



28.03.2025

Transkript

„Wie kommt die Wasserstoffwirtschaft in Gang?“

Expertin und Experten auf dem Podium

- ▶ **Jochen Bard**
Bereichsleiter Energieverfahrenstechnik, Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE
- ▶ **Prof. Dr. Franziska Holz**
Stellvertretende Abteilungsleiterin in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin
- ▶ **Prof. Dr. Jochen Linßen**
Leiter der Abteilung Integrierte Infrastruktur am Institute of Climate and Energy Systems – Jülicher Systemanalyse (ICE-2), Forschungszentrum Jülich GmbH (FZJ)
- ▶ **Sönke Gätke**
Redakteur für Energie und Mobilität, Science Media Center Germany, und Moderator dieser Veranstaltung

Mitschnitt

- ▶ Einen Audio- und Videomitschnitt finden Sie unter:
<https://www.sciencemediacenter.de/angebote/wie-kommt-die-wasserstoffwirtschaft-in-gang-25054>



press briefing

Transkript

Moderator [00:00:00]

Hallo liebe Kolleginnen und Kollegen, herzlich willkommen zu unserem Press Briefing zur Frage "Wie die Wasserstoffwirtschaft denn nun in Gang kommen soll?". Das Ziel hatte ja schon die scheidende Bundesregierung verfolgt. Das Ziel planen offenbar auch die Koalitionspartner der neuen Bundesregierung zu erreichen. Und wir wollen in der kommenden knappen Stunde fragen, welche Rolle Wasserstoff in der Zukunft tatsächlich spielen kann. Was in den vergangenen Jahren erreicht wurde, welche Hindernisse es gab und wie sich diese aus dem Weg räumen ließen. Und natürlich wollen wir auch schauen, was denn schon aus den Koalitionsgesprächen bekannt wurde und ob das dabei hilft oder nicht.

Bevor wir anfangen, noch unser traditioneller Hinweis: Bitte stellen Sie Ihre Fragen über die Frage- und-Antwort-Funktion von Zoom, gern auch jetzt schon. Und wenn Sie eine Frage sehen, die Sie spannend finden, können Sie sie mit dem "Daumen hoch" markieren. Meine Kollegin bündelt Sie dann und postet Sie mir hier herein und ich stelle Sie dann hier.

Bei uns im Call sind heute zunächst Jochen Linßen vom Forschungszentrum Jülich. Er entwickelt unter anderem Energieszenarien und beobachtet dafür schon lange, wie sich Wasserstofftechnik und Infrastruktur entwickeln. Herr Linßen, wie groß ist die Rolle von Wasserstoff für das Erreichen der Klimaziele oder für die Energieunabhängigkeit Europas?

Jochen Linßen [00:01:14]

Vielen Dank für die Frage. Die Infrastruktur und auch die Wasserstoffinfrastruktur ist tatsächlich für die Treibhausgasneutralität von zentraler Bedeutung. Das liegt einfach daran, dass der Wasserstoff mehrere Sachen miteinander verbindet, das heißt, einmal die Möglichkeit, grüne Produkte herzustellen, die auch in der Treibhausgasneutralität eine große Rolle spielen, saisonale Speicher bereitzustellen, eine zusätzliche Flexibilität bereitzustellen in einem doch sehr stromlastigen System und [er] dementsprechend mehrere Sachen miteinander kombiniert und dementsprechend ein wesentlicher Bestandteil eines treibhausgasneutralen Energiesystems sein wird.

Moderator [00:01:55]

Was hatte man denn eigentlich erwartet, als man die grüne Wasserstoffwirtschaft gestartet hat? Hatte man jetzt schon erwartet größere Mengen an grünem Wasserstoff zu haben, wurde das erreicht?

Jochen Linßen [00:02:06]

Im Moment ist es so, dass wir ja schon einen hohen Wasserstoffbedarf haben, in der Industrie gerade im Raffinerie-, Ammoniakbereich und auch im Bereich der Methanolherstellung. Wir reden hier über 60 Terawattstunden, also ungefähr rund 1,8 Millionen Tonnen, die derzeit fossil hergestellt werden. Das heißt, auch da gäbe es eine große Option, diesen Bereich zuerst einmal grün zu machen. Das heißt, dementsprechend gibt es schon große Wasserstoffnachfragen.



Für Europa ist die Wasserstoffnachfrage derzeit schon deutlich größer, da kommen wir in den Bereich 240 Terawattstunden. Das heißt, es gibt schon eine große Wasserstoffnachfrage, die [...] für die Treibhausgasneutralität grün sein muss. Natürlich hatte man mit mehr Wasserstoffnachfragen in anderen Bereichen gerechnet bis zum Jahr 2025, 2030. Und dementsprechend ist da auch noch Ausbaubedarf. Das ist im Moment der Weg, wo es am Anfang klemmt.

Das heißt, es gibt schon eine Wasserstoffnachfrage, die man grün machen kann. Es wird aber auch zukünftig natürlich neue Wasserstoffnachfragen, deutlich höhere Wasserstoffnachfragen geben, die aus der Zieldreibhausgasneutralität herauskommen. [...] Man bleibt hinter den Erwartungen zurück, aber ich glaube, dass das Potenzial da ist, da relativ zeitnah aufzuschließen, weil es eben schon derzeit Wasserstoffnachfragen gibt, die [...] umgestellt werden können."

Moderator [00:03:35]

„Weiter dabei ist heute bei uns Jochen Bard vom Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik in Kassel. Er entwickelt schon lange Anwendungen, also Wasserstofftechniken in verschiedensten Projekten weltweit. Herr Bard, mit welchen Anwendungen für grünen Wasserstoff hatte man schon gerechnet beim Start der Wasserstoffwirtschaft?“

Jochen Bard [00:03:56]

Herzlichen Dank auch von meiner Seite für die Frage. Herr Linßen ist ja ein bisschen schon darauf eingegangen, dass natürlich die erste Adresse für grünen Wasserstoff die Substitution des heute fossil hergestellten Wasserstoffs ist in diesen Anwendungen Grundstoffchemie, aber auch in der Petrochemie, wo ja auch erste Projekte bereits umgesetzt wurden und sich in der Umsetzung befinden.

Darüber hinaus ist ein wichtiges Thema auch die Stahlindustrie. [...] Eisenoxid wird mit Kohle reduziert, dabei entsteht sehr viel CO₂. Das kann man mit grünem Wasserstoff klimaneutral machen. Auch da erwartet man hohe Bedarfe in der Zukunft und zuletzt natürlich auch im Verkehrssektor ganz allgemein, wasserstoffbetriebene Schwerlastfahrzeuge zum Beispiel, oder im Schiffs- und Luftverkehr erwartet man Steigerungen von den heutigen Bedarfen des Wasserstoffs. Eine Verdopplung war ursprünglich erwartet worden bis 2030 und dann langfristig etwa fünf- bis sechsmal so viel. Da gibt es unterschiedliche Vorstellungen, je nachdem, wie viel Wasserstoff für den einzelnen Sektor dann am Ende zum Einsatz kommt.

Moderator [00:05:07]

Aber auf der Bedarfsseite: Sind wir denn da schon "on track", wie man sagt?

Jochen Bard [00:05:15]

Na ja, der Bedarf ist jetzt nicht signifikant gestiegen. Wir haben eher sogar teilweise durch den hohen Erdgaspreis vielleicht geringere Produktionsmengen, was Ammoniak und solche Themen angeht. In den neuen Anwendungen, wie im Bereich Stahl oder Verkehr, ist das noch alles sehr, sehr in den Anfängen. Da gibt es nur erste kleine Projekte mit sehr kleinen Mengen. Wir sehen jetzt



in diesen neuen Wasserstoffanwendungen noch keinen signifikanten Anstieg des Wasserstoffbedarfs, es sind aber einige Projekte in der Pipeline.

Wenn man jetzt auf die Produktionsmengen guckt, wir haben jetzt etwa zwischen 150 und 200 Megawatt Elektrolyse in Betrieb, allein über diese "important projects of common European interest" und die europäische Förderlinie, an der Deutschland ja intensiv beteiligt ist, da reden wir glaube ich von weiteren 1,4 Gigawatt, das wäre eine Verzehnfachung etwa bis 2030. Und insgesamt sind, glaube ich, aktuell drei Gigawatt Elektrolyse in Planung.

Das heißt, die Bedarfssteigerung muss sich ja auch ein bisschen an den zusätzlichen Elektrolysemengen, Wasserstoffmengen aus der Elektrolyse orientieren. Das kann man nur synchron hochziehen. Da kommen wir gleich vielleicht auch noch mal auf das Thema Infrastruktur, Transportmöglichkeiten im Wasserstoffnetz und so weiter. Das heißt, wir können, ohne dass wir zusätzlichen Wasserstoff im System haben, auch nicht erwarten, dass der Bedarf so schnell ansteigt.

Moderator [00:06:41]

Schließlich ist bei uns noch dabei Franziska Holz vom Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung. Sie arbeitet unter anderem über Gasmärkte, sowohl Erdgas wie auch Wasserstoff. Frau Holz, wir haben gerade gehört auf der einen Seite, die Produktion läuft nur langsam an, auf der anderen Seite logischerweise der Verbrauch auch nicht. Woran liegt das?

Franziska Holz [00:07:03]

Ja, auch von meiner Seite hallo und vielen Dank für die Frage und die Einladung. Ich glaube, wir haben – [das wurde] vorhin auch gut schon dargestellt – viele Unsicherheiten. Und wir haben zum einen eine langsamere Entwicklung in den letzten Jahren in der Realwirtschaft, aber auch eine Anpassung in den Erwartungen für die nächsten Jahre, also die nächsten fünf bis zehn Jahre auf jeden Fall, würde ich sagen.

Ein Stück weit haben wir das, was wir immer ein Henne-Ei-Problem nennen. Das war genau das, was Herr Bard gerade beschrieben hat: Kommt jetzt eher die Elektrolyse oder kommen jetzt eher die Verbraucher mit einem schnelleren Wachstum? Das ist die eine Unsicherheit, die andere ist aber zum Beispiel auch in dem schon angesprochenen Transportnetz. Also ganz konkret für einen Verbraucher in der Fläche: Wird seine Anschlussstelle oder seine Verbrauchsstelle angeschlossen an das Wasserstoffnetz? Das ist aber eine Unsicherheit, wo ich der Meinung bin, dass wir da in Deutschland schon relativ gut vorangekommen sind. Ich glaube, wir können das noch ein bisschen näher dann besprechen, aber wir haben ja mit dem Kernnetz und den Instrumenten für den Rollout und für die Finanzierung Tools in Deutschland entwickelt, wo wir anderen Ländern weit voraus sind.

Eine weitere Unsicherheit ist sicher auf der Seite der Importe. Werden wir genügend Wasserstoff haben? Und allgemein sagt man, hier in Deutschland werden wir nicht genügend [Wasserstoff] herstellen können. Und da, würde ich sagen, sind wir langsamer in der Entwicklung in den letzten Jahren. Wir haben jetzt erst zwei Auktionen von H2Global gesehen, die auch für Wasserstoffderivate, nicht für Wasserstoff selbst sind. Und wir brauchen da ja auch einen Aufbau von Importinfrastruktur. Und bei den Häfen gibt es Projekte, aber bei den Pipelines zum Beispiel aus Norwegen



sehen wir eher, dass Projekte wieder gestrichen werden. Da ist weiterhin Unsicherheit, über die wir vielleicht noch sprechen werden.

Und dann als Ökonomin würde ich natürlich sagen, ist das immer so eine Preisfrage auch. Das ist zum einen, wenn wir Klimaschutz wollen, ein CO₂-Preis. Und [da] brauchen wir langfristig eine stabile, hohe CO₂-Preiserwartung. Der war offensichtlich auch nicht hoch genug in letzter Zeit, obwohl wir ja schon gelegentlich die 100 Euro pro Tonne CO₂ berührt haben oder überschritten haben. Aber Modellierungsergebnisse, bei Herrn Linßen und bei anderen Kollegen, zeigen ja, dass wir einen höheren CO₂-Preis als das brauchen, um wirklich in Wasserstoff zu investieren, sowohl auf der Elektrolyse- und vor allen Dingen auf der Verbraucherseite. Und natürlich dann auch die Kosten für die Wasserstoffherzeugung beziehungsweise die Wasserstoffbelieferung inklusive Transport und so weiter.

Und das ist halt eine Technologie, die ist noch ganz am Anfang. Das sind ja die Zahlen, die Herr Bard gerade gesagt hat. Wir haben erst einen langsamen Rollout von Elektrolyse. Wir haben immer noch relativ kleine Projekte. Das heißt, wir sind am Anfang der Technologieentwicklungskurve. Und wir wissen noch nicht genau, wie sich die Kosten entwickeln [werden]. Wir haben eine Vorstellung oder eine Annahme, aber verschiedene Akteure haben unterschiedliche Annahmen auch. Das heißt, da haben wir einfach noch sehr viel Unsicherheit im Markt an ganz vielen Punkten der Wertschöpfungskette.

Moderator [00:10:15]

Bevor ich jetzt meine erste eigene Frage stelle, wollte ich noch einmal daran erinnern, liebe Kolleginnen und Kollegen: Bitte stellen Sie Ihre Fragen gerne in den Post. Wir sammeln die Fragen dann hier bei uns und können sie dann hier an dieser Stelle einspeisen. Meine erste Frage wäre: Wenn ich mich richtig erinnere, hatte die scheidende Bundesregierung versucht, der Unsicherheit so ein bisschen entgegenzuwirken und den Bedarf von Wasserstoff durch die Förderung von grünem Stahl auszulösen. Dass man schon wenigstens auf der Bedarfsseite jemanden hat, wo man sagt, wenn die Stahlindustrie was anfängt, dann braucht man das auch für die nächsten Jahrzehnte. Hat das nicht funktioniert? Frau Holz, wissen Sie das?

Franziska Holz [00:11:00]

Ich glaube, so richtig abschließend kann man das noch nicht sagen. Es gibt beides. Es gibt Unternehmen, die sagen, wir investieren in zunächst kleine, aber auch größere Einheiten von Wasserstoffstahl, Salzgitter, Bremen... Es gibt verschiedene Unternehmen, die sagen das klappt. Es gibt natürlich einen großen Player, Thyssen-Krupp, der sagt, wir sind noch nicht bereit, diese Investitionsentscheidung zu treffen. Mir ist nicht ganz klar, ob die Höhe der Subventionen tatsächlich der Grund dafür ist. Das kann natürlich auch wirklich andere Gründe innerhalb zum Beispiel des Unternehmens haben. Und ob jetzt wirklich Subventionen nur ausreichen, um langfristig eine Investition in eine neue Technologie anzureizen, da wäre ich halt auch unsicher. Das muss sich auch wirtschaftlich langfristig tragen.



press briefing

Moderator [00:11:52]

Aber Sie kennen das ja von der Projektseite: Wenn wir versuchen, Projekte zu starten und für grünen Wasserstoff einen Bedarf zu schaffen, was muss man berücksichtigen? Ging das in die richtige Richtung, in der das probiert wurde, mit dem grünen Stahl?

Jochen Bard [00:12:10]

Ja, das ist ein schönes Beispiel für ein gewisses Dilemma, in dem Deutschland sich da befindet. Wir haben natürlich als starke Industrienation relativ hohe Bedarfe an Grundstoffen. Und ich würde jetzt mal Roheisen als solchen Grundstoff bezeichnen. Das gilt auch für die Grundstoffchemie und andere Sektoren, die relativ energieintensiv sind bei ihrer Herstellung. Jetzt ist es aber so, dass wir ja in Deutschland – in unseren Szenarien sieht das so aus, dass wir den Strom, den wir direkt verbrauchen, inklusive allerdings Elektromobilität und Wärmepumpen, den können wir gerade noch so in Deutschland herstellen. Wenn man jetzt zusätzlich den ganzen Energiebedarf für diese Grundstoffe auch noch in Deutschland decken wollte, dann müssten wir noch einmal 50 Prozent mehr, sage ich mal als Hausnummer, Strom produzieren. Das werden wir nicht schaffen. Das heißt, wir werden langfristig immer in irgendeiner Form Energieimportland sein.

Und wenn man jetzt über energieintensive Grundstoffe spricht, dann ist natürlich die Frage, macht es nicht wirtschaftlich viel mehr Sinn, die energieintensiven Grundstoffe zu importieren aus Regionen, wo man die deutlich preiswerter herstellen kann. Und die Frage stellt sich auch beim Stahl wie auch beim Ammoniak oder beim Methanol. Wo schneiden wir die Wertschöpfungskette? Ist es wirklich zielführend in Deutschland mit relativ hohen Energiepreisen – das wird langfristig auch im internationalen Vergleich so sein, weil die erneuerbaren Energien bei uns nicht die allerbesten Voraussetzungen in der Welt haben –, mit relativ hohen Energiepreisen energieintensive Grundstoffe herzustellen oder ist es besser, sie zu importieren? Und ich glaube, die Frage stellen sich auch große Unternehmen, die globale Wertschöpfungsketten haben: An welcher Stelle starten wir mit der Weiterverarbeitung?

