



DAS GASMAGAZIN
Ausgabe 1/2023

Gestartet

In Dänemark wurde erstmals Kohlenstoffdioxid unter der Nordsee gespeichert

Geschafft

Wie Trading Hub Europe in Rekordzeit die Gasspeicher füllen konnte

Geliefert

Herkulesaufgabe: die Installation eines Elektrolyseurs für den Megawattbereich



OFFEN FÜR DIE ZUKUNFT

Ab 2045 sollen deutsche Fabriken klimaneutral produzieren. Aber wie können die ehrgeizigen Klimaziele erreicht werden? Unsere Beispiele zeigen: durch maximale Technologievielfalt.



IN DIE ZUKUNFT INVESTIEREN

Wie können wir eine klimafreundliche Energieversorgung schaffen, die Industrieemissionen in den Griff bekommen und gleichzeitig Klimaneutralität erreichen? Durch Investitionen in Carbon Capture and Storage, die Technologie zur Abscheidung und Speicherung von CO₂ und in klimafreundlichen Wasserstoff. Genau das macht Wintershall Dea!

Wintershall Dea ist auf dem Weg, sich zu einem führenden unabhängigen Gas- und Carbon Management-Unternehmen Europas zu entwickeln.

wintershalldea.com

g IN DIESER AUSGABE
1/2023



Die Dekarbonisierung der Industrie

Mit neuen Gasen zum Erreichen der Klimaziele

Ohne Gas wird die Energiewende nicht gelingen. Mit Gas sind hier neue Gase gemeint: Wasserstoff, synthetisches Gas und Biogas.

Die Industrie mit ihrem sehr hohen Energiebedarf steht bei der Dekarbonisierung oft vor besonders großen Herausforderungen. Zum Beispiel, wenn es um energieintensive Hochtemperaturprozesse geht. In unserer Titelgeschichte erfahren Sie, mit welchen ambitionierten Projekten verschiedene Industriezweige bereits heute mithilfe von CO₂-armem Wasserstoff an der Reduzierung ihres Treibhausgasausstoßes arbeiten.

Eine weitere große Herausforderung für die Industrie sind unvermeidbare prozessbedingte Restemissionen. Die Lösung dafür heißt CCS – Carbon Capture and Storage – also die Abscheidung, der Transport und die Speicherung von CO₂. In Dänemark wurde jetzt zum ersten Mal die CCS-Wertschöpfungskette über Ländergrenzen hinweg demonstriert. Mehr zu Project Greensand lesen Sie in unserer Reportage.

Wie sich die Infrastruktur für die Zukunft wandeln muss und welche Projekte für den Import und Transport von neuen Gasen bereits geplant sind, erfahren Sie in unserer Rubrik 'Endlich verständlich'.

Moleküle spielen für unser zukünftiges klimaneutrales Energiesystem eine bedeutende Rolle – insbesondere für die Resilienz dieses Systems. Sowohl die Gaswirtschaft, die sich zur Wasserstoffwirtschaft wandelt, als auch die deutsche Industrie haben das erkannt.

Ich wünsche Ihnen viel Spaß bei der Lektüre des neuen g, und bleiben Sie gesund!

Dr. Timm Kehler
Vorstand von Zukunft Gas

24 Reportage

Project Greensand: erste grenzüberschreitende Offshore-CO₂-Einspeicherung in der dänischen Nordsee gestartet.



30 Essay

Wie der Wasserstoffhochlauf an Dynamik gewinnt, erklärt Volkswirt Dr. Thomas Gabelmann.

31 Nachgehakt

Mona Neubaur, Wirtschaftsministerin von NRW, über die Transformation der Industrie.

32 Zoom

Back-up für die Energiewende: Gaskraftwerk, Blockheizkraftwerk, Pumpspeicherkraftwerk.

42 Reportage

Bio-LNG statt Diesel: Die Dekarbonisierung des Schwerlastverkehrs ist auf dem Weg.

38 Kurz und knapp

Klimaneutralität im Gebäudesektor: Gasheizungen gehören zum Energiemix fest dazu.

44 Zukunftsberuf

Elektrolyseure im großen Maßstab sind die Welt von Anne-Claire Schubert von Siemens Energy.

46 Forschergeist

Sichtbar heißt sicher: Nürnberger Wissenschaftler entwickeln einen Wasserstoffsensoren.

4 Auf den Punkt

Robert Habeck: „Es wird immer eine Angewiesenheit auf Moleküle geben.“

7 Endlich verständlich

Die deutsche Gasinfrastruktur im Wandel.

8 Titel

Die ehrgeizigen Klimaziele der Bundesregierung stellen die Industrie vor Herausforderungen – und sie findet spannende Lösungen.



Titelseite: C3 Visual Lab | Fotos: Wintershall Dea, Zukunft Gas | Illustration: C3 Visual Lab

16 Streitkultur

Sie sind wichtig für die Versorgungssicherheit – aber brauchen wir alle LNG-Terminals? Ein Thema, zwei Meinungen.

18 Pioniergeist

Auch auf kommunaler Ebene wird auf Wasserstoff gesetzt: vier vorbildliche Projekte.

20 Interview

Torsten Frank von Trading Hub Europe über die Befüllung der Gasspeicher im Rekordtempo.

„Es wird immer eine Angewiesenheit auf Moleküle geben. Die werden momentan durch Erdgas bereitgestellt (...) und müssen möglichst schnell durch klimaneutrale Moleküle ersetzt werden.“

Robert Habeck, Bundesminister für Wirtschaft und Klima, will den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft vorantreiben. Auch mithilfe von blauem Wasserstoff.

Diesen Satz sagte Robert Habeck am Rande eines Besuchs in Norwegen Anfang des Jahres. Ziel der Reise war die Intensivierung der deutsch-norwegischen Zusammenarbeit in der Energiepolitik, vor allem beim Thema Wasserstoff.

Klimaneutrale Moleküle, das meint in diesem Zusammenhang vor allem: grüner Wasserstoff. Allerdings, und da ist der Grünen-Politiker Realist: Bis Wasserstoff in ausreichender Menge mithilfe von Strom aus erneuerbarer Energie hergestellt werden kann, muss in einer Übergangsphase auch auf Alternativen wie blauem Wasserstoff gesetzt werden. Bei der Produktion von blauem Wasserstoff wird das anfallende CO₂ verflüssigt und unterirdisch eingelagert (Carbon Capture and Storage, kurz CCS).

Seine frühere Ablehnung der CCS-Technologie hat Wirtschafts- und Klimaminister Habeck inzwischen gegen einen gesunden Pragmatismus eingetauscht: Er wolle das CO₂ lieber unter dem Boden als in der Atmosphäre haben, sagte er bei seiner Norwegen-Reise.



Foto: Getty Images

HAFEN UND HUB
Der Hamburger Hafen ist auf dem Weg, ein wichtiges Drehkreuz für CO₂-arme Moleküle zu werden.

Gasinfrastruktur im Wandel

Für eine sichere Energieversorgung muss die künftige Gasinfrastruktur Wasserstoff transportieren können. Energy-Hubs an den Küsten bilden dafür eine wichtige Komponente. Parallel dazu entsteht ein Pipelinennetz für CO₂, um nicht vermeidbare Emissionen der Industrie abzutransportieren und zu speichern.

95–130

TWh/a Wasserstoffnachfrage bis 2030

So lautet die jüngste Prognose der Bundesregierung. Die Pläne konzentrieren sich auf Wasserstoff auf Basis von Strom aus erneuerbaren Energien. So lassen sich rund 28 TWh pro Jahr gewinnen. Es bleibt eine Lücke von 67 bis 102 TWh pro Jahr, die über Importe beschafft werden müssen.

Pipelines

Ein Teil des benötigten Wasserstoffs wird künftig über Pipelines importiert werden. Um das zu ermöglichen, werden in den kommenden 25 Jahren Teile des deutschen Erdgasnetzes auf den Transport von Wasserstoff umgestellt. Ergänzt wird dieses Netz durch ein Leitungssystem zum Transport von abgeschiedenem CO₂.

CO₂-Abtransport

Dort, wo energieintensive Industrien nicht völlig auf CO₂-freie Produktion umstellen können, soll das anfallende CO₂ eingesammelt werden. Das klimaschädliche Gas soll zu potenziellen Nutzern wie der Chemieindustrie transportiert werden, die es als Rohstoff nutzen und langfristig in Produkten binden. Oder es wird per Schiff exportiert und dauerhaft in geologischen Formationen unter der Nordsee endgelagert.



H₂ bis 2023
H₂ bis 2040
CO₂ Startnetz
CO₂ Ausbaurouten
LNG Terminals

Grafiken: C3 Visual Lab

Quellen: <https://ehb.eu/page/european-hydrogen-backbone-maps>; <https://co2-netz.de/de>

1

WILHELMSHAVEN

Inbetriebnahme: 2025
Kapazität: 16–20 Milliarden m³/a
PROJEKTE:

Green Wilhelmshaven – Uniper Hydrogen, Niedersachsen Ports

- Grüne H₂-Produktion durch Aufspaltung von importiertem Ammoniak (ab 2028)
- Importkapazität: ca. 3 Mio. t/a
- Produktionskapazität H₂: > 13 TWh/a

Energiepark Wilhelmshaven – Tree Energy Solutions

- Emissionsfreie H₂-Produktion aus synthetischem grünen Methan (Methanreformierung) mit einer Produktionskapazität von 0,5 Mio. t/a (16,7 TWh) in 2027
- bis 2045 Ausbau auf 5,5 Mio. t/a (250 TWh)

BlueHyNow – Wintershall Dea, NWO

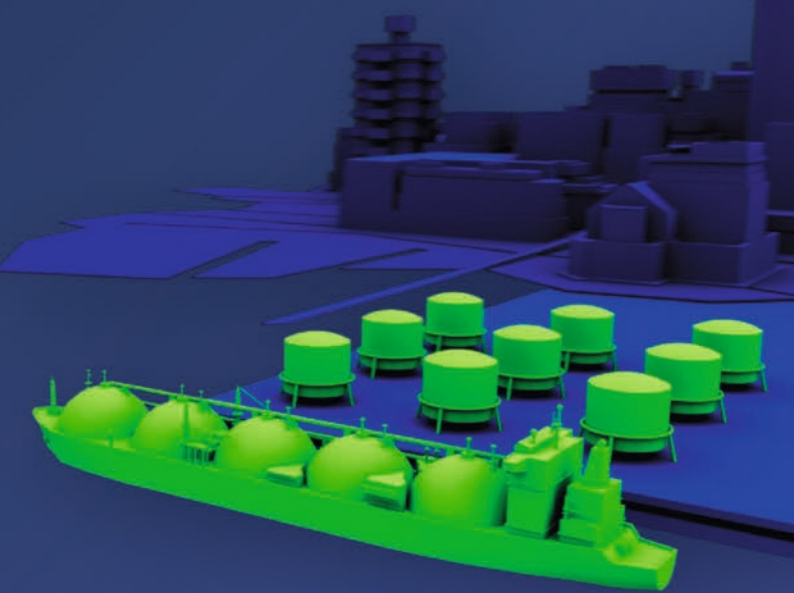
- Produktion von bis zu 5,6 TWh Wasserstoff/Jahr und Speicherung des CO₂
- Bestehende Infrastruktur von NWO soll auf Wasserstofftauglichkeit umgerüstet werden

H2CAST Etzel

- Unterirdische H₂-Großspeicherung (Demonstrationsanlage ab 2024)
- Ab 2030 Umwidmung weiterer Kavernen zur industriellen Speicherung.
- Speicherpotenzial ab 2030: 2,3 TWh/a (ab 2045: 22,5 TWh/a)

Open Grid Europe, Nowega, Gasunie Deutschland

- Pipeline zur Anbindung des ENERGY HUBS an ein deutschlandweites Wasserstoffnetz und an H2Cast Etzel
- Anknüpfung an das Projekt HyPerLink der Gasunie und deutscher Industriestandorte über das Projekt H2ercules der OGE



Raum für zukünftige Energieimporte

Schwimmende Terminals für den Import von LNG sind kurz- und mittelfristige Lösungen. In den nächsten Jahren kommen stationäre Anlagen dazu, die langfristig auch zum Aufbau von Wasserstoffkapazitäten beitragen.

