

Kompass 02/18

Neue Vermarktungs- und
Finanzierungsmöglichkeiten
für erneuerbare Energien

bne



Liebe Leserinnen
und Leser,



der Ausbau der erneuerbaren Energien wird inzwischen überall auf der Welt vorangetrieben. Vor dem Hintergrund des Preisverfalls bei den Erzeugungstechnologien haben viele Länder gleichzeitig begonnen, ihre finanzielle Förderung für die Wind- und Solarkraft sukzessive herunterzufahren. Die jüngsten Ausschreibungsergebnisse von Wind- und Solarparkprojekten in Deutschland können als Signal aus der Branche für ein baldiges Auslaufen des alleinigen Systems der staatlich garantierten Einspeisevergütungen verstanden werden. Nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erzeugt die integrierte Energiewende ein System, in dem Erneuerbare marktwirtschaftlich mit der gewandelten bisherigen Energiewirtschaft verschmelzen.

Im Koalitionsvertrag haben sich Union und SPD für mehr Marktorientierung der Erneuerbaren ausgesprochen und darauf verständigt, intelligente Vermarktungsmodelle für regenerativen Strom zu fördern. Doch bisher macht die aktuelle Energiepolitik keine konkreten Vorschläge, sondern pflegt, wie schon in der vergangenen Legislaturperiode, die Angst vor einem Kontrollverlust und **gängelt die Branche. Dabei ergibt jede Umfrage und die tägliche Erfahrung,** dass sowohl Verbraucher als auch Industrie die Energiewende viel mehr und schneller umsetzen wollen, wenn man sie nur ließe. Hier schlummern ungeahnte Kräfte, die den Markt beflügeln können, ohne auf schwerfällige Subventions- und Umverteilungssysteme zu setzen.

Die vorliegende Kompass-Ausgabe präsentiert daher Ideen und Praxisbeispiele aus der Branche für die Finanzierung von neuen Erneuerbare-Energien-Stromerzeugungsanlagen. Es geht um Langfristlieferverträge, intelligente Direktvermarktung sowie Eigenversorgungs- und Quartierslösungen.

Zudem sucht die Branche nach Vermarktungs-ideen für jene Anlagen, welche die 20-jährige EEG-Förderperiode hinter sich haben. So endet beispielsweise in den Jahren 2021 bis 2025 für Windräder mit einer Gesamtleistung von 16.000 Megawatt die EEG-Vergütung. Bereits 2021 fallen die ersten 4.400 Megawatt aus der Förderung heraus. Es steht die Frage im

Damit die erneuerbaren Energien mittelfristig in einen selbsttragenden Markt kommen, muss das EEG zu einem über die Nachfrage funktionierenden marktaffinen System mit wettbewerblich ermittelten Preisen weiterentwickelt werden.

Raum, ob diese Anlagen vom Netz gehen, durch neue Anlagen ersetzt oder weiter betrieben werden können.

Damit die erneuerbaren Energien mittelfristig in einen selbsttragenden Markt kommen, muss das EEG zu einem über die Nachfrage funktionierenden marktaffinen System mit wettbewerblich ermittelten Preisen weiterentwickelt werden. Treiber dieser Nachfrage werden die **dezentrale Versorgung sowie die Sektoren Wärme und Mobilität sein, die eine Sogwirkung** aus dem Markt erzeugen. Denn es ist ja gerade Sinn und Zweck der Energiewende, dass regenerativ erzeugter Strom auch im Wärme- und Verkehrsbereich fossile Energien ersetzt.

Bis 2030 soll der Anteil erneuerbarer Energien auf 65 Prozent steigen. Dafür muss das bisherige Ausbautempo noch erheblich zunehmen. Umso mehr wird der Zubau und die Finanzierung von neuen Anlagen außerhalb des EEG zu einer Frage, auf die Branche und Politik jetzt Antworten finden müssen.





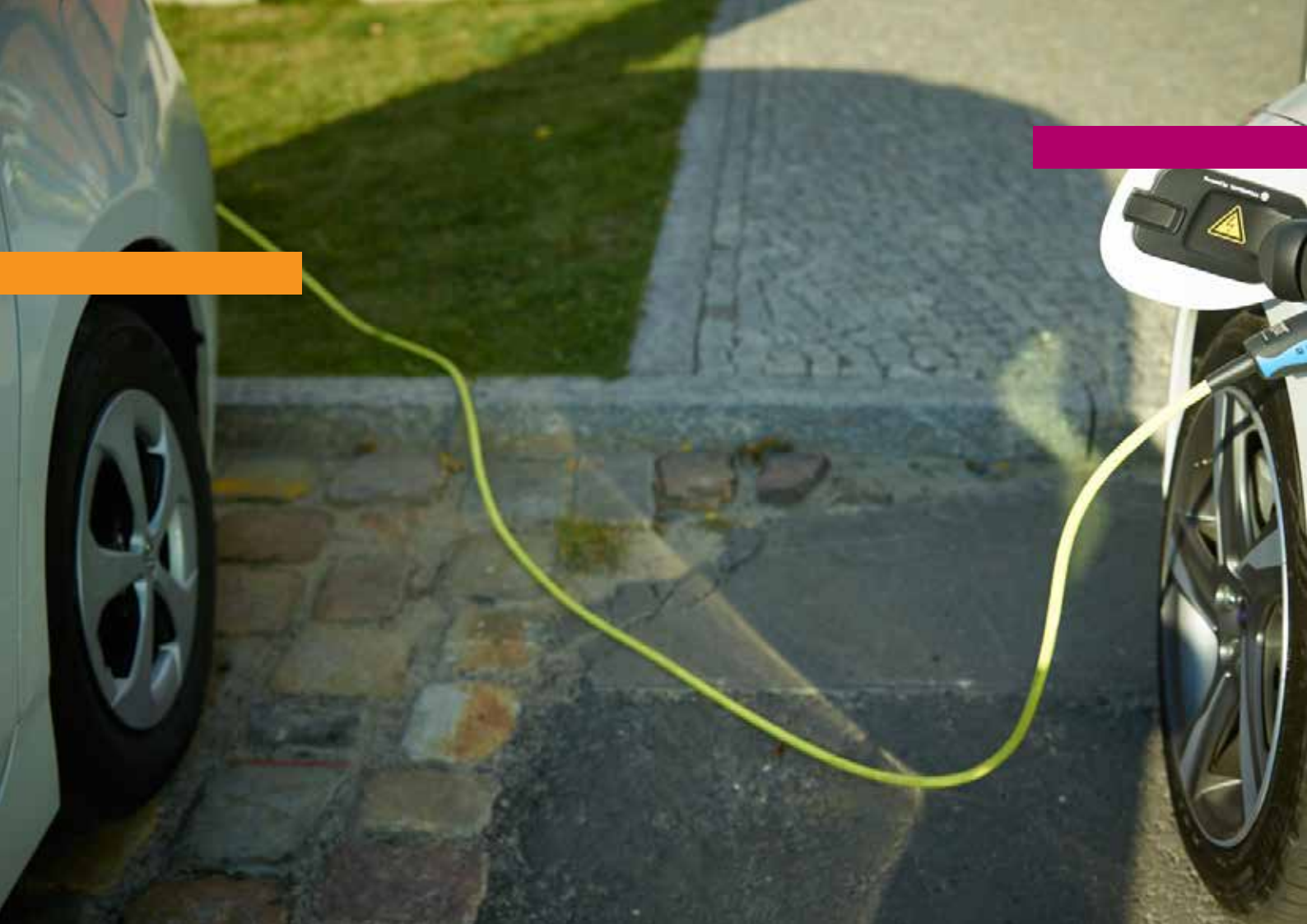
Robert Busch
bne-Geschäftsführer



INHALT



- 
- 1 Editorial
 - 4 Ein CO₂-Preis erzeugt Investitionssicherheit und marktwirtschaftliche Nachfrage nach regenerativem Strom
 - 6 „Das ganze System muss vom Kopf auf die Füße gestellt werden“
Streitgespräch mit Wolfram Axthelm (BWE), Jochen Hauf (Baywa.re/Solarpower Europe) und Robert Busch (bne)
 - 12 Prosumer-Photovoltaik ohne Bürokratie
Ein Gastbeitrag von Johannes Lackmann, WestfalenWIND Strom
 - 14 „Eine große Chance für die europäischen Energiemärkte“
Interview mit Christoph Bilshausen, Axpo
 - 16 Der künftige EU-Rechtsrahmen für neue Vermarktungsmodelle für Strom aus erneuerbaren Energien
Ein Gastbeitrag von Dr. Markus Kahles, Stiftung Umweltenergierecht
 - 18 Differenzverträge für die Vergütung von Wind- und Solarstrom
Ein Gastbeitrag von Prof. Karsten Neuhoff, DIW Berlin
 - 21 Mit dem Marktentwicklungsmodell zum modernen Markt für neue Energien
Ein Gastbeitrag von Björn Spiegel, ARGE Netz
 - 24 Kosten sparen mit Solarkraft direkt vom Nachbarn
Ein Gastbeitrag von Marcel Keiffenheim, Greenpeace Energy
 - 27 Globaler Ausbau Erneuerbarer Energien auf Rekordniveau
Ein Gastbeitrag des Weltenergierrates
 - 30 Impressum
- 



Ein CO₂-Preis erzeugt Investitionssicherheit und marktwirtschaftliche Nachfrage nach regenerativem Strom

Erneuerbare Energien werden nur dann angewendet, wenn sie die günstigste Energieform darstellen. Das gelingt nur, wenn man dem Hauptschadstoff CO₂ – den zu vermeiden es sich die Energiewende zum zentralen Anliegen gemacht hat – einen Preis gibt. Gleichzeitig ist beim Strompreis eine Reform des Abgaben- und Umlagensystems notwendig.

Die erneuerbaren Energien stehen am Scheideweg. Bisher waren sie im Strommarkt ein staatlich geförderter, wettbewerbsfreier Sonderweg in der konventionellen Energiewirtschaft. In diesem Reservat konnten sie aufwachsen und an Größe und Stärke gewinnen. Das ist nun weitgehend vorbei. Einerseits fallen die ersten Anlagen aus der 20-jährigen Förderung heraus. Andererseits sind die Erzeugungskosten für erneuerbaren Strom so rapide gesunken, dass die Frage nach der Notwendigkeit einer Förderung aufkommt. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat Wind- und Solarenergie wettbewerbsfähig gemacht. Regenerativ erzeugter Strom als Normalfall der Erzeugung muss daher in Zukunft ohne weiteres in einem Marktsystem bestehen und daher einen auskömmlichen Preis durch Nachfrage bekommen.

Mobilität und Wärme erzeugen noch nicht die notwendige Nachfrage nach Ökostrom

Erstaunlicherweise ist ein deutlicher Anstieg der Nachfrage nach Ökostrom bisher ausgeblieben, obwohl es sich naturgemäß verbietet, mit fossil erzeugtem Strom zu fahren oder zu heizen, um CO₂ zu sparen. Ein Grund für die mangelnde Nachfrage ist schnell erklärt: Strom, ob nun fossil oder erneuerbar erzeugt, ist die teuerste Energieform. Denn fast alle Kosten, welche bisher durch die Energiewende angefallen sind, wurden auf den Strompreis aufgeschlagen. So kommt es, dass Strom mit bis zu 30-mal so hohen Abgaben, Umlagen und Steuern belastet ist wie z. B. Heizöl. Im Resultat ein unglaublicher Wettbewerbsvorteil für fossile Brennstoffe und ein Anwendungsverhinderungssignal gegen Erneuerbare.

