staaten umgesetzten Verfahren, im kommenden Rechtsetzungsverfahren in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie näher konkretisieren.

Aus Sicht des BDEW sollten Systeme zur Förderung der Erneuerbaren Energien soweit wie möglich in Ausschreibungssysteme überführt werden, um die Kosten der Transformation des Energieversorgungssystems auf ein notwendiges Minimum zu reduzieren.

Die Überlegungen sollen dahin gehen, Auktionsdesigns für jede Technologie zu entwickeln, die die technologiespezifischen Besonderheiten berücksichtigen und gleichzeitig möglichst viele Prozesse einheitlich regeln, um den administrativen Umsetzungsaufwand zu begrenzen. Dabei sollten vier Ziele im Mittelpunkt stehen, die mit dem Auktionsdesign erreicht werden sollen.

- Zum einen soll durch das Auktionsdesign eine effiziente Mengensteuerung entsprechend dem länderspezifisch definierten Zubaukorridor erfolgen. Gerade in der Mengensteuerung des Zubaus liegt einer der wesentlichen Vorteile von Auktionen gegenüber dem bisher preisabhängigen Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen.
- Des Weiteren sollen die Kosten des Fördersystems insgesamt möglichst gering gehalten werden. So soll die Förderung nur in der Höhe gewährt werden, die für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage erforderlich ist. Die Kosteneffizienz ist daher auch ein zentrales Ziel der Auktion.
- Das dritte Ziel ist die Wahrung der Akteursvielfalt. Eine hinreichende Akteursvielfalt ist Voraussetzung für Wettbewerb, ohne den es wiederum keine Kosteneffizienz bei der Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien-Anlagen geben kann. Darüber hinaus sichert die Akteursvielfalt die breite Akzeptanz für die Transformation des Energieversorgungssystems und kann Innovationskräfte freisetzen.
- Ein weiteres Ziel neben der Wahrung der Akteursvielfalt sollte die Entwicklung diversifizierter Erneuerbaren-Technologien sein, um u.a. mehr Versorgungssicherheit im Bereich der dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien zu erreichen.

All dies sollte primär durch ein diskriminierungsfreies, einfaches, transparentes, gut verständliches und technologiespezifisches Auktionsdesign in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie erfolgen. Verzerrende und Komplexitätserhöhende Sonderregelungen sollten vermieden werden. Gleichzeitig sollen individuell zugeschnittene Ansätze der Akzeptanzsicherung vor Ort nicht durch zu enge Kriterien diskriminiert werden (z. B. Projekte mit Bürgerbeteiligung oder Beteiligung der Kommune). Bei einer Ausgestaltung eines Ausschreibungsdesigns, sollten aus Sicht des BDEW daher folgende vier Punkte beachtet werden:

- Aus Sicht des BDEW ist es für die Kosteneffizienz des Fördersystems von besonderer Bedeutung, dass Ausschreibungen für Erneuerbare Energien technologiespezifisch ausgestaltet werden können. So ist bei technologieneutralen Ausschreibungen aufgrund begrenzter Ressourcen für die günstigeren Technologien (z. B. Eignungsflächen für Windenergieanlagen) zu erwarten, dass die teurere Technologie den Grenzpreis der Ausschreibung und damit schließlich auch die Förderhöhe für die eigentlich günstigere Technologie setzt. Dies führt dazu, dass letztlich alle neuen Projekte zu den bezuschlagten Geboten der teureren und grenzpreissetzenden Technologie zugebaut würden.
- Es ist grundsätzlich zu begrüßen, dass bei der finanziellen Förderung auch potentielle Netzengpässe berücksichtigt werden sollen. Allerdings ist die Formulierung in Artikel 4 Absatz 1 so gewählt, dass diese potentiellen Netzengpässe Auswirkungen auf die Refinanzierung entfalten könnten. Dies ist insofern problematisch als der Investor zum Zeitpunkt der Investition nicht abschätzen kann, ob seine Anlage von einem später auftretenden Netzengpass betroffen sein wird. Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BDEW eine Klarstellung dahingehend, dass bei der Bezuschlagung von Projekten im Rahmen von Ausschreibungen Systemintegrationskosten berücksichtigt werden können. Entscheidend ist dabei aus Sicht des BDEW, dass damit die Frage des „ob“ der Förderung geklärt wird, sich die Höhe der Förderung allerdings aus dem abgegebenen Gebot ableitet und eben nicht von Netzengpässen abhängt, deren Entstehung in der Regel durch den einzelnen Erzeuger nicht beeinflusst werden kann.
- Fixkostenbasierte Investitionen (z. B. Windenergie an Land und auf See, Photovoltaik-Anlagen) sind in besonderem Maße abhängig von stabilen Rahmenbedingungen. Von zentraler Bedeutung ist aus Sicht des BDEW daher, dass die Akteure bei der Ausgestaltung des Ausschreibungsdesigns keinen unnötigen Risiken ausgesetzt werden, da diese die Kosteneffizienz der Förderung mindern würde. In diesem Zusammenhang ist beispielsweise die sogenannte „6-Stundenregelung“ zu nennen, die besagt, dass keine Förderung für Strom erfolgen soll, wenn der Strompreis sechs Stunden oder länger in Folge negativ ist. Um die Refinanzierungsmöglichkeiten ihrer Projekte berechnen zu können, müssen Teilnehmer an Ausschreibungen für Erneuerbare-Energien-Anlagen abschätzen, wie oft diese 6-Stunden-Blöcke in den kommenden 20 Jahren vorkommen und wie viel Strom sie in dieser Zeit erzeugen würden. Das ist für die Refinanzierung von Projekten problematisch, da das langfristige Strompreisisiko kaum überschaubar und doch aufgrund der fixkostenbasierten Investition von großer Bedeutung für die Refinanzierbarkeit von Erneuerbare-Energien-Anlagen ist. Der

BDEW empfiehlt daher, die Ausgestaltung von Regelungen zum Umgang mit negativen Marktpreisen den Mitgliedstaaten zu überlassen.

- Vor dem Hintergrund, dass Projekte, wie im On- und Offshore-Windenergiebereich oder in der Wasserkraft, eine Vorlaufzeit von mehreren Jahren haben, erscheint aus Sicht des BDEW weiterhin ein Fahrplan für die Förderung und Ausbaukorridor von Erneuerbaren Energien für einen Zeithorizont über lediglich die nächsten drei Jahre zu gering. Der BDEW spricht sich dafür aus, hier Fahrpläne mit einer Vorlaufzeit von 7 Jahren vorzusehen, die laufend (jährlich) weiterentwickelt werden.

Vor dem Hintergrund, der oben genannten Punkte empfiehlt der BDEW die Aufnahme folgender Absätze:

„(4) Member States may choose to grant support for renewable electricity in an open, transparent, non-discriminatory tender procedure, under the conditions laid down in paragraph [5],

(5) When organising tender procedures referred to in paragraph [4], Member States shall define and publish inter alia:

(a) a yearly updated long-term schedule in relation to expected tenders for support for electricity from renewable sources, covering at least the following 7 years and including for each tender the indicative timing, the capacity, energy or budget expected to be tendered, as well as the technologies expected to be eligible;

(b) a reasonable time for bid preparation and a reasonable time for project realisation that takes into account the typical project development cycles of the eligible technologies;

(c) non-discriminatory and transparent pre-qualification criteria;

(d) rules on negative market prices and self-consumption;

(e) on which basis the support is selected and awarded (e.g. the variable market premium in connection with direct marketing);

(f) specificities of renewable energy communities so that they have neither an economical advantage nor disadvantage in regards to other bidders.

~~(4)~~ (6) Member States shall assess the effectiveness of their support for electricity from renewable sources at least every four years. Decisions on the continuation or prolongation of support and design of new support shall be based on the results of the evaluations.”

3.1 Öffnung der Fördersysteme für Strom aus Erneuerbaren Energien (Artikel 5)

Der Entwurf der Richtlinie sieht vor, dass der Anteil der grenzüberschreitenden Auktionen von heute 5 Prozent auf 10 Prozent ab dem Jahr 2021 und 15 Prozent ab dem Jahr 2026 bis 2030 gesteigert werden soll. Der BDEW teilt die Auffassung der Europäischen Kommission, dass Kostensenkungspotentiale gehoben werden können, wenn Fördersysteme für Erneuerbare Energien grenzüberschreitend zur Verfügung stehen. Bei der Umsetzung sind jedoch

Rahmenbedingungen weitreichend zu harmonisieren, damit die Wettbewerber bei den Ausschreibungen vergleichbare Voraussetzungen vorfinden. Andernfalls kann eine Situation entstehen, dass Projekte einen Zuschlag erhalten, die an ihren jeweiligen Standorten besonders günstige Rahmenbedingungen vorfinden, so z. B. niedrige Steuersätze, niedrige Standards bzgl. Umweltauflagen oder niedrige Netzanschlusskosten, obwohl die mit der direkten EE-Erzeugung verbundenen Kosten höher sind. Dies hat zum Beispiel die erste gemeinsame Ausschreibung von PV-Anlagen von Deutschland und Dänemark gezeigt. Alle Zuschläge gingen an dänische Projekte. Dies lag jedoch nicht an den niedrigeren Kosten für PV-Module oder an der höheren Sonneneinstrahlung in Dänemark, sondern - anders als in Deutschland - können in Dänemark auch Ackerflächen für PV-Projekte genutzt werden. Diese Möglichkeit senkt Pachtkosten und damit auch die Projektkosten insgesamt. Ebenfalls zu dem Ergebnis beigetragen haben die geringe Ausschreibungsmenge und das einfachere Genehmigungsverfahren in Dänemark. Der BDEW setzt sich daher nachdrücklich für die Schaffung eines europäischen Level-Playing-Field ein. Bei einer Öffnung der Fördersysteme sollten daher die folgenden Punkte berücksichtigt werden:

- Insbesondere bei gemeinsamen Ausschreibungen sollten die regulatorischen Rahmenbedingungen soweit wie möglich harmonisiert werden, um zu gewährleisten, dass faire Wettbewerbsbedingungen gelten und ein (zumindest im Hinblick auf die regulatorischen Rahmenbedingungen) homogenes Gut ausgeschrieben wird. Dies gilt insbesondere für landesspezifische Steuern und Abgaben, da diese einen großen Einfluss auf die Kalkulation von Projekten haben. Andernfalls sind Mitnahmeeffekte zu erwarten.
- Für diesen Fall ist auch eine Homogenisierung der Regelungen im Hinblick auf den Förderanspruch bei negativen Marktpreisen und eine Vereinheitlichung der Engpassbewirtschaftung sowie eine Klarstellung zum physischen Transfer erforderlich.
- Mit Blick auf die erforderlichen Kommunikationsschnittstellen zwischen den Akteuren (Anlagenbetreiber, Anschlussnetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber) der Partnerländer ist zur Vereinfachung anzustreben, die Abwicklung der Daten- und Zahlungsströme über eine zentrale Institution der Partnerländer laufen zu lassen, anstatt direkt zwischen den verschiedenen Akteuren der Partnerländer, sowie für alle Partnerländer eines Staates gleiche Prozessstrukturen zu implementieren.
- Weiterhin sollte zur Stärkung der Akzeptanz die Öffnung der Fördersysteme auf Gegenseitigkeit beruhen.

Unter der Voraussetzung der oben beschriebenen Harmonisierung sollte mittelfristig versucht werden, regionale Ausschreibungen innerhalb mehrerer Länder durchzuführen, da eine große Anzahl von bilateralen Ausschreibungen dazu führt, dass die auszuschreibenden Mengen sich auf viele kleine Subauktionen verteilen. Dies reduziert die Liquidität und die Transparenz im Markt und erhöht den Aufwand der Unternehmen, welche an vielen Ausschreibungen teilnehmen müssen, um letzten Endes zum Zuge zu kommen. Regionale Ausschreibungen über mehrere Länder hinweg erhöhen jedoch die Effizienz des Marktes.

Bevor eine weitergehend gegenseitige Öffnung der Fördersysteme implementiert wird, sollten die in der P-RED II vorgeschlagenen Öffnungs-Quoten auf ihre Wirkungen auf die Akzeptanz

evaluiert werden. Sofern eine Harmonisierung und ein Level-Playing-Field aber noch nicht absehbar sind, sollten die verpflichtenden Quoten für grenzüberschreitende Ausschreibungen gestrichen werden zu Gunsten einer auf Freiwilligkeit basierenden Regelung.