Wenn man im Stahlsektor bleibt, wenn wir Roheisen importieren, dann haben wir einen sehr energieintensiven Schritt eingespart; die Veredelung, die Weiterverarbeitung zu hochlegierten Stählen, die ist natürlich sinnvollerweise immer noch in Deutschland zu tun. Aber das ist eine Grundsatzentscheidung unter Umständen für eine langfristige Investition in solchen großen Unternehmen. Und das ist auch politisch eine Grundsatzfrage, wie viel Importabhängigkeit von energieintensiven Grundstoffen erlauben wir uns in Zukunft. Wie viel wollen wir selber machen, wie viel können wir auch selber machen? [Darüber] gibt es noch sehr, sehr viel Diskussion.

Moderator [00:14:24]

Herr Linßen, wir haben uns schon ein, zwei Mal das Wort "Wasserstoff importieren" angeguckt. Sie haben ja auch in Szenarien, zumindest für Europa, durchgerechnet, wie das funktioniert mit Import und Export und welche Größenordnung man erwarten kann, was sinnvoll ist. Was kann man dann an Wasserstoff oder auch an Ammoniak oder grünem Methanol tatsächlich importieren? Was ist denn auf dieser Basis sinnvoll?



Jochen Linßen [00:14:47]

Das ist tatsächlich auch eine Grundsatzfrage, die man damit anspricht. Das heißt also, wenn man das einmal [durchrechnet], ich fange jetzt mal bei Deutschland an. Das heißt, wie viel Import möchte Deutschland eigentlich haben? Das ist natürlich auch eine Grundsatzfrage, dass wir Importland bleiben werden, auch beim Wasserstoff. Ich glaube, das ist unbenommen. Das ist das, was alle erwarten, was wir auch sehen. Interessanter wird es, und den Blick würde ich immer wagen wollen und der ist extrem wichtig, wenn man Richtung Europa geht. Das heißt also, dann, wenn wir in Europa sind, Deutschland im zentralen Punkt von Europa, dann sehen wir in den Szenarien auch mit den Infrastrukturen und so weiter, dass es da durchaus sehr gute Potenziale gibt, eine gewisse Arbeitsteilung in Europa zu machen.

Das heißt, dass wir nicht in Deutschland alle Erneuerbaren herstellen, sondern dass es andere Länder gibt, die eben deutlich günstigere Potenziale haben, Norwegen, Spanien, Griechenland und so weiter, die Wasserstoff erzeugen können und den dann auch per Pipeline zu den Ländern bringen können, die ihn brauchen. Wir sind als Deutschland, als die Industrienation in Europa der große Wasserstoffempfänger in dem Falle, muss man sagen. Und dementsprechend glaube ich, ist es wichtig in Europa, sich noch einmal anzuschauen: Welche Win-Win-Situation kann es denn geben? Jetzt machen wir einmal den Bereich Europa noch einmal drumherum: Es wird natürlich auch einen Import von außerhalb Europas geben.

Das heißt es gibt Potenziale, die deutlich günstigeren Wasserstoff noch nach Deutschland, Europa bringen können. Und da ist es natürlich so, dass man das sehr genau sich anschauen muss: Was ist denn eine gute Mischung aus beiden? Das heißt Import von außerhalb Europas, Import innerhalb Europas und in Deutschland selber. Dass man das technisch machen kann, ist, glaube ich, überhaupt keine große Frage mehr. Es geht darum, wie man das investitionsmäßig bewältigt.

Das heißt, mit welcher Technik fängt man an? Wer investiert wo? Und genau das ist im Moment das, wo es bei den Importen auch hängt. Das heißt, da müssen zuerst einmal Märkte entstehen, [bei denen] man sicher ist, dass die auch langfristig oder längerfristig tragen, um Importmärkte und auch Techniken zu installieren. Grundsätzlich, Importe wird es definitiv geben, und ich sage das noch einmal, der Wasserstoff ist die Möglichkeit, erneuerbare Energien weltweit zu handeln und auch zu transportieren. Das bietet sonst kaum ein anderer Energieträger, wie gesagt die Derivate inklusive. Das heißt also, das sollte man immer im Blick haben, dass es damit die Möglichkeit [gibt], erneuerbare Energien, ich sage das jetzt wirklich einmal, handelbar und transportierbar zu machen. Und die Chance sollte man definitiv nutzen.

Moderator [00:17:32]

Wir haben auch schon die erste Nachfrage von einem unserer Kollegen. Der fragt sich nämlich: Macht es wegen der Transportverluste nicht mehr Sinn, dann lieber den Strom zu importieren und dann hier größere Elektrolysekapazitäten aufzubauen, weil man dann ja auch die Elektrolyse eher dicht beim Verbraucher hat, was ja die zweite Lösungsmöglichkeit wäre? Wollen Sie da auch noch auf eingehen, Herr Linßen?



Jochen Linßen [00:17:56]

Ja, sehr gerne. Das ist tatsächlich so. Man muss ja sehen, dass die Reise Richtung Treibhausgasneutralität nicht nur durch Wasserstoff begleitet wird, sondern auch durch eine starke Elektrifizierung in allen Bereichen, das heißt im Verkehrsbereich, im Haushaltsbereich, Industriebereich und so weiter. Das heißt, die Stromnachfrage wird zukünftig sowieso deutlich steigen – nicht nur aufgrund des Wasserstoffs, sondern auch aus anderen Bereichen, Power to Heat, Wärmepumpen und so weiter.

Das heißt, wir kommen auch bei den Stromnetzen irgendwann in Bereiche hinein, wo es beim Stromtransport dann wirklich solche Engpässe geben wird, dass man den Wasserstoff als Zusatzenergieträger sehen muss. Das heißt also, um Energie eben innerhalb von Europa zu transportieren, aber auch außerhalb. Natürlich gibt es immer die Möglichkeit, Strom zu transportieren, auch über längere Strecken, das heißt, mit diesen Stromautobahnen, das heißt, dass Gleichspannung als Übertragungsmedium genutzt wird. Trotzdem gibt es da Grenzen und Grenzen gerade, was die Transportlänge angeht. Das heißt also, interkontinental kann man sich in gewissem Maße das vorstellen, aber dann über längere Transportentfernung das zu tun, dann kommt man sehr schnell an Grenzen, die dann den Wasserstoff attraktiver erscheinen [lassen].

Franziska Holz [00:19:15]

Vielleicht kann ich noch mal einhaken bei dem Thema internationale Märkte. Ich stimme da Herrn Linßen vollkommen zu. Ich glaube, wir können da auch viel lernen, was den Aufbau von neuen Märkten angeht, von Gasmärkten, die vor 40, 50 Jahren auch ganz neu entwickelt werden mussten. Also da haben wir auch neu angefangen, diesen Energieträger zu nutzen. Und es ist ein sehr ähnlicher, ebenfalls ein gasförmiger Energieträger bei normaler Standardtemperatur, der verflüssigt werden kann. Bei sehr kalten Temperaturen ist Wasserstoff ein bisschen komplizierter zu transportieren, sowohl gasförmig als auch flüssig, weil er noch kälter sein müsste. Aber prinzipiell ist das alles sehr ähnlich.

Was wir von Gasmärkten als Ökonomen lernen, ist, dass wir da gesehen haben, dass Langfristverträge geholfen haben beim Aufbau dieser Handelsbeziehungen. Weil die einfach ein Tool sind, um Unsicherheit zu reduzieren. Weil sich dann sowohl Exporteure als auch Importeure comitten. Weil im Rahmen dieser Beziehung dann Infrastruktur aufgebaut werden kann. Und das ist ja auch was, was wir als Instrument sehen; was zum Beispiel dieser H2Global-Importmechanismus verwendet, eben um diese Sicherheit zu schaffen für Exporteure und für Importeure.

Was wir allerdings gleichzeitig gesehen hatten in den letzten Jahrzehnten im Gassektor, ist, dass es halt auch ein Mittel ist, um den Eintritt von anderen Marktakteuren zu behindern. Das ist also durchaus auch ein Instrument, was damit einhergeht, dass wir Marktmacht sehen. Also die Möglichkeit von Exporteuren, höhere Preise zu verlangen, als ihre eigentlichen Kosten sind. Also das ist nicht unbedingt ein wettbewerblicher Markt, dieser Erdgasmarkt, der Ölmarkt, also andere Märkte, die ähnlich funktionieren. Das ist natürlich ein Risiko für den Wasserstoffmarkt, dass wir da womöglich Preisaufschläge sehen aufgrund der Marktstruktur, die sich da entwickeln könnte.

Was wir im Kopf behalten müssen, weil es natürlich erst mal von der Technologie her womöglich ein sehr teures Produkt ist. Wenn wir da noch mal zusätzlich Preisausschläge hätten, wäre das womöglich in einer Region, die sehr viele Kunden dann nicht mehr bedienen könnte. Das müsste beim



press briefing

Aufbau des Marktes jetzt ein bisschen mitbedacht werden. Und das ist etwas, was wir gerade auch anschauen.

Moderator [00:21:29]

Wir haben die Frage bekommen, von welchen Preisen von grünem Wasserstoff denn derzeit ausgegangen wird bei großtechnischer Anwendung. Wie sind die Preise da im Augenblick im Vergleich zu Gas oder Kohle? Frau Holz, ist das eine Frage für Sie?

Franziska Holz [00:21:52]

Nein, vielleicht eher für Herrn Bard.

Moderator [00:21:54]

Herr Bard, dann haben Sie den Pokal.

Jochen Bard [00:21:56]

Ja, die Gaspreise sind natürlich auch etwas, was zuletzt nicht sehr stabil war. Da haben wir große Schwankungen gesehen. Deswegen ist der Vergleich jetzt schwierig. Ob man leitungsgebundenes Erdgas anschaut oder ob man LNG, also Flüssigerdgasimporte, anschaut, da auch wieder langfristige Lieferverträge hat mit einem deutlich höheren Preisniveau. Beim Wasserstoff ist es ja so ähnlich.

Also grundsätzlich ist es immer so, dass, je besser die Voraussetzungen sind, also je mehr Volllaststunden ich aus Sonne und Wind zum Beispiel habe, umso niedriger ist der Wasserstoffpreis. Die Elektrolyse kostet überall ungefähr gleich viel. Das macht nicht den großen Unterschied. Aber ob ich die Elektrolyse 3.000, 5.000 oder 6.000 Stunden im Jahr betreiben kann und was dann der Strom kostet, den ich dafür nutze, das macht etwa zwei Drittel des Wasserstoffpreises aus. Das ist dann entscheidend.

Dadurch haben wir dann natürlich ein großes Spektrum an Wasserstoffproduktionskosten. Ich sage mal, an den besten Standorten, die wir heute kennen, da liegt man so irgendwo zwischen drei und vier Euro aktuell, je nach Skalierung des Projektes, pro Kilogramm Wasserstoff. Und das entspricht 33 Kilowattstunden Energieinhalt. Dann sind wir so bei – was sind das dann auf die Kilowattstunde gerechnet? – 10 Cent plus, 10, 15 Cent oder so.

Wenn man das aber in Deutschland macht, dann sind wir eher beim Doppelten, wenn es gut läuft. Auch bei Offshorewind kommen wir da auf deutlich höhere Preise. Das heißt, wir liegen international an den besten Standorten vielleicht in der Größenordnung, was wir heute für Erdgas bezahlen, auf den Energieinhalt gerechnet in Deutschland eher beim Doppelten und vielleicht auch Dreifachen. Also das ist sozusagen der Preis des Wasserstoffs.

Und das ist ja auch die Herausforderung, jetzt auf grünen Wasserstoff umzustellen, dass man dadurch eben deutlich höhere Kosten hat für den Energieträger Wasserstoff. Und um auch noch mal kurz auf diese Marktanzreize zu kommen: Da braucht man tatsächlich – das sieht man auch bei dem Deal, der jetzt zwischen RWI und Total abgeschlossen wurde – auf der Erzeu-



gungsseite Subventionen. Und auf der Nutzerseite braucht man Mechanismen, wie zum Beispiel die Dreifachanrechnung der CO₂-Zertifikate, weil es in den Kraftstoffsektor reingeht, die dann dazu führen, dass ein Wettbewerbsvorteil entsteht für das grüne Produkt, der ausreichend ist. Und dann wird in der Summe ein Schuh draus für das Geschäft.

Aber das sind bilaterale Geschäfte. Und Dinge wie H2Global waren jetzt in der ersten Runde nicht so super erfolgreich. Da wurde letztendlich nur ein einziges Projekt gefördert. Und selbst wenn alle Projekte umgesetzt worden wären, sind diese ersten 900 Millionen natürlich auch nur ein ganz kleiner Tropfen auf einen sehr großen heißen Stein. Jetzt ist das ja in der zweiten Runde auf 3,3 oder 4 Milliarden erhöht worden. Aber wenn man anguckt, wo wir hin wollten bis 2030, sind auch diese Summen natürlich noch relativ überschaubar. Das heißt, die Instrumente reichen auch bei weitem noch nicht aus, um die Mengen anzureizen, auf die wir hinwollen. Da muss dann eine sehr starke Kostendegression eintreten. Das ist durch die ganzen Teuerungsraten der letzten Jahre sehr verzögert worden. Und da ist jetzt der Weg einfach noch mal weiter, sodass heute die 2030-Ziele eigentlich an keiner Stelle noch erreichbar sind.

Moderator [00:25:12]

Vielleicht können Sie nochmal ganz kurz erklären, was H2Global genau ist. Ich weiß nicht, ob das allen bekannt ist.

Jochen Bard [00:25:22]

Ja, das ist ein Marktanzreizmechanismus, der auf einem Doppelauktionsverfahren beruht. Da werden zunächst Ausschreibungen gemacht für den Einkauf von grünen Wasserstoffderivaten. Das sind produktspezifische Ausschreibungen gewesen in der ersten Runde, also zum Beispiel für Ammoniak oder für E-Fuels mit Abnahmeverträgen über zehn Jahre. Und der günstigste Bieter – da gibt es eine ganze lange Liste mit Kriterien, wie die ausgewählt werden – bekommt den Zuschlag.

Und diese Mengen, wenn sie dann produziert werden, werden mit jährlichen Abnahmeverträgen weiterverkauft, auch über einen Auktionsmechanismus. Und man erwartet, dass in den Anfangsjahren die Abnahme, sagen wir mal, nicht wirtschaftlich ist. Das heißt, man hat eine Preisdifferenz zwischen dem Einkauf und dem Verkauf. Und diese Differenz wird eben mit den Fördermitteln, die dafür zur Verfügung stehen, gedeckt.

Die Erwartungshaltung war, dass sich das dann über die Jahre ausgleicht und irgendwann vielleicht auch Erlöse damit erzielt werden können. Und da standen in der ersten Runde 900 Millionen Euro zur Verfügung. Das ist jetzt auf drei-Komma-irgendwas Milliarden erhöht worden. Die Zahl habe ich gerade nicht im Kopf. Das ist auch ein deutsch-niederländisches Gemeinschaftsprojekt geworden. Die Niederländer haben noch mal ein paar hundert Millionen draufgepackt, um solche Ausschreibungen eben international zu machen. Das ist jetzt auch in der zweiten Runde noch mal ein bisschen überarbeitet worden. Aber die Kriterien, die dafür gelten, orientieren sich grundsätzlich an der europäischen Regulatorik für die Anerkennung als grünes Produkt.

Moderator [00:26:49]

Vielen Dank. Jetzt haben wir, wo wir gerade dabei sind, noch eine weitere Nachfrage zu den Preisen. Wie stark unterscheiden sich denn Preise für grünen Wasserstoff je nach Herkunft? Also ob er



jetzt in Deutschland oder in Europa produziert wurde, oder ob er per Pipeline transportiert wurde oder per Schiff. Herr Linßen, haben Sie das vielleicht in Ihren Modellierungen auch gesehen?

Jochen Linßen [00:27:14]

Das haben wir tatsächlich untersucht und auch gesehen. Es gibt natürlich verschiedene Transportoptionen, die abhängig von der Länge verschiedene Aufschläge für den Wasserstoff haben. Das wurde eben schon angesprochen. Wir sehen auch, dass wir in bestimmten Regionen langfristig mit entsprechenden Lernkurven durchaus in Regionen von zwei Euro pro Kilogramm Wasserstoff kommen können. Wie gesagt, wenn es wirklich großtechnisch funktioniert. Dazu haben wir eine Studie zusammen mit der IEA gemacht, die sich weltweit angeschaut hat, wo sind denn die Sweet-spots? Da waren tatsächlich Regionen dabei, die unter zwei Euro, um die zwei Euro lagen, und das sind Produktionskosten.

Ich weise nochmal darauf hin, der Markt macht daraus einen Preis. Das heißt, Nachfrage und Angebot spielen da eine große Rolle bei der Preisbildung. Deshalb ist, glaube ich, dieses H2Global auch der richtige Weg, um einen Markt anzuwerfen, der im Moment noch gewisse Differenzen hat.

Wir bleiben aber bei den Produktionskosten. Wenn Sie jetzt zukünftig Produktionskosten von ungefähr zwei Euro haben, ich bleibe jetzt mal bei geraden Zahlen, dann ist es so, wenn Sie Seewege gehen wollen mit grünem Wasserstoff flüssiger Art, mit Methanol, wenn es kurzfristig vielleicht günstiger umzusetzen ist, oder mit Ammoniak, dann haben Sie je nach Transportdifferenz noch einen Aufschlag, der, je nachdem, wo das herkommt, zwischen 0,5 Euro und einem Euro liegen kann. Wenn Sie das Ganze per Pipeline machen können, zum Beispiel Nordafrika mit umgestellten Erdgaspipelines, die bereits angebunden sind, dann liegen Sie da deutlich drunter. Dann können Sie diesen Add-on des Wasserstofftransports noch mal deutlich senken.

Und dann kommen Sie in Bereiche, wo Sie vielleicht nur 10 Cent oder 20 Cent zu den zwei Euro hinzuaddieren müssen. Wenn es umgestellte Pipelines sind, wird es deutlich günstiger. Und diese umgestellten Pipelines sind Erdgaspipelines, die für Erdgas genutzt werden, die dann vielleicht auch zukünftig, wenn dann die Erdgasnachfrage zurückgehen könnte, dementsprechend auf Wasserstoff umgestellt werden und dementsprechend auch genutzt werden. Das sind so die Kostenrelationen. Man muss sich sehr genau angucken, wie sind die Transportdistanzen. Das heißt aber, roundabout kann man immer diese Größenordnung, die ich eben genannt habe, hinzuaddieren. Das heißt, es ist nicht so, dass sich die Wasserstoffgestehungskosten in dem Fall durch den Transport verdoppeln. Aber es kommt noch ein Add-on drauf, was aber tatsächlich in dem Bereich von ungefähr 50 Cent liegt.

Franziska Holz [00:29:59]

Wir haben auch untersucht, wie wäre der Unterschied zwischen einem wettbewerblichen und einem nicht wettbewerblichen Preis. Und das wären dann noch einmal bis zu 30 Prozent mehr als Preis, den wir dann [...] zahlen müssten. Andere Importregionen wie Japan würde das auch betreffen.



Moderator [00:30:16]

Wie wichtig werden denn dann Wasserstoffderivate oder Vorprodukte wie Ammoniak oder Ammoniak-Cracker für den Import von Wasserstoff? Ist das vielleicht ein Ding, womit man mehr erreichen kann? Haben Sie das auch untersucht, Frau Holz?

Franziska Holz [00:30:33]

Wir haben beides als getrennte Märkte untersucht. Weil das ein Stück weit unterschiedliche Nachfragen sind, ob man jetzt tatsächlich Ammoniak dann wieder zurück in den Wasserstoff umwandelt. Vielleicht nicht unbedingt, denn wir haben ja vorhin schon gehört, es gibt halt auch eine Ammoniak-Nachfrage für die Herstellung von Düngemitteln und anderen Produkten. Beides könnten Märkte sein, sowohl Wasserstoff als auch Ammoniak, die grün wären. Aber Herr Linßen hatte sich auch gemeldet.

Jochen Linßen [00:31:06]

Ja, genau. Vielleicht kann ich da noch etwas beitragen. Es ist tatsächlich so, dass im Moment Derivate als Transport für Wasserstoff diskutiert werden. Das hat tatsächlich auch Gründe der Umsetzbarkeit, der kurzfristigen Umsetzbarkeit. Das heißt, der flüssige Wasserstoff hätte den großen Vorteil, dass man eben diese Umsetzungsschritte tatsächlich nicht mehr braucht. Das heißt also Ammoniakzerlegung, Methanol in Umwandlung wieder zurück in Wasserstoff. Im besten Falle bleibt es bei den Produkten, die da sind, also grünes Methanol, grüner Ammoniak.

Wenn Sie den flüssigen Wasserstoff als Transportträger nehmen, dann haben Sie folgenden Vorteil. Das heißt, Sie müssen in alle diese Verfahren zusätzlich Energie investieren, ob Sie Ammoniak machen, ob Sie Methanol machen, ob Sie flüssigen Wasserstoff machen. Der Vorteil von flüssigem Wasserstoff ist, dass Sie die Energie, die Sie da reinstecken müssen, tatsächlich an dem Ort haben, wo Sie auch die günstigen Erneuerbaren haben. Nämlich an dem Ort, wo er dann eher auf das Schiff draufkommt, wo sie relativ günstigen Strom haben. Das heißt also, das ist im Prinzip das, was schon für den flüssigen Wassertopf spricht.

Da gibt es aber tatsächlich noch Entwicklungsbedarf, dass man eben diese Schiffe, diese Kapazitäten für Verflüssigungsanlagen hier zeitnah aufbaut. Und dementsprechend sieht man im Moment sehr viel Aktivitäten im Bereich Ammoniak und Methanol, einfach, weil es kurzfristiger greifbarer ist. Langfristig wäre es mit Sicherheit gut, wenn man hier auf flüssigen Wasserstoff gehen würde. Denn dann haben Sie genau das Ding, dass Sie den erneuerbaren Teil für diese Aufwendung des Transports auch da haben, wo die Erneuerbaren günstig sind. Und nicht in Deutschland.

Jochen Bard [00:32:51]

Jetzt muss ich aber auch nochmal das betonen, was ich vorhin schon gesagt habe. Wir haben das ja auch schon sehr, sehr lange untersucht. Wir haben vor ein paar Jahren eine sehr umfangreiche Importstudie für die Europäische Kommission gemacht, in einem sehr großen Konsortium von Forschenden international. Und das spricht eine ganz klare Sprache. Wenn am Ende des Tages der Grundstoff, die Grundstoffproduktion durch importierten Wasserstoff in Deutschland deutlich, deutlich teurer ist – wir reden jetzt vom Faktor zwei oder mehr – als der Import desselben Grundstoffs, produziert im Ausland unter günstigeren Bedingungen mit deutlich günstigeren Transport-



bedingungen als für den flüssigen Wasserstoff oder für Derivate als Transportmedium, dann würde das bedeuten: Um diese Grundstoffe in Deutschland weiterhin herzustellen, muss man das permanent subventionieren gegenüber dem Weltmarktpreis.

Das halte ich persönlich nicht für eine tragfähige Perspektive. Für die Industrie sprechen die Zahlen da eine klare Sprache, dass die energieintensiven Grundstoffe langfristig ein Importthema sind. Und da geht es nicht mehr um Wasserstofftransport. Da bin ich bei Ihnen: leitungsgebunden in Europa und in den Nachbarregionen macht das perfekt Sinn für die Mengen, die wir am Ende auch als Wasserstoff brauchen. Aber der Großteil des Wasserstoffbedarfs endet ja nicht als Wasserstoffprodukt oder wird als Wasserstoff eingesetzt, sondern wird dann weiterverarbeitet. Und diese ganzen Grundstoffe, von denen wir sprechen, die wird man langfristig günstiger importieren. Deswegen sehe ich persönlich nicht so einen hohen Stellenwert für diese ganzen Transportoptionen von Wasserstoff, abgesehen von leitungsgebundenem Transport. Das geben die Zahlen meines Erachtens einfach nicht her.

Moderator [00:34:30]

Wir haben jetzt noch zwei weitere Fragen von unseren Kolleginnen und Kollegen vorliegen. Eine bezieht sich auf das Heizen mit Wasserstoff, weil das, wie wir gerade gesagt haben, teuer ist und weil die Mengen nicht so groß sein werden und wir mehr Wasserstoff vielleicht in der Industrie und im Schwerlastverkehr brauchen. Glaubt jemand von Ihnen, Heizen mit Wasserstoff könnte doch zu einer Realität werden, wenn man jetzt feststellt: Hey, wir haben H₂-ready-Gasheizungen verkauft und die Verbraucher haben keine Lust, jetzt nach 10, 15 Jahren die Heizung schon wieder rauszuschmeißen. Könnte da ein gewisser sozialer Druck entstehen, nun doch eine Infrastruktur zu erhalten und Wasserstoff zu verteilen? Wer von Ihnen zuckt zuerst?

Franziska Holz [00:35:23]

Also ich persönlich glaube nicht an Heizen mit Wasserstoff. Ich kann mir vorstellen, dass es regional Gebiete gibt, wo vielleicht wirklich ein sehr, sehr großer industrieller Kunde für Wasserstoff dafür sorgen könnte, dass es mal ein lokales Verteilnetz mit Wasserstoff gibt und dann vielleicht daneben auch Haushalte Wasserstoff bekommen. Aber ich glaube, das wird die absolute Ausnahme sein. Es gibt genügend Bedarfe woanders in anderen Sektoren, und es wird zu teuer sein wird. Ich habe die letzten Jahre erlebt, dass doch große Anstrengungen unternommen werden, Verbraucher davon zu überzeugen, eben nicht solche Anlagen zu kaufen, sondern direkt auf Elektrifizierung umzusteigen.

Jochen Bard [00:36:05]

Ja, dem würde ich mich vollständig anschließen. Ich kann mich selber als Beispiel nennen. Ich habe jetzt seit zwei Jahren eine Wärmepumpe in einem 100 Jahre alten Haus laufen. Ich zahle halb so viel für den Strom, wie ich für das Gas bezahlen würde. Und ich würde doppelt so viel für Wasserstoff bezahlen nach den heutigen Preisen. Also ein Faktor vier zu den jährlichen Kosten im Unterschied. Natürlich sind die Wärmepumpen heute noch nicht so extrem günstig. Aber da gehen die Preise auch stark runter mit dem Markt-Rollout. Auf die Länge gesehen ist es meines Erachtens wirtschaftlich unschlagbar, vor allem mit Wärmepumpen zu heizen.



Und ich teile auch ihre Einschätzung. Das mag hier und da mal anders aussehen. Aber im Großen und Ganzen wird Wasserstoff in Zukunft in Niedertemperaturanwendungen keine große Rolle spielen. Selbst in Prozesswärmebereichen, da sind wir auch sehr intensiv dran. Ich sage mal, bis zur Prozessdampferzeugung kann man das heute schon mit Wärmepumpen darstellen. Und dann haben sie einfach deutlich günstigere Lebenszykluskosten, wenn sie die Energiekosten dann mit reinrechnen, auch wenn die Anfangsinvestition etwas höher ist. Und da muss man sich natürlich Gedanken machen, wie schafft man dann diese Investitionswelle, wie schafft man das auch sozialverträglich?

Jochen Linßen [00:37:11]

Vielleicht von meiner Seite aus: vollkommen d'accord. Ich glaube, man muss sich die Energiewandlungskette einfach noch mal klarmachen. Am Anfang stehen die Erneuerbaren, dann der Strom und dann kommt der Wasserstoff. Das heißt also, wenn Sie im Prinzip mit der Wärmepumpe dann auch nur die Umweltwärme mit nutzen können, ist das mit Sicherheit deutlich effektiver. Und dementsprechend sollten Sie den Wasserstoff in der Industrie einsetzen, wenn Sie den wirklich stofflich nutzen müssen, aber nicht zur Wärmeerzeugung. Es sei denn, Sie gehen in extrem hohe Temperaturbereiche, Sie brauchen eine Flamme. Auch das mag es in Industriebereichen geben. Aber wir sehen im Moment für den Einsatz im Bereich Raumwärme ganz klar favorisiert die Wärmepumpe und eben nicht den Bereich H2 Ready-Heizung.

Moderator [00:37:58]

Wir haben eine Nachfrage zu den Importkosten bekommen. Unser Kollege würde gerne wissen: Ist denn mal durchgerechnet worden, was Stromimport und hiesige Elektrolyse kosten würden? Und ist das mal verglichen worden mit dem Wasserstoffimport, mit dem direkten Wasserstoffimport zum Beispiel aus Südeuropa oder Nordafrika? Hat das von Ihnen jemand schon mal verglichen?

Jochen Linßen [00:38:27]

Das heißt, ich frage mal konkret nach, die Frage geht dahin, dass wir Strom aus Nordafrika importieren und dann vor Ort Wasserstoff hier machen.

Moderator [00:38:40]

Verglichen mit, wir machen den in Algerien Ja, das denke ich so.

Jochen Linßen [00:38:45]

Das setzt natürlich voraus, dass man diesen Stromtransport tatsächlich auch hinbekommt, das heißt von Nordafrika in Richtung Europa. Jetzt haben wir ein europäisches Netz, innerhalb von Europa funktioniert das schon sehr gut. Das heißt, Erneuerbare in Spanien könnten auch in Deutschland genutzt werden zur Wasserstoffherzeugung. Das ist aber etwas, was stromseitig zusätzliche Belastung ins Netz reinbringt.



Ich glaube, man sollte einfach im Kopf haben, dass diese Energiewende, die wir derzeit machen in Richtung Treibhausgasneutralität, immer erfordert, dass man die Netze alle gleichzeitig mitdenkt. Es gibt kein separates Planen mehr von Stromnetz, Wasserstoffnetz und Erdgasnetz, sondern man muss das zusammen sehen und dementsprechend bringen sie eigentlich durch so eine Verlagerung der Elektrolyse nach Deutschland zum Beispiel eine zusätzliche Last in das Netz herein, was sowieso relativ gut ausgelastet ist und dann auch noch zu bestimmten Zeitpunkten.

Ich glaube nicht, dass das zielführend sein kann. Konkret durchgerechnet haben wir es nicht in dem Fall, aber wir sehen einfach, dass der Netzausbau im Moment das deutliche Hindernis sein könnte, genau das durchzuführen.

Franziska Holz [00:40:01]

Vielleicht darf ich an der Stelle noch eine andere Form von Wasserstoff einbringen, nämlich den gasbasierten Wasserstoff, der uns als blauer Wasserstoff verkauft werden soll. Da sehen wir, dass die Idee weiterhin besteht, dass zum Beispiel Norwegen uns Erdgas exportiert und dann die Dampfreformierung in Deutschland gemacht wird. In Rostock gibt es zum Beispiel ein Projekt, um den Wasserstoff in Deutschland zu erzeugen, dann idealerweise, damit er doch irgendwie klimafreundlich ist, das CO₂ das dabei entsteht, abzuscheiden und vielleicht nach Norwegen zurückzubringen und dort Offshore einzuspeichern. Das ist aufgrund der höheren Energiedichte von Erdgas für den Export durchaus noch ein Thema, dass wir den Wasserstoff dann in Deutschland erzeugen und dadurch, dass wir im politischen Prozess auch in den letzten Jahren nicht mehr nur den Fokus auf grünem Wasserstoff hatten, sind das auch realistische Projekte.

Moderator [00:41:02]

Gerade blauer Wasserstoff ist ja eigentlich umstritten, weil man ja nie genau weiß, kriegt man jetzt wirklich das komplette CO₂ weg und man weiß ja, es gibt auch einen gewissen Methanschlupf. Wie klimafreundlich ist es dann wirklich. Ich meine aber, die künftige Koalition setzt tatsächlich darauf, klimafreundlichen Wasserstoff aus verschiedenen Quellen, so ist der Wortlaut, einzusetzen. Stehen denn da außer blauem Wasserstoff noch mehr Sachen zur Verfügung, die wirklich marktreif sind, türkiser Wasserstoff oder...?

Franziska Holz [00:41:32]

Darauf zielt Ihre Frage. Mein Verständnis ist, dass davon nichts marktreif ist, aber es wird weiter daran gearbeitet und geforscht, auch innerhalb von Unternehmen. Aber da stecke ich zu wenig drin, vielleicht eher die Kollegen.

Jochen Linßen [00:41:45]

Vielleicht zum türkisen Wasserstoff. Das ist ja die sogenannte Methanpyrolyse, sie zerlegen mit hohen Temperaturen das relativ stabile Methanmolekül in elementaren Kohlenstoff, das ist im Endeffekt Kohle, und eben in Wasserstoff. Das funktioniert in Laborversuchen schon relativ gut, sie haben aber trotzdem noch ein Problem: Sie haben hochfeinen Kohlenstoff als Produkt, den sie in



irgendeiner Form wieder nutzen müssen, so dass er nicht wieder verstoffwechselt wird und in die Atmosphäre freigegeben wird, weil dann das Ganze eben nicht CO₂-neutral ist.

Das heißt, wenn sie solche großen Mengen an Kohlenstoff herstellen - wir haben das mal verglichen, die Reifenindustrie ist zum Beispiel im Moment ein großer Abnehmer von Kohlenstoff, den sie da in die Reife hereinbringen – dann fluten sie diesen Markt um ein Vielfaches. Es gibt im Moment auch produktmäßig überhaupt keine Option, diesen Kohlenstoff langfristig zu binden. Dementsprechend glaube ich, dass sie bei diesen Prozessen ein anderes Problem erkaufen. Sie haben dann einen hochfeinen Kohlenstoff, der sehr fein ist, den sie in irgendeiner Form der Atmosphäre entziehen müssen. Sie können den auch nicht einfach aufs Feld aufbringen als Dünger, dann geht er ja auch wieder langfristig in die Atmosphäre und dementsprechend glaube ich, ist das auch kein Weg, den man bei Treibhausgasneutralität langfristig gehen kann.

Dazu noch mal zum blauen Wasserstoff. Die Abscheideraten sind sehr stark davon abhängig, wie viel man zu zahlen bereit ist. Ab 90 Prozent Abscheiderate, also [bei] 10 Prozent Rest-CO₂-Emissionen wird es sehr, sehr teuer, selbst bei Erdgas und dementsprechend kann es nur eine Brückentechnologie sein, also nicht langfristig zur Treibhausgasneutralität hinführen. Die Frage ist natürlich in diesem Raum, in dem wir derzeit sind, wir reden über 20 Jahre, wie viel Brückentechnologie kann man sich da leisten?

Moderator [00:43:49]

Wie sehen Sie das, Herr Bard, ist das tatsächlich eine Sache, die man macht, für 20 Jahre eine Anlage aufzustellen und dann muss wieder abgeschaltet werden?

Jochen Bard [00:43:57]

Wenn man sich anschaut, was heute realisierte Projekte mit CO₂-Abscheidung erreichen: In Kanada gibt es da eins, das ist eher bei 50, 60 Prozent ein großskaliges Projekt, wenn man den Methanschlupf dazurechnet, von dem immer gesagt wird, den kann man ja reduzieren. Tatsächlich gibt es noch sehr viele nicht ermittelte, nicht gemonitorte Methanemissionen. Das heißt, die Dunkelziffer, wie viel es tatsächlich ist, muss man befürchten, ist deutlich größer, so dass der CO₂-Einsparereffekt bei blauem Wasserstoff vermutlich relativ gering ist, wenn es gut läuft insgesamt 50 Prozent oder so.

Wenn wir das für 20 Jahre tun würden, dann reißen wir auf jeden Fall damit auch unsere Treibhausgasziele, das heißt, man dürfte das nicht mal 20 Jahre tun. Es ist ja heute schon so, dass die Flüssiggas-Importe, die wir vertraglich vereinbart haben, die letzten Gasmengen sind, die wir in einem Dekarbonisierungsszenario noch nutzen werden. Wenn man jetzt auch noch blauen Wasserstoff einführt, ist die Gefahr von Stranded Assets oder von Fehlinvestitionen noch deutlich größer.

Und es führt uns nur einen Schritt in die richtige Richtung, aber letztendlich müssen wir viel ambitionierter an die Thematik herangehen. Da reicht eine Brückentechnologie für 20 Jahre, die vielleicht einen großen Anteil blauen Wasserstoff in die Netze bringt, nicht aus, um unsere Ziele zu erreichen. Insofern halten wir das nicht für einen wirklich zielorientierten Lösungsweg.



Moderator [00:45:29]

Ja, vielen Dank. Das scheint ja eindeutig. Wir haben noch zwei Fragen von unseren Kolleginnen und Kollegen, die würde ich gerne noch mit Ihnen besprechen. Es kann sein, dass wir dabei leicht überziehen, nur ein paar Minuten, aber wir haben ja doch vorhin darüber gesprochen, das geht ja. Wir bleiben wieder bei der Farbe von Wasserstoff. In diesem Fall geht es um die Frage, wie ist es mit natürlichem Wasserstoffvorkommen aus? Das ist offenbar ja ein sogenannter weißer Wasserstoff, ein größeres Vorkommen ist im lothringischen Bereich in Frankreich gefunden worden. Die Frage, die wir jetzt haben, von mehreren Kollegen: Ist das jetzt etwas, was wirklich hilft, den Preis zu senken, wie kann man sowas abbauen, was für einen Einfluss hat das dann tatsächlich auf den Markt? Mit der Frage habe ich nicht ganz gerechnet, da weiß ich nicht, wer von Ihnen da [etwas sagen kann]

Jochen Linßen [00:46:26]

Ich kann es zumindest mal versuchen. Wir haben uns dem Thema weißen Wasserstoff tatsächlich angenommen. Es gibt weltweit schon ein paar wenige Studien dazu, die Vorkommen tektonisch nachgewiesen haben. Wie man die explorieren kann, das muss man tatsächlich noch sehen. Ich weise noch mal darauf hin, das heißt über die erdzeitliche Geschichte: Das CH_4 -Molekül ist relativ stabil und inert. Der Wasserstoff wird aber sehr gerne verstoffwechselt von Mikroben und so weiter. Die Wahrscheinlichkeit, dass man wirklich sehr reinen Wasserstoff in unterirdischen Lagerstätten findet, halte ich für relativ gering. Und wenn, wird es tatsächlich nur ein kleiner Beitrag sein können. Von daher gesehen sind wir bei dem Thema weißer Wasserstoff eher skeptisch.

Es bleibt zuerst mal nachzuweisen, dass es sehr reiner Wasserstoff ist und es bleibt auch nachzuweisen, wie groß die Vorkommen sind. Das ist allerdings auch im Moment ein Thema, die Gasindustrie fühlt sich da sehr wohl, das ist deren altes Metier, das heißt, sie kennen sich aus mit Gasexploration. Die sind natürlich sehr wohl da unterwegs und ich bin ein bisschen skeptisch, dass da im Moment Karten fehlen, wo dann weißer Wasserstoff wirklich kartiert ist, weil das hätte man eigentlich schon längst machen können, wenn man es gewollt hätte.

Moderator [00:47:55]

Vielen Dank. Die zweite Frage, die wir haben, bezieht sich auf Backup-Kraftwerke. Die Frage ist, ob unter den genannten Kostenaspekten wasserstofffähige Gaskraftwerke zur Grundlastsicherung im Stromnetz aus Ihrer Sicht eigentlich Sinn ergeben oder nicht, wegen der Kosten. Frau Holz, Sie machen ein fragendes Gesicht.

Franziska Holz [00:48:21]

Nicht zur Grundlastsicherung, wenn, dann reden wir über Spitzenlast. Ich denke, wir gehen alle davon aus, dass wir ein Energie- oder Stromsystem haben werden, wo die Grundlast, sprich der immer vorhandene Verbrauch durch erneuerbare Energien gedeckt wird und ein engmaschiges Netz in der Region, wo gerade mal kein Wind ist oder keine Sonne ist, auch durch erneuerbare Erzeugungen in der anderen Region. Wir werden aber ganz sicher in Momenten, in denen weniger erneuerbaren Erzeugung da ist als der Verbrauch, ein Backup brauchen, wie sie es ja richtig genannt haben, wir würden eher Spitzenlast nennen. Das werden Momente mit hohen Preisen sein



press briefing

und das kann auch ein Wasserstoffkraftwerk leisten und ich glaube, davon gehen wir in der Energiewirtschaft auch gerade im Konsens aus.

Moderator [00:49:18]

Und dafür ist Wasserstoff wirklich nicht zu teuer?

Franziska Holz [00:49:24]

Wie gesagt, das wären Momente, Minuten, Stunden mit sehr hohen Preisen. Wir haben vor nicht allzu langer Zeit vierstellige Preise pro Megawattstunde im Stromsektor gesehen. Sowas würde das auf jeden Fall decken. Aber auch niedrigere Preise im dreistelligen Bereich würden reichen, um so einen Einsatz zu finanzieren oder zu bezahlen.

Jochen Bard [00:49:49]

Ich würde auch gerne in die Kerbe hauen. Dieser Begriff Grundlast, der führt uns hier nicht wirklich weiter, wenn wir das Stromsystem der Zukunft betrachten. Wir haben fluktuierende Erzeugung, aber wir haben auch eine viel höhere Lastflexibilität: Die zusätzlichen Strombedarfe in den Bereichen Strom-Wärme-Kopplung über Wärmepumpen und Wärmenetze mit Wärmespeichern darin; das Gebäude selber ist übrigens ein super Wärmespeicher. Das Gleiche im Verkehrssektor. Das Laden von Fahrzeugen kann man auch ein ganzes Stück weit flexibilisieren und das ist jetzt nicht nur so dahergeredet, dazu gibt es ja Simulationen.

Wir simulieren ganze Jahre stündlich aufgelöst mit Transportbedarfen in den Stromnetzen und so weiter. Das weiß man ja schon ziemlich genau, wie viel Flexibilität man braucht. Da kann man erkennen, dass eine höhere Flexibilisierung der neuen Strombedarfe zu einer deutlich besseren Anpassung führt. Hinzu kommt, dass man auch beim Zubau von Photovoltaik und Wind die Abmischung noch optimieren kann, so dass man diesen Backup-Bedarf relativ weit reduzieren kann. Dann reden wir am Ende des Tages vielleicht noch über fünf Prozent oder zehn Prozent Strombedarf aus Backup-Kraftwerken, der dann nur zu einem deutlich höheren Preis zur Verfügung steht. Das wäre aber so oder so der Fall, egal welcher Energieträger da drinsteckt.

Da kann man übrigens auch über andere Energieträger als Wasserstoff nachdenken, weil die Mengen nicht so groß sind und der Strom ist deutlich teurer. Aber es ist eben nur der kleinste Teil des Strombedarfs. In der Abmischung ist man dann in der Konstellation trotzdem deutlich günstiger, weil man ja im Wesentlichen perspektivisch doch sehr günstigen und erneuerbaren Strom nutzt. Insofern: Wasserstoff ist da eine Option und das ist ja auch zurzeit in der Kraftwerkstrategie implementiert, das ist auch in dem Wasserstoff-Kernnetz implementiert, nur da ist es eben tatsächlich leider Gottes so, dass die Dimensionierung der Ausspeiseleistung im Augenblick relativ stark dominiert wird von diesen Wasserstoff-Kraftwerken. Und ob das dann in letzter Konsequenz so wirtschaftlich sinnvoll ist, ist immer noch nicht hundertprozentig geklärt.

Jochen Linßen [00:51:54]

Vielleicht von meiner Seite aus nur eine kurze Ergänzung, da hat der Wasserstoff mehrere Funktionen. Auf der einen Seite ist die Elektrolyse eine sehr, sehr große Flexibilität, die man dementspre-



chend auch ansteuern kann. Auf der anderen Seite kann es dann auch die saisonale Speicherung übernehmen, genau für diese Zeitpunkte, wo gesicherte Leistungen fehlen, wo rückverstromt werden muss, das sind wenige Stunden im Jahr. Das ist die sogenannte Dunkelflaute, die da immer diskutiert wird. Dementsprechend glaube ich, dass der Wasserstoff diese Funktion sehr gut erfüllen kann. Wie das Ganze dann finanziert werden kann und soll, das muss man noch mal diskutieren, aber für die Versorgungssicherheit ist das mit Sicherheit machbar und da kommt dem Wasserstoff auch eine große Bedeutung zu.

Moderator [00:52:43]

Ich hätte jetzt noch eine Frage an Sie drei. Wir sind ja mitten in den Koalitionsverhandlungen. Es ist ja schon ein bisschen was rausgekommen, was tatsächlich geplant ist. Wir ahnen, dass es zumindest, dass die Parteien sich darüber nicht streiten werden. Ich würde jetzt gerne von Ihnen wissen: Was ist aus Ihrem Blickwinkel, aus Ihrer jeweiligen Disziplin das wichtigste Projekt, was die kommende Regierung in Sachen Wasserstoff vorantreiben muss. Frau Holz, mögen Sie vielleicht anfangen?

Franziska Holz [00:53:14]

Das ist eine gute Frage, die ich mir noch nicht gestellt hatte. Ich glaube, wir müssen die ganze Frage der Importstrategie beschleunigen. H2Global-Auktionen, das geht sehr langsam, wir haben eine pro Jahr ungefähr. Wenn wir es wirklich ernst meinen mit sehr viel Wasserstoff, dann müssen die Importe dabei eine Rolle spielen und das ist der Sektor, wo ich draufgucke, wo ich das Gefühl habe, das müsste beschleunigt werden. Das ist mit einem bürokratischen Instrument immer schwierig, wenn der Staat mitspielt, ist das einfach alles langsamer. Aber das wäre ein Punkt, den ich sehen würde.

Moderator [00:53:55]

Herr Bard, wie sehen Sie das? Was wäre aus Ihrer Sicht [wichtig]?

Jochen Bard [00:53:59]

Tatsächlich ist ja die Strategie der letzten Regierung gar nicht so schlecht gewesen, man muss nämlich an allen Stellschrauben arbeiten. Man muss die Produktion, das Ausrollen der Elektrolysekapazität unterstützen, man muss die Infrastruktur unterstützen und man muss auch auf der Bedarfsseite Anreize schaffen. Das muss man alles drei tun, wenn man eins davon weglässt, funktioniert die ganze Geschichte nicht mehr. Das muss jetzt konsequent weiter umgesetzt werden.

Es gab in der letzten Legislaturperiode ja ein paar Rückschläge, weil die Milliarden, die man mal umwidmen wollte, dann doch nicht genutzt werden konnten. In einer ähnlichen Größenordnung muss man das jetzt weiterführen. Das ist auch nur der Anfang, das reicht noch nicht. Da muss noch eine Schippe draufgelegt werden, wenn man das erreichen will und man muss dann sehr konsequent auch die Erneuerbaren ausbauen.

Das wird immer gerne vergessen bei dem Thema grüner Wasserstoff. Wenn wir die Entwicklungsdynamik der Erneuerbaren wieder abwürgen würden, wie das schon mal passiert ist, dann ist auch



press briefing

für den Wasserstoff nicht die Menge an preiswertem grünem Strom da, die man da braucht, um das auszurollen. Wir reden da über etliche Gigawatt Elektrolysekapazität, die wir implementieren wollen. Den Strom dafür brauchen wir auch. Also bitte nicht die erneuerbaren Energien vergessen.

Moderator [00:55:05]

Herr Linßen, wie sieht es aus Ihrer Sicht aus?

Jochen Linßen [00:55:09]

Das erste ist zuerst mal, dass alle an der Treibhausgas-Neutralität im Jahr 2045 festhalten. Das ist schon mal ein ganz wichtiges Ziel. Das sehe ich im Moment auch, dass das drin ist. Das setzt eine Reihe von Rahmenbedingungen, das sieht die Rahmenbedingungen Ausbau Erneuerbare, das setzt auch die Rahmenbedingungen Wasserstoff. Für mich wäre wichtig, dass man auf der Industrieseite, das sind nun mal die großen Wasserstoffnachfrager, der Industrie dabei hilft, dass sie diesen Umstieg auch wirtschaftlich machen können.

Wenn sie auf der einen Seite grünen Stahl haben, der konkurrenzfähig zu fossilem Stahl sein soll, das wird er nicht sein. Sie müssen einen Ausgleichsmechanismus schaffen, wie auch immer der aussehen mag. Das heißt also, dass wirklich grüne Produkte auch einen Mehrwert bekommen als fossile Produkte, die eben einen CO₂-Rucksack haben. Ich glaube, nur so kann das funktionieren und nur so kriegen sie grünen Strom als auch grünen Wasserstoff auch wirklich in die Industrie herein, wenn [sie] diese Produkte dementsprechend auch so behandeln, wie groß ist der CO₂ Rucksack, den das Produkt mitbekommt. Das ist natürlich eine sehr große Aufgabe, das ist nicht nur innereuropäisch, sondern auch weltweit das größte Problem, insbesondere als Exportnation, wenn sie konkurrenzfähig sein müssen mit grünem Stahl im Vergleich zu, ich nenne es mal, grauem Stahl. Das ist eine große Aufgabe die da wartet und da gilt es, den Industrien Möglichkeiten zu bereiten, diesen Umstieg zu gewährleisten.

Moderator [00:56:45]

Liebe Kolleginnen und Kollegen, unsere Zeit ist nun um, wir haben ein bisschen überzogen, aber ich sage Ihnen, wir werden natürlich auch an dem Thema Wasserstoff dranbleiben und schauen, wie die weitere Entwicklung vonstattengeht. Ich hoffe, wir konnten Ihre Fragen hilfreich beantworten. Wie immer steht Ihnen ein automatisch erstelltes Transkript in ungefähr einer Stunde zur Verfügung und den Link finden Sie in Ihrer Einladungs-E-Mail. Das redigierte Manuskript wird voraussichtlich Montag in den Mittagstunden fertig sein.

Mein Dank gilt zunächst erst einmal Ihnen. liebe Kolleginnen und Kollegen, für Ihre Fragen und Ihr Interesse. Dann bedanke ich mich bei Franziska Holz, Jochen Bard und Jochen Linßen für Ihre Zeit und Ihre Antworten hier, dass Sie mitgespielt haben. Und ich danke vor allen Dingen meinen Kollegen hier im SMC, die Sie nicht gesehen haben, aber die im Hintergrund mitgewirkt haben, Ihre Fragen gesammelt haben und dafür gesorgt haben, dass die Technik funktioniert. In diesem Sinne wünsche ich Ihnen einen schönen Freitag, ein schönes Wochenende und bis bald.



press briefing

Ansprechpartner in der Redaktion

Sönke Gäthke

Redakteur für Energie und Technik

Telefon +49 221 8888 25-0

E-Mail redaktion@sciencemediacenter.de

Impressum

Die Science Media Center Germany gGmbH (SMC) liefert Journalisten schnellen Zugang zu Stellungnahmen und Bewertungen von Experten aus der Wissenschaft – vor allem dann, wenn neuartige, ambivalente oder umstrittene Erkenntnisse aus der Wissenschaft Schlagzeilen machen oder wissenschaftliches Wissen helfen kann, aktuelle Ereignisse einzuordnen. Die Gründung geht auf eine Initiative der Wissenschafts-Pressekonferenz e.V. zurück und wurde möglich durch eine Förderzusage der Klaus Tschira Stiftung gGmbH.

Nähere Informationen: www.sciencemediacenter.de

Diensteanbieter im Sinne MStV/TMG

Science Media Center Germany gGmbH

Schloss-Wolfsbrunnenweg 33

69118 Heidelberg

Amtsgericht Mannheim

HRB 335493

Redaktionssitz

Science Media Center Germany gGmbH

Rosenstr. 42-44

50678 Köln

Vertretungsberechtigter Geschäftsführer

Volker Stollorz

Verantwortlich für das redaktionelle Angebot (Webmaster) im Sinne des §18 Abs.2 MStV

Volker Stollorz