2

BRUNSBÜTTEL

Inbetriebnahme: 2026
Kapazität: 8 Milliarden m³/a

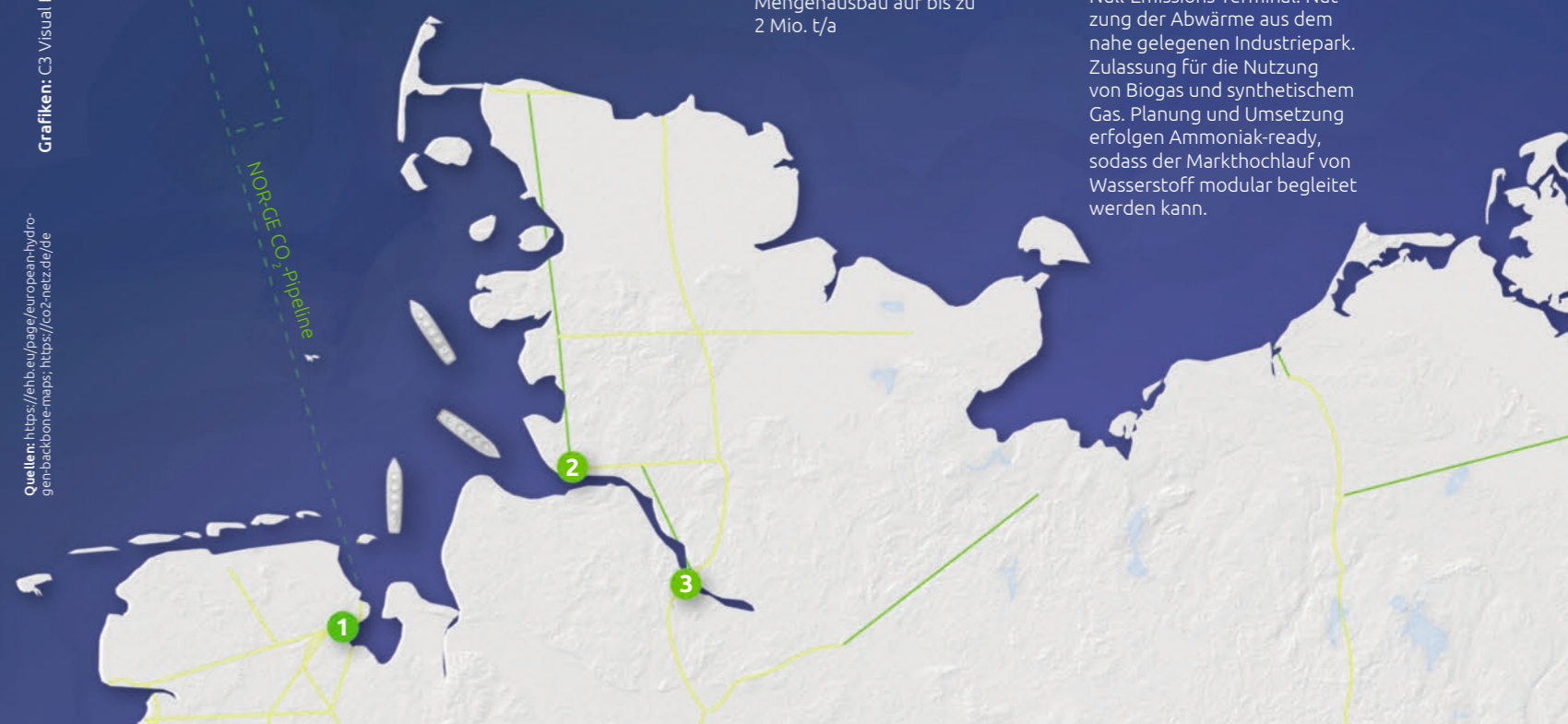
In Zukunft sollen jährlich rund 300.000 Tonnen Ammoniak anlanden – geplant ist ein Mengenausbau auf bis zu 2 Mio. t/a

3

STADE

Inbetriebnahme: 2026
Kapazität: 13,3 Milliarden m³/a

Kurze Anschlussdistanz an das deutsche Gastransportnetz mit Zugang zu Großkunden. Null-Emissions-Terminal: Nutzung der Abwärme aus dem nahe gelegenen Industriepark. Zulassung für die Nutzung von Biogas und synthetischem Gas. Planung und Umsetzung erfolgen Ammoniak-ready, sodass der Markthochlauf von Wasserstoff modular begleitet werden kann.





SAUBERE INDUSTRIE – EIN ZIEL, VIELE WEGE

Mit ambitionierten Projekten will die deutsche Industrie Wege finden, um ihren CO₂-Ausstoß zu verringern. Dafür braucht es nicht nur neue Energieträger und Infrastrukturen, sondern vor allem technologische Offenheit.

energieintensiven Branchen. „Wir sind am Rande des technisch Machbaren“, sagt Johann Overath, Hauptgeschäftsführer des Bundesverbands Glasindustrie (BV Glas): „In diesem Bereich sind nur noch Einsparungen im einstelligen Prozentbereich herauszuholen.“ In der Glasindustrie gilt das auch für die Beschaffung der Rohstoffe. Statt ausschließlich aus Sand, Soda und Kalk bestehe die Basismischung, von Fachleuten als „Gemenge“ bezeichnet, bereits zu 60 Prozent aus recycelten Scherben.

Der Schlüssel zur industriellen Dekarbonisierung liegt darum in der Produktion. Und das bedeutet bei den besonders energieintensiven Industrien vor allem: Erzeugung von Wärme. In der Glasindustrie etwa werden beim Einschmelzen des Gemenges Temperaturen von bis zu 1.650 Grad Celsius eingesetzt, in den „Feedern“, die das Glas danach zu den Formgebungsmaschinen transportieren, sind es noch 900 Grad, und selbst der abschließende „Kühlungsprozess“ erfordert trotz seines Namens immer noch Temperaturen von 600 Grad. „Wenn wir dekarbonisieren wollen, müssen wir dafür auf regenerative Energie ausweichen“, sagt Overath. „Dabei spielt Wasserstoff die entscheidende Rolle.“

WÄRME AUS WASSERSTOFF

Zahlreiche Unternehmen erproben darum bereits, ob sich ihre Prozesse auf Wasserstoff umstellen lassen können. Als Testlauf für die gesamte Glasindustrie startete der BV Glas gemeinsam mit dem Gas- und Wärmeinstitut (GWI) in Essen das Projekt „HyGlass“, bei dem im Heizprozess immer größere Mengen Wasserstoff beigegeben wurden. Von anfangs zehn Prozent – bis hin zum kompletten Austausch von Erdgas gegen Wasserstoff. Die Frage war: Würde sich der Prozess verändern? Bräuchte es Umbauten von Brennern, Glasschmelzen oder anderen Maschinen? „All das war nicht der Fall“, sagt Overath. Der auffälligste Unterschied bei den so produzierten Glasplatten und -flaschen waren die →

E

in paar Rußflecken. Das ist alles, was der Zukunft noch im Weg steht. Die Flecken, eingeschlossen in einer Glasplatte, sind das Ergebnis eines Experiments. Die beteiligten Wissenschaftler wollten herausfinden: Was wäre, wenn die enormen Temperaturen, die zum Herstellen von Glas benötigt werden, nicht mit Erdgas erzeugt würden, sondern mit Wasserstoff? Das Ergebnis des Essener Projekts „Hyglass“ soll Antwort auf eine weitere, viel gewichtigere Frage liefern: Wie schaffen wir es, die Industrie zu dekarbonisieren?

EHRGEIZIGE KLIMAZIELE

Zu den Hintergründen: Gemeinsam sind Energiewirtschaft, verarbeitendes und produzierendes Gewerbe für rund 60 Prozent aller Treibhausgas-Emissionen in Deutschland verantwortlich. Das soll sich ändern, und zwar sehr bald. Laut Klimaschutzgesetz müssen Industrieunternehmen bis 2030 ihren derzeitigen Ausstoß von 164 Megatonnen CO₂ auf 118 Megatonnen verringern. Das entspräche einem Abbau von 65 Prozent gegenüber 1990. Bis 2040 muss dieser Abbau bei 88 Prozent liegen, 2045 dann sollen deutsche Fabriken klimaneutral produzieren.

