

dena-**STELLUNGNAHME**

# **EEG-Novelle 2021: innovationsfördernd, marktnah, europäisch, entbürokratisierend ausgestalten**

Impulse für die parlamentarischen Beratungen



# Impressum

## Herausgeber

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)  
Chausseestraße 128 a  
10115 Berlin  
Tel.: +49 (0)30 66 777-0  
Fax: +49 (0)30 66 777-699  
E-Mail: [info@dena.de](mailto:info@dena.de)  
Internet: [www.dena.de](http://www.dena.de)

## Autoren

Tibor Fischer  
Manuel Battaglia  
Moritz Robers  
Martin Albicker  
Ann-Katrin Schenk  
Max Schenkluhn  
Uwe Bigalke  
Kristina Zimmermann  
Klaus Völler

## Stand

11/2020

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Bitte zitieren als: Deutsche Energie-Agentur (dena, 2020):  
dena-STELLUNGNAHME: EEG-Novelle 2021: innovationsfördernd,  
marktnah, europäisch, entbürokratisierend ausgestalten  
Impulse für die parlamentarischen Beratungen

# Inhalt

Impressum .....	1
<b>1. Einleitung .....</b>	<b>4</b>
i.    Innovationsfördernd .....	5
ii.   Marktnah .....	5
iii.  Europäisch ausgerichtet .....	5
iv.   Unbürokratisch .....	6
<b>2. Ausbau der erneuerbaren Energien .....</b>	<b>7</b>
2.1  Keine Verschärfung der Nichtvergütung bei negativen Preisen .....	7
2.2  Ausweitung der Innovationsausschreibungen und stärkere Nutzung als Experimentierfeld der Energiewende .....	7
2.3  Tatsächlichen Ausbaubedarf erneuerbarer Energien reflektieren .....	8
2.4  Einführung einer Südquote für die Windenergie an Land und Streichung des Netzausbaugebiets .....	9
2.5  Korrekturbedarf im Ausschreibungssegment für PV-Aufdachanlagen.....	10
2.6  Bioenergie .....	11
2.6.1  Verbesserte Rahmenbedingungen in Bezug auf Biomethanaufbereitungskosten	11
2.6.2  Förderung der energetischen Nutzung von Bioabfällen.....	11
2.6.3  Ausschreibung für Biomasseanlagen .....	12
2.6.4  Ausschließlichkeit Biomasse .....	12
<b>3. Akzeptanz und Teilhabe .....</b>	<b>14</b>
3.1  Finanzielles Beteiligungsmodell für die Kommunen weiter stärken .....	14
3.2  Energy Sharing und Prosuming: neuen Geschäftsmodellen den Weg ebnen .....	14
3.3  Eigenverbrauch stärken.....	15
3.4  Mieterstrom attraktiv machen .....	16

<b>4</b>	<b>Ausbau der erneuerbaren Energien.....</b>	<b>18</b>
4.1	Marktgetriebenen Ausbau entschiedener vorantreiben .....	18
4.2	Klimaschutzleistung der Ü20-Anlagen durch innovative Geschäftsmodelle und Marktinnovationen heben .....	19
<b>5</b>	<b>Integrierte Energiewende .....</b>	<b>21</b>
5.1	Innovationen anreizen durch Befreiung der Elektrolyse von der Zahlung der EEG- Umlage .....	21
5.2	Neuer Befreiungstatbestand für Elektrolyseure .....	21
<b>6</b>	<b>Infrastruktur .....</b>	<b>23</b>
6.1	Innovationsfreundliche Ausgestaltung des Netzengpassmanagements .....	23
<b>7</b>	<b>Industrie.....</b>	<b>24</b>
7.1	Besondere Ausgleichsregelung .....	24
<b>8</b>	<b>Übergeordneter Rahmen .....</b>	<b>25</b>
8.1	Integrierte Energiewende und innovative Geschäftsmodelle durch Reduzierung der EEG-Umlage auf null forcieren .....	25
	<b>Abkürzungen.....</b>	<b>27</b>

# 1. Einleitung

Das neue EEG muss einen spürbaren Impuls für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland setzen. Mit dem vorliegenden Gesetzentwurf legt die Bundesregierung eine Grundlage für die Debatte über den langfristigen Rechtsrahmen für erneuerbare Energien vor. In diesem Kontext begrüßt die dena insbesondere, dass

- im EEG 2021 das Ziel eines bereits vor dem Jahr 2050 treibhausgasneutralen Stromsektors verankert werden soll.
- Sicherheit für die Erreichung des 65-Prozent-Ausbauziels geschaffen werden soll.
- festgestellt wird, dass die Errichtung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien im öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient.
- der gesetzliche Überprüfungs- und Evaluierungsansatz weiterentwickelt werden soll und die Energiewende damit im notwendigen Maß zu einer Gemeinschaftsaufgabe von Bund und Ländern wird.
- die Besondere Ausgleichsregelung weiterentwickelt und so die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen konsequent im Auge behalten wird.

Gleichzeitig könnte der Gesetzentwurf aus Sicht der dena an einigen Stellen eine noch größere Wirkung entfalten, wenn er die gewünschte Kopplung der Sektoren im Sinne einer integrierten Energiewende stärker adressieren würde.

Ein ambitionierter Ausbau der erneuerbaren Energien bietet auch eine große Chance für Wachstum, Beschäftigung und Innovationen in der deutschen Wirtschaft. Denn die Technologien zur Erzeugung erneuerbarer Energien werden aufgrund der deutlich gesunkenen Erzeugungskosten immer mehr zu einem Standortfaktor für die deutsche Volkswirtschaft.

Neben der Absicherung des notwendigen Ausbaus erneuerbarer Energien im Strombereich sollte die Novelle vier zentrale Aspekte noch stärker berücksichtigen.

Unsere Stellungnahme zeigt anhand der im Folgenden dargelegten zentralen Bewertungskriterien auf, welche Regelungsbereiche des Kabinettsentwurfs aus unserer Sicht auf welche Weise geändert werden sollten, um einen kohärenten und zukunftsfähigen Rahmen für den weiteren Zubau erneuerbarer Energien zu schaffen.

## Bewertungskriterien

Mit Blick auf den notwendigen neuen, konsistenten Rahmen für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien schlägt die dena die folgenden vier zentralen, übergeordneten Bewertungskriterien vor. Sie sind handlungsleitend für die im folgenden Kapitel beschriebenen Änderungs- und Ergänzungsvorschläge.

### **i. Innovationsfördernd**

Der künftige Rechtsrahmen soll technologische Innovationen anreizen und die sektorenübergreifende integrierte Energiewende vorantreiben. Denn in der jetzigen Phase der Energiewende gilt es, die erneuerbaren Energien zu integrieren und alle Sektoren zu dekarbonisieren.

Neben seiner Funktion als Instrument zur Einführung neuer Technologien hatte das EEG schon immer eine stark innovationsfördernde Wirkung. Die starken Kostensenkungen vor allem im Wind- und Solarbereich und die rasante Entwicklung neuer Technologien und Produkte haben in den vergangenen zwei Dekaden zu maßgeblichen Innovationen beigetragen und dabei den Technologiestandort Deutschland gestärkt. Gleichzeitig muss der innovationsfördernde Charakter des Rechtsrahmens immer wieder neu geprüft und sichergestellt werden und Regelungen sollten einen unmittelbaren Bezug zu möglichen technischen Lösungen und Geschäftsmodellen herstellen. Dabei gilt es, diesen neuen Aspekten ausreichend Rechnung zu tragen und gleichzeitig überholte Regelungen zu identifizieren und konsequent abzuschaffen. Hier bleibt der vorgelegte Gesetzentwurf in vielen relevanten Punkten hinter seinen Möglichkeiten zurück.

### **ii. Marktnah**

Nur über die Förderung des EEG lassen sich die Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien kaum erreichen. Die Stärkung marktwirtschaftlicher Instrumente und Geschäftsmodelle sowie die Schaffung der dafür erforderlichen Rahmenbedingungen sollten ein zentrales Anliegen der EEG-Novelle sein. Aus Sicht der dena gilt es, den Markt als effizienten Findungsmechanismus für den Wettbewerb um die beste Lösung so umfassend wie möglich zur Geltung kommen zu lassen.

So hat sich beispielsweise der bei seiner Einführung noch sehr umstrittene Ausschreibungsmechanismus für erneuerbare Energien im Hinblick auf die Kosteneffizienz als grundsätzlich erfolgreich erwiesen. Jedoch gilt, dass der Einsatz von Marktmechanismen nicht immer die beste Lösung ist. Deshalb muss bei der Weiterentwicklung und Ausweitung des Ausschreibungsmechanismus geprüft werden, für welche Marktsegmente er geeignet ist und wo er hinter konkurrierenden Zielen (nachfragegetriebener grüner Strombezug der Wirtschaft, Bürgerbeteiligung etc.) zurückstehen muss.

Der Gesetzentwurf geht insbesondere bei der Eigenversorgung an den Wünschen und betrieblichen Notwendigkeiten von Industrie, Gewerbe, Handel und Immobilienwirtschaft vorbei. Die Potenziale, die mit den neuen Geschäftsmodellen für diese Wirtschaftsbereiche einhergehen, sollten sich im Gesetz stärker widerspiegeln.

### **iii. Europäisch ausgerichtet**

Die EU setzt in der Energiepolitik den Rahmen für die Ausgestaltung des nationalen Rechts und gibt gleichzeitig den Takt für die Umsetzung in nationales Recht vor. Dabei stellt sie auch Deutschland zuweilen

vor Herausforderungen, wenn sie bislang unumstößliche Grundsätze der nationalen Energieversorgung hinterfragt.

