



Berlin, 23. September 2020

Deutscher Industrie- und Handelskammertag

STELLUNGNAHME ZUM REFERENTENENTWURF FÜR EIN GESETZ ZUR ÄNDERUNG DES ERNEUERBARE-ENERGIEN-GESETZES UND WEITERER ENERGIERECHTLICHER VORSCHRIFTEN (EEG 2021)

Wir bedanken uns für die Gelegenheit zur Stellungnahme zu dem o. g. Entwurf. Allerdings ist eine umfassende Bewertung eines so komplexen Sachverhaltes wie des EEG, der in der Wirtschaft auch sehr differenziert gesehen wird, in so kurzer Zeit nicht möglich und behindert den DIHK einmal mehr, seinem gesetzlichen Auftrag nach IHKG nachzukommen.

1 Das Wichtigste in Kürze

- Insgesamt gesehen, ist der vorgelegte Entwurf des EEG 2021 aus Sicht der Wirtschaft eine Enttäuschung: Es wird weitere Bürokratie aufgebaut und damit das Mitmachen an der Energiewende weiter erschwert. Gleichzeitig ist ein Konzept zum Ausstieg aus der Förderung nur schemenhaft zu erkennen.
- Anscheinend plant das BMWi, gemischte Geschäftsmodelle (Eigenversorgung und Stromverkauf) zu erschweren. Dies betrifft insbesondere die Einführung der Ausschreibungen für PV-Dachanlagen ab 100 kW. Dadurch werden Unternehmen, die in neue Anlagen investieren wollen, mit neuen Hürden konfrontiert. Es ist daher davon auszugehen, dass (PV-)Anlagen kleiner dimensioniert werden bzw. ganz darauf verzichtet wird. Einmal mehr ist der Mittelstand Verlierer der Energiewende.
- Ein großes Problem für tausende Unternehmen bleibt weiter bestehen: Die Rechtsunsicherheit bei der Abgrenzung sog. Drittstrommengen auf dem Betriebsgelände. Es erstaunt, dass die Bundesregierung trotz positiver Wirkung für das EEG-Konto nicht einmal bereit ist, die bestehenden Schätzmöglichkeiten über 2020 hinaus zu verlängern.
- Für den Selbstverbrauch von erneuerbaren Energien sollte die Personenidentität aufgehoben werden. Dies würde massiv von Bürokratie entlasten und die Rechtssicherheit erhöhen. In diesem Zusammenhang sollten auch die Regelungen zur Scheibenpacht rechtssicher gestaltet werden.
- Lichtblicke sind die Verbesserungen bei der Besonderen Ausgleichsregelung, mit denen sowohl die Senkung der EEG-Umlage durch Mittel aus dem Bundeshaushalt als auch die Folgen der Corona-Krise aufgefangen werden sollen. Allerdings hätte sich der DIHK für Unternehmen der Liste 2 einen mutigeren Schritt gewünscht.
- Ebenfalls positiv ist aus Sicht des DIHK, dass die Förderung für Neuanlagen bei negativen Preisen ab 15 Minuten eingestellt werden soll. Dies wird die Marktintegration erneuerbarer Energien weiter vorantreiben.
- Der DIHK sieht den Vorschlag zur Beteiligung von Kommunen und Bürgern an Windenergieanlagen kritisch. Vielversprechend sind Akzeptanzmaßnahmen, wenn sie dem Verursacher- und Ausgleichsprinzip folgen. Sprich: Die Akzeptanzmaßnahme könnte von denjenigen finanziert werden, die den Strom verbrauchen, aber keine WEA in der Nähe haben. Das Problem der steigenden Kosten auf Erzeugerseite, die steigende Ausschreibungsgebotspreise und damit zusammenhängende Wettbewerbsverzerrungen, würde nicht auftreten.
- Die Bundesregierung sollte die Chancen der Novelle ergreifen und Rechtsunsicherheiten aus der Vergangenheit heilen. Dies betrifft z. B. die Fragen der Scheibenpachtmodelle oder der Antragsstellung bei der BesAR.

Inhalt

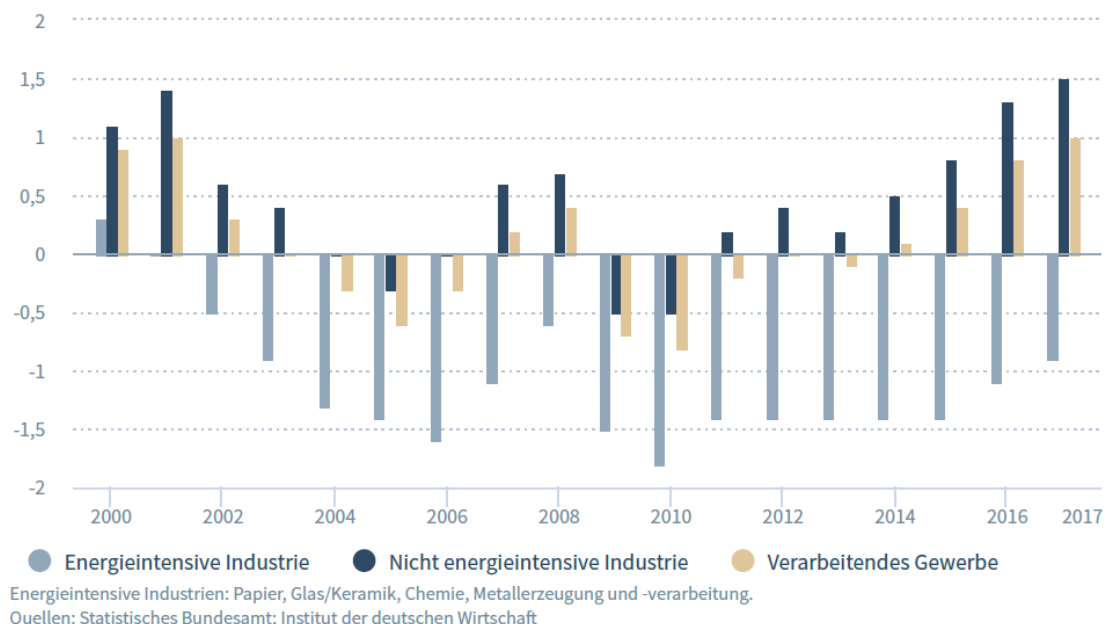
1	Das Wichtigste in Kürze	2
2	Relevanz für die deutsche Wirtschaft	4
3	Vorbemerkungen zur Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien	5
4	Maßnahmen zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit und der Systemintegration	8
5	Ziele und Ausbaupfade im EEG 2021	18
6	Zu den Ausschreibungen für PV-Anlagen	22
7	Zu den Ausschreibungen bei Wind an Land	26
8	Zu den Ausschreibungen für Biomasseanlagen	31
9	Regelungen für EEG-Anlagen, die aus der Förderung fallen	34
10	Verbesserung der Rahmenbedingungen für Eigenversorgung und Stromspeicher	38
11	Erleichterungen bei der Abgrenzung sog. Drittstrommengen auf dem Betriebsgelände (Messen und Schätzen)	44
12	Zum Betreiberbegriff einer Stromerzeugungsanlage	49
13	Zu den Meldepflichten der §§ 74 und 74a	50
14	Zum Mieterstrom	52
15	Zur Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR)	53
16	Weitere Anmerkungen	58
	Ansprechpartner	62

2 Relevanz für die deutsche Wirtschaft

Die deutsche Wirtschaft ist in Gänze vom vorliegenden Referentenentwurf betroffen: Änderungen am Erneuerbare-Energien-Gesetz haben immer Wirkung auf die EEG-Umlage und damit über den Strompreis auf alle Unternehmen. Zudem werden Investoren in erneuerbare Energien durch die Veränderungen der Ausbaukorridore direkt adressiert. Gleiches gilt für die Regelungen zur Besonderen Ausgleichsregelung, die für viele Industriebetriebe existenzsichernd am Standort Deutschland sind. Auch haben viele Betriebe eine eigene Stromerzeugungsanlage und unterliegen damit ebenfalls den Regelungen des EEG. Nicht zuletzt aufgrund der Energiepolitik der Bundesregierung ist der Kapitalstock der energieintensiven Betriebe massiv gesunken. Zwar wird auch im EEG-Entwurf das energiewirtschaftliche Zieldreieck hochgehalten, trotz der für 2021 gedeckelten EEG-Umlage wird Deutschlands Industrie aber weiterhin die höchsten Strompreise in der EU zu zahlen haben.

Entwicklung des Kapitalstocks der Industrie

Veränderung des realen Bruttoanlagevermögens im Vorjahresvergleich in Prozent



Das Ende der Förderung für EEG-Anlagen nach 20 Jahren (plus Jahr der Inbetriebnahme) ist ebenfalls relevant für die Wirtschaft. Zum einen sind viele Betriebe selbst PV-Anlagenbetreiber und möchten wissen, unter welchen rechtlichen Vorgaben sie nach Ende der Förderung ihre Anlage betreiben können. Zum anderen ist die Wirtschaft in ihrer Gesamtheit auch durch wilde Einspeisungen betroffen, da diese die Systemsicherheit beeinträchtigen können. Aus den genannten Gründen äußert sich der DIHK umfassend zum vorgelegten Referentenentwurf. Insbesondere Unternehmen aus dem Bereich der erneuerbaren Energien haben an vielen Stellen eine andere Auffassung als der DIHK. Abweichende relevante Meinungen sind in der Stellungnahme in Form von Fußnoten ausgewiesen.

3 Vorbemerkungen zur Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien

Wie der DIHK in seinen Wirtschaftspolitischen Positionen¹ festgehalten hat, sollten erneuerbare Energien „(...) rasch in den Wettbewerb überführt werden, indem ihnen eine Perspektive im Markt z. B. über Grünstromzertifikate eröffnet wird.² Dann kann die Förderung über das EEG Schritt für Schritt auslaufen.“³ Viele Protagonisten aus dem Bereich der erneuerbaren Energien sehen dies ähnlich, wie nachfolgende Zitat unterstreicht:

„Tout d’abord, nous ne sommes plus dans les années 2000. Aujourd’hui, les projets d’énergie renouvelable représentent l’option la plus compétitive dans la plupart des cas. S’il s’agit d’un projet de qualité, soutenu par des acteurs de qualité, il n’y a pas d’obstacle majeur à son financement. Investisseurs et financiers recherchent la qualité et les marchés ne manquent pas. Financer des projets prêts à construire risque d’apporter un soutien à des projets de moindre qualité, et ne constitue donc pas une utilisation optimale des fonds.“⁴

Craig Windram, Head of Europe and Africa, Volitalai in Le Monde vom 25. August 2020

Der Referentenentwurf springt unter diesen Prämissen zu kurz. Lediglich auf Grundlage des Erfahrungsberichts 2027 soll überprüft werden, inwieweit eine finanzielle Förderung erneuerbarer Energien noch notwendig ist, weil der marktgetriebene Zubau funktioniert. Ein Bekenntnis zur Endlichkeit der Förderung ist das nicht, genauso fehlt nach wie vor die Perspektive erneuerbarer Energien im Markt über Herkunftsnachweise. Auch bleiben Fragen offen, wie eine Reform der staatlich induzierten Preisbestandteile im Stromsektor aussehen wird und damit die Nachfrage nach Strom allgemein und nach grünem Strom im Besonderen gestärkt wird. Daher bleiben die Rahmenbedingungen für die Sektorkopplung vage. Zusätzlich werden Investitionen des Mittelstandes in PV-Anlagen durch die Einführung der Dachausschreibungen erneut massiv erschwert. Bei Wind an Land werden die beiden großen Hemmschuhe für den weiteren Ausbau – verfügbare Flächen und Naturschutz – im Entwurf adressiert. Allerdings bleibt es fraglich, ob die Maßnahmen ausreichen werden, damit der Zubau seine Flaute überwinden kann. Generell gilt für den Entwurf, dass vor allem an einzelnen

¹ Wirtschaftspolitische Positionen der IHK-Organisation 2017. ENERGIE: Versorgung sichern, Effizienz steigern, Belastungen reduzieren.

² Der DIHK hat hierzu in seinem Positionspapier 2013 „Ein neuer Markt für die Energiewende“ konkrete Vorschläge gemacht.

³ Ein Teil der Unternehmen und auch einzelne Kammern sprechen sich für ein sofortiges Ende der Förderung neuer Anlagen aus, weil sie die Kostenbelastung bereits jetzt als zu hoch für die Wettbewerbsfähigkeit einstufen. Gleichzeitig stehen einzelne Kammern und insbesondere Unternehmen aus dem Bereich der erneuerbaren Energien einer umfassenden Änderung der Rahmenbedingungen kritisch gegenüber, da sie Planungsunsicherheiten befürchten und daher das jetzige System der Förderung bevorzugen.

⁴ Übersetzung DIHK: „Zunächst einmal sind wir nicht mehr in den 2000er Jahren. Heute sind die Erneuerbare-Energien-Projekte in den meisten Fällen die wettbewerbsfähigste Option. Wenn es sich um ein qualitativ hochwertiges Projekt handelt, das von qualitativ hochwertigen Akteuren unterstützt wird, gibt es keine größeren Hindernisse für seine Finanzierung. Investoren und Geldgeber suchen Qualität und die Märkte fehlen nicht. Die Finanzierung baureifer Projekte birgt das Risiko, Projekte geringerer Qualität zu unterstützen, und stellt somit keine optimale Mittelverwendung dar.“

Stellschrauben gedreht wird. Innovationen werden hingegen wenig angeregt. Daher ist der Entwurf aus Sicht der Wirtschaft eine Enttäuschung.

Der Ausstieg aus der EEG-Förderung wird nur gelingen, wenn auf der einen Seite die Förderung des EEG sukzessive mit mehr Kriterien für die Markt- und Systemintegration verknüpft wird und auf der anderen Seite den Erneuerbaren neue Türen geöffnet werden. Erneuerbare Energien können in jedem Fall mehr, als das EEG ihnen im Moment zugesteht. Wenn sie tatsächlich zur tragenden Säule der Stromversorgung werden sollen, sollte ihnen auch mehr Verantwortung für das Gesamtsystem gegeben werden.

Die Rahmenbedingungen für einen immer stärker marktgetriebenen Zubau erneuerbarer Energien sind im Grunde gesetzt: Auf der einen Seite steigen durch die stetige Verknappung der Zertifikate im europäischen Emissionshandel (EU ETS) die Preise an den Strommärkten, da sich die kurzfristigen Grenzkosten der konventionellen Kraftwerke erhöhen. Langfristig werden dadurch immer mehr Kohlekraftwerke unwirtschaftlich und sukzessive aus dem Markt gedrückt. Die daraus resultierende Verknappung der Kraftwerkskapazitäten in Deutschland, aber auch in unseren Nachbarländern, führt wiederum ebenfalls zu höheren Marktpreisen. Auf der anderen Seite hat die Bundesregierung mit dem Beschluss zur Einführung der nationalen CO₂-Bepreisung ab 2021 für die Emissionen, die nicht unter das EU ETS fallen (Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)), ebenfalls klare Rahmenbedingungen gesetzt. Über 25 Euro/Tonne CO₂ im kommenden Jahr wird der Preis bis 2026 auf 65 Euro steigen und damit erhebliche Anreizwirkung entfalten, in Alternativen zu investieren, um CO₂ zu vermeiden. Es ist daher davon auszugehen, dass Stromanwendungen attraktiver werden. Dies wird durch die Absenkung der EEG-Umlage aus Haushaltsmitteln zusätzlich verstärkt, da so der weitere Strompreisanstieg zumindest gedämpft wird.

Als weiterer Baustein kommt das Klimaschutzgesetz hinzu, das die Sektoren in einen Wettbewerb um den grünen Strom als günstigste Alternative zur Verringerung des CO₂-Ausstoßes stellt. An dieser Stelle seien zudem die zunehmenden Nachhaltigkeitsverpflichtungen, die wachsenden Anforderungen aus Energie- und Umweltmanagementsystemen sowie die Erwartungen von Lieferanten, Abnehmern, Mitarbeitern und Kunden genannt. Auch hier ist die Nutzung von Grünstrom neben Investitionen in die Energieeffizienz der einfachste Weg, Emissionen zu senken bzw. zu vermeiden. Die Rahmenbedingungen für einen nachfragegetriebenen und damit förderfreien Zubau erneuerbarer Energien sind damit gesetzt. Für Wind auf See wird von einer vollständigen Marktreife ab dem Jahr 2023 in Westeuropa ausgegangen.⁵ Zudem sinken die Stromgestehungskosten bei dieser Technologie sowie bei Windrädern an Land und PV weiter. Dieser Trend wird in den kommenden Jahren voraussichtlich anhalten.

⁵ Jansen, Malte/Staffell, Iain/Kitzing, Lena/Quoilin, Sylvain/Wiggelinkhuizen, Edwin/Bulder, Bernard/Riepin, Igor/Müsgens, Felix (2020): Offshore wind competitiveness in mature markets without subsidy. Erschienen in Nature Energy.

Der DIHK hält es für notwendig, sich jetzt Gedanken darüber zu machen, wie das EE-Ziel von 65 Prozent erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 erreicht werden kann. Mit der Empfehlung der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ zu einem Ausstieg aus der Kohleverstromung, der von der Bundesregierung weitgehend gefolgt wurde, bieten sich nun Chancen für den Markt, da der weitere Zubau von Windrädern und PV-Anlagen weniger durch Verdrängung bestehender Kapazitäten geprägt sein wird, sondern vielmehr durch Schließung einer (bilanziellen) Lücke. Ziel sollte es daher sein, einen sich selbst tragenden, marktlichen Ausbau der Erneuerbaren zu erreichen. Der Ausstiegspfad aus der Kohleverstromung ergibt bereits hinreichend genau das marktliche Potenzial für Erneuerbare und flexible gesicherte Leistung. Daher sollte die Erhöhung der Zubaugeschwindigkeit mit einem schrittweisen Ausstieg aus der Förderung kombiniert werden. Dies dient auch der Akzeptanz.

Weltweit sind erneuerbare Energien im Stromsektor auf dem Vormarsch. Damit die deutsche Wirtschaft noch stärker von diesem internationalen Trend profitieren kann, sollte die Energiewende dahin weiterentwickelt werden, dass sich ein soweit wie möglich marktgetriebener Zubau mit im internationalen Vergleich verkraftbaren Strompreisen ergibt. Dann werden deutsche Standards, Normen und Technologien einen noch besseren Absatz finden, weil die Politik in anderen Ländern erkennt, dass der Ausbau erneuerbarer Energien mit einer Stärkung der Wirtschaft Hand in Hand gehen kann. Dann werden noch mehr Länder dem deutschen Vorbild folgen.

4 Maßnahmen zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit und der Systemintegration

4.1 Herkunftsnachweise für Anlagen in den Ausschreibungen und für Letztverbraucher

Erneuerbare Energien haben den Vorteil der grünen Eigenschaft. Diese wird immer stärker nachgefragt, wie der DIHK aus seinen Befragungen im Rahmen der IHK-Energiewende-Barometer weiß.⁶ Rund 40 Prozent der Betriebe sagen, dass sie eine höhere Zahlungsbereitschaft für zertifizierten deutschen bzw. regionalen Grünstrom im Vergleich mit einem Graustromtarif haben. Bei den aktuellen Strompreisen bedeutet eine Mehrzahlungsbereitschaft von 2 Prozent bereits einen Aufschlag auf den Strompreis von etwa 0,5 Cent/kWh. Es besteht also erhebliches Potenzial für einen stärker nachfragegetriebenen Zubau.

Aufgrund des im EEG verankerten Doppelvermarktungsverbots kann die grüne Eigenschaft in Form von Herkunftsnachweisen (HkN) bei geförderten Anlagen nicht an den Abnehmer des Stroms weitergegeben werden. Der grüne Strom muss grau verkauft werden. Aus diesem Grund ist Grünstrom made in Germany mit Ausnahme von Wasserkraft so gut wie nicht am Markt verfügbar. Norwegische Wasserkraftzertifikate bilden aus diesem Grund das Rückgrat der meisten Ökostromtarife hierzulande. Der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland wird auf diesem Wege nicht angereizt. Eine vertane Chance für die Energiewende.

Durch die Zahlung eines Teils der EEG-Umlage ab 2021 aus dem Bundeshaushalt ist die ursprüngliche Begründung des Doppelvermarktungsverbots nicht mehr haltbar. Die Stiftung Umweltenergie recht hat dies treffend auf den Punkt gebracht:

„Das Doppelvermarktungsverbot lässt sich nicht mehr in vollem Umfang auf sein klassisches Begründungsmuster stützen. Es bezweckte ursprünglich den Schutz der Stromverbraucher als Zahler der EEG-Umlage vor einer doppelten finanziellen Inanspruchnahme für die grüne Eigenschaft von EEG-gefördertem Strom. Seit der Einführung des Doppelvermarktungsverbots im Jahr 2004 hat sich die Situation allerdings geändert. Die EEG-Umlagezahler finanzieren nicht mehr vollständig den Zubau der Anlagen, die unter dem EEG errichtet werden. Denn der Fördermechanismus des EEG wird künftig auch durch Haushaltsmittel des Bundes finanziert. Hinzu kommt, dass sich zahlreiche Anlagen im Wege der geförderten Direktvermarktung mittlerweile auch zu einem Teil über den Markt finanzieren.“⁷

Andere Mitgliedstaaten der EU vergeben auch an geförderte Anlagen HkN. Dies stellt eine Ungleichbehandlung in Europa dar, die auch durch die Vorgaben der novellierten Erneuerbare-

⁶ <https://www.dihk.de/de/themen-und-positionen/wirtschaftspolitik/energie/energiewende-barometer-3220>.

⁷ Hartmut Kahl/Markus Kahles, Das Doppelvermarktungsverbot zwischen Verbraucherschutz und Grünstrombedarf der Industrie - Neue Rechtslage und Reformoptionen, Würzburger Berichte zum Umweltenergie recht Nr. 50 vom 05.08.2020.

Energien-Richtlinie (RED II) nicht behoben wird. Der DIHK hatte sich im Zuge der Debatten auf europäischer Ebene für eine andere Lösung ausgesprochen: Wir plädieren im Zuge der EEG-Novelle dafür, dass zumindest neue Anlagen in den Ausschreibungen HkN erhalten. Diese werden dann die prognostizierten Zusatzeinnahmen in ihr Gebot einpreisen und damit die Förderkosten für alle Zahler der EEG-Umlage senken. Hier greift das Argument daher nicht, dass Anlagenbetreiber neben der vollen Förderung auch noch Zusatzeinnahmen durch HkN haben, von denen die Allgemeinheit der Umlagezahler nicht profitiert. Durch die HkN erhalten Betreiber von EEG-Anlagen einen zweiten Einkommensstrom, dessen Wert sich marktlich bestimmt. Die EEG-Förderung wird dadurch weniger wichtig und Anlagenbetreiber gewöhnen sich an ein marktliches Umfeld, dass dann den Ausstieg aus der Förderung erleichtert. Um Ungleichbehandlung zu vermeiden, sollten bestehende Anlagen, die einen Zuschlag in einer Ausschreibung erhalten haben, gegen einen Abschlag auf den anzulegenden Wert ebenfalls HkN erhalten können.