Nur wie? Weniger Energie zu verbrauchen ist die naheliegendste Option – aber auch die am weitesten ausgereizte. Das gilt zumindest für die besonders

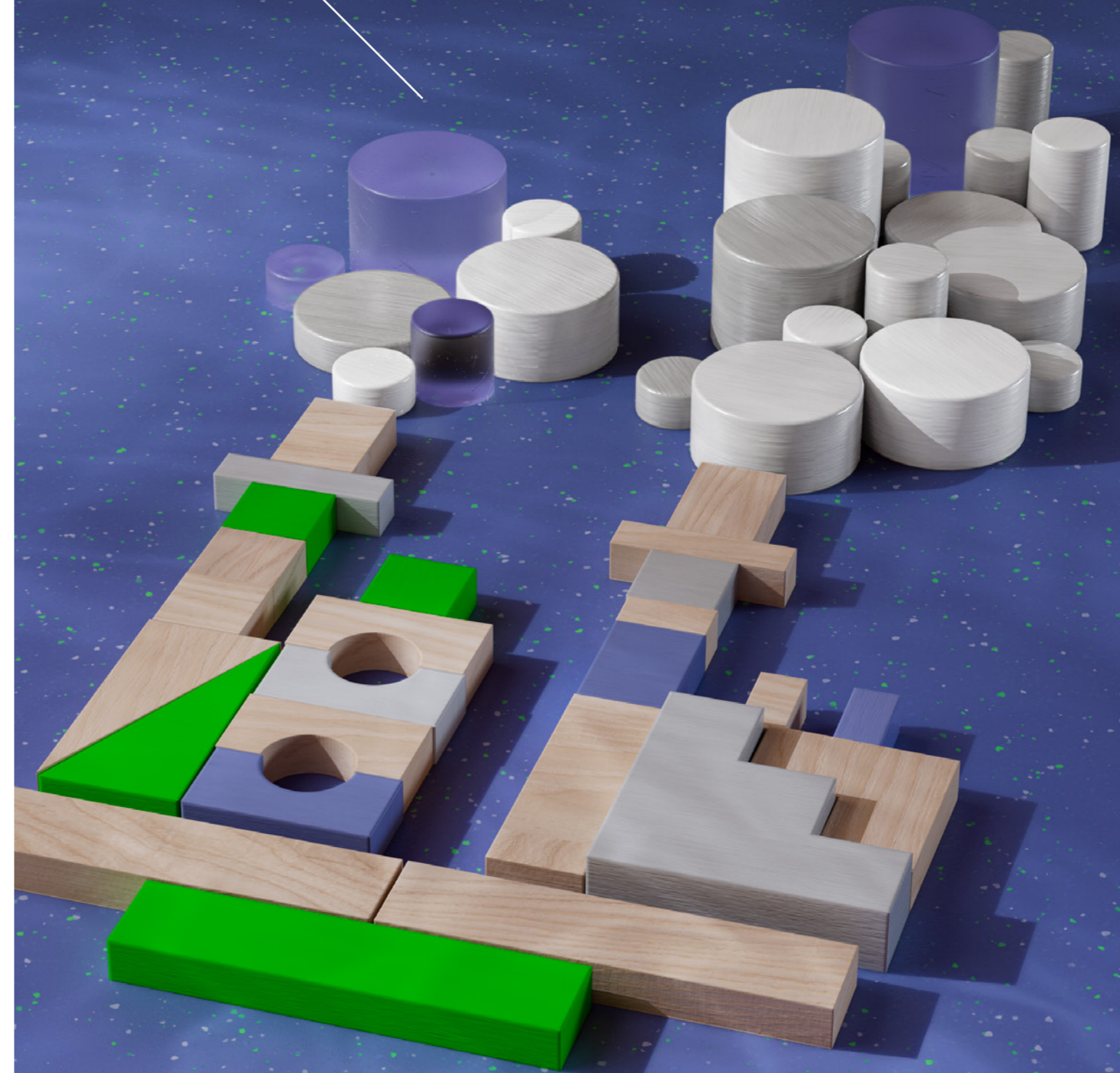


„WENN WIR DIE PRODUKTION DEKARBONISIEREN WOLLEN, MÜSSEN WIR AUF REGENERATIVE ENERGIE AUSWEICHEN.“

Johann Overath,
Hauptgeschäftsführer des Bundesverbands
Glasindustrie e.V.

118

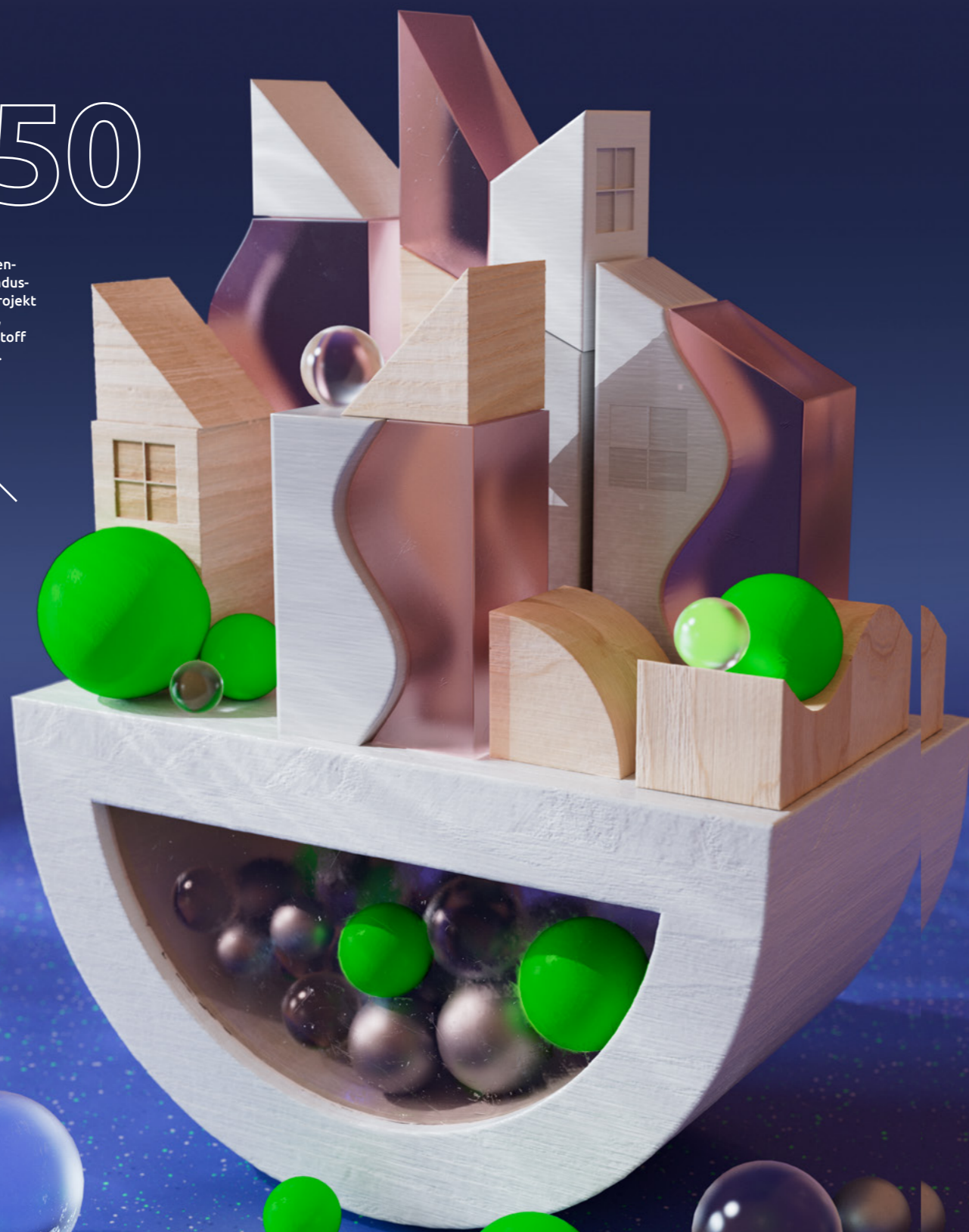
MEGATONNEN CO₂
darf die deutsche Industrie laut Klimaschutzgesetz ab dem Jahr 2030 maximal noch ausstoßen. Das wären rund 28 Prozent weniger als derzeit.



1.650

GRAD CELSIUS

benötigt der energieintensivste Prozess der Glasindustrie, die Schmelze. Ein Projekt der Branche hat gezeigt, dass dabei auch Wasserstoff eingesetzt werden kann.



eingangs erwähnten schwarzen Flecke. Teilweise veränderte sich auch leicht die Glasfarbe. Das liege am Dampf, der beim Wasserstoffeinsatz entsteht, sagt Overath. „Aber wir sind davon überzeugt, dass wir das durch eine andere Zusammensetzung des Gemenges in den Griff bekommen.“

CO₂-FREIE PAPIERPRODUKTION

Der Papierhersteller Essity in Mainz-Kostheim nahm für seinen Wasserstoff-Versuch im Frühjahr 2023 größere Umbauten in Kauf. Dafür wurde eine Trailerstation gebaut, in der per Lkw angelieferte Wasserstofftanks gelagert werden können. Ebenso wie eine Mischstation, in der Wasserstoff mit Erdgas vermischt werden kann. Und die Leitungen des innerbetrieblichen Gasnetzes wurden erweitert, weil der Wasserstoff das dreifache Volumen benötigt. Der Aufwand habe sich gelohnt, sagt Projektleiter Christian Schüller. „Wir konnten beweisen, dass wir die hohe Qualität unserer Produkte auch mit Wasserstoff und somit nachhaltig erzielen können.“ Und das auch bei einem hundertprozentigen Austausch. „Damit sind wir die erste CO₂-freie Papierproduktion in Deutschland“, sagt Schüller. Bis zu 37.000 Tonnen CO₂ würden so allein bei Essity jährlich eingespart werden.

Noch energieintensiver ist die Stahlindustrie. Und auch hier versuchen Unternehmen CO₂-arme Produktionsanlagen zu betreiben. Bei thyssenkrupp steel wurde dafür eigens das Team „Decarbonization and Sustainability“ aufgestellt. Das sieht sich vor einer komplexen Aufgabe, sagt Marie Jaroni, Head of Decarbonization: „Bevor wir angefangen haben, Direktreduktionsanlagen zu bauen, haben wir erste Versuche im Hochofen gemacht. Wir haben Wasserstoff eingeblasen, um erst einmal zu verstehen, wie sich Wasserstoff in der Metallurgie verhält.“ Gleichzeitig ist der Konzern auch am anderen Ende der Wertschöpfungskette aktiv: Die Tochter-

firma thyssenkrupp nucera baut bereits weltweit Elektrolyseure für die Produktion von grünem Wasserstoff und hat auch für das mit Bundesmitteln geförderte Projekt Carbon2Chem in Duisburg bereits eine Zwei-Megawatt-Anlage aufgebaut.

VOM WINDPARK ZUR SALZKAVERNE

Beim Wasserstoffprojekt des Energieparks Bad Lauchstädt geht man sogar noch einen Schritt weiter. Gefördert vom Bundeswirtschafts- und Klimaministerium entsteht hier ein „Reallabor“, das die Dekarbonisierung der Industrie von Anfang bis Ende durchspielt. Wo sich jetzt noch Äcker befinden, sollen spätestens Anfang 2024 acht Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 50 Megawatt in Betrieb gehen. Der so produzierte Strom soll dann in einem neu errichteten 30-Megawatt-Elektrolyseur des Energieparks in grünen Wasserstoff umgewandelt werden. Dieser Prozess wird kontinuierlich von Forschern begleitet, die die Qualität des Wasserstoffs untersuchen, sagt Projektleiterin Cornelia Müller-Pagel. „Im industriellen Einsatz brauchen wir eine Reinheit von bis zu 99,8 Prozent.“

In einem weiteren Projektschritt wird der Wasserstoff über eine 20 Kilometer lange heutige Gasleitung, die umgestellt wird, transportiert. Etwa in den benachbarten Chemiepark Leuna – wo er, in einem gesonderten Projektschritt, in einer Salzkaverne gespeichert werden kann – und der Leunaer Chemieindustrie zur Verfügung stehen soll. Einmal die komplette Wertschöpfungskette. „Das ist einmalig“, sagt Müller-Pagel. Aber für den flächendeckenden Einsatz von Wasserstoff brauche es die notwendige Infrastruktur: „Dafür nutzen wir die be- →

stehenden Assets der Gasindustrie“, sagt sie: „Wir wollen im Kleinen beweisen, dass das im Großen funktioniert.“ 34 Millionen fließen dafür aus Bundesmitteln, einen dreistelligen Millionenbetrag investiert ein Konsortium aus Terrawatt Planungsgesellschaft, Uniper, Ontras, VNG Gaspeicher GmbH, VNG AG und dem DBI sowie VNG Handel und Vertrieb.

„Die technischen Herausforderungen sind alle lösbar“, so Müller-Pagel. „Was noch fehlt, ist ein sicherer regulatorischer Rahmen.“ Soll heißen: Welcher Wasserstoff wird künftig als klimaneutral bewertet werden? Und welche wirtschaftlichen Vorteile bringt er für die Kunden mit sich? Allein bis 2030 wird nach Prognosen der Bundesregierung in Deutschland ein Wasserstoffbedarf von 95 bis 130 Terawattstunden (TWh/a) entstehen. Derzeit werden hierzulande aber gerade mal 55 bis 60 TWh/a produziert. Der Großteil davon besteht aus sogenanntem grauen Wasserstoff, bei dessen Produktion große Mengen CO₂ entstehen. Lediglich fünf Prozent sind grüner Wasserstoff, der mithilfe regenerativ erzeugten Stroms hergestellt wird.



„DIE TECHNISCHEN VORAUSSETZUNGEN SIND VORHANDEN. WAS FEHLT, IST EIN REGULATORISCHER RAHMEN.“

Cornelia Müller-Pagel,
Projektleiterin Energiepark Bad Lauchstädt

Eine Zwischenlösung könnte zudem der Einsatz von blauem Wasserstoff sein, bei dessen Produktion das entstandene CO₂ gespeichert wird. Oder türkiser Wasserstoff, der durch die thermische Spaltung von Methan entsteht, wobei lager- und verarbeitbarer fester Kohlenstoff anfällt. Je nach Zusammensetzung weist dieser einen CO₂-Fußabdruck von 40 bis 53 Gramm pro Kilowattstunde auf – ein Viertel des entsprechenden Wertes von Erdgas.

KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG

Nicht nur der Brennstoff selbst spielt eine Rolle, sondern auch die effiziente Anwendung. Das Unternehmen Currenta, Betreiber des Chemparks Krefeld-Uerdingen, ersetzt bei der Sanierung seines Kraftwerks N230 die Kohlekessel durch moderne, ressourcenschonende Gaskessel, die auch wasserstofftauglich sein werden. Die Abwärme der neuen Anlage wird durch Kraft-Wärme-Kopplung neben Dampf auch Strom erzeugen. Insgesamt sollen so Emissionen von jährlich 180.000 Tonnen CO₂ vermieden werden. „Treibhausgas-Neutralität kann ein



12,8
MILLIONEN TONNEN CO₂ verursachte die Papierindustrie in Deutschland allein 2021. Das Unternehmen Essity hat mit dem testweisen Einsatz von grünem Wasserstoff beim energieintensiven Trocknungsprozess diesen Ausstoß auf null reduziert.

Unternehmen unserer Größenordnung nicht von heute auf morgen erreichen“, sagt Currenta-CEO Frank Hyldmar. „Das ist ein entscheidender Zwischenschritt.“ Auf Zwischenschritte setzen auch die Autoren einer Studie, die Boston Consulting Group im Auftrag des Bundesverbands der deutschen Industrie verfasst hat. Nur wenn alle heute vorhandenen technischen Möglichkeiten genutzt werden, wäre es nach ihrer Ansicht möglich, in den kommenden zwei Jahrzehnten den CO₂-Ausstoß um 95 Prozent im Vergleich zu 1990 zu reduzieren. Dazu zählt für sie auch die Abscheidung und Einlagerung von CO₂ in unterirdischen Speichern (CCS), insbesondere in der Stahl- und Zementproduktion sowie der thermischen Abfallverwertung. Langfristig käme auch die Nutzung von abgeschiedenem CO₂ mittels der Carbon-Capture-and-Utilization-Methode (CCU) infrage – etwa für die Erzeugung synthetischer Gase oder als Grundstoff für chemische Erzeugnisse.

Stefan Zunft, Fachgebietsleiter Thermische Kraftwerkskomponenten am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) in Stuttgart, wiederum sieht Wärme aus erneuerbarem Strom als bedeutende Option für die Dekarbonisierung der Industrie. Vorausgesetzt, dass es entsprechende Power-to-Heat-Anlagen und Wärmespeicher für hohe Temperaturen gibt. „So können sich Unternehmen dann mit Strom versorgen, wenn er günstig ist, und ihn zu einem anderen Zeitpunkt nutzen.“ Am DLR erforschen darum rund 50 Wissenschaftler gemeinsam mit Partnern aus der Industrie, wie Feststoff-, Flüssigsalz-, Phasenwechsel- und thermochemische Speicher in Kombination mit Elektroheizungen für den flächendeckenden industriellen Einsatz genutzt werden können. Zunft ist überzeugt: „Es wird nicht eine einzige Technologie geben, mit der wir unsere ambitionierten Klimaziele erreichen können. Wir brauchen einen Mix.“

BRAUCHEN WIR ALLE LNG-TERMINALS?

„Es gilt, die Importinfrastruktur für klimaneutrale erneuerbare Gase auszubauen.“



PRO

Um den Ausfall der Gaslieferungen aus Russland zu ersetzen, kommt der Lieferung von LNG per Schiff ein wesentlicher Anteil zu. Der Staat springt hier nur ein, weil der Markt die erforderlichen Terminalkapazitäten nicht geschaffen hat. Dabei wollen alle Verantwortlichen Überkapazitäten vermeiden. Der gaswirtschaftliche Widerstreit über diese Frage wird sicher zum Erkenntnisgewinn beitragen, aber der Handlungsdruck zwingt zu Entscheidungen. Diese werden nach bestem Wissen und Gewissen getroffen. Die Grundlagen hat die Bundesregierung in einem Planungsbericht vom 3. März nochmals öffentlich dargelegt.

Doch nicht eine vermeintliche Überkapazität, sondern die Versorgungssicherheit ist das eigentliche Thema. Wir arbeiten zwar mit ganzer Kraft daran, die erforderlichen Regasifizierungskapazitäten bereitzustellen. Aber Realität ist, dass sämtliche Kapazitäten neu zu installieren sind, mit allen praktischen und administrativen Entwicklungsrisiken. Von Überkapazitäten sind wir faktisch weit entfernt. Vielmehr wird von allen beteiligten Unternehmen, Behörden wie auch Forschungsinstitutionen und der Öffentlichkeit bestmögliche Kooperation benötigt. Die neue Deutschlandgeschwindigkeit ist möglich, aber längst nicht Standard.

Die Debatte ist auch der Sorge geschuldet, jetzt nicht dem fossilen Energierohstoff Erdgas eine langfristige Zukunft zu bereiten und damit den Klimaschutz zu gefährden. Dem steht aber nicht nur der Emissionshandel entgegen, sondern auch das Innovationstempo in dem Sektor. Auf Wasserstoff basierende Energieträger setzen sich weltweit durch. Deshalb gilt es, Annahmeslots für LNG mit Blick auf das Ziel der Klimaneutralität 2045 sukzessive zurückzufahren und die Importinfrastruktur für klimaneutrale erneuerbare Gase auszubauen. Wesentlich ist: Je schneller dieser Ausbau erfolgt, desto mehr entspannt sich das LNG-Thema.

DR. PETER RÖTTGEN

ist Geschäftsführer der bundeseigenen Deutschen Energy Terminal GmbH (DET). Die DET wird die fünf staatlich angemieteten, schwimmenden LNG-Terminals (FSRU) betreiben.

KONTRA

So viel Flüssigerdgas wird Europa kaum brauchen: Mehr als 35 große Terminals mit einer Kapazität von 280 Mrd. Kubikmeter gibt es bereits in Europa, über 20 weitere mit etwa 120 Mrd. sind vorgesehen. Und Deutschland? Noch 2020 wurde LNG in Wilhelmshaven mangels Marktnachfrage auf Eis gelegt. 2023 vollzieht Deutschland angesichts des russischen Lieferstopps Hals über Kopf eine 180-Grad-Wende.

Ja zu schwimmenden LNG-Terminals. Sie sind eine Versicherung gegen russische Erpressung. Aber die Planungen mit dauerhaft bis zu 50 Mrd. Kubikmeter Flüssiggas sind eine Überreaktion. Wir haben es im milden Winter 2022/2023 ohne russisches Gas mit einem LNG-Landschiff geschafft. Für einen kalten Winter brauchen wir keine sechs Terminals. Einsparungen, Gasimporte und -speicher reduzieren den LNG-Spitzenbedarf. Nachbarländer haben LNG-Kapazitäten, die teils nicht ausgelastet sind. Eine bessere innereuropäische Vernetzung hilft, bestehende Infrastruktur effizienter zu nutzen. Und: Schweinezyklen mit starkem Preisverfall charakterisieren den weltweiten LNG-Markt seit eh und je. Falls es in den 2020er-Jahren zu einer Niedrigpreisphase auf dem Weltmarkt kommt, werden LNG-Importeure den Druck sinkender Margen spüren.

Vorerst bleibt das Problem jedoch das geringe globale Angebot. Da weltweit 2023/2024 nur wenige neue LNG-Exportmengen auf den Markt kommen, konkurrieren Importeure um die knappe Ressource. Solange upstream wenig LNG gefördert wird, führen weitere Importkapazitäten zur Umverteilung: Mehr LNG nach Deutschland heißt im Umkehrschluss weniger für andere.

Und dann sind da noch die Klimaziele. Mittelfristig wird Europas Verbrauch auf grüne Gase umgestellt. Damit die neue Gasinfrastruktur nicht zur Investitionsruine wird, braucht es eine spätere Umrüstung. Die Wasserstoff-Umstellung ist in LNG-Terminals allerdings noch kaum erprobt und wohl kostspielig. Es wäre zu optimistisch, sich darauf zu verlassen.

ANDREAS SCHRÖDER

ist Head of Energy Analytics (Quantitative) bei ICIS, einem internationalen Informationsdienstleister für den Handel mit chemischen Produkten und Energie.

„Ja zu schwimmenden LNG-Terminals. Sie sind eine Versicherung gegen russische Erpressung. Aber die Planungen mit dauerhaft bis zu 50 Mrd. Kubikmeter Flüssigerdgas sind eine Überreaktion.“



Wasserstoff hält den Verkehr am Laufen

In mehreren Pilotprojekten bauen die Stadtwerke Aschaffenburg eine Infrastruktur zur lokalen Produktion und Verwendung von grünem Wasserstoff (H₂) auf. Dafür installiert das Unternehmen an Standorten wie einer ehemaligen Mülldeponie Photovoltaikanlagen, um durch Elektrolyse klimaneutrales H₂ herzustellen. Gemeinsam mit der GBAB Gesellschaft für Bio-Abfallwirtschaft und der Graforce GmbH nehmen die Stadtwerke außerdem einen Plasmalyzer zur Erzeugung von CO₂-freiem Wasserstoff aus Biomethan in Betrieb. Der selbst produzierte Wasserstoff kommt in zwölf Brennstoffzellenbussen und zwei Entsorgungsfahrzeugen zum Einsatz. Im März wurde dafür auf dem Gelände der Stadtwerke eine Wasserstofftankstelle fertiggestellt. Schon seit dem Jahr 2000 setzen die Stadtwerke Wasserstoff auch zur Trinkwasseraufbereitung ein, um Nitrat aus dem Grundwasser zu entfernen. Der für die H₂-Produktion benötigte Strom soll künftig auch aus erneuerbaren Energien stammen.



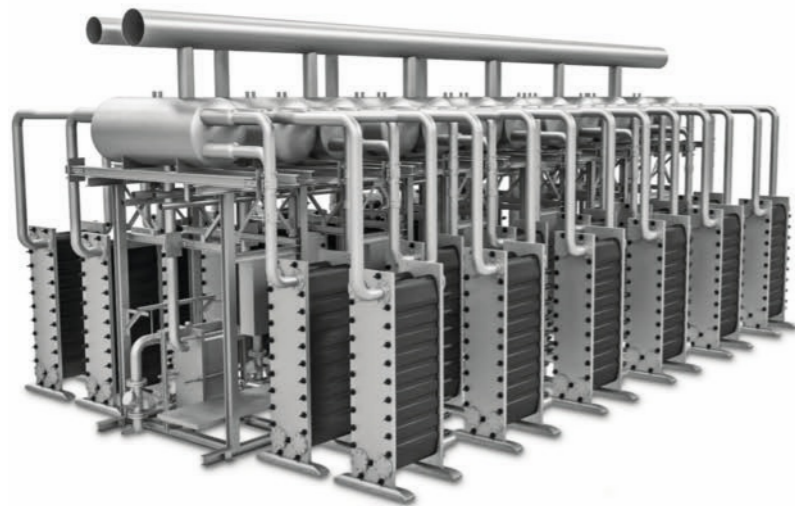
Das Cockpit eines mit Wasserstoff betriebenen Busses

INNOVATIONEN AUS DER GASWIRTSCHAFT

Grüner Wasserstoff für die lokale Energiewende
Dezentral produziert, lokal verbraucht: Der Einsatz von grünem Wasserstoff für die Energieversorgung von Verkehr, Industrie und Haushalten wird aktuell vielerorts getestet. Wir stellen vier vielversprechende Projekte vor.

Grüner wird's nicht: H₂ & Co für Wunsiedel

Die **WUN H₂ GmbH in Wunsiedel** im Fichtelgebirge produziert seit 2022 grünen Wasserstoff aus Sonnen- und Windkraftstrom für die Verwendung in der Industrie und im Verkehr. Das Unternehmen ist ein Joint Venture von Rießner-Gase, Siemens Project Ventures und den Stadtwerken Wunsiedel. Die H₂-Produktionsanlage, ein PEM Elektrolyseur, hat eine Kapazität von derzeit 1.350 Tonnen Wasserstoff pro Jahr. Durch die Modulbauweise kann die Leistung auf bis zu 2.700 Tonnen verdoppelt werden. Bei der PEM Elektrolyse kommt ein Festpolymer-Elektrolyt zum Einsatz. Dadurch reagiert die Anlage nahezu verzögerungsfrei auf Laständerung bei der Stromversorgung. Der produzierte grüne Wasserstoff weist eine Reinheit von bis zu 99,999 Prozent auf. Er wird auf bis zu 500 bar verdichtet und in Tanks vor Ort gespeichert. Der bei der Elektrolyse erzeugte Sauerstoff wird ebenso genutzt wie die entstehende Wärme.



PEM Elektrolyseur der Firma Siemens

Im Bestandsnetz: Die Mischung macht's

Rund 8.500 Hausanschlüsse werden von den Stadtwerken Heide mit Erdgas versorgt. Das Mittel- und Niederdruck-Gasversorgungsnetz des lokalen Energieversorgers umfasst 273 Kilometer. Um die Dekarbonisierung ihres Gasnetzes voranzutreiben, setzen die Heider Stadtwerke auf grünen Wasserstoff.

Im Rahmen des Modellprojekts „Westküste 100“ wollen sie bis zu 20 Prozent des klimaneutralen Gases in ein festgelegtes Teilnetz einspeisen. Der Strom zur Herstellung des Wasserstoffs in einem 30-Megawatt-Elektrolyseur kommt aus einem Offshore-Windpark. Für die H₂-Einspeisung sind eine Wasserstoffeinspeiseanlage, der Umbau bzw. Neubau einer Erdgasregelungsanlage und der Bau einer separaten Zuleitung zum Teilnetz notwendig. Für die Verteilung nutzen die Stadtwerke das bestehende Leitungsnetz.

Das Projekt soll den Nachweis erbringen, dass Komponenten eines modernen Bestandsgasnetzes allen Anforderungen für die Einspeisung von Wasserstoff entsprechen können. Hinzu kommt laut den Betreibern, dass der Ersatz fossilen Erdgases durch klimaneutralen Wasserstoff ein Weg ist, der schnell und sozialverträglich umsetzbar ist.



20%

Wasserstoff wollen die Stadtwerke Heide in einen Teil des bestehenden Gasnetzes einspeisen.

Schön warm dank 100 Prozent Wasserstoff



Startschuss für das Inselnetz am Gelsenwasserstandort in Linnich

Die Praxistauglichkeit von Wasserstoff als Energieträger auf Verteilnetzebene und in der Gasinneninstallation testet auch die Gelsenwasser Energienetze GmbH: Das Unternehmen hat ein Wasserstoffinselnetz am Standort der Betriebsstelle in Linnich installiert, das zu 100 Prozent mit Wasserstoff versorgt wird. Dafür wurde die bestehende Gasinfrastruktur aus den 90er-Jahren umgebaut: Für zusätzliche Sicherheit sorgen Absperreinrichtungen, die den unkontrollierten Austritt von Gas verhindern, sowie Ausblasevorrichtungen zur sicheren Wartung. Die Inneninstallation wurde mit H₂-Detektionsanlagen ausgestattet. Das Wasserstoffinselnetz versorgt eine Lagerhalle und ein Bürogebäude seit Ende 2022 mit Wärme und Warmwasser.



„Wir mussten das in Rekordzeit schaffen“

Im vergangenen Jahr wurde russisches Gas zu Putins Druckmittel – und in Deutschland ging die Angst vor einem Kältewinter um. Deshalb beauftragte die Bundesregierung Trading Hub Europe (THE) mit der Füllung der Speicher. Keine leichte Aufgabe, sagt Torsten Frank von THE im Interview.

TORSTEN FRANK,

Jahrgang 1972, ist Geschäftsführer bei Trading Hub Europe. THE mit Sitz in Ratingen und Berlin ist für die Gasmarkt-Organisation im deutschen Versorgungsgebiet zuständig. Mit seinen rund 100 Mitarbeitenden sorgt die 2021 gegründete THE dafür, dass im Marktgebiet Angebot und Nachfrage von Gas in Balance bleiben. Ab Februar 2022 beschaffte THE im Auftrag der Bundesregierung Gas, um die deutschen Speicher vor dem Winter zu füllen.

Wenige wissen, dass das Herz der deutschen Gasversorgung in Ratingen und Berlin schlägt. Dennoch spielen Sie seit dem Krieg in der Ukraine eine entscheidende Rolle. Erklären Sie uns bitte, wer THE ist.

Torsten Frank: Gern. Trading Hub Europe ist 2021 aus dem Zusammenschluss zweier Unternehmen entstanden. Deshalb haben wir mit Ratingen und Berlin zwei Standorte. Wir haben als Marktgebietsverantwortlicher eine spezielle Rolle im deutschen Gasmarkt inne. Zur Vereinfachung des Marktes wurde die Anzahl der Gebiete immer weiter reduziert, bis vor zwei Jahren die letzten verbliebenen zwei Marktgebiete zusammengelegt wurden und wir heute als Trading Hub Europe (THE) agieren.

Seit Russland Erdgas als Druckmittel einsetzte, ging in Deutschland die Angst vor einem kalten Winter um. Sie sollten das im Auftrag der Bundesregierung verhindern. Was hat Sie dazu in die Lage versetzt?

Zunächst einmal unsere Erfahrung im Management von Energie. Alle relevanten Player, Händler und Versorger, die im deutschen Gasmarkt aktiv sind, haben eine vertragliche Beziehung mit uns, weil sie für die Belieferung ihrer Kunden Mengen durch das deutsche Gasnetz transportieren müssen. Bei uns laufen die Informationen zusammen, unter anderem über die Ein- und Ausspeisungen, die die jeweiligen Kunden im deutschen Gasmarkt vornehmen. Unsere wesentliche Aufgabe ist deren Bilanzierung. Hinzu kommt das sogenannte Regelenenergie-Management. Gasnetze unterliegen Schwankungen. Mal

ist zu viel, dann wieder zu wenig Gas im Netz. Ab einem gewissen Grad kann es erforderlich sein, gewisse Mengen aus dem Netz herauszunehmen oder hineinzugeben. Dafür sorgen wir, indem wir diese Mengen klassischerweise über die Börse beschaffen.

Die Beschaffung von Regelenenergie war Ihre gewohnte Aufgabe, aber dann kam eine neue auf Sie zu, richtig?

In der Tat. Die Reduzierung und später die Einstellung der russischen Gaslieferungen nach Deutschland, die sogenannte Gas-krise, hatte enorme Konsequenzen. Durch den Krieg und den Ausfall von russischen Mengen waren wir plötzlich in einer völlig neuen Situation. Das Thema der Versorgungssicherheit beherrschte die Schlagzeilen, und wir mussten das in Rekordzeit hinbekommen.

Eine anspruchsvolle Mission, die letztlich erfolgreich war. Wenn Sie den wichtigsten Grund dafür nennen würden, welcher wäre das?

Zunächst einmal die Schnelligkeit, mit der das Ganze umgesetzt wurde. Ende Februar

„Das Szenario, dass es gar kein Gas aus Russland mehr geben könnte, lag nicht unbedingt in den Schubladen.“

hatte der Krieg begonnen und wir haben bereits im selben Monat Gespräche mit den zuständigen Ministerien geführt und erste Maßnahmen ergriffen. Wir haben beispielsweise im März im Auftrag des Bundes entsprechende LNG-Mengen beschafft und eingespeichert, wenige Tage, nachdem der Krieg begonnen hatte. Parallel hat der Gesetzgeber das sogenannte Speichergesetz erlassen, ebenfalls in Rekordzeit.

Ende Februar 2022 war noch unklar, was der Krieg für die Belieferung Deutschlands und auch Europas mit russischem Gas bedeutet. Welche Fragen haben Sie sich bei THE gestellt?

Zum einen die Frage, ob Russland weiterhin Gas nach Europa liefern wird. Aber auch unter dem Stichwort Solidarität mit der Ukraine die Frage, ob wir als Deutschland und Europa überhaupt noch Gas aus Russland bekommen wollen. Obwohl damals klar war, dass wir nicht von heute auf morgen auf russische Lieferungen nach Europa komplett verzichten konnten, wurde daran gearbeitet, unabhängig von russischem Gas zu werden.

Gab es im Vorfeld eine Szenarien-Planung für den Fall, dass die russischen Lieferungen plötzlich ausfallen?

Es gab Notfallpläne und ein Krisenmanagement für die Regelung des Bundeslastverteilers. Das heißt, dass die Bundesnetzagentur in einer bestimmten Situation Möglichkeiten hat, Anordnungen gegenüber dem Markt auszusprechen. In der Vergangenheit haben zumindest viele nicht ernsthaft damit gerechnet, dass wir kurzfristig in eine echte Notfallsituation kommen könnten. So gab es zwar vereinzelt technische Probleme oder ein bestimmter Netzbereich hatte vorübergehend nicht die übliche Menge an Gas. Wartungsmaßnahmen gab es auch, damit konnte man umgehen. Aber das Szenario, dass es gar kein Gas aus Russland mehr geben könnte, lag nicht unbedingt in den Schubladen. →

Weil es vielen Beteiligten als zu unwahrscheinlich erschien?

Richtig. Dass von einem Tag auf den anderen einfach alle Mengen ausgeblieben sind, ist zum Glück nicht passiert. Aber die Unsicherheit war da und jetzt ging es praktisch darum, das zu konkretisieren. Was heißt das konkret, wenn auf einer Folie steht: Ein Bundeslastverteiler muss eine Anordnung erlassen. Wer muss da welchen Text an wen schicken? Wo ist welche Datenkommunikation, wo ruft man an oder über welchen technischen Weg übermittelt man Informationen? Uns kam zupass, dass wir schon 2021 begonnen haben, gemeinsam mit der Bundesnetzagentur und dem Bundeswirtschaftsministerium die sogenannte Sicherheitsplattform aufzubauen. Nicht, weil wir da besonders schlau waren und wussten, was passiert. Eine solche Plattform schien für verschiedene Zwecke geboten. Zum einen für eine potenzielle Krise, aber auch für eine Situation der europäischen Solidarität, in der etwa für einen Nachbarstaat Gasmengen verfügbar gemacht werden sollen.

Die Gasbeschaffung ist gelungen, aber es gab auch Kritik an den hohen Kosten dafür. Wie begegnen Sie dieser?

Die Beschaffung war in dieser Phase notwendig, das ging technisch und physisch nicht anders. Zumindest einzelne Speicher waren leer oder nicht so gefüllt, wie es üblicherweise zu erwarten gewesen wäre. Ein Beispiel: Der Speicher Rehden, der auch von Gazprom als Händler genutzt wurde, war faktisch leer. Um so einen großen Speicher



wieder zu befüllen, braucht es sehr lange Zeit. Das liegt einfach an seinen technischen Parametern. Der Speicher kann nur in einem gewissen Tempo befüllt werden. Ähnliches gilt auch für andere Speicher. Es muss relativ früh im Sommer mit der Befüllung begonnen werden, um im Winter den gewünschten Füllstand zu haben. Der letzte Winter war ziemlich warm. Das wusste im Sommer 2022 aber niemand.

Das heißt, man hat aus technischen Gründen nur ein bestimmtes Zeitfenster, um den Speicher zu füllen. Und muss man dann quasi auch jeden Preis bezahlen?

Es gibt die Möglichkeit, die Menge maximal entsprechend den technischen Möglichkeiten über viele Wochen einzuspeichern. Aber dann muss ich mich entscheiden: Wenn mir der Preis an einem bestimmten Tag zu hoch ist, kann ich weniger beschaffen, kann dann aber nicht einspeichern. Und ich kann diese Fehlmenge an Gas nicht nachholen, wenn ich bereits an der techni-

schen Grenze zur Erreichung der geforderten Füllstände angekommen bin. Wenn mein Wunsch ein bestimmter Füllstand ist, dann muss ich jeden Tag maximal einspeichern. Wenn wir weniger Menge beschafft hätten, wären die Füllstandsziele nicht oder eben nur anteilig erreicht worden.

Wagen Sie eine Prognose für den Füllstand des nächsten Winters?

Eine konkrete Prognose kann ich nicht nennen. Die Frage ist, ob wir als THE wieder Mengen beschaffen und einspeichern müssen. Wenn der Markt selbst die gesetzlichen Füllstandsvorgaben erfüllt, weil das von Händlern und den Speicherkunden so gemacht wird, müssen wir als THE vielleicht diesen Sommer gar keine Mengen kaufen. Aber wir stehen bereit. Und dafür haben wir eine Menge an internen Prozessen aufgebaut und inzwischen auch technisch andere Möglichkeiten als in der Ad-hoc-Situation 2022. Sollte die Situation wieder eintreten, könnten wir unsere Aufgaben erfüllen.

„Was man ziemlich sicher sagen kann: Das alte deutsche Niveau des Gaspreises werden wir kaum mehr sehen.“

ZUFRIEDENES FAZIT
Torsten Frank im Gespräch mit Wirtschaftsjournalist Guido Walter: „Wir haben das gut gemacht.“

Dazu trägt auch die Zusammenarbeit mit der Energiebörse EEX bei.

Wie gestaltet sich die?

Die EEX betreibt die Börse, den Handelsplatz und definiert die Produkte. Dass diese Produkte auch so definiert werden, dass sie sinnvoll für den Markt sind, liegt auf der Hand. Eine Börse möchte möglichst viel Volumen abwickeln. Wir beschaffen zumindest in bestimmten Phasen relativ große Volumina. Deshalb ist und bleibt eine enge Abstimmung mit der EEX auch in Zukunft wichtig.

Wann wird der Gaspreis wieder sinken?

Was man ziemlich sicher sagen kann, ist, dass wir das alte deutsche Niveau des

Gaspreises kaum mehr sehen werden. Grob geschätzt lag das über die Jahre betrachtet bei ungefähr 20 € pro MWh. Wir hatten auch mal Preis-Peaks in der Vergangenheit, aber das waren einzelne Ausreißer, und dann gab es auch mal eine Phase, da lag der Gaspreis sogar bei rund 10 €. Aber in der langfristigen Entwicklung pendelte er immer so um die 20 €. Im Moment liegt das Preisniveau höher. Und dass wir zukünftig auf dem Weltmarkt LNG-Mengen zu 20 € die MWh einkaufen können, halte ich für relativ unwahrscheinlich.

Zurück zur Kritik an den Preisen der Gasbeschaffung: Werden Sie in Zukunft mit Terminkontrakten handeln, um mehr Preisstabilität zu erreichen?

Dazu sind wir seit September in der Lage. Anfang Oktober haben wir die ersten Termingeschäfte konkret durchgeführt. Bei diesen Volumina und den Beträgen, die da im Raum standen, war das eine Herausforderung. Wir haben für mehrere Milliarden Euro Mengen Gas gekauft. Im Rückblick

haben wir das gut gemacht. Wir hatten vorher schon viel mit Krediten und ähnlichen Themen zu tun, auch mit Absicherungen. Aber das war eine völlig andere Dimension, etwa Kredite im zweistelligen Milliardenbereich mit der KfW abzuschließen. Da sollte idealerweise nichts schiefgehen. Und deswegen war es richtig, dass die Prüfung und die Bearbeitung sehr gewissenhaft durchgeführt wurden.

Dass es nicht schiefging, sondern gut ausgegangen ist, kann man Ihnen durchaus bescheinigen.

Richtig. Und es ist mir ein Anliegen, in diesem Zusammenhang noch mal zu betonen, dass das für unser Team eine große Herausforderung war. Wir hatten zum Glück viel Unterstützung, auch von anderen Marktteilnehmern. Diese Aufgabe war nichts, auf das wir uns lange Jahre vorbereiten konnten. Für unsere rund 100 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter war es eine enorme Belastung, physisch und psychisch. Aber wir haben all das umgesetzt, was für uns möglich und machbar war.

ANZEIGE

Je mehr Biogas wir regional produzieren können, desto weniger sind wir auf Importe angewiesen.

Thomas Schacht
Betriebsleiter Biogas-Anlage in Vettin



Heizen oder das Licht anmachen, ohne dabei das Klima unnötig zu belasten: **Das geht mit erneuerbarem Biogas.** Mit Anlagen, wie zum Beispiel in Vettin, leistet die Gas- und Wasserstoffwirtschaft nicht nur einen wichtigen Beitrag für die sichere Versorgung, sondern sorgt auch für CO₂-neutrale Energie. **So geht #gasneudenken.**

#gasneudenken



FIRST CARBON STORAGE

Das Schiff „Aurora Storm“ brachte das CO₂ aus Belgien zum Ölfeld Nini West, wo es unterirdisch eingelagert wurde.

Fotos: Wintershall | Illustration: C3 Visual Lab



FACHLEUTE AM WERK

Rund zwei Jahrzehnte lang wurde von der Plattform Nini West aus Öl gefördert. Unersetzliche Erfahrungen, die Project Greensand jetzt bei der Einspeisung von CO₂ zugutekommen.

BYE-BYE, CO₂

Mit der Speicherung von Kohlendioxid in der dänischen Nordsee wird erstmals die gesamte Wertschöpfungskette von Carbon Capture and Storage (CCS) über Ländergrenzen hinweg demonstriert.

D

er Tag, an dem Dänemark ein neues grünes Kapitel in der Geschichte seiner Energiewirtschaft aufschlägt, beginnt grau und weiß. Während der Nacht hat sich eine dünne Pulverschneedecke über das an der Westküste Jütlands gelegene Esbjerg gelegt, der Wind weht kalt vom Meer und lässt die weiße Pracht durch die Hafenanlage wirbeln.

An diesem 8. März findet hier die feierliche Eröffnung von „Project Greensand“ statt: Erstmals wird in der dänischen Nordsee CO₂ unter dem Meeresboden eingelagert. Die Speicherung von Kohlendioxid gilt als verheißungsvolles Verfahren im Kampf gegen die Erderwärmung und ist laut Klimaschutz-Expertenrat IPCC der Vereinten Nationen unverzichtbar, um den globalen Temperaturanstieg annähernd unter 1,5 °C zu halten.

Möglich macht dies die Technologie Carbon Capture and Storage, kurz CCS, mit deren Hilfe sich CO₂ bei industriellen Prozessen einfangen, verflüssigen und in tief liegenden Gesteinsschichten speichern lässt. Project Greensand nutzt dafür ein ausgedientes Ölfeld rund 200 Kilometer vor der Küste von Esbjerg. In 1.800 Metern Tiefe können dort in den kommenden zwei Jahren bis zu 1,5 Millionen Tonnen Kohlendioxid pro Jahr eingespeist werden – bis 2030 sollen es bis zu acht Millionen Tonnen CO₂ jährlich sein.

Eine beeindruckende Zahl, die sich dennoch bescheiden ausnimmt angesichts der Tatsache, dass in der Europäischen Union bis 2050 jedes Jahr rund 300 Millionen Tonnen Kohlendioxid gespeichert wer-

den müssen, um klimaneutral zu werden. Doch es ist ein entscheidender Anfang oder wie Mario Mehren, CEO von Wintershall Dea, es ausdrückt: „Project Greensand ist ein Meilenstein für den Aufbau einer europaweiten CCS-Infrastruktur und damit für den Klimaschutz. Wir zeigen, dass der Transport und die Einspeicherung von CO₂ sicher und zuverlässig über Ländergrenzen hinweg möglich ist und schon bald einen Beitrag zu einer dekarbonisierten Zukunft leisten kann.“

RIESIGES SPEICHERPOTENZIAL

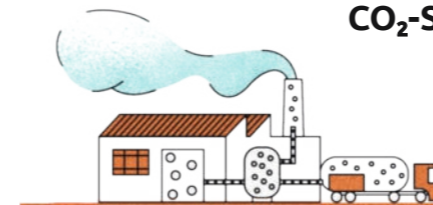
Unter der Federführung des deutschen Öl- und Gaskonzerns Wintershall Dea und der britischen Chemie-Holding INEOS ist ein Konsortium aus 23 Unternehmen und Partnerorganisationen an der Realisierung und Finanzierung von Greensand beteiligt. Dänemark stellt nicht nur seine unterirdischen Lagerstätten zur Verfügung, sondern fördert das Projekt mit zusätzlichen 26 Millionen Euro aus der Staatskasse. Das Land verfolgt damit zwei Interessen: Zum einen muss es, wie alle europäischen Nationen, jede erdenkliche Maßnahme ergreifen, um seine eigenen Klimaziele zu erreichen. Zum anderen soll dank der CCS-Technologie künftig auch ausländisches CO₂ im dänischen Untergrund eingelagert werden. Das Speicherpotenzial, so

Dänemarks Energieminister Lars Aagaard auf der Eröffnungsfeier, sei weitaus größer als die Emissionen des Königreiches.

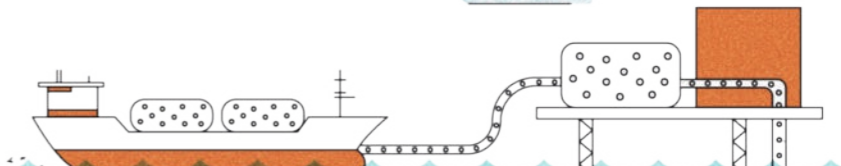
Passend zum Anlass: Wenig später betritt Dänemarks Kronprinz Frederik die Bühne, um den symbolischen Startschuss für die erste CO₂-Einspeicherung zu geben. Er erinnert daran, dass rund 50 Jahre zuvor sein Vater, Prinz Henrik, ein damals ebenfalls viel beachtetes Kommando in Sachen Energieversorgung gegeben habe: den Beginn der dänischen Offshore Öl- und Gasförderung. Diese mittlerweile erschöpften Felder würden nun zur Verpressung von Kohlendioxid genutzt. „Heute schlagen wir ein neues Kapitel für die Nordsee auf, ein grünes Kapitel“, so der Thronfolger. Damit unterstreicht er, was zu Beginn der Veranstaltung die Präsidentin der EU-Kommission, Ursula von der Leyen, in einer Videobotschaft gesagt hatte: „Dass die Nordsee eine immer entscheidendere Rolle für Europas CO₂-neutrale Zukunft spielt.“ Project Greensand sei ein wichtiger Moment für den ökologischen Wandel in Europa, so von der Leyen.



CCS: Der Weg zur sicheren CO₂-Speicherung



ABSCHIEDUNG Das für Project Greensand eingefangene CO₂ stammt aus der Ethylenoxidanlage von INEOS im belgischen Antwerpen, wo es nach der Abscheidung gekühlt, gereinigt und verflüssigt wird, um es dann in Tankcontainern zu lagern und später zu verschiffen.



TRANSPORT Per Schiff wird das flüssige CO₂ zum Feld Nini West im dänischen Teil der Nordsee transportiert. Das CO₂ lagert dabei während der Pilotphase sicher in extra angefertigten Containern. Sobald Project Greensand seine volle Kapazität erreicht hat, kommen für die Beförderung speziell für diesen Zweck gebaute Transportschiffe zum Einsatz.

SPEICHERUNG Das flüssige CO₂ wird über Bohrlocher in die 1.800 Meter tief gelegenen Sandsteinschichten der Nini-West-Lagerstätte geleitet. Die unterirdischen Speicherfelder werden seit vielen Jahren untersucht sowie neue, wegweisende Technologien zur Überwachung der sicheren CO₂-Speicherung entwickelt.

HOHER BESUCH

Dänemarks Kronprinz Frederik beim Festakt in Esbjerg: „Ein neues, grünes Kapitel für die Nordsee“

Neben der für den Klimaschutz essenziellen Speicherung industrieller Restemissionen kann CCS auch einen wichtigen Beitrag leisten, wenn es um die zukünftige europäische Wasserstoffversorgung geht. Bei der Reformierung und Erzeugung von blauem Wasserstoff aus Erdgas entsteht nämlich CO₂, das über CCS sicher gespeichert werden kann.

Dass wir vor einer weitreichenden Energiewende stehen, betonte auch der Vorstandsvorsitzende von INEOS Energy, Brian Gilvary: „In den letzten 120 Jahren hatten wir die Kohle, dann kamen Öl, Gas und andere Kraftstoffe. Die aktuelle Veränderung ist außergewöhnlich, weil sie eine Vielzahl neuer Energiequellen erfordert.“ Für das Gelingen der Energiewende sei CCS eine Grundvoraussetzung, so Gilvary. Mittels CCS CO₂ abzuscheiden und zu speichern bedeute, die nächste Phase dieser Energiewende zu ermöglichen – blauer Wasserstoff solle bis zu 50 Prozent des künftigen Energiemixes ausmachen.

MEHR ENERGIE FÜR MEHR MENSCHEN

Abgesehen davon, so Gilvary, gäbe es da noch eine nicht zu ignorierende Tatsache: Zusätzlich zu den bereits auf der Erde lebenden acht Milliarden Menschen wachse die Weltbevölkerung jedes Jahr um rund 85 Millionen Menschen. Eine Zahl, die in etwa der Einwohnerzahl Deutschlands entspricht. Unmöglich, all diese Menschen allein mit erneuerbaren Energien zu versorgen. „Fossile Energien werden noch geraume Zeit eine wichtige Rolle spielen, auch wenn man diese nicht mehr ohne Abtrennung von CO₂ nutzen können“, sagt Gilvary. „Während wir einerseits die noch nie da gewesenen Investitionen in grüne Energie vorantreiben, müssen wir uns auch mit dem Kohlenstoff beschäftigen, der mit den heute vorhandenen Grundlastenergien wie Kohle, Öl und Gas verbunden ist.“

Doch was passiert bei Project Greensand eigentlich genau? In der Ethylenoxid-Raffinerie am belgischen →

**KLARE ANSAGE**

Ursula von der Leyen, Präsidentin der EU-Kommission: „Ein wichtiger Schritt in Richtung europäische Klimaneutralität“

MISSION ERFOLGREICH

Von links: David Bucknall, Mads Gade und Brian Gilvary (INEOS), Frederik von Dänemark, der dänische Energieminister Lars Aagard, Mario Mehren und Hugo Dijkgraaf (Wintershall Dea)



INEOS-Standort wird Kohlendioxid eingefangen, unter hohem Druck verflüssigt und in Tankcontainer gefüllt. Ein Offshore-Versorgerschiff nimmt die Container im Hafen von Antwerpen an Bord und transportiert sie zur ehemaligen Ölplattform Nini West im dänischen Teil der Nordsee. Unter Nutzung der vorhandenen Infrastruktur wird dort das flüssige Treibhausgas in die ausgedienten Sandsteinschichten gepumpt, aus denen zuvor Öl und Gas gefördert wurden. „Wintershall Dea und INEOS nutzen zwei Jahrzehnte Erfahrung aus der Ölförderung im Feld Nini West und verfügen über umfassende Kenntnisse der genutzten Lagerstätten“, sagt Wintershall Dea-Vorstand und CTO Hugo Dijkgraaf.

Der grenzüberschreitende CO₂-Transport von Belgien nach Dänemark ist möglich, weil die Staaten vergangenes Jahr ein bilaterales Abkommen unterzeichnet haben. „Die ersten Schritte sind gemacht“, so Dijkgraaf. „Nun müssen weitere bilaterale Abkommen folgen, um emissionsintensive Industrien mit dieser und anderen Lagerstätten in der Nordsee zu verbinden.“

Das gilt insbesondere für Deutschland, den größten Emittenten Europas. Ausgerechnet dieser verbietet im aktuellen Kohlendioxidspeicherungsgesetz (KSPG) sowohl die unterirdische Speicherung im eigenen Land als auch den Export von CO₂. „Ich bin zuversichtlich“, sagt Mario Mehren, „dass Deutschland als größter Emittent Europas die Verantwortung übernimmt, einen rechtlichen Rahmen zu schaffen, der den Transport von CO₂, den Export und hoffentlich auch die Speicherung ermöglicht.“

„CO₂ LIEBER IN DIE ERDE“

Aktuell kommt Bewegung in die Debatte, nachdem auch die im Dezember 2022 abgeschlossene Evaluierung des CO₂-Speicherungsgesetzes Handlungsbedarf ergeben hat. Im Rahmen ihrer Carbon-Management-Strategie prüft die Ampelkoalition den Nutzen von CCS zum Klimaschutz, vor allem für Branchen, in denen sich



„Project Greensand ist ein Meilenstein für den Aufbau einer europaweiten CCS-Infrastruktur.“

Mario Mehren
CEO Wintershall Dea

Treibhausgasemissionen gar nicht oder nur zum Teil vermeiden lassen, wie etwa bei der Zement-, Kalk- und Stahlherstellung. So vertritt denn auch Wirtschafts- und Energieminister Robert Habeck die Ansicht: „CO₂ lieber in die Erde als in die Atmosphäre.“

Klimaschützer und Umweltaktivisten sehen die CCS-Technologie kritisch. Sie würde das Problem lediglich verlagern und bremse den Ausbau erneuerbarer Energien. Außerdem warnen sie vor Gefahren, die durch undichte Lagerstätten drohen könnten, sowie vor den hohen Kosten. „Natürlich ist CCS nicht das Allheilmittel für den Klimaschutz“, sagt Hugo Dijkgraaf. „Aber es ist ein extrem wichtiges Element für den industriellen Sektor.“ Zudem weist er darauf hin, dass die CCS-Technik schon seit vielen Jahrzehnten erprobt und angewendet wird. Eine kontinuierliche Überwachung vorausgesetzt, lagert das Kohlendioxid über viele Hundert Jahre ebenso sicher unter der Erde wie zuvor Öl und Gas.

Als wenig klimaneutral beurteilen Umweltorganisationen auch den Transport des Kohlendioxids. Und in der Tat erscheint es nicht sonderlich plausibel, CO₂ Tausende Kilometer per Lkw und Schiff durch die Lande und übers Meer zu

fahren, um es zu lagern. Hier setzt Project Greensand langfristig auf den Bau von CO₂-Hubs und Pipelines, um das Kohlendioxid wo immer möglich künftig direkt zu den Lagerstätten auf hoher See zu transportieren.

Kurzfristig ist der Schiffstransport eine Lösung. „Bis eine Pipeline genehmigt und gebaut ist, vergeht enorm viel Zeit“, sagt David Bucknall, CEO von INEOS Energy. „Mit Schiffen ist die Beförderung von CO₂ sofort möglich. Darüber hinaus lassen sich auch kleinere Mengen Kohlendioxid verschiedener Erzeuger an unterschiedlichen Knotenpunkten einsammeln und zum nächstgelegenen Speicherplatz bringen.“

Je stärker CCS genutzt wird, desto kostengünstiger wird die gesamte Infrastruktur. Dass sich das Verfahren durchsetzen wird, davon ist das Greensand-Konsortium überzeugt. Dabei spielen die stetig steigenden Preise für CO₂ im europäischen Emissionshandel ebenso eine Rolle wie die Tatsache, dass nicht mehr viel Zeit bleibt, um die Erderwärmung auf deutlich unter zwei Grad Celsius zu begrenzen. Dazu müssen wir uns alle anpassen und verändern, ob als Gesellschaft, Industrie, Unternehmen oder in der Politik.

Ein wichtiger Schritt dafür ist jetzt in Esbjerg gemacht worden. Sogar das Wetter belohnt später an diesem Märztag alle Beteiligten mit einem strahlend blauen Himmel und klarer Sicht.

Jetzt loslegen!

Wasserstoff ist der Schlüssel für das Gelingen der Energiewende. Investoren stehen in den Startlöchern. Was fehlt, sind bessere Rahmenbedingungen für einen dynamischen Markthochlauf, sagt Dr. Thomas Gabelmann.

Allein in Deutschland summieren sich die benötigten Investitionen für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien und deren Netzintegration einerseits sowie für den Aufbau von Elektrolyseuren und das geplante Wasserstofftransportnetz andererseits bis zum Jahr 2030 auf mehrere Hundert Milliarden Euro. Den ganz überwiegenden Teil dieser Investitionsausgaben werden private Akteure stemmen.

Während das Zielbild einer nachhaltigen Energiewirtschaft mit der vielfach skizzierten Partnerschaft von zusätzlichen Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energieträger und grünen Wasserstoff zunehmend an Klarheit gewinnt, ist der Weg dorthin jedoch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Diese herrschen insbesondere in Bezug auf den Markthochlauf einer Wasserstoffwirtschaft in der Übergangsphase bis 2030 vor. Worauf kommt es bei den weiteren Weichenstellungen an?

1. Durch orchestrierte Industriepolitik Investitionsgrundlagen schaffen.

Angesichts der Dimension und der industriepolitischen Dynamik hinter der Neuordnung der internationalen Energiehandelsbeziehungen zwi-



DR. THOMAS GABELMANN
ist Managing Director des Finanzberatungsunternehmens HKCF Corporate Finance. HKCF legt seinen Fokus auf Projekte in der Energie- und Infrastrukturwirtschaft.

schen den Herstellerländern und den Verbrauchsschwerpunkten kommt es auf eine konsistente europäische Wasserstoffstrategie an. Hierbei sind Wettbewerbsvorteile auf Basis der bestehenden Gas- und LNG-Infrastruktur zu nutzen, Regulierungserfahrung aus der Strom- und Gasnetzwirtschaft einzubeziehen und insgesamt auf einen effizienten Hochlauf zu achten, der die eingesetzten Ressourcen und den jeweiligen Beitrag im Blick hat.

Zudem wird die zukünftige Wasserstoffwirtschaft in einem hohen Maß vernetzt sein. Daher werden klare Begriffsdefinitionen mit Blick auf den grünen Wasserstoff, Zertifizierungssysteme und bilanzielle Handelbarkeit

wichtig, damit Märkte die regionale und intersektorale Vernetzung organisieren können.

Private Akteure werden Investitionsentscheidungen unter den realen Markt- und Regulierungsbedingungen treffen und nur bei Vertrauen in einen funktionierenden Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ihre Projekte realisieren können.

2. Den Startknopf drücken.

Zahlreiche Unternehmen der Energiewirtschaft, des Gewerbes und der Industrie haben in den zurückliegenden Jahren an den konkreten Fragen der Herstellung, des Transports und der Verwendung von Wasserstoff gearbeitet und für sich eine Anwendung beziehungsweise Marktrolle entwickeln können. Insofern bewähren sich Reallabore und IPCEI-Projekte (IPCEI = Important Project of Common European Interest) grundsätzlich. Was nun aber fehlt, ist ein starkes Signal für einen breiten und dynamischen Beginn des Markthochlaufs.

Vor diesem Hintergrund erscheint der nun von zahlreichen Marktteilnehmern formulierte Appell für ein „1-GW- Starterprogramm“, das heißt für die Realisierung von einem Gigawatt Wasserstoffherstellung noch in dieser Legislaturperiode, richtig. Der Aufruf zeigt auf, welche Bausteine ein Starterprogramm umfassen müsste: Nutzung bewährter Ausschreibungsverfahren, Zulassung breiter Nutzergruppen, Rückgriff auf bestehende Netzinfrastruktur und schließlich eine Umsetzungsgeschwindigkeit, die gegebenenfalls auch nicht auf die finalen Festlegungen in den Delegierten Rechtsakten der EU-Kommission wartet.

Wichtig erscheint hier insbesondere der Aspekt, den Fokus der Diskussion nicht nur auf großindustrielle Anwendungsfelder zu legen, sondern eine signifikante Marktbreite über die Einbindung vieler Nutzersektoren zu ermöglichen.

Illustration: C3 Visual Lab | Foto: MWIKEN/ Brauer

Nordrhein-Westfalen soll die erste klimaneutrale Industrieregion Europas werden – mit einer integrierten Transformationsstrategie.

Wie das gelingen kann, sagt Wirtschaftsministerin Mona Neubaur

1 Sie wollen die Industrie in NRW transformieren. Wo stehen Sie gerade?

Die Transformation der Industrie erfordert große Mengen an erneuerbarer Energie, um Prozesswärme in Zukunft klimaneutral zu erzeugen. Wo dies technisch nicht möglich ist, insbesondere im Höchsttemperaturbereich, kommt grünem Wasserstoff eine große Bedeutung zu. Wir arbeiten daher intensiv am Ausbau der erneuerbaren Energien und der Bereitstellung von Wasserstoff. Viele Industriebranchen werden auch weiterhin auf kohlenstoffhaltige Rohstoffe angewiesen bleiben. Der Aufbau einer nachhaltigen Kohlenstoffwirtschaft ist deshalb ein zentrales Anliegen.

2 Für den Transformationsprozess der Industrie wurde eigens eine Carbon-Management-Strategie entwickelt. Wie sieht diese konkret aus?

Unsere Carbon-Management-Strategie verfolgt eine klare Hierarchie: Dekarbonisierung › Defossilisierung › CO₂-Management. All jene Prozesse, die auf Kohlenstoff verzichten können, sollen dekarbonisiert werden, etwa durch Prozesswärmeumstellung oder Einsatz inerter Anoden in der Aluminiumherstellung. In Branchen wie der chemischen Industrie geht es um Defossilisierung mit dem Ersatz von fossilen durch biogene oder sekundäre Rohstoffe. Übrig bleiben Hard-to-abate-Branchen wie die Zement- und Kalkindustrie. Wo unvermeidbar CO₂ entsteht, ist eine Abscheidung und klimaneutrale Nutzung oder Speicherung unerlässlich.

3 Ein Modell, das auch auf Bundesebene Schule machen sollte?

Die Transformation unseres Industrielandes ist ein Großprojekt, das nur gemeinsam, im Zusammenwirken von Unternehmen und allen politischen Ebenen gelingen kann. Die Bundesregierung arbeitet an einer nationalen Carbon-Management-Strategie, die insbesondere das CO₂-Management in den Blick nehmen und angrenzende Themen gesondert behandeln wird. Als Industrieland Nordrhein-Westfalen setzen wir aufgrund der besonderen Herausforderungen bei dem Erhalt unseres komplexen Wertschöpfungsnetzwerkes auf eine integrierte Industrietransformationsstrategie. Dies alles wird zusammenwirken und einen Transformationspfad aufzeigen.

MONA NEUBAUR
ist Ministerin für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie sowie stellvertretende Ministerpräsidentin des Landes Nordrhein-Westfalen.

Worauf man sich verlassen kann

Die Energieversorgung der Zukunft ist erneuerbar. Doch was, wenn die Sonne mal nicht scheint oder der Wind nicht weht? In diesem Fall braucht man ein verlässliches Back-up.

Effizient: Strom und Wärme aus Erdgas

Weithin sichtbar: das Heizkraftwerk Lausward mit dem berühmten grün beleuchteten sogenannten Stadtfenster von Block Fortuna. Das 2016 in Betrieb genommene Erdgaskraftwerk gilt als eines der modernsten der Welt und versorgt die Metropole Düsseldorf verlässlich, effizient und klimafreundlich mit Strom und Fernwärme. Neben den erneuerbaren Energien brauchen wir flexibel steuerbare Kapazitäten – und Gaskraftwerke wie das in Düsseldorf sind optimal, um diese bereitzustellen. Weiterer Pluspunkt: Später können sie mit Wasserstoff betrieben werden.



Fotos: Paul Langrock/laif

Biogasanlagen: die grüne Alternative

In Leizen, Mecklenburg-Vorpommern, steht diese Biogasanlage, die von der VNG-Tochter BALANCE Erneuerbare Energien GmbH mit Sitz in Leipzig betrieben wird. Anlagen wie diese sind aus dem erneuerbaren Energiemix von morgen nicht wegzudenken. Zu den Vorteilen zählen: Planbarkeit, Flexibilität und Verlässlichkeit. Das Konzept der Leizener Biogasanlage umfasst neben der Biogasaufbereitung und der Einspeisung ins Gasnetz auch eine Vor-Ort-Verstromung im Blockheizkraftwerk samt Einleitung ins Stromnetz. Potenzial: rund 2.200 Haushalte mit grünem Gas und 2.000 Haushalte mit grünem Strom zu versorgen.



Einfach unwiderstehlich: Wasserkraft

Was hier zu sehen ist, ist eigentlich eine gigantische Batterie. Das Becken des von RWE betriebenen Pumpspeicherkraftwerks liegt 160 Meter oberhalb des Hengsteystausees bei Hagen. Ist der Strombedarf hoch, weil Photovoltaik oder Windkraft schwächeln, fließt Wasser abwärts und erzeugt dabei Strom. In Zeiten von Stromüberschuss pumpt das Kraftwerk das Wasser hoch ins Speicherbecken. Eine bestechende Technologie – die derzeit viel Zuspruch erfährt: In den kommenden sieben Jahren sollen weltweit weitere 78 Gigawatt Strom aus Pumpspeicherkraftwerken kommