

Welche Preissignale braucht der „Green Deal“

Der Green Deal der EU ist der neue Rahmen für die Zukunft der europäischen Wirtschaft. Mit dem Ziel der Klimaneutralität bis 2050 sowie diversen Zwischenzielen 2030 hat man sich in Europa, aber auch in Deutschland, sehr ehrgeizige Ziele gesetzt. „et“ hat (online) mit führenden Repräsentanten der Energiebörse, Energiewirtschaft, Politik und Wissenschaft darüber diskutiert, wie diese am effizientesten erreicht werden können.

Innovation und Investition

„et“: Mit dem Green Deal liegt eine Strategie für Europas Weg zur Klimaneutralität vor. Was heißt das für Innovation und Investition?

Reitz: Das zentrale Ziel der Klimaneutralität der EU bis 2050 bedeutet, dass ökologische Ressourcen nur noch begrenzt genutzt werden können. Im Kern verstärken und beschleunigen Green Deal bzw. Green Recovery die Dekarbonisierungs- und Dezentralisierungstrends der letzten Jahre – eine Chance für die Energiemärkte als Teil einer umfassenden Transformation der Volkswirtschaften. Wie kann man das effizient organisieren? Aus meiner Sicht ist das am besten über Märkte bzw. bestimmte Preissignale möglich, der Europäische Emissionshandel (ETS) ist ein gutes Beispiel dafür. Es wird aber auch neue Märkte und Commodities geben, z.B. Herkunftsnachweise für grüne Gase oder Wasserstoff.

Weeser: Für die Politik sollten eine saubere Umwelt sowie die Einhaltung der Pariser Klimaschutzziele im Vordergrund stehen. Wir dürfen das aber nicht so anpacken, indem wir in eine Überregulierung und Einzelsteuerungen hineingehen. Einen Rahmen schaffen ja, aber keine Klein-klein-Steuerung. Das wäre kontraproduktiv und behindert die Entwicklung im Emissionshandel. Auch ich setze im Transformationsprozess auf den Markt, mein Problem ist aber, dass das Strompreissignal aufgrund von Abgaben, Steuern und Umlagen auf der Verbrauchsseite nur sehr stark verzerrt ankommt. Das müssen wir reformieren. Worauf wir ebenfalls achten müssen ist, dass wir uns nicht mit einer einseitigen Zielverschärfung aus dem europäischen Verbund hinauskatapultieren, wir können Klimaneutralität nur gemeinsam auf europäischer Ebene erfolgreich umsetzen.

Reitz: Wenn ich kurz etwas dazu sagen darf: Das CO₂-Preissignal kommt klar an, wenn man sich aber den Strompreis anschaut, kommt dieses Signal beim Verbraucher in



Diskussion über den Weg in eine klimaneutrale Energiewirtschaft und die Rolle von Märkten dabei; im Bild ein Blick in die Marktsteuerung der Energiebörse in Leipzig Bild: European Energy Exchange AG

der Tat nur sehr verzerrt an. Wenn wir eine Elektrifizierung anderer Bereiche erreichen wollen, dann muss das Strompreissignal gestärkt und von Abgaben und Umlagen befreit werden, und zwar deutlich.

Birnbaum: Das stimmt. Die Lasten der Energiewende wurden bisher vorwiegend auf den Strompreis draufgepackt. Es gibt in unserem Hause viele gute Geschäftsideen in Richtung Sektorenkopplung und damit Dekarbonisierung, die daran scheitern. Das zu ändern, bleibt eine große Aufgabe für die Politik. Aber zurück zur Ausgangsfrage: Durch den Green Deal und den Recovery Fonds kommen sehr hohe finanzielle Mittel ins System, die hoffentlich zu einem Großteil für den Klimaschutz und die Energiewende eingesetzt werden. Da werden unabhängig von der Effizienz des Mitteleinsatzes auf jeden Fall Innovationen generiert, die eine Transformation des Systems beschleunigen. Wir sind auch auf der Infrastrukturseite tätig und sehen Technologien heraufkommen, die es uns erlauben, unser Geschäft ganz anders zu gestalten. Zum

Beispiel Volatilität technisch und ökonomisch zu beherrschen, indem wir Flexibilitätsmärkte etablieren. Die Technologien sind vorhanden, die Frage ist, wie effizient und schnell schaffen wir die Umsetzung und mit welchen regulatorischen Mitteln.

Andreae: Der energiewirtschaftliche Dreiklang besteht aus Klimaneutralität, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit. Wir dürfen hier nicht aus der Balance kommen. Damit erneuerbarer Strom wettbewerbsfähig wird und die Sektorenkopplung gelingt, muss der Strompreis von den hohen Umlagen und Abgaben befreit werden. Darüber besteht in der Branche eine große Einigkeit. Ebenso ist klar, dass die Versorgungssicherheit gewährleistet sein muss. Hier spielt zum Beispiel Wasserstoff eine wichtige Rolle. Ich möchte zusätzlich einen Punkt hervorheben und das ist der Zeitfaktor: Bis 2050 sind es 30 Jahre. Solange braucht Deutschland, salopp ausgedrückt, für den Bau einer Umgehungsstraße. Jetzt wollen wir aber eine ganze Industrie, eine ganze Volkswirtschaft, einen ganzen Kontinent kli-