Mit Blick auf den gemeinsamen Energiebinnenmarkt ist es zentral, dass Deutschland diesen Vorgaben nachkommt und nationales Recht konsequent und mit Voraussicht an den Vorgaben der EU ausrichtet. Das im Sommer letzten Jahres verabschiedete Clean Energy Package, die Bewältigung der Folgen der Corona-Krise und der European Green Deal als zentrale, handlungsleitende europäische Strategie machen ein abgestimmtes gemeinschaftliches Handeln erforderlich. Zudem bietet ein gemeinsamer europäischer Rahmen innovativen Unternehmen und Geschäftsmodellen ein einheitlicheres Umfeld als Teil einer europäischen Strategie. Der EEG-Entwurf orientiert sich in wichtigen Regelungsbereichen wie Eigenversorgung, Energy Sharing oder der Förderung von Power Purchase Agreements nicht in ausreichendem Maße an den Vorgaben des EU-Winterpakets.

#### **iv. Unbürokratisch**

Unternehmen sollten durch die Vereinfachung der Rechtsvorschriften und die Reduzierung bürokratischer Prozesse entlastet werden. Das gibt ihnen die Möglichkeit, sich voll auf ihre Kompetenzen in der Entwicklung von Produkten und Dienstleistungen und die Realisierung derjenigen Geschäftsmodelle zu konzentrieren, die für die Energiewende gebraucht werden. Dies spricht für einen einfachen Rechtsrahmen, der auf zu detaillierte Regeln verzichtet und einen „Raum der Möglichkeiten und Chancen“ bietet. Der Gesetzentwurf enthält derzeit leider nicht die notwendigen Vereinfachungen für das Energierecht. Es werden keine Bestimmungen des mittlerweile auf über 100 Paragraphen angewachsenen Gesetzes gestrichen, vielmehr kommen sogar weitere Bestimmungen und Ausnahmeregelungen hinzu. Die Stärke des EEG lag bei seiner Einführung vor 20 Jahren auch in seiner Einfachheit. Die Novelle des EEG sollte Komplexität so weit wie möglich reduzieren, um Unternehmen und ihren Geschäftsmodellen einen klaren Rahmen zu bieten und so die Energiewende zu beschleunigen.

## 2. Ausbau der erneuerbaren Energien

### 2.1 Keine Verschärfung der Nichtvergütung bei negativen Preisen

Der Kabinettsentwurf sieht vor, dass die Vergütung für den eingespeisten Strom bei negativen Preisen bereits dann entfällt, wenn der Spotmarktpreis für eine Stunde negativ ist. Die dena spricht sich zum jetzigen Zeitpunkt gegen eine Verschärfung der derzeit bestehenden Sechs-Stunden-Regel aus.

Die Regelung hat der Begründung zum Gesetzentwurf zufolge zum Ziel, die Erneuerbare-Energien-Anlagen in einem höheren Maß den Marktrisiken und dem Marktgeschehen auszusetzen. Sie gefährdet aber die Wirtschaftlichkeit von neuen Erzeugungsanlagen und erhöht die Finanzierungskosten für die Investition. Im Kontext der aktuellen Situation muss es darum gehen, den Rahmen für Investitionen in Erzeugungskapazitäten für erneuerbare Energien investorenfreundlich zu gestalten, um wieder schnell zu einem stabilen Zubau von Erzeugungskapazitäten für regenerative Energien, und hier insbesondere Wind-Onshore, zu kommen.

Zudem ist eine wesentliche Ursache für negative Preise am Strommarkt derzeit immer noch, dass ein großer Teil des konventionellen Kraftwerksparks die Stromerzeugung nicht reduziert oder reduzieren kann. Zudem fehlt in dem Entwurf eine Verbesserung des Regelwerks für die Nutzung und Speicherung von nicht vergütetem Strom, die eine wichtige Voraussetzung für den betriebswirtschaftlichen Einsatz von Flexibilität wäre. Eine Verschärfung der Regelungen zu negativen Preisen ist also nur im Rahmen eines **Gesamtkonzepts zur Hebung des angebots- und nachfrageseitigen Flexibilitätpotenzials** möglich, das die Steigerung der Flexibilität sowohl von Erzeugern als auch von Verbrauchern und die Reduzierung der Einspeisung aus unflexiblen konventionellen Kraftwerken umfasst. Eine weitere Voraussetzung für eine Verschärfung der Sechs-Stunden-Regel wäre zudem, dass das Umlagen- und Abgabensystem so umgestellt wird, dass es die systemdienliche Flexibilität anreizt.

### 2.2 Ausweitung der Innovationsausschreibungen und stärkere Nutzung als Experimentierfeld der Energiewende

Wir unterstützen die vorgesehene Stärkung der Innovationsausschreibungen. Die Innovationsausschreibungen sollten künftig system- und netzdienliche Konzepte weiter stärken und auch Aspekte der Versorgungssicherheit stärker in den Blick nehmen. Im Kontext der Außerbetriebnahme der verbleibenden Kraftwerksleistung aus Kernenergie und dem beginnenden Kohleausstieg muss sichergestellt werden, dass gesicherte Leistung bereitgestellt werden kann. Im Zusammenspiel mit Speichern können Erneuerbare künftig im zunehmenden Maße gesicherte Leistung bereitstellen.

Die Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde im September zeigen, dass Investoren bereit sind, technisch innovative Anlagenkonfigurationen selbst bei vergleichsweise hohen betriebswirtschaftlichen Risiken (für die Innovationsausschreibungen gilt eine fixe Marktprämie und die Nichtvergütung bei negativen Börsenstrompreisen) zu realisieren. Das Ausschreibungsvolumen von 650 MW war mit einem Volumen von 1.095 MW überzeichnet, der zulässige Höchstwert konnte entsprechend unterboten werden.



Die Innovationsausschreibungen sollten zudem um weitere innovative Instrumente erweitert werden und noch stärker als zentrales Ausschreibungssegment genutzt werden, um beispielsweise Anlagenkombinationen oder Preisgestaltungsmechanismen unter realen Bedingungen zu testen. Dazu müssten in den Innovationsausschreibungen weitere Segmente verankert werden.

Zudem sollte in die Innovationsausschreibungen ein Segment für die Förderung über einen Investitionskostenzuschuss eingeführt und erprobt werden. Ziel ist es, dass der Anlagenbetreiber stärkere Anreize zur Steigerung der Kapazität und damit zur Erhöhung des Wertes des produzierten Stroms erhält, anstatt wie bisher auf die produzierte Strommenge zu fokussieren. Auf diese Weise würden zunehmend systemdienliche Anlagendesigns angereizt, in denen sich die Anlagenbetreiber stärker am Strompreissignal orientieren. Dadurch könnte beispielsweise ein Ausschreibungssegment die Kombination aus Anlagen zur Erzeugung regenerativer Energien und Elektrolyseuren adressieren, für die bislang häufig die wirtschaftliche Perspektive fehlt. Das höhere Preisrisiko im Modell des Investitionskostenzuschusses ließe sich über Corporate Green PPAs (Power Purchase Agreements) auffangen, über die der Wert des Stroms honoriert werden könnte.

Ein weiteres Segment der Innovationsausschreibungen sollte stärker die bislang nicht oder kaum erschlossenen Flächenpotenziale adressieren. Hier sollte das Ausschreibungsdesign so gewählt werden, dass die Potenziale von Erzeugungstechnologien in bisherigen Nischenanwendungen stärker gehoben werden. Hierzu gehört die Photovoltaik auf Seen und Flüssen („Floating-PV“) und die aufgeständerte Photovoltaik über agrarwirtschaftlichen Flächen („Agro-Photovoltaik“). Prinzipiell sollte auch das Potenzial von Windanlagen in Wirtschaftsforsten stärker in den Blick genommen werden. Insbesondere in durch klimatische Veränderungen beschädigten Forsten sollten Windenergieanlagen kein Tabu darstellen und könnten den Waldeigentümern die finanziellen Möglichkeiten für künftige Aufforstung schaffen.

Laut Gesetzentwurf (§ 28c) sind für das Jahr 2021 nur 500 MW und für das Jahr 2022 lediglich 550 MW an Ausschreibungsvolumen im Innovationssegment vorgesehen. Für eine stärkere Nutzung der Innovationsausschreibung als Experimentierfeld für innovative Anlagenkonzepte empfehlen wir deutlich höhere Ausschreibungsvolumina bei den Innovationsausschreibungen zusätzlich zu den technologiespezifischen Ausschreibungen.

## **2.3 Tatsächlichen Ausbaubedarf erneuerbarer Energien reflektieren**

Im Gesetzentwurf werden neue technologiespezifische Ausbaupfade für das Zieljahr 2030 vorgeschlagen, um die Erreichung des 65-Prozent-Erneuerbare-Ziels sicherzustellen. Die dena begrüßt, dass die Bundesregierung die Obergrenze der bereits im Klimaschutzplan 2030 indikativ genannten Ausbauziele gewählt hat.

Der im Referentenentwurf unterstellte Stromverbrauch von 580 TWh für das Jahr 2030 wird aber nach unserer Einschätzung sicher überschritten. Denn die Stromnachfrage aus den Sektoren Mobilität, Gebäude und Industrie wird sich weiterhin dynamisch entwickeln. Darauf weisen neben der dena-Leitstudie zahlreiche weitere Analysen und Prognosen hin. Auch wenn die unterschiedlichen Szenarien je nach Methode und angenommenen Entwicklungen in den Sektoren variieren, stellen die im Gesetzentwurf genannten 580 TWh keine geeignete Zielgröße dar, um die jährlichen Ausbaupfade der Erneuerbaren zu bestimmen, da sie sich am unteren Ende dieser Studien bewegen.

Um das 65-Prozent-Ziel als eines der zentralen Etappen sicher im Jahr 2030 zu erreichen, werden ambitioniertere Ausbaupfade benötigt. Berücksichtigt man, dass im Rahmen des Green Deal die europäischen Klimaziele möglicherweise von einer derzeit geltenden CO<sub>2</sub>-Reduktion um 40 Prozent auf mindestens 55 Prozent bis 2030 angehoben werden, ist ein weitaus größerer und schnellerer Ausbau der erneuerbaren Energien nötig.

Zudem müssen die technologiespezifischen Ausbauziele auch der Tatsache Rechnung tragen, dass bis zum Jahr 2025 Wind-Erzeugungsleistungen von insgesamt ca. 16 GW aus der EEG-Vergütung herausfallen, deren Weiterbetrieb oder sinnvoller Ersatz nach dem vorliegenden Gesetzentwurf nicht als sicher gesehen werden kann.

In diesem Kontext ist die angekündigte Evaluierung des prognostizierten Stromverbrauchs im § 98 Abs. 3 des Kabinettsentwurfes und die mögliche Anpassung der technologiespezifischen Ausbauziele begrüßenswert. Insbesondere mit Blick auf Anpassungen der Ausbaukorridore müssen der Wirtschaft ein verlässlicher Rahmen und eine Perspektive geboten werden, die den teilweise langen Projektentwicklungsphasen Rechnung tragen.

## **2.4 Einführung einer Südquote für die Windenergie an Land und Streichung des Netzausbaubereichs**

In § 36d wird ein neues Zuschlagsverfahren zur Sicherstellung einer regionalen Verteilung des Windenergieausbaus in das Gesetz eingeführt. Hierfür sollen zunächst 15 Prozent, später 20 Prozent des Ausschreibungsvolumens vorrangig an die günstigsten Projekte in der Südregion vergeben werden.

Die dena begrüßt das Ansinnen der Bundesregierung, eine regionale Verteilung des Windenergieausbaus vorzunehmen. Ein verstärkter Ausbau von Erzeugern im Süden hat eine entlastende Wirkung auf Netzengpässe und stellt im Hinblick auf die Akzeptanz des Ausbaus von Erneuerbaren eine wichtige Maßnahme dar. Alle Regionen sollen sich am EE-Ausbau beteiligen und auch davon profitieren.

Allerdings weisen wir darauf hin, dass die Südquote keine dauerhafte Lösung, sondern vielmehr eine Übergangslösung darstellt, bis der Netzausbau bzw. die Netzverstärkung und -optimierung nachziehen.

Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist eine zentrale Anforderung an das Energiesystem. Neben einer angemessenen Deckung der Stromnachfrage unter anderem durch gesicherte Leistung (Adäquanz, Adequacy) ist ein sicherer Betrieb des Stromnetzes – die sogenannte Systemsicherheit – Voraussetzung für eine zuverlässige Stromversorgung. Vor diesem Hintergrund ist es sehr zu begrüßen, dass die mit § 39d EEG 2021 gesondert eingeführte Südquote auf eine Verbesserung der Systemsicherheit abzielt.

Durch den Ausstieg aus der Atomenergie und der Kohleverstromung, die Ausweitung des europäischen Stromhandels sowie Entwicklungen zur optimierten Auslastung der Stromnetze ergeben sich insbesondere im Stromnetzbetrieb und in der hierfür erforderlichen Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL) neue Herausforderungen. Technische Lösungsansätze sind hierfür im Wesentlichen bereits vorhanden oder greifbar. Damit die erforderlichen technischen Fähigkeiten rechtzeitig im Energiesystem vorhanden sind, braucht es eine vorausschauende Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen und der technischen Anschlussrichtlinien. Lösungsansätze werden durch die Bundesregierung bereits aktiv verfolgt, zum Beispiel im Rahmen des BMWi-Projekts „SDL-Zukunft“. Gleichzeitig hat die Arbeit der dena-Plattform Systemdienstleistungen deutlich gezeigt (vgl. dena-Studie „Systemsicherheit 2050“), dass eine Bestimmung zukünftiger Bedarfe von Systemdienstleistungen aufgrund von Unsicherheiten bei übergeordneten

politischen Zielvorgaben nur eingeschränkt möglich ist. Nach Auffassung der dena sollte die Sicherheit des Systembetriebs daher in Ergänzung zu laufenden Aktivitäten einer ganzheitlichen Betrachtung unterzogen werden und beispielsweise im Rahmen eines politischen Aktionsplans sollten Maßnahmen zur Steigerung der Systemsicherheit erarbeitet werden.

## 2.5 Korrekturbedarf im Ausschreibungssegment für PV-Aufdachanlagen

Für große PV-Aufdachanlagen wird durch den Gesetzentwurf ein eigenes Ausschreibungssegment eingeführt. Das Ziel der Regelung ist, die bestehenden Dachflächenpotenziale besser zu nutzen und zugleich die Kostensenkungspotenziale großer Photovoltaikanlagen auf Dächern durch ein wettbewerbliches Verfahren zu heben. Hintergrund ist, dass zwar über die erfolgreichen Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen seit 2015 erhebliche Kostensenkungen erzielt werden konnten, im Segment der großen Dachanlagen über 750 kWp aber nur zwei Gebote erfolgreich waren.

In einem ersten Schritt sollen daher dem Gesetzentwurf zufolge bereits ab dem kommenden Jahr PV-Aufdachanlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 500 kWp am Ausschreibungsverfahren teilnehmen. Ab dem Jahr 2025 können dann nur noch PV-Anlagen mit einer Größe von bis zu 100 kWp installiert werden, ohne an einer Ausschreibung teilzunehmen. Dabei darf wie bislang der in den Anlagen erzeugte Strom während des gesamten Förderzeitraums nicht zur Eigenversorgung genutzt werden, wenn der Zuschlag für die Anlage über eine Ausschreibung erfolgt. Es dürfen also lediglich Anlagen, die nicht an einer Ausschreibung teilgenommen haben, zur Eigenversorgung genutzt werden.

Unternehmen aus Industrie, Gewerbe und Handel, die über die Dachflächenpotenziale für PV-Anlagen dieser Größenordnung verfügen, sind in erster Linie an der PV-Eigenstromversorgung interessiert, um sich mit wettbewerbsfähigem Strom vom eigenen Dach zu versorgen. Denn diese PV-Anlagen zur Selbstversorgung reduzieren ihre Stromkosten und tragen gleichzeitig zu einer **Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit** dieser vor allem kleinen und mittelständischen Unternehmen bei. Gleichzeitig stellt die Eigenstromversorgung derzeit ein nachfragegetriebenes Geschäftsfeld dar, das zusätzliche Investitionen in die Energiewende sichert. Sollten Unternehmen den Strom aus eigenen PV-Anlagen nicht mehr zur Selbstversorgung nutzen dürfen, entfällt ein wichtiges Argument für die Installation von Aufdachanlagen im Industrie- und Gewerbebereich.

Unter den neuen Regelungen wären die Unternehmen gezwungen, den selbst produzierten Strom einzuspeisen und Strom zu höheren Preisen vom Versorger zurückzukaufen. Dies geht an der derzeitigen Marktrealität und bestehenden Geschäftsmodellen vollkommen vorbei. Zudem müssten sich Unternehmen – häufig Mittelständler – unter den neuen Regelungen zuvor an einer Ausschreibung beteiligen, an der sie jedoch kein Interesse haben, da sie nicht in erster Linie Energieunternehmen sind, sondern sich auf ihr eigentliches Kerngeschäft konzentrieren wollen. In der Konsequenz würden sich viele Unternehmen nicht mehr an dem Ausbau der erneuerbaren Energien beteiligen.

Die Regelung wirkt zudem bereits heute innovationshemmend, weil technische Lösungen für intelligente Anlagendesigns unterbleiben, die aus systemischer Sicht wünschenswert sind und die Sektorenkopplung befördern (z. B. die Einbindung von Batteriespeichern, Wasserstoffherstellung durch modulare Elektrolyseure, Einführung von Elektromobilität in den Fuhrparks, nachgeführte PV-Anlagen etc.).

Die derzeitige EU-Beihilfeleitlinie erlaubt es den Mitgliedsstaaten sogar, Erneuerbare-Energien- Erzeugungsanlagen mit einer Größe von bis zu 1 MW von der Pflicht zur Teilnahme an einer Ausschreibung auszunehmen. Die Regelung trägt der Tatsache Rechnung, dass EE-Anlagen bis zu dieser Größenordnung keinen Einfluss auf die Wettbewerbssituation in den Energiemärkten haben. Da diese Anlagen zur Eigenversorgung kaum umlageerhöhend wirken (Eigenversorgung wird nicht vergütet), sollte eine Ausschöpfung der 1-MW-Grenze geprüft werden.

Hinsichtlich der anzustrebenden jährlichen Größe des Ausschreibungssegments ist das nach § 28a des Kabinettsentwurfs vorgesehene Ausschreibungsvolumen für Dachanlagen mit 250 MW pro Jahr deutlich zu gering angesetzt. Allein in den vergangenen Jahren lag der jährliche Zubau deutlich oberhalb dieser Grenze, getrieben von dem Interesse der Gewerbe- und Industriebetriebe an Anlagen zur Eigenversorgung. Die Ausschreibungsmenge in diesem Segment sollte in keinem Fall unter dem Zubau des vorangegangenen Jahres liegen.

Nach Auffassung der dena sollte die Untergrenze für die verpflichtende Teilnahme an Ausschreibungen keinesfalls auf unter 500 kWp abgesenkt werden, weil dies die aktive Teilhabemöglichkeit der Wirtschaftsunternehmen an der dezentralen Energiewende grundlos einschränken würde.

## **2.6 Bioenergie**

### **2.6.1 Verbesserte Rahmenbedingungen in Bezug auf Biomethanaufbereitungskosten**

Die explizite Förderung von Biomethan-BHKWs wurde mit der Abschaffung des Aufbereitungsbonus im EEG 2014 eingestellt, sodass die Mehrkosten der Aufbereitung keinen finanziellen Ausgleich mehr erfuhren und der Neubau von Anlagen zum Erliegen kam.

In Unterabschnitt 6 ab § 39j ist eine gesonderte Ausschreibung für Biomethan-BHKWs in Höhe von jährlich 150 MW in südlichen Landkreisen (sogenannte Südregionen) enthalten. An der Ausschreibung dürfen sich ausschließlich Neuanlagen beteiligen. Eine Bestandsanlagen-Beteiligung ist nicht vorgesehen. Als Höchstgebotswert wurden 19 ct/kWh festgelegt, die allerdings nur für 15 Prozent Bemessungsleistung der installierten Leistung gezahlt werden (faktisch 1.314 Volllaststunden).

Die Wiederaufnahme einer gesonderten Förderung wird begrüßt. Die Förderung von Anlagen in der Südregion ist aus Gründen der Bereitstellung flexibler Erzeugungsleistung in Regionen mit erhöhtem Bedarf nachvollziehbar, die Ausschließlichkeit der Anwendung auf diese Region aber nicht schlüssig. Bis zu einer gewissen Höhe sollten auch Anlagen in nördlichen Landkreisen (zum Beispiel bis zu 50 MW) zulässig sein.

Zur Erschließung von Wärmesenken wäre eine Anhebung auf mindestens 28,5 Prozent der Bemessungsleistung zielführend. Dies entspricht einer Volllaststundenzahl von rund 2.500 Stunden und ermöglicht einen hohen Wärmedeckungsanteil einerseits, erfordert aber andererseits trotzdem eine flexible Fahrweise.

### **2.6.2 Förderung der energetischen Nutzung von Bioabfällen**

Die Nutzung von Bioabfällen wird durch eine gesonderte Vergütung für Anlagen, die hauptsächlich Abfälle bestimmter Abfallschlüssel einsetzen, gefördert. Bisher musste für eine Bioabfallvergütung überwiegend

(mindestens 50 Prozent) Bioabfall eingesetzt werden, was die Errichtung der Anlagen auf Regionen mit dem gesicherten Anfall entsprechender Mengen begrenzte. Die Anpassung von § 39i Abs. 3 erlaubt eine anteilige Vergütung von bestimmten Bioabfällen gemäß dem energetischen Anteil. Die Regelung ermöglicht eine flexiblere Nutzung der Einsatzstoffe und erlaubt die Nutzung von Bioabfällen auch bei geringen Mengen als Ko-Substrat. Die verstärkte Förderung der Nutzung von Bioabfällen wird begrüßt.

### **2.6.3 Ausschreibung für Biomasseanlagen**

Seit dem EEG 2017 erfolgt die Förderung von Biomasseanlagen auch über Ausschreibungen, bei denen für alle Neuanlagen dieselbe Gebotshöchstgrenze gilt. Feste Biomasse, Biogas und Biomethan konkurrieren daher direkt, obwohl sie unterschiedliche Erzeugungskosten und Einsatzgebiete vorweisen. Auch wurde die Gebotsmenge seit Einführung der Ausschreibungen bisher nie ausgeschöpft.

Eine Förderung von Bestandsanlagen wird über eine höhere Gebotshöchstgrenze berücksichtigt. Auch für diese war die Förderung lediglich unter besonders günstigen Umständen auskömmlich, was sich in den Ausschreibungsergebnissen widerspiegelt.

Das Ausschreibevolumen in § 28b wurde leicht erhöht, um die Ausbauziele für Biomasse bis 2030 zu erreichen. Anlagen in Südregionen werden vorrangig bezuschlagt, dafür Anlagen in den restlichen Landkreisen zu maximal 50 Prozent des Ausschreibevolumens.

Die Erhöhung der Gebotshöchstgrenzen für Neuanlagen von 14,88 auf 16,40 ct/kWh und für Bestandsanlagen von 16,90 auf 18,40 ct/kWh bietet für Biomasseanlagen einen wirtschaftlichen Rahmen, in dem sich Projekte entwickeln lassen. Die Anpassung wird absehbar zu einer höheren Beteiligung von Anlagen bei der Ausschreibung führen.

Bei erhöhter Beteiligung kann es aber durch die Begrenzung für Landkreise außerhalb der Südregionen auf 50 Prozent des Ausschreibungsvolumens dazu kommen, dass Anlagen nicht bezuschlagt werden, obwohl das Ausschreibevolumen nicht erschöpft ist. Damit soll mehr gesicherte Leistung im Süden angereizt und es sollen innerdeutsche Netzengpässe nicht verstärkt werden. Ob die Regelung geeignet ist, den Ausbau im Süden anzureizen, ist jedoch fraglich, da sie keine Anreizelemente enthält, sondern lediglich den Ausbau im Norden an den im Süden koppelt. Damit behindert sie absehbar den Ausbau und Erhalt der Biomasseleistung und das Ausbauziel 2030 wird mit hoher Wahrscheinlichkeit verfehlt. Eine Streichung der 50-Prozent-Grenze würde weiterhin Anlagen im Süden bevorzugt bezuschlagen, ohne den Ausbau im Norden zu behindern.

Insbesondere aber auch die Gleichstellung von Biomethan-BHKWs mit Biogas-BHKWs in der Gebotshöchstgrenze ohne Berücksichtigung der Mehrkosten der Biogasaufbereitung macht die Beteiligung an der Ausschreibung mit Bestands-Biomethan-BHKWs unattraktiv. Hier wird die Nutzung von Biogas insbesondere im urbanen Raum vertan, in dem Biomethan eine besonders hohe Klimaschutzwirkung entfalten kann, da andere Erzeugungstechnologien nur schwer umzusetzen sind.

### **2.6.4 Ausschließlichkeit Biomasse**

Im Zusammenhang mit der Flexibilisierung der Stromeinspeisung und Sektorenkopplung insbesondere im Rahmen der Wasserstoffstrategie der Bundesregierung bieten sich große Synergieeffekte bei der Kopplung von Elektrolyse und Biogas-/Biomethanherzeugung als erneuerbare CO<sub>2</sub>-Quelle der Methanisierung an. Da

aufgrund der gültigen Regelwerke eine Direkteinspeisung des Wasserstoffs nur begrenzt möglich ist, ist eine Methanisierung oft unumgänglich. Dabei kommt es allerdings zur Vermischung der Gase und zu einer Kollision mit dem Ausschließlichkeitskriterium für Biomethan, wenn Rohbiogas mit Wasserstoff nicht biogenen Ursprungs methanisiert und gemeinsam in einer Biomethanaufbereitungsanlage zur Einspeisung in das Erdgasnetz aufbereitet wird. Da es sich bei den zur Herstellung von Biomethan eingesetzten erneuerbaren Energieträgern ausschließlich um Biomasse handeln darf, verstößt die Nutzung des Gasgemisches gegen das Ausschließlichkeitsprinzip und verliert den Anerkennungsanspruch. Daher schlagen wir eine Erweiterung der Begriffsbestimmungen in § 3 Nr. 13 Biomethan vor, die den Strombezug aus erneuerbaren Energien so regelt, dass Biomethan auch dann als ausschließlich aus Biomasse hergestellt gilt, wenn es unter Einsatz von Wasserstoff, der ausschließlich aus Strom aus erneuerbaren Energien im Sinne des § 3 Nr. 21 EEG 2021 erzeugt wurde, hergestellt wird.

## 3. Akzeptanz und Teilhabe

### 3.1 Finanzielles Beteiligungsmodell für die Kommunen weiter stärken

Akzeptanz und direkte Teilhabe sind unabdingbare Voraussetzungen für den erforderlichen ambitionierten Ausbau der Erneuerbaren in Deutschland und Europa. Dies kann prinzipiell über eine stärkere finanzielle Beteiligung der Kommunen oder über eine stärkere Beteiligungsmöglichkeit der Bürgerenergieakteure (Energiegenossenschaften oder Energiegemeinschaften) erreicht werden. Die dena begrüßt, dass die Bundesregierung erstmals eine Regelung zur aktiven Akzeptanzförderung im Bereich Windenergie in das EEG einführt.

Die Regelung zielt auf die direkte Beteiligung der Standortkommunen ab. Allerdings wurde die Bestimmung zur finanziellen Beteiligung der Kommunen von einer „Muss-“ im Referentenentwurf zu einer „Kann-Bestimmung“ im Kabinettsentwurf gemacht. Den Anlagenbetreibern soll es demnach künftig freistehen, die Kommune über einen kWh-bezogenen Betrag an der Wertschöpfung der Windenergieanlage zu beteiligen. Es ist offen, ob unter diesen Umständen viele Projektierer zu einer Beteiligung der Kommunen bereit sein werden. Zeitgleich wurden Anreize zur Direktversorgung der Bürger mit kostengünstigen lokalen Grünstromtarifen aus dem Gesetzentwurf gestrichen.

Es sollte zudem auch eine finanzielle Beteiligungsmöglichkeit an Bestandsanlagen, hier allerdings als „Kann-Bestimmung“, in das EEG eingeführt werden.

Mit Blick auf die berücksichtigten Technologien ist nicht ersichtlich, warum sich die Regelung zur Beteiligung der Kommunen allein auf Windenergieanlagen beschränkt. Auch die Kommunen, die Gebiete für den Photovoltaikausbau vorhalten, sollten direkt davon profitieren können. Die Regelung sollte daher auch auf PV-Freiflächenanlagen ausgeweitet werden.

Mit Blick auf die Akteursvielfalt beschränkt der vorliegende Gesetzentwurf in Teilen die direkte Teilhagemöglichkeit der Bürgerenergieakteure. So wird etwa durch die perspektivisch auf 100 kW sinkende Ausschreibungsuntergrenze bei PV-Dachanlagen die Möglichkeit für Bürgerenergieakteure (vor allem der für die Energiewende wichtigen Energiegenossenschaften) stark eingeschränkt, sich am Ausbau der erneuerbaren Energien vor Ort (finanziell) zu beteiligen. Anders als kapitalstarke Investoren haben sie nicht die Möglichkeit, das Risiko der Beteiligung an einem Ausschreibungsverfahren über viele Projekte zu streuen. Ihr Geschäftsfeld wird dadurch mittelfristig stark eingeschränkt. Die EEG-Novelle sollte diese Ausgangslage berücksichtigen und auch aus diesem Grund wie unter 2.5 beschrieben keine Absenkung der Ausschreibungsuntergrenze auf unter 500 kWp vornehmen.

### 3.2 Energy Sharing und Prosuming: neuen Geschäftsmodellen den Weg ebnen

Die Bundesregierung muss bis zum Juni 2021 die europäischen Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkt- und Erneuerbare-Energien-Richtlinie aus dem Clean Energy Package der EU in nationales Recht umsetzen. Die dena ist der Auffassung, dass das EEG in seiner Rolle als innovationsförderndes Instrument die Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien über die Vermarktungsmodelle *Energy Sharing* und *Prosuming* schon jetzt stärker in den Blick nehmen sollte.

Das EEG muss die Entwicklung hin zu einer dezentralen Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien proaktiv aufgreifen und die damit einhergehende Digitalisierung als Chance begreifen. Während in der bisherigen Debatte über Prosumer häufig einzelne Personen, die Strom sowohl erzeugen als auch konsumieren, im Mittelpunkt standen, rückt durch das Konzept des Energy Sharing die Gemeinschaft weiter in den Fokus. Das Konzept besagt, dass eine (Erneuerbare-Energien-) Gemeinschaft Strom aus erneuerbaren Energien gemeinsam erzeugt und gemeinsam nutzt. Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie definiert in Art. 22 Abs. 2 konkrete Rechte und Pflichten von Gemeinschaften, die zusammen Strom aus Erneuerbaren erzeugen und verbrauchen.

Energy Sharing und Prosuming werden zudem weiter an Gewicht gewinnen, wenn die ersten Photovoltaik- und Windenergieanlagen aus der gesetzlichen Vergütung fallen. Stromhandelsplätze, oft auf der Basis von Blockchain, eröffnen Betreibern die Möglichkeit, ihre Anlagen direkt zu vermarkten und höhere Vermarktungserlöse als an den Strombörsen zu erzielen. Dadurch wird die europäische Rechtsgebung zu einem möglichen Innovationstreiber von digitalen Geschäftsmodellen, was sich unbedingt im EEG widerspiegeln sollte. Insbesondere die aktuellen Lieferantspflichten nach dem EEG und EnWG stellen ein großes Hindernis für Energy Sharing dar. Verkauften Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien diesen an Letztverbraucher, treten sie als Lieferanten auf und werden somit als klassische Energieversorgungsunternehmen behandelt. Für sie gelten umfassende Pflichten des Energie- und Stromsteuerrechts, die für „kleine“ Erzeuger im Rahmen des kollektiven Eigenverbrauchs nur schwer zu erfüllen sind. Im Sinne eines Innovationen anreizenden Rahmens sollten kleinere Erzeuger durch die Vereinfachung der Rechtsvorschriften entlastet werden.

### **3.3 Eigenverbrauch stärken**

Dezentrale und flexible Lösungen zur privaten und gewerblichen Eigenversorgung und Direktversorgung von Quartieren steigern die Akzeptanz, die Effizienz und die Versorgungssicherheit in der Energiewende. Der Gesetzentwurf unterlässt aber die notwendige Stärkung dieser Geschäftsmodelle aus Erneuerbare-Energien-Anlagen. Er enthält darüber hinaus keine Regelungen zum „kollektiven Eigenverbrauch“ oder eine Definition für Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften und Prosumer.

Der Gesetzentwurf beschränkt sich auf marginale Verbesserungen bei der Eigenversorgung, indem nunmehr Anlagen bis 20 kW (statt zuvor 10 kW) und einem Jahreseigenverbrauch von bis zu 10 MWh komplett von der EEG-Umlage befreit werden.

Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie sieht unter anderem vor, Eigenverbrauch aus Anlagen bis 30 kW von Abgaben und Umlagen zu befreien (*EE-RL Art. 21 (3) und Art. 22*), und fordert zusätzlich die Schaffung eines Rahmens für den kollektiven Eigenverbrauch durch Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften (*EE-RL Art. 22*). Diesen wird unter anderem das Recht eingeräumt, erneuerbare Energie zu produzieren, zu verbrauchen, zu speichern und zu verkaufen sowie innerhalb der Gemeinschaft gemeinsam zu nutzen. Die individuelle und die kollektive Eigenversorgung sollen rechtlich gleichgestellt werden (*Energy Sharing (EE-RL Art. 22 (2b))*).

Um die Ausbauziele auch über innovative und dezentrale Nutzungskonzepte zu erreichen und den Vorgaben der EU-Richtlinie gerecht zu werden, sollte zunächst der Eigenverbrauch aus Erneuerbare-Energien-Anlagen bis zu 30 kW von der EEG-Umlage befreit und die Personenidentität nach § 3 Nr. 19 EEG abgeschafft werden. Durch die Abschaffung der Personenidentität würde das weitgehend unerschlossene Segment der PV-



Anlagen im Mehrfamilienhausbereich endlich erschlossen. Gleichzeitig würde die Notwendigkeit für einen Mieterstromzuschlag in diesem Segment obsolet und der bürokratische Aufwand bei Netzbetreibern würde sich reduzieren.

### **3.4 Mieterstrom attraktiv machen**

Die derzeitigen Ausbauziele der Bundesregierung für den Mieterstrom werden nicht ansatzweise erreicht: Der gesetzliche Deckel von 500 MW Zubau geförderter Mieterstromanlagen pro Jahr wird derzeit im Durchschnitt nur zu ca. 2 Prozent ausgeschöpft.

Gründe hierfür sind die enorme Komplexität und rechtliche Unsicherheiten für Wohnungsunternehmen. Der Evaluationsbericht zeigt, dass Mieterstrom nur unter optimalen Bedingungen (Neubau, Süddach) und dann auch nur mit geringen Renditen umsetzbar ist. Bei Bestandsgebäuden gibt es diese optimalen Bedingungen nicht – zum Beispiel durch aufwendige Leitungsführung oder fehlende Südausrichtung –, sodass eine wirtschaftliche Umsetzung auch mit einer erhöhten Förderung kaum machbar ist. Eine vollständige Belegung des Dachs mit PV ist komplett unwirtschaftlich, gleichzeitig aber dringend notwendig für klimaneutrale Sanierungen. Hier müssen auch die wenig rentablen Norddächer (50 Prozent PV-Ertrag) mit PV belegt werden, um den NetZero-Standard zu erreichen (Gebäude erzeugen übers Jahr gerechnet die gesamte Energie für Heizung, Warmwasser und Strom). So hemmt die bestehende Regelung nicht nur den Ausbau von Photovoltaik in den Städten und eine Teilhabe der Mieter an der Energiewende, sondern zugleich auch die Umsetzung zukunftsfähiger, skalierbarer und sozialverträglicher NetZero-Sanierungskonzepte und damit die Weiterentwicklung wichtiger Zukunftstechnologien (z. B. serielle Sanierungslösungen, fassaden- oder dachintegrierte PV) sowie Geschäftsmodelle auf dem Weg zu einem klimaneutralen Gebäudebestand.

Der vorgelegte Gesetzentwurf beinhaltet kleinere Verbesserungen für das Marktsegment, greift jedoch insgesamt deutlich zu kurz, um die Ausbauziele zu erreichen. Er sieht vor, den Mieterstromzuschlag neu zu regeln und anzuheben, um die Wirtschaftlichkeit zu verbessern. Zudem wird die Anlagen-Zusammenfassung von Solaranlagen geändert, was die Umsetzbarkeit im städtischen Kontext etwas erleichtert. Mit der Klarstellung des Lieferkettenmodells wird zudem eine rechtliche Unsicherheit in diesem Zusammenhang beseitigt. Nicht verändert wird jedoch der Grundansatz, dass mit hohem bürokratischen Aufwand einerseits eine Mieterstromförderung beantragt, andererseits eine EEG-Umlage geleistet werden muss.

Der Entwurf spiegelt eine unzureichende Marktnähe durch weiterhin hohe Komplexität und Bürokratie wider. Die Regelung bleibt zu komplex für Wohnungsunternehmen, um Mieterstrom in der Breite umzusetzen. Auch wenn die gestiegene Einspeisevergütung die zusätzlichen Kosten, die durch den hohen Aufwand entstehen, auffangen sollen, wird das nur für einen sehr geringen Teil der Gebäude gelingen – jedoch nicht für die Masse und auch nicht für Voldach-PV-Anlagen, die im Rahmen von Gesamtkonzepten für einen klimaneutralen Gebäudebestand dringend notwendig sind. Marktnähe gelingt nur durch starke Vereinfachung, Entbürokratisierung und langfristige Planungssicherheit: Mit einer Abschaffung der Mieterstromförderung (umfassende Novellierung *EEG § 21 (3)* und *§ 48a*) und einer gleichzeitigen vollständigen oder teilweisen Befreiung des selbst produzierten Stroms von der EEG-Umlage, zum Beispiel 100 Prozent Befreiung mit Begrenzung auf 10 kWp je Wohnung (*EEG neu § 61a Nr. 4.*), könnten richtungsweisende Impulse im Gebäudebereich gesetzt werden. Die Abschaffung der 40-Prozent-EEG-Umlage auch auf Mieterstrom (*EEG neu § 61b*) würde zudem in erheblichem Maße Bürokratie abbauen.

Zudem werden mit dem Entwurf die Möglichkeiten der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU nicht genutzt. Für eine breite Marktdurchdringung und Akzeptanz muss die Eigenversorgung so erweitert werden, dass Mieterstrom der Eigenversorgung gleichgestellt wird (*EEG §3 (19)*). Mieter und selbst nutzende Gebäudeeigentümer sollen bei Eigenversorgung gleichbehandelt werden, wenn sie lokal produzierten Strom vor Ort verbrauchen. Im Sinne des Gleichbehandlungsgrundsatzes müssen sich auch Einschränkungen und Deckelungen auf Wohnungen statt auf Gebäude beziehen.

Mit dem vorliegenden Kabinettsentwurf werden daher mögliche Innovationen ausgebremst und systemische Ansätze können ihr Potenzial nicht entfalten. Auch mit dem vorliegenden Entwurf des EEG 2021 bleibt der Lösungsraum für gute Mieterstromangebote erheblich eingeschränkt. Für die vollständige Belegung der Dächer, zum Beispiel im Rahmen von klimaneutralen NetZero-Sanierungen, bietet er keine Lösungen.

Über den Änderungsbedarf im Gesetzentwurf selbst weisen wir noch auf weitere notwendige Änderungen in der Gesetzgebung hin:

- Parallel sind Änderungen unter anderem im Gewerbe- und Körperschaftsteuerrecht notwendig, die Bürokratie abbauen und Innovationen ermöglichen. Da viele Wohnungsunternehmen aufgrund der Gewerbesteuerregelungen nicht Eigentümer der PV-Anlagen sein dürfen, sind zum Beispiel innovative dach- oder fassadenintegrierte Anlagen für diese Wohnungsunternehmen faktisch nicht umsetzbar. Diese neuen Ansätze sind aber dringend notwendig für zukunftsfähige NetZero-Sanierungskonzepte. Dazu gehört eine vollflächige Dach-PV auf Mehrfamilienhäusern, um den Stromverbrauch (für Heizung, Warmwasser und Haushaltsstrom) der Gebäude möglichst vollständig über das Jahr zu decken. Mit einer vereinfachten Regelung könnte auch der Sanierungsprozess enorm beschleunigt, Sanierungskosten könnten gesenkt und der NetZero-Standard könnte auch für größere Wohngebäude möglich werden.
- Weitergehende Vereinfachungen, die Vorteile für Mieter und Vermieter bieten, wie beispielsweise die Ermöglichung der Abrechnung von Mieterstrom als Betriebskosten, sollten mit allen Beteiligten zügig diskutiert und gegebenenfalls umgesetzt werden (*Mietrecht, Betriebskostenverordnung*).

## 4 Ausbau der erneuerbaren Energien

### 4.1 Marktgetriebenen Ausbau entschiedener vorantreiben

Laut Kabinettsentwurfs soll künftig regelmäßig in den Erfahrungsberichten geprüft werden, ob die erforderlichen EE-Ausbaumengen auch „marktgetrieben“ realisiert werden können. Zudem ist vorgesehen, bis spätestens 2027 einen Vorschlag für einen Umstieg auf einen marktgetriebenen Ausbau erneuerbarer Energien vorzulegen.

Die dena begrüßt, dass der Gesetzentwurf diese Geschäftsmodelle, zu denen vor allem Stromlieferverträge über grünen Strom (Corporate Green PPAs) gehören, erstmals explizit in den Blick nimmt. Der Bedarf an grünem Strom wächst in Industrie und Gewerbe sehr stark. PPAs versprechen Unternehmen eine langfristige Preisabsicherung zu wettbewerbsfähigen Preisen und ermöglichen die Erreichung der sehr ambitionierten Dekarbonisierungsstrategien. Aus Sicht der Politik bieten PPAs die Möglichkeit, zusätzliche Investitionen in die Energiewende zu erschließen.

Nach Auffassung der dena kann der nachfragegetriebene Ausbau, zum Beispiel über direkte Stromlieferverträge, jedoch schon sehr viel kurzfristiger eine große Bedeutung für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland haben, als es der Gesetzentwurf sowohl zeitlich als auch inhaltlich antizipiert. Die EEG-Novelle sollte das Interesse der Wirtschaft am Direktbezug von grünem Strom als Chance zur Erreichung der Ausbauziele verstehen und nachfragegetriebenen Geschäftsmodellen den Weg ebnen.

Auch der EU-Rechtsrahmen der neu gefassten Erneuerbare-Energien-Richtlinie fordert die Mitgliedsstaaten auf, langfristige Stromlieferverträge als Geschäftsmodell zu fördern. Laut Art. 15 Nr. 8 müssen die Mitgliedsstaaten *„die rechtlichen und administrativen Hindernisse für langfristige Verträge über den Bezug von erneuerbarem Strom bewerten, unbegründete Hindernisse beseitigen und die **Verbreitung solcher Verträge unterstützen**“*. Die Mitgliedsstaaten sollen ferner *„**Strategien und Maßnahmen beschreiben, die zur Verbreitung von Verträgen über den Bezug von erneuerbarem Strom beitragen sollen**“*.

Die dena hat in den vergangenen Monaten Hemmnisse für die Verbreitung von Green PPAs systematisch identifiziert und Ansätze für deren intensivere Nutzung beim EE-Ausbau erarbeitet. Neben einer Förderung der Verbreitung entsprechender Verträge über Anpassungen des Abgaben- und Umlagensystems sowie Rechtssicherheit bezüglich des Weiterbezugs der Strompreiskompensation spielt die Risikoabsicherung eine zentrale Rolle. Weitere Aspekte sind die Frage nach Standardisierungen und Handelsprodukten zur Absicherung von fluktuierenden Energielieferungen sowie die Schaffung klarer Rahmenbedingungen für alle Marktakteure.

Die EEG-Novelle sollte die aktuellen Entwicklungen nachfragegetriebener Geschäftsmodelle stärker berücksichtigen und Maßnahmen in den zentralen Handlungsfeldern vorsehen, um über einen ergänzenden nachfragegetriebenen Zubau die Ausbauziele sicher zu erreichen.

## 4.2 Klimaschutzleistung der Ü20-Anlagen durch innovative Geschäftsmodelle und Marktinnovationen heben

Für die erhebliche Erzeugungsleistung der aus der EEG-Vergütung herausfallenden Erzeugungsanlagen wird eine **marktnahe Lösung** gebraucht. Bis 2030 fallen nach [dem dena – MARKTMONITOR 2030: Corporate Green PPAs](#) Erzeugungsanlagen mit einer Gesamtkapazität von über 51 GW aus der EEG-Vergütung. Derzeit bewegt sich der Börsenstrompreis jedoch auf einem Niveau, der für den Weiterbetrieb von PV- und Windanlagen bei Weitem nicht ausreicht.

Gleichzeitig sollten unter dem Kriterium der Marktnähe nach dem Auslaufen der Förderung möglichst marktanreizende und innovative Instrumente wie beispielsweise PPAs genutzt werden, um die Anlagen am Netz zu halten. Eine dauerhafte Anschlussförderung in Form einer gesetzlich garantierten Zahlung an die Altanlagenbetreiber sollte keine dauerhafte Lösung darstellen.

### **Empfehlung für die Erzeugungstechnologie Wind-Onshore**

Bei Wind-Onshore ist das Problem besonders dringlich, da hier bereits zu Beginn des kommenden Jahres Erzeugungsleistung von ca. 5 GWp aus der EEG-Vergütung fällt.

Allerdings ist grundsätzlich das Repowering der Anlagen gegenüber dem Weiterbetrieb der Altanlagen vorzuziehen. Daraus folgt, dass der Gesetzgeber aus Gründen der Technologieentwicklung und der Akzeptanz primär die Sicherung der Flächen für neue, leistungsstärkere Windenergieanlagen in den Blick nehmen sollte, deren Anzahl im Rahmen des Repowering reduziert wird. Da beim Repowering viele kleine Windenergieanlagen mit geringer Leistung gegen wenige große Anlagen ausgetauscht werden, ist das Repowering sogar akzeptanzsteigernd. Um dies zu unterstützen, müssen Genehmigungsprozesse für neue oder zu erneuernde Windenergieanlagen beschleunigt werden.

Das EEG soll künftig als das Instrument verstanden werden, dass neue (digitale) Geschäftsmodelle und Innovationen in den Blick nimmt und diese anreizt. Eine zu großzügig gestaltete Anschlussregelung könnte die Bestrebungen der in diesem Geschäftsfeld aktiven Unternehmen zunächst einmal konterkarieren.

Wir plädieren daher für die Fälle, in denen ein Anlagen-Repowering aus genehmigungs- oder planungsrechtlichen Gründen nicht in Frage kommt, für die stärkere Nutzung von Power Purchase Agreements als Finanzierungsinstrument für den Weiterbetrieb. Dazu müssen die Rahmenbedingungen für den Abschluss dieser Lieferverträge für grünen Strom verbessert werden. Hierfür hat die dena im dena-MARKTMONITOR 2030: Corporate Green PPAs: Ökonomische Analyse bereits erste Ansatzpunkte vorgestellt. Speziell für Ü20-Windenergieanlagen kommen auch Echtzeit-Vermarktungsplattformen – auch auf Basis von Blockchain-Technologien – in Frage, um Stromlieferanten und Endverbraucher direkt zusammenzubringen.

Speziell für ausgeförderte Windenergieanlagen sollte das Instrument der Ausschreibung zur wettbewerblichen Ermittlung der Höhe einer Anschlussförderung (so wie es sie für die Biogasanlagen bereits gibt) als Instrument geprüft werden. Zudem eignen sich ausgeförderte Windenergieanlagen auch für die Erzeugung von grünem Wasserstoff. Ein guter Ansatzpunkt für diese spezifische Anlagenkombination könnten die Innovationsausschreibungen im EEG sein, das Instrument der Innovationsausschreibung (vgl. 2.2) müsste hierfür allerdings weiterentwickelt werden.

## **Empfehlung für die Erzeugungstechnologie Photovoltaik**

Bei der Photovoltaik werden bis Ende 2025 ca. 180.000 PV-Anlagen mit einer Gesamtnennleistung von rund 2.000 MWp vom Auslaufen der EEG-Förderung betroffen sein. Der nun im Kabinettsentwurf vorgelegte Regelungsentwurf sieht vor, dass Betreiber von ausgeförderten PV-Anlagen bis zu einer Größe von 100 kWp übergangsweise die Möglichkeit erhalten, den Strom weiter über den Netzbetreiber vermarkten zu können und dafür den Marktwert abzüglich der Vermarktungskosten zu beziehen. Allerdings soll dies im Grundsatz nur dann gelten, wenn sie den gesamten erzeugten Strom in das Netz einspeisen und ihn nicht zur Eigenversorgung nutzen.

Dies widerspricht der vom europäischen Gesetzgeber gewünschten Rolle von Haushalten als Prosumer und aktivem Marktteilhaber an der Energiewende. Der Weiterbetrieb von PV-Altanlagen könnte EU-rechtskonform am besten über die Befreiung dieser Anlagen von der Zahlung der EEG-Umlage sichergestellt werden. Die PV-Anlagen werden dann nach der derzeitigen Marktrealität für die Erzeugung von Strom zur Nutzung im Wärmebereich (über Wärmepumpen, Heizstäbe etc.) oder für die Nutzung in Elektromobilen eingesetzt und können so einen zusätzlichen Impuls für die Elektromobilität auslösen. Wir plädieren daher – im Einklang mit dem EU-Recht – für eine Befreiung der PV-Altanlagen bis 30 kWp von der Zahlung der EEG-Umlage.

Auch im Segment der kleinen PV-Anlagen haben mit Blick auf das Auslaufen der EEG-Förderung eine Reihe von Unternehmen innovative und wettbewerbsfähige Geschäftsmodelle zum Weiterbetrieb erdacht, welche die wirtschaftliche Vermarktung auch kleinerer Erzeugungsmengen auf der Basis digitaler Verfahren ermöglichen. Diese Geschäftsmodelle basieren jedoch alle auf dem teilweisen Eigenverbrauch der erzeugten Energien. Die dena plädiert dafür, auch diese Vermarktungsmodelle durch eine Vereinfachung von Prozessen und die Stärkung von Digitalisierungsverfahren zu ermöglichen. Für die Start-ups aus dem Energiebereich könnten die in den ersten Jahren mengenmäßig vernachlässigbaren PV-Erzeugungskapazitäten ein Versuchsfeld für die Weiterentwicklung von Geschäftsmodellen und Technologielösungen darstellen. Ebenfalls wichtig für diese Geschäftsmodelle ist ein unbürokratischer und effizienter Zugang zu Herkunftsnachweisen (HKN). Momentan haben kleine Anlagen im Segment bis 50 kW häufig durch die Mindestgröße für einen HKN (1 MWh) keine Möglichkeit zu dessen Ausstellung. Vor dem Hintergrund eines gestiegenen Interesses der Verbraucher an Grünstrom sind es aber gerade diese Anlagen, die hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit ihrer Geschäftsmodelle auf HKN angewiesen sind. Eine Möglichkeit, die Mindestgröße zu erreichen, wäre, das Sammeln von HKN über ein Pooling zu ermöglichen.

# 5 Integrierte Energiewende

## 5.1 Innovationen anreizen durch Befreiung der Elektrolyse von der Zahlung der EEG-Umlage

Um eine Markteinführung und damit auch Investitionen in diese innovative Systemlösung zu ermöglichen, ist eine rechtliche Klarstellung der Eigenschaft von Power-to-Gas-Systemen (PtG) als Nicht-Letzterverbraucher zwingend notwendig. Power-to-Gas-Systeme selbst sind keine Letztverbraucher, sondern nehmen nicht integrierbare Strommengen auf und wandeln sie in einen speicherbaren chemischen Energieträger um, der dann über eine Rückverstromung oder über den Einsatz in anderen Verbrauchsbereichen einem Letztverbrauch zugeführt wird.

## 5.2 Neuer Befreiungstatbestand für Elektrolyseure

Die bereits im Klimaschutzprogramm 2030 angekündigte und im Juni 2020 in der „Nationalen Wasserstoffstrategie“ vom Bundeskabinett beschlossene Befreiung von grünem Wasserstoff von der EEG-Umlage muss jetzt dringend im EEG gesetzlich umgesetzt werden.

Um einen kurzfristigen Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu erreichen, bietet die Befreiung von der Zahlung der EEG-Umlage für Betreiber von Elektrolyseuren eine Lösung, Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen zu produzieren. Elektrolyseure gelten als Letztverbraucher und müssen derzeit die volle EEG-Umlage in Höhe von 6,756 ct tragen, damit ist die EEG-Umlage für bis zu 50 % des Wasserstoffpreises verantwortlich. Dies wirkt sich innovationshindernd auf die systemübergreifende Integration von erneuerbaren Energien aus und verhindert die marktnahe Entwicklung von Elektrolysetechnologien.

Die dena empfiehlt daher eine grundsätzliche Befreiung von der EEG-Umlage für den in Elektrolyseanlagen (inklusive der notwendigen Nebenanlagen) eingesetzten Strom, um einen technologieneutralen Markthochlauf für die Wasserstoffelektrolyse zu erzielen.

Eine Befreiung von der EEG-Umlage sollte durch einen neuen Befreiungstatbestand in § 61 geregelt werden. § 61 des jetzigen EEG regelt bereits jetzt Ausnahmen von der Zahlung der vollen EEG-Umlage. Gemäß § 61l EEG 2017 verringert sich die EEG-Umlage für Strom, der zum Zwecke der Zwischenspeicherung in einem Stromspeicher verbraucht wird. Das gilt aber nur, soweit auf den ausgespeicherten Strom die EEG-Umlage gezahlt wird. Typischer Anwendungsfall ist die reine Stromspeicherung zum Beispiel in Druckluft- oder Pumpspeicherkraftwerken und Batteriespeichern, bei denen eine zeitnahe Rückverstromung in dasselbe Netz erfolgt. Entsprechend dem weiten Wortlaut von § 61l Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 („elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher“) lassen sich aber auch Elektrolyseanlagen (inklusive der notwendigen Nebenanlagen) grundsätzlich dazu zählen. Die Regelungen in § 61l EEG 2017 greifen allerdings nur, wenn durch die Wasserelektrolyse erzeugte Energieträger rückverstromt werden. Dieses Erfordernis der Rückverstromung hemmt derzeit eine Sektorenkopplung durch PtG-Anlagen. Ein Verzicht auf das Rückverstromungserfordernis könnte eine „Beihilfe in Form von Ermäßigungen des Beitrags zur Finanzierung erneuerbarer Energien“ im Sinne der EU-Beihilfeleitlinien sein. Dadurch wird der Grundsatz durchbrochen, dass die Kosten der Energiewende gleichmäßig von allen Energieverbrauchern getragen und entsprechend über den Umlagenmechanismus solidarisiert werden sollen. Ein Verzicht auf das

Rückverstromungserfordernis müsste daher entsprechend gerechtfertigt werden. Zur Begründung ließe sich anführen, dass die Sektorkopplung als solche ein Mehrwert ist, der grundsätzlich von der europäischen und nationalen Energiepolitik angestrebt wird. Einen Mehrwert hebt auch der Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung hervor. Darin wird erkannt, dass eine Dekarbonisierung nur durch Sektorkopplung möglich ist. Es wäre dann inkohärent, wenn allein der Stromsektor diese notwendige Kopplung leisten müsste.

Dem gegenüber steht, dass derzeit verschiedene Akteure das Instrument der Besonderen Ausgleichsregelung favorisieren. Es wird vorgeschlagen, es dafür zu nutzen, eine Befreiung von der EEG-Umlage durch Einstufung der Elektrolyseanlagen in ein stromkostenintensives Unternehmen zu erzielen. Damit würden die begünstigten Unternehmen für die erste Gigawattstunde die EEG-Umlage in voller Höhe zahlen und für den darüber hinaus von ihnen verbrauchten Strom grundsätzlich nur 15 Prozent der EEG-Umlage. Von dieser Regelung würden industrielle Wasserstoffproduzenten profitieren, die so Elektrolysekapazitäten aufbauen könnten, die zu einem Markthochlauf und Skalierungseffekten beitragen.

Gegen die Nutzung der Besonderen Ausgleichsregelung spricht jedoch, dass die Gefahr besteht, dass für die Produktion von Wasserstoff auch Netzstrom genutzt wird, um entsprechende Volllaststunden der Elektrolyseure zu erreichen. Dies hätte zur Folge, dass grauer Wasserstoff in das System gebracht wird. Entsprechende Nachhaltigkeitskriterien, in denen die Verwendung von erneuerbaren Energien geregelt ist, sind in der geltenden Regelung nicht berücksichtigt.

- Da die Einstufung als stromintensives Unternehmen nach bestehender Regelung erst nach Verbrauch der ersten Gigawattstunde gilt, würden nur stromkostenintensive Unternehmen von der Besonderen Ausgleichsregelung profitieren, kleineren, dezentralen Erzeugern wird hierdurch die Marktchance genommen.
- In der dezentralen Nutzung von Wasserstoff z.B. in Quartieren oder anderen Nischenlösungen sieht die dena durchaus erhebliches Potenzial. Das jetzt diskutierte Instrument der Besonderen Ausgleichsregelung würde gleich zu Beginn einer neuen Wasserstoffwirtschaft eine erhebliche Diskriminierung des Potenzials bedeuten.
- Die Besondere Ausgleichsregelung wird nur für ein Jahr bewilligt und ist mit arbeitsintensiven Antragsmodalitäten verbunden, sodass sich zum einen mit einer einjährigen Frist keine investitionssicheren Geschäftsmodelle für die Betreiber realisieren lassen und zum anderen Unternehmen, die bereits als energieintensiv eingestuft sind, im besonderen Maße profitieren.
- Zusätzlich besteht die Gefahr, dass Unternehmen, die bisher nicht die Voraussetzungen für die Besondere Ausgleichsregelung aufgrund zu geringer Stromnachfrage erfüllen, Elektrolysekapazitäten aufbauen könnten, um als stromkostenintensives Unternehmen aufgenommen zu werden.

Aus diesen Gründen lehnt die dena die Besondere Ausgleichsregelung als Instrument für eine EEG-Umlagenbefreiung für Elektrolyseure ab.

## 6 Infrastruktur

### 6.1 Innovationsfreundliche Ausgestaltung des Netzengpassmanagements

Durch Maßnahmen des Einspeisemanagements (§ 14 EEG 2017) regeln die Stromnetzbetreiber EE-Erzeugungsanlagen ab, sofern das Stromnetz nicht ausreichend Kapazität bereithält, die erzeugten Mengen an Strom aus erneuerbaren Energien abzutransportieren. Soweit solche Einspeisemanagement-Maßnahmen durchgeführt werden, erhalten die Anlagenbetreiber gemäß § 15 EEG 2017 die hierdurch entgangenen Einnahmen zu 95 Prozent ersetzt (sogenannte Härtefallregelung). Dies führt dazu, dass die Anlagenbetreiber (fast vollständig) die EEG-Förderung ausbezahlt bekommen, ohne dass EE-Strom erzeugt wird.

Derzeit sieht der aktuelle Kabinettsentwurf keine Anpassung dieser Regelung vor. Wir empfehlen, dass Potenziale zur Erzeugung von EE-Strom, die heute aufgrund von Netzengpässen nicht genutzt werden können, idealerweise in PtG-Anlagen eingesetzt werden, um sie im Sinne der Sektorenkopplung in die Gasinfrastruktur zu überführen. Dies ist sinnvoll, soweit sich die PtG-Anlage vor dem Netzengpass befindet, der die Einspeisemanagement-Maßnahme erforderlich gemacht hat.

Es wird daher eine Stromnebenkostenbefreiung vorgeschlagen, die es ermöglicht, die durch Einspeisemanagement-Maßnahmen verursachte Ausfallarbeit frei von Stromnebenkosten in PtG-Anlagen einzusetzen. Im aktuellen Rechtsrahmen wäre eine Vereinbarung über zuschaltbare Last zwischen Netzbetreiber und dem Betreiber der PtG-Anlage grundsätzlich nicht möglich. Gemäß § 13 Abs. 6 EnWG können Netzbetreiber Zuschaltleistung nur auf Grundlage eines Ausschreibungsverfahrens beschaffen, das aber nicht installiert worden ist. Aus diesem Grund müsste auch eine Anpassung von § 14 EEG 2017 vorgenommen werden, die es ermöglicht, PtG-Anlagen im Zusammenhang mit (bzw. anstelle von) Einspeisemanagement-Maßnahmen zu regeln.

Die vorgeschlagene Weiterentwicklung des Einspeisemanagements führt dazu, dass – sofern ausreichend PtG-Anlagen als zuschaltbare Last unter Vertrag genommen werden – EE-Anlagen in geringerem Umfang abgeregelt werden müssen. Für den so weiterhin erzeugten EE-Strom (der nunmehr in PtG-Anlagen verbraucht wird) erhalten die Betreiber der EE-Erzeugungsanlage die reguläre Förderung nach dem EEG.



# 7 Industrie

## 7.1 Besondere Ausgleichsregelung

Der Entwurf sieht für die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) eine Art Härtefallregelung aufgrund der Auswirkungen der Corona-Pandemie vor:

Unternehmen können für die Berechnung der BesAR (Begrenzungsanträge) für 2021 ff. auf Wunsch das Jahr 2020 unberücksichtigt lassen. Dies ist zu begrüßen, da der Stromverbrauch im Jahr 2020 für viele Unternehmen nicht repräsentativ war.

Daneben soll für Unternehmen der Branchen auf Liste 1 ab 2022 der Schwellenwert der Stromkostenintensität, ab der die BesAR in Anspruch genommen werden kann, um 1 Prozentpunkt pro Jahr sinken (von heute 14 Prozent auf 10 Prozent im Jahr 2025). Damit soll diesen Unternehmen auch bei sinkendem Strompreis (u. a. durch die sinkende EEG-Umlage) die BesAR weiterhin offenstehen. Dies kann im Einzelfall sinnvoll sein. Dennoch sieht die dena ein Problem in den starren Grenzen, die für viele Unternehmen falsche Anreize setzen, da sie bei zu ambitionierten Energieeffizienz-Maßnahmen unter die oben genannte Grenze fallen könnten. Statt fester Grenzen mit abrupten Änderungen wäre daher ein abgestufter Berechnungsmechanismus vorzuziehen, damit marktliche Anreize für mehr Energieeffizienz ihre Wirkung entfalten können.

## 8 Übergeordneter Rahmen

### 8.1 Integrierte Energiewende und innovative Geschäftsmodelle durch Reduzierung der EEG-Umlage auf null forcieren

Die dena möchte anlässlich der politischen Beratungen zur Neufassung des EEG auf die dringende Notwendigkeit hinweisen, bei der Finanzierung des Erneuerbaren-Ausbaus zu einer grundlegenden Änderung zu kommen. Die Finanzierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien über die EEG-Umlage gerät zunehmend an ihre Grenzen, da sie ein Hindernis für die integrierte Energiewende und die damit einhergehende Sektorenkopplung darstellt.

Der Strompreis ist in Deutschland mit hohen Abgaben und Umlagen belegt. Dies macht den Energieträger Strom zur Nutzung im Wärme- und Mobilitätssektor, im Vergleich etwa zu Benzin oder Heizöl, teuer und hemmt die Sektorenkopplung. Zwar hat die Bundesregierung im Zuge des Corona-Konjunkturpakets einen mutigen ersten Schritt zur Stabilisierung der EEG-Umlage getan und bereits zuvor durch das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) den CO<sub>2</sub>-Emissionen einen Preis gegeben. Allerdings werden trotz des BEHG Energieträger wie Öl und ölbasierte Kraftstoffe sowie Erdgas weiterhin in einem geringeren Umfang mit Abgaben und Steuern belegt. In der Konsequenz sind die fossilen Energieträger im direkten Vergleich günstiger.

Insgesamt genügen die bislang von der Bundesregierung beschlossenen Schritte nicht, um technologische Innovationen und die Integration von Strom aus erneuerbaren Energien in anderen Sektoren voranzutreiben oder die bestehenden Rechtsvorschriften zu vereinfachen. Die EEG-Umlage hemmt so technologische Innovationen und die Entwicklung zahlreicher Geschäftsmodelle.

Eine Absenkung der EEG-Umlage auf null könnte neue Potenziale für die Energiewende heben. [Hierzu hat die dena im Sommer dieses Jahres eine Kurzstudie vorgelegt.](#) Zur teilweisen Gegenfinanzierung der fehlenden Mittel für die Förderung erneuerbarer Energien sollte die Stromsteuer verdoppelt werden. Zudem sollen möglichst alle Einnahmen aus dem Brennstoffemissionshandelsgesetz zur Gegenfinanzierung verwendet werden. Damit bliebe für die allermeisten Akteure eine Strompreisentlastung von ca. 4,5 ct/kWh.

In dem betrachteten Szenario ergibt sich im Zeitraum 2021 bis 2030 ein Gleichgewicht von Einnahmen und Ausgaben. Bereits ab dem Jahr 2026 ist bereits mit Zusatzeinnahmen von etwa drei Milliarden Euro zu rechnen, die bis zum Jahr 2030 auf ca. acht bis neun Milliarden Euro ansteigen.

Der aktuelle Finanzierungsmechanismus für Betreiber von bestehenden und zukünftigen Erneuerbare-Energien-Anlagen sollte dabei unberührt bleiben. Ebenso sollten für Unternehmen, die heute von Ausnahmen bei der Zahlung der EEG-Umlage profitieren, Ausnahmetatbestände im Stromsteuergesetz geändert werden, um sicherzustellen, dass niemand durch die Veränderung schlechter gestellt wird als heute.

Neben den notwendigen Preissignalen trägt die Abschaffung der EEG-Umlage zu einer erheblichen Reduzierung des administrativen Aufwands bei, den die vielfachen Sonderregelungen bei der Festsetzung der Höhe der EEG-Umlage sowie bei der Kontrolle und Einziehung der Umlage verursachen.

Die Absenkung der EEG-Umlage auf null ist der logische nächste Schritt, um das Marktpotenzial neuer Geschäftsmodelle freizusetzen. Für die Umsetzung einer integrierten Energiewende bietet er eine gute Ausgangslage und würde den ersten Schritt in Richtung eines zukunftsfähigen Marktdesigns bedeuten. Auch im Falle der Umsetzung dieses Vorschlags besteht ein grundsätzlicher Reform- und Vereinfachungsbedarf

beim System der Abgaben und Umlagen. Weitere Anpassungen des Abgaben- und Umlagensystems sowie der Besteuerung von Strom einerseits und der fossilen Energieträger im Wärme- und Verkehrsbereich andererseits sowie die Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises werden mit Blick auf die Herausforderungen der Energiewende notwendig sein.

# Abkürzungen

<b>BEHG</b>	Brennstoffemissionshandelsgesetz
<b>BesAR</b>	Besondere Ausgleichsregelung
<b>BHKW</b>	Blockheizkraftwerk
<b>BMWi</b>	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
<b>CO<sub>2</sub></b>	Kohlenstoffdioxid
<b>ct</b>	Cent
<b>dena</b>	Deutsche Energie-Agentur GmbH
<b>EE</b>	Erneuerbare Energien
<b>EEG</b>	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien
<b>EE-RL</b>	Erneuerbare-Energien-Richtlinie
<b>EnWG</b>	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung
<b>EU</b>	Europäische Union
<b>GW</b>	Gigawatt
<b>GWp</b>	Gigawatt-Peak (maximale Leistung einer Anlage)
<b>HKN</b>	Herkunftsnachweis
<b>kW</b>	Kilowatt
<b>kWh</b>	Kilowattstunde
<b>kWp</b>	Kilowatt-Peak (maximale Leistung einer Anlage)
<b>MW</b>	Megawatt
<b>MWh</b>	Megawattstunde
<b>MWp</b>	Megawatt-Peak (maximale Leistung einer Anlage)
<b>PPA</b>	Power Purchase Agreement
<b>PtG</b>	Power to Gas
<b>PV</b>	Photovoltaik
<b>SDL</b>	Systemdienstleistungen
<b>TWh</b>	Terawattstunde
<b>Ü20</b>	Über 20 Jahre alt