3.2 Stabilität der finanziellen Förderung (Artikel 6)

Artikel 6 P-RED II sieht vor, dass das Niveau sowie die Bedingungen, zu denen eine Förderung für Erneuerbare-Energien-Projekte gewährt wird, nicht in einer Art überarbeitet werden soll, die negative Einflüsse auf Rechte haben kann, die unter diesem Förderregime erworben worden sind, sowie auf die Wirtschaftlichkeit geförderter Projekte. Da für den BDEW rückwirkende Eingriffe in die nationalen Förderrahmen der Erneuerbaren Energien in jedem Fall keine mögliche Option darstellen, begrüßt der BDEW grundsätzlich den Entwurf dieser Regelung.

Allerdings stellt der Entwurf der Richtlinie diese Prämisse ausschließlich unter den Vorbehalt der EU-Regelungen für staatliche Beihilfen. Der BDEW weist darauf hin, dass ausschließlich auf EU-Ebene nicht nur die Vorgaben für staatliche Beihilfen, sondern auch für die Regelungen zur Warenverkehrsfreiheit eine Änderung nationaler Fördersysteme erfordern können. Außerdem kann auch das Rechtssystem eines Mitgliedstaats eine Korrektur entsprechender Fördersysteme in Bereichen erforderlich machen, die nicht vom EU-Recht erfasst werden. Dies betrifft z. B. die Verletzung von Grundrechten Dritter, die vom EU-Rechtsrahmen nicht abgedeckt werden.

Schließlich kann der nationalrechtliche Vertrauensschutz der Anlagenbetreiber Einschränkungen unterliegen, die von dem derzeitigen Entwurf des Artikels 6 P-RED II nicht abgebildet werden würden. Dies trifft z. B. bei gesetzgeberischen Präzisierungen von Fördervorschriften zu, die in der Praxis strittig sind. Dementsprechend schlägt der BDEW vor, die Regelung wie folgt zu fassen:

“Without prejudice to adaptations necessary to comply with State aid rules, other provisions of Union law and the legal provisions of the relevant Member State, the Member States shall ensure that the level of, and the conditions attached to, the support granted to renewable energy projects are not revised in a way that negatively impacts the rights conferred thereunder and the economics of supported projects.”

4 Einspeisevorrang Erneuerbarer Energien

Der Einspeisevorrang Erneuerbarer Energien findet in Deutschland seinen Ausdruck sowohl in Form eines marktlichen Einspeisevorrangs als auch in Form eines physikalischen Einspeisevorrangs, wie z. B. bei Netzengpässen.

Wenngleich sich diese Stellungnahme grundsätzlich auf die Erneuerbare-Energien-Richtlinie bezieht, ist es im Hinblick auf den Einspeisevorrang für Erneuerbare Energien erforderlich, auch Teile des Entwurfs der Strombinnenmarktverordnung (P-IME) zu berücksichtigen. Denn im Entwurf des „Winterpakets“ finden sich die relevanten Regelungen zum Einspeisevorrang für Erneuerbare Energien in folgenden Artikeln:

- Artikel 20 des Entwurfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie – Access and operation of the grids
- Artikel 11 des Entwurfs der Strombinnenmarktverordnung – Dispatching of generation and demand response
- Artikel 12 des Entwurfs der Strombinnenmarktverordnung – Redispatching and curtailment

Im Hinblick auf diese Regelung in Artikel 11 der Strombinnenmarktverordnung gibt es unterschiedliche Auslegungen. Konkret stellt sich die Frage, wie „Dispatch“ der Übertragungsnetzbetreiber zu verstehen ist.

Der Entwurf der Strombinnenmarktverordnung sieht in Artikel 11 Absatz 2 und 3 vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Strom aus Erneuerbare Energien- und Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen (KWK) mit einer installierten Leistung von weniger 500 kW vorrangig abnehmen müssen. Sobald diese Anlagen in einem Land mehr als 15 Prozent der gesamten installierten Leistung ausmachen, sinkt die Schwelle auf 250 kW und ab dem Jahr 2026 auf 125 kW.

Auslegungsvarianten:

- Unter „priority dispatch“ kann verstanden werden, dass die Übertragungsnetzbetreiber den Strom ungeachtet von Marktpreissignalen aufnehmen und am Spotmarkt der Strombörse verkaufen müssen. In Deutschland gibt es seit 2014 für Betreiber von größeren EE-Anlagen die Verpflichtung, ihren Strom direkt zu vermarkten. Seit dem 1. Januar 2016 gilt dies für alle Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW. Der Strom wird also nicht durch die Netzbetreiber verkauft, sondern durch den Anlagenbetreiber selbst oder durch einen Dienstleister (Direktvermarkter). Anlagen unterhalb von 100 kW installierter Leistung können in Deutschland hingegen die feste Einspeisevergütung beanspruchen. Für diese Anlagen würde sich durch die vorgeschlagene Neuregelung nichts ändern, weil ihre installierte Leistung unter den vorgeschlagenen Schwellenwerten liegen. Sofern mit „priority dispatch“ der marktliche Einspeisevorrang einer Einspeisevergütung gemeint ist, ist die vorgesehene Einschränkung aus Sicht des BDEW somit zu begrüßen. Aus Sicht des BDEW sollte die Verpflichtung zur Direktvermarktung weiterhin für alle Erneuerbare-Energien-Anlagen unabhängig von ihrer installierten Leistung gelten.
- Der Artikel 11 der Strombinnenmarktverordnung kann aber auch im Zusammenhang mit dem Engpassmanagement (Artikel 12) gelesen werden. In diesem Fall würde der Artikel 11 bedeuten, dass kleine EE- und KWK-Anlagen nicht unter das marktbasierete Einspeisemanagement fallen würden. Sofern diese Auslegung gemeint ist, sollte das Verhältnis von Artikel 11 und 12 P-IME klarer herausgearbeitet werden. Systematisch müssten der Regelungsgegenstand dann in Artikel 12 P-IME behandelt oder zumindest berücksichtigt sowie entsprechende Bezüge hergestellt werden. Zudem ist zu berücksichtigen, dass der ÜNB zwar ggf. das Signal der Abregelung an den Verteilernetzbetreiber (bspw. Einspeisemanagementmaßnahmen) weitergibt, aber keine Kenntnis über Anlagen und deren Betriebsführungszustand im Verteilernetz hat. Die ÜNB können somit den Vorrang dieser Anlagen nicht sicherstellen. Vor

diesem Hintergrund empfiehlt der BDEW zunächst, die Formulierungen so anzupassen, dass der Einspeisevorrang für die Anschlussnetzbetreiber gilt.

5 Redispatch und Einspeisemanagement als Teil des Engpassmanagements (Artikel 12 P-IME)

Der Einspeisevorrang in Deutschland findet weiterhin seinen Ausdruck in den Regelungen zum Einspeisemanagement. Nach gegenwärtigem Recht (Artikel 14 und Artikel 15 Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)) werden in Deutschland im Fall auftretender Netzengpässe Erneuerbare-Energien-Anlagen und KWK-Anlagen nachrangig (nach konventionellen Erzeugungsanlagen) abgeregelt. Darüber hinaus entsteht für die abgeregelten EE- und KWK-Anlagen ein umfassender Entschädigungsanspruch. Dies dient der Investitionssicherheit und reduziert Risikoprämien der Akteure.

Die entsprechenden Regelungen zum Einspeisemanagement und zu Entschädigungsansprüchen finden sich in Artikel 12 der Strombinnenmarktverordnung. Konkret sieht Artikel 12 P-IME die Einführung eines marktbasierten Engpassmanagements vor, an dem alle Erzeugungstechnologien, Speicher und steuerbaren Lasten partizipieren können. Nur in Ausnahmefällen soll ein nicht marktbasierendes Engpassmanagement zur Anwendung kommen.

Aus Sicht des BDEW ist dieser diskriminierungsfreie marktliche Ansatz grundsätzlich zu begrüßen, gibt er doch die Möglichkeit, Netzengpässe kosteneffizient zu bewirtschaften. Im Hinblick auf Erneuerbare-Energien-Anlagen ist zu erwarten, dass diese Anlagen im Rahmen eines marktbasierten Engpassmanagements nachrangig abgeregelt werden (Leistungsreduktion), weil deren Opportunitätskosten aufgrund des Förderanspruchs im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken und steuerbaren Lasten vergleichsweise hoch sind. Etwas anders stellt sich der Sachverhalt dar, wenn die Förderung für Erneuerbare-Energien-Anlagen ausgelaufen ist. In diesen Fällen sind die Opportunitätskosten der EE-Anlagen deutlich niedriger als zum Zeitpunkt der Förderung und entsprechen der Höhe der erwarteten Markterlöse, zuzüglich der Kosten für die Sicherstellung der Betriebsbereitschaft (zum Beispiel durch Strombezug) und ggf. zuzüglich des anteiligen Werteverbrauchs. In den meisten Fällen ist jedoch auch hier davon auszugehen, dass die Opportunitätskosten der EE-Anlagen höher sind als die Opportunitätskosten von konventionellen Erzeugungsanlagen. Denn bei einer Leistungsreduktion bzw. Leistungserhöhung von konventionellen Kraftwerken ergeben sich die Kosten aus den eingesparten Brennstoffkosten und den zusätzlichen Kosten (zum Beispiel entgangene Erlöse, anteiliger Werteverbrauch etc.), welche von den Kraftwerksbetreibern im Rahmen des marktlichen Ansatzes eingepreist werden.

Trotz dieser grundsätzlichen Befürwortung des marktbasierten Engpassmanagements ist zu beachten, dass marktbasierter Redispatch nur bei ausreichend Wettbewerb funktioniert. Daher sollten aus Sicht des BDEW die wettbewerblichen Voraussetzungen von Leistungserhöhung und -reduktion getrennt voneinander betrachtet werden. So sind auch Fälle denkbar, in denen keine marktbasierete Lösung verfügbar ist, nicht hinreichend Flexibilitäten gegeben sind oder nicht genügend Wettbewerb zwischen den steuerbaren Einheiten besteht, da Netzengpässe nur regional behoben werden können. Für diese Fälle sieht Absatz 2 des Artikels 12

richtigerweise vor, dass eine Vorrang/ Nachrang-Regelung greifen kann, die den Prinzipien des Absatzes 5 folgt.

5.1 Entschädigung in Fällen von Engpassmanagement (Artikel 12 Absatz 6 P-IME)

Negativ ist in diesem Zusammenhang, dass in Fällen eines nicht marktbasiereten Engpassmanagements die Ansprüche auf Entschädigungszahlungen für Erzeugungsanlagen nicht angemessen berücksichtigt werden.

Artikel 12 Absatz 6 sieht in Fällen eines nicht marktbasiereten Engpassmanagements Mindestentschädigungen für alle Eingriffe vor. So sollen nach Artikel 12 Absatz 6 (a) mindestens die zusätzlichen Betriebskosten oder (b) 90 Prozent der am Day-Ahead Markt entgangenen Erlöse vergütet werden. Damit soll auch die entgangene Förderung berücksichtigt werden.

Aus Sicht des BDEW ist eine pauschale Orientierung am Day-Ahead-Markt nicht ausreichend, da dies nicht der Vermarktung des Stroms entspricht. Vielmehr muss sichergestellt werden, dass diese Regelung alle Kosten inklusive der Erzeugungsauslagen, Opportunitäts-, Verschleiß- und CO₂-Kosten und zum Beispiel einen anteiligen Werteverbrauch umfasst. Der BDEW spricht sich in diesem Zusammenhang dafür aus, dass eine vollständige finanzielle Kompensation der Anlagen im Falle von Engpassmanagementmaßnahmen sichergestellt wird. Sämtliche Anlagen, die zur Behebung des Netzengpasses herangezogen werden, müssen finanziell so gestellt werden, als hätte es den Eingriff in die marktbasierete Fahrweise niemals gegeben. Der Betreiber einer Anlage darf durch den Eingriff wirtschaftlich weder besser noch schlechter gestellt werden, als er ohne den Eingriff stünde. In diesem Zusammenhang sind auch Kosten zu berücksichtigen, die in Folge der Engpassmanagementmaßnahmen entstehen (z. B. Fahrplanabweichungen etc.). Artikel 12 Absatz 6 (g) ist in diesem Sinne nicht umfassend genug.

5.2 Netzausbauverpflichtung (Artikel 12 Absatz 4 P-IME)

Positiv ist hingegen die enthaltene Regelung zur Verpflichtung zum Ausbau der Netze, die der Ausbauverpflichtung des EEG 2014 ähnelt. Gemäß Artikel 12 Absatz 4 (a) P-IME sollen Netzbetreiber verpflichtet werden, ihre Netze so auszubauen, dass sie den Strom aus KWK- und Erneuerbare-Energien-Anlagen übertragen können. Dies soll Netzbetreiber nicht davon abhalten, ökonomisch günstigere Maßnahmen (siehe Regelungen zum Einspeisemanagement im EEG) - soweit nicht mehr als 5 Prozent der installierten Leistung aus Erneuerbare-Energien- oder KWK-Anlagen im Netzgebiet abgeregelt werden - zu ergreifen.

Der BDEW teilt die Auffassung der Europäischen Kommission, dass es wirtschaftlich nicht effizient ist, das Netz so auszulegen, dass jede produzierte Kilowattstunde Strom transportiert werden kann. Insbesondere aufgrund der hohen Wetterabhängigkeit der EE-Stromproduktion kann es sein, dass die höchste Transportleistung nur in wenigen Stunden eines Jahres benötigt wird, etwa dann, wenn z. B. Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen gleichzeitig und nahe ihrer maximalen Erzeugungsleistung einspeisen. Daher hatte sich der BDEW bereits 2013 dafür ausgesprochen, dass Stromnetze nur soweit ausgelegt werden müssen, dass sie 97 Prozent des Stroms aus dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien aufnehmen und

transportieren können müssen. Artikel 11 Absatz 2 EnWG 2016 sieht die entsprechende Berücksichtigung der Spitzenkappung bei Wind und PV-Anlagen vor. In diesem Kontext ist darauf zu achten, dass Betreiber von Anlagen in Fällen von nicht-marktbasierten Netzengpassmaßnahmen wie oben erläutert vollständig entschädigt werden. Andernfalls würde eine unzureichende Kompensation zu Risiken und damit zu Mehrkosten bei einer Refinanzierung führen.

Anders als in Deutschland, stellt die von der Europäischen Kommission vorgeschlagene Regelung jedoch auf Leistung statt auf Arbeit ab und schließt in die 5-Prozent-Grenze auch KWK-Anlagen ein. Der BDEW empfiehlt hier die Angleichung der Regelung an Artikel 11 Absatz 2 EnWG. Dies gilt sowohl im Hinblick auf die Begrenzung auf dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen als auch auf die Strommenge.

Der Grund für die Empfehlung für die Bezugnahme auf die Strommenge dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen (Wind & PV) liegt in der Anreizwirkung im Hinblick auf die Anlagenauslegung. So würde in einem System, das auf Spitzenkappung bei der Einspeiseleistung abstellt, der Anreiz entstehen, solche Windenergieanlagen zu errichten, die eher selten (nur in Starkwindphasen) mit Höchstleistung einspeisen. Eine solche Entwicklung kann sogar den Netzausbaubedarf steigern. Im Fall einer Regelung, die sich auf Strommengen bezieht, werden (in Verbindung mit der Direktvermarktung) hingegen Anlagen angereizt, die bereits Strom erzeugen, wenn andere Windenergieanlagen noch stehen. Eine solche Anlagenauslegung orientiert sich mehr am Bedarf und ist insgesamt systemdienlicher.

Im Fall der Etablierung eines Ampelmodells zur Bewirtschaftung von Netzengpässen müsste die Parametrisierung dieser Netzausbauverpflichtung überprüft und gegebenenfalls angepasst werden.

5.3 Anschlussverpflichtung

Kritisch zu bewerten ist aus Sicht des BDEW, dass eine Verpflichtung der Netzbetreiber zum diskriminierungsfreien Anschluss von Erzeugern und Lasten nicht ausdrücklich vorgesehen ist. Der BDEW empfiehlt eine Klarstellung, dass Betreiber von Energieversorgungsnetzen Letztverbraucher, zu denen auch Ladepunkte für Elektromobile gehören, gleich- oder nachgelagerte Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze sowie -leitungen, Erzeugungs- und Speicheranlagen sowie Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie zu technischen und wirtschaftlichen Bedingungen an ihr Netz anzuschließen haben, die angemessen, diskriminierungsfrei, transparent und nicht ungünstiger sind, als sie von den Betreibern der Energieversorgungsnetze in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet werden. Gleichzeitig sollte Betreibern von Energieversorgungsnetzen das Recht eingeräumt werden, einen Netzanschluss zu verweigern, soweit sie nachweisen, dass ihnen die Gewährung des Netzanschlusses aus betriebsbedingten, wirtschaftlichen oder technischen Gründen nicht möglich oder nicht zumutbar ist, oder einen alternativen Netzverknüpfungspunkt zuzuweisen, wenn dieser volkswirtschaftlich günstiger als der gewünschte Netzanschlusspunkt ist. Die Begründung im Falle eines Kapazitätsmangels muss in diesem Fall auch aussagekräftige Informati-

onen darüber enthalten, welche Maßnahmen und damit verbundene Kosten zum Ausbau des Netzes im Einzelnen erforderlich wären, um den Netzanschluss durchzuführen.

Zusammen mit der Netzausbaupflichtung gewährleistet die Netzanschlussverpflichtung Planungssicherheit für Investoren. Sie ist damit Grundlage für einen kosteneffizienten Umbau des Energieversorgungssystems. Aus Sicht des BDEW sollte die Strombinnenmarktlinie daher eine diskriminierungsfreie Anschlusspflicht für Erzeuger, Verbraucher und Speicher vorsehen.

6 Selbstverbrauch von Strom aus Erneuerbaren Energien (Artikel 21)

Artikel 21 des Entwurfs der Richtlinie zur Förderung der Erneuerbaren Energien regelt den Selbstverbrauch von Strom aus Erneuerbaren Energien. So soll sichergestellt werden, dass Letztverbraucher die Möglichkeit erhalten, den von ihnen erzeugten Strom selbst zu verbrauchen und überschüssigen Strom an Dritte zu verkaufen, ohne dass sie die gleichen Pflichten erfüllen müssen wie Energieversorgungsunternehmen.

Dezentrale Modelle können dazu beitragen, neue Akzeptanz für die Transformation des Energieversorgungssystems zu gewinnen. Vor diesem Hintergrund setzt sich der BDEW für eine diskriminierungsfreie Gleichbehandlung des Konzepts der aktiven Verbraucher mit klassischen Versorgungskonzepten ein. Zur Vermeidung von Marktverzerrungen sind dabei eine sachgerechte Verteilung von Netzentgelten, Steuern und Umlagen, eine Technologieoffenheit und der Wettbewerb um effiziente und (volkswirtschaftlich) kostengünstige Lösungen wesentlich.

Aus Sicht des BDEW ist es richtig, dass die Rolle des Prosumers / Selbstverbrauchers klar geregelt wird. Grundsätzlich spricht der BDEW sich dafür aus, Direktverträge zwischen Erzeugern und Verbrauchern zu ermöglichen (B2B-Lösungen). Richtig ist zudem, dass die Verbraucherrechte gewahrt werden und Prosumer durch den Verbrauch von selbst erzeugtem Strom keinen wirtschaftlichen Nachteil erleiden dürfen. Im Sinne einer diskriminierungsfreien Gleichstellung aller Letztverbraucher wird dies vom BDEW ausdrücklich unterstützt.

Ungeachtet dessen sollten aus Sicht des BDEW einige weitere Aspekte berücksichtigt werden, da anderenfalls Wettbewerbsverzerrungen und wirtschaftliche Nachteile für andere Letztverbraucher drohen:

- So ist bei der Ausgestaltung der Regelungen auf eine diskriminierungsfreie Gleichbehandlung aktiver Verbraucher mit klassischen Versorgungskonzepten zu achten, um Wettbewerbsverzerrungen im europäischen Binnenmarkt zu vermeiden. Soweit ein nationales Fördersystem bereits eine auskömmliche Förderung vorsieht, darf allein aus dem Umstand, dass der Strom durch den Erzeuger selbst verbraucht wird, kein zusätzlicher finanzieller Vorteil gegenüber dem Fall einer Einspeisung entstehen – auch nicht durch Entfall von Letztverbraucherabgaben. Insbesondere bei Anlagen mit einer bereits auskömmlichen Förderung (z.B. EEG) würde dies zu einer Überförderung führen.
- In engem Zusammenhang mit dem vorherigen Punkt ist es im Sinne der sozialen Gerechtigkeit erforderlich, dass die Regelungen für Selbstverbraucher nicht durch eine

Umschichtung von Letztverbraucherabgaben zu einer Mehrbelastung anderer Letztverbraucher führen. Denn ein Entfall der Pflicht zur Zahlung von Letztverbraucherabgaben durch Selbstverbraucher führt im Ergebnis zu einer Mehrbelastung der Letztverbraucher, die dieses Privileg nicht anwenden (können).

Vor diesem Hintergrund wird folgende Anpassung des Absatz 1d vorgeschlagen:

(1d) receive a remuneration for the self-generated renewable electricity they feed into the grid which reflects the market value of the electricity fed in. have neither an economical- advantage nor a disadvantage due to self-consumption or selling electricity exceeding their self consumption. For that reason self-consumption shall be subject to the same taxes, charges and benefits for decentral generation as electricity drawn from the grid. But self-consumers shall receive the same support as they would have got in case of feeding their electricity into the grid

In Artikel 21 Absatz 1P-RED II ist zudem vorgesehen, dass Selbstverbraucher von Strom aus Erneuerbaren Energien den überschüssigen Strom an Dritte weiter veräußern dürfen, ohne als Energieversorger zu gelten und die gleichen Pflichten wie andere Stromlieferanten erfüllen zu müssen.

Vor dem Hintergrund, dass unnötiger administrativer Aufwand vermieden werden soll, ist der Wunsch nach einer solchen Regelung nachvollziehbar. Allerdings darf diese Regelung nicht zu einer Mehrbelastung von Unternehmen oder anderen Letztverbrauchern führen.

1. So bleibt unberücksichtigt, dass große Teile der Pflichten von Energieversorgungsunternehmen dem Schutz der Rechte von Letztverbrauchern dienen. Dazu zählt zum einen das Recht der Letztverbraucher, ihren Stromanbieter zu wechseln. Dieses Recht darf aus Sicht des BDEW unter keinen Umständen durch eine etwaige Sonderregelung für den Fall der Lieferung durch Selbstverbraucher an Dritte eingeschränkt werden. Hierfür ist es erforderlich, dass in diesem Fall der Selbstverbraucher/Stromlieferant – ungeachtet der Strommenge – die entsprechenden Wechselprozesse abbilden kann, so dass der von ihm belieferte Dritte ohne Hindernisse einen Wechsel zu einem anderen Lieferanten vornehmen kann.
Auch die Anforderungen im Hinblick auf die Transparenz der Abrechnung von Strommengen gegenüber dritten Letztverbrauchern müssen dem energiewirtschaftlichen Standard entsprechen, um eine Täuschung von Letztverbrauchern zu vermeiden.
2. Zuletzt darf nicht übersehen werden, dass der Selbstverbrauch von Strom sowie die Drittbelieferung mit Strom Auswirkungen auf Bilanzkreise hat. So muss der Lieferant, der für die Restmengenbelieferung zuständig ist, für Ausgleichsenergiekosten aufkommen. Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BDEW für den Fall der Drittbelieferung die Beibehaltung der Bilanzkreispflicht, zumindest jedoch eine Informationspflicht an das die Restmenge liefernde Energieversorgungsunternehmen.
Sofern der Strom dem Netzbetreiber zum Erhalt einer Einspeisevergütung angedient wird, muss dieser über den Umstand informiert sein, ob der Letztverbraucher Teile des selbst erzeugten Stroms selbst verbraucht, damit diese Information im Zuge der Prognose für den Verkauf des Stroms durch den ÜNB berücksichtigt werden kann.

Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BDEW die Aufnahme von folgendem Absatz 5 in Artikel 21:

„(5) If self-consumers feed the electricity exceeding their self consumption into a grid the grid-operator must be informed about the fact that parts of the produced electricity is self-consumed by the self-consumer. As far as the self-consumer sells electricity to another consumer it must be ensured that the energy supplier of this consumer is informed about the fact that parts of the consumed electricity will be delivered by a third party.“

Darüber hinaus empfiehlt der BDEW die Anpassung von Artikel 21 Absatz 1a:

“(1a) are entitled to carry out self-consumption and sell, including through power purchase agreements, their excess production of renewable electricity by fulfilling the same duties as other energy suppliers.”

Or (if politically wanted) only with a minimum of duties:

“(1a) are entitled to carry out self-consumption and sell, including through power purchase agreements, their excess production of renewable electricity without being subject to disproportionate procedures and charges that are not cost-reflective as far as no consumer rights are constrained. Especially regarding the process to change the supplier and transparency-rules to preserve consumer rights, there shall be no difference to common rules for energy suppliers.”

Der zur Konsultation gestellte Entwurf der Richtlinie sieht zudem vor, dass Letztverbraucher, die in einem Mehrfamilienhaus leben und gemeinsam eine Stromerzeugungsanlage betreiben, ebenfalls wie Selbstverbraucher behandelt werden. Aus Sicht des BDEW ist hierbei jedoch die Eigentümerschaft oder alternativ die Verpachtung der Anlage sicherzustellen, da andernfalls kein Selbstverbrauch von Strom vorliegen kann. Sofern der Vermieter Eigentümer der Anlage ist, handelt es sich um eine Drittbelieferung (siehe oben).

Vor diesem Hintergrund wird folgende Änderung von Artikel 21 Absatz 2 vorgeschlagen:

“(2) Member States shall ensure that renewable self-consumers living in the same multi-apartment block, or located in the same commercial, or shared services, site or closed distribution system, are allowed to jointly engage in self consumption as far as they commonly own the plant as if they were an individual renewable self-consumer concerned.”

Aus Umwelt- und Energieeffizienzaspekten hiervon gesondert zu betrachten, ist der Selbstverbrauch von Strom aus industriellen Reststoffen, z. B. Industriegasen oder Klärgasen. Hier kann eine wirtschaftliche Besserstellung gerechtfertigt sein, wenn andernfalls kein ausreichender Anreiz besteht, um klimaschädliche Gase einer energetischen Nutzung zuzuführen.

7 Ausnahmeregelungen für “Erneuerbare Energiegemeinschaften” (Artikel 22)

Im Entwurf der Erneuerbare-Energien-Richtlinie werden in Artikel 22 Ausnahmeregelungen für sog. Energiegemeinschaften im Bereich der Erneuerbaren Energien geregelt. Die Mitgliedstaaten werden aufgefordert sicherzustellen, dass diese Energiegemeinschaften im Be-

reich der Erneuerbaren Energien nicht unverhältnismäßigen Verfahren und Kosten unterliegen. Hierbei sollte festgehalten werden, dass aus Sicht des BDEW das Ziel die Schaffung eines Level-Playing-Field für alle Akteure unabhängig von Größe, Eigentümerstruktur und Rechtsform sein sollte. Ausnahmeregeln führen in der Regel zu einer Diskriminierung und sollten deswegen grundsätzlich abgelehnt werden. Aus diesem Grunde sollte auf eine Privilegierung durch Ausnahmeregelungen komplett verzichtet werden.

7.1 Materielle Ausgestaltung

In Absatz 1 von Artikel 22 des Entwurfs der EE-Richtlinie ist vorgesehen, dass Energiegemeinschaften im Bereich Erneuerbare Energien Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugen, verbrauchen, speichern und verkaufen dürfen, ohne die gleichen Pflichten wie andere Energieversorgungsunternehmen erfüllen zu müssen. Wir sehen keinen Grund, solche Initiativen in der europäischen Gesetzgebung festzuschreiben und sehen vielmehr das Risiko, dass aus dem vorgeschlagenen Artikel 16 P-RED II eine Diskriminierung anderer Marktteilnehmer resultiert, Verbraucherrechte verwässert und neue Unklarheiten geschaffen werden. Daher lehnen wir diesen Artikel ab.

1. So bleibt zum Beispiel unberücksichtigt, dass große Teile der Pflichten von Energieversorgungsunternehmen dem Schutz der Rechte von Letztverbrauchern dienen. Dazu zählt zum einen das Recht der Letztverbraucher, ihren Stromanbieter zu wechseln. Dieses Recht darf aus Sicht des BDEW unter keinen Umständen durch eine etwaige Regelung eingeschränkt werden. Hierfür ist es erforderlich, dass in diesem Fall der Selbstverbraucher/Stromlieferant – ungeachtet der Strommenge – die entsprechenden Wechselprozesse abbilden kann.

Auch die Anforderungen im Hinblick auf die Transparenz der Abrechnung von Strommengen gegenüber dritten Letztverbrauchern müssen dem energiewirtschaftlichen Standard entsprechen, um eine Täuschung von Letztverbrauchern zu vermeiden.

2. Auch darf nicht übersehen werden, dass die Drittbelieferung mit Strom Auswirkungen auf Bilanzkreise anderer Energieversorgungsunternehmen hat. Fahrplanabweichungen führen zu Ausgleichsenergiekosten, die gleichermaßen von Energiegemeinschaften wie von anderen Energieversorgungsunternehmen getragen werden müssen. Aus Sicht des BDEW ist daher auch die Bilanzkreispflicht unverzichtbar.

Sofern trotz der grundsätzlichen Bedenken des BDEW an Ausnahmeregelungen für Energiegemeinschaften festgehalten werden soll, empfiehlt der BDEW:

“(1a) ... are entitled to generate, consume, store and sell renewable energy, including through power purchase agreements, by fulfilling the same duties as other energy suppliers.”

Or (if politically wanted) only with a minimum of duties:

“(1a) ... are entitled to generate, consume, store and sell renewable energy, including through power purchase agreements as far as no consumer rights are constrained. Especially regarding balancing rules and the process to change the supplier and

transparency-rules to preserve consumer rights, there shall not be an difference to common rules for energy suppliers."

7.2 Anspruchsvoraussetzung

Wie oben ausgeführt, spricht sich der BDEW gegen Privilegierungen örtlicher Energiegemeinschaften aus. Falls es dennoch zur Privilegierung der lokalen Energiegemeinschaften kommen sollte, so ist es dem BDEW sehr daran gelegen, dass auch lokale KMU mit einem kommunalen Anteil gleichwertig wie nicht kommunale KMU bei der Ausgestaltung dieser Regelung berücksichtigt werden sollten. An dieser Stelle fordert der BDEW eine Anpassung der Anwendung der EU-KMU-Definition (Artikel 2 P-RED II), welche in einem Widerspruch zu den Voraussetzungen unter Artikel 22 P-RED II steht.

Als anspruchsberechtigte Akteure dieser Energiegemeinschaften werden die kleineren und mittleren Unternehmen sowie Nicht-Regierungsorganisationen (NGO) als Zielgruppe aufgeführt. In diesem Zusammenhang sind in den Buchstaben (a) bis (e) des Artikels 22 Voraussetzungen aufgelistet, von denen mindestens vier bei der Gründung einer solchen Energiegemeinschaft erfüllt werden sollen. Zu den Begünstigten zählen auch kommunale Körperschaften (siehe unter (a)) bzw. Vertreter der kommunalen und lokalen Interessen (siehe unter (b) bis (c)).

Die kleinen und mittleren Unternehmen, die als eine vorrangige Zielgruppe bei der Gründung der Energiegemeinschaften vorgesehen sind, werden in Artikel 2 definiert. Dies erfolgt über einen Verweis auf die KMU-Definition gemäß der Empfehlung der Europäischen Kommission (Empfehlung 2003/361/EG der Kommission vom 6. Mai 2003). Die Regelung des Artikels 3 Absatz 4 der Empfehlung der Kommission führt jedoch dazu, dass die KMU-Definition zahlreiche kommunale Unternehmen ausschließt:

"Außer den in Absatz 2 Unterabsatz 2 angeführten Fällen kann ein Unternehmen nicht als KMU angesehen werden, wenn 25 Prozent oder mehr seines Kapitals oder seiner Stimmrechte direkt oder indirekt von einem oder mehreren öffentlichen Stellen oder Körperschaften des öffentlichen Rechts einzeln oder gemeinsam kontrolliert werden."

Die Anwendung der EU-KMU-Definition in Artikel 2 in Verbindung mit Artikel 22 des P-RED II hat zur Folge, dass die kleinen und mittleren Unternehmen, die mehr als 25 Prozent von direkten oder indirekten kommunalen Anteilen aufweisen, als KMU nicht Teil einer Energiegemeinschaft sein können, obwohl dies eigentlich vom Grundgedanken des Gesetzgebers im Artikel 22 vorgesehen ist.

Daher stellt der Verweis auf die EU-KMU-Definition aus Sicht des BDEW einen Widerspruch zu den in Artikel 22 (a) bis (e) aufgezählten Voraussetzungen dar. Zu den Voraussetzungen für die Gründung der aufgeführten Energiegemeinschaften zählen die Beteiligung von kommunalen Körperschaften (siehe unter (a)) bzw. von Vertretern der kommunalen und lokalen Interessen (siehe unter (b) und (c)).

Sofern trotz der grundsätzlichen Bedenken des BDEW an Ausnahmeregelungen für Energiegemeinschaften festgehalten werden soll, empfiehlt der BDEW eine Anpassung des Artikels 2.

Damit auch die kleinen und mittleren Unternehmen, deren kommunale Anteile die 25 Prozent-Klausel nicht erfüllen, an der Gründung von Energiegemeinschaften mitwirken können und die kommunalen Interessen, wie in Artikel 22 als Voraussetzung aufgeführt, bei den Energiegemeinschaften genügend vertreten sind, schlägt der BDEW vor:

- Ergänzung des Artikel 2 (kk) um einen Satz 2: Die Mitgliedstaaten können von Artikel 3 Absatz 4 der Empfehlung 2003/361/EG der Kommission vom 6. Mai 2003 abweichen.

oder

- Änderung des Artikel 2 (kk) dahingehend, dass dieser ausschließlich auf die Mitarbeiterzahl und Jahresumsatz bzw. Jahresbilanzsumme abstellt:

~~„kleine und mittlere Unternehmen“ oder „KMU“ Unternehmen gemäß der Definition in Titel I des Anhangs der Empfehlung 2003/361/EG der Kommission vom 6. Mai 2003 betreffend die Definition der Kleinstunternehmen sowie der kleinen und mittleren Unternehmen;~~ die weniger als 250 Personen beschäftigen und die entweder einen Jahresumsatz von höchstens 50 Mio. EUR erzielen oder deren Jahresbilanzsumme sich auf höchstens 43 Mio. EUR beläuft;“

Vorschlag:

Article 2 Definitions

(kk) 'SME' means a micro, small or medium sized enterprise as defined in Commission Recommendation 2003/361/EC⁽³⁹⁾;

Diese Definition ist für die Zwecke dieser Richtlinie nicht geeignet, sie schließt kleine und mittlere Unternehmen aufgrund ihrer Beteiligungsstruktur aus. Darauf hat der BDEW bereits im Zusammenhang mit der Energieeffizienz-RL 2012/27/EU hingewiesen und eine alternative Definition vorgeschlagen:

'SMEs' means enterprises which employ fewer than 250 persons and which have an annual turnover not exceeding EUR 50 million, and/or an annual balance sheet total not exceeding EUR 43 million; “

8 Herkunftsnachweise für Strom, Wärme und Kälte erzeugt aus Erneuerbaren Energien Quellen (Artikel 19)

Artikel 19 P-RED II steht in direktem Zusammenhang mit dem Vorschlag einer Anpassung der Strombinnenmarkt-Richtlinie, hier Artikel 18 „Billing and billing information“, sowie der verpflichtenden Stromkennzeichnung gemäß Annex II Nummer 4 der Strombinnenmarkt-Richtlinie. Strombinnenmarkt-Richtlinie und Annex II erheben im Grundsatz keine neue Verpflichtung hinsichtlich der Stromkennzeichnung. Durch die vorgesehenen Änderungen in Artikel 19 P-RED II wären jedoch Anpassungen zur Erstellung der Stromkennzeichnung erforderlich.