Problematisch ist neben dem Doppelvermarktungsverbot außerdem, dass es derzeit nicht möglich ist, als Letztverbraucher Herkunftsnachweise zu erwerben. Die Nachfrage der Wirtschaft und insbesondere auch der Industrie nach grünem Strom wird kurz- bis mittelfristig massiv ansteigen, sodass hier dringender Handlungsbedarf besteht. Als in der Umsetzung einfache Lösung böte sich an, die Ausstellung von Herkunftsnachweisen durch das Umweltbundesamt auch für von Unternehmen genutzten grünen Strom zu ermöglichen.

Für eine Gesetzesänderung zur Nutzung von Herkunftsnachweisen durch Letztverbraucher schlagen wir folgende Formulierung vor:

(S. 105.) „In § 79 Absatz 2 Satz 1 werden nach den Wörtern „nach Maßgabe“ die Wörter „*der Norm CEN-EN 16325 in der jeweils geltenden Fassung*“) und“ eingefügt.“

Notwendige Änderungen (rot):

1. § 3 Nr. 29 wird wie folgt gefasst:

„ 29. „Herkunftsnachweis“ ein elektronisches Dokument, das ausschließlich dazu dient, gegenüber einem Letztverbraucher im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 Absatz 1 Nummer 1 des Energiewirtschaftsgesetzes nachzuweisen *oder durch den Letztverbraucher zum Zwecke dieses Nachweises genutzt werden kann*, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge des Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde,“

2. § 79 wird wie folgt gefasst:

(1) Das Umweltbundesamt

1. stellt Anlagenbetreibern auf Antrag Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien aus, für den keine Zahlung nach § 19 oder § 50 in Anspruch genommen wird,
2. überträgt auf Antrag Herkunftsnachweise und
3. entwertet Herkunftsnachweise.

(2) Ausstellung, Übertragung und Entwertung erfolgen elektronisch und nach Maßgabe *der Norm CEN-EN 16325 in der jeweils geltenden Fassung*) und* der Erneuerbare-Energien-Verordnung. Das Umweltbundesamt ergreift geeignete Maßnahmen, um die Herkunftsnachweise vor Missbrauch zu schützen.

(3) Für Strom aus erneuerbaren Energien, der außerhalb des Bundesgebiets erzeugt worden ist, erkennt das Umweltbundesamt auf Antrag nach Maßgabe der Erneuerbare-Energien-Verordnung ausländische Herkunftsnachweise an. Ausländische Herkunftsnachweise können nur anerkannt werden, wenn sie mindestens die Vorgaben des Artikels 15 Absatz 6 und 9 der Richtlinie 2009/28/EG erfüllen. In diesem Umfang obliegt dem Umweltbundesamt auch der Verkehr mit den zuständigen Ministerien und Behörden anderer Mitgliedstaaten der Europäischen Union und von Drittstaaten sowie mit Organen der Europäischen Union. Strom, für den ein Herkunftsnachweis nach Satz 1 anerkannt worden ist, gilt als Strom, der nach § 21a auf sonstige Weise direkt vermarktet wird.

(4) Das Umweltbundesamt betreibt eine elektronische Datenbank, in der die Ausstellung, Anerkennung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen registriert werden (Herkunftsnachweisregister).

(5) Herkunftsnachweise werden jeweils für eine erzeugte und an Letztverbraucher gelieferte *oder durch einen Letztverbraucher verbrauchte* Strommenge von einer Megawattstunde ausgestellt. Für jede erzeugte und an Letztverbraucher gelieferte *oder von einem Letztverbraucher verbrauchte* Megawattstunde Strom wird nicht mehr als ein Herkunftsnachweis ausgestellt.

(6) Das Umweltbundesamt kann von Personen, die das Herkunftsnachweisregister nutzen, die Übermittlung insbesondere folgender Angaben an das Herkunftsnachweisregister verlangen:

1. Angaben zur Person und Kontaktdaten,
2. die Umsatzsteuer-Identifikationsnummer, sofern vorhanden,
3. den Standort, den Typ, die installierte Leistung, den Zeitpunkt der Inbetriebnahme und, sofern vorhanden, den EEG-Anlagenschlüssel der Anlage,
4. den Energieträger, aus dem der Strom erzeugt wird,
5. die Angabe, ob, in welcher Art und in welchem Umfang
 - a) für die Anlage, in der der Strom erzeugt wurde, Investitionsbeihilfen geleistet wurden,
 - b) der Anlagenbetreiber für die Strommenge eine Zahlung nach § 19 oder § 50 beansprucht hat, und
6. die Nummer der Messeinrichtung oder der Messstelle am Netzverknüpfungspunkt sowie die Bezeichnung und den Ort der Zählpunkte, über die der in der Anlage erzeugte Strom bei der Einspeisung in das Netz zähltechnisch erfasst wird.

(7) Herkunftsnachweise sind keine Finanzinstrumente im Sinn des § 1 Absatz 11 des Kreditwesengesetzes oder des § 2 Absatz 4 des Wertpapierhandelsgesetzes.

(8) In Bezug auf Verwaltungsakte des Umweltbundesamtes, die nach Maßgabe einer auf der Grundlage des § 92 erlassenen Rechtsverordnung ergehen, findet ein Vorverfahren nach § 68 der Verwaltungsgerichtsordnung nicht statt.

Zudem sollten weitere Folgeregelungen in der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV) sowie der Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung (HkRNDV) getroffen werden.

4.2 Leichterer Wechsel zwischen den Vermarktungsformen/PPAs

Die Vermarktungsfrage sollte in den Blick genommen werden: Hier bieten sich Stromdirektlieferungen (PPAs) ohne den Weg über den Spotmarkt grundsätzlich an. Die Stromdirektlieferung aus einer Wind-, PV- oder Biomasseanlage ist nicht verboten, sondern im EEG als sonstige Direktvermarktung verankert. Ihr Anteil ist derzeit allerdings marginal. Für eine stärkere Nutzung dieser Vermarktungsform bestehen regulatorische Hürden: Dazu zählt vor allem, dass ein Anlagenbetreiber seine Strommenge nach § 21b EEG monatlich nur prozentual verschiedenen Vermarktungsformen zuordnen kann. An diese Zuordnung muss er sich strikt halten. Er hat derzeit also keine Flexibilität zu entscheiden, welche Teile seiner Erzeugung er über das EEG fördern lässt und welchen Teil des Stroms er direkt an ein Unternehmen ohne Förderung liefern lässt. Die strenge Proportionalität verhindert die flexible Nutzung von Lastspitzen. Dadurch wird für den Schritt raus aus der EEG-Förderung eine hohe Hürde aufgebaut. Der DIHK empfiehlt, den Anlagenbetreibern bzw. Vermarktern mehr Flexibilität zu geben. Dies könnte so ausgestaltet werden, dass vorab eine gewisse Strommenge festgelegt wird, die über das EEG gefördert wird. Dies hilft dem Anlagenbetreiber, da er vorab nicht exakt wissen kann, welche Mengen seine Anlage erzeugt. Indem zudem Förderbedingungen des EEG an zunehmend mehr Bedingungen zur Markt- und Systemintegration gebunden werden, steigt die Attraktivität der sonstigen Direktvermarktung.

In anderen Ländern, in denen die regulatorischen Rahmenbedingungen weniger restriktiv hinsichtlich der Vergabe von HkN sind und die Förderung auf der anderen Seite weniger attraktiv ist, ist der PPA-Markt schon wesentlich weiterentwickelt. Es gibt keinen Grund, warum PPAs in Deutschland keine Erfolgsgeschichte werden sollen. Derzeit mangelt es bei Finanzierern, Anlagenbetreibern und Stromabnehmern vor allem noch an Erfahrungswerten und damit an der Einschätzung von Ausfallrisiken. Um dem Markt mehr Schwung zu geben, könnte geprüft werden, PPA-Verträge in der Anfangszeit durch eine KfW-Bürgschaft abzusichern. Auch eine schnellere Abschreibung bei solchen Verträgen wäre eine Möglichkeit (s. auch unter c).

4.3 Neue Wege der Förderung

Aufgrund des erheblichen Zubaus werden die Marktwerte für Strom aus Wind- und PV-Anlagen aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit der Erzeugung merklich absinken. Bei Wind an Land lag der von den Übertragungsnetzbetreibern prognostizierte Marktwert 2019 bei nur noch 0,784 des Marktwerts für alle Technologien. Jedes zusätzliche Windrad und jede PV-Anlage senkt den Marktwert weiter ab und erhöht dadurch die Förderkosten für alle bestehenden Anlagen. Die genaue Entwicklung des Marktwerts ist aber heute aufgrund zahlreicher unbekannter Variablen, wie der Rolle von Speichern oder der Flexibilisierung der Stromnachfrage, kaum möglich.

Analysen gehen davon aus, dass unter den derzeitigen Rahmenbedingungen bei einer Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Stromverbrauch von 50 auf 65 Prozent die Erlöse eines Windparks am Spotmarkt um ein Drittel sinken. Der DIHK hält dies für möglich. Dadurch steigen automatisch die Förderkosten wieder an und die erneuerbaren Energien entfernen sich davon, sich selbst am Markt finanzieren zu können.

Daher ist es notwendig, über eine Reform der Förderung den Anlagenbetreibern auch eine Vermarktung des Stroms jenseits des Spotmarktes zu ermöglichen. Zudem muss durch eine Reform des Systems aus Entgelten und Umlagen eine stärkere heimische Nutzung in „Überflusszeiten“ möglich werden. Die Senkung der EEG-Umlage aus Haushaltsmitteln ist dafür ein erster Schritt. Ein konsequenter Ausbau der Stromnetze in Deutschland und zu unseren Nachbarstaaten ist in jedem Fall Voraussetzung für die bessere Nutzung des Stroms.

Durch die Regelung des EEG, Anlagen für 20 Jahre plus das Jahr der Inbetriebnahme zu fördern in Kombination mit der vollen Vergütung bei Abregelung wegen Netzengpässen, haben Anlagenbetreiber den Anreiz, in diesem Zeitraum so viel Strom wie möglich mit ihrer Anlage zu erzeugen. Lediglich bei deutlich negativen Preisen werden Anlagen abgeregelt, da dann die Kosten des Stromverkaufs die Einnahmen aus dem EEG-Konto übersteigen. Dies führt zu steilen Rampen, setzt die Netze unter Stress und induziert entsprechend einen hohen Ausgleichsbedarf, der derzeit vor allem von konventionellen Kraftwerken erbracht wird. Systemdienlicher wäre es, die Erzeugung bzw. die Netzeinspeisung im Rahmen der Möglichkeit wetterabhängiger Anlagen zu verstetigen. Bei Windenergieanlagen kann dies durch ein anderes Verhältnis von Rotor zu Generator erreicht werden. Der Bau solcher Anlagen kann z. B. dadurch angereizt werden, wenn Einspeisungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten einen unterschiedlichen Wert erhalten. Auch eine Begrenzung der Förderung auf Stundenbasis analog zum KWKG oder ein Investitionskostenzuschuss haben diesen Effekt.⁸ Gleiches gilt für die Nutzung von Speichern oder Power-to-x-Technologien.

Mit den Innovationsausschreibungen wurde ein erster Schritt unternommen, um die EEG-Förderung an neue Bedingungen zu knüpfen: So können Anlagenkombinationen gefördert werden und auch die Kombination mit Speichern. Dies sollte weiterentwickelt werden und sich sukzessive auf alle Anlagen ausdehnen, die eine Förderung in Anspruch nehmen wollen. Zwar sieht der Entwurf in § 28c eine Ausweitung der Mengen vor, diese bleiben aber deutlich hinter der Gesamtmenge zurück, die in den kommenden Jahren ausgeschrieben werden soll.

In diesem Zusammenhang ist auch der ersatzlose Wegfall der gemeinsamen Ausschreibungen von Wind an Land und PV bedauerlich. Zwar hat es aufgrund der bekannten Probleme bei Windanlagen nie einen tatsächlichen Technologiewettbewerb gegeben, sollte der Zubau allerdings wieder anziehen, kann sich dies ändern. Statt der ersatzlosen Streichung schlägt der DIHK vor, die

⁸ Dies hatte der DIHK bereits in seinem energiepolitischen Positionspapier 2013 „Ein neuer Markt für die Energiewende“ empfohlen.

entsprechende Verordnung zwei Jahre ruhen zu lassen und dann dieses Ausschreibungssegment wieder anzugehen.

Die gemeinsame PV-Ausschreibung mit Dänemark hat gezeigt, dass neben klimatischen Gründen und Gebietskulissen auch bessere Abschreibungsbedingungen eine Rolle spielen. Es sollte daher darüber nachgedacht werden, vergleichbare Rahmenbedingungen in Deutschland einzuführen. Die Möglichkeit zur Sonderabschreibung könnte beispielsweise auch an den Einsatz besonders innovativer oder effizienter Technologien gekoppelt werden. Im Konjunkturpaket der Bundesregierung ist eine solche Regelung bereits angelegt. Im Rahmen der [steuerlichen FuE-Förderung](#) können auch EE-Projekte zum Zuge kommen.

In diesem Zusammenhang ist es aus Sicht der Marktintegration positiv, dass sich Neuanlagen nach § 3 Nummer 34 ab 2021 bei der gleitenden Marktprämie am technologiespezifischen Jahresmarktwert orientieren sollen. Dadurch verstärkt sich der Anreiz, Strom vor allem in Zeiten mit hohen Strompreisen und damit Knappheit am Strommarkt zu erzeugen.

4.4 Absenkung des Vergütungszeitraums

Sollten die unter 4.3 gemachten Vorschläge nicht aufgegriffen werden, regt der DIHK an, die Jahre, in denen eine Anlage eine Vergütung bekommt, sukzessive zu verringern. Dies wäre ein klares Signal, dass die Förderung erneuerbarer Energien endlich ist. Die Befürchtung, dass dann kurzfristig deutlich höhere Kosten auf Wirtschaft und Verbraucher zukommen, weil Anlagenbetreiber höhere Gebote abgeben, ist nur teilweise stichhaltig. Dies gilt nur, wenn sie dies in den Ausschreibungen einpreisen können. Bei hoher Wettbewerbsintensität und niedrigen Höchstpreisen wäre dies aber kaum möglich. Nur bei Unterzeichnung, wie sie derzeit bei Wind an Land vorherrscht, könnten Anlagenbetreiber dies potenziell durchsetzen. Da die Gebote aber fast durchgängig sehr nahe am Höchstwert liegen, wäre derzeit so gut wie kein Unterschied möglich. Bei den Anlagen, deren Förderung gesetzlich bestimmt wird, wäre eine Verkürzung der Jahre sowieso ohne eine kurzfristig höhere EEG-Umlage möglich. Aus Sicht des DIHK sollten daher mit dieser EEG-Novelle die Förderjahre erstmals gekürzt werden.⁹ Da Genehmigungen für Windanlagen für 20 Jahre erteilt werden, müssten sich die Anlagenbetreiber zudem von Anfang an über Vermarktungskonzepte nach Ende der Förderung Gedanken machen.

4.5 Regelmäßige Senkungen der Höchstwerte

Der mengengewichtete Durchschnittswert der letzten drei Ausschreibungsrunden sollte als Höchstwert für die jeweils kommende Runde gesetzt werden, es sei denn, die Realisierungsraten bzw. Gebote erweisen sich als unzureichend. Dadurch wird ein erneuter Anstieg der Förderkosten

⁹ Auch an dieser Stelle haben viele Akteure aus der EE-Branche und einige Kammern eine andere Auffassung. Sie sehen dadurch höhere Finanzierungsrisiken und somit höhere Projektkosten. Der weitere Zubau insbesondere von Windanlagen kann dadurch verhindert werden.

verhindert.¹⁰ Sind Ausschreibungen unterzeichnet, orientieren sich die Bieter automatisch am Höchstwert. Dadurch sinkt dieser nur marginal. Alternativ könnte es eine regelmäßige Kontrolle der Höchstwerte geben, die an die Entwicklung der Stromgestehungskosten gebunden werden sollte. Dadurch werden Überförderungen vermieden

Gegenüber dem Status quo bringt der Entwurf bei Wind an Land mit der Festlegung für 2021 auf dem Niveau 2020 keinen Fortschritt. Der DIHK teilt auch nicht die Auffassung des Ministeriums, dass dieser Wert den aktuellen Förderkosten entspricht. Schließlich werden unter diesem Regime Anlagen errichtet, die aufgrund von Naturschutzauflagen nur zu bestimmten Zeiten Strom erzeugen dürfen. Zudem werden die meisten Anlagen mit einem Referenzertrag deutlich unter 100 Prozent errichtet, so dass die tatsächlichen Förderkosten höher liegen als die angegebenen 6,2 Cent/kWh. Immerhin ist eine Verringerung um 2 Prozent pro Jahr vorgesehen.¹¹ Bei PV wird der Höchstwert von 7,5 auf 5,9 Cent/kWh gesenkt. Da in Deutschland die Stromgestehungskosten bei Freiflächenanlagen Richtung 4 Cent/kWh gesunken sind, ist diese Anpassung gerechtfertigt. Zudem unterstützt der DIHK die Absenkung des Höchstwerts analog zur Entwicklung der Gebotswerte. In diesem Zusammenhang ist es richtig, dass die Bundesnetzagentur künftig die Höchstwerte nur noch senken kann, Erhöhungen aber dem Parlament vorbehalten sind.

4.6 Flexibilisierung des Ausbauvolumens

Ausschreibungen sind nur dann ein kosteneffizientes Instrument, wenn ausreichend Wettbewerb besteht. Andernfalls werden sich Anlagenbetreiber immer am Höchstwert orientieren, wie die Ausschreibungsrunden bei Wind an Land gezeigt haben. Dadurch kommt es zu Geboten, die deutlich über den Stromgestehungskosten der Anlagen liegen und somit zu einer Erhöhung der EEG-Umlage führen. Ein Problem dauerhafter Unterzeichnung ist auch, dass es weniger attraktiv wird, sich Geschäftsmodelle jenseits des EEG zu suchen, weil höhere Gebote durchgesetzt werden können. Daher sollten Auktionsvolumina flexibel gestaltet werden. Auch könnte eine Regelung eingeführt werden, dass bei Unterzeichnungen nicht alle Gebote einen Zuschlag erhalten.¹² Dadurch würde der Wettbewerb um die Förderung wiederhergestellt. Gleichzeitig könnten Projekte, die aufgrund dieser Regelung keinen Zuschlag erhalten haben, sich in der kommenden Runde erneut bewerben. Allerdings führt die dann deutlich längere Projektlaufzeit auch zu höheren Kosten. Windparks benötigen mehr Zeit bis zur Inbetriebnahme. Die Flexibilität sollte das berücksichtigen.

¹⁰ Einige Kammern und Unternehmen sehen dies als zu restriktiv an und befürchten, dass der weitere Ausbau der Erneuerbaren ausgebremst werden könnte. Insbesondere befürchten sie, dass die Windbranche weiter unter Druck geraten könnte.

¹¹ Einzelne Unternehmen aus dem Bereich der erneuerbaren Energien sehen diese automatische Degression kritisch und setzen darauf, dass Ausschreibungen künftig wieder überzeichnet sind und damit eine Degression der Zuschlagswerte einsetzt.

¹² Unternehmen aus dem Bereich erneuerbare Energien und auch einzelne Kammern sehen eine Flexibilisierung kritisch, da sie einen Rückgang der Planungssicherheit sehen.

4.7 Keine Vergütung mehr bei negativen Strompreisen

In der Regel gehen niedrige bzw. negative Spotmarktpreise mit einer hohen Belastung der Netze durch Stromlieferungen von Nord- nach Süddeutschland und weiter ins europäische Ausland und damit entsprechenden Netzengpässen auf der Nord-Süd-Schiene einher. Die Sechs-Stunden-Regel im § 51 EEG 2017 soll entsprechend verschärft werden, sodass zukünftig ab 15 aufeinanderfolgenden Minuten mit negativen Preisen die Vergütung ausgesetzt wird. Ähnliche Regelungen zur Aussetzung der Vergütung bei negativen Preisen sind bereits im KWKG und im Rahmen der Innovationsausschreibung enthalten und damit kein grundsätzliches Neuland. Anlagen werden dann systemdienlicher betrieben und in der Regel direkt bei negativen Preisen vom Netz genommen.¹³ Dies stärkt den Anreiz, sich mit alternativen Vermarktungsmöglichkeiten auseinanderzusetzen und die Anlagen systemdienlicher zu fahren. Derzeit entfällt die Förderung erst, wenn der Strompreis sechs Stunden in Folge negativ ist.

Daher unterstützt der DIHK den Vorschlag des Referentenentwurfs, die Förderung bereits ab der zweiten aufeinanderfolgenden Viertelstunde mit negativen Preisen einzustellen.¹⁴ Die Übertragungsnetzbetreiber weisen zudem darauf hin, dass mit dieser Regelung die Entschädigungsansprüche für Redispatch-Maßnahmen sinken und damit auch diese Kosten. Die vorgesehene Bagatellgrenze von 100 kW für kleinere Anlagen ist angemessen, da eine solche Grenze auch im KWKG existiert. Wünschenswert wäre in jedem Fall eine einheitliche europäische Regelung.

4.8 Sukzessive Einschränkung der Härtefallregelung

Momentan besteht für Anlagen in der Direktvermarktung eine Härtefallregelung. Demnach kann bis zu sechs Monate im Jahr die sog. Ausfallvergütung in Anspruch genommen werden, wenn es Probleme mit der Vermarktung des Stroms gibt. Diese Regelung sollte für Neuanlagen sukzessive zurückgefahren werden, wodurch die Marktintegration erneuerbarer Energien weiter gestärkt würde.

4.9 Einführung von Netzaufnahmekriterien

Der Koalitionsvertrag knüpft die Erhöhung des Zubaus erneuerbarer Energien daran, dass entsprechende Netzkapazitäten zur Aufnahme des Stroms zur Verfügung stehen und auch in § 1 EEG 2021 wird postuliert, dass der Ausbau erneuerbarer Energien netzverträglich erfolgen soll. Bislang ist unklar, wie Kriterien für diese Netzverträglichkeit aussehen können. Die in der gemeinsamen Ausschreibung für Wind und PV seit 2018 zum Einsatz gekommene Verteilnetzkomponente und

¹³ Da die Biomasse, insbesondere Biogas einen nicht kurzfristig steuerbaren biologischen Prozess zur Grundlage hat, ist es für solche Anlagen schwierig, kurzfristig auf Strompreissignale zu reagieren.

¹⁴ Einige Kammern und Unternehmen aus dem Bereich der erneuerbaren Energien sehen diese vorgeschlagene Regelung kritisch, weil sie dadurch ein höheres Risiko für ihre Projekte sehen, was sich negativ auf den Zubau neuer Anlagen auswirken kann. Zumal davon auszugehen ist, dass Stunden mit negativen Preisen in Zukunft zunehmen werden. Zudem gibt es hierzu auch Vorschläge aus der EE-Branche, wie PtX-Projekte neben dem Wegfall der Förderung bei negativen Strompreisen angereizt werden könnten. Aus der Biomassebranche wird zudem der Vorschlag gemacht, auf die Regelung für solche Anlagen zu verzichten, sofern ab 2025 eine saisonale Lastverschiebung von mindestens 20 Prozent (Sommer \geq -10%, Winter \geq +10%) erbracht wird.

auch das sog. Netzausbauggebiet bei den Ausschreibungen für WEA an Land sind jedenfalls ein sehr grober und damit ungenügender Indikator. Das Netzausbauggebiet aufzuheben, ist daher erstmal ein konsequenter erster Schritt, dem allerdings im Entwurf kein zweiter Schritt folgt.

Die Bevorzugung süddeutscher Anlagen im Rahmen der Ausschreibungen ist nur in begrenztem Umfang geeignet, Netzengpässe zumindest nicht noch weiter zu erhöhen. Schließlich gibt es auch nördlich davon Gegenden ohne Aufnahme Probleme, genauso wie es südlich davon Regionen mit Aufnahme Problemen geben kann. Der DIHK empfiehlt daher, neue Kriterien zu entwickeln.¹⁵ Am einfachsten wäre es gewesen, die EEG-Förderung einzustellen, wenn Anlagen wegen Netzengpässen abgeregelt werden müssen. Dies ist nun europarechtlich nicht mehr möglich.

Am einfachsten wäre es gewesen, die Förderung bei Abregelungen wegen Netzengpässen aufzuheben. Dies ist allerdings seit Verabschiedung des Winterpakets der EU nicht mehr möglich. Vielmehr muss der Ausfall nun mit der vollen Förderung kompensiert werden. Dadurch hat der Anlagenbetreiber auch keinen Anreiz, alternative Geschäftsmodelle vor Ort in Betracht zu ziehen, die eine Abregelung vermeiden. Jegliche Alternative müsste daher gegen die volle Förderung anfordern.

Eine Möglichkeit wäre die Einführung eines erzeugungsseitigen Entgeltes: „Kosten, die durch die Integration von Erzeugungsanlagen verursacht werden, werden heute allein von den Verbrauchern in den betroffenen Netzgebieten getragen. Eine direkte Beteiligung der Erzeuger würde hier zur Stärkung der Kostenreflexivität beitragen“, heißt es in einer Studie zur Netzentgeltsystematik für das BMWi.¹⁶ Dies sollte aber europaweit angegangen werden, um Nachteile deutscher Stromerzeugungsanlagen im europäischen Binnenmarkt zu vermeiden.

4.10 Kein Zwang zur Einspeisung ins öffentliche Netz

EEG-Anlagen, die im Rahmen der Ausschreibung einen Zuschlag erhalten haben, müssen – abgesehen von Ausnahmesituationen – vollständig in das öffentliche Netz einspeisen. Das verhindert, den Strom beispielsweise im Wege der regionalen/lokalen Direktvermarktung über singuläre Netze an (industrielle) Abnehmer vor Ort zu liefern. Daher empfiehlt der DIHK, dies zu ändern. Im Falle der Direktlieferung fällt die volle EEG-Umlage an, sodass dem EEG-Konto keine Einnahmen entgehen. Um die Förderkosten weiter zu senken, sollte der Eigenverbrauch von Strom über eine Streichung der EEG-Umlage ausgebaut werden. Dies hilft auch dem Einsatz von Speichern sowie Power-to-X, die derzeit in Eigenversorgungskonstellationen nur bei negativen Strompreisen möglich sind. Dies gilt auch unabhängig von der Frage, ob erneuerbare Eigenversorgung wieder von der

¹⁵ Unternehmen aus dem EE-Bereich sehen dies kritisch, weil sie befürchten, dass der Ausbau gebremst werden könnte.

¹⁶ Quelle: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/options-zur-weiterentwicklung-der-netzentgeltsystematik.pdf?__blob=publicationFile&v=6, S. 56.

EEG-Umlage freigestellt wird. Auch eine Umstellung der Förderung auf eine Höchstzahl an förderfähigen Vollbenutzungsstunden wäre damit vereinbar.

4.11 Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren

Generell sollten Planungs- und Genehmigungsverfahren für den Bau neuer WEA beschleunigt werden. Der DIHK hat generelle Vorschläge hierzu gemacht; viele davon sind auch geeignet, den Zubau von WEA zu steigern.¹⁷ Dazu gehören z. B. die bessere Personalausstattung der Behörden, die Digitalisierung von Verfahren oder die Verkürzung der Klageinstanzen. Diese Vorschläge sollten parallel zur EEG-Novelle umgesetzt werden.

4.12 Verbesserungen der Rahmenbedingungen für erneuerbare Eigenversorgung

Hierbei geht es um das Ende der Belastung mit EEG-Umlage und die Aufhebung der strikten Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber und Stromletztverbraucher (siehe ausführlicher dazu Kapitel 10). Die Eigen-, Nah- oder Mieterversorgung sollte deutlich gestärkt werden. Abrechnung und Weiterverteilung sollten dafür im Nahbereich vereinfacht werden. Dieses fördert die Akzeptanz für EE und kann gleichzeitig die Netze auf regionaler und überregionaler Ebene entlasten.

¹⁷ DIHK: Bremsen für Infrastrukturausbau und Gewerbeansiedlungen lösen.

5 Ziele und Ausbaupfade im EEG 2021

5.1 Treibhausgasneutralität im Stromsektor vor 2050

Vor 2050 soll der gesamte Strom, der in Deutschland erzeugt bzw. verbraucht wird, treibhausgasneutral sein. Positiv ist, dass das Ziel nicht allein auf erneuerbare Energien rekurriert. Schließlich können sich in den kommenden 30 Jahren auch noch andere Technologien etablieren. Die Festlegung, dass auch der importierte Strom treibhausgasneutral sein muss, widerspricht aber den Vorgaben des europäischen Strombinnenmarkts. Zudem kann Deutschland wenig Einfluss darauf nehmen, wie der Strom zukünftig im europäischen Binnenmarkt erzeugt wird. Fakt ist, dass der europäische Binnenmarkt stärker zusammenwachsen wird und Deutschland in Zukunft auch Strom importiert. Dies ergibt sich aus der Logik des Strombinnenmarkts. Die Festlegung, dass dieser treibhausgasneutral sein muss, könnte die Versorgungssicherheit gefährden, was dem energiewirtschaftlichen Zieldreieck widerspricht.

Da Treibhausgasneutralität derzeit nicht definiert ist, ist die Stromerzeugung mit Emissionen von CO₂ nicht ausgeschlossen. Ein solches Ziel kann erst festgeschrieben werden, wenn europäisch definiert ist, dass im europäischen Stromsektor kein CO₂ mehr emittiert werden darf. Eine Formulierung im Sinne von „wird angestrebt“ erscheint daher zum jetzigen Zeitpunkt plausibler.

5.2 EE-Ausbau liegt im öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit

Der DIHK unterstützt, dass der Ausbau erneuerbarer Energien künftig im öffentlichen Interesse liegen soll. Dadurch werden Abwägungsprozesse von Behörden und Gerichten etwa mit dem Naturschutz erleichtert. Gleichwohl ist dies aus Sicht der Wirtschaft nicht ausreichend, da die Rechtsanwendung weiterhin sehr heterogen bleiben wird. Weitergehende Regelungen z. B. in Form einer TA Artenschutz würden die Rechtssicherheit deutlich erhöhen. Hier ist das BMU aufgerufen, entsprechende Schritte zu unternehmen. Andernfalls wird es schwierig, die ambitionierten Ausbauziele für erneuerbare Energien zu erreichen.

Der Referentenentwurf enthält in § 1 Absatz 5 neben dem öffentlichen Interesse auch das Postulat, dass die Nutzung erneuerbarer Energien der öffentlichen Sicherheit dient. So richtig der Hinweis ist, dass erneuerbare Energien Wirtschaft und Gesellschaft im Hinblick auf den Ausstieg aus der Kernenergie und der Kohleverstromung ausreichend Strom zur Verfügung stellen müssen, stellt sich allerdings die Frage, welche praktische Konsequenz diese Vorgabe hat. Können vor diesem Hintergrund z. B. auch Flächen für die Errichtung von Windrädern und PV-Freiflächenanlagen enteignet werden? Dies kann insofern problematisch sein, als ein einzelnes Windrad oder eine PV-Freiflächenanlage für die öffentliche Sicherheit nur in absoluten Ausnahmefällen von Belang sein dürften. Der DIHK bittet daher um detaillierte Ausführungen, welche praktische Relevanz diese Vorgabe entfallen kann.

5.3 Ziel des kosteneffizienten Ausbaus

Zwar wird von einer kosteneffizienten Zielerreichung gesprochen, doch diesem Ziel folgen wenig Maßnahmen. Maßnahmen, wie Südquoten, die Einführung der Ausschreibungen für PV-Dachanlagen oder die Smart-Meter-Pflicht für kleinste Anlagen widersprechen diesem Ziel. Der DIHK regt an, dass die Bundesregierung definiert, was sie unter einem kosteneffizienten Zubau versteht und ausgehend von dieser Definition entsprechende Maßnahmen umsetzt.

5.4 Zum Ziel von 65 Prozent bis 2030

Die Bundesregierung hat bereits mit dem Kohleausstiegsgesetz, das Ziel von 65 Prozent Strom aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 festgeschrieben. Bisher setzt sich die Zielarchitektur im EEG aus diesem gemeinsamen Ausbauziel über alle Technologien und jährlichen Mengenzielen (Wind an Land, PV, Biomasse) bzw. einem GW-Ziel im Zieljahr (Wind auf See) zusammen. Der DIHK schlägt vor, das Ziel von 65 Prozent in eine TWh-Zahl (durchschnittliches Wetterjahr, konstanter Stromverbrauch) umzurechnen und festzulegen, damit Planungssicherheit für alle Akteure besteht. Für die einzelnen Technologien kann es dann bei jährlichen Unterzielen bzw. einem festen Ziel 2030 bleiben. Dies heißt wiederum nicht, dass gemeinsame Ausschreibungen nicht möglich und sinnvoll sein können.

Es ist positiv, dass Strommengen aus EE-Projekten, die im Ausland gebaut werden, aber von deutschen Unternehmen und Verbrauchern über die EEG-Umlage gefördert werden und aus grenzüberschreitenden Projekten künftig sowohl auf den deutschen Beitrag zum EU-Ziel für 2030 als auch auf die EEG-Ziele angerechnet werden sollen. Dadurch kann die europäische Zusammenarbeit beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energien gestärkt werden.

5.5 Zu den Ausbaumengen bis 2030

Eine Erhöhung der Zubaumengen gegenüber dem EEG 2017 ist notwendig, um das Ziel von 65 Prozent EE-Strom am Bruttostromverbrauch bis 2030 zu erreichen. Problematisch an diesem Ziel ist, dass die entscheidende Größe des Stromverbrauchs nur geschätzt, aber nicht präzise vorhergesagt werden kann. Zudem ist unklar, wie lange Anlagen nach dem Ende der Förderung weiterbetrieben werden (können), inwieweit Anlagen ohne Förderung zugebaut werden und wie die Wetterbedingungen im Jahr 2030 sind. Daher kann 2020 nicht abschließend bestimmt werden, wie viele erneuerbare Energien in den kommenden Jahren zur Zielerreichung zugebaut werden müssten. Um das Ziel zu erreichen, werden die Ausbaumengen in den kommenden Jahren immer wieder angepasst werden müssen. Mit § 97 Absatz 1 EEG 2021 erkennt die Bundesregierung dieses Problem grundsätzlich an. In jedem Fall ist richtig, dass es ein enges Monitoring des weiteren Zubaus gibt, damit Deutschland mit dem Ausstieg aus Kernkraft und Kohle den Strom verstärkt aus erneuerbaren Quellen beziehen und die hinzukommenden Strommengen im Bereich der Elektromobilität und der Digitalisierung von Wirtschaft und Gesellschaft in die Zielquote integrieren kann.

Bei einem konstanten Bruttostromverbrauch aus der Zeit vor Corona von rund 600 TWh müssten 2030 ca. 390 TWh Strom aus erneuerbaren Quellen stammen. Es ist davon auszugehen, dass die momentane Erzeugung aus Biomasse, Wasserkraft und sonstigen EE bestenfalls bei etwa 50 TWh konstant bleibt. Unter dieser Annahme müssten 2030 340 TWh von Wind- und PV-Anlagen erzeugt werden. Soll die Biomasseverstromung auf dem heutigen Niveau gehalten werden, müssten gegenüber dem Entwurf zusätzliche Maßnahmen unternommen werden.

Bei Offshore-Wind ist aus planungs- und genehmigungsrechtlichen Gründen und der längeren Bauzeit davon auszugehen, dass bis 2030 nicht mehr als 20 GW gebaut werden können. Dieses Ziel wird nun mit dem EEG festgeschrieben. Je nach Wetterlage erzeugen diese Anlagen 2030 zwischen 80 und 95 TWh Strom. In einem normalen Wetterjahr ist von einer Erzeugung von 85 TWh auszugehen, sodass rund 255 TWh aus Onshore- und PV-Anlagen kommen müssten. Setzt man die von der Bundesregierung angestrebten 100 GW für PV als Fixwert (1.000 Benutzungsstunden), müssten 77,5 GW Wind an Land (2.000 Benutzungsstunden) zugebaut werden. Die Bundesregierung sieht einen Zubau von Windrädern an Land von 71 GW vor. Mit Blick auf das Gesamtziel 2030 erscheint dieser Ausbau bei einem konstanten Stromverbrauch zu niedrig.

Handelt es sich um ein schlechtes Wetterjahr, müssten sogar 106 GW Wind an Land (1.600 Benutzungsstunden) zusätzlich zu den 100 GW PV (850 Benutzungsstunden) zugebaut sein. Die Bundesregierung bleibt bei ihrer Prognose eines Stromverbrauchs von 580 TWh in zehn Jahren. Aus Sicht des DIHK ist dies vor dem Hintergrund von Sektorkopplung und Digitalisierung von Wirtschaft (Industrie 4.0) und Gesellschaft unwahrscheinlich, sofern Corona nicht allzu tiefe Spuren in der Wirtschaftsstruktur hinterlässt und es auch eine umfassende Kompensation der Belastung aus der nationalen CO₂-Bepreisung für die Industrie gibt.

Sollte der Stromverbrauch gegenüber dem Status quo vor Corona um zehn Prozent steigen, müssten noch deutlich mehr Anlagen errichtet werden, als das EEG nun festhält. Im Jahr 2030 müssten dann 429 TWh aus EE stammen. Davon müssten 379 TWh aus Wind und PV stammen, wenn man davon ausgeht, dass die Erzeugung von Wasser, Biomasse und Geothermie konstant bleibt. Liefert Offshore 85 TWh, verbleiben 294 TWh für Wind an Land und PV. In einem normalen Wetterjahr wären je 98 GW Wind an Land und PV dafür notwendig, in einem schlechten Wetterjahr 123 GW Wind an Land und 115 GW PV. Diese Mengen scheinen aus heutiger Sicht vor dem Hintergrund von Akzeptanzproblemen nicht erreichbar.

Fazit: Der Ausbaukorridor zur Erreichung des Ziels für 2030 beträgt damit für die PV zwischen 34 und 64 GW (derzeit rund 51 GW installiert) und bei Wind an Land zwischen 31 GW und 69 GW (derzeit rund 54 GW installiert). Ohne Ersatz bestehender Anlagen müssten jährlich zwischen 3,4 und 6,4 GW bei der PV sowie 3,1 und 6,9 GW bei Wind an Land zugebaut werden.¹⁸ Bei der

¹⁸ Andere Verhältnisse des Zubaus von Windanlagen an Land und PV sind möglich und würden andere Zubauzahlen bedeuten.

Biomasse ist davon auszugehen, dass aufgrund der steigenden Flexibilisierung des Anlagenparks die durchschnittlichen Volllaststunden bis 2030 deutlich sinken. Aus diesem Grund ist die installierte Leistung, die notwendig wäre, um die Strommenge aus Biomasse auf dem heutigen Niveau zu halten, nur schwer zu prognostizieren. In jedem Fall müsste sie deutlich höher liegen als die im Referentenentwurf angesetzten 8,4 GW, bei denen anscheinend durchschnittliche Volllaststunden in Höhe von ca. 5.000 angesetzt wurden.

Bis 2010 sind ca. 27 GW Wind an Land installiert worden, die in den kommenden zehn Jahren ebenfalls zum Großteil ersetzt werden müssen. Der DIHK geht davon aus, dass bis 2030 davon bis zu 22 GW abgebaut werden. Dadurch erhöht sich der Gesamtzubau für Wind an Land auf 5,3 bis 8,1 GW. Bei PV ist von einer Weiternutzung der meisten Dachanlagen zur Eigenversorgung und auch vieler Freiflächenanlagen auszugehen, sodass bis 2030 lediglich bis zu 9 GW ersetzt werden müssen. Daher erhöht sich der jährliche Zubau auf 4,3 bis 7,8 GW. Das obere Ende erscheint aus heutiger Sicht bei beiden Technologien als unrealistisch. Selbst das untere Ende liegt jeweils über den durchschnittlichen Installationen der letzten zehn Jahre.

Da derzeit nicht absehbar ist, wie viele EE-Anlagen im Jahr 2030 installiert sein müssen, um das Ziel zu erreichen, müssen die Zubaumengen flexibel gestaltet werden. Da Engpässe im Übertragungsnetz vor allem Wind an Land betreffen, hält der DIHK es für vertretbar, den Zubau nach 2025 bei dieser Technologie zu erhöhen und mit einer niedrigeren Menge zu beginnen. Dafür sprechen auch die fehlenden genehmigten Projekte unter den derzeitigen Rahmenbedingungen mit geringeren Zubaumengen. Gleichzeitig sollte sichergestellt werden, dass ab 2025 mehr Genehmigungen vorliegen, um dann deutlich höhere Ausschreibungsmengen auch zu füllen.

Wenn der Ausbau von Windrädern netzsynchron erfolgen soll, könnten in vielen Gebieten neue Projekte erst nach Fertigstellung der Stromnetze gebaut werden. Ein Ausbau von Windkapazitäten ohne Berücksichtigung der Netzkapazitäten kann zu hohen Kosten durch Engpassmanagement führen, denen kein Ertrag im Sinne erneuerbarer Stromerzeugung gegenübersteht. Dies gilt umso mehr, da ab 2025 70 Prozent der Interkonnektorenkapazität für den Stromhandel geöffnet sein müssen (Art. 14 Strombinnenmarktverordnung) und sich Netzengpässe dadurch in Deutschland verschärfen werden.

6 Zu den Ausschreibungen für PV-Anlagen

6.1 Einführung eines eigenen Ausschreibungssegments für Dachanlagen und Absenkung der Bagatellgrenze

Die Bagatellschwelle, ab der Anlagen in die Ausschreibung müssen, sollte aus Sicht des DIHK von 750 kW auf 1 MW angehoben werden. Dadurch würden mehr Anlagen in diesem Segment errichtet und dabei helfen, das Ziel von 65 Prozent bis 2030 zu erreichen. Die Teilnahme von Dachanlagen an den Ausschreibungen ist zwar möglich, de facto haben diese Anlagen aber kaum eine Chance, da die spezifischen Kosten über denen der Freiflächenanlagen liegen. Bisher haben deshalb auch erst zwei Anlagen einen Zuschlag erhalten.

Die Bundesregierung möchte nun den Weg beschreiten, ein eigenes Ausschreibungssegment für größere PV-Dachanlagen zu etablieren. Die Bagatellgrenze soll in Schritten bis 2025 auf 100 kW abgesenkt werden. Eigenversorgung als Treiber des Zubaus in diesem Segment soll, wie bei den anderen Ausschreibungssegmenten, ausgeschlossen werden. Der DIHK geht davon aus, dass dieses Instrument das Ziel der Bundesregierung konterkariert, den PV-Zubau zu beschleunigen. Gerade Mittelständler werden kaum an solchen Ausschreibungen teilnehmen, zumal der ökonomische und ökologische Anreiz – der Selbstverbrauch des Stroms – ausgeschlossen ist. Erfahrungen aus Frankreich zeigen, dass solche Ausschreibungen nicht zum politisch gewünschten Zubau führen.¹⁹ Eine ausführliche Begründung, warum sich der DIHK gegen die Absenkung der Schwellenwerte ausspricht, findet sich [hier](#). Es ist davon auszugehen, dass aus diesen Gründen das anwachsende Ausschreibungsvolumen nicht ausgeschöpft wird.

Auch die Begründung für die Absenkung des Schwellenwertes überzeugt nicht. Es ist nicht zutreffend, dass in diesem Segment vorwiegend gewerbliche Planer und Investoren angesprochen werden, die mit Ausschreibungen „gut zurechtkommen können“. Mittelständler haben in den meisten Fällen weder das Personal noch die finanziellen Kapazitäten, um sich an Ausschreibungen zu beteiligen. Bei den kleineren PV-Freiflächenanlagen bis 750 kW geht das BMWi hingegen davon aus, dass sie von Bürgerenergievereinigungen errichtet und betrieben werden, für die Ausschreibungen „wenig geeignet sind“. Wie das Ministerium zu seiner Unterscheidung zwischen den beiden Segmenten kommt, bleibt unklar. In der Praxis existiert eine solch klare Unterscheidung jedenfalls nicht.

In seiner Stellungnahme zum EEG 2017 hatte der DIHK folgendes geschrieben:

„Die Schwelle abzusenken und Eigenerzeugung auszuschließen hätte aber wiederum folgende Nachteile:

¹⁹ Mittlerweile hat die französische Regierung auch offiziell verkündet, die Auktionsteilnahme bei PV-Anlagen mit einer Leistung von 100-500 kWp nicht länger zur Pflicht zu machen. S. dazu auch: <https://www.ecologie.gouv.fr/letat-engage-effort-sans-precedent-en-faveur-des-energies-renouvelables>.

- Ein signifikanter Teil der Unternehmen würde seine Dächer für den PV-Ausbau nicht mehr zur Verfügung stellen, auch weil der Aufwand, sich an Ausschreibungen zu beteiligen in aller Regel als zu groß empfunden wird (zu weiteren Begründungen s. folgende Frage).
- Ein signifikanter Teil der Unternehmen würde versuchen, seinen eigenverbrauchten Stromanteil auf 100 Prozent zu optimieren, z. B. auch durch den Einsatz von Speichern. Dadurch würden Anlagen systematisch aus volkswirtschaftlicher Sicht zu klein dimensioniert und der PV-Ausbau gebremst.
- Die EEG-Umlage würde stärker belastet als durch vermiedene EEG-Umlagezahlungen auf die selbst erzeugten und verbrauchten kWh.“

Die Aussagen von 2016 bezogen sich auf die Absenkung der Bagatellgrenze auf 750 kW. Bei kleineren Anlagen gelten die Aussagen umso mehr.

Klar ist: Unternehmen werden ihre Dächer für den weiteren Ausbau der PV eher zur Verfügung stellen, wenn Eigenerzeugung im Rahmen der Ausschreibungen erlaubt ist. Eine Erkenntnis aus dem Bereich Contracting ist: Betriebe lassen ungern Dritte auf ihr Betriebsgelände. Geringe Einnahmen aus der Verpachtung der Dächer sind daher in der Regel kein Anreiz, PV-Module installieren zu lassen. Eine Teilnahme werden nur wenige Unternehmen in Betracht ziehen, da Energie nicht zum Kerngeschäft gehört und mit erheblichem Aufwand verbunden ist. Neben einem möglichen monetären Vorteil durch Eigenerzeugung spielt hier zudem das Thema Emotionen („grüner Strom vom eigenen Dach“) eine zentrale Rolle für eine Investitionsentscheidung. Der § 27a erlaubt zwar die Eigennutzung bei negativen Strompreisen, dies hat allerdings Auswirkung auf das Messkonzept und den Aufwand, der dann vor Ort betrieben werden muss. Zudem ist die Zahl dieser Stunden begrenzt, so dass sie kaum für die Amortisation der Anlage kalkuliert werden können.

Hier eine Stimme aus der Unternehmerschaft, die pars pro toto für die Einschätzung dieses Sachverhalts steht. Der DIHK stellt gerne den Kontakt zu diesem Unternehmen her:

„Gemäß dem vorliegenden Entwurf sollen Vergütungen nur noch bezahlt werden, wenn der erzeugte Solarstrom nicht mehr anteilig selbst verbraucht (also komplett eingespeist) wird. Und wenn zuvor auch bei kleineren als 750 kW-Anlagen erfolgreich an einer Auktion teilgenommen wird. Dabei ist die Hauptmotivation für die Investition in eine PV-Anlage auf einem Gewerbebau ja gerade der Eigenverbrauch. Und kein Unternehmer hat Lust oder Zeit, sich erst an einer Ausschreibung zu beteiligen, bevor er eine PV-Anlage beauftragt. Man ist wirklich sprachlos: Statt die bekannten Hürden und Hemmnisse für einen dringend notwendigen weiteren EE-Ausbau zu beseitigen, denkt man sich neue aus.“

Für PV-Freiflächenanlagen zwischen 100 und 750 kW soll die gesetzliche Vergütung beibehalten werden. Damit werden Dachanlagen gegenüber kleineren Freiflächenanlagen benachteiligt. Im Hinblick auf das Thema Flächen erscheint dies als nicht sinnvolle Entwicklung. Wenn die

Bundesregierung auch kleinere Anlagen in die Ausschreibung bringen möchte, dann sollte dies auch konsequent für alle Anlagen gelten.

In der Entscheidung vom 25.03.2015 hat das Bundeskabinett die sog. „One in, one out-Regel“ festgelegt.²⁰ Demnach soll die Bürokratiebelastung gerade für die mittelständische Wirtschaft nicht erhöht werden. EU-Regelungen sollen zudem eins zu eins umgesetzt werden. Da die Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien der EU eine Bagatellgrenze von 1 MW vorsehen, würde die Absenkung über 750 kW hinaus die Bürokratiebelastung des Mittelstands weiter erhöhen. Auch aus diesem Grund hält es der DIHK für ein schlechtes Signal an die Unternehmen, die gerne in PV investieren möchten.

Dazu sollten auch die Bundesländer aufgefordert werden, diese „One in, one out-Regel“ zu berücksichtigen und nicht zusätzliche Forderungen an die Unternehmen aufzubauen. Schließlich plant z. B. das Land Baden-Württemberg im Zuge der Novelle seines Klimaschutzgesetzes die Einführung einer Solarpflicht auch für Nichtwohngebäude. Dies wird dann im Zusammenhang mit der Ausschreibung ab 100 kW ein großes Problem gerade für die Mittelständler. Viele werden ihrer Pflicht dann genüge tun und Kleinstanlagen auf die Dächer setzen und das Thema PV damit ad acta legen. Sie sind damit für größere Anlagen verloren. Maßnahmen zur Energiewende und Klimaschutz sollten daher dringend mit den Bundesländern koordiniert werden, um unnötige bürokratische Mehraufwendungen in den einzelnen Ländern zu vermeiden.

6.2 Gleichmäßige Verteilung des Jahresvolumens auf die Termine

Der DIHK unterstützt diese Maßnahme. In den vergangenen Runden hat sich gezeigt, dass bei Terminen mit höherem Volumen die Zuschlagswerte aufgrund des geringeren Wettbewerbsniveaus höher waren. Dies wird mit dieser Maßnahme ausgeglichen. Sollte sich die Bundesregierung zu einer Flexibilisierung der Ausbauvolumina entschließen, sollte dies mit Vorlauf erfolgen und das Volumen dennoch gleichmäßig in einem Jahr verteilt werden.

6.3 Gebotsgrenzen und Flächenkulisse bei Freiflächen-PV

Der DIHK hat sich in der Vergangenheit dafür ausgesprochen, im Rahmen der Ausschreibung die Leistungsbeschränkung von PV-Anlagen von 10 MW zu erhöhen. Hintergrund ist, dass größere Anlagen, Strom kosteneffizienter erzeugen können. Daher spricht nach wie vor vieles für eine Anhebung, wie sie der Referentenentwurf auch vorsieht. Auf der anderen Seite entsteht gerade für PV-Anlagen über 10 MW ein Markt für PPA-Anlagen. Die Anhebung der Projektgrenze kann im Segment zwischen 10 und 20 MW dazu führen, dass sich Projektierer für eine EEG-Förderung und gegen den freien Markt entscheiden. Die Erhöhung der Leistungsbeschränkung auf Projekte bis zu 20

²⁰ https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/Buerokratieabbau/Anlagen/15-03-25-one-in-one-out.pdf?__blob=publicationFile&v=3

MW kann zudem den Druck auf benachteiligte landwirtschaftliche Flächen weiter erhöhen. Die damit auftretenden Akzeptanzprobleme im ländlichen Raum (Flächenentzug, Überformung der Landschaft usw.) sollten nicht unterschätzt werden.

Richtig ist die Flächenbegrenzung bei Randstreifen von Straßen oder Schienen von 110 Metern auf 220 Meter zu erweitern. Schließlich werden die verfügbaren Flächen mit dem weiteren Ausbau von Freiflächenanlagen geringer. Zudem können so größere Anlagen mit Effizienzvorteilen gebaut werden.²¹

PV-Anlagen, welche eine Doppelnutzung von Freiflächen zulassen (hoch aufgeständerte PV-Anlagen), sollten ohne Leistungsbeschränkung weiter möglich sein. Gleiches gilt für Anlagen auf landwirtschaftlich wenig ertragsreichen Böden.

6.4 Sicherheit bei Dachausschreibungen (§ 38e)

Unverständlich ist, warum die Sicherheit für Dachanlagen auf 70 Euro/kW festgesetzt wurde. Dies stellt eine weitere Hürde für die Teilnahmen gerade von Mittelständlern an der Ausschreibung dar. Bei Freiflächenanlagen liegt sie bei kumuliert 50 Euro. Da Dachanlagen keine großen Bauvoraussetzungen haben und weniger kapitalintensiv sind, sind 70 Euro/kW unverhältnismäßig und können Projekte verhindern. Das Risiko, das Anlagen nicht gebaut werden, dürfte kaum vorhanden sein. Der DIHK rät daher dringend dazu, diesen Wert deutlich abzusenken.

6.5 Höchstwert bei Dachausschreibungen (§ 38f)

Mit Blick auf die Stromgestehungskosten erscheint der Höchstwert als zu hoch angesetzt, wenn der Selbstverbrauch von Strom erlaubt würde, und sollte dann gesenkt werden. Da die Ausschreibungen aller Voraussicht nach unterzeichnet sein werden und dies im Markt bekannt ist, werden sich viele Gebote am Höchstwert orientieren. Dadurch kann es zu Überförderung kommen. Auch erschließt sich nicht, warum die Degression des Höchstwerts geringer als bei Freiflächenanlagen ist. Sollte es bei der reinen Einspeisung des Stroms ins Netz der allgemeinen Versorgung bleiben, macht der Höchstwert die Teilnahme an den Auktionen nicht gerade attraktiv. Vor allem Anlagen unter 500 kW sind heute über das EEG-Förderregime ohne Eigenverbrauch kaum wirtschaftlich.

²¹ Die Erweiterung der Randstreifen auf 220 Meter wird von einigen Kammern kritisch gesehen, da sie den weiteren Entzug von landwirtschaftlicher Nutzfläche und die Überformung der Landschaft entlang der Verkehrsachsen befürchten und damit einhergehend Probleme für den Tourismus.

7 Zu den Ausschreibungen bei Wind an Land

7.1 Zahlungen von Windparks/Windrädern an Kommunen und Bürgerstromtarife

Der DIHK unterstützt grundsätzlich das Anliegen der Bundesregierung, über eine höhere Partizipation der Standortkommune an Erträgen von Windenergieanlagen mehr Akzeptanz vor Ort zu schaffen. Die vorgeschlagene Lösung über eine verpflichtende Abgabe und das optionale Angebot von sog. Bürgerstromtarifen erscheint indes als nicht ausgegoren. Innerhalb der Windbranche gehen die Meinungen, ob eine verpflichtende Beteiligung ein sinnvolles Instrument für Akzeptanz ist, im Übrigen auseinander. Aus unserer Sicht sollte vor der Einführung eines solches Instruments in jedem Fall überprüft werden, ob mit dem § 36k i. V. m. § 42b EnWG die Vertragsfreiheit unzulässig eingeschränkt wird. Schließlich sollten Rechtsunsicherheiten in jedem Fall vermieden werden.

Die Frage ist auch, welche politische Wirkung eine solche "Infrastrukturabgabe" über die Errichtung von Windenergieanlagen hinaus hätte. Die Begehrlichkeiten betroffener Anwohner bzw. Kommunen bei der Errichtung von z. B. Straßen, Bahnstrecken, Mobilfunkantennen, Kraftwerken, Stromtrassen, Hafenanlagen, Flughäfen, Kläranlagen würden geweckt. Insbesondere beim Thema Stromtrassen gab es dazu unter dem Schlagwort „Bauernmaut“ schon intensive öffentliche Auseinandersetzungen. Zu hinterfragen ist zudem grundsätzlich der Ansatz, pauschales „Schmerzensgeld“ für die Umsetzung der Energiewende zu zahlen. Als politisches und verhaltenspsychologisches Signal ist dies fragwürdig.

Erfahrungen aus Mecklenburg-Vorpommern, wo ein Beteiligungsgesetz des Landes seit 2016 existiert, zeigen, dass es kaum Wirkung entfaltet hat. Der Zubau hat dort historische Tiefststände erreicht, die nach Informationen aus der IHK-Organisation zum Teil auch in dem komplexen Vorhaben zur Beteiligung Dritter begründet sind. Offerten sind umfangreich auszuarbeiten bis hin zu Renditeberechnungen. Der administrative und finanzielle Aufwand sprach und spricht gegen Investitionsentscheidungen. Im Ergebnis kann sich der Cash-Flow um bis zu ein Fünftel reduzieren. Diese Erfahrungen sollten bei einer bundeseinheitlichen Regelung berücksichtigt werden.

Jegliche Form von Zahlungen von Windparks an Kommunen oder das verpflichtende Anbieten von Bürgerstromtarifen führen zu steigenden Kosten der Anlagenbetreiber und damit zu höheren Geboten im Rahmen der Ausschreibungen. Sofern die EEG-Umlage nicht auch über 2022 hinaus gedeckelt wird, entstehen den Unternehmen damit über die Umlage höhere Kosten. Viele Anlagenbetreiber bieten bereits auf freiwilliger Basis Anwohnern eine finanzielle Beteiligung an Windparks bzw. spezielle Stromtarife an. Das Bürgerstrommodell des BMWi würde etablierte individuelle Akzeptanzinstrumente, wie Bürgerstrommodelle, verdrängen. Neben der verpflichtenden Beteiligung würden Betreiber darüber hinaus nicht noch eigene Tarife anbieten. Eine gesetzliche Pflicht erscheint daher aus Sicht des DIHK verzichtbar. Zumal der Vorschlag keinen Anreiz setzt, Windparks in Zusammenarbeit mit Bürgern, lokal ansässigen Unternehmen und Kommunen zu errichten bzw. zu betreiben. Die Nichtakzeptanz entsteht durch direkt betroffene Anlieger, die sich persönlich gestört

fühlen, ohne durch den Vorschlag einen Gegenwert für ihre persönlichen Einschränkungen zu erhalten.

Fraglich ist zudem, ob sich aus der vorliegenden Regelung tatsächlich ein Mehr an Akzeptanz ergibt. Aus Sicht des DIHK erscheint es zweifelhaft, ob die rund 14.000 Euro Mehreinnahmen für Standortkommunen aus einer derzeit durchschnittlichen Windenergieanlage (3,5 MW, 2.000 Benutzungsstunden, Zahlung 0,2 Cent/kWh) tatsächlich Kommunen und alle Anwohner von ihrem Vorteil überzeugen und damit Proteste und Klagen verhindern und neue Flächen erschließen können. Es handelt sich damit eher um eine symbolische Abgabe, sofern nicht viele Anlagen in einer Gemarkung errichtet werden. Die zusätzlichen Kosten von 0,2 Cent/kWh verschlechtern zudem die Wettbewerbsfähigkeit von Windenergie im Vergleich zu anderen Energieerzeugungsformen.

Die genannten Punkte sprechen dafür, kein entsprechendes Modell einzuführen. Sollte die Abgabe dennoch kommen, empfiehlt der DIHK folgende Punkte zu berücksichtigen, um die negativen Auswirkungen zu mildern:

- Aus Sicht des DIHK sollte eine Zweckbindung der Mittel erfolgen, z. B. durch Investitionen im Bereich Klimaschutz/Energiewende und/oder Unterstützung ortsansässiger Vereine, damit ein klarer Zusammenhang zwischen der Windenergieanlage und einem sichtbaren Vorteil für Unternehmen und Bürger der Standortkommune besteht.²² In einem inoffiziellen Entwurf des BMWi waren sog. Kleinwindanlagen unter 750 kW von der Pflicht zur Zahlung ausgenommen. Dies findet sich aber im offiziellen Papier nicht mehr wieder. Der DIHK hält eine Ausnahme für solche Anlagen für gerechtfertigt. Sie haben schon aufgrund ihrer deutlich niedrigeren Höhe eine geringere Auswirkung auf ihre Umgebung. Auch wird der erzeugte Strom häufig selbst vor Ort verbraucht und das sog. Eigenstromprivileg in Anspruch genommen (40 % EEG-Umlage). Die Zahlung von 0,2 Cent/kWh verschlechtert damit die Wirtschaftlichkeit solcher Projekte deutlich. Auch für die Anlagen über 750 kW kann die Zahlung von 0,2 Cent/kWh an schwächeren Standorten ebenfalls die Wirtschaftlichkeit kippen. Auch für innovative Anlagenentwicklungen unterhalb der Leistungsbereichs von 750 kW bedeutet dies einen wesentlich höheren Kosten- und Bürokratieaufwand
- Die Höhe der Zahlung an der erzeugten Strommenge festzumachen, überzeugt nicht. Bei sinkenden Zuschlagspreisen im Rahmen der Auktion steigt der prozentuale Anteil der Zahlung deutlich an. So beträgt er bei einem Zuschlag von 4 Cent/kWh bereits 5 Prozent. Zu überlegen wäre, ob deshalb nicht eine prozentuale Zahlung sinnvoller ist, die sich an den vergüteten kWh bemisst. Dies hätte den Effekt, dass für Strommengen, die über die sonstige Direktvermarktung verkauft werden, keine Zahlungen fällig werden. Dies würde den Anreiz verstärken, aus der EEG-Vergütung auszusteigen. Zudem würden Windanlagen nach

²² Vgl. hierzu auch die Zweckbindung der Mittel im Windenergieanlagenabgabengesetz des Landes Brandenburg.

dem Ende ihrer Vergütungszeit nicht mehr mit dieser Zahlung belastet und ein Weiterbetrieb damit erleichtert.

- Darüber hinaus gibt es häufig den Fall, dass Windräder näher an der Nachbar- als an der Standortkommune errichtet werden sollen. Durch die Zahlung an die Standortkommune kann sich sogar der Anreiz erhöhen, bewusst solche Flächen für den Bau zuzulassen. Hier hat das Land Brandenburg einen anderen Weg beschritten und beteiligt alle Gemeinden, deren Gebiet sich in einem Umkreis von 3 Kilometern um die betreffende Anlage befindet.
- Zudem gibt der DIHK zu bedenken, dass die 14.000 Euro immerhin über 3 Prozent der Einnahmen einer Anlage an einem 100%-Standort bei einem Vergütungsanspruch von 6 Cent/kWh ausmachen und damit für den Betreiber eine hohe Summe darstellen. Wenn sich diese Mehrkosten daher nicht in den Ausschreibungen durchsetzen lassen, kann dies dazu führen, dass der Zubau neuer Windanlagen gebremst wird.
- Der Bürgerstromtarif erscheint zudem aufwendig. Der DIHK rechnet daher damit, dass er kaum praktische Relevanz entfalten wird. Vielmehr sollte das Augenmerk auf die zukünftige Ausgestaltung des Strompreises (EEG-Umlage, Stromsteuer, Netzentgelte) gelegt werden.
- In dünn besiedelten Regionen ist die Mindestanzahl von 80 Verträgen pro Anlage unrealistisch, insbesondere wenn eine Vielzahl von WEA errichtet werden sollen. Außerdem zeigen geringe Wechselquoten und der sehr hart umkämpfte Wettbewerb um Stromtarife, dass das Einsparpotenzial durch einen Bürgerstromtarif gering ist und nur wenige Bürger in den Bürgerstromtarif wechseln würden. Damit bliebe die Akzeptanzwirkung weitgehend aus. Besser wäre es daher, die Zahl der Verträge in Relation zur Einwohnerzahl zu setzen. Zudem stellt sich die Frage, wie mit Einwohnern in Nachbarkommunen umgegangen werden soll. Immerhin ist das Ministerium von der festen Zahl von 80 Verträgen abgerückt, die erreicht werden müssen. Vielmehr muss je Vertrag weniger eine Pönale bezahlt werden (Anzahl fehlende Verträge zu 80 multipliziert mit 100 Euro).
- Betreiber müssen sich einmalig für oder gegen einen Bürgerstromtarif für eine neue Windenergieanlage entscheiden. Bei einer Betriebs- und Förderdauer von 20 Jahren würde ein flexibleres System die Chancen erhöhen, mehr Bürgerstromtarife zu einem späteren Zeitpunkt anbieten zu können.
- Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg haben eigene Gesetze, die Betreiber zur Bürgerbeteiligung und Ausgleichsabgaben verpflichten (Verbindliche Regelungen über Länderklausel § 36g Abs. 5 EEG 2017: BüGemG in Mecklenburg-Vorpommern (2016) und WindAbgG in Brandenburg (2019)). Unklar ist, ob und wie durch die geplante

Bundesgesetzgebung die jeweiligen Landesgesetze außer Kraft gesetzt werden. Diese Rechtsunsicherheit sollte in jedem Fall beseitigt werden.

- Um die Akzeptanz zu verbessern, sollten alle effizient umsetzbaren Varianten bzw. Instrumente der lokalen Beteiligung von betroffenen Anwohnern und Kommunen genutzt und alternativ für eine Abgabepflicht anerkannt werden. So kann z. B. auch die Beteiligung von Anwohnern über CrowdFunding (Nachrangdarlehen) oder in Form einer Bürgerenergiegenossenschaft eine sinnvolle Möglichkeit darstellen.

Fazit:

Der DIHK spricht sich gegen den Vorschlag aus. Alternativen zum Vorschlag sind vorhanden (Gewerbesteuer, Zuweisungen der Länder, Stromsteuerbefreiungen bzw. -reduzierungen, direkte Beteiligungen) und sollten vorher eingehend geprüft werden. Zudem stellt sich die Frage, warum allein Windanlagen eine solche Abgabe bezahlen sollen. Zudem sollte geprüft werden, ob der Absatz nicht vielversprechender ist, wenn Akzeptanzmaßnahmen dem Verursacher- und Ausgleichsprinzip folgen. Sprich: Die Akzeptanzmaßnahme könnte von denjenigen finanziert werden, die den Strom verbrauchen, aber nicht durch Windkraftanlagen beeinträchtigt sind. Das Problem der steigenden Kosten auf Erzeugerseite, die steigende Ausschreibungsgebotspreise und damit zusammenhängende Wettbewerbsverzerrungen würde nicht auftreten.

7.2 Einführung der Südquote und Aufhebung Netzausbaugesbiet

Nach der Aufhebung des Netzausbaugesbiets soll die Südquote für eine bessere Steuerung des Zubaus von WEA führen. Die Einführung der Südquote als umgekehrtes Netzausbaugesbiet ist verständlich, um Netzengpässe nicht weiter zu verschärfen. Allerdings führt er dazu, dass die Ausschreibungen verzerrt werden und nicht mehr zwangsläufig die günstigsten Gebote zum Zuge kommen. Zudem sollen die Netzengpässe durch den weiteren Netzausbau nach dem Willen der Bundesregierung so schnell wie möglich behoben werden. Daher kann die Südquote über die Lebensdauer der Windanlagen von mehr als 20 Jahren zu höheren volkswirtschaftlichen Kosten führen. Der DIHK spricht sich aus diesen Gründen dafür aus, auf diese regionale Komponente in den Ausschreibungen zu verzichten. Viele Unternehmen in Süddeutschland sprechen sich dennoch für eine Südquote aus, da sie befürchten, dass ansonsten dort das Stromangebot knapp werden könnte und der Netzausbau nicht rasch genug vorankommt.

Wenn sich die Bundesregierung dennoch für diesen Weg entscheidet, sollte die Südquote nur solange gelten, bis der Netzausbau entscheidend vorangekommen ist und damit die inhaltliche Begründung dafür entfällt. Problematisch an der Südquote ist zudem, dass nach dem Südbonus im KWKG die Bundesregierung damit erneut unterstreicht, dass sie nicht von einem raschen Netzausbau ausgeht. Im Hinblick auf den Erhalt der einheitlichen deutschen Strompreiszone ist das ein verheerendes politisches Signal Richtung Brüssel. Zudem kann der Bonus auch Gegnern des

Netzausbau neuen Auftrieb geben, da mehr Erzeugungsanlagen in Süddeutschland eine scheinbare Alternative darstellen.

Sinnvoller wäre es, echte Netzaufnahmekriterien zu entwickeln, wie es in der Vergangenheit bereits für die gemeinsamen Ausschreibungen versucht wurde. Aus Sicht des DIHK hätte die Diskussion an dieser Stelle weitergeführt werden sollen. Es sollte zumindest der Versuch gemacht werden, zu sinnvollen Lösungen zu kommen.

7.3 Erweiterung des Referenzertragsmodells

Mit dem Referentenentwurf wird das Referenzertragsmodell auf Standorte mit einer Windgüte von 60 Prozent ausgeweitet. Dadurch werden zwar Förderkosten erhöht, gleichzeitig erhofft sich die Bundesregierung durch eine Belebung des Wettbewerbs in den Ausschreibungen sinkende Förderkosten. Die Belebung des Wettbewerbs durch die Erweiterung auf 60 Prozent greift nur solange die Ausschreibungen tatsächlich unterzeichnet sind. Die Bundesregierung möchte mit dem 18-Punkte-Plan den Zubau beleben. Sollte dies gelingen, könnte die Ausweitung höhere Förderkosten nach sich ziehen. Daher empfiehlt der DIHK, vor einer gesetzlichen Regelung eine Folgenabschätzung dazu vorzulegen.

Abschließend weisen wir darauf hin, dass sich Anlagen an windschwachen Standorten nach der EEG-Förderung dem Markt stellen müssen. Ein Weiterbetrieb wird dann an vielen Stellen aufgrund der geringen Windgüte der Standorte nicht möglich sein, obwohl die Anlagen technisch dazu noch in der Lage wären. Der Ruf nach einer Anschlussförderung ist damit programmiert.

Der DIHK sieht es zudem kritisch, dass windschwache Standorte stärker gefördert werden sollen, aber Bundesländer gleichzeitig ihre restriktiven Abstandsregelungen zur Wohnbebauung beibehalten. Im schlechtesten Fall bedeutet diese Kombination, dass gute Standorte nicht genutzt werden dürfen und dafür um des Ausgleichswillens ungeeignete Standorte mit Windrädern bebaut werden. Dadurch wird der Ausbau unnötig teuer und verschlechtert die Akzeptanz der Windenergie weiter.

8 Zu den Ausschreibungen für Biomasseanlagen

Bioenergie kann in allen drei Energiesektoren Strom, Wärme, Verkehr einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten. Schon heute spielen Bioenergieanlagen bei der Frequenzsicherung in den Regelenergiemärkten sowie der leitungsgebundenen Wärmeversorgung eine wichtige Rolle. Um die spezifischen Stärken von Bioenergieanlagen als Ergänzung von Sonne und Wind im Stromsektor sowie als erneuerbare Energie im Wärmesektor einsetzen zu können, sollten sie umfassend flexibilisiert sowie die Wärmeauskopplung ausgebaut werden. Auch die Übernahme weiterer Systemdienstleistungen neben der Frequenzsicherung erscheint zielführend. Durch die Wirkung steigender CO₂-Preise durch das EU ETS und die nationale CO₂-Bepreisung wird die Nutzung von Biomasse-BHKWs gerade auch in der Industrie in Zukunft deutlich attraktiver. Schließlich ist Biomasse für mittlere Temperaturniveaus bei der Prozesswärme gut einsetzbar. Daher helfen Verbesserungen bei der Eigenversorgung vor allem auch der Biomasse.

Darüber hinaus erfüllt die Bioenergie weitere wichtige Funktionen, die über den engen rein energiepolitischen Blick deutlich hinausgehen: Die Vergärung von Gülle und Mist in Biogasanlagen sowie die Nutzung von Gärprodukten als Düngemittel reduziert den THG-Ausstoß im Landwirtschaftssektor.

8.1 Verlängerung der Förderung für Biomasseanlagen

Der DIHK bewertet die Verlängerung von Ausschreibungen für Biomasseanlagen inklusive von Bestandsanlagen grundsätzlich skeptisch.²³ Die bisherigen Ausschreibungsrunden waren aufgrund der Rahmenbedingungen (Höchstwert, Größenbegrenzung) allesamt deutlich unterzeichnet. Unter diesen Rahmenbedingungen ist davon auszugehen, dass der Anlagenbestand nicht auf dem heutigen Niveau gehalten werden kann. Entsprechend mehr Windräder und PV-Anlagen müssten gebaut werden, um auf das Ziel für 2030 zu erreichen. Die Ausbaumengen für beide Technologien sind aber heute schon ambitioniert.

Zu überlegen ist sicherlich, wie mit dem Bestand umzugehen ist, der immer noch einen erheblichen Anteil des erneuerbaren Stroms erzeugt. Bioenergie stellt gesicherte Leistung zur Verfügung, die aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie bis 2022 und aus der Kohleverstromung bis 2038 eine wichtige Rolle für die Versorgungssicherheit und die Netzstabilität gerade in Süddeutschland spielen kann. Eine erneute Förderung bestehender Anlagen ist ordnungspolitisch bedenklich und sollte

²³ Unternehmen aus der Biomassebranche fordern neben der Verlängerung der Ausschreibungen sowie der Bestandsförderung auch die Verbesserung der Rahmenbedingungen und dabei insbesondere eine Ausweitung der Ausschreibungsmengen bei gleichzeitiger Erhöhung der Höchstwerte. Andernfalls würde es zu einem Abbau von Anlagen nach dem Ende der Förderung kommen. Die Unternehmen verweisen insbesondere auf die positiven Eigenschaften solcher Anlagen auf Netzstabilität und Versorgungssicherheit.

daher nur unter Einhaltung strenger Effizienzkriterien, Modernisierungsaufgaben oder Flexibilitätsanforderungen möglich sein.

Die Limitierung der Gebotsmenge auf 20 MW schließt v. a. größere Kraftwerke von dem Verfahren aus. Dieser Ausschluss beschränkt den Wettbewerb und die Akteursvielfalt unnötig. Deshalb sollten größere Anlagen nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden. Überschusskapazitäten könnten zudem bei nachfolgenden Auktionen teilnehmen.

Biomasseanlagen, welche verstärkt den (regionalen) Bioabfall und Grünschnitt aus dem Hausmüll verwendet, sollten bei Ausschreibungen eine deutlichere Berücksichtigung erhalten. Wenn diese zusätzlich eine Nahversorgung von Wärme anbieten (im Sinne einer Mehrfachnutzung der Energieressourcen), sollten diese Kriterien bei Ausschreibungen höher bewertet werden.

8.2 Einführung der Südquote in der Ausschreibung

Hier gelten dieselben Ausführungen wie bei Wind an Land. Die Ausschreibungen werden verzerrt und ob dadurch ein volkswirtschaftlicher Vorteil entsteht, ist fraglich. Anders als bei Windanlagen an Land werden fehlende Gebote in Süddeutschland nicht durch mehr norddeutsche Zuschläge ausgeglichen. Begründet wird dies damit, dass bestehende Netzengpässe nicht verschärft werden sollen. So richtig dieses Ziel grundsätzlich auch ist, geht doch der Netzausbau voran, so dass die Engpässe sukzessive kleiner werden. Zudem können auch Windanlagen in Norddeutschland zur Verschärfung von Engpässen beitragen. Stichhaltig ist diese unterschiedliche Behandlung von Wind an Land und Biomasse aus Sicht des DIHK daher nicht.

8.3 Einführung eines Ausschreibungssegments für Biomethan

Durch die Einführung dieses eigenen Ausschreibungssegments wird der Wettbewerb weiter geschwächt und die Kosteneffizienz leidet. Dies gilt umso mehr, da teilnahmeberechtigte Anlagen nur in den sog. südlichen Landkreisen gebaut werden dürfen. Auch dürfen Biomethananlagen an den regulären Biomasseausschreibungen mit geringeren Auflagen aber auch einem geringeren Höchstwert teilnehmen, so dass davon auszugehen ist, dass dieses Ausschreibungssegment nicht ausgeschöpft wird.

8.4 Verknüpfung mit Hocheffizienz

Der DIHK unterstützt, dass die Inanspruchnahme einer Vergütung für Biomasseanlagen, die keine Wärmeauskopplung haben bzw. das Hocheffizienzkriterium nicht erfüllen, nur noch auf Nachweis erfolgt, dass dies kosteneffizient nicht möglich ist.

8.5 Verlängerung der Realisierungsfrist

Der Entwurf sieht vor, die Realisierungsfristen für Biomasseanlagen in den Ausschreibungen um ein Jahr auf 36 Monate zu verlängern. Der DIHK unterstützt diese Maßnahme, da sich die 24 Monate teilweise als zu kurz erwiesen haben.

9 Regelungen für EEG-Anlagen, die aus der Förderung fallen

9.1 Anschlussregelung für PV-Anlagen bis 100 kW

Zum Jahreswechsel 2020/2021 endet die Vergütungszeit für alle EEG-Anlagen, die im Jahr 2000 bzw. davor ans Netz gegangen sind. Zwar handelt es sich vorwiegend um Windenergieanlagen, aufgrund der üblichen Anlagengröße sind diese für die Direktvermarktung grundsätzlich interessant, dennoch sind davon auch einige tausend Photovoltaik-Anlagen betroffen. Diese sind mit Blick auf ihre installierte Leistung häufig klein bis sehr klein und befinden sich in der Regel auf Hausdächern. In den Folgejahren wird für immer mehr Anlagen auf Gewerbedächern die Vergütungszeit ablaufen.

Mit dem Auslaufen der EEG-Vergütung bleibt zwar der gesetzliche Einspeisevorrang bestehen, allerdings fließt der erzeugte und eingespeiste Strom nicht mehr in den Bilanzkreis des Netzbetreibers. Da wilde Einspeisungen verboten sind, kann der Strom dann nur direkt vermarktet werden. Dies lohnt sich aufgrund der Größe der Anlage und dem notwendigen Einbau von RLM-Messtechnik in aller Regel aber weder für den Anlagenbetreiber noch für einen Direktvermarkter. Zudem werden viele Anlagenbetreiber gar nicht wissen, dass sie den Strom nicht mehr voraussetzungslos einspeisen dürfen bzw. mit entsprechenden Schreiben der Netzbetreiber wenig anfangen können.

Es ist davon auszugehen, dass die meisten PV-Dachanlagenbetreiber ihre Anlagen nach Ende der EEG-Förderung auf Eigenversorgung umstellen. Dies rechnet sich insbesondere dann, wenn geplant ist, die Anlage bis zum Ende ihrer technischen Lebensdauer weiter zu betreiben und diese danach durch eine Neuanlage zu ersetzen. Allerdings: Selbst mit der Installation eines Speichers werden bei diesen Kleinanlagen selten mehr als 70 Prozent Selbstnutzungsgrad erreicht. Der Verkauf des Stroms, z. B. an Nachbarn, ist zwar grundsätzlich erlaubt, wirtschaftlicher und bürokratischer Aufwand stehen dem aber faktisch entgegen (Erhebung, Abführung und Abrechnung der EEG-Umlage, Meldepflichten als Stromlieferant etc.).

Ohne eine Anschlussregelung ist daher davon auszugehen, dass die meisten Anlagen entweder komplett abgeschaltet werden, wild einspeisen oder nur so viel Strom erzeugen, wie maximal selbst verbraucht werden kann. Im Hinblick auf die energie- und klimapolitischen Ziele, die Stabilität des Stromsystems und die geringen Stromgestehungskosten aus den abbeschriebenen Anlagen ist keine dieser Varianten effizient. Daher ist es aus Sicht des DIHK sinnvoll, neben der Option der Eigenstromversorgung, auch eine Anschlussregelung für die Einspeisung ins Netz der allgemeinen Versorgung zu schaffen, wie der Referentenentwurf das auch bis 2027 vorsieht.

Da es sich um kleine und kleinste Anlagen handelt, sollte eine Anschlussregelung unbürokratisch sein und die Anlagenbetreiber nicht überfordern. Zudem sollte es unter Berücksichtigung von Wartungs- und Versicherungskosten wirtschaftlich attraktiv sein, den nicht selbst verbrauchten Strom auch ins Netz der allgemeinen Versorgung einzuspeisen. Andernfalls wird die Anlage stillgelegt.

Das Hauptaugenmerk der Betreiber wird der Selbstverbrauch des Stroms sein (grüner Strom vom eigenen Dach), zumal auch die Kosten für Stromspeicher bereits deutlich gesunken sind und in den kommenden Jahren weiter sinken werden. Eine Zwangseinspeisung des gesamten Stroms ins Netz der allgemeinen Versorgung würde dem widersprechen und die Stilllegung bzw. Teilabschaltung der Anlagen in vielen Fällen zur Folge haben. Der Verbrauch des selbst erzeugten Stroms dient auch der Akzeptanz der Energiewende. Zudem wird die Stromnetzzugangsverordnung geändert, so dass Standardlastprofile von reinen Strombeziehern bei Prosumern künftig nicht mehr zum Einsatz kommen dürfen.

Im Bereich der KWK-Anlagen besteht die Regelung für Anlagen bis 100 kW_{elektrisch}, dass der Strom auch nach Ende der KWKG-Förderung weiter in den Bilanzkreis des Netzbetreibers eingespeist werden darf und der Anlagenbetreiber vom Netzbetreiber den Marktwert des Stroms erhält. Der Anlagenbetreiber muss sich somit nicht selbst um die Vermarktung des Stroms kümmern bzw. einen Dienstleister dafür beauftragen. Diese pragmatische Lösung sollte für die kleineren PV-Anlagen adaptiert werden. Sie sollten vom Netzbetreiber den Marktwert PV mit einem Abschlag erhalten. Dadurch bleibt die Einspeisung ins Netz der allgemeinen Versorgung wirtschaftlich attraktiv. Gleichzeitig sollte die Belastung des Selbstverbrauchs mit EEG-Umlage gestrichen werden.²⁴

Der Entwurf bleibt an der Stelle der Eigenversorgung hinter den Empfehlungen des DIHK zurück. Nicht nur Anlagenbetreiber müssen ab 2021 bei Anlagen unter 10 kW 40 Prozent der EEG-Umlage abführen, sondern mit § 21 Absatz 2 werden die Rahmenbedingungen für Eigenversorgung weiter verschlechtert. Anlagenbetreiber mit ausgeförderten Anlagen dürfen nur dann den erzeugten Strom selbst verbrauchen, wenn die zugehörige Messstelle mit einem intelligenten Messsystem nach Messstellenbetriebsgesetz ausgestattet ist. Andernfalls muss der Strom vollständig dem Netzbetreiber überlassen werden. Damit sinkt der Anreiz, die Anlage weiterzubetreiben. Schließlich verursacht ein solches Messsystem hohe Kosten, die sich nur schwer amortisieren lassen. Zudem stellt sich die Frage, ob eine solche Regelung nicht der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED 2) widerspricht, die festhält, dass Eigenversorger nicht mit diskriminierenden Hürden konfrontiert werden. Auch erscheint die Pönale für die Nichtüberlassung des gesamten Stroms an den Netzbetreiber (Arbeitspreis des Netzentgelts) als hoch.

Aus Sicht des DIHK ist es daher zwar grundsätzlich richtig, dass mit dem Entwurf eine Anschlussregelung geschaffen wird. Allerdings verkennt er, dass die Anlagenbetreiber nach Ende der Förderung den Strom soweit wie möglich selbst nutzen wollen. Diesem Wunsch sollen mit dem EEG Steine in Form von 40 Prozent EEG-Umlage und Einbauzwang von intelligenten Zählern in den Weg gelegt werden. Dies wird die Akzeptanz der Energiewende, die dem Ministerium so wichtig ist, weiter untergraben und Investitionen in neue PV-Anlagen verhindern. Im Hinblick auf das Ziel von

²⁴ Grundsatzpositionierung des DIHK zum Thema Eigenversorgung s. <https://www.dihk.de/re-source/blob/2704/9b00a29d15170fd67043f404b75453e4/wipo-energie-data.pdf>

65 Prozent Grünstrom am Bruttostromverbrauch tut sich die Bundesregierung damit keinen Gefallen.

Es könnte zudem überlegt werden, den eingespeisten Strom genau dann mit dem vollen Marktwert zu vergüten, wenn die Gesamtanlage PV plus Speicher netzdienlich oder sogar durch den Netzbetreiber fernsteuerbar ausgestaltet ist. Hiermit ist insbesondere die (stufenlose) Speicherfahrweise gemeint. Daraus ergäbe sich eine Win-Win-Situation auch für den Netzbetreiber. Einige Unternehmen haben einen Vorschlag für eine „kleine Direktvermarktung“ vorgelegt.²⁵ Der DIHK hält dies für einen wertvollen Beitrag und empfiehlt die Umsetzung vereinfachter Vermarktungsmöglichkeiten für kleine Anlagen. Für diese stellt die heute im EEG verankerte Direktvermarktung keine wirtschaftliche Alternative dar. Eine Anschlussregelung, wie sie oben skizziert wurde, erscheint dennoch notwendig.

9.2 Windkraftanlagen an Land

Allein in Niedersachsen fallen zum Jahreswechsel 1.100 MW aus der Förderung und bis 2025 ca. 35 Prozent des Anlagenbestands. Aktuell werden für das kommende Jahr Marktpreise für Windstrom von 3 bis 3,5 Cent/kWh aufgerufen. Laut Aussage vieler Anlagenbetreiber reicht dies in vielen Fällen für einen Weiterbetrieb der Anlagen nicht aus. Es ist daher davon auszugehen, dass viele Anlagen den Schritt in den Markt nicht schaffen und damit vor der Erreichung ihres technischen Lebensendes abgeschaltet werden.

Der DIHK unterstützt, dass Windanlagen, die nach 20 Jahren aus der EEG-Förderung fallen, keine Anschlussförderung erhalten sollen. Immerhin sind diese Anlagen abgeschrieben und können sich über Herkunftsnachweise auch neue Abnehmer für den Strom suchen (PPA) bzw. für die Erzeugung von Wasserstoff genutzt werden.²⁶ Damit wäre eine Anschlussförderung als Überförderung zu werten. Ob eine Anschlussförderung beihilferechtlich genehmigungsfähig wäre, ist zudem fraglich. Zudem würde eine Anschlussförderung über den Merit-Order-Effekt die Wirtschaftlichkeit neuer Projekte mit effizienteren Erzeugungsanlagen mindern.

Auf der anderen Seite ist auch klar, dass ein Weiterbetrieb gerade in Zeiten der Corona-Krise wirtschaftlich schwer werden kann, obwohl diesem technisch in der Regel nichts im Wege steht. Daher ist auch für solche Anlagen der Abbau bürokratischer Hemmnisse, z. B. im Bereich der Eigenversorgung ein wichtiger Punkt. Auf diese Weise könnten die Anlagen, z. B. für die Erzeugung von Wasserstoff genutzt werden. Zudem ist durch die Verteuerung des CO₂-Ausstoßes durch EU ETS und BEHG von einer mittelfristig besseren Wirtschaftlichkeit der Anlagen auszugehen.

²⁵ https://www.enbw.com//media/presse/docs/gemeinsame-pressemittelungen/2020/20200615_positionspapier_kleine_direktvermarktung.pdf

²⁶ Einige Unternehmen aus dem Bereich der erneuerbaren Energien sprechen sich für eine Anschlussförderung aus, da sie befürchten, dass ansonsten viele Anlagen abgeschaltet werden, weil sich ein Weiterbetrieb wirtschaftlich nicht rechnet.

Der DIHK plädiert für Erleichterungen beim Repowering der Anlagen. So könnten z. B. die Anforderungen des Artenschutzes gelockert (allerdings nicht nur singulär für Windenergieanlagen) und auch die Möglichkeit des Repowerings von Anlagen kleiner 2 MW geschaffen werden, wie es auch der Bundesrat empfiehlt. Allerdings verursacht Repowering mit kleinen Anlagen eine höhere Flächeninanspruchnahme und auch die Stromgestehungskosten der Anlagen sind höher. Repowering mit kleinen Anlagen sollte daher insbesondere dann möglich sein, wenn keine größeren Anlagen gebaut werden können und der Betrieb bzw. Bau größerer Anlagen in der Nähe nicht beeinträchtigt wird.

Aus der Windkraftbranche erreicht den DIHK zudem der Vorschlag, den Begriff der Inbetriebnahme zu erweitern. Auch weitgehend erneuerte Altanlagen sollten so in den Genuss einer Förderung kommen können. Eine solche Regelung besteht bereits im KWKG und könnte ggf. mit einer geringeren Förderdauer einhergehen.

10 Verbesserung der Rahmenbedingungen für Eigenversorgung und Stromspeicher

Schon länger ist die Eigenversorgung der Treiber des weiteren Ausbaus bei PV-Anlagen unter 750 kW. Selbst Eigenheimbesitzer kommen mit einem Batteriestromspeicher auf einen Nutzungsgrad von 60 bis 70 Prozent des in ihrer PV-Anlage erzeugten Stroms. Der Entwurf des EEG sieht vor, die installierte Leistung aller PV-Anlagen von derzeit ca. 51 auf 100 GW im Jahr 2030 anzuheben. Dies bedeutet einen Nettozubau von 4,9 GW im Jahr. Dazu kommt der Ersatz alter Anlagen bis 2030 in Höhe von bis zu 9 GW. Damit muss sich zur Zielerreichung der jährliche Zubau auf über 5 GW belaufen. Das gelingt nur, wenn in einem stärker marktlichen Umfeld gewerbliche Investitionen in PV-Anlagen aller Größenklassen zunehmen. Die im Sommer beschlossene Aufhebung des PV-Förderdeckels von 52 GW im Rahmen des Gebäudeenergiegesetzes wird kaum dazu führen, dass mehr Anlagen von Unternehmen errichtet werden.

10.1 Abschaffung der Personenidentität und der Belastung mit EEG-Umlage

Um den Zubau zu beschleunigen sollten die Rahmenbedingungen für den Selbstverbrauch des Stroms verbessert werden. Dazu gehört die Abschaffung der Belastung mit EEG-Umlage sowie die Aufhebung der strikten Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber und Stromverbraucher. Letzteres würde dazu führen, dass Dächer besser für den weiteren Ausbau der PV genutzt werden. Zudem würde erheblicher bürokratischer Aufwand zur Abgrenzung sog. Drittstrommengen entfallen (messen & schätzen). Dieser schreckt viele Unternehmen ab, in eigene Anlagen zu investieren. Diesen Vorschlag unterstützt auch die Mittelstands- und Wirtschaftsunion, die einen entsprechenden Antrag dieses Jahr beschlossen hat.²⁷

Die Installation von PV-Anlagen und die vollständige Einspeisung des Stroms in ein Netz der allgemeinen Versorgung ist hingegen in den allermeisten Fällen keine Option. Hintergrund sind die gerade für den industriellen Mittelstand abseits des Kerngeschäfts sehr langen Amortisationszeiten von deutlich über zehn Jahren bei Volleinspeisung. Zudem können Unternehmen die grüne Eigenschaft des Stroms bei einer Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung anders als beim Selbstverbrauch nicht nutzen.. Durch eine Abschaffung der Belastung des Eigenverbrauchs mit EEG-Umlage kann zudem die Amortisationszeit der meisten Projekte auf fünf Jahre gesenkt werden, was für viele Betriebe auch im industriellen Mittelstand akzeptabel ist. Dies wäre für viele Betriebe jedenfalls tragbar, wenn die rechtlichen Unwägbarkeiten aus der Abgrenzung der Drittstrommengen auf dem Betriebsgelände beseitigt würden.

Beihilferechtlich sind die Abschaffung der Belastung mit EEG-Umlage und die Aufhebung der strikten Personenidentität möglich:

²⁷ <https://www.mit-bund.de/content/marktfaehige-photovoltaik-fuer-den-mittelstand>

Beihilferechtliche Würdigung: Abschaffung der EEG-Umlage auf selbst erzeugten und verbrauchten Strom aus erneuerbaren Energien

In Artikel 21 Absatz 3 der novellierten Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED 2) heißt es:

„Die Mitgliedstaaten können Eigenversorgern im Bereich erneuerbare Elektrizität für die an Ort und Stelle verbleibende eigenerzeugte erneuerbare Elektrizität nichtdiskriminierende und verhältnismäßige Umlagen, Abgaben und Gebühren in einem oder mehreren der folgenden Fälle auferlegen (...)“.

Durch das Wort „können“ ist klargestellt, dass die Mitgliedstaaten es nicht müssen. Dahinter kann auch eine beihilferechtliche Prüfung nicht zurückfallen. Eine Abschaffung der EEG-Belastung ist also möglich. Zumal die RED 2 in Artikel 21 Absatz 7 auch auf die Artikel 107 und 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der EU (AUEV) verweist und festhält, dass die Regelungen des Artikels 21 unbeschadet der beiden Artikel des AUEV gelten. Zudem weist ein aktuelles Rechtsgutachten²⁸ nach, dass die momentan bestehende pauschale Belastung des Eigenverbrauchs aus EE-Anlagen nicht mit der Richtlinie 2018/2001/EU (RED 2) vereinbar ist. Artikel 21 der Richtlinie gibt einen europarechtlichen Rahmen zur Stärkung der regenerativen Eigenversorgung. Dazu sollen diskriminierende Vorgaben abgeschafft werden.

Hier eine Stimme aus der Unternehmerschaft zu diesem Sachverhalt. Der DIHK stellt gerne den Kontakt zu diesem Unternehmen her:

"Sie fordern hier eine wirtschaftliche Besserstellung für Strom aus Eigenproduktion durch Verzicht auf die aktuellen Umlagen. Diesen Punkt tragen wir als Netzbetreiber ausdrücklich mit, wenn auch aus etwas anderen Motiven. Uns geht es hier insbesondere auch um einen Schritt zur Reduzierung von Bürokratieaufwand. Netzbetreiber wickeln aktuell den gesamten Prozess der Umlagen quasi im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber ab. Der Aufwand ist enorm und steht den notwendigen Effizienzbemühungen entgegen.“

Änderung der Regelungen zur Abgrenzung von Drittstrommengen

Dies kann dadurch erreicht werden, dass die von der Bundesnetzagentur geforderte strikte Personenidentität zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Stromverbrauch aufgegeben wird. Dies kann ebenfalls mit der RED 2 begründet werden, die z. B. anders als das EEG 2017 ein Recht auf kollektive Eigenversorgung vorsieht. Durch eine neue Definition erneuerbarer Eigenversorgung (und von KWK-Eigenversorgung) im EEG (§ 3 Nr. 20 neu) lässt sich der bürokratische Aufwand drastisch reduzieren:

²⁸ Von Bredow, Valentin, Herz 2020: Rechtsgutachterliche Kurzstellungnahme: Ausgewählte Fragen zur Umsetzung von Artikel 21 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie(EE-RL) in das deutsche Recht im Auftrag des BSW Solar.

„Eigenversorgung aus erneuerbaren Energien oder KWK-Anlagen: Der Verbrauch von Strom, der im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage verbraucht und der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird.“

Mit dieser Definition ist klargestellt, dass jeder Stromverbrauch hinter dem Netzverknüpfungspunkt als Eigenversorgung einzustufen ist. Abgrenzungspflichten entfallen. Mit dem Zusatz, dass kein Netz genutzt werden darf, ist klargestellt, dass der Strom nicht an Dritte verkauft werden kann. Die hochkomplexen Regelungen zum Mieterstrom könnten dadurch entfallen.

Auch Biomasseanlagen und Kleinwindräder bis 50 Meter Höhe, die keinem Genehmigungsvorbehalt des Immissionsschutzrechts unterliegen, würden davon profitieren. Dadurch würde also über die PV hinaus ein signifikanter Beitrag zur Erreichung des Ziels von 65 Prozent Strom aus erneuerbaren Energien an der Bruttowertschöpfung erreicht.

Unverständlich ist, warum Strom aus Anlagen, die in einer Ausschreibung einen Zuschlag erhalten haben, erst ab einer Stunde negativer Preise selbst verbraucht werden darf. Schließlich soll die EEG-Vergütung bei negativen Preisen ab der zweiten Viertelstunde in Folge entfallen. Daher böte sich zumindest eine Regelung an, dass Selbstverbrauch bei negativen Preisen grundsätzlich erlaubt ist.

10.2 Abstellen auf den räumlichen Zusammenhang

Um volkswirtschaftlich sinnvolle Eigenversorgungslösungen zu ermöglichen und Rechtsunsicherheit abzubauen, schlägt der DIHK vor, in der Eigenversorgungsdefinition den Begriff „unmittelbar“ zu streichen. Der Paragraph schafft keine Rechtssicherheit. So kann eine Straße oder ein Fluss, die ein Betriebsgelände teilen, den unmittelbaren Zusammenhang stören. Im Stromsteuerrecht wird zudem nur auf den räumlichen Zusammenhang abgestellt. Daher sollte auch im Sinne einer einheitlichen Rechtspraxis auf den räumlichen Zusammenhang abgestellt werden.²⁹

10.3 Gleichstellung von ORC- mit KWK-Anlagen

Die Stromerzeugung aus Abwärme und geothermischer Wärme mittels ORC-Anlagen sollte aus Klimaschutzgründen und im Sinne der Technologieoffenheit der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien gleichgestellt werden, da keine fossilen oder regenerativen Brennstoffe benötigt werden. Solche Anlagen sollten wie EE-Anlagen zur Eigenversorgung im EEG behandelt werden. Die Belastung mit der vollen EEG-Umlage führt dazu, dass die volkswirtschaftlich und klimapolitisch sinnvolle Nutzung von Abwärme in vielen Fällen verhindert wird. Auch die Belastung mit der reduzierten Umlage von 40 Prozent verhindert eine stärkere Nutzung.

²⁹ Diese Empfehlung wird von vielen Unternehmen aus der Energiewirtschaft und insbesondere von Netzbetreibern kritisch gesehen. Sie sehen die Gefahr doppelter Netzstrukturen, die volkswirtschaftlich ineffizient sind.

Analysen der Branche gehen davon aus, dass das Potenzial erschließbarer Stromerzeugung aus Industrie-Abwärme in etwa der elektrischen Erzeugungskapazität aller deutschen Biogasanlagen entspricht. Insbesondere finden durch die Nutzung von Industrieabwärme keine Eingriffe in die Landschaft, wie bspw. beim Bau von Windkraft- oder PV-Freiflächenanlagen statt. Ebenso werden keine Flächen für den Anbau von Mais oder anderer Energiepflanzen benötigt. Zudem werden durch den Direktverbrauch vor Ort die Verteilnetze entlastet. Auch wenn die Industrieprozesse in den kommenden Jahrzehnten auf erneuerbaren Strom, organische Biomasse oder -gas oder grünen Wasserstoff umgestellt werden, fällt industrielle Abwärme an, die in ORC-Anlagen zur Stromerzeugung genutzt werden kann und sollte. Es würden durch solche Investitionen also keine stranded investments entstehen.

Die untenstehenden Fallbeispiele stehen pars pro toto für betroffene Industriebetriebe und zeigen, dass aufgrund der derzeitigen EEG-Umlageregelung die Nutzung von Industrieabwärme mittels Verstromung durch ORC-Anlagen in Deutschland nicht realisiert werden kann. Der DIHK stellt gerne den Kontakt zu den Betrieben her:

1. Nachterstädt - NOVELIS Deutschland GmbH/Aluminiumwerk

Abwärmeleistung: 9.5 MW

Situation: ORC- Anlage mit ca. 2 MW elektrischer Leistung wurde vor ca. 7 Jahren installiert und wird wegen unklarer gesetzlicher Regelungen zur Nutzung von Strom nicht betrieben.

2. St. Egidien - KNAUF Insulation GmbH/Hersteller von Mineralwolle

Wärmeleistung: ca. 3,7 MW

Situation: Thermische Leistung wird nicht genutzt, da Eigenproduktion zur Gefährdung des Status „stromintensiver Unternehmen“ des Standortes führen würde.

3. Groß Ammensleben – Nelskamp/Hersteller von Dachziegeln

Wärmeleistung: ca. 3.8 MW

Situation: Thermische Leistung wird nicht genutzt, da Strom nicht EEG-umlagebefreit würde und Wirtschaftlichkeit daher nicht gegeben ist.

4. Georgsmarienhütte/Hersteller von Stahl

Wärmeleistung: ca. 80 MW

Situation: thermische Leistung wird nicht genutzt, da Eigenproduktion zur Gefährdung des Status „stromintensiver Unternehmen“ des Standortes führen würde und durch die EEG Umlage die Eigenstromerzeugung nicht wirtschaftlich ist.

5. Innospec Leuna GmbH/Hersteller von Additiven und LDPE

Wärmeleistung: ca. 20 MW

Situation: Thermische Leistung wird nicht genutzt, da Eigenproduktion zur Gefährdung des Status „stromintensiver Unternehmen“ des Standortes führen würde und zudem durch die EEG-Umlage eine Eigenstromerzeugung nicht wirtschaftlich ist.

10.4 Verbesserung der Rahmenbedingungen für Wasserstoffherzeugung in Eigenversorgungs-konstellationen

Die Bundesregierung möchte ausweislich ihrer Wasserstoffstrategie bis 2030 dieses Thema in Deutschland erheblich voranbringen. In Eigenversorgungs-konstellationen ist die Herstellung von Wasserstoff mit einer EEG-Umlage von 40 Prozent grundsätzlich möglich. Problematisch ist, dass Anlagen, die in einer Ausschreibung einen Zuschlag erhalten haben, nur in Ausnahmefällen zur Eigenversorgung genutzt werden können (Kraftwerkseigenverbrauch, negative Strompreise). Die Liste der Ausnahmefälle könnte um einen weiteren Punkt ergänzt werden, um die Wasserstoffherzeugung anzukurbeln.

Dazu könnte § 27a um eine Nummer 6 ergänzt und wie folgt gefasst werden:

„Die Betreiber von Anlagen, deren anzulegender Wert durch Ausschreibungen ermittelt worden ist, dürfen in dem gesamten Zeitraum, in dem sie Zahlungen nach diesem Gesetz in Anspruch nehmen, den in ihrer Anlage erzeugten Strom nicht zur Eigenversorgung nutzen. Ausgenommen ist der Strom, der verbraucht wird (...)

ERGÄNZUNG: 6. Für die Erzeugung speicherbarer Energieträger wie Wasserstoff oder Warmwasser (Einspeicherung), sofern die Volllaststunden der Einspeisung dadurch größer sind als ohne die Einspeicherung.“

Außerdem müsste in den Begriffsdefinitionen des § 3 eine Definition der Volllaststunden der Einspeisung ergänzt werden. Diese könnte wie folgt aussehen:

„Volllaststunden der Einspeisung: Quotient aus der kalenderjährlich in ein Netz eingespeisten Strommenge einer Anlage oder Anlagenkombination in Kilowattstunden und der maximalen Leistung der Einspeisung der Anlage oder Anlagenkombination.“

10.5 Verbesserung der Rahmenbedingungen für Stromspeicher

Die momentane Rechtslage für Speicher ist hochkomplex, womit die Kreditvergabe an solche Projekte massiv erschwert wird. Gleichzeitig werden Speicher aller Art aufgrund der immer stärkeren wetterabhängigen Stromerzeugung eine zunehmend wichtigere Rolle spielen. Ein klarer Rechtsrahmen wäre daher für Investitionen gerade auch des Mittelstandes von herausragender Bedeutung, auch im Hinblick auf die Flexibilisierung der Unternehmen.

Im Rahmen des Winterpakets hat die EU sich auch mit dem Rechtsrahmen von Speichern eingehend befasst. Unter anderem sieht das Paket vor, dass gespeicherter Strom in Zukunft nicht mehr mehrfach mit Abgaben und Umlagen belastet werden darf. Allerdings kennt das deutsche Energierecht bislang keine eigenständige (Strom-)Speicherdefinition. Daher wird die Einspeicherung von Strom wie ein Letztverbrauch und die Ausspeicherung wie eine Erzeugung behandelt. Aus diesem Grund fallen bei der Einspeicherung von Strom grundsätzlich Netzentgelte sowie Abgaben und Umlagen an. Das EEG hat sich in der Vergangenheit wiederholt mit dem Thema EEG-Umlage bei Speichern befasst. Seit 2017 gilt die Regelung, dass bei der Einspeicherung nur noch EEG-Umlage anfällt, wenn der Speicher gemischt genutzt wird, sofern beim Verbrauch des ausgespeicherten Stroms Abgaben und Umlagen gezahlt werden. Gemischte Nutzung heißt, wenn der Speicher sowohl zur Eigenversorgung als auch zur Aufnahme von Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung genutzt wird. Die ersten 500 Speichervorgänge eines Kalenderjahres sind von der Zahlung der EEG-Umlage ausgenommen. Aus Sicht des DIHK widerspricht diese restriktive Regelung den europäischen Vorgaben, die Doppelbelastung der Stromspeicher sollte daher mit dem EEG 2021 abgeschafft werden.

Darüber hinaus sieht das Winterpaket der EU vor, dass aktive Kunden mit ihrem Speicher mehrere Dienstleistungen gleichzeitig erbringen dürfen („Multi-Use“), ohne dass der eingespeicherte Strom – sofern er aus einer EE-Anlage stammt – seine Klassifizierung als Grünstrom verliert. Auch diese Regelung fehlt im EEG-Entwurf. Vielmehr wird der gesamte Strom zu Graustrom, wenn z. B. für Flexibilitätsdienstleistungen, kurzzeitig Netzstrom eingespeichert wird. Um die Vorgaben der EU umzusetzen, sollte auch die „Ergrauung von Grünstrom“ (Ausschließlichkeitsprinzip) abgeschafft werden.

11 Erleichterungen bei der Abgrenzung sog. Drittstrommengen auf dem Betriebsgelände (Messen und Schätzen)

11.1 Probleme bei der Abgrenzung sog. Drittstrommengen

Durch die Einführung der Abgrenzung sog. Drittstrommengen auf dem Betriebsgelände bestehen für Unternehmen, die Strom selbst verbrauchen bzw. in der Besonderen Ausgleichsregel sind, erhebliche Rechtsunsicherheiten. Zudem kollidiert die Abgrenzung häufig mit anderen Auflagen. Anbei einige besonders markante Beispiele, warum die momentane Regelung von vielen Betrieben als Absurdität angesehen wird:

- **Dieselaggregate statt Strom bei Kühl-Lkws:** Es gibt viele Fälle, in denen Lkws zu den Unternehmen fahren und sich dort an das Stromnetz anschließen, um ihre Ware zu kühlen oder warm zu halten, aber nicht zugleich Halter sind, da sie die Fahrzeuge angemietet haben. Halter und stromlieferndes Unternehmen haben in diesen Fällen nicht das Geringste miteinander zu tun und die Halter bestimmen weder die Betriebsweise, noch üben sie Sachherrschaft aus. Die Kühlfahrzeuge (oder auch beheizte Fahrzeuge mit Produkten, welche nur durch Wärme z. B. entladen werden können, wie Honig, Harze etc.) sind in vielen Fällen für die wirtschaftliche Tätigkeit des Unternehmens notwendig, bei welchem die Anlieferung erfolgt. Wenn das Produkt weder gekühlt oder beheizt wird, ist eine Weiterverarbeitung oder Entladung selten möglich. Somit ist es im Rahmen der Produktionskette eine notwendige (Strom-)Lieferung, denn der Lieferant kühlt/beheizt im Interesse des belieferten Unternehmens und dieses sollte als Selbstverbrauch eingestuft werden. Außerdem ist zu befürchten, dass anderenfalls wieder vermehrt Dieselaggregate zur Kühlung eingesetzt werden. Dies wäre nicht umweltgerecht und stellt eine unnötige Lärmbelästigung für Anwohner und Beschäftigte dar.
- **Abgrenzung von ad-hoc-Notfallgeräten notwendig:** Notfallgeräte, die zum Beheben von Schäden nach unvorhergesehenen Ereignissen eingesetzt werden, müssten nach geltender Rechtslage abgegrenzt werden. Dazu zählen beispielsweise Elektropumpen der Feuerwehr, die einen vollgelaufenen Keller leer pumpen. Dazu zählen auch Bautrockner zur anschließenden Trocknung des Kellers und ähnliches. Selbstverständlich existiert kein Messgerät für derartige Notfälle. Für eine ad-hoc-Messung müssten mehrere Kabel verlegt werden, um an einen ggf. vorhandenen Abgrenzungszähler zu kommen, sodass viele Stolperstellen entstünden und die Unfallgefahr erhöht würde. Auch Schätzungen können in Notfällen nicht praktikabel durchgeführt werden.
- **Industriestaubsauger kein Bagatellfall:** Ein herkömmlicher Industriestaubsauger mit 3.000 Watt Leistung müsste über 1.100 Stunden im Jahr laufen, um 3.500 kWh zu erreichen, also drei Stunden am Tag. Die Laufzeiten liegen im Regelfall in der Praxis deutlich

darunter. Sollte die Einstufung der Bundesnetzagentur so bleiben, müssten mobile Zähler angeschafft werden.

- **Messgeräte bei behördlicher Umweltkontrolle müssen abgegrenzt werden:** Der Stromverbrauch von Messgeräten, z. B. zur behördlichen Umweltkontrolle, muss eichrechtlich abgegrenzt werden, wenn die Geräte von beauftragten Unternehmen bereitgestellt und betrieben werden. Der Einsatz solcher durch behördliche Auflagen erforderlichen Geräte ist für die Erhaltung der Betriebserlaubnis notwendig.
- **Abgrenzung von Drittstrommengen erhöht die Unfallgefahr im Betrieb:** Gerade bei externen Dienstleistern, die die Anlagen z. B. zur Erhaltung der Herstellergarantien warten, ist zum Beispiel eine Abgrenzung in vielen Fällen schwierig umsetzbar. So kann sich eine „ge-eichte“ Steckdose an der einen Seite der Halle befinden, die Hubbühne wird aber an einer anderen Stelle benötigt. Die Verlegung von Kabeln durch die Werkshalle führt zu arbeits-schutzrechtlichen Problemen. Zudem kann es notwendig werden, Maschinen für die Verle-gung des Kabels abzustellen.
- **Geräte von Bewohnern von Altersheimen müssen abgegrenzt werden:** Dauerhafte Verbräuche durch Patienten, Gäste oder Passagiere müssen nach geltender Rechtslage abgegrenzt werden. Dies gilt für persönlich mitgebrachte Geräte, z. B. von Insassen in Jus-tizvollzugsanstalten, von Patienten, die sich dauerhaft in Krankenhäusern aufhalten und von pflegebedürftigen Menschen in Altersheimen oder anderen Pflegeeinrichtungen. Die mitge-brachten Geräte sind regelmäßig Kleingeräte. Es handelt sich um Nachttischlampen, Ra-dios, kleine Rechner und ähnliche Geräte.
- **Abgrenzung in Windparks bei mehreren Anlagenbetreibern:** Windanlagen verschiede-ner Betreiber, die an einem Netzverknüpfungspunkte angeschlossen sind, beliefern sich in bestimmten Situationen, (z. B. bei Stillstand) untereinander mit Strom. Dies gilt teilweise auch für gepoolte Parks mit verschiedenen EE-Anlagentypen (z. B. gemeinsam angeschlos-sener Anlagenpark aus Windpark, Solarpark und Biogasanlage). Wird ein gemeinsames Umspannwerk betrieben, ist auch das ein Weiterleitungsfall und müsste entsprechend abgegrenzt werden.

Praxisbeispiel Zählerkosten bei Windparks von Enertrag:

Die Nachrüstung von Bestandsanlagen mit geeichten Zählern kostet pro Windenergieanlage je nach Hersteller zwischen 7.000 und 30.000 Euro. Hinzu kommen monatliche Betriebskosten von etwa 30 Euro pro Anlage.

Zum Beispiel bedeutet dies für einen Windpark mit 249 Anlagen:

- $249 \text{ Windenergieanlagen} \times 7.000 \text{ Euro} = 1.734.000 \text{ Euro}$ (einmalige Installationskosten)

- 249 Windenergieanlagen x 30 Euro Betriebskosten = 7.470 Euro monatlich = 89.640 Euro jährlich
- Jährliche EEG-Umlage für parkinterne Querlieferungen = 153.840 Euro jährlich
(zugrunde liegende Annahmen: 60 % der Verbräuche voll umlagepflichtig, 40 % Eigenverbrauch. EEG-Umlage 2020: 6,756 Cent, 10kW Strombedarf pro Anlage)

Das Beispiel zeigt, dass bereits die jährlichen Betriebskosten der Messeinrichtungen weit über die Hälfte der zu zahlenden EEG-Umlage ausmachen.

Den DIHK erreichen diverse Beispiele von Unternehmen, die aufgrund der Komplexität der momentanen Regelung entweder vollständig auf PV verzichten bzw. Anlagen kleiner dimensionieren, um Weiterleitungsfälle zu vermeiden bzw. planen, Anlagen abzuschalten, wenn der Strom nicht vollständig selbst verbraucht werden kann. Aus Sicht der Energiewende führt dies dazu, dass deutlich weniger erneuerbarer Strom erzeugt wird als möglich.

11.2 Vorschläge zur Weiterentwicklung

Auch wenn die Personenidentität, wie vom DIHK vorgeschlagen, für Eigenversorgungskonstellationen aufgehoben würde, gibt es Änderungsbedarf an den Regelungen zu Messen und Schätzen. Schließlich sind diese auch für die Unternehmen in der Besonderen Ausgleichsregelung von hoher Relevanz. Die Koalitionsfraktionen haben zudem im Rahmen des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (Nabeg 2.0) zugesagt, dass die Regelungen entbürokratisiert werden sollen. Die EEG-Novelle bietet hierfür die passende Gelegenheit.

Bei wahrscheinlich keinem anderen Sachverhalt des EEG ist die Rechtsunsicherheit so hoch wie beim Thema Messen und Schätzen. Schließlich sind die Paragraphen 62a und 62b voller unbestimmter Rechtsbegriffe. Zudem ist unklar, wie fehlerhafte Abgrenzungen von Drittstrommengen gerichtlich gewertet werden. Es ist nicht auszuschließen, dass auch weit in die Vergangenheit die volle EEG-Umlage nachgezahlt werden muss. Im Bereich der Eigenversorgung hält dies viele Betriebe von Investitionen in PV ab. Auch der Leitfaden der Bundesnetzagentur und das Hinweisblatt des Bafa zum Antragsverfahren bei der BesAR schaffen keine Rechtssicherheit, da sie lediglich die nicht rechtsverbindliche Auffassung der beiden Behörden darstellen. Ob Gerichte diese Auffassungen teilen, steht auf einem anderen Blatt. Bereits in der Vergangenheit haben Gerichte Sachverhalte anders bewertet als die Bundesnetzagentur in ihrem Leitfaden zur Eigenversorgung. Eine einfache und klare Regelung, die Rechtssicherheit herstellt, ist daher aus Sicht des DIHK dringend notwendig.

Die Abgrenzung von Drittstrommengen innerhalb der eigenen betrieblichen Tätigkeit oder Tätigkeiten von Dritten, die für den Unterhalt, die Überwachung oder den Betrieb der üblichen Geschäftstätigkeiten ausgeführt werden, sollten nicht abgegrenzt werden müssen. Zumal hier vor allem

Klein(st)verbraucher zum Einsatz kommen. Dienstleistungen Dritter, welche dauerhaft und zugeordnet erbracht werden (Kantine, Neu- und Erweiterungsbauten, ...) können hingegen abgegrenzt werden. Zumal diese auch auf eigene wirtschaftliche Rechnung arbeiten.

11.3 Zur Bagatellgrenze in § 62a EEG 2017

Die Einführung einer Bagatellgrenze ist aus unserer Sicht notwendig. Die Unternehmen erhalten damit eine Orientierung, welche Stromverbräuche als geringfügig einzustufen sind. Der Zweck ist, dass kein gesonderter Aufwand zur Abgrenzung von kleinen Drittmengen betrieben werden muss, was mit einem Weniger an Bürokratie für Unternehmen und Netzbetreiber einhergeht.

Dieser Zweck wird durch die aktuelle Fassung des § 62a EEG bislang aber nur zum Teil erreicht. Die dort aufgeführten Voraussetzungen bieten keine Rechtssicherheit, sondern erfordern eine Interpretation und Abwägung. Außerdem müssen Abwägungen dokumentiert und Interpretationen mit einem Anwalt besprochen werden. Eine Entlastung von Bürokratie erfolgt gerade nicht. Deshalb empfehlen wir eine Neugestaltung der Bagatellregelung in § 62a EEG.

Dies aus den folgenden Gründen:

- Eine einfache und rechtssichere Bagatellgrenze ist volkswirtschaftlich sinnvoll, vermeidet unnötige Bürokratie und erleichtert Investitionen.
- Es kommt nicht auf die Zeitdauer an, in der die Strommengen verbraucht werden. Sonst würden gleiche Bagatellfälle unterschiedlich behandelt werden.
- Auf die Nennung weiterer Kriterien sollte verzichtet werden. Denn diese enthalten unbestimmte Rechtsbegriffe, die keine Rechtssicherheit bieten.

Wir schlagen daher folgende Regelung vor:

1. Bagatellverbräuche bis 10.000 kWh werden ohne weitere Voraussetzungen dem Selbstverbrauch des Standortunternehmens zugerechnet.
2. Verbräuche über 10.000 kWh können als geringfügig eingestuft werden, sofern die bisherigen Voraussetzungen erfüllt sind oder sie auf der Positivliste des Hinweisblattes der BNetzA stehen.

Wir schlagen daher folgende Änderung des EEG vor:

§ 62a Geringfügige Stromverbräuche Dritter

„Stromverbräuche einer anderen Person sind den Stromverbräuchen des Letztverbrauchers zuzurechnen, wenn sie geringfügig sind.

1. *Stromverbräuche unterhalb von 10.000 kWh sind geringfügig.*
2. *Darüber hinausgehende Stromverbräuche können geringfügig sein, wenn sie*

- a. *üblicherweise und im konkreten Fall nicht gesondert abgerechnet werden und*
- b. *in den Räumlichkeiten, auf dem Grundstück oder dem Betriebsgelände des Letztverbrauchers verbraucht werden.“*

Mit dieser Ausgestaltung bekämen die Unternehmen eine sehr klare und damit in der Praxis handhabbare Regelung. Ab einem Verbrauch von 10.000 kWh muss in einer Einzelfallprüfung entschieden werden, ob noch von einer Geringfügigkeit auszugehen ist. Hilfreich wäre in diesem Zusammenhang auch eine Positivliste. Unabhängig von der Bagatellgrenze sollte darüber nachgedacht werden, Netzverluste von der EEG-Umlage freizustellen.

11.4 Verlängerung der Schätzmöglichkeit (§ 104 Absatz 10)

Das EEG enthält bislang den Grundsatz, dass alle weitergeleiteten Strommengen geeicht gemessen werden müssen. Lediglich bei technischer und/oder wirtschaftlicher Unmöglichkeit sieht das Gesetz eine dauerhafte Schätzmöglichkeit vor. In § 104 Absatz 10 EEG 2017 ist eine Übergangsregelung enthalten, nach der bis zum 31.12.2020 immer geschätzt werden kann.

Schätzungen dürfen bisher schon nur unter der Voraussetzung eingesetzt werden, dass sich der Schätzer schlechter stellt und damit mehr EEG-Umlage als bei einer geeichten Messung abführt. Mit dieser Regelung profitiert das EEG-Konto von Schätzungen. Der DIHK plädiert, die grundsätzliche Schätzmöglichkeit weiter beizubehalten. Andernfalls müssten in Corona-Zeiten tausende Betriebe zehntausende Zähler neu installieren lassen. Damit würden den Unternehmen wertvolle Finanzmittel für den Aufschwung und neue Investitionen entzogen. Zudem bereiten krisenbedingte Einschnitte bei der Personalkapazität vielen Betrieben im Zusammenhang mit der Erarbeitung und Etablierung der aufwendigen Messkonzepte für die Drittstrommengenabgrenzung erhebliche Probleme. Der Zeitrahmen bis Ende des Jahres ist oft kaum einzuhalten. Das EEG-Konto müsste hingegen 2021 und in den folgenden Jahren mit weniger Einnahmen rechnen, sodass der staatliche Zuschuss höher ausfällt. Die Schätzmöglichkeiten beizubehalten, stellt auch einen wichtigen Beitrag zum Abbau von Bürokratie dar.

12 Zum Betreiberbegriff einer Stromerzeugungsanlage

Der Betreiberbegriff für eine Stromerzeugungsanlage führt in der Praxis zu erheblichen Rechtsunsicherheiten insbesondere für Pachtmodelle. Nach der Rechtsprechung des BGH wird unter dem Betreiber einer Stromerzeugungsanlage derjenige verstanden, der, ohne notwendigerweise Eigentümer zu sein, die tatsächliche Herrschaft über die Anlage ausübt, ihre Arbeitsweise eigenverantwortlich bestimmt und sie auf eigene Rechnung nutzt, mithin das wirtschaftliche Risiko trägt. Zur Bewertung dieser Hauptkriterien können wiederum jeweils zahlreiche Indizien und Sachverhalte herangezogen werden (für das wirtschaftliche Risiko beispielsweise Verfügbarkeitsrisiken, Risiken der Stromvermarktung, Brennstoff-, Preis- und Mengenrisiken, betriebliche Kostenrisiken, etc.). Wichtig ist in diesem Zusammenhang des Weiteren, dass bei vertraglichen Gestaltungen bei Zweifeln bei der Bestimmung des Betreibers nach der maßgeblichen BGH-Rechtsprechung der übereinstimmende Parteiwille allen anderen Auslegungsmethoden vorgeht.

§ 3 Nr. 7a EEG sollte daher wie folgt gestaltet werden:

„Betreiber einer Stromerzeugungsanlage ist, wer unabhängig vom Eigentum an der Stromerzeugungsanlage im Rahmen einer Gesamtabwägung aller Umstände im Zeitpunkt der Stromerzeugung mindestens überwiegend die tatsächliche Sachherrschaft i. S. d. § 854 BGB über diese innehat, das wirtschaftliche Risiko aus dem Anlagenbetrieb trägt und die Arbeitsweise der Stromerzeugungsanlage bestimmt. Das wirtschaftliche Risiko aus dem Anlagenbetrieb trägt, wer die laufenden Betriebskosten der Stromerzeugungsanlage zu tragen hat und für die Verwendung des erzeugten Stroms unmittelbar verantwortlich ist. Kommen mehrere natürliche oder juristische Personen als Betreiber der Stromerzeugungsanlage in Betracht, ist im Zweifel der übereinstimmende Wille dieser Personen für die Bestimmung des Betreibers maßgeblich.“

Im Übrigen würde die Abschaffung der Personenidentität dieses Problem direkt lösen, womit die oben vorgeschlagene Änderung hinfällig wäre (vgl. Kapitel 10).

13 Zu den Meldepflichten der §§ 74 und 74a

13.1 Einführung der Zahlung auf fremde Schuld

Es ist aus Sicht des DIHK dringend geboten, die Zahlung der EEG-Umlage auf fremde Schuld gesetzlich zu verankern. Andernfalls wären alle Weiterleitungsfälle in Kundenanlagen durch Meldepflichten von Bürokratie betroffen, die keinen Mehrwert im Sinne einer höheren EEG-Umlagezahlung schafft. Daher ist die Neuregelung des § 74 Absatz 2 richtig und wichtig und schafft bei der Abwicklung der EEG-Umlage mehr Rechtssicherheit.

13.2 Ermöglichung der Nachkorrektur bei der Meldung von Stromlieferanten nach § 74 EEG und für Betreiber von Eigenerzeugungsanlagen nach § 74a EEG

Zum Hintergrund für Stromlieferanten: Alle Unternehmen, die Strom an Dritte weiterleiten, mussten bis zum 31. Mai eine Schlussrechnung für die Strommengen des Vorjahres beim Übertragungsnetzbetreiber abgeben. Um diese Mengen korrekt zu ermitteln, ist eine aufwendige Abgrenzung zwischen selbst verbrauchten und weitergeleiteten Strommengen notwendig. Unternehmen, die diese Strommengen bis zum 31. Mai 2020 nicht korrekt ermitteln konnten, sollten die Möglichkeit haben, diese Mengen mit der nächsten Jahresabrechnung zu korrigieren.

Konkrete Ausgestaltung: § 74 EEG sollte um den folgenden Absatz 4 ergänzt werden:

„Unternehmen, die die an Letztverbraucher gelieferte Energiemenge bis zum 31. Mai 2020 nicht korrekt ermitteln und melden konnten, können diese Meldung mit der nächsten Jahresabrechnung korrigieren.“

Zum Hintergrund für Betreiber von Eigenerzeugungsanlagen: Die gleichen Probleme bestanden für die Meldung der Betreiber von Eigenerzeugungsanlagen.

Konkrete Ausgestaltung: § 74a EEG sollte um den folgenden Absatz 5 ergänzt werden:

„Unternehmen, die die erforderlichen Meldedaten nach § 74a EEG in 2020 nicht korrekt ermitteln und melden konnten, können diese Daten mit der nächsten Jahresabrechnung korrigieren. Die Sanktionsregelungen nach § 61j EEG werden für Meldungen nach S. 1 nicht angewandt.“

Keine Sanktion, wenn in der Vergangenheit an den falschen Netzbetreiber gemeldet wurde:

Viele Unternehmen haben in der Vergangenheit ihre Meldungen nach § 74a EEG an ihren Anschlussnetzbetreiber abgegeben, der grundsätzlich auch der zuständige Meldeadressat ist. Eine große Zahl dieser Unternehmen nutzt nun die gewillkürte Nachrangregelung. Die gewillkürte

Nachrangregelung bedingt, dass Dritte unmittelbar aus der Eigenerzeugungsanlage beliefert wurden. Für die Meldungen nach § 74a EEG sind damit gemäß § 61j Abs. 1 Nr. 3 EEG die Übertragungsnetzbetreiber zuständig. Damit haben die Unternehmen zwar Meldungen abgegeben, aber irrtümlich an den falschen Netzbetreiber. Für viele Unternehmen droht damit die Sanktion, dass sie auf sämtliche eigenerzeugte Mengen – auch für die Vergangenheit – 100 % EEG-Umlage zahlen müssen.

Der vollständige Verlust des Eigenstromprivilegs wäre eine unverhältnismäßige Härte und entspricht nicht der Intention der Sanktionsregelung. Diese soll sicherstellen, dass Unternehmen ihre Eigenerzeugungsanlagen und die dort erzeugten und selbst verbrauchten Mengen – falls diese umlagepflichtig sind – melden, damit dem EEG-Konto keine Umlagen entgehen. Die Unternehmen haben ihre Meldepflichten aber erfüllt, wobei weder ihnen noch den Anschlussnetzbetreibern bewusst war, dass hier ggf. ein anderer Melde- und Zahlungsadressat zuständig war. Zu beachten ist in diesem Zusammenhang auch, dass die Abgrenzungs-, Melde- und Zuständigkeitsthemen im Einzelnen so diffizil und komplex sind, dass gerade mittelständische Unternehmen vollkommen überfordert sind.

Konkrete Ausgestaltung: Es sollte klargestellt werden, dass die Sanktionsregelung nach § 61i EEG nicht gilt, wenn Unternehmen ihre Meldungen irrtümlich an den Anschlussnetzbetreiber gemeldet haben, obwohl der Übertragungsnetzbetreiber zuständig war.

14 Zum Mieterstrom

Die Abschaffung der Personenidentität ist aus Sicht des DIHK der sinnvollere Weg als eine spezifische Förderung sog. Mieterstromprojekte über das EEG. Durch die Aufhebung der Personenidentität zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Stromverbraucher hinter dem Netzverknüpfungspunkt würde es keine Rolle mehr spielen, wer die Anlage betreibt und wer den Strom verbraucht. Mieterstromprojekte würden automatisch unter die Regelungen für Eigenversorgung fallen.

Sollte die Personenidentität beibehalten werden, spricht sich der DIHK gegen eine Förderung von Mieterstrommodellen auf die im EEG angelegte Art und Weise aus. Es ist aus Sicht der Wirtschaft wenig sinnvoll, auf der einen Seite eine Förderung aus dem EEG-Topf auszureichen und auf der anderen Seite die volle EEG-Umlage zu erheben. Der sinnvollere Ansatz wäre aus Sicht der Wirtschaft, Mehrpersonenmodelle bei der Eigenversorgung zuzulassen und somit ein tatsächliches gemeinsames aktives Engagement für die Energiewende anzustoßen.³⁰ Diese Modelle sollten zudem nicht auf Wohngebäude beschränkt werden. Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) sieht solche Modelle vor. Zumindest sollte Mieterstrom der Eigenversorgung gleichgestellt und damit mit 40 Prozent EEG-Umlage belastet werden, wenn sich an den Regelungen zur Eigenversorgung nichts ändert.

Positiv am Entwurf sind aus Sicht des DIHK die Aufhebung der PV-Anlagenzusammenfassung von zwei unterschiedlichen Anlagen auf baulich verbundenen Gebäuden zur Ermittlung des Mieterstromanspruchs sowie die Klarstellung der Zulässigkeit des sog. Lieferkettenmodells. Bei diesem tritt ein Energiedienstleister als Mieterstromlieferant auf und übernimmt die Strombelieferung von Letztverbrauchern im Rahmen eines Mieterstromprodukts. Das EEG 2021 konstatiert, dass eine Mieterstromförderung auch dann vorliegt, wenn der Strom nicht vom Anlagenbetreiber, sondern von einem Dritten geliefert wird.

Generell ist anzustreben, die Abrechnungsmodi für Mieterstrommodelle zu vereinfachen. Dies würde die Akzeptanz zur Energiewende vor Ort fördern und die Verwaltungen von WEGs- oder Vermietern entlasten. Zudem sollten die Regelungen zur Abgabe von EE-Strom (Windkraft aus Kleinanlagen wäre alternativ möglich) die selbst bewohnten Eigentumswohnungen einem Mieter gleichstellen, ohne das EE-Anlagen von Eigentümern als Gewerbe betrieben werden müssten.

³⁰ S. hierzu auch [DIHK-Stellungnahme zum Mieterstromgesetz](#).

15 Zur Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR)

15.1 Einführung

Die Bundesregierung plant, große Teile der Einnahmen aus der nationalen CO₂-Bepreisung (Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)) in die Senkung der EEG-Umlage zu leiten. Für 2021 und 2022 ist bereits eine Deckelung auf 6,5 bzw. 6 Cent/kWh angekündigt, um die Folgen der Corona-Krise für den Strompreis zu mildern. In den Jahren danach dürfte die Umlage weiter sinken, da die Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung steigen. Die sinkende EEG-Umlage kann dazu führen, dass Unternehmen die Schwellenwerte der Besonderen Ausgleichsregelung nicht mehr erreichen und deshalb eine höhere oder sogar die volle EEG-Umlage bezahlen müssen. Ihre Existenz am Standort Deutschland kann daher auf dem Spiel stehen. Vor dem Hintergrund der Corona-Krise ist diese Gefahr deutlich erhöht. Der DIHK unterstützt daher grundsätzlich die geplante Senkung der Schwellenwerte, hält diese aber nicht für ausreichend.

Die Senkung der EEG-Umlage aus Haushaltsmitteln soll vor allem auch die Belastungen aus der nationalen CO₂-Bepreisung ausgleichen. Für die Unternehmen in der Besonderen Ausgleichsregelung tut sie das in jedem Fall nicht, selbst wenn keine Gefahr des Herausfallens besteht. Daher weist der DIHK auch an dieser Stelle darauf hin, dass solche Betriebe eine direkte Kompensation benötigen, sofern sie nicht unter den Europäischen Emissionshandel (ETS) fallen.

Durch den Zuschuss aus dem Energie- und Klimafonds – und damit aus staatlichen Mitteln – ist die Frage, ob das EEG eine Beihilfe nach EU-Recht ist, mit Ja beantwortet. Damit unterfällt auch die BesAR den staatlichen Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien. Die Handlungsspielräume für den Gesetzgeber sind damit begrenzt. Gleichwohl ist eine Überarbeitung der Leitlinien angekündigt und die GD Wettbewerb hat auch schon erste Schritte unternommen. Es ist daher nicht auszuschließen, dass auch Beschlüsse, die über die momentan geltenden Leitlinien hinausgehen, den Segen Brüssels erhalten können. Der DIHK hält es daher nicht für angemessen, sich von Anfang an mit einem begrenzten Handlungsspielraum zu begnügen.

15.2 Vorschläge zum Auffangen der EEG-Umlagensenkung

Folgende Maßnahmen für eine Reform der Besonderen Ausgleichsregelung würden den Unternehmen helfen:

Bestandsschutzregelung: Es könnte eine zeitlich begrenzte Bestandsschutzregelung für Unternehmen beider Listen als Härtefallregelung getroffen werden, wie dies auch mit dem EEG 2014 umgesetzt wurde (§ 103 Absatz 4 EEG 2017, Begrenzung der EEG-Umlage auf 20 Prozent). Diese könnte dann zumindest solange greifen, bis die neuen Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien in Kraft sind (voraussichtlich 2023).

Fiktion der vollen EEG-Umlage: Eine alternative Möglichkeit wäre die Etablierung einer Fiktion, dass für die Ermittlung der Stromkostenintensität die Zuschüsse aus dem Bundeshaushalt zur EEG-Umlage unberücksichtigt bleiben und damit die Umlage in voller Höhe angerechnet wird.

Absenkung der Schwellenwerte: Dritte Möglichkeit, Schaden von den Unternehmen abzuwenden, ist die Absenkung der Schwellenwerte für die Stromkostenintensität (SKI), wie es auch die Mittelstands- und Wirtschaftsunion (MIT) empfiehlt. In einem ersten Schritt müsste die SKI bis 2022 um 2 Prozentpunkte gesenkt werden, um die sinkende Umlage aufzufangen. Bei einer Absenkung der EEG-Umlage auf 5 Cent/kWh oder weniger wären voraussichtlich weitere Senkungsschritte notwendig. Wenn sich die Bundesregierung für diesen Schritt entscheidet, sollte die Senkung der Schwellenwerte direkt mit dieser EEG-Novelle geregelt werden.

Der DIHK empfiehlt daher eine Senkung der Schwellenwerte für das Antragsjahr 2022 um 2 Prozentpunkte und für das Antragsjahr 2023 um 3 Prozentpunkte. Dies sollte für Branchen beider Listen möglich sein.

	Status Quo	2022	2023
Cap/Super Cap	20 %	18 %	17 %
15 % der Umlage (nur Liste 1)	17 %	15 %	14 %
Härtefallregelung	14 %	12 %	11 %

Der Referentenentwurf geht im Hinblick auf Unternehmen der Liste 1 bei der Inanspruchnahme der Standardbegrenzung sogar über diesen Vorschlag hinaus, indem für das Antragsjahr 2022 ein Schwellenwert von 14 Prozent überschritten werden muss. Sowohl bei den Regelungen zu Cap/Super Cap als auch bei der Härtefallregelung für Unternehmen der Liste 2 bleibt der Entwurf aber eine Antwort auf die Herausforderungen schuldig. Immerhin wird bei der Härtefallregelung durch die Absenkung des Umlagebetrags von 20 auf 15 Prozent der EEG-Umlage ein Schritt getan.

Da die Einnahmen aus der nationalen CO₂-Bepreisung derzeit langfristig kaum abgeschätzt werden können und damit unklar ist, welches Senkungspotenzial bei der EEG-Umlage besteht, müsste voraussichtlich ab dem Antragsjahr 2024 jährlich nachgesteuert werden. Dies gilt umso mehr für die Jahre ab 2027, wenn es einen freien Handel der Zertifikate geben wird. Für die Unternehmen, die knapp oberhalb der Schwellenwerte liegen, würden sich dadurch erhebliche Planungsunsicherheiten ergeben. Diesem Umstand trägt der Referentenentwurf begrenzt Rechnung, indem es zu einer jährlichen Senkung des Schwellenwertes für Unternehmen der Liste 1 um einen Prozentpunkt kommen soll. Dies soll bis zum Zielwert von 10 Prozent gelten. Der DIHK regt an, ein Monitoring zu etablieren, wenn dieser Wert erreicht ist, ob danach nicht eine weitere Absenkung angezeigt ist. Schließlich ist derzeit nicht absehbar, wie sich die EEG-Umlage in diesem Zeitraum entwickelt.

Aus diesem Grund und um den Fallbeileffekt der BesAR zu mildern, sollte über den Einbau eines gleitenden Einstiegs nachgedacht werden. Dadurch könnten auch neue Investitionen in Energieeffizienz ausgelöst werden, die dieser Fallbeileffekt derzeit verhindert. Für die Unternehmen wäre das Herausfallen aus der Härtefallregelung keine direkte Gefahr mehr für ihre Existenz am Standort Deutschland. Des Weiteren wäre eine solche Maßnahme insbesondere für den industriellen energieintensiven Mittelstand hilfreich. Dass hierdurch große Mengen an EEG-Umlage vermieden und Vollzahler der Umlage erheblich belastet würden, ist zudem nicht zu erwarten. Für viele Betriebe würde sich die Antragsstellung aufgrund des hohen bürokratischen Aufwands nicht lohnen.

15.3 Aufnahme von Landstrom in die BesAR

Der DIHK trägt die Aufnahme von Landstrom in die BesAR mit, da davon auszugehen ist, dass es aufgrund des Mehrverbrauchs von Strom durch Schiffe zu einer Entlastung bei der EEG-Umlage kommen kann. Allerdings stellt sich die Frage, warum nicht auch elektrisch angetriebene Busse von einer solchen Regelung profitieren können sollen. Damit würden alle Verkehrsträger, die auf Strom setzen und (auch) zu Transportzwecken für Güter oder Passagiere eingesetzt werden, gleichgestellt.

15.4 Materielle Ausschlussfrist und Erhöhung der Planungssicherheit

In der Vergangenheit haben z. B. Probleme beim Hochladen von Dokumenten dazu geführt, dass die Besondere Ausgleichsregel nicht in Anspruch genommen werden konnte und dadurch wirtschaftliche Schäden in Millionenhöhe entstanden. Die materielle Ausschlussfrist des 30. Juni für Anträge für das Folgejahr wurde in diesem Jahr infolge der Corona-Krise gelockert. Zwar musste der Antrag fristgerecht gestellt werden, allerdings können Dokumente, wie Testate zum Energiemanagementsystem, bis zum 30. November nachgereicht werden. Was in der Krise möglich war, sollte auch in normalen Jahren möglich sein. Der DIHK spricht sich daher dafür aus, dass in einem begrenzten Zeitraum noch Dokumente nachgereicht werden können.

Zudem empfiehlt der DIHK, darüber nachzudenken, ob Begrenzungsbescheide nicht für mehr als ein Jahr Gültigkeit erlangen. Dies würde den bürokratischen Aufwand bei den Unternehmen und im Bafa verringern. Besonders für KMU wäre eine solche Regelung hilfreich und würde die Planungssicherheit gegenüber dem Status quo deutlich erhöhen. Investitionen gerade im Anlagenbestand werden damit wahrscheinlicher.

Dass Nachweise für ein Umwelt- bzw. Energiemanagementsystem nicht mehr bis zum 30.06. eines Jahres eingereicht werden müssen, stellt eine wesentliche Erleichterung dar und sorgt für eine Entlastung von Bürokratie bei den Unternehmen und Aufwand beim Bafa. Dadurch werden auch Probleme der Vergangenheit beim Hochladen dieser Dokumente in Zukunft nicht mehr auftreten. Dies schafft direkt mehr Sicherheit bei der Antragsstellung. Allerdings regt der DIHK an, Fälle der

Vergangenheit, in denen Rechtsstreitigkeiten zwischen Bafa und antragstellendem Unternehmen noch anhängig sind, in diesem Zuge zu heilen. Für die Unternehmen werden Ablehnungen des BesAR-Antrags schnell existenzbedrohend.

Daher schlägt der DIHK vor, diese Problematik durch die Einführung einer klarstellenden Regelung im EEG zu lösen. Von einer solchen Regelung müssten alle Sachverhalte ab dem 1. August 2014, also ab dem Inkrafttreten der verschärften Nachweisregelung in § 64 Abs. 3 Nr. 2 EEG, erfasst werden. Auf diese Weise wird eine Schlechterstellung und damit eine verfassungsrechtlich problematische Ungleichbehandlung vermieden. Es sollten aber zumindest noch laufende Verfahren geheilt werden. Insofern sollte darauf verzichtet werden, dass ein gültiges DIN EN ISO 50.001-Zertifikat eingereicht werden muss, wenn ein äquivalenter Nachweis erbracht werden kann, aus dem hervorgeht, dass das antragstellende Unternehmen zum Zeitpunkt der Antragstellung ein Energie- bzw. Umweltmanagementsystem betrieben hat. Einen solchen gleichwertigen Nachweis kann dabei - in Einklang mit dem bisherigen Wortlaut des § 4 Spitzenausgleich-Effizienzsystemverordnung - insbesondere ein Bericht zum Überwachungsaudit darstellen, sofern dieser bei Antragstellung nicht älter als zwölf Monate ist. Weitere äquivalente Nachweise sollten möglich sein.

In diesem Zusammenhang empfiehlt der DIHK zudem, dass die exemplarischen Messungen auch über den 31.12.2020 hinaus dauerhaft möglich sind, wenn die erweiterte Schätzmöglichkeit tatsächlich nur bis Ende 2020 eingeräumt wird (s. auch Ausführungen zu Messen und Schätzen). Dies betrifft z. B. gleichartige Getränkeautomaten oder Maschinen. Die exemplarischen Messungen sind bei der untergesetzlichen Ausgestaltung der Drittstrommengenabgrenzung ein zentraler Faktor, um unverhältnismäßigen Aufwand zu vermeiden. Die Wirtschaft benötigt aber Rechtssicherheit bei diesem Thema.

Der DIHK unterstützt, dass die Bundesregierung mit dem § 103 Absatz 1 in den Jahren 2021 bis 2023 eine Sonderregelung schafft, nach der die Unternehmen zwei von drei abgeschlossenen Geschäftsjahren auswählen können. Die Unternehmen haben dabei ein Wahlrecht. Damit wird der Corona-Krise Rechnung getragen. Zudem sind nur zwei abgeschlossene Geschäftsjahre ausreichend, um einen Antrag im Rahmen der BesAR stellen zu können. Nach § 103 EEG soll diese Regelung auch für Unternehmen gelten, die einen Antrag auf Härtefallregelung stellen.

15.5 Änderung der Durchschnittsstrompreisverordnung

Bei der Durchschnittsstrompreisverordnung ist aus Sicht des DIHK eine wesentliche Änderung notwendig. Derzeit werden die Netzentgelte bei der Berechnung des Strompreises mit einbezogen. Ein fairer Vergleich ist allerdings nur möglich, wenn dieser Preisbestandteil bei der Berechnung von Durchschnittsstrompreisen komplett außen vor gelassen wird. Denn: Die regionale Spreizung der Netzentgelte hat in den vergangenen Jahren eher zu- als abgenommen. Zudem haben die Unternehmen keine Möglichkeit, den Netzbetreiber zu wechseln und – abgesehen von

Sondernetzentgelten – anders als bei den Strombezugskosten, keine Möglichkeit der Einflussnahme auf diese Preiskomponente.

Da es auch keine regionalen Kriterien für die Einteilung der Gruppen zur Berechnung der Durchschnittsstrompreise gibt, ist fraglich, ob die Gruppeneinteilung (8 x 8) die hohen Netzentgelte z. B. vieler ostdeutscher Unternehmen angemessen berücksichtigt. Daher bittet der DIHK dringend darum, die Netzentgelte unberücksichtigt zu lassen und dies im EEG 2021 klarzustellen.

16 Weitere Anmerkungen

16.1 Regelungen zur Scheibenpacht

Die bisherige Regelung des § 104 Abs. 4 EEG, die am 01.01.2017 in Kraft getreten ist, führt in der Rechtspraxis zu sehr unterschiedlichen Auslegungen. Die Übertragungsnetzbetreiber, die zur Geltendmachung und Durchsetzung der EEG-Umlagezahlungen gesetzlich verpflichtet sind, haben zur Vermeidung eigener Risiken bereits in einigen sehr komplexen Fällen mit einer Vielzahl von Verfahrensbeteiligten gerichtliche Klagen eingereicht, um Rechtssicherheit zu erhalten. Da es kein behördliches oder verwaltungsrechtliches Verfahren zur Klärung der Fragestellungen gibt, drohen aktuell bundesweit zahlreiche Gerichtsverfahren mit erwartbar unterschiedlichem Ausgang, die sich bis zu einer höchstrichterlichen Rechtsprechung zudem über viele Jahre hinziehen würden. Im Extremfall könnten Nachforderungen bis zu zehn Jahre rückwirkend geltend gemacht werden und sich auf dreistellige Millionenbeträge summieren. Für manche Betriebe wäre bereits die Klageeröffnung das Aus am Standort Deutschland, da entsprechende Rückstellungen getätigt werden müssen. Der DIHK rät daher dringend zu einer Anpassung des § 104 Abs. 4 EEG, um Rechtssicherheit für alle Beteiligten zu schaffen. Dies ist schon deshalb angemessen, weil viele Modelle auch schon zur Zeit der Einführung des EEG bestanden.

Ein Vorschlag, der den DIHK erreicht hat, würde zumindest alle Modelle schützen, bei denen der Pächter der Kraftwerksscheibe das wirtschaftliche Risiko trägt:

In § 104 Absatz 4 EEG wird nach Satz 2 folgender neuer Satz 3 eingefügt:

„Das Betreiben im Sinne von Satz 2 wird insbesondere dann unwiderleglich vermutet, wenn nach der vertraglichen Ausgestaltung des Nutzungsrechts die wesentlichen Erzeugungskosten und wirtschaftlichen Risiken für die Erzeugung von dem Letztverbraucher getragen werden.“

Dadurch würde der Paragraph um eine unwiderlegbare Vermutungsregelung ergänzt, die die Kriterien der Rechtsprechung aufgreift (Sachherrschaft, Betreiber, wirtschaftliches Risiko) und insbesondere in den Fällen, in denen der Betreiber durch die vertragliche Ausgestaltung das wirtschaftliche Risiko übernimmt, die Betreibereigenschaft positiv vermutet wird.

16.2 Meldung von relevanten Anteilseignern bei Ausschreibungsprojekten

Unverständlich ist, warum in § 30 des Referentenentwurfs das Erfordernis gestrichen wird, dass bei Ausschreibungsprojekten gemeldet werden muss, wenn mindestens 25 Prozent der Anteile einem Dritten gehören. Auch die Begründung sorgt für keine ausreichende Klarheit. Der DIHK bittet hier um entsprechende Nachholung. Schließlich gibt es keine Gewähr dafür, dass die momentan existierende Vielfalt der Akteure auch in Zukunft so bleiben muss.

16.4 Zur Fernsteuerbarkeit von Anlagen und Eingriffsrechte von Direktvermarktern

Momentan liegt die Grenze, ab der EE- und KWK-Anlagen fernsteuerbar sein müssen, bei 100 kW (Ausnahme PV). Das BMWi möchte die Grenze für EE- und KWK-Anlagen auf 15 kW für Bestandsanlagen und 1 kW für Neuanlagen absenken. Damit sollen in Zukunft deutlich mehr Anlagen „sichtbar und steuerbar“ sein. Zudem soll eine Abschaltung in Stufen in Zukunft nicht mehr ausreichen. Vielmehr soll die Regelung durch den Netzbetreiber stufenlos erfolgen können. Der direkte Zugriff von Netzbetreibern auf Anlagen größer 100 kW über den kostenbasierten Redispatch wurde bereits mit dem NABEG 2.0 festgeschrieben. Diese Zahl würde mit dem Entwurf stark ansteigen.

So richtig das Anliegen ist, möglichst viele Anlagen in kritischen Netzsituationen steuern zu können, stellt sich doch die Frage der Verhältnismäßigkeit. Schließlich sind Anlagen solcher Größe in aller Regel in der Niederspannungsebene angeschlossen. Der aktuelle Netzzustand ist in dieser Spannungsebene im Gegensatz zu den höheren Ebenen in der Regel nicht bekannt. Dies ist für den sicheren Netzbetrieb absehbar auch nicht notwendig. Auch Energieversorger und Netzbetreiber kommen daher zu dem Schluss, dass der Referentenentwurf unnötige Vorgaben für kleine Anlagen macht.³¹ Zudem werden die Vorgaben sowohl für den Netzbetreiber als auch den Direktvermarkter als technisch nicht umsetzbar eingestuft.

Die einmaligen Kosten für den Einbau eines intelligenten Messsystems und der Fernsteuerungsbox sowie die jährlichen Kosten dürften auf einem Niveau liegen, das die Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen massiv in Frage stellt. Die Bundesregierung trifft damit Entscheidungen gegen kleinere Anlagen und erschwert die Teilhabe an der Energiewende deutlich.

Immerhin gibt es für Anlagen unter 100 kW eine Übergangsregelung bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems. Unverständlich ist wiederum, warum das nur für Anlagen gelten soll, die den Strom vollständig in ein Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen. Dies stellt eine ungerechtfertigte Diskriminierung von Anlagen dar, die ganz oder teilweise zur Eigenversorgung genutzt werden. Der DIHK rät daher, diese Möglichkeit allen Anlagen zu eröffnen. Bei KWK-Anlagen besteht, wie bei allen thermischen Anlagen, eine untere Teillastgrenze, so dass eine stufenlose Fernsteuerung nicht sinnvoll ist. Daher sollte es zumindest eine Bagatellgrenze geben, wenn auf diese Vorgabe nicht ganz verzichtet werden sollte.

Ein Großteil der Anlagen wird heute über sogenannte Rundfunksteuerempfänger mit vier potenzialfreien Kontakten geregelt. Dies ermöglicht die Steuerstufen 100 %, 60 %, 30 % und 0 %. Obwohl die Technik alt ist, wird sie heute immer noch bei Neuanlagen verbaut. Im Gesetz sollte daher für die Regelbarkeit eine entsprechende Mindestanzahl von Zwischenstufen zwischen "Einspeisung ohne Reduzierung" und "Abschalten" festgelegt werden. Zudem ist stufenlos nicht im Gesetz

³¹ Siehe hierzu z. B. die Stellungnahme der Stadtwerke München.

definiert. Auch hören wir aus der Praxis, dass speziell mit Blick auf kleinere PV-Anlagen eine stufenlose Steuerung durch den Netzbetreiber aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht abbildbar ist.

In § 10b Absatz 1 Nummer 2b wird festgehalten, dass der Betreiber einer Anlage dem Direktvermarkter das Recht des jederzeitigen Eingriffs einzuräumen hat. Nur bei genehmigungsrechtlichen Vorbehalten soll dieses Recht nicht gelten. Dies kann bei gemischten Geschäftsmodellen (Eigenversorgung und Stromverkauf) zu erheblichen Konflikten zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Direktvermarkter führen. Bei KWK-Anlagen besteht zudem das Problem, dass die Wärme in Industriebetrieben kontinuierlich produziert werden muss. Diese Regelung kann daher dazu führen, dass Anlagen künftig nur noch so betrieben werden, dass der Strom immer vollständig selbst verbraucht wird bzw. Anlagen abgeschaltet werden. In ökonomischer wie ökologischer Hinsicht ist dies keine gute Nachricht.

Eine Verpflichtung zur Nachrüstung für Bestandsanlagen sollte dringend vermieden werden, indem Bestandsschutz gewährt wird. Zumindest sollten ausreichende Übergangsfristen gewährt werden. Der DIHK empfiehlt: Über die aktuellen Vorgaben des Messstellenbetriebgesetzes sollte nicht hinausgegangen werden. Dort wäre auch das passende Gesetz, weitergehende Vorgaben zu machen.

16.4 Evaluierungsbericht und Berichtspflichten der Länder

Auch Sicht des DIHK sollte spätestens alle zwei Jahre ein Erfahrungsbericht zum EEG und zum Ausbau erneuerbarer Energien vorgelegt werden, um auf Fehlentwicklungen rasch reagieren zu können. D. h. der erste Erfahrungsbericht für das EEG 2021 sollte Ende 2022 vorgelegt werden. Der DIHK unterstützt die deutliche Ausweitung der Berichtspflichten. Erst 2027 einen Bericht vorzulegen, inwieweit ein marktgetriebener Zubau erfolgen kann, ist aus Sicht der Wirtschaft allerdings zu spät. Ein solcher Bericht sollte bereits bis Ende 2024 erfolgen. Schließlich werden zunehmend mehr Solaranlagen außerhalb des EEG gebaut und bei Wind auf See sind weitere Gebote ohne Vergütung zu erwarten.

Da die Rahmensetzung für die Energiewende eine Gemeinschaftsaufgabe von Bund und Ländern ist, ist die Einführung von Berichtspflichten der Länder sinnvoll. Wer den Ausbau von Windrädern und Solaranlagen will, muss ihn durch Flächenausweisungen und zügige Genehmigungen unterstützen. Die ambitionierten Ausbauziele für erneuerbare Energien werden jedenfalls nur erreicht, wenn alle Bundesländer ihre Verantwortung dafür wahrnehmen.

16.5 Schwellenwert verpflichtende Direktvermarktung

Der Schwellenwert für die verpflichtende Direktvermarktung von 100 kW soll im Zusammenhang mit der Ausrollung von Smart Metern evaluiert und ggf. angepasst werden. Der DIHK hält eine

Überprüfung grundsätzlich und ggf. eine Absenkung für richtig, um die Marktintegration auch kleinerer Anlagen voranzutreiben. Allerdings sollte bereits im EEG 2021 festgehalten werden, dass eine abgesenkte Schwelle nur für Neuanlagen gelten wird und auch ausreichende Übergangszeiträume festgelegt werden, um Vertrauensschutz zu gewährleisten. Am sinnvollsten wäre eine koordinierte europäische Herangehensweise.

16.6 Vergütungssätze für Anlagen, die nicht in die Ausschreibung müssen

Der DIHK unterstützt, dass die Fördersätze für Anlagen, die nicht in die Ausschreibung müssen/können, gekürzt werden. Eine weitere Degression dieser Werte sollte allerdings im EEG festgeschrieben werden, um den weiteren Ausstieg aus der Förderung einzuleiten.³²

16.7 Erneuerbare-Energien-Verordnung

Der Entwurf sieht vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber künftig keine Unterscheidung mehr hinsichtlich der Kostenwirkung zwischen Bestandsanlagen und neuen Anlagen veröffentlichen müssen. Aus Sicht des DIHK ist dies eine wertvolle Information, die dadurch verloren gehen würde. Daher sollte die bestehende Regelung beibehalten werden.

16.8 Innovationsausschreibungen

Die momentane Ausgestaltung der Innovationsausschreibung verschenkt viele Innovationspotenziale und sollte daher stärker auf Markt- und Systemintegration und einen effizienteren Zubau erneuerbarer Energien ausgerichtet werden. Um aber gerade im Bereich der Photovoltaik auch innovativen Projekten einen Schub zu verleihen, sollte darüber nachgedacht werden, innovative Photovoltaik-Konzepte in die Innovationsausschreibungen aufzunehmen. Z. B. sollte eine parallele Nutzung von Flächen (z. B. Floating-PV, Agro-PV und gebäudeintegrierter PV) zugelassen werden. Dazu sollten PV-Anlagen auf Ackerflächen, die eine gleichzeitige landwirtschaftliche Nutzung erlauben, und schwimmende PV-Anlagen auf gefluteten Tagebauen und Speicherseen eingesetzt werden können. Damit würde perspektivisch die Flächenkonkurrenz für die Freiflächenanlagen gesenkt und das Potenzial für den PV-Ausbau erweitert. Da bei Floating- und Agro-PV-Projekten derzeit von ca. 10 - 20 % höheren Kosten im Vergleich zu Freiflächenanlagen ausgegangen wird, sind diese weder im Ausschreibungssystem noch außerhalb der EEG-Förderung wettbewerbsfähig. Im Rahmen der Innovationsausschreibungen könnten jedoch wertvolle Erfahrungen gesammelt und so Kostensenkungspotenziale für die Zukunft gehoben werden.

³² Einige Unternehmen aus der Energiewirtschaft sehen das teilweise anders, da sie die Wirtschaftlichkeit neuer Projekte gefährdet sehen.

16.8 Ausgestaltung des Wegfalls der Vergütung bei negativen Preisen

Die Ausgestaltung der Regelung zum Wegfall der Vergütung bei negativen Preisen ist in Bezug auf den Spotmarktpreis aus Sicht des DIHK problematisch. Schließlich werden derzeit keine Minutenprodukte gehandelt. Daher sollte besser darauf abgestellt werden, dass die Vergütung entfällt, wenn der Spotmarktpreis mindestens eine Stunde negativ ist. Um den Gleichlauf von EEG und KWKG zu verbessern, wäre es zudem angeraten, auch die gleichen Zeiträume für die Aussetzung der Vergütung festzulegen. Das EEG spricht von Preisen kleiner Null, während das KWKG Preise kleiner oder gleich Null benennt.

Ansprechpartner

Dr. Sebastian Bolay

030/20308-2202

bolay.sebastian@dihk.de