„Im Kern verstärken und beschleunigen Green Deal bzw. Green Recovery die Dekarbonisierungs- und Dezentralisierungstrends der letzten Jahre – eine Chance für die Energiemärkte als Teil einer umfassenden Transformation der Volkswirtschaften. Wie kann man das effizient organisieren? Aus meiner Sicht ist das am besten über Märkte bzw. bestimmte Preissignale möglich, der Europäische Emissionshandel (ETS) ist ein gutes Beispiel dafür. Es wird aber auch neue Märkte und Commodities geben, z.B. Herkunftsnachweise für grüne Gase oder Wasserstoff.“

Peter Reitz, CEO European Energy Exchange AG (EEX), Leipzig



Bild: European Energy Exchange AG

maneutral gestalten. Wir haben nicht mehr die Zeit, um ein optimales Design zu finden und Instrumente auszuprobieren. Ich schlage daher vor, auf das zurückzugreifen, was wir heute schon haben und diese Instrumente weiterzuentwickeln und zu verbessern.

Ragwitz: Für die Beanreizung von Innovationen im Rahmen des Green Deal brauchen wir langfristige Investitionssignale wie den CO₂-Preis und eine Schärfung des europäischen Emissionshandels (ETS). Es ist aber, wie schon gesagt, eine Neuordnung der Abgaben und Umlagen vonnöten, ohne diese können wir die Sektorenkopplung in Deutschland nicht auf dem notwendigen Niveau umsetzen. Ich würde aber die EEG-Umlage nicht abschaffen, sondern über alle Sektoren auf Basis der CO₂-Intensitäten umlegen. Für den Wasserstoff werden wir wettbewerbliche Instrumente brauchen, ob output- oder inputseitig, werden wir noch diskutieren müssen. Flexibilitätsmärkte und die Ladeinfrastruktur für Elektromobilität sind spannende Themen der Transformation im Stromsektor, die wir in der Entwicklung der Regulierung voranbringen müssen.

„et“: Wie müssen Forschung und Entwicklung ausgestaltet sein, um notwendigen Innovationen für den Green Deal den Weg zu bereiten?

Ragwitz: Wir brauchen hierfür eine gewisse Breite und Technologieoffenheit auch gegenüber neuen Technologieoptionen. Das können wir über einen Mix aus grundlagen- sowie anwendungsorientierter, industrieller Forschung erreichen. Das Ambitionsniveau ist so hoch, dass wir uns hier keine Scheuklappen anlegen dürfen, z. B. in der Wasserstoffherzeugung. In der Vergangenheit hatten wir mit dem EEG stark auf die Markteinführung gesetzt und teilweise die Anwendung vernachlässigt,

z.B. im Photovoltaiksektor. Daraus müssen wir lernen und Forschung und Entwicklung in Zukunft als gleichberechtigtes Element betrachten, sonst haben wir ein industriepolitisches Problem. Wir sind Frontrunner in Europa, was die Forschung im Bereich Dekarbonisierung betrifft, hierbei müssen wir aber auch die industrielle Umsetzung im Blick haben.

„et“: Wenn Europa und Deutschland auch in Zukunft wichtige Industrieregionen bleiben sollen, muss bei allen Umstrukturierungen neben anderem Versorgungssicherheit gegeben sein. Woran lässt sich das ablesen, um welche Aufgaben geht es in diesem Bereich?

Reitz: Versorgungssicherheit kann ein Börsenpreis nur immer sehr temporär anzeigen, insofern wäre das eine Überforderung. Knappheitspreise lassen sich dort aber durchaus beobachten. Wenn man sich die langfristige Preisentwicklung anschaut, gibt es momentan keinerlei Anzeichen, dass wir in einen Versorgungsengpass laufen. Es kann natürlich sein, dass wir im kurzfristigen Bereich durchaus Engpässe sehen werden. Das ist aber ein Thema, das mir noch wenig Sorgen macht. Wir haben ja gerade von der Bundesnetzagentur die sehr kurzen Ausfallzeiten in der Stromversorgung genannt bekommen (12,20 Minuten pro Netzanschluss pro Jahr).

Birnbaum: Wir müssen bei der Versorgungssicherheit unterscheiden zwischen Knappheiten, die sich im nationalen Börsenpreis zeigen, und lokalen Engpässen. Letztgenannte zu beherrschen ist eine spannende Aufgabe für Verteilnetzbetreiber wie E.ON. Gute SAIDI-Werte rühren nicht daher, dass die Stromnetze heute so viele Reserven haben, sondern dass die Netzbetreiber so gut sind; denn wir kämpfen schon

heute an vielen Stellen darum, die Stabilität im Stromnetz aufrechtzuerhalten. Ohne eine vollständige Digitalisierung unserer Netze sowohl in der Hardware wie in den Prozessen werden wir diese Leistung in Zukunft nicht mehr gewährleisten können.

Wir versuchen im Handling unserer Netze einen Vorhaltungswinkel einzubringen, nur zu reagieren ist zu teuer. Beispiel E-Mobilität: Wenn wir diese Möglichkeit zur Sektorenkopplung schon heute beim Netzausbau berücksichtigen, wird das erheblich günstiger über die Zeit, als wenn wir Jahre später dem Hochlauf der Elektromobilität hinterherlaufen. Dafür brauchen wir aber regulatorische Unterstützung. Wenn die Bundesnetzagentur Investitionen in Strukturen und Prozesse am Ende abstrahlt bzw. nicht belohnt, bleiben wir auf höheren Risiken sitzen ohne einen Return zu haben und das ist fatal.