Aufbauend auf Herkunftsnachweisen für Erneuerbare Energien (geförderte und nicht-geförderte Erneuerbare Energien) soll mit Anpassung von Artikel 19 P-RED II ein System der Stromkennzeichnung implementiert werden, in welchem ggf. auch für fossile Energieträger ein Nachweis zu führen ist (Vollerfassung). Die deutsche Politik und die Energiebranche führen diese Diskussion bereits seit einiger Zeit und evaluieren aktuell mögliche Weiterentwicklungsansätze der Stromkennzeichnung in Deutschland. Die Anpassungsvorschläge der EU unterstützen eine Weiterentwicklung der Stromkennzeichnung. Neu ist, dass Herkunftsnachweise in Zukunft auch für Gas, Wärme und Kälte, d. h. möglicherweise auch für zukünftige Power-to-X-Anwendungen (Sektorenkopplung) genutzt werden könnten. Viele Anpassungsvorschläge erscheinen sachgerecht, wohingegen bei einigen Vorschlägen von einer generellen Verpflichtung abgesehen und eine Entscheidung über bestimmte Änderungen den Nationalstaaten überlassen werden sollte.

Artikel 19 Absatz 2 P-RED II eröffnet die Möglichkeit, dass auch Herkunftsnachweise für nicht-Erneuerbare Energieträger ausgestellt werden können. Eine Ausstellung von Herkunftsnachweisen für alle Energieträger ist vor dem Hintergrund einer Weiterentwicklung der Stromkennzeichnung in Deutschland (mögliche Vollerfassung aller Energieträger) offen zu halten und wird durch den BDEW unterstützt.

Durch eine vorgeschriebene Auktionierung von Herkunftsnachweisen für geförderte Erneuerbare Energien gemäß Artikel 19 Absatz 2 könnte der Förderbeitrag über die Umlagefinanzierung für Erneuerbare Energien gesenkt werden. Es ist jedoch davon auszugehen, dass dies nur in geringfügigem Maße Wirkung entfalten wird und erheblich von der Mehrzahlungsbereitschaft der Verbraucher für entsprechende Produkte abhängig ist. Mit der vorgesehenen Auktionierung von geförderten Herkunftsnachweisen sind eine freie Handelbarkeit und eine damit einhergehende unterschiedliche Ausweisung geförderter Erneuerbarer Energien gegenüber den Endkunden verbunden. Lieferanten, welche sich nicht an einer Auktion beteiligen, dürfen daher zukünftig keine geförderten Erneuerbaren Energien mehr ausweisen (Artikel 19 Absatz 8). Das bedeutet, dass dem Verbraucher - zumindest im Rahmen der Stromkennzeichnung - nicht sein individueller Beitrag zur Förderung der Erneuerbaren Energien ausgewiesen wird. Alternativ könnte dem Verbraucher dieser Förderbetrag jedoch auf andere Weise außerhalb der Stromkennzeichnung ausgewiesen werden. Ein solches System könnte einen erhöhten Aufwand nach sich ziehen. In jedem Fall wäre eine klare Verständlichkeit für die Verbraucher sicherzustellen. Wenn politisch gewollt, müsste mit einer verpflichtenden Ausstellung und Auktionierung von Herkunftsnachweisen für geförderte Erneuerbare Energien sichergestellt werden, dass der administrative Aufwand für Herkunftsnachweise aus Kleinanlagen so gering wie möglich gehalten wird, z. B. über eine vereinfachte Anerkennung von Stromerzeugungsanlagen. Der BDEW begrüßt, dass in Absatz 7 letzter Satz derartige Erleichterungen bereits vorgesehen sind. Der BDEW ist der Auffassung, dass eine verpflichtende Auktionierung von Herkunftsnachweisen für geförderte Erneuerbare Energien den Mitgliedstaaten überlassen werden sollte, da sie mit einigen existierenden Fördermechanismen nicht kompatibel ist und schlägt vor diesem Hintergrund folgende Änderung von Artikel 19 Absatz 2 vor:

“Member States ~~shall~~ may issue such guarantees of origin and transfer them to the market by auctioning them. The revenues raised as a result of the auctioning shall be used to offset the costs of renewables support.”

Mit Artikel 19 Absatz 3 und 4 P-RED II wird die Lebensdauer von Herkunftsnachweisen von bisher 12 Monaten reduziert. Eine Verkürzung der Lebensdauer der Herkunftsnachweise bis zum 30. Juni des Folgejahres der Produktion, die Gültigkeit eines Herkunftsnachweises für das jeweilige Produktionsjahr sowie die Zurechnung zwangsentwerteter Herkunftsnachweise nach dem 30. Juni eines Jahres zum Residualmix erscheinen sachgerecht. Probleme könnten jedoch mit einer zukünftigen Anpassung der Stromkennzeichnung in Deutschland auftreten. Ende Juli eines Jahres veröffentlichen die Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland den EEG-Quotienten, mit welchem der Anteil geförderter Erneuerbarer Energien in der Stromkennzeichnung errechnet wird. Sollten mit einer möglichen Anpassung der Stromkennzeichnung zur Ausweisung von Grünstromprodukten nur noch die Differenzmengen (Liefermenge reduziert um den errechneten EEG-Anteil) mit Herkunftsnachweisen für nicht-geförderte Erneuerbare Energien belegt werden, dann ist zum 30. Juni eines Jahres noch nicht der geförderte Anteil Erneuerbarer Energien in Deutschland bekannt. Die Anpassung von Artikel 19 Absatz 3 und 4 wird im Grundsatz unterstützt. Eine mögliche Anpassung der Stromkennzeichnung in Deutschland ist mit den vorgesehenen Vorgaben aus der Erneuerbare-Energien-Richtlinie in Einklang zu bringen. Dabei ist ein Vorziehen der Veröffentlichung des EEG-Quotienten durch die Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland im Grunde nicht möglich, da dessen Berechnung von der ohnehin bereits sehr eng gesteckten Fristenkette im EEG abhängig ist.

Gemäß Artikel 19 Absatz 7 können Herkunftsnachweise nicht nur für Strom, sondern auch für Erdgas, Heizung und Kühlung genutzt werden. Der BDEW unterstützt eine Erweiterung der Anwendbarkeit für Herkunftsnachweise, da hiermit zukünftige Anwendungen der Sektorkopplung (Power-to-X) mit entsprechenden Nachweisen versehen werden können.

Gemäß Artikel 19 Absatz 8 P-RED II wäre eine Ausweisung des Anteils von Erneuerbaren Energien in der Stromkennzeichnung einzig mit Anwendung von Herkunftsnachweisen aus Erneuerbaren Energien möglich. Eine bilanzielle Umrechnung, wie sie aktuell in Deutschland Anwendung findet (Berechnung des Anteils geförderter Erneuerbarer Energien über den EEG-Quotienten), wäre nicht mehr erlaubt. Mit dem derzeitigen Förderregime in Deutschland wäre diese Vorgabe nicht kompatibel, sie würde zu einer Verteuerung und Verkomplizierung des Fördersystems führen. Der BDEW verweist daher auf den Änderungsvorschlag zu Artikel 19 Absatz 2 und ist der Auffassung, dass eine Entscheidung den Nationalstaaten überlassen werden sollte:

“Where an electricity supplier is required to prove the share or quantity of energy from renewable sources in its energy mix for the purposes of Article 3 of Directive 2009/72/EC, it ~~shall~~ may do so by using its guarantees of origin.”

Neu ist, dass gemäß Artikel 19 Absatz 11 auch Herkunftsnachweise von Drittstaaten genutzt werden können, wenn die Kommission ein Abkommen mit diesen Staaten geschlossen hat. Diese Regelung zielt auf Nicht EU-Länder wie Norwegen, die Schweiz und perspektivisch Großbritannien ab. Dies wird grundsätzlich unterstützt. Es sollte jedoch sichergestellt werden,

dass Länder, aus denen keine physische Stromübertragung nach Europa möglich ist, ausgeschlossen werden.

Artikel 19 Absatz 2 RED II lässt eine Ausstellung/Nutzung von Herkunftsnachweisen für Strom aus fossilen Energieträgern offen. Eine Eingrenzung der Definition von Herkunftsnachweise in Artikel 2 (h) einzig für Erneuerbare Energien berücksichtigt nicht alle Energieträger. Daher folgender Anpassungsvorschlag zu Artikel 2 (h):

(h) 'guarantee of origin' means an electronic document which has the sole function of providing proof to a final customer that a given share or quantity of energy was produced from renewable sources or from non-renewable energy sources.

9 Verwaltungsverfahren, Regeln und Kodes (Artikel 15)

Absatz 4 in Artikel 15 sollte aufgrund des sehr hohen bürokratischen Aufwandes gestrichen werden.

10 Organisation und Zeitdauer von Genehmigungsverfahren (Artikel 16)

Der Artikel 16 RED II sieht vor, dass Mitgliedstaaten ab dem 1. Januar 2021 eine oder mehrere verwaltungstechnische Kontaktstellen einrichten sollen, die das gesamte Genehmigungsverfahren für den Bau und den Betrieb von Anlagen sowie verbundener Übertragungs- und Verteilernetzinfrastruktur zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen koordinieren. Dabei soll die verwaltungstechnische Kontaktstelle durch das Genehmigungsverfahren führen, Informationen bereitstellen, wenn notwendig andere Behörden koordinieren und einbeziehen sowie rechtliche bindende Entscheidungen treffen. Weiterhin soll durch die verwaltungstechnische Kontaktstelle gemeinsam mit den Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern ein Handbuch zum Verfahren für Projektentwickler im Bereich der Erneuerbaren Energien einschließlich kleiner und erneuerbare „Selbstverbrauchs-Projekte“ erstellt werden. Die Dauer des Genehmigungsverfahrens darf im Regelfall drei Jahre nicht überschreiten. Bei einem Repowering ist diese Zeitdauer auf ein Jahr beschränkt.

Die Schaffung von Genehmigungsbehörden, bei denen das gesamte Genehmigungsverfahren in allen seinen rechtlichen Aspekten konzentriert wird, ist grundsätzlich zu begrüßen. In Deutschland wird dieses Konzept für die Mehrzahl der Anlagen und Genehmigungsverfahren bereits erfolgreich umgesetzt. Eine entsprechende Regelung darf aber nicht dazu führen, dass insbesondere für kleinere Anlagen oder Leitungsbauvorhaben, für die nach geltendem Recht kein formelles Genehmigungsverfahren erforderlich wäre oder die nur einer Anzeigepflicht unterliegen, zukünftig neue Genehmigungserfordernisse geschaffen werden. Zudem sollte die Vorschrift nicht dazu führen, dass von dem Konzept der ortsnahen dezentralen Genehmigungsbehörden für die vielen dezentralen und kleinräumigen Projekte im Bereich der Erneuerbaren Energien abgerückt werden muss.

Zu hinterfragen ist indes die Schaffung fester Genehmigungsfristen. Die Vergangenheit hat gezeigt, dass entsprechende Regelungen – insbesondere dann, wenn sie nicht durch konkrete Konsequenzen für den Fall der Fristverstreichung ergänzt werden – nur einen geringen

Beschleunigungseffekt haben. Zudem können zu kurze Fristen dazu führen, dass Behörden im Zweifel schneller Projekte ablehnen, da sie nicht die Verantwortung für eine fehlerhafte Prüfung tragen wollen – dies gilt insbesondere für Projekte mit langfristiger Planung etwa im Bereich der Wasserkraft oder Wind On- und Offshore.

Die darüber hinaus geforderte Schaffung von Handbüchern für das Genehmigungsverfahren ist zwar grundsätzlich zu begrüßen. Ob eine entsprechende Vorschrift Gegenstand einer für die Umsetzung in den Mitgliedstaaten verbindlichen Regelung der vorliegenden Richtlinie sein muss, die bei einer fehlenden oder mangelhaften Umsetzung zu einer Vertragsverletzung führen würde, ist jedoch fraglich. Die entsprechende Vorgabe sollte daher eher Bestandteil einer unverbindlichen Empfehlung als Gegenstand einer Richtlinie sein.

11 Mainstreaming Erneuerbare Energien in Wärme- und Kälteanlagen (Artikel 23)

Eine quantitative Vorgabe zur Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energien im Wärme- und Kältesektor ist nicht geeignet, marktbasierter und kostenoptimaler 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 langjährig 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. Deutschland hat hier bereits ein umfassendes Instrumentarium aus rechtlichen Rahmenseetzungen und zielgerichteten Fördermaßnahmen entwickelt.

Durch die Regelung von EE-Anteilen im Wärme- (und Kälte-)Energiebedarf von Gebäuden in der P-RED II entsteht die Gefahr von inkonsistenten, komplexen und sich gegenseitig beeinflussenden Regelungen in Gebäudeenergieeffizienz-Richtlinie (EPBD) und P-RED II. Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Wärmeenergiebedarf sollte in der EPBD geregelt werden.

Der BDEW fordert, Artikel 23 P-RED II ersatzlos zu streichen. In Artikel 3 wird den Mitgliedstaaten ein Ziel von mindestens 27 Prozent am Primärenergieverbrauch vorgegeben, der Weg zur Erreichung dieses Ziels muss den Mitgliedstaaten überlassen bleiben.

Im Sinne der Sektorenkopplung sollten vermehrt Anreize für die strombasierte Wärme-/Kälteerzeugung und für e-Mobility geschaffen werden. Durch Instrumente wie DSM sollte sich die Last stärker an der fluktuierenden EE-Einspeisung orientieren. Auf diesem Wege werden das Potential der Erneuerbaren Energien zu einem möglichst hohen Grad genutzt (u.a. weniger Abregelung), negativen Preisen entgegengewirkt sowie fossile Energieträger geschont.

12 Wärme- und Kältenetze (Artikel 24)

Der Richtlinienentwurf macht in Artikel 24 sehr detaillierte Vorgaben für Wärme- und Kältenetze. So sollen z. B. neue Informationspflichten für Wärmenetzbetreiber, der Zugang und die Durchleitung von Wärme und Kälte aus Erneuerbaren Energien und die Möglichkeit für Kun-

den, sich von der Fernwärmeversorgung abzukoppeln, wenn es sich im Anschlussfernwärmenetz nicht um effiziente Fernwärme nach der Richtlinie 2012/27/EU handelt, eingeführt werden. Mit diesen Detailvorgaben durch die EU würde den Mitgliedstaaten die nötige Flexibilität genommen, um unter Berücksichtigung der nationalstaatlichen Bedingungen und Voraussetzungen eigene Instrumente und Maßnahmen umzusetzen, die die selbst gesteckten Klimaschutzziele realisierbar machen. Darüber hinaus sind die in den Absätzen 2 bis 7 adressierten Aspekte in Deutschland bereits heute weitestgehend geregelt. So kann z. B. die Einspeisung von Wärme aus Erneuerbaren Energien in ein Nah-/Fernwärmenetz auf Basis bilateraler Verträge aktuell schon erfolgen. Auch deckt die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme die in Absatz 3 angesprochene Thematik ab.

Gänzlich ausgeblendet werden in diesem Zusammenhang die Wirtschaftlichkeit der Wärmenetze für die Betreiber und die Kundenwünsche, z. B. preisgünstige Wärmeversorgung. Die leitungsgebundene Wärmeversorgung steht im harten Wettbewerb mit zahlreichen anderen Wärmeerzeugungstechnologien. Einseitige Belastungen und Vorschriften würden die Wettbewerbssituation der leitungsgebundenen Wärmeversorgung deutlich schwächen, wenngleich Anreize zur Einbindung von Erneuerbaren Energien zu begrüßen wären. Die Wärmenetzinfrastruktur ist unabdingbar für die Aufnahme (Sammelfunktion), den kostengünstigen Transport und die Verteilung von Wärme aus CO₂-armen und CO₂-neutralen Energieträgern sowie aus Abwärme. Diese wichtigen Funktionen sind für die Umsetzung der Transformation des Energieversorgungssystems, insbesondere auch in städtischen Gebieten und größeren Gemeinden von hoher Bedeutung, da die verbrauchsnahe Erzeugung von Wärme aus Erneuerbaren Energien hier kaum realisierbar ist. Daher ist es wichtig, dass die Perspektive für den künftigen Einsatz der leitungsgebundenen Wärmeversorgung zur Unterstützung der Dekarbonisierung des Wärmebereichs stärker in den Vordergrund gerückt wird. Mit den in Artikel 24 angedachten Pflichten und Zwängen drohen Investitionen in Erhalt und Ausbau der Wärmenetzinfrastruktur unwirtschaftlich und somit eingestellt zu werden. Dem Klimaschutz wäre damit nicht gedient. Stattdessen sind Anreize zur Implementierung von Erneuerbaren Energien, für Effizienzmaßnahmen und für eine Steigerung der Konsumentendichte im Wärmenetz gefragt.

Der BDEW fordert daher, den Artikel 24 ersatzlos zu streichen. Er würde mehr schaden als im Sinne der Dekarbonisierung nützen.

13 Mainstreaming Erneuerbare Energien im Verkehrsbereich (Artikel 25)

Ein erster wichtiger Schritt zur Reduzierung der Treibhausgas- sowie Feinstaubemissionen zur Erreichung der Klimaschutzziele stellt der Einsatz von Erdgas im Verkehrsbereich dar. Zur zügigen Erreichung der Klimaschutzziele im Verkehrsbereich kann der vermehrte Einsatz von Erdgas schon heute einen signifikanten Beitrag zu volkswirtschaftlich vertretbaren Kosten leisten.

Zunächst sollte es das Ziel sein, die heute ohnehin überwiegend defizitär betriebenen Erdgastankstellen nicht weiter aus dem Markt zu drängen. Da die vorgesehenen Regelungen einen unverhältnismäßig hohen bürokratischen und personellen Aufwand nach sich ziehen, empfiehlt der BDEW, dass Erdgastankstellen von den Regelungen des Artikels 25 P-RED II

ausgenommen werden. In einem zweiten Schritt kann die dann vorhandene Erdgasinfrastruktur genutzt werden, um mittels Sektorenkopplung (z. B. Power-to-Gas) den Anteil der Erneuerbaren Energien im Verkehrsbereich weiter zu steigern.

14 Nachhaltigkeitskriterien für Biomasse

In Artikel 26 wird vorgeschlagen, das System von Nachhaltigkeits- und Treibhausgasminderungskriterien für flüssige Biokraftstoffe und Energieträger auf die energetische Nutzung von fester und gasförmiger Biomasse auszudehnen.

14.1 Anwendungsbereich für Nachhaltigkeitskriterien (Artikel 26 Absatz 1)

The EU sustainability framework should not place additional administrative burdens on the waste and waste water management sector and threaten well-established efficient recovery chains and, hence, causing disincentives for energy recovery from waste, sludge and production residues.

Wastes should not be subject to the sustainability requirements regarding changes in carbon stock or indirect land use. Für biogene Anteile von besonders überwachungsbedürftigen Abfällen, Siedlungsabfällen und hausmüllähnlichen Gewerbeabfällen sowie kommunalen Klärschlamm sollten keine Treibhausgasminderungsvorgaben gesetzt werden, um die integrierten Ziele der Kreislaufwirtschaft zur Ressourceneffizienz und zum umweltverträglichen Abfallmanagement sowie zur sicheren Entsorgung nicht durch einseitig auf klimapolitische Zielsetzungen beschränkte Regelungen zu konterkarieren.

Artikel 26 Absatz 1 P-RED II sieht weiterhin die Einführung von Nachhaltigkeitskriterien für feste und gasförmige Biomasse ab Überschreiten einer bestimmten Anlagengröße vor. Zusätzlich müssen Neuanlagen ab 2021 Treibhausgasminderungsziele einhalten. Diese Einschränkung kann zu einer erheblichen Verzerrung auf den Biomassemärkten führen. So ist grundsätzlich ein Bestandsschutz für Anlagen, die unter den vorgesehenen Schwellenwerten liegen und von den Nachhaltigkeitskriterien betroffen sind, dringend notwendig, um bestehende Anlagen- und Nutzungskonzepte nicht zu gefährden. Gleichzeitig sollte der potenziell hohe Verwaltungsaufwand für die Nachweisführung der Treibhausgasminderung nach Absatz 7 beachtet werden. Dies gilt insbesondere für komplexe Biomassenutzungskonzepte und Anwendungsfälle, in denen die „default values“ der technischen Anhänge nicht sachgerecht angewendet werden können. Die Nachhaltigkeitsstandards nach Artikel 26 Absätze 2 bis 6 P-RED II sollten nach dem Grundsatz der Gleichbehandlung aber grundsätzlich für alle oder zumindest alle genehmigungsbedürftigen Neuanlagen gelten. Für neue Kleinanlagen könnte hier eine entsprechende Vereinfachung bei der Nachweisführung vorgesehen werden. Die Öffnungsklausel für Mitgliedstaaten birgt demgegenüber die Gefahr einer Wettbewerbsverzerrung auf dem europäischen Binnenmarkt.

Der unübliche Begriff „Fuel capacity“ sollte aus Gründen der Rechtsklarheit durch den im Immissionsschutzrecht und im Emissionshandelsrecht üblichen Begriff „Feuerungswärmeleistung“ („rated thermal input“) ersetzt werden.

Biogase werden sowohl zur Stromerzeugung als auch zur Wärmeerzeugung mit oder ohne Kraft-Wärme-Kopplung sowie als Biokraftstoffe eingesetzt. Insbesondere bei Anlagen zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität und anschließender Einspeisung in das öffentliche Gasnetz ist in vielen Fällen der anschließende Nutzungspfad offen. Anstelle eines Abstellens auf die elektrische Leistung im Artikel 26 Absatz 1 Satz 3 P-RED II sollte bei Biogasanlagen für die Erzeugung oder Aufbereitung von Biogas in Anlagen mit einer Produktions- bzw. Verarbeitungskapazität der Wert von 1,2 Mio. Nm³ Rohgas je Jahr als Kriterium zur vereinfachten Nachweisführung verwendet werden.

Für die Entnahme und Nutzung von auf Erdgasqualität aufbereitetem Biogas aus dem öffentlichen Gasnetz sollten gesonderte Regelungen getroffen werden. Für Kraftwerke, die Bioerdgas aus dem Gasnetz entnehmen, sollte anstelle der bürokratisch aufwendigen Bestimmung der Treibhausgaseinsparung als alternative Regelung ermöglicht werden, die Anforderungen nach Artikel 26 Absatz 1 Buchstaben (b) und (c) allein über den Nachweis des Betriebs der Anlage in hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung zu erfüllen.

Darüber hinaus sollten die Nachhaltigkeitskriterien nach Artikel 26 Absatz 5 und 6 für forstwirtschaftliche Biomasse („forest biomass“) auf Anlagen zur Herstellung von Holzpresslingen (z. B. Holzpellets, Holzbriketts) mit einer Produktionskapazität von 10.000 Tonnen oder mehr je Jahr ausgedehnt werden. Für Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen, die solche Holzpresslinge einsetzen, sollte dann kein zusätzlicher Nachweis der Nachhaltigkeitskriterien mehr gefordert, sondern nur noch die Treibhausgasminderung nach Absatz 7 bestimmt werden müssen.

Besonders überwachungsbedürftige gefährliche Abfälle sollten von der Anwendung der Treibhausgasminderung generell ausgenommen werden. Bei solchen Abfällen steht grundsätzlich die sichere und umweltgerechte Entsorgung im Mittelpunkt. Oftmals werden die entsprechenden gefährlichen Abfälle in bestimmten, nicht immer inländischen Sonderabfallverbrennungsanlagen oder anderen speziellen thermischen Abfallbehandlungsanlagen behandelt. Solche Anlagen haben üblicherweise einen hohen Eigenbedarf an Strom und Wärme für Abfallvorbehandlung, Verbrennungsprozess und Rauchgasreinigung. Die sichere Entsorgung dieser gefährlichen Abfälle darf nicht durch Treibhausgasminderungsvorgaben insbesondere im Hinblick auf den Transportaufwand oder die energetische Nutzung konterkariert werden.

Insgesamt bergen die neuen Regelungen zur Bestimmung der Treibhausgasminderung die Gefahr, die Ziele der Kreislaufwirtschaft zur Ressourceneffizienz und zum umweltverträglichen Abfallmanagement durch einseitig auf klimapolitische Zielsetzungen beschränkte Regelungen zu konterkarieren.

Für den biogenen Anteil von Siedlungsabfällen enthält Anhang VI P-RED II keine spezifischen Emissionswerte oder Annahmen zur Bestimmung der Treibhausgasminderung. Um einen unverhältnismäßigen Verwaltungsaufwand für den Bereich der Siedlungs- und hausmüllähnlichen Gewerbeabfälle zu vermeiden und eine sichere und umweltverträgliche Entsorgung nicht zu gefährden, sollten die Anforderungen zur Bestimmung der Treibhausgasminderung nach Artikel 26 Absatz 7 nicht für den biogenen Anteil von Siedlungsabfällen oder von hausmüllähnlichen Gewerbeabfällen sowie auch nicht für kommunalen Klärschlamm gelten.

14.2 Anforderungen an forstwirtschaftliche Biomasse (Artikel 26 Absatz 5 und 6)

It is appreciated that a risk-based approach is chosen. The level of where in the value chain the verification and application of mitigation measures takes place should be broadened and also include biomass producers (e.g. pellet mill or sawmill level). The goal of the paragraph is that feedstock for biomass production is legally and sustainably harvested. In order to achieve that goal it is important that management systems and procedures are in place to ensure that all respective indicators in the forest are at low risk, but it is immaterial at which level in the value chain the verification and mitigation is carried out.

Such approach, to include management systems at biomass production level, would be more efficient and stringent. Smaller forest owners who could not afford a single management system could become part of the management system of the biomass producer. By broadening to the biomass production level, a too risky feedstock within a forest could be excluded from the supply base for biomass production while other parts may be certified. This approach would meet current business practice. As it allows for risk mitigation schemes (certification) at forest and production level, it may incentivize an overall increase of certification of feedstock for biomass production.

Artikel 26 (5) Buchstabe (a) sollte wie folgt modifiziert werden:

„(a) the country in which forest biomass was harvested has national and/or sub-national laws applicable in the area of harvest as well as ~~monitoring and enforcement systems~~ management systems are in place at forest holding level and/or at the biomass producer (e.g. pellet or saw mill) ensuring that:...”

The goal of this paragraph is to ensure that carbon stocks are maintained or improved and this must be demonstrated. There are various methods to demonstrate that carbon stocks are maintained. Demonstrating that management systems are in place at the forest holding level is one method. Other, more economical, methods are for example to demonstrate with the use of national forestry statistics that standing forest stocks are increasing over time. Against this background, the means through which compliance can be demonstrated should not be limited to management systems at forest holding level.

Furthermore, we note that carbon stocks at an individual forest holding level, especially smaller holdings, can vary strongly over time due to individual harvesting events while the carbon stocks considered in a larger region or the country as a whole remain stable or increase. Therefore, carbon stocks should not be viewed at the individual forest holding level but rather at the national or regional level. Thereby, the subparagraph would be in line with the NDCs referred to in subparagraph (ii) where the geographical scope is that of the country. Also it should be noted that short term variations in regional carbon stocks (e.g. fire, diseases, harvest correction after an economic down-turn, etc.) are natural and must not be confused with a deviation from the long-term trend of maintaining or increasing carbon stocks.

Artikel 26 (6) Nummer (iii) 2. Satz sollte zur Klarstellung daher wie folgt formuliert werden:

“When evidence referred to in the first subparagraph is not available, the biofuels, bioliquids and biomass fuels produced from forest biomass shall be taken into account

for the purposes referred to in points (a), (b) and (c) of paragraph 1 if ~~management systems are in place at forest holding level to ensure that carbon stocks and sinks levels in the forest are maintained~~ an accepted proof that carbon stocks are maintained can be delivered by demonstrating at the regional level that carbon stocks are stable or increasing over time."

Artikel 26 Absatz 6 P-RED II letzter Satz enthält weiterhin eine Prüfklausel im Hinblick auf eine frühzeitige Anpassung der Artikel 26 Absatz 5 und 6 im Jahr 2023. Diese Klausel erscheint unverhältnismäßig. Die Richtlinie selbst tritt voraussichtlich erst im Januar 2021 mit einer nationalen Umsetzungsfrist bis Juni 2021 in Kraft. Eine erneute Betrachtung und ggf. Anpassung in 2023 ist daher zu früh und sorgt für Unsicherheit bei Marktteilnehmern. Vielmehr sollte die Überprüfung des Artikels 26ff. im Rahmen der allgemeinen Überarbeitung der Richtlinie in 2026 erfolgen (siehe Artikel 30 Absatz 3).

14.3 Zielvorgaben für die Treibhausgasreduzierung (Artikel 26 Absatz 7)

Der Richtlinienentwurf enthält für den Einsatz von gasförmigen Biobrennstoffen anspruchsvolle Treibhausgasreduzierungsvorgaben von 80 bzw. 85 Prozent. Die Anwendung der in Anhang VI enthaltenen spezifischen Treibhausgasemissionen für die Strom- und Wärmeerzeugung würde für sehr viele Anwendungsfälle von Biogas dazu führen, dass die in Artikel 26 Absatz 7 P-RED II formulierten Zielvorgaben selbst bei durchgängig in hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung betriebenen Verbrennungsmotoranlagen nicht eingehalten werden können. Um auch künftig in besonders effizienten Anwendungsfällen Biogas und Biomethan aus nachhaltig angebauten nachwachsenden Rohstoffen und Bioabfällen einsetzen zu können, sollten – auch aus Gründen der Gleichbehandlung – für den Einsatz gasförmiger Brennstoffe zur Strom- und Wärmeerzeugung die gleichen Reduzierungsvorgaben wie für Biotreibstoffe und Biomethan zum Einsatz im Transportsektor gelten.

Für die Verbrennung von festen Abfällen aus Industrie, Gewerbe und Haushalten sollten für den biogenen Anteil ebenfalls verhältnismäßigere Treibhausgasreduzierungsziele gesetzt werden, um den Besonderheiten der auf eine sichere und umweltgerechte Entsorgung von Abfällen ausgerichteten Abfallverbrennung bzw. -mitverbrennung gerecht zu werden.

Satz 1 von Artikel 26 Absatz 7 P-RED II sollte wie folgt gefasst werden:

"7. The greenhouse gas emission saving from the use of biofuels, bioliquids and biomass fuels taken into account for the purposes referred to in paragraph 1 shall be:

[...]

(c) at least 70 percent for biofuels and bioliquids produced in installations starting operation after 1 January 2021;

(d) at least 70 percent for electricity, heating and cooling production from biogas, including biomethane, as well as the biodegradable fraction of waste, including industrial and municipal waste, of biological origin used in installations starting operation after 1 January 2021.

(e) at least 80 percent for electricity, heating and cooling production from biomass fuels used in installations starting operation after 1 January 2021 and 85 percent for installations starting operation after 1 January 2026.

14.4 KWK-Pflicht für Biomasseanlagen (Artikel 26 Absatz 8)

Die Einführung einer generellen KWK-Pflicht für die Stromerzeugung aus Biomasse in größeren Anlagen stellt gegenüber den Minderungsvorgaben nach Artikel 26 Absatz 7 P-RED II eine Doppelregulierung da, die gestrichen werden sollte. Es ist davon auszugehen, dass zur Einhaltung der grundsätzlich technologieoffen ausgestalteten Minderungsvorgaben nach Absatz 7 die Realisierung von KWK-Anlagen in vielen Fällen ohnehin erforderlich sein wird. Es kann allerdings nicht davon ausgegangen werden, dass solche Anlagen aufgrund des oftmals saisonalen Wärmebedarfs und der vergleichsweise großen erforderlichen Wärmesenke durchgängig in KWK betrieben werden.

Für Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW, die dem EU-Emissionshandel unterliegen, bestehen durch die CO₂-Bepreisung bereits ausreichende Anreize zur Nutzung von KWK und zur Durchführung von anderen kostenwirksamen Energieeffizienzmaßnahmen.

Eine solche allgemeine KWK-Pflicht steht zudem im Widerspruch zu einem bedarfsorientierten Betrieb und der Bereitstellung flexibler Kraftwerksleistung zur Erhöhung der Versorgungssicherheit in der Stromversorgung. Ein bedarfsorientierter Betrieb erfordert insbesondere bei Biogasanlagen die Einrichtung von Gasspeichern in Verbindung mit einer höheren elektrischen Leistung bei gleichbleibender Gaserzeugung und gleichem Prozesswärmebedarf. Eine solche strommarktorientierte Betriebsweise ist bei Biogasanlagen oftmals nicht mit einer wärmeorientierten Betriebsweise zur Erzielung hoher KWK-Anteile verträglich.

Falls Artikel 26 Absatz 8 P-RED II dennoch beibehalten werden soll, sollte die entsprechende Erfüllung des Hocheffizienzkriteriums nicht zusätzlich zu den Anforderungen nach Absatz 7 gelten, sondern anstelle einer Nachweisführung der Treibhausgasminderung nach Absatz 7 Buchstabe d auf Wunsch des Anlagenbetreibers alternativ herangezogen werden dürfen, soweit die betroffenen Biomassen („Biomass fuels“) den Anforderungen des Artikel 26 Absatz 7 unterliegen.

Für den Bereich der Abfallverbrennung ist darüber hinaus zu berücksichtigen, dass viele Abfall- und Klärschlammverbrennungslagen aufgrund der Abfalleigenschaften und der strengen Anforderungen an eine umweltverträgliche und sichere thermische Behandlung das Hocheffizienzkriterium der Richtlinie 2012/27/EU nicht durchgängig erreichen können. Darüber hinaus speisen viele Abfallverbrennungsanlagen Fernwärmenetze mit saisonal schwankendem Wärmebedarf. Um Entsorgungssicherheit und eine umweltverträgliche und energieeffiziente Verbrennung zu gewährleisten, werden Abfallverbrennungsanlagen üblicherweise durchgängig betrieben und verfügen nicht über ausreichende Lagerkapazitäten, um eine saisonale wärmebedarfsorientierte Fahrweise zu verwirklichen. Bei der laufenden Überarbeitung des BVT-Merkblatts über die besten verfügbaren Techniken der Abfallverbrennung werden im Rahmen der Fortschreibung des Standes der Technik absehbar künftig europaweite Anforderungen an die Energiegewinnung aus Abfällen gestellt werden. Darüber hinaus gehende An-

forderungen an die Energieeffizienz im Rahmen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie würden eine nicht sachgerechte und unverhältnismäßige Doppelregulierung darstellen.

Artikel 26 (8) sollte deshalb um eine gesonderte Regelung für den Bereich der Siedlungsabfallverbrennung ergänzt werden:

“The first subparagraphs of Article 26 (7) and (8) shall not apply to electricity and heat from incineration facilities dedicated to the processing of municipal solid waste only where their energy efficiency according to Directive 2008/98/EC on Waste (“Waste Framework Directive”) Annex II Footnote () is equal to or above 0,70.”*

15 Begriffsdefinitionen

15.1 Klärgas

BDEW welcomes the inclusion of sewage treatment plant gas as an energy from renewable sources (Article 2a). To avoid misunderstandings from biomass production this term should be defined separately under Article 2 b.

Proposal:

Article 2b

"sewage treatment plant gas" shall be defined as a co-product or by-product, which originates from the waste water cleaning process of the purification plants in the context of the implementation guidelines as set out by the urban waste water treatment directive (91/271/EC). It occurs from sewage water, the co- and by-product cannot be avoided. It is not linked to biomass products."

15.2 Biomass fuels

In Artikel 2 (pp) wird der neue Begriff „biomass fuel“ eingeführt. Um eine ungerechtfertigte und unverhältnismäßige Anwendung der Treibhausgaseinsparungskriterien zu vermeiden, sollte in der Begriffsbestimmung klargestellt werden, dass die abfallbasierten erneuerbaren Energieträger Deponiegas und Klärgas nicht von der neuen Begriffsbestimmung erfasst werden. Falls diese Energieträger als „biomass fuels“ eingestuft würden, müssten diese als abfallbasierte Energieträger dem Entwurf zufolge die Einhaltung der Treibhausgasminde rungsvorgaben nachweisen.

Die Erfassung und Verwertung von Deponiegas ist regelmäßig aus klimapolitischen sowie gesundheits- und baurechtlichen Gründen zwingend geboten und damit alternativlos. Der zusätzliche Nachweis einer konkreten Treibhausgaseinsparung ist entbehrlich. Aufgrund der schwankenden Gasqualität und der üblicherweise nur im geringfügigen Umfang vorhandenen Wärmesenken im Umfeld der Deponien bestehen oftmals nur geringe Potenziale zur Effizienzsteigerung bei der Energieerzeugung. Die Hauptherausforderung liegt hier vielmehr bei der möglichst umfänglichen Erfassung und sicheren Verwertung des Deponiegases.

Bei der Behandlung der Abwässer fällt als Kuppelprodukt Klärgas zwingend an und stellt damit eine Erneuerbare Energie dar. Deswegen sollte für die Verwertung von Klärgas aus der

Abwasseraufbereitung eine Anwendung der Treibhausgas-minderungs-vorgaben nicht eintreten. Die Nutzung von Klärgas erfolgt am Anfallort der Klärschlämme und dient überwiegend der Eigenversorgung der Klärwerke mit Strom und Wärme. Im Regelfall werden nur Überschussmengen in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Nur in Ausnahmefällen wird nicht benötigtes Klärgas an andere externe Unternehmen weiter geleitet. Die umweltverträgliche und effiziente Erfassung bzw. Gewinnung und Verwertung dieser Gase wird ausreichend durch das Immissionsschutzrecht geregelt und liegt im ursächlichen Eigeninteresse des Anlagenbetreibers.

Vor diesem Hintergrund ist es kontraproduktiv, gerade die Kuppelproduktion von Klärgas durch weitere Belastungen in die Unwirtschaftlichkeit zu führen. Damit wird der extrem umweltschädliche (in der Vergangenheit genutzte) „Prozess der Abfackelung“ von Klärgas, immer wahrscheinlicher - denn Klärgas fällt immer an, und ist deshalb nicht vermeidbar.

16 Anhang VI

In Annex VI specific rules and provisions for calculating the greenhouse gas impact of biomass fuels and their fossil fuel comparators are provided including typical and default values for GHG savings and corresponding emissions of different biomass production systems.

16.1 Typical and Default Values for Greenhouse Gas Emission Savings

The Annex VI should include typical and default values for post-consumer waste wood. The greenhouse gas emission savings for waste wood should be set in accordance with the typical and default values for wood industry residues:

- **In Parts A, C, D - Tables:** Change throughout Annex VI the term “woodchips from industry residues” to “woodchips from industry residues or post-consumer waste wood”.
- **In Parts A, C, D - Tables:** Change throughout Annex VI the term “wood briquettes or pellets from wood industry residues” to “wood briquettes or pellets from wood industry residues or post-consumer waste wood”.

Biogas and biomethane are used for both electricity and (external) heat production. Typical applications for heat produced from biogas and biomethane include heating of agricultural premises, residential heating, heat and cooling for industrial processes etc. Therefore, it should be clarified throughout Annex VI that the given typical and default values for “*biogas for electricity production*” may be applied to both “*biogas and biomethane for electricity and heat production”*”.

In addition, it should be clarified that the relevant disaggregated default values for biomethane for transport may also applied to electricity and heat production from biomethane injected in and taken from the natural gas grid:

- **In Part A - Tables “Biogas for Electricity” and “Biogas for Electricity – mixtures of manure and maize”:** Add columns for “heat generation” by calculating the corresponding typical and default GHG savings in relation to the fossil fuel comparator for heat.

- **In Parts C, D – Tables:** Allow for the application of the given typical and default values for GHG emissions to biogas and biomethane for electricity and heat production.
- **In Part C – Table “Disaggregated default values for biomethane”:** Add footnote: “The disaggregated default values for biomethane for transport also apply for electricity and heat production from biomethane injected in and taken from the natural gas grid excluding the process step of compression at filling station.”
- **In Part C – Table “Disaggregated default values for biomethane”:** Add footnote: “The term “off gas combustion” includes thermal post-combustion, catalytic oxidation or other equivalent measures for preventing methane slip.”

Biogas and biomethane are produced from a broad range of feedstock materials. To reflect the corresponding differences of GHG emissions associated with cultivation, processing and transport, further common feedstock material should be addressed in Annex VI:

- **In Parts A, C, D - Tables:** Add throughout Annex VI typical and default greenhouse gas emission savings as well as typical and default values for further common feedstock materials for biogas and biomethane production systems from agricultural sources: sugar beet, weed, straw, cup plant (*Silphium perfoliatum*) other cereals etc.

16.2 Typical and Default Values for Greenhouse Gas Emission Savings

Annex VI – part B – paragraph 1 (d) includes specific rules for allocating greenhouse gas emissions from CHP plants to the energy products of electricity, heating and cooling. To avoid contradictory cases, in which one energy product from a particular CHP plant would be complying with the GHG targets and the other one not, a footnote (v) should be added to the paragraph:

„Abweichend von (iii) und (iv) können die Emissionen auch ohne Allokation für die KWK-Anlage als Ganzes bestimmt werden. Zu diesem Zweck sind die Treibhausgasemissionen der KWK-Anlage mit den aggregierten Emissionen der ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung des fossilen Referenzsystems gemäß Nummer 3 zu vergleichen und die Treibhausgaseinsparung der KWK-Anlage als Ganzes zu bestimmen. Die Treibhausgaseinsparungen der einzelnen Energieprodukte entsprechen dann der Treibhausgaseinsparung der KWK-Anlage als Ganzes.“

In Annex VI – part B – paragraph 11 it is stated that

“In accounting for the consumption of electricity not produced within the solid biomass fuel production plant, the greenhouse gas emission intensity of the production and distribution of that electricity shall be assumed to be equal to the fossil fuel comparator ECF(e) set out in paragraph 19 of this Annex.”

Today, it is common practice, that the power supplied for the pellet mill is supplied from the grid (Case 2a, Annex VI). Against this background, we note that neither the typical values, nor the default values, for GHG savings for heat from pellets produced from forest residues, stemwood or sawmill residues meet the GHG savings thresholds (see table part A of Annex VI).

The GHG methodology allows producers to use more accurate actual values instead of default values but the problem in this case is that the methodology specifically prescribes in Annex VI – part B – paragraph 11 that for electricity consumed in the production process of solid biomass fuels, the CO intensity shall be assumed to be the fossil fuel comparator for electricity as defined in part B paragraph 19 of Annex VI, being 183 gCO_{2eq} / MJ.

This means that pellet producers in a country or region with a lower CO₂ intensity of the national or regional electricity mix cannot use this lower value. This risks excluding pellet usage for sustainable bioenergy solutions starting operation after 1 January 2021.

We propose that pellet mills can use the actual value of the CO₂ intensity of their regional or national electricity mix. We note that this is currently also the rule in BioGrace II. We thereby also note that this would make the methodology for solid biomass fuels also fully consistent with the methodology for gaseous biomass fuels:

“In accounting for the consumption of electricity not produced within the solid biomass fuel production plant, the greenhouse gas emission intensity of the production and distribution of that electricity shall be assumed to be equal to the average emission intensity of the production and distribution of electricity in a defined region.”

Annex VI – part B – paragraph 18 includes a provision that wastes and residues shall be considered to have zero life-cycle greenhouse gas emissions up to the process of collection of those materials irrespectively of whether they are processed to interim products before being transformed into the final product. For clarification, the list of examples for waste and residues should be extended to include *“post-consumer waste wood and biodegradable fraction of industrial and municipal waste”*.

16.3 Fossile Referenzwerte (Anhang VI – Teil B – Absatz 19)

In Anhang VI wird der Referenzwert für die fossile Stromerzeugung („fossil fuel comparator“) auf 183 gCO_{2eq} / MJ festgelegt. Dies entspricht einem Emissionsfaktor von 670 g CO₂ / kWh, der dem aktuellen europäischen Strommix aus fossilen Energieträgern entsprechen soll.

Der BDEW begrüßt grundsätzlich, dass für alle Strombezugsquellen (Eigenerzeugung, Stromlieferungsverträge oder Netzversorgung) und für alle Biomassearten derselbe CO₂-Emissionsfaktor als Referenzwert gelten soll, um eine Gleichbehandlung der Stromquellen in den entsprechenden Marktgebieten zu gewährleisten.

Nach Auffassung des BDEW sollte als Vergleichswert bei der Stromerzeugung aber nicht der einheitliche europäische Durchschnittswert, sondern analog den „Leitlinien für bestimmte Beihilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten“ (EHS-Beihilfeleitlinien) ein in verschiedene geographische Gebiete ausdifferenzierter Referenzfaktor für die Stromerzeugung festgelegt werden. Eine derartige regionale Differenzierung unterstreicht die Bedeutung von mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kraftwerken für die Preisfestsetzung auf dem Großhandelsmarkt und ihre Rolle als marginale Anlagen in der Merit-Order.

In Analogie zu Anhang IV der EHS-Beihilfeleitlinien sollte für Mittel- und Westeuropa (Österreich, Belgien, Frankreich, Deutschland, Niederlande, Luxemburg) demzufolge ein Referenz-

wert von mindestens 760 g CO₂ / kWh zuzüglich der Treibhausgasemissionen der Vorkette angesetzt werden.

Darüber hinaus weisen wir auf unsere Forderung zu Annex VI - Teil B - Absatz 11 im Hinblick auf Pelletanlagen, die Strom aus dem öffentlichen Stromnetz beziehen, hin.

17 Anhang IX

The List of feedstocks for the production of advanced biofuels as proposed by the Commission in Annex IX part A poses four issues:

- Contradiction with the own regulatory objectives of the proposed revised Renewable Energy Directive as the use of specific renewable raw materials would be indirectly encouraged (e.g. by sections (g) and (i)).
- Listing of raw materials which are irrelevant and / or problematic in the European Union (e.g. materials listed in section (g) and (j)). Thus, there are no incentives for biofuels to be increasingly produced from waste and residues in the future.
- Incomplete and unclear listing (e.g. section (f): “solid dung” not mentioned; section (k) – (n): already included in section (d)).
- Listing of raw materials for which there is no economic prospect or potential to produce biofuels from them (e.g. sub-item (l)).

The BDEW therefore proposes for the Annex IX Part A:

“(a) Algae if cultivated on land in ponds or photobioreactors.

(b) Biomass fraction of mixed municipal waste, but not separated household waste subject to recycling targets under point (a) of Article 11(2) of Directive 2008/98/EC.

(c) Bio-waste as defined in Article 3(4) of Directive 2008/98/EC from private households subject to separate collection as defined in Article 3(11) of that Directive

(d) Biomass fraction of industrial waste not fit for use in the food or feed chain, including material from retail and wholesale and the agro-food and fish and aquaculture industry, and excluding feedstocks listed in part B of this Annex. Considered as not fitting for use in the food or feed chain are those materials which have neither an economically nor an ecologically worthwhile further application in the food or feed chain.

(e) Straw.

(f) Sewage sludge.

(g) Animal manure and solid dung comprising amongst others poultry manure and poultry dung, horse manure, solid cow dung and cattle slurry, sheep and goat dung, solid pig dung.

(h) Biomass fraction of wastes and residues from forestry and forest-based industries, i.e. bark, branches, pre-commercial thinnings, leaves, needles, tree tops, saw dust, cutter shavings, black liquor, brown liquor, fibre sludge, lignin and tall oil.

(i) Other non-food cellulosic material as defined in point (s) of the second paragraph of Article 2.

(j) Other ligno-cellulosic material as defined in point (r) of the second paragraph of Article 2 except saw logs and veneer logs, dung and pig slurry.

(k) Further materials not yet covered or explicitly excluded by the subitems (a) – (j) which were not purposefully cultivated as energy crops and are generally applicable for biofuel production.”