Will man auf ordnungsrechtliche Anwendungsverbote für fossile Brennstoffe verzichten, werden erneuerbare Energien dann zur Anwendung kommen, wenn sie die günstigste Energieform darstellen. Das gelingt mit einem wirksamen CO₂-Preis. Er verbindet Marktwirtschaft und Klimaschutz, indem er die Investitionssicherheit fördert und den Aufbau nichtfossiler Lösungen berechenbar und lukrativ macht.

Seit 2005 versucht der Europäische Emissionshandel den CO₂-Ausstoß zu bepreisen. Das Instrument funktioniert theoretisch, ist allerdings durch die Fehler bei den ausgegebenen Zertifikatemen gen bis vor kurzem weitgehend wirkungslos. Der Preis ist so niedrig, dass er selbst bei den CO₂-intensivsten Brennstoffen wie Braunkohle nicht ins Gewicht fällt. Zudem umfasst er nicht alle nötigen Sektoren, wie z. B. Wärme und Verkehr.

Zwei Grundprobleme gleichzeitig angehen

Aufgabe ist es, den Strompreis zu entfrachten und ein CO₂-Preissignal zu entwerfen, das den CO₂-Gehalt der Energien so deutlich spiegelt, dass der Markt reagiert. So entsteht eine stabile Nachfrage nach erneuerbaren Energien, die in der Lage ist, Investitionen nachhaltig abzusichern. In Summe muss dies aufkommensneutral gestaltet werden, um die Energieversorgung insgesamt nicht zu verteuern.



Einigkeit in der Branche besteht inzwischen weitgehend darüber, dass die Umlagen und Abgaben nicht allein nur den Strom belasten können. Der bne hatte schon vor einiger Zeit vorgeschlagen, beide Grundprobleme mit einem einheitlichen Werkzeug anzugehen. Der Ansatz war, die EEG-Umlage nach CO₂-Gehalt auch auf die Sektoren Wärme und Mobilität zu verteilen sowie die Stromsteuer so weit wie möglich abzusenken. So würde bei grünem Strom eine Absenkung von 9 Cent möglich sein, während die Umlage bei Heizöl, Diesel, Benzin und Gas verteuern d wirkte.

Preisbildung im „Power-Based-System“

Neben Wärme und Mobilität werden auch Power-to-X-Anwendungen, insbesondere die Bereitstellung von Clean Gas, regenerativ erzeugten Strom nachfragen. Die Zukunft ist damit ein „Power-Based-System“, in dem sich dauerhaft ein Preis generiert, der den direkten Verkauf regenerativen Stroms deutlich attraktiver sein lässt als den Absatz über EEG an die Netzbetreiber zu den verauktionierten Fördersätzen. Das wird zunehmend dazu führen, dass regenerativ erzeugter Strom außerhalb des EEG vermarktet wird, da die Grünstromeigenschaft beim Kauf durch den Käufer mitverlangt werden wird. Schon jetzt erfolgt dies zunehmend durch PPAs.

Die Zukunft ist damit ein System, das einen CO₂-Preisvermeidungsgetriebenen Sog nach erneuerbaren Energien aus dem Markt erzeugt und so zu einem Preis führt, der sich aus Angebot und Nachfrage generiert. Bei kluger Ausgestaltung muss am Ende die marktwirtschaftliche Integration der erneuerbaren Energien in den konventionellen Energiemarkt stehen und mittelfristig die Verschmelzung zu einem einheitlichen Energiemarkt.

Robert Busch ist bne-Geschäftsführer.



„DAS GANZE
SYSTEM
MUSS VOM
KOPF AUF
DIE FÜSSE
GESTELLT
WERDEN“

Roundtable-Gespräch:
(v. l. n. r.) Karsten Wiedemann
(energate), Jochen Hauff
(Baywa.re/Solarpower Europe),
Robert Busch (bne),
Wolfram Axthelm (Bundes-
verband Windenergie)



Wie lassen sich neue Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlagen finanzieren? Braucht es Flexibilität bei den Instrumenten? Über diese und weitere Themen diskutierten Wolfram Axthelm (Bundesverband Windenergie), Jochen Hauff (Baywa.re/Solarpower Europe) und Robert Busch (bne) während eines Roundtable-Gesprächs. Die Moderation hatte Karsten Wiedemann vom Fachmagazin energate.

Nach langem Hin und Her hat die Bundesregierung nun die Sonderausschreibungen für Wind- und Solar-energie auf den Weg gebracht. Wie bewerten Sie das Ergebnis?

Axthelm: Wir sind mit Optimismus gestartet, mittlerweile aber einigermaßen ernüchtert. Das lange Hick-hack um die Sonderausschreibungen war schlecht. Nach wie vor fehlt ein technologiespezifisches Zeit- und Mengengerüst mit dem das Ziel, 65 Prozent Erneuerbare bis 2030, erreichbar wird. Der kleine Schritt, den die Koalition sich jetzt zutraut, greift zu kurz. Der Point of no Return der Energiewende ist längst überschritten. Die Politik darf den Weg

in eine neue Energiewelt nicht weiter blockieren, sondern muss diesen aktiv begleiten. Die Windenergie wird an Land und auf See der Massenträger der Energiewende. Wir brauchen deshalb einen nachhaltigen Zubaufpfad. Und auch bei der Solarenergie müssen wir endlich einen kräftigen Schritt nach vorne gehen, vor allem in den Städten.

Hauff: Dem stimme ich zu. Zudem müssen wir den gewerblichen und industriellen Bereich stärker in den Blick nehmen. Ich würde mir wünschen, dass wir endlich mal an die Bürokratie und das Thema Umlagen und nachhaltige Netzfinanzierung rangehen. Vielleicht gelingt es in der Legislatur ja endlich, dieses

Das Hauptproblem ist doch, dass die Erneuerbaren derzeit immer noch mit einem subventionierten Mechanismus in den Markt gedrückt werden.

Robert Busch, bne

Thema grundsätzlich zu regeln. Wir müssen den Kreis derer erweitern, die die Energiewende voranbringen durch Investitionen. Wir müssen die Energiewende jetzt vom Kunden her denken.

Was haben Sie da für konkrete Vorstellungen?

Hauff: Wir brauchen eine Entdiskriminierung des Eigenverbrauchs und zwar für private und gewerbliche Kunden. Wir haben so viele freie Flächen auf und neben Industrieanlagen, im Gewerbe und auf Privathäusern. Die müssen wir nutzen. Und zugleich ist klar, dass Netze finanziert werden müssen.

Busch: Das Hauptproblem ist doch, dass wir die Erneuerbaren immer noch mit einem subventionierten Mechanismus in den Markt drücken. Das ganze System muss man vom Kopf auf die Füße stellen.

Inwiefern?

Busch: Es fehlt eine Vision für den „Normalfall“ der Energieversorgung mit erneuerbaren Energien in der bestehenden wettbewerblichen Marktordnung. Ein Problem ist, dass der Strom mit vielen Umlagen und Abgaben belegt und damit teuer ist. Der Hintergedanke vor 20 Jahren dabei war, dass die Leute möglichst effizient damit umgehen. In der damaligen, fast ausschließlich fossilen Welt war das ja auch sinnvoll, heute geht es aber neben Effizienz insbesondere um einen Systemwechsel. Heute führt das dazu, dass Ihnen etwa ein Monteur von einer klimafreundlichen Wärmepumpe abrät, weil Strom so teuer ist. Zudem ist Heizöl steuerlich vergünstigt und es gibt Zuschüsse in fossile Heiztechnik. Das müssen wir ändern.

Und wie?

Busch: Die Leute müssen einen Anreiz haben, in CO₂-arme Technologien zu investieren. Wenn man nicht über das Ordnungsrecht gehen will, muss man erneuerbare Energien preislich so attraktiv machen, dass

der Kunde sie nachfragt. Dazu gibt es drei Möglichkeiten: Wir haben vorgeschlagen, die Umlagen, die bisher allesamt auf dem Strom liegen, anteilig auch auf fossile Energieträger nach ihrem CO₂-Gehalt zu erheben. Das mindert die Wettbewerbsnachteile von erneuerbarem Strom. Denkbar wäre auch, den Emissionshandel auf die Sektoren Wärme und Verkehr ausweiten. Nicht zuletzt ist auch eine eigenständige CO₂-Bepreisung möglich.

Axthelm: Das sind sicherlich sinnvolle Ansätze, aber ich bin sehr skeptisch, dass wir da in dieser Legislaturperiode Bewegung sehen. Wir sind uns, glaube ich, in der gesamten Energiebranche einig, dass das Abgabe- und Umlagesystem reformiert werden muss, weil es nicht mehr in die neue Energiewelt passt.

Zu den großen Veränderungen bei der Förderung zählt der Wechsel auf das Ausschreibesystem. Ist das auch Ihrer Sicht erfolgreich verlaufen?

Hauff: Ja, ich denke, das ist nicht mehr umstritten. Bei der Windenergie gab es sicherlich ein paar Startschwierigkeiten, aber daraus hat man gelernt. Wir müssen das System jetzt weiterentwickeln. Etwa beim Thema Innovation. Da brauchen wir deutlich mehr als die bisherigen 50 MW. Und wir sollten dabei nicht nur auf die Netzdienlichkeit, sondern auch auf Systemdienlichkeit im breiteren Sinn, d. h. z. B. inklusive Flächenkonkurrenzen und Akzeptanzthemen, schauen.

Das bedeutet?

Hauff: Ich denke an innovative Wind-PV-Batterie-Hybrid-Kraftwerke, sowie an die Potentiale großer Dachanlagen im Gewerbebereich. Aktuell sind Hybrid-Kraftwerke in den Auktionen nicht vorgesehen. Und Anlagen über 750 kW haben keine Chance, weil sie zwangsläufig schlechter abschneiden als kostengünstigere 10-MW-Parks, welche aber mehr neue Flächen benötigen.

Wären eigene Ausschreibungen für Dachanlagen eine Alternative?

Hauff: Ja. Wir haben ja einige Möglichkeiten mit den Sonderausschreibungen und den Mengen, die ohnehin vorgesehen waren. Das könnten wir zumindest teilweise für neue Ansätze nutzen. Für Industrieanlagen über 750 kW, aber auch für innovative Hybrid-Konzepte mit PV, Wind und Batterie. Solche Anlagen können nicht nur dem Netz, sondern auch dem System Energiewende helfen.

Wie beurteilen Sie aus Sicht der Windenergie die bisherigen Ausschreibungsrunden?

Axthelm: Realistischerweise werden wir bei dem System bleiben. Wir sind 2017 da einigermaßen hineingestolpert, die Auswirkungen werden wir auch noch einige Jahre spüren. Als Branche hatten wir davor gewarnt, auch Gebote ohne Genehmigung nach Immissionsschutzverordnung zuzulassen. Das Ausmaß hat uns aber auch überrascht, wir hätten vielleicht mit einem Anteil von 15 Prozent gerechnet. Auch das wäre schon problematisch gewesen, den jeder, der ohne Genehmigung einen Zuschlag bekommt, wartet so lange wie möglich mit der Realisierung, um die neuesten und effizientesten Anlagen einzusetzen.

Wie wirken sich diese Fehler der ersten Runden aus?

Axthelm: Auch 2019 wird es noch einen Markttrückgang geben. Den gilt es zu flankieren, die Sonderausschreibungen kommen dafür sicher zu spät. Der Export kann helfen. Aber das wichtigste ist, dass die Bundesregierung schnell deutlich macht, wie das 65 Prozent-Ziel für 2030 erreicht werden soll. In der Windbranche haben die Unternehmen eine Planungszeit von drei bis fünf Jahren. Wenn kein klares Signal von der Politik kommt, halten sich die Planer zurück.

Was ist mit der Sektorenkopplung? Sorgt die nicht ebenfalls für zusätzliche Nachfrage?

Busch: In jedem Fall müssen wir auch am Thema Heizung ansetzen. Wenn der Kunde immer von seinem Installateur hört, Öl ist billig, dann wird er nie wechseln. Wie eben gesagt: man muss das nicht per Ordnungsrecht erzwingen, aber man muss etwas ändern. Dänemark regelt es ordnungsrechtlich und ist mit dem Verbot fossiler Heizungen einen Schritt weiter, während man hier in Deutschland immer noch den Einbau fossiler Heizungen fördert.

Axthelm: Das ist natürlich irrsinnig vor dem Hintergrund unserer Klimaziele. Ich bin aber skeptisch, dass uns ein großer Sprung in dieser Legislatur gelingt. Dafür brauchen wir eine Reform des Abgabe- und

Wir brauchen eine Entdiskriminierung des Eigenverbrauchs und zwar für private und gewerbliche Kunden.

Jochen Hauff, Baywa.re/Solarpower Europe

Umlagesystems. Da tut sich die Politik sehr schwer, weil sie niemanden verprellen will. Im Koalitionsvertrag ist immerhin von Reallaboren die Rede, in denen Dinge ausprobiert werden können. Vielleicht sollten wir das mal gemeinsam mit Leben füllen und Projekte auf den Weg bringen.

Denken Sie da an Power-to-X?

Axthelm: Am Ende brauchen wir alles. Wir müssen die Technologien jetzt voranbringen, damit sie marktreif sind, wenn wir sie einsetzen müssen. Im Wärmemarkt wird es ohne PtX nicht gehen. Die ersten Gasnetzbetreiber bereiten sich ja darauf vor, und bauen regional neue Leitungen, die höhere Wasserstoff-Beimischungen vertragen. Das sehen wir etwa in Schleswig-Holstein. Wir müssen alle technologischen Pfade zulassen und dürfen nichts ausschließen.

Busch: Wir kommen dabei an einem weiteren zentralen Thema nicht vorbei, der Reform der Netzentgeltssystematik. Wenn wir hier nicht ansetzen, bekommen wir weder den Sog nach Erneuerbaren aus dem Markt hin, noch schaffen wir Vermarktungsperspektiven für Erneuerbare-Energie-Erzeugungsanlagen, die aus dem EEG-System ausscheiden. Denn wir müssen weg davon, dass sich der Eigenverbrauch vorrangig über das Einsparen von Netzentgelten und Umlagen lohnt. Das ist der falsche, zudem kurzfristige Anreiz, der zu einem Kostenanstieg bei denjenigen führt, die noch keine Eigenerzeugungsanlage haben. Mittelfristig kollabiert das System so. Als bne haben wir ein Modell vorgeschlagen, das die Anschlussgröße bepreist, und damit sowohl Eigenerzeugung nicht unattraktiv werden lässt, als auch genug Spielraum für ein flexibles Lastverhalten lässt. Denn das ist ja die zweite Aufgabe: der Kunde muss nicht nur zum Prosumer werden, sondern auch zum Flexsumer. Das zeigt, dass es bei einer neuen Netzentgeltssystematik um viel mehr geht als nur die Vermeidung der sogenannten „Entsolidarisierung“.

Das EEG ist richtig und hilfreich, aber es bringt nichts, sich ewig daran festzuhalten, wenn wir jetzt die zentrale Säule der Energieversorgung bilden.

Wolfram Axthelm, BWE

Hauff: Unsere Ideen gehen auch in Richtung einer Systemabgabe für das Netz, da es Konsens ist, dass Netze nachhaltig finanziert werden müssen. Und man muss den Trend bestärken, dass Eigenverbrauchsanlagen lastadäquat ausgelegt werden, also nicht mehr einfach das Dach vollgemacht wird, wie das zu Zeiten der Vollförderung war.

Busch: Aber verschenken wir damit nicht Potenzial? Es wird ja zunehmend die Notwendigkeit geben, dass von einem Dach ein weiteres Haus mitversorgt wird, dessen Dach vielleicht verschattet ist. Wir sollten mehr in Richtung Quartierslösungen denken, denn wir haben vor dem Hintergrund der Elektromobilität und der Elektrowärme keinen Anlass, geeignete Flächen ungenutzt zu lassen.

Hauff: Ich möchte überhaupt nicht limitieren. Aber es kann auch nicht darum gehen, alle Flächen voll auszunutzen, und so zu tun, als sei das systemdienlich. In einem urbanen Netz ist das natürlich kein Thema, da brauchen wir alles, aber auf dem Land, auf dem letzten Scheunendach am Ende des Verteilnetzstrangs, da sieht es mitunter anders aus. Wir müssen auch dahin kommen, die Überschussmengen aus solchen Anlagen zum Marktpreis zu vergüten. Mit der Digitalisierung lässt sich das ja zukünftig sekundengenau darstellen. Dann hätten wir auch die Markintegration geschafft.

Ein Schritt aus dem EEG-System?

Hauff: Ja. Denn für die eingespeisten Strommengen bestünde kein Anspruch mehr auf Vergütung, das Risiko wird damit ein Stück zu den Investoren verlagert. Aber die können damit leben, besonders die Gewerblichen. Denn im Gegenzug müssen sie dann von den ganzen superbürokratischen Auflagen und Umlagen auf den Eigenverbrauch entlastet werden. Wenn wir das so ausgestalten, wird auch jeder verstehen, dass er eine fixe Summe für das Netz zahlen muss, denn darauf ist er ja auch angewiesen.

Busch: Im privaten Bereich wird das ganze Thema immer mehr ein Geschäft für die Heizungs- und Hausanlagenbauer. Die bieten Modelle mit PV-Anlage, Speicher und Heizung an und garantieren dann für einen festen Preis auch noch die Reststromlieferung mit erneuerbaren Energien. Sie übernehmen also neben dem Anlagenausfallrisiko, das sie sowieso haben, auch das Wetterrisiko. Das Interesse an diesen Modellen von Branchen außerhalb des klassischen Energiemarktes wächst. Auch PPAs in diesem Bereich werden kommen und eine marktgetriebene Nachfrage nach erneuerbaren Energien erzeugen.

Die ersten Anlagen, die nach dem EEG ans Netz gegangen sind, fallen demnächst aus der Förderung. Welche Perspektiven sehen sie hier?

Axthelm: Im Moment entwickeln sich die Strompreise nach oben. Das stimmt uns optimistisch, dass es nach 2021 nicht zu einem großen Abschalten kommt. Bei neuen Projekten muss man sich jeweils sehr genau anschauen, welche Modelle umsetzbar sind. PPAs sind in Deutschland noch nicht wirklich möglich, auch andere Varianten stoßen an Grenzen. Hier muss der Gesetzgeber aktiv werden. Dann werden wir viele Modelle sehen. Für den Bereich der Bürgerenergieprojekte werden die Ausschreibungen wichtig bleiben. Als Branche haben wir das Marktentwicklungsmodell vorgeschlagen. Mit diesem ließe sich ähnlich wie beim Biogas die grüne Eigenschaft des Stroms transportieren. Es gibt eine wachsende Nachfrage in der Industrie, die auf diese Weise die CO₂-Freiheit bilanzieren könnte.

Für die Banken war die gesicherte Abnahme des EEG ja immer sehr bequem. Kann ein PPA mit einem Abnahmevertrag ähnliche Sicherheit bieten?

Hauff: In Spanien hat die BayWa r.e. das ja gerade so gemacht. Für unseren Solarpark haben wir mit einem Energiehändler einen Vertrag für 15 Jahre abgeschlos-



sen. Die ersten fünf Jahre gibt es dabei einen fixen Abnahmepreis, die weiteren zehn Jahre orientieren wir uns dann am Marktpreis, mit einer Grenze nach unten. Diese Absicherung hat gereicht, um einen Solarpark von der Größe von 175 MW zu entwickeln und nun zu bauen.

Aber es gibt einen Einspeisevorrang?

Hauff: Ja. Trotzdem war auch für den Energiehändler eine so lange Bindung neu. Da werden in Zukunft alle Marktteilnehmer lernen. Es ist ja nicht so, dass Direktlieferverträge in Deutschland nicht möglich sind, sie sind im aktuellen System nur nicht attraktiv. Wenn wir steigende Marktpreise sehen, wird sich das ändern.

Axthelm: Es wird mit Sicherheit PPAs geben für Großkunden, das können auch Stadtwerke sein. Wir brauchen allein für die Akzeptanz in den Kommunen aber noch Bürgerwindprojekte und für die muss es längere Sicherheit geben als fünf Jahre. Die Politik muss also eine Vielfalt an Konzepten zulassen.

Hauff: Die Politik und das Ministerium leiden teilweise noch an einem Trauma aus den Jahren 2010 bis 2012, als wir die unerwartet hohen Zubauzahlen bei der Solarenergie hatten. Deswegen ist der Wille zur Kontrolle immer noch so ausgeprägt. Es besteht die Gefahr, dass neue Anwendungen eingegrenzt werden. Das ist falsch. Wir müssen die Bürger und Unternehmen und deren Willen, die Energiewende durch Investitionen und durch glaubwürdigen Grünstrombezug voran zu bringen, ernst nehmen und sie nicht als zu regulierende Zählpunkte verstehen. Wir brauchen hier mehr Flexibilität bei den Instrumenten.

Wie meinen Sie das?

Hauff: Eine Möglichkeit wäre einen Contract for Difference, aus dem ich einmalig aussteigen kann. Mit so einer Variante könnte ich ein Projekt voranbringen und die Finanzierung auf sichere Beine stel-

len. Erkenne ich dann nach vier oder fünf Jahren, dass sich die Marktpreise gut entwickeln, schließe ich mit einem Unternehmen, welches sich mit Grünstrom aus einer lokalen Anlage versorgen will, einen PPA ab für weitere acht oder zehn Jahre. Dann bin ich aus dem Fördersystem raus.

Mit dem Instrument des CfD fördern sie also den PPA-Markt?

Hauff: Ja. Ich splitte das Risiko. Ich befördere den PPA-Markt, ohne wieder ein auf 20 Jahre ausgerichtetes Fördersystem zu schaffen. Entscheidend ist, dass ein einmaliger Wechsel aus dem CfD heraus in den Strommarkt, aber eben dann nicht mehr zurück ins Fördersystem möglich ist.

Kann die Branche mit der Vielfalt der Instrumente umgehen?

Axthelm: Wir haben in jedem Fall keine Angst vor dem Markt. Wir rücken als Erneuerbare in die Mitte der Energiewelt. Das EEG ist richtig und hilfreich, aber es bringt nichts, sich ewig daran festzuhalten, wenn wir jetzt die zentrale Säule der Energieversorgung bilden.

Busch: Ja, wir brauchen eine Art Energiewirtschaftsgesetz 2.0. Dieses muss im besten Falle die Altlasten der zentralen fossilen Energieverteilungswelt überwinden und aus EEG, EnWG und weiteren Gesetzen einen ganzheitlichen Rechtsrahmen für eine überwiegend erneuerbare, vernetzte, dezentrale Energieversorgung bilden.

Prosumer-Photovoltaik ohne Bürokratie

Ein Gastbeitrag von Johannes Lackmann, WestfalenWIND Strom GmbH

Es ist Zeit, PV-Eigenverbrauchsanlagen nicht mehr durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz zu fördern, sondern stattdessen das Modell des Net-Meterings einzuführen. Das unbürokratische Modell macht die Eigenstromerzeugung günstig. Damit ließe sich endlich das Dachflächenpotenzial der Städte heben.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) war für die Markteinführung der Photovoltaik (PV) ein notwendiges Instrument und im Ergebnis sehr erfolgreich. Heute hat eine durchschnittliche PV-Anlage 7 Kilowatt peak (kWp) und macht einen Umsatz von weniger als 1.000 Euro pro Jahr. Sie ist ein Stück normaler Haustechnik geworden, wird aber immer noch organisiert wie ein Gewerbebetrieb. Die Bürokratie wurde mit dem Mieterstrommodell noch auf die Spitze getrieben. Daher ist es Zeit, für PV-Eigenverbrauchsanlagen das Modell des Net-Meterings einzuführen: Dabei erhält der Betreiber einer PV-Anlage für die Eigenstromnutzung keine EEG-Förderung mehr. Stattdessen wird ihm nur die Differenz zwischen dem eingespeisten Strom und dem von Netz bezogenen Strom in Rechnung gestellt.

Vorschlag

- PV-Anlagen für Eigenstromnutzung erhalten keine Vergütung mehr aus dem EEG.
- Der Betreiber hat die Anlage vor Errichtung beim Netzbetreiber anzumelden mit Höhe der installierten Leistung. Der Strombezug aus dem Netz und die Einspeisung von nicht selbstverbrauchtem PV-Strom in das Netz werden über einen saldierenden Zähler ohne Rücklaufsperrung erfasst und gegeneinander aufgerechnet (Net-Metering).
- Der Betreiber zahlt neben der üblichen Jahresgrundgebühr ein monatliches PV-Netzentgelt von ca. 4 Euro pro kWp. Soweit er im Abrechnungsjahr mehr Strom aus dem Netz bezieht, als er einspeist, zahlt er dafür neben dem Strompreis die üblichen Netzentgelte und Umlagen an seinen Versorger.
- Überschüssige Netzzurückspeisungen im Abrechnungszeitraum (1 Jahr) werden vom Netzbetreiber nicht vergütet.
- Hauseigentümer und Mieter können sich zu einer Net-Metering-Einheit zusammenschließen (keine Vorgaben, volle Verbrauchsfreiheit).

Begründung

Entbürokratisierung

Beim Netzbetreiber entstehen bei einer 7 kW-Anlage Verwaltungskosten von bis zu 200 Euro pro Jahr (Angabe Stadtwerke Steinfurt). Beim Anlagenbetreiber entstehen für Gewinnermittlung, Steuererklärung etc. mindestens weitere 200 Euro pro Jahr. Wenn man gegenüber dem Finanzamt eine Gewinnerzielungsabsicht nicht ausschließt, wird die Anlage wie ein Gewerbebetrieb behandelt inklusive IHK-Pflichtmitgliedschaft etc.. Nicht bekannt sind die spezifischen Kosten bei den Finanzämtern und bei den Übertragungsnetzbetreibern für den Wälzungsprozess. Nur der bekannte Teil der Verwaltungskosten beträgt also schon 6 Cent je Kilowattstunde (ct/kWh).

Zusätzliches PV-Netzentgelt und Ausgleichsenergie

Dem Trend, sich durch Eigenerzeugung und Heimspeicher schrittweise von der Mitfinanzierung des Stromnetzes zu entziehen, kann durch Pauschalentgelte bezogen auf die installierte PV-Leistung entgegengewirkt werden. 4 Euro/kWp sind so kalkuliert, dass der Netzbetreiber nach heutigem Stand im Schnitt ebenso viel Netzentgelt

Statt weiter am EEG zu kleben, sollte die Solarbranche selbst ein Modell verfolgen, das mindestens im Prosumer-Bereich bestens ohne EEG-Vergütung auskommt und damit die Deckelung im EEG aushebelt.

bekommt wie von Kunden ohne Photovoltaik.

Mit eingerechnet ist hier die Beschaffung der Ausgleichsenergie: die Wertigkeit eines PV-Einspeise-profils liegt an der Börse etwas unter dem Beschaffungsprofil für Haushaltsstrom. Der Netzbetreiber soll die Ausgleichsenergiemengen im Rahmen von Ausschreibungen von Stromhändlern beschaffen (Unbundling). Die aggregierte Beschaffung für ein Netzgebiet verursacht nur einen kleinen Bruchteil der Beschaffungskosten, die jeder Netzkunde bei Einzelbeschaffung aufwenden müsste, weil das Netz selbst eine weitgehende Ausgleichsfunktion für die Ungleichzeitigkeiten in den Verbrauchsprofilen der Kunden hat.

Anreiz zur Sektorenkopplung

Ein unbürokratisches Net-Metering-Modell macht die Eigenstromerzeugung so günstig, dass ein Anreiz besteht, PV-Anlagen groß zu dimensionieren, sodass möglichst viele Anwendungen (Wärme und E-Mobilität) durch die Eigenstromerzeugung abgedeckt werden. Durch Net-Metering wird das Verteilnetz zu einer Austauschplattform für Strom. So lassen sich zeitunkritische Verbräuche (Wärme,

Kälte und Laden von E-Fahrzeugen) vom Stromhändler (und an den Systemgrenzen vom Netzbetreiber) so steuern, dass der Kunde keine Tarifnachteile hat. Kostengünstige Eigenstromerzeugung ermöglicht endlich die Erschließung der gigantischen Dachflächenpotenziale in den Innenstädten. Das bedeutet:

- Weniger Strombezug aus den vorgelagerten Netzen von außerhalb,
- weniger Transportverluste in der Fernübertragung,
- mehr transportierte Kilowattstunden im Nahbereich innerhalb der Verteilnetze erhöhen die Auslastung dieser Netze und senken somit die Netzkosten pro durchgeleiteter Kilowattstunde.

Entlastung EEG

Wenn weder EEG-Vergütung für den PV-Strom erfolgt noch EEG-Umlage auf den Strombezug, wird das EEG durch den weiteren Ausbau von Prosumer-Photovoltaik überhaupt nicht mehr belastet. Gegenüber dem Status-quo beträgt die Entlastung ca. 1,7 ct/kWh (8,5 ct EEG-Marktprämie für Photovoltaik minus 6,8 ct EEG-Umlage im Strombezug).

Die Gewährung der Vorteile eines Net-Metering könnte für Altanlagenbetreiber nach 20 Jahren

sogar an die Bedingung geknüpft werden, dass diese einen fixen monatlichen Betrag pro kWp zur Senkung der EEG-Umlage für alle Stromkunden beitragen. Durch den Verzicht auf neue EEG-Vergütung und den Beitrag zur Rückzahlung von EEG-Kosten würde das Modell die Stromkosten für alle Stromkunden entlasten.

Peter Altmaier hat der Solarbranche erklärt, dass er nicht bereit ist, den 52-Gigawatt-Deckel für Photovoltaik im EEG aufzuheben. Statt weiter am EEG zu kleben, sollte die Solarbranche selbst ein Modell verfolgen, das mindestens im Prosumer-Bereich bestens ohne EEG-Vergütung auskommt und damit die Deckelung im EEG aushebelt.



Johannes Lackmann ist Geschäftsführer der Westfalen-WIND-Strom GmbH.

„Eine große
Chance für die
europäischen
Energienmärkte“



International finden sich immer mehr Beispiele für sogenannte Power Purchase Agreements, kurz PPAs, als Vermarktungsoption für Ökostrom. Die Axpo Trading AG, ein Tochterunternehmen des Schweizer Energieunternehmens Axpo, ist im internationalen Stromhandel tätig und nutzt das Vermarktungsmodell.

Ein Gespräch mit Christoph Bilshausen, Head of Origination Deutschland bei der Axpo Trading AG

Herr Bilshausen, Axpo setzt, wie aktuell in Portugal, bei Erneuerbaren-Projekten auf langfristige Stromlieferverträge. Was ist aus Ihrer Sicht der große Vorteil dieses Instrumentes?

Bei einem PPA handelt es sich um einen langfristigen Stromliefervertrag, der direkt zwischen einem Stromabnehmer und einem Verkäufer, also dem Anlagenbetreiber, abgeschlossen wird. Ein PPA wie es Axpo umgesetzt hat, gibt Preissicherheit für den Produzenten. Während die Förderung umweltfreundlicher Projekte durch die Regierungen zurückgeht, geben PPAs Planungssicherheit und ermöglichen eine Finanzierung und Realisierung eines Projektes auch ohne staatliche Förderung. Solche Verträge sind eine große Chance für die europäischen Energiemärkte: Sie begünstigen die Entwicklung erneuerbarer Energien und sichern für Großunternehmen eine bezahlbare, langfristige und saubere Energieversorgung.

Welche Rolle übernimmt Axpo dabei?

Axpo übernimmt die Rolle eines zuverlässigen Abnehmers, der dank seiner guten Bonität einen fixen Abnahmepreis langfristig garantieren kann. Somit hat der Hersteller eine Struktur ohne Marktrisiko.

Können PPAs auch eine Perspektive für Anlagen sein, die ab 2020 aus dem EEG fallen?

Wir sind absolut davon überzeugt, dass langfristige PPAs eine Option für Altanlagen sein können. Auch hier ermöglicht die langfristige Absicherung der

Einnahmen aus der Produktion eine Planungssicherheit, die essentiell für mögliche Investitionen ist.

Welche Länder sind auch Ihrer Sicht bei PPA führend?

Wir sehen, dass unsere Nachbarländer und insbesondere Skandinavien, wo Axpo mit Axpo Nordic ebenfalls tätig ist, europaweit eine Vorreiterrolle im Bereich PPA übernehmen.

Welche regulatorischen Hemmnisse gibt es?

Für Anlagen, die nach wie vor eine EEG-Förderung erhalten, macht ein PPA im aktuellen Umfeld wenig Sinn. Darüber hinaus haben wir in jedem europäischen Markt unterschiedliche Regularien für erneuerbare Energien; das erschwert einen einheitlichen Ansatz für pan-european PPAs. Daher sind für Axpo lokale Niederlassungen so entscheidend, um vor Ort die Märkte bespielen und Erfolg haben zu können.



Christoph Bilshausen ist Head of Origination Deutschland bei der Axpo Trading AG.

Der künftige EU-Rechtsrahmen für neue Vermarktungsmodelle für Strom aus erneuerbaren Energien

Ein Gastbeitrag von Dr. Markus Kahles, Stiftung Umweltenergierecht

Das EU-Gesetzespaket „Saubere Energie für alle Europäer“, wird das Energierecht im Zeitraum 2021 bis 2030 prägen. Es wird sich bald zeigen, ob der Gesetzgeber den Schwung aus Brüssel mitnimmt oder eine eher gemächlichere Gangart einschlägt.

Der EU-Gesetzgebungsprozess zu dem zahlreiche Einzelrechtsakte enthaltenen Paket „Saubere Energie für alle Europäer“, den die EU-Kommission mit ihren Vorschlägen Ende 2016 gestartet hat, schreitet weiter voran. Das Gesetzgebungspaket wird das EU-Energierecht für den Zeitraum 2021 bis 2030 maßgeblich prägen. Zuletzt wurde eine Einigung über die neue Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EE-RL), die Energieeffizienz-RL sowie die Governance-Verordnung erzielt. Hiervon beinhaltet vor allem die neue EE-RL neue Ansätze für die Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien (EE).

Daneben werden die neuen Regelungen über den Strombinnenmarkt von entscheidender Bedeutung für neue Vermarktungsmodelle sein. Sowohl die Strombinnenmarkt-Richtlinie als auch die Strom-

binnenmarkt-Verordnung werden derzeit noch im Gesetzgebungsverfahren verhandelt. Eine Einigung wird Ende dieses Jahres noch unter österreichischer Ratspräsidentschaft erwartet.

Im Visier: Marktintegration

Die neue EE-RL legt für EE-Förderregelungen in den Mitgliedstaaten das allgemeine Ziel der Marktintegration fest (Art. 4). Wie bereits durch die Beihilfeleitlinien der EU-Kommission bekannt, werden Marktprämissen und deren Gewährung im Rahmen grundsätzlich technologieneutraler Ausschreibungen zum Regelfall. Ausnahmen für kleine Anlagen und die Durchführung technologiespezifischer Ausschreibungen bleiben möglich, allerdings müssen die Mitgliedstaaten ihr Abweichen vom Regelfall begründen. So weit, so bekannt.

Neben der Übernahme der beihilferechtlichen Fördervorgaben für EE-Strom enthält die EE-RL auch neue Ansätze, die sich in dieser Form bislang im EU-Recht nicht gefunden haben. Zwar sind hier – insbesondere im Bereich der Eigenversorgung und der Herkunftsnachweise und entgegen zwischenzeitlicher Entwürfe – die ganz großen Umbrüche für die deutsche Rechtslage ausgeblieben. Dennoch lohnt sich an mancher Stelle der Blick ins Detail.

Pflichten und Rechte von Eigenversorgern

So enthält die neue EE-RL Vorgaben für die Mitgliedstaaten, welche Rechte und Pflichten zukünftig für Eigenversorger durch erneuerbare Energien und Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften, in Deutschland eher als Bürgerenergiegesellschaften bekannt, gelten sollen. Alleine oder gemeinsam handelnde Eigenversorger erhalten dabei das ausdrückliche Recht, den eigen erzeugten Strom selbst zu verbrauchen, zu speichern und zu verkaufen. Wichtig ist dabei, dass der selbstverbrauchte Strom grundsätzlich nicht mit Abgaben und Umlagen belastet werden darf. Ausnahmen können sich ergeben, wenn der Eigenversorger eine effektive Förderung für seine Stromerzeugung erhält oder die Anlage eine bestimmte Größe überschreitet, was in Deutschland durchaus der Fall sein könnte. Im Fall der Nutzung eines Speichers soll der Eigenversorger nicht mit doppelten Abgaben und Umlagen belastet werden.

Chancengleichheit im Wettbewerb

Auch den neu in die Erneuerbare-Energien-Richtlinie aufgenommenen EE-Gemeinschaften werden Rechte eingeräumt, und zwar sollen sie ebenfalls EE-Strom erzeugen, verbrauchen, speichern und verkaufen dürfen. Was unter einer EE-Gemeinschaft zu verstehen ist, wird in einer Definition festgelegt, die allerdings großen Umsetzungsspielraum bietet. Wichtig ist das Bestehen eines lokalen Charakters der Gemeinschaft und das Streben nach Profit darf nicht Hauptzweck sein. Vor dem Hintergrund der deutschen Erfahrung mit Bürgerenergiegesellschaften in Ausschreibungsverfahren ist bedeutsam, dass die Mitgliedstaaten zukünftig verpflichtet sein werden, EE-Gemeinschaften im Rahmen von Förderregelungen besonders zu berücksichtigen, um Chancengleichheit im Wettbewerb herzustellen.

Neue Regelungen für den Strombinnenmarkt

Fast noch wichtiger für neue Akteure und Vermarktungsmodelle könnten sich die künftigen Regelungen für den Strombinnenmarkt erweisen. Aufgrund des laufenden Gesetzgebungsverfahrens sind diese noch nicht in ihrer endgültigen Form absehbar. Es zeichnet sich aber bereits ab, dass die Bedeutung neuer

Im Vergleich zum geltenden EU-Rechtsrahmen steckt einiges dezidiert Neues und Innovatives im aktuellen EU-Gesetzespaket „Saubere Energie für alle Europäer“.

Vermarktungskonzepte und neuer Akteure im Strommarkt gegenüber den bisherigen Regelungen deutlich aufgewertet wird. Die künftigen Regelungen der Strombinnenmarkt-RL und Strombinnenmarkt-VO zielen dabei insgesamt auf die Schaffung eines stärkeren level playing field für neue Akteure und Anwendungen sowie eine größere Flexibilität im Strommarkt. Hierzu gehören die Aufwertung der Rolle von Aggregatoren, neue Vermarktungsmodelle für EE-Strom (PPA, peer-to-peer-Handel), die Abstimmung der Märkte auf die fluktuierende Erzeugung, der Zugang zu Regelenergiemärkten oder neue Beschaffungskonzepte für Systemdienstleistungen, um nur einige der neuen Regelungen schlagwortartig zu nennen.

Nächster Schritt: Umsetzung in nationales Recht

Es steckt also im Vergleich zum geltenden EU-Rechtsrahmen einiges dezidiert Neues und Innovatives im aktuellen EU-Gesetzespaket. Ein „Wermutstropfen“ bleibt: Bis auf die Binnenmarkt-VO, die direkt im deutschen Recht gelten wird, bedürfen die Richtlinien natürlich noch der Umsetzung durch die Mitgliedstaaten. Und natürlich sind an zahlreichen Stellen Ausnahmen vorgesehen, mit denen (nicht immer zu Unrecht) auf nationale Besonderheiten Rücksicht genommen werden kann. Es wird sich also spätestens ab 2021 zeigen müssen, ob der Gesetzgeber den Schwung aus Brüssel voll mitnimmt oder eine eher gemächlichere Gangart einschlägt.




Dr. Markus Kahles ist Projektleiter bei der Stiftung Umweltenergie-recht in Würzburg.



Differenzverträge für die Vergütung von Wind- und Solarstrom

Ein Gastbeitrag von Prof. Karsten Neuhoff, DIW Berlin



Neue Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlagen werden bei der gleitenden Marktprämie mit einer wachsenden Eigenkapitalquote realisiert. Differenzverträge können dazu beitragen, dass weiterhin hohe Anteile von Fremdkapital genutzt werden. So sorgen sie dafür, dass auch zukünftig neue Anlagen errichtet werden.

Bis 2030 will Deutschland 65 Prozent seines Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugen. Dazu bedarf es Investitionen in neue Wind- und Solaranlagen in der Größenordnung von zehn Gigawatt (GW) pro Jahr. Eine langfristige Absicherung der Erlöse dieser neuen Projekte ist notwendig, damit Stadtwerke, Stromkonzerne und Projektentwickler Fremdkapital, also Darlehen und Bonds, aufnehmen können, um damit wiederum die Investitionen zu finanzieren. Ansonsten kann das notwendige Investitionsvolumen nicht erreicht werden. Oder die Vorhaben werden doch umgesetzt, aber zu unnötig hohen Kosten – wenn die Finanzierungskosten durch unnötige Risiken auf 5 bis 10 Prozent steigen, obwohl bei geeigneter Ausgestaltung des Marktes ein attraktives Risikoprofil die Nutzung von günstigen Darlehen zu einem Prozent erlauben würde.

Power Purchasing Agreements alleine sind zur Erreichung der Ausbauziele unzureichend

Private Termin- und Abnahmeverträge – auch Power Purchasing Agreements (PPAs) genannt – werden intensiv diskutiert und gewinnen aktuell zum Beispiel für die Zeit nach Auslaufen der 20-jährigen Förderung an Bedeutung. Allerdings wollen und können nur sehr wenige Endkunden Stromabnahmeverträge für finanzierungsrelevante Zeiträume von mehr als zehn Jahren zu einem festen Preis abschließen. Das liegt daran, dass je nach Entwicklung der Strommärkte

solch ein Vertrag sowohl große positive als auch negative Werte annehmen kann. Er muss deswegen entsprechend abgesichert werden, zum Beispiel mit Eigenkapital. Das erklärt, warum in 2017 europaweit nur 1,4 GW und in Deutschland 10 Megawatt (MW) privater Power Purchase Agreements unterschrieben wurden. Es ist unvorstellbar, wie in Zukunft private PPAs die in den Ausbauzielen vorgesehenen Volumen an Investitionen in erneuerbare Energien absichern können.

Gleitende Marktprämie wurde von Technologieentwicklungen überholt

Die gleitende Marktprämie ergänzt die Strommarkt-erlöse von Erneuerbare-Energien-Projekten und sichert so einen Referenzpreis pro Megawattstunde (MWh) Stromproduktion ab. Dieser Referenzpreis wird wettbewerblich in Ausschreibungen bestimmt. Da die Kosten von Solar- und Windtechnologien fallen und der Strompreis möglicherweise steigen wird, besteht bereits heute eine realistische Möglichkeit, dass heute realisierte und mit der gleitenden Marktprämie abgesicherte Projekte künftig Erlöse am Strommarkt erzielen, die den Referenzpreis übersteigen. Das ist jedoch nicht sicher und kann deswegen bei einer Finanzierung mit Fremdkapital nicht berücksichtigt werden. Das führt dazu, dass Projekte mit größeren Anteilen von Eigenkapital finanziert werden müssen. Damit

Differenzverträge ermöglichen es auch Teilnehmern mit weniger Eigenkapital, Projekte umzusetzen. Das stärkt die Projektpipeline sowie die Beteiligung an Ausschreibungen.

steigen die Finanzierungskosten und die Kosten für den Ausbau erneuerbarer Energien insgesamt.

Abhilfe schaffen Differenzverträge. Sie werden, wie schon die gleitende Marktprämie, von Netzbetreibern mit Projektentwicklern abgeschlossen. Bei geringen Strompreisen wird für die Produktionsvolumen die Differenz zwischen Strompreis und Referenzpreis aus den Ausschreibungen an die Anlagenbetreiber ausbezahlt. Bei hohen Strompreisen sind die Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlagen für die Vertragslaufzeit zu einer Zahlung entsprechend der Differenz zwischen Referenzpreis und Spotmarktpreis verpflichtet. Die Zahlungen werden analog zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf Endkunden umgelegt.

Differenzverträge als Alternative

Somit schaffen Differenzverträge stabile Erlöse und ermöglichen weiterhin die Nutzung hoher Anteile von Fremdkapital bei der Finanzierung. Das reduziert die Kosten bei der Finanzierung für Investitionen in neue erneuerbare Energien bis 2030 um jährlich ungefähr 800 Millionen Euro im Vergleich zur Beibehaltung der aktuellen gleitenden Marktprämie, wie Analysen am DIW Berlin gezeigt haben.

Differenzverträge stärken den Wettbewerb bei Ausschreibungen: Sie erlauben auch Teilnehmern mit weniger Eigenkapital, Projekte umzusetzen, und tragen dadurch zu einer Stärkung der Projektpipeline sowie der Beteiligung an Ausschreibungen bei – vor dem Hintergrund der zuletzt nicht voll gezeichneten Ausschreibungen von Solar- und Windkraft ein wichtiges Anliegen.

Differenzverträge können den Strommarkt stärken

Differenzverträge können auch zu einer Stärkung des Strommarktes beitragen. Für Investitionen in die verschiedenen Erzeugungstechnologien und Flexi-

bilitätsoptionen stellen Absicherungen über Terminverträge und längerfristige Verträge eine wichtige Grundlage dar. Allerdings ist die Nachfrage nach solchen längerfristigen Verträgen bei Endkunden – wie oben diskutiert – insgesamt begrenzt. Wenn Differenzverträge den Bedarf an privaten langfristigen Abnahmeverträgen für Wind- und Solarprojekte reduzieren, dann können neue Energieanbieter die Chance nutzen, um längerfristige Verträge mit Endkunden abzuschließen und so Investitionen in verschiedene Flexibilitätsoptionen abzusichern.

Differenzverträge erhalten die von der gleitenden Marktprämie bekannten Anreize für gute Prognosen und Vermarktung von erneuerbaren Energien. Mehrere Ausgestaltungsoptionen der Auktionen von Differenzverträgen können zudem sicherstellen, dass Investoren die vollen Anreize für die systemfreundliche Ausgestaltung von Anlagen erhalten. Bislang waren die potentiellen Mehrerlöse am Strommarkt von systemfreundlicheren Anlagen und Standorten mit hohen Risiken und Unsicherheiten behaftet, wodurch weniger in solche Projekte investiert wurde, als optimal wäre. Werden die Referenzpreise systemfreundlicher Anlagen entsprechend angepasst, können ausreichende Investitionen in systemfreundliche Vorhaben sichergestellt werden.



[Prof. Karsten Neuhoff ist Leiter der Abteilung Klimapolitik am Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung, DIW Berlin.](#)

Mit dem Marktentwicklungsmodell zum modernen Markt für neue Energien

Ein Gastbeitrag von Björn Spiegel, ARGE Netz

Erneuerbare Energien müssen sich schrittweise dem Markt stellen. Das Marktentwicklungsmodell ermöglicht einen fließenden Wechsel zwischen EEG-Vergütung und Direktvermarktung und damit den Übergang zwischen Fördersystem und echter direkter Vermarktung.

Erneuerbare Energien kommen jetzt im Markt an. Sie sind damit in der Pflicht, Verantwortung für Versorgungssicherheit und Vermarktung zu übernehmen. Notwendig werden Vermarktungsoptionen für Bestands- wie für Neuanlagen, die unabhängig von einem Zahlungsanspruch nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) den Marktzugang gewährleisten. Das Marktentwicklungsmodell (MEM) ermöglicht einen fließenden Wechsel zwischen EEG-Vergütung und Direktvermarktung an einen Industriekunden und damit den Übergang zwischen Fördersystem und echter direkter Vermarktung. Dazu wird innerhalb des EEG eine weitere Form der sonstigen Direktvermarktung eingerichtet. Die Vermarktung des grünen Stroms in einem eigenen Bilanzkreis stellt die Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch sicher. Zudem ist das Modell für das EEG-Konto und die übrigen Letztverbraucher kostenneutral. Es besteht sogar die Möglichkeit, das EEG-Konto zu entlasten.

Wie funktioniert das Marktentwicklungsmodell?

Nach dem aktuellen EEG erhält der Anlagenbetreiber einen anzulegenden Wert, der sich aus dem Monatsmarktwert des erneuerbaren Stroms und der Markt-

prämie zusammensetzt. Je höher der Marktwert, desto geringer die Marktprämie.

Das Marktentwicklungsmodell hingegen sieht vor, dass der Kunde an die EEG-Anlage bzw. den Lieferanten dessen individuell anzulegenden Wert zahlt, z. B. 8 Cent je Kilowattstunde (ct/kWh). Im Gegenzug sind die entsprechenden Strommengen teilweise von der EEG-Umlage befreit – und zwar in Höhe des jeweiligen gesetzlichen Anspruchs auf die Marktprämie, z. B. 5 ct/kWh. Die Differenz zwischen der Marktprämie und der geltenden EEG-Umlage von 6,88 ct/kWh wird auf das EEG-Konto eingezahlt, im aktuellen Beispiel sind dies 1,88 ct/kWh.

Das Marktentwicklungsmodell ist quasi ein Direktliefervertrag mit Belieferung der grünen Eigenschaft im Rahmen des EEG. Im Ergebnis verdient der Anlagenbetreiber nicht mehr und nicht weniger, und das EEG-System wird ebenfalls nicht belastet. Dennoch kann der Anlagenbetreiber erneuerbaren Strom direkt an ein Unternehmen veräußern – und wird damit zum Energieversorger. Das belieferte Unternehmen kann die grüne Eigenschaft des Stroms nutzen.

Das Marktentwicklungsmodell ist mindestens kostenneutral

Für die übrigen Letztverbraucher entstehen bei Einführung des MEM keine Mehrbelastungen, da der Verbraucher in diesem Modell von der EEG-Umlage nur in der Höhe befreit wird, in der das EEG-Konto durch Herausnahme der Fördersumme entlastet wird. Das MEM hat keine Auswirkungen auf den Energy-Only-Markt (EOM), da sowohl Angebot als auch Nachfrage aus dem EOM in das Marktentwicklungsmodell wechseln.

Das MEM ermöglicht den Kunden, sortenreinen grünen Strom zu beziehen. Hierdurch können sie ihre eigene CO₂-Bilanz verbessern oder den Strom zur Weiterverwendung in anderen Sektoren nutzen, z. B.

Das Marktentwicklungsmodell zeigt ganz bewusst einen einfachen gesetzgeberischen Weg auf, wie eine innovative Form der Erneuerbaren-Vermarktung und die Nutzung der „grünen“ Eigenschaft in anderen Sektoren ermöglicht werden kann.

auch für Power-to-X-Anwendungen. Die steigende Nachfrage nach grünem Strom bietet auch eine Vermarktungsmöglichkeit für Anlagen, die bald keine Förderung mehr erhalten und setzt Investitionsanreize für neue Erzeugungsanlagen. Durch das Lastmanagement, das Erzeuger und Verbraucher vereint, können Strombedarf und -angebot zudem in Einklang gebracht werden, sodass neue Flexibilitätspotentiale erschlossen werden, die vorher dem jeweils anderen Partner unbekannt waren. Es entstehen lokale Synergieeffekte bei der Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch.

Marktorientierter Übergang innerhalb des EEGs

Das MEM zeigt ganz bewusst einen einfachen gesetzgeberischen Weg auf, wie eine innovative Form der Erneuerbaren-Vermarktung und die Nutzung der „grünen“ Eigenschaft in anderen Sektoren ermöglicht werden kann. Durch die Neufassung eines § 79b EEG und die Ergänzung in § 21a EEG würde das MEM erstmalig als besondere Form der „sonstigen Direktvermarktung“ eingeführt. Dabei orientieren sich die technischen Kriterien an den Anforderungen, die auch bei der Direktvermarktung gestellt werden. Zudem wird festgehalten, dass keine Zahlungen aus dem EEG-Konto in Anspruch genommen werden dürfen. Wesentliches Element der Kriterien ist die sortenreine Bilanzierung in einer viertelstündlichen Auflösung. Der grüne Strom wird insofern bilanziell vermarktet. Hierüber soll gewährleistet werden, dass der Energieverbrauch des Letztverbrauchers jederzeit durch eine erneuerbare Produktion des Anlagenbetreibers gedeckt ist. Durch weitere vereinzelte Einfügungen im EEG erfolgt eine Abgrenzung der Grünstromnachweise, die im Rahmen des MEM erbracht werden, zu den Herkunftsnachweisen nach § 79 EEG.

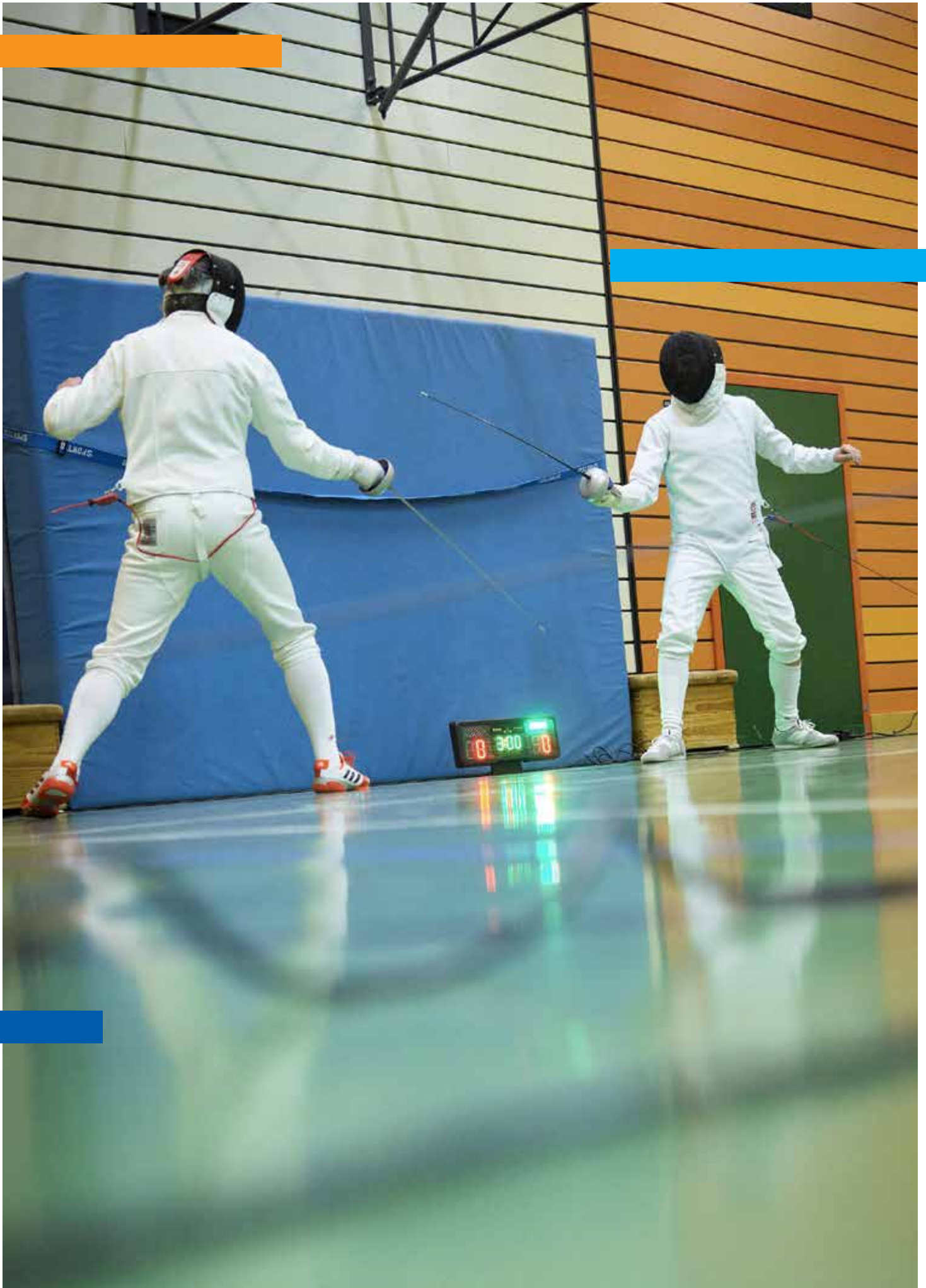
Dadurch soll sichergestellt werden, dass für das MEM nicht die Möglichkeit besteht, durch die zusätzliche Ausstellung von herkömmlichen Herkunftsnachweisen Zusatzerlöse zu erzielen.

Schnelle politische Umsetzung notwendig

Damit die Sektorenkopplung und die verstärkte Einbindung Erneuerbarer, insbesondere in der Industrie, zu Wachstumstreibern werden können, bedarf es einer zügigen Umsetzung des notwendigen Rechtsrahmens auf Bundesebene. Schon der Koalitionsvertrag hat angekündigt, die stärkere Marktorientierung der erneuerbaren Energien durch intelligente Vermarktungskonzepte zu fördern. Das Marktentwicklungsmodell bietet hierfür die Blaupause.



**Björn Spiegel ist
Leiter Strategie und Politik
der ARGE Netz.**



Kosten sparen mit Solarkraft direkt vom Nachbarn

Ein Gastbeitrag von Marcel Keiffenheim, Greenpeace Energy

Das Bürgerstrommodell ermöglicht den Stromhandel zwischen Nachbarn.
Das entlastet das EEG-Konto und ist besonders netzdienlich.

Es klingt so simpel: Wenn der Besitzer einer Photovoltaik-Anlage mehr Sonnenstrom produziert als er braucht, könnte er diesen Überschuss an seine Nachbarn abgeben. Doch leider erschweren viele Vorschriften bisher den Austausch und Handel von selbstproduziertem Ökostrom zwischen Nachbarn: Umlagen und Netzentgelte verteuern den Bürgerstrom und formalen Vorgaben bremsen die Erzeuger-Verbraucher (neudeutsch Prosumer) aus. Das Bündnis Bürgerenergie hat das Analyseinstitut Energy Brainpool gebeten, ein Modell zu skizzieren, das einen Bürgerstromhandel ermöglicht.

Dafür schlagen die Energiemarktexperten unter anderem vor, Bürgerstrom-Solaranlagen bei der EEG-Umlage so zu behandeln wie den Eigenverbrauch. Es würde also je nach Anlagengröße eine reduzierte oder gar keine Umlage anfallen. Zugleich sollen die Prosumer für den weiterverkauften Strom auch keine Einspeisevergütung erhalten. Für nicht selbst oder in der Nachbarschaft verbrauchten PV-Strom gäbe es hingegen nur noch den jeweiligen Marktwert ohne Förderung. So kann Bürgerstromhandel das EEG-System entlasten.

Reduziertes Netzentgelt für vor Ort verbrauchten Strom

Auch die Netzentgelte sollen nach Vorschlag von Energy Brainpool angepasst werden: Wenn der PV-Strom in der Nachbarschaft verbraucht wird (also das Netz nur auf einer Spannungsebene genutzt wird), fällt lediglich ein reduziertes „Nach-Netzentgelt“ an, das der Verteilnetzbetreiber festlegt und beispiels-

weise bei 3 Cent je Kilowattstunde (ct/kWh) liegen könnte. Nicht ortsnah verbrauchter PV-Strom würde hingegen mit dem vollen Netzentgelt belegt. Das ist ein weiterer Anreiz für den Prosumer, Strom, den er nicht selbst verbraucht, möglichst in der Nachbarschaft loszuschlagen. Ein Anreiz, der auch gesamtsystemisch richtig ist: Es lohnt, die PV-Anlage nach dem eigenem und dem Bedarf der Nachbarschaft zu dimensionieren. Das ergibt einen dringend benötigten Impuls für den Ausbau erneuerbarer Energien in den Städten. Andererseits wird ein Prosumer aber auch darauf achten, möglichst nicht mehr PV-Strom zu produzieren, als vor Ort abgesetzt werden kann, weil sonst höhere Entgelte und Umlagen fällig werden. Kurz: Bürgerstromhandel regt netzdienliches Verhalten an, das Kosten spart und so die geringere Höhe der Nah-Netzentgelte kompensiert.

So kommt der Bürgerstromhandel in Gang

Der Prosumer sucht sich Nachbarn, die seinen „Überschussstrom“ gebrauchen können. Das kann über persönliche Kontakte, über Kleinanzeigen und Vermittlungsbörsen in sozialen Web-Medien oder auch mit Hilfe eines Stromversorgungsunternehmens gelingen. Dann schließen Prosumer und Nachbarn einen einfachen Rahmenvertrag ab, der Preis und Bezugsdauer festlegt.

Der Bürgerstromhandel selbst geschieht ohne aktives Zutun der Vertragsparteien über den Abgleich ihrer Stromzähler: Wann immer der Prosumer mehr PV-Strom erzeugt als er konsumiert und gleichzeitig der Nachbar Strom verbraucht, hat Bürgerstromhan-

Bürgerstromhandel regt netzdienliches Verhalten an, das Kosten spart. Weiterhin geht von ihm der dringend benötigte Impuls für den Ausbau erneuerbarer Energien in den Städten aus.

del stattgefunden. Das System klappt nicht nur in der 1:1-Beziehung, sondern lässt sich auf etliche Prosumer und nachbarschaftliche Abnehmer – die vielleicht noch eigene Stromspeicher einbringen – hochskalieren.

Das Modell lohnt sich für alle Beteiligten

Der Prosumer kann für seinen Strom von den Nachbarn beispielsweise 15 ct/kWh verlangen, während er ansonsten nur 12 ct/kWh EEG-Vergütung erhielte. Und der Nachbar wird das gerne zahlen, weil darauf nur Nah-Netzentgelt sowie keine oder verringerte EEG-Umlage anfallen, was unterm Strich billiger ist als die knapp 30 ct/kWh, die ihn „normaler“ Strom kostet.

Was aber ist mit Prognose, Bilanzkreisführung, Residualstromlieferung, vertraglichen Pflichten und notwendigen Abrechnungen, die für eine sichere und verlässliche Stromversorgung unabdingbar sind? Damit müssen sich nicht die Nachbarn belasten. Sie wechseln vielmehr zu einem Stromanbieter, der in die Rolle des Dienstleisters für Bürgerstromhandel hineingewachsen ist und alle notwendigen Services (gegen Bezahlung) anbietet.

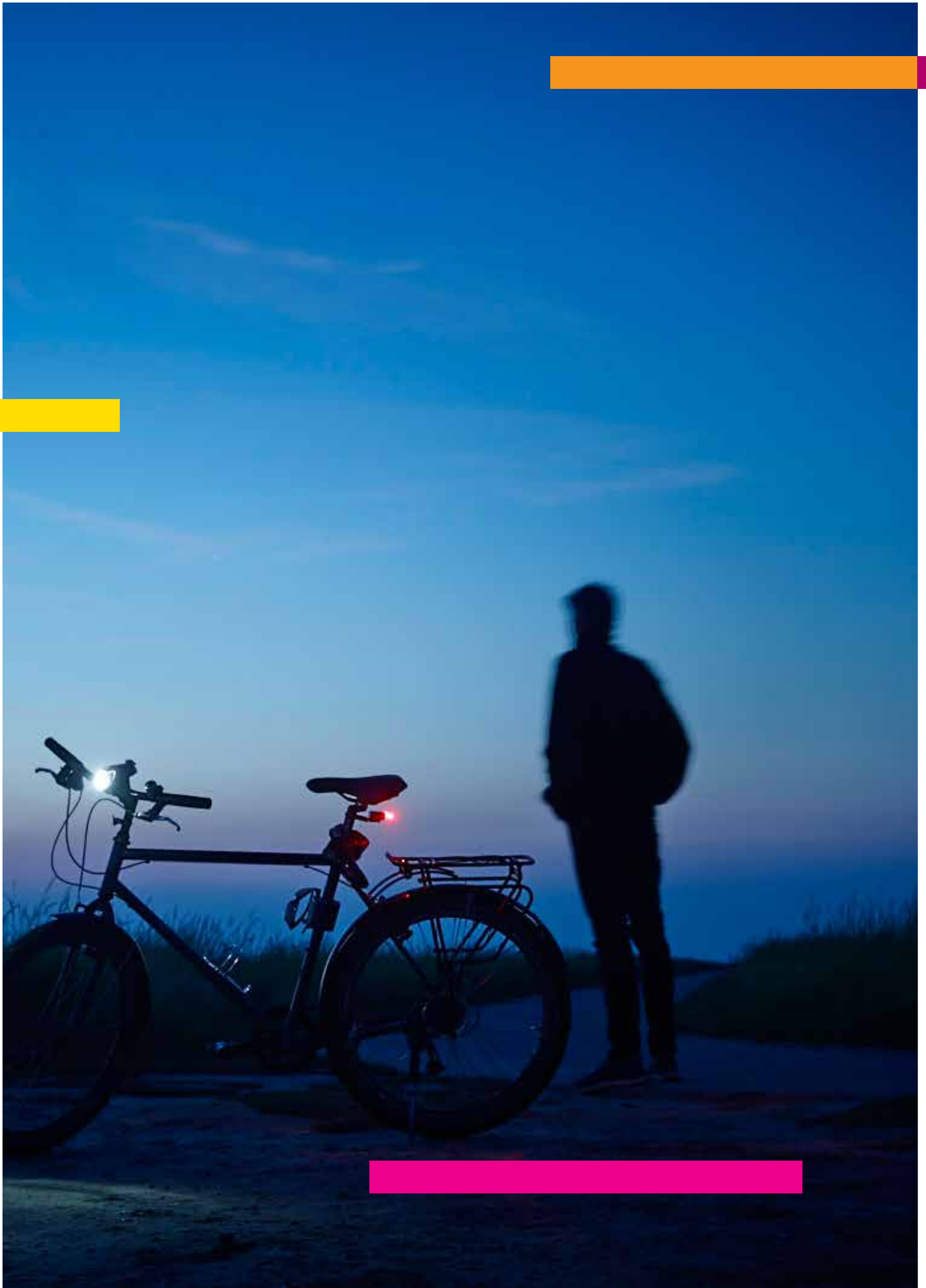
Deutschland muss EU-Richtlinie umsetzen

Laut der im Sommer 2018 ausgehandelten europäischen Erneuerbaren-Energien-Richtlinie haben alle EU-Bürger das Recht, Strom zu erzeugen, zu speichern und „mindestens zum Marktpreis“ weiterzukaufen. Bis zu einem gewissen Grad sollen die Prosumer dabei befreit werden von unverhältnismäßig hohen Abgaben oder „diskriminierenden“ Rahmenbedingungen. Die EU-Richtlinie eröffnet damit tatsächlich neue Wege für Bürgerstrommodelle, die allerdings im nationalen Ordnungsrahmen auch verankert werden müssen. Deshalb ist jetzt die Bundesregierung am Zug, die EU-Vorgaben zu erfüllen.

Bisher hat ausgerechnet Deutschland genau hier gebremst – und dabei dürften Bedenken aus der „alten“, konventionell strukturierten Energiewirtschaft auch eine Rolle gespielt haben: Denn eine größere Marktmacht für Bürger und ihren dezentralen Handel könnte auch das Versorgungsmonopol klassischer Energieversorger aufbrechen – und so das Zeitalter eines „Community-Stroms“ einläuten, in dem Käufer und Verkäufer auf Augenhöhe miteinander interagieren. Die Bürger wären dann nicht mehr nur „Versorgungsfälle“ für Stromkonzerne, sondern aktive Player auf dem Energiemarkt. Tatsächlich wäre das Ergebnis so etwas wie eine zweite Liberalisierung des Strommarktes: Die erste zur Mitte der 1990er-Jahre hat mit den Gebietsmonopolen gebrochen. Aber noch immer kann ein Verbraucher in der Regel nur einen Stromanbieter nutzen. Bürgerstromhandel beendet dieses Kundenmonopol. Die Verbraucher bleiben zwar Kunden eines Energieversorgers. Aber jeder, dem das gefällt, kann sich leicht günstigen grünen Strom aus nachbarschaftlicher Produktion dazukaufen.



Marcel Keiffenheim ist Mitglied im Aufsichtsrat beim Bündnis Bürgerenergie e. V. und Leiter Politik und Kommunikation beim Ökoenergieanbieter Greenpeace Energy.



Globaler Ausbau erneuerbarer Energien auf Rekordniveau

Ein Gastbeitrag des Weltenergiesrates

Vor allem Wind- und Solarenergie sind in vielen Regionen der Welt auf dem Vormarsch. In China steht mittlerweile ein Drittel der weltweiten Grünstromkapazitäten. In Afrika ist das bisher ungenutzte Potenzial an erneuerbaren Energien am größten. Ein Überblick über den weltweiten Status-quo.

Erneuerbare Energien nehmen weiter Fahrt auf, so berichtet der Weltenergiesrat in seiner aktuellen Publikation „Energie für Deutschland 2018“. 2017 war ein Rekordjahr mit einem Zubau von 167 Gigawatt (GW). Seit 2008 hat sich damit die Kapazität der Anlagen mit durchschnittlichen Zuwachsraten von 8,4 Prozent mehr als verdoppelt auf insgesamt 2.179 GW. Deutschland hat hieran einen Anteil von rund 5 Prozent.

Zubausieger: Wind, Solar und Wasserkraft

Während bis zum Jahr 2010 die Wachstumsraten von Wasserkraft noch höher waren als bei Wind und Solar, hat sich das Bild seither gewandelt. Die größten Kapazitätszuwächse erzielten zwischen 2008 und 2017 Wind mit 399,1 GW, Solarenergie mit 375,5 GW und Wasserkraft mit 287,5 GW. Danach folgten Bioenergie mit 55,4 GW, Geothermie mit 3,4 GW und Meeresenergie mit 0,3 GW.

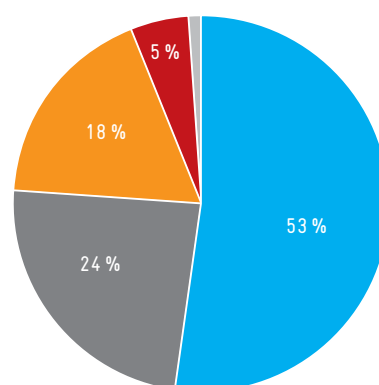
Die Kapazität von Windkraftanlagen hat sich in diesem Zeitraum auf 514 GW mehr als vervierfacht. Sogar um das 26-fache stieg die weltweite Erzeugungsleistung der Solaranlagen, auf insgesamt 391 GW. Die Kapazität von Wasserkraftwerken (ohne Pumpspeicher) zog um ein Drittel auf 1.152 GW an. Die Leistung von Bioenergieanlagen hat sich auf 119 GW verdoppelt. Geothermie hat um 36 Prozent auf 13 GW zugelegt.

China dominiert das Länder-Ranking

China ist nicht nur das Land mit dem weltweit höchsten Energie- und Kohleverbrauch, sondern dominiert auch die Ökostromerzeugung. Ende 2017 waren dort mit 619 GW entsprechend 28,4 Prozent der gesamten

globalen Stromerzeugungskapazität auf Basis erneuerbarer Energien installiert. Mit weitem Abstand folgen mit 230 GW die USA sowie mit 128 GW Brasilien. Deutschland schafft es mit 113 GW auf Platz 4. Auf der Rangliste der einzelnen Technologien steht China jeweils bei Wasserkraft, Wind und Solarenergie an erster Stelle. Nur bei Bioenergie und bei Geothermie haben mit Brasilien beziehungsweise den USA andere Staaten die Nase vorn.

Globale Kapazität der Anlagen zur Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien 2017



Wasserkraft Wind Solar
Bio-Energie Geothermie und Meeresenergie

Quelle: „Energie für Deutschland 2018“ – Weltenergiesrat, „Renewable Capacity Statistics 2018“ – IRENA

Im Länder-Ranking schafft es Deutschland bei der Windenergie auf Platz 3, bei der Solarkapazität auf Platz 4 und in Bezug auf Bioenergie belegt Deutschland den fünften Rang.

Deutschlands Fokus auf Wind und Sonne

Im Länder-Ranking schafft es Deutschland bei der Windenergie auf Platz 3 nach China und den USA, bei Offshore-Wind sogar auf Platz 2 hinter Großbritannien und vor China. Bei der Solarkapazität steht Deutschland im globalen Vergleich auf Platz 4 hinter China, Japan und den USA. In Bezug auf Bioenergie belegt Deutschland den fünften Rang hinter Brasilien, USA, China und Indien.

Die TOP 10 in der Geothermie bilden die USA, Indonesien, Philippinen, Türkei, Neuseeland, Mexiko, Italien, Island und Japan. Hier gehört Deutschland nicht zu den führenden Nationen. Auch bei Wasserkraft liegt Deutschland mit einer Kapazität von 6 GW nicht in den TOP 20.

Klarer Marktführer: Asien

Asien hat sich zur führenden Erneuerbaren-Region entwickelt. Ende 2017 entfielen 42 Prozent der Gesamtkapazitäten auf Mittel- und Südostasien, 24 Prozent auf Europa, 16 Prozent auf Nordamerika, 10 Prozent auf Mittel- und Südamerika, 4 Prozent auf Eurasien (Russland, Armenien, Aserbaidschan, Georgien und Türkei), 2 Prozent auf Afrika sowie je 1 Prozent auf Ozeanien (Australien, Neuseeland und Südsee) und den Mittleren Osten. Zwischen 2008 und 2017 war in allen Weltregionen ein hoher Anstieg der erneuerbaren Energien von nahezu 50 Prozent und mehr zu verzeichnen.

Afrika mit hohem ungenutzten Potenzial

In Afrika ist das bisher ungenutzte Potenzial an erneuerbaren Energien am größten. Auf dem gesamten Kontinent beträgt die Erzeugungskapazität nur

42 GW. Zum Vergleich: Die dort installierte Wind- und Solarleistung macht jeweils nur lediglich 8 Prozent der in Deutschland bestehenden Kapazität aus – und dies trotz der meist günstigeren natürlichen Bedingungen, die eine deutlich bessere Auslastung der Anlagen ermöglichen.

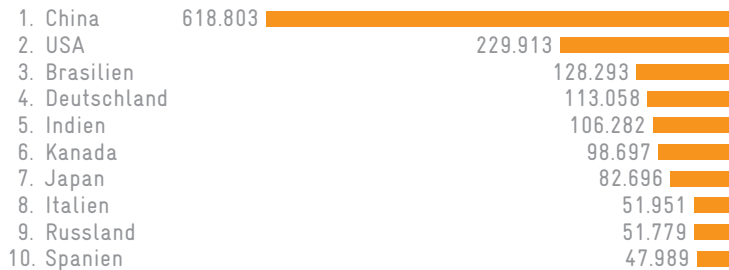
Fazit: Globale Energiewende schreitet voran

Die hohen Kapazitätswachse von erneuerbaren Energien sind ein Beleg dafür, dass die Transformation der Energiesysteme weltweit voranschreitet – bisher insbesondere konzentriert auf die Stromerzeugung. Dennoch werden die konventionellen Energien in vielen Bereichen auch auf Jahrzehnte noch eine wichtige Rolle spielen. Neben dem stetigen Ausbau der erneuerbaren Energien ist es deshalb unverzichtbar, die Energieeffizienz weiter zu steigern und die Umsetzung der Technologie zur Abscheidung und Speicherung bzw. Nutzung von CO₂ voranzubringen, um die globalen Klimaschutzziele zu unterstützen.

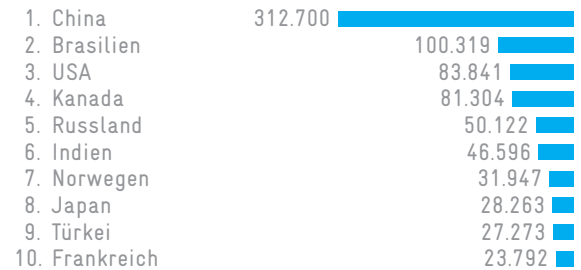
Der Weltenergieat ist als Netzwerk in rund 100 Ländern vertreten und bietet einen faktenbasierten, internationalen Blick auf energiepolitische Themen. Die Publikation „Energie für Deutschland“ gibt jedes Jahr einen Überblick über die wichtigsten energie-wirtschaftlichen Daten und Perspektiven für die Welt, Europa und Deutschland.

Globales Ranking der Stromerzeugungskapazitäten erneuerbarer Energien Ende 2017

Erneuerbare Energien insgesamt (Angaben in MW)



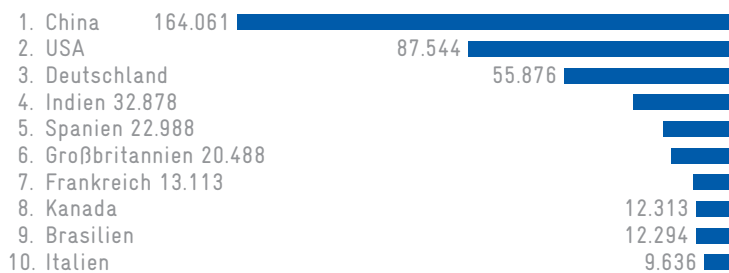
darunter Wasserkraft (Angaben in MW)



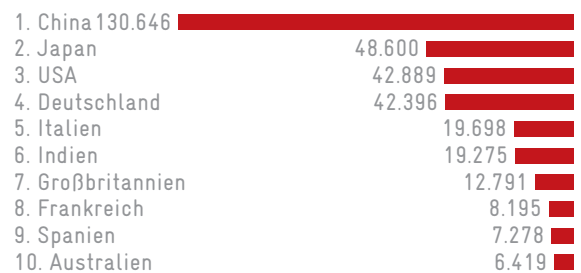
Quelle: „Energie für Deutschland 2018“ – Weltenergieat, „Renewable Capacity Statistics 2018“ – IRENA

Globales Ranking der Wind- und Solarkapazität Ende 2017

Wind (Angaben in MW)



Solarenergie (Angaben in MW)



Quelle: „Energie für Deutschland 2018“ – Weltenergieat, „Renewable Capacity Statistics 2018“ – IRENA

Entwicklung der Kapazität von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien 2008 bis 2017 nach Weltregionen

Angaben in Megawatt (netto)

Weltregion	2008	2012	2016	2017
Afrika	23.381	28.485	38.603	42.139
Asien ¹⁾	311.727	478.239	812.276	918.655
Mittlerer Osten	11.910	13.940	18.021	18.920
Eurasien ²⁾	66.344	76.694	91.402	96.326
Europa	273.874	394.398	488.715	512.348
Nordamerika ³⁾	207.611	264.855	331.270	347.635
Mittelamerika ⁴⁾	7.049	9.291	13.406	13.801
Südamerika	138.894	156.544	193.097	202.120
Ozeanien ⁵⁾	17.172	21.389	25.640	27.155
Insgesamt	1.057.962	1.443.834	2.012.430	2.179.099

Ohne Pumpspeicher, aber einschließlich Off-Grid-Kapazität

1) ohne Eurasien und ohne die Staaten des Mittleren Ostens,

2) Armenien, Aserbaidschan, Georgien, Russland und Türkei,

3) USA, Kanada, Grönland, Mexiko, Bermuda sowie St. Pierre und Miquelon,

4) einschließlich Karibik,

5) Australien, Neuseeland und Südsee

Quelle: „Energie für Deutschland 2018“ – Weltenergieat, „Renewable Capacity Statistics 2018“ – IRENA

Impressum

Herausgeber:

Bundesverband
Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)
Hackescher Markt 4
10178 Berlin

Fon: + 49 30 400548-0
Fax: + 49 30 400548-10
mail@bne-online.de
www.bne-online.de
twitter.com/bne_news

Steuer-Nr.: 27/620/55384
Vereinsregister-Nr.: 23212 B
AG Charlottenburg

V. i. S. d. P.:

Robert Busch

Redaktion:

Karsten Wiedemann, Alena Müller

Gastautoren dieser Ausgabe:

Markus Kahles, Marcel Keiffenheim, Johannes Lackmann, Karsten Neuhoff, Christiane Nowotzki, Björn Spiegel

Gestaltung:

BÜRO WEISS

Redaktionsschluss:



16. November 2018

Bildnachweise:

Cover und Innenteil Jan Pauls, außer: U2 Nicole Graether/nicolegraether.de, S. 7 und 11 bne, S. 13 WestfalenWIND Strom GmbH, S. 14–15 Xpo Trading AG, S. 17 Manuel Reger, S. 20 DIW, S. 22 Arge Netz, S. 25 Enver Hirsch

Hinweis: Gastbeiträge entsprechen nicht zwangsläufig der Meinung des bne.

Nachdruck – auch auszugsweise – nur mit Genehmigung des Herausgebers.



Der bne steht seit 15 Jahren für Markt, Wettbewerb und Innovation in der Energiewirtschaft. Unsere Mitglieder entwickeln wegweisende Geschäftsmodelle für Strom, Wärme und Mobilität.