Weiterentwicklung des Strommarktes

„et“: Im Frühjahr wurde das EEG 20 Jahre alt. Es war für viele ein gutes bis sehr gutes Rennpferd. Hat es nun ausgedient oder soll es in Zukunft noch weiterlaufen?

Reitz: Im Moment sieht man am Gebotsverhalten der Akteure an der Energiebörse, dass es ganz ohne Förderung noch nicht geht. Wo ich mich aber wehre ist, dass man bei abgeschriebenen Anlagen, die jetzt aus der Förderung fallen, über Anschlussförderung spricht, denn hier funktioniert der Markt schon recht gut. Wenn man sich die Windenergie anschaut, sind weite Teile dieser Anlagen über Marktaggregatoren mit PPAs (Power Purchase Agreements) über 3-5 Jahre ausgestattet. Hier brauchen wir keinen politischen Eingriff, um Fördermechanismen zu verlängern, da muss man das Kind mal auch



Bild: BDEW

„Bei Wind Onshore gibt es 20 Jahre alte Anlagen, deren Standort von der Windhöffigkeit her nach wie vor gut und von den Anwohnern akzeptiert ist. Jetzt würde man dort gerne alte Anlagen durch neue und bessere ersetzen. Das ist in Deutschland aber nicht so einfach möglich: Wer eine alte Anlage durch eine neue ersetzen möchte, muss den gesamten Genehmigungsprozess von vorne durchlaufen. Unsere Mitgliedsunternehmen würden gerne in Repowering investieren, aber die Rahmenbedingungen hindern sie daran. Wir sehen hier dringenden Handlungsbedarf.“

Kerstin Andreae, Hauptgeschäftsführerin, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin

erwachsen werden lassen. Ein anderes Thema sind die Standorte, die über Repowering erfolgreich genutzt werden können. Da gibt es einige regulatorische Probleme zu bewältigen. Und dann wird es ein paar Anlagen geben, die sind einfach nicht mehr wirtschaftlich. Hier muss man akzeptieren, dass unwirtschaftliche und technologisch veraltete Anlagen auslaufen und ein neuer Investitionszyklus beginnen muss.

Andreae: Es geht nicht darum, das EEG nicht grundsätzlich abzuschaffen, sondern dort, wo es nötig ist, anzupassen und zu optimieren – zum Beispiel in Hinblick auf das System der Abgaben und Umlagen. Bei der aktuellen Novellierung wird ja das Thema Anschlussförderung zurzeit sehr kontrovers diskutiert. Ich bin gegen eine generelle Anschlussförderung für ausgeförderte Anlagen. Wichtig ist aber, dass das Repowering an bestehenden Standorten vereinfacht wird. Bei Wind Onshore gibt es 20 Jahre alte Anlagen, deren Standort von der Windhöffigkeit her nach wie vor gut und von den Anwohnern akzeptiert ist. Jetzt würde man dort gerne alte Anlagen durch neue und bessere ersetzen. Das ist in Deutschland aber nicht so einfach möglich: Wer eine alte Anlage durch eine neue ersetzen möchte, muss den gesamten Genehmigungsprozess von vorne durchlaufen. Unsere Mitgliedsunternehmen würden gerne in Repowering investieren, aber die Rahmenbedingungen hindern sie daran. Hier besteht dringender Handlungsbedarf.

Weeser: Das EEG ist für mich bildlich gesprochen ein totgerittener Gaul, 20 Jahre nach seiner Einführung ist es Zeit für einen Paradigmenwechsel und einen Ausstieg aus der Dauersubvention. Die EEG-Novelle 2021 ist wenig ambitioniert und wenn ich mir an-

schaue, dass ein Ausstieg aus der Förderung erst für 2027 in Aussicht gestellt wird, das ist die übernächste Wahlperiode, dann ist das viel zu spät. Für ausgeförderte Anlagen gibt es marktwirtschaftliche Instrumente wie PPAs. Man sieht ja bei den Ausschreibungen, dass Großanlagen insbesondere bei der Photovoltaik ohne Förderungen auskommen. Ich bin zudem ebenfalls davon überzeugt, dass wir beim Repowering schneller vorankommen müssen, aber auch bei der Synchronisierung von EE- und Netzausbau. Last, but not least müssen wir europäisch denken, damit wir bei Engpässen mit den Nachbarländern so weit wie möglich kooperieren können.

Ragwitz: Der Green Deal bewirkt eine Transformation von einem Brennstoff- zu einem Kapitalintensiven System. Dabei ist die Frage der Finanzierungskosten zentral. Vor diesem Hintergrund wäre eine Abschaffung des EEG keine gute Idee, insbesondere deshalb, weil es immer mehr Projekte gibt, die gegenüber dem Börsenstrompreis nur mehr eine vergleichsweise geringe Förderung bekommen, wie z.B. Nullangebote bei Ausschreibungen für Offshore Windkraft oder marktbasierende Investitionen bei großen Photovoltaikprojekten zeigen.

Das EEG wandelt sich zunehmend von einem Förder- zu einem Finanzierungsinstrument. Das hängt natürlich vom Börsenstrompreis ab und der ist 2020 ein anderer als 2019. Wenn der CO₂-Preis ein hinreichendes Ambitionsniveau abbildet, sind wir relativ schnell in der Situation, dass wir immer mehr Auktionen für erneuerbare Energien mit Null Förderkosten sehen werden. So bekommen wir die Erneuerbaren mit geringen Eigen- und Fremdkapitalkosten in den Markt. Es ist aber sehr wichtig,

mit auktionsbasierten Instrumenten die Finanzierungskosten weiter zu senken.

Birnbaum: Wir müssen unbedingt die Genehmigungsverfahren vereinfachen und beschleunigen und da denke ich nicht nur ans Repowering, sondern auch an Netze und an neue Anlagen wie etwa Wasserstoffelektrolyse. Dabei steht die Frage im Mittelpunkt, wie wir Partizipation in ausreichendem Maße ermöglichen, um Akzeptanz zu haben und trotzdem von den aktuell umständlichen und langwierigen Verfahren wegkommen. Ich bin auch der Meinung, dass Altanlagen, die ihre Kapitalkosten verdient haben und nach 20 Jahren aus der Förderung fallen, nicht mehr weiter gefördert werden sollen – allerdings sollten wir ihnen den Weiterbetrieb auch nicht unnötig erschweren. Wir müssen uns vielmehr überlegen, wie wir intelligent neue Erneuerbare-Anlagen finanzieren, z.B. marktbasierend über PPAs, Grünstromzertifikate. Wir sollten aber auf jeden Fall von fester, nicht marktbasierter Förderung abrücken.

„et“: Auch wenn sog. Differenzkontrakte (CfD) beim Windenergie-auf-See-Gesetz mittlerweile vom Tisch sind: Was halten Sie grundsätzlich von diesem Instrument?

Andreae: Contracts for Difference reduzieren die Kosten für den Ausbau der Offshore-Windenergie, bezuschlagte Gebote werden mit größerer Wahrscheinlichkeit realisiert, der Wettbewerb wird gestärkt und die ohnehin beschränkte Akteursvielfalt bleibt erhalten. CfD sind zudem keine Einbahnstraße. Wenn sich die Preise in die eine Richtung entwickeln, bieten sie tatsächlich Unterstützung für den Bieter bzw. Betreiber. Wenn sich die Marktpreise aber in die andere Richtung entwickeln,

„Durch den Green Deal kommen sehr hohe finanzielle Mittel ins System, die hoffentlich zu einem Großteil für den Klimaschutz und die Energiewende eingesetzt werden. Da werden unabhängig von der Effizienz des Mitteleinsatzes auf jeden Fall Innovationen generiert, die eine Transformation des Systems beschleunigen. Wir sind auch auf der Infrastrukturseite tätig und sehen Technologien heraufkommen, die es uns erlauben, unser Geschäft ganz anders zu gestalten. Zum Beispiel Volatilität technisch und ökonomisch zu beherrschen, indem wir Flexibilitätsmärkte etablieren. Die Technologien sind vorhanden, die Frage ist, wie effizient und schnell schaffen wir die Umsetzung und mit welchen regulatorischen Mitteln?“

Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum, Mitglied des Vorstands der E.ON SE, Essen



Bild: E.ON SE

fließt dem Staat Geld zurück. Großbritannien rechnet beispielsweise mit Rückzahlungen in Höhe von 2, 4 Mrd. GBP (2,68 Mrd. €) aus Projekten, die in der letzten Auktionsrunde bezuschlagt wurden. Ich verstehe CfD nicht als klassische Subventionierung, sondern als eine intelligente Hermesbürgschaft mit einer Absicherung für beide Seiten.

Birnbaum: Wenn ich kurz einwenden darf: Es ist bei Offshore-Windprojekten doch so, dass unter 1 Mrd. € Investition dort niemand antreten kann, da geht es sowieso nicht mehr um kleine Strukturen. Es ist meines Erachtens nicht Aufgabe der Regulierung, es jedem zu ermöglichen, ein 1-Mrd.-€-Projekt zu stemmen.

Reitz: Wenn wir uns insgesamt stärker hin zu marktbasierten Mechanismen beim Ausbau der Erneuerbaren bewegen wollen, sind CfD ein Schritt zurück, denn letztendlich geht es dabei nun mal um eine feste Förderung. Diese wird heute auch gar nicht mehr benötigt, am Markt sind alle notwendigen Instrumente vorhanden. Schauen wir uns bloß mal an, was in Spanien passiert. Dort werden alle großen Investitionen in Erneuerbare-Kapazitäten über PPA abgesichert und danach in ein Clearinghouse gegeben, sodass auch das Kreditausfallrisiko abgesichert ist. Bei uns sind Risikomanagementinstrumente zur Projektabsticherung am Markt vorhanden, man muss nur aufpassen, dass man diese nicht durch Förderungssysteme aushebelt.

Weeser: CfD sehe auch ich kritisch, weil damit kommt wieder eine Komponente in das System hinein, das nicht marktwirtschaftlich ist und am Ende auf den Steuerzahler oder die Stromkunden umgelegt wird. Wir müssen

die einseitige Finanzierung der Energiewende über Umlagen und Abgaben auf Strom beenden, indem keine neuen Tatbestände mehr geschaffen und die Förderzusagen aus der Vergangenheit aus den Einnahmen der CO₂-Bepreisung finanziert werden.

Zukunft der Gasmärkte – Wasserstoff

„et“: *Europäisch wie national spielen Erdgasinfrastruktur und Wasserstofftechnologie in der Transformation eine wichtige Rolle. Ist das aus Ihrer Sicht gerechtfertigt?*

Ragwitz: Beim Wasserstoff stehen wir trotz europäischer und nationaler Strategie bei zentralen Fragen noch am Beginn der Diskussion. Das geht schon los bei der Frage, welche Mengen an grünem Wasserstoff wir brauchen. Hier sind breite Korridore zwischen 300 und 800 TWh in 2050 und zwischen 15 und 30 TWh in 2030 im Gespräch, je nachdem, welches EU-Klimaziel man zugrunde legt. Dann geht es um die Frage, inwieweit wir eine blaue oder türkise Brücke brauchen. Es besteht Konsens darüber, dass in den Bereichen Industrie, Schwerlast, Flug- und Schiffsverkehr auf jeden Fall Wasserstoff breit zum Einsatz kommen soll, aber in anderen Sektoren ist vieles offen.

Bei der Regulierung besteht Konsens, Steuern, Umlagen und Abgaben aufzuheben, aber soweit sind wir in der Realität noch lange nicht. Es gibt den Vorschlag der Befreiung des grünen Wasserstoffs von der EEG-Umlage, aber hier muss man m.E. aufpassen, dass man über eine Einzelförderung von Wasserstoff keine Marktverzerrung bei den Sektorenkopplungsoptionen herbeiführt. Man sollte besser die Steuern,

Abgaben und Umlagen in Gänze vollkommen umgestalten.

„et“: *Wie ist das wissenschaftliche Meinungsbild beim grünen Wasserstoff, hauptsächlich in Deutschland produzieren oder aus dem Ausland importieren?*

Ragwitz: Es besteht Konsens in Studien, dass wir zwei Drittel oder mehr des grünen Wasserstoffs aus Ländern importieren werden, in denen er zu günstigeren Bedingungen hergestellt werden kann. Dabei müssen wir die Balance zwischen Erzeugungs- und Transportkosten finden, d.h. wir werden den Wasserstoff zunächst aus Südeuropa importieren, wo es geringe Finanzierungskosten bei der Erzeugung gibt, dann aus der MENA-Region, später aus entlegeneren Gebieten. Klar ist auch, dass wir Wasserstoff in Deutschland in der Größenordnung von 50-60 € pro MWh bereitstellen müssen. Ein anderer wichtiger Punkt ist die Zeit des Übergangs: Wenn es eine Brücke zum grünen Wasserstoff geben soll, dann wird bei blauem und türkischem Wasserstoff das Erdgas importiert, aber der Wasserstoff hierzulande gewonnen werden.

Weeser: Wasserstoff ist ein Multitalent und hat enorme Potenziale in den verschiedenen Anwendungen. Wir müssen deshalb in der Tat auf Importmöglichkeiten aus vielen Ländern setzen, einige wurden schon genannt. Ich möchte hier noch Patagonien hinzufügen. Wir sollten nicht nur an die verschiedenen Arten der Wasserstoffquellen denken, sondern müssen uns auch dem Thema Carbon Capture stellen. Wichtig ist, dass es eine europäisch abgestimmte Strategie für den Import von klimaneutralen Gasen und Kraftstoffen gibt.



Bild: Fraunhofer IEG

„Es besteht Konsens darüber, dass in den Bereichen Industrie, Schwerlast, Flug- und Schiffsverkehr auf jeden Fall Wasserstoff breit zum Einsatz kommen soll, aber dann in anderen Sektoren ist wieder vieles offen. (...) Aus unseren Studien geht im Wärmemarkt eine klare Merit Order hervor: Die Gebäudehülle ist das A und O, das wird auch bei einem Großteil der Sanierungen die zentrale Maßnahme sein. Dann brauchen wir neue Wärmenetze und den Ausbau der bestehenden, weil wir damit immer mehr erneuerbare Energien in den Gebäudesektor hineinbekommen. (...) Ansonsten werden wir in vielen Wärmenetzen Großwärmepumpen der Multimegawattklasse sehen, die (...) den Vorteil eines Effizienzfaktors von über 4 gegenüber der Wasserstofflösung aufweisen.“

Prof. Dr. Mario Ragwitz, Leiter Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG, Cottbus

Birnbaum: Das Beste wäre, wenn man beim Wasserstoff oder Grüngas einen Pfad vorgibt, der langfristig klar ist, z.B. über stetig steigende Quoten, dann werden die Marktteilnehmer ihre Investitionsentscheidungen nach den jeweils günstigsten verfügbaren Technologien fällen. Wichtig dabei ist die Marktbasierung. Sollte man aber politisch der Versuchung unterliegen, neue Subventionstatbestände einzuführen, dann bitte mit automatischem Verfallsdatum, damit man nicht nochmals Jahre dafür kämpfen muss, damit sie wieder entfallen.

Reitz: Wenn man einen neuen Markt aufbauen will, muss man immer vier Dimensionen abdecken: Erzeugung, also im Falle des Wasserstoffs z.B. die Elektrolyse, dann die Transportseite, da wäre es falsch, eine parallele Infrastruktur aufzubauen. Das nächste wäre die Verbrauchsseite, die vorhin schon angesprochen wurde. Schließlich ebenso wichtig sind Handelsaspekte, d.h. die Akteure müssen miteinander Verträge abschließen und da ist es immer sehr hilfreich, wenn man Transparenz hat, wo sich die Preise bewegen. Und da kommt die Börse ins Spiel, die Transparenz schafft für neue Commodities und diese dann handelbar macht. Wie man einen Wasserstoffmarkt designen muss, damit er funktioniert wenn es noch keine globale Nachfrage und kein Angebot gibt, da stehen wir noch ganz am Anfang der Diskussion. Zeitlich gesehen wird es sicherlich keinen Big Bang geben, das wird schrittweise passieren und vielleicht fängt man mit regionalen Märkten an, weil es dort dann eine kritische Masse gibt, Akteure zusammen zu bringen.

„et“: Das zur Strategie und Politik. Aber wie stark bewegt Sie die Zukunft des Wärmemarktes im Sinne der Sektorenkopplung im Geschäftsalltag?

Birnbaum: Als großer Wärmeversorger beschäftigt uns diese Frage intensiv. Dabei ist die nationale Wasserstoffstrategie ein guter Ausgangspunkt. Katharina Reiche aus unserem Hause ist als Mitglied des Nationalen Wasserstoffrates mittendrin. Wir haben uns positioniert und glauben, dass wir beim Wasserstoff nicht auf ein Nebeneinander der Strukturen setzen, sondern auf einen graduellen Übergang, z.B. mittels jährlich steigender Grüngasquoten, setzen sollten. Das wäre zumindest ein marktwirtschaftlicher Übergang, der technologieoffen die bestehende Infrastruktur nutzen würde. Wir haben verschiedene Strategien durchgerechnet, z.B. für eine Stadt wie Essen, wie wir im Haushaltswärmesektor zur Klimaneutralität kommen können. Im Ergebnis wurde deutlich, dass je nach Weg sehr unterschiedliche Kosten entstehen und dass es keinen Weg gibt, der günstiger ist als der bestehende. Die Frage ist dennoch, wieviel mehr?

Ragwitz: Das ist ein interessanter Punkt. Aus unseren Studien geht im Wärmemarkt eine klare Merit Order hervor: Die Gebäudehülle ist das A und O, das wird auch bei einem Großteil der Sanierungen die zentrale Maßnahme sein. Dann brauchen wir neue Wärmenetze und den Ausbau der bestehenden, weil wir damit immer mehr erneuerbare Energien in den Gebäudesektor hineinbekommen. Große solarthermische Anlagen mit Speichern sind sicherlich für einige Regionen eine vielversprechende technologische Option. Ansonsten

werden wir in vielen Wärmenetzen Großwärmepumpen der Multimegawattklasse sehen, 10 MW und darüber, die Umweltwärme in die Netze speisen und die ganz einfach den Vorteil eines Effizienzfaktors von über 4 (WP-Jahresarbeitszahl 3, 70 % Wirkungsgrad Elektrolyse) gegenüber der Wasserstofflösung aufweisen. Bei bestimmten Klassen von Mehrfamilienhäusern im Gebäudebestand, z.B. im denkmalgeschützten Bereich, wird es dann aber schwierig, die effizientesten Optionen zu wählen, für die sind dann Wasserstoff-basierte Brennstoffe durchaus eine Option.

Andreae: Wasserstoff ist zweifellos eine Säule unserer zukünftigen Energieversorgung. Deshalb ist es sehr wichtig, dass wir nun eine nationale Wasserstoffstrategie haben. Derzeit gibt es im Land noch verschiedene Strategien für den Norden bzw. einzelne Bundesländer. Hier brauchen wir eine Verzahnung. Grundsätzlich stellt sich die Frage, woher der benötigte Wasserstoff kommen soll und wo er eingesetzt werden soll. Bei den Anwendungsbereichen sollten wir neben der Industrie und dem Verkehrssektor den Wärmebereich nicht außer Acht lassen. Auch bei der Regulierung der Infrastruktur brauchen wir Anpassungen. Die Politik möchte zurzeit offenbar keine eigene Infrastruktur für Wasserstoff aufbauen und das ist aus unserer Sicht auch richtig so. Denn aus Zeit- und Kostengründen ist es vernünftiger, soweit wie möglich auf bestehende Strukturen aufzubauen. Das heißt, die vorhandene Gasinfrastruktur zu nutzen und anzupassen. Um Gasnetzbetreibern Transport und Verteilung von Wasserstoff in ihren Leitungen zu ermöglichen, braucht es aber eine Modernisierung

„Der Emissionshandel ist das beste Instrument zur Emissionsreduktion, weil es in diesem System um Mengen geht. Denn mit einer Bepreisung von CO₂-Emissionen allein löst man das Mengenproblem nicht. Es geht jetzt aus meiner Sicht insbesondere darum, das EU-ETS zu stärken und auszuweiten. Dafür müssen alle anderen politisch induzierten Energiepreisbestandteile wegfallen, damit wir den CO₂-Preis nicht überstrapazieren und es für private und gewerbliche Verbraucher zu teuer wird. Denn wir haben ja schon jetzt eine schleichende Deindustrialisierung (...) und müssen aufpassen, dass es nicht zu einer extremen Verlagerung ins Ausland kommt.“

Sandra Weeser MdB, Obfrau Ausschuss für Wirtschaft und Energie, Berlin



Bild: Teresa Marenzi

des gesetzlichen Rahmens, insbesondere des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV).

Den Emissionshandel stärken und ausweiten

„et“: Beim Emissionshandel befinden wir uns im letzten Jahr der 3. Handelsperiode. Hat sich das Instrument bewährt? Inwieweit sollten wir es für eine CO₂-Bepreisung im Wärme- und Verkehrssektor nutzen?

Birnbaum: Der Emissionshandel ist viel besser als öffentlich dargestellt, hat perfekt funktioniert, wurde aber die letzten Jahre regelrecht heruntergeredet. Eine Ausweitung des Emissionshandels ist deshalb unbedingt wünschenswert. Wir müssen dabei aber darauf achten, dass keine Nebenwirkungen entstehen, die wir nicht unter Kontrolle haben – und die Machbarkeit im Blick haben. Wenn wir etwa die Stahlproduktion auf Wasserstoff umstellen wollen, dann reden wir darüber, dass dies in 15 Jahren dann in breiter Form geschieht. Der Sektor ist aber bei einer geschätzten Marktkapitalisierung von vielleicht 5 Mrd. € und einem Investitionsbedarf für die Wasserstoffumstellung von 20-30 Mrd. € wohl kaum in der Lage, diese Investitionen zu stemmen, egal wie hoch der CO₂-Preis ist. Man muss also darüber nachdenken, mit welchen Instrumenten man den Transformationsprozess in diesem Bereich begleitet.

Weeser: Der Emissionshandel ist das beste Instrument zur Emissionsreduktion, weil es in diesem System um Mengen geht. Denn mit einer Bepreisung von CO₂-Emissionen

allein löst man das Mengenproblem nicht. Es geht jetzt aus meiner Sicht insbesondere darum, das EU-ETS zu stärken und auszuweiten. Dafür müssen alle anderen politisch induzierten Energiepreisbestandteile wegfallen, damit wir den CO₂-Preis nicht überstrapazieren und es für private und gewerbliche Verbraucher zu teuer wird. Denn wir haben ja schon jetzt eine schleichende Deindustrialisierung, gerade in den energieintensiven Branchen wie Stahl, Glas, Papier etc. und wir müssen aufpassen, dass es nicht zu einer extremen Verlagerung ins Ausland kommt. Wir müssen hier einmal mehr passende und verlässliche Rahmenbedingungen für die nächsten Jahrzehnte setzen.

Ragwitz: Man braucht den Emissionshandel, um ein Brot-und-Buttersignal zu haben für Investitionsentscheidungen, aber vermutlich wird man Investitionen bei Preisen von 200 € pro t CO₂, die bei der ersten Umstellung schon erforderlich sind, mit anderen Instrumenten beanreizen müssen und da ist eine staatlich geförderte Bereitstellung des Wasserstoffs sicherlich eine Option. Bei der Ausweitung des Emissionshandels auf Gebäude und Verkehr, wo es sehr unterschiedliche Vermeidungskosten gibt (im Verkehr sind sie vergleichsweise hoch, unter 100 € pro t passiert da nicht viel), sind regulativ gesetzte Preise erst einmal das Mittel der Wahl. Natürlich sollten dann Marktanreize hinzukommen. Ein wichtiger Faktor ist die Zeit. Wenn wir statisch denken, ist ein reiner CO₂-Markt das perfekte Instrument, wenn wir dynamisch denken, nicht mehr. Denn wir müssen die Entwicklungen, die wir 2040-50 brauchen, schon heute anstoßen. Wir brauchen hier also komplementäre Instrumente.

Andreae: In Deutschland werden wir ja ab Jahresbeginn 2021 einen nationalen Emissionshandel für Gebäude und Verkehr haben. Das ist ein wichtiger Meilenstein der deutschen Energie- und Klimapolitik, auch wenn die Ausgestaltung eleganter sein könnte und es in der Umsetzung noch ein paar Fragezeichen gibt. Zum Beispiel fehlt bisher eine Plattform für die Ausgabe und den Handel von Zertifikaten. Das langfristige Ziel, den nationalen und europäischen Emissionshandel zusammenzuführen, halte ich für richtig. Aber dazu müssen diese beiden Pfade natürlich aufeinander abgestimmt sein. Der gesetzte CO₂-Preis im nationalen Emissionshandel von 25 € pro t liegt weit unter dem Preis, den wir heute für eine echte Lenkungswirkung im Verkehrsbereich bräuchten. Umso wichtiger ist es, die Kosten für Strom aus erneuerbaren Energien zu senken und den Strom damit wettbewerbsfähiger zu machen. Denn das ist schließlich die Alternative, zu der der CO₂-Preis lenken soll. Hier schließt sich der Kreis zu den Umlagen und Abgaben, die Strom aus erneuerbaren Energien zurzeit unnötig verteuern.

Reitz: Die Debatte über den „richtigen“ CO₂-Preis ist aus meiner Sicht falsch. Wenn wir über Emissionshandel reden, sollten wir uns auf die Emissionsmenge konzentrieren, die wir in einem bestimmten Zeitraum reduzieren wollen. Der Preis ist dann ein Resultat davon. Die Diskussion muss sich also um Mengenziele drehen. Unabhängig von der Frage der Zusammenführung verschiedener Systeme hat man zwei Probleme zu lösen: Das eine ist die Abdeckung zusätzlicher Branchen und das

andere ist, das europäisch zu gestalten. Wir haben ein großes Ziel, Klimaneutralität 2050, und Zwischenziele 2030, die gerade neu festgelegt werden. Ein Problem ist nun, dass die Mengensteuerung im ETS darauf noch gar nicht ausgerichtet ist, da liegt noch viel Arbeit vor uns. Wenn aber die Reduktionsfaktoren hochgesetzt werden, wird auch das Preissignal ein anderes sein. In Deutschland ist der nächste Schritt, die Plattform für den nationalen Brennstoffemissionshandel auszuschreiben. Da werden wir unseren Hut in den Ring werfen, denn wir haben die Infrastruktur.

„et“: Wenn Sie zum Schluss an das ferne Ziel einer globalen CO₂-Bepreisung denken: Was

ist vom Grenzausgleichsmechanismus (Carbon Border Adjustment Mechanism – CBAM) zu halten?

Ragwitz: Die energieintensiven Unternehmen unterliegen dem ETS, stehen aber nach wie vor im internationalen Wettbewerb. Damit Wettbewerbsverzerrungen verhindert werden können, hat die Kommission den CBAM vorgeschlagen. Es ist eine spannende Frage, inwieweit das ein funktionsfähiges Instrument sein kann, sicher ist das nicht. Es ist deshalb sinnvoll darüber nachzudenken, ob es nicht andere komplementäre Instrumente gibt.

Weeser: Den CBAM sehe ich auch kritisch, weil er zum einen handelspolitische Komplika-

kationen heraufbeschwört, zum anderen nur sehr schwer richtig umgesetzt werden kann. Die Schwierigkeit besteht insbesondere darin, dass es gelingen muss, eine Flucht von Industrien aus den entsprechenden Ländern ebenso wie Greenwashing zu verhindern. Für letzteres sehe ich großes Potenzial z.B. in China, wenn dort dann Windkraftanlagen dafür eingesetzt werden, Exportgeschäfte zu betreiben, die Kohlekraftwerke aber trotzdem weiterlaufen. Eine effektive Umsetzung des CBAM erscheint aus heutiger Sicht insgesamt als sehr schwierig.

„et“: Vielen Dank für die Diskussion.

**Franz Lamprecht,
Martin Czakainski**

EnerPrax-Projekt: Erneuerbare Energie speichern, CO₂ einsparen

Erneuerbare Energien wie Windkraft und Photovoltaik sind nachhaltig, aber wetterabhängig und damit volatil. Es kann deshalb zeitweise zu geringen Einspeisemengen ebenso wie zu Überschüssen kommen. Im Projekt EnerPrax („Energiespeicher in der Praxis“) wurde untersucht, wie die Überschüsse verfügbar gemacht werden können.

Die das Projekt durchführenden Wissenschaftler des Fachbereichs Energie – Gebäude – Umwelt der FH Münster wurden dabei vom Gas- und Wärmeinstitut Essen e.V. (GWI), der GELSENWASSER AG, der Saerbecker Ver- und Entsorgungsgesellschaft mbH, den Stadtwerken Lengerich und der Gemeinde Saerbeck unterstützt. Die Projektergebnisse haben EnerPrax-Leiter Prof. Dr. Christof Wetter, Peter Domalski von der GELSENWASSER AG und Sarah Müller vom GWI in einer digitalen Infoveranstaltung vorgestellt.

Das Forschungsteam von Prof. Dr. Wetter und Dr. Elmar Brüggling untersuchte Lithium-Ionen-Batterien, Bleikristallspeicher, Redox-Flow-Batterien und einen PEM-Elektrolyseur – dieser wandelt die elektrische Energie in chemische Energie um und dabei entsteht Wasserstoff – auf ihre Speicherkapazitäten und prüfte, inwiefern sie sich sinnvoll miteinander kombinieren lassen. „Kombinationen aus einem Batteriespeicher in Verbindung mit der Elektrolyse erscheinen uns sinnvoll“, sagte Wetter den über 60 Zuhörerinnen und Zuhörern, zu denen auch Saerbecks Bürgermeister Dr. Tobias Lehberg zählte. Der Elektrolyseur ermögliche eine hohe Zahl Vollbenutzungsstunden, zudem könne der so entstehende Wasserstoff unter anderem zur Stromerzeugung genutzt werden.

Im EnerPrax-Projekt hat das Team unter anderem auch ein Simulationstool entwickelt, mit dem die Forscherinnen und Forscher die Energiespeicher bemessen und die Versuchsanlage, die im Bioenergiepark in Saerbeck steht, steuern können. „Es besteht allerdings Optimierungs- und Forschungsbedarf hinsichtlich einer einheitlichen Steuerung von verschiedenen Batterien“, stellte Wetter in Aussicht.

Optimierungsbedarf bestehe laut Peter Domalski ebenfalls im Kosten-Nutzen-Verhältnis der Energiespeicher. „Die Erlöse müssen größer als die Kosten sein“, erklärte er eingangs in seinem Vortrag. Zwar sinken die Preise für Lithium-Ionen-Batterien von Jahr zu Jahr, doch die Erlöse des Stroms aus den Batterien bleiben trotzdem unter den Anschaffungskosten. „Unter den aktuellen Rahmenbedingungen rechnen sich Energiespeicher für Energieversorgende und Betreibende der Anlagen derzeit nicht“, lautete sein Fazit. Deshalb hat er mögliche Lösungsszenarien erarbeitet: Die Investitionskosten für Betreibende müssten sinken oder Bezuschussungen und Fördergelder für sie erbracht werden.

Die Energiespeicher zur CO₂-Minderung zu nutzen würde sich laut Brüggling lohnen. „Batteriespeicher besitzen ein erhebliches Potenzial zur Reduzierung der Treibhausgas-Emissionen“, sagte er. Dem stimmte auch Sarah Müller vom GWI zu. Sie hat eine ökologische Analyse der Technik vorgenommen. „Die Integration von Energiespeichersystemen führt zu deutlichen CO₂-Einsparungspotenzialen“, lautete ihr Fazit in der Abschlusspräsentation.

Mehr zum Projekt EnerPrax <http://energiespeicher.nrw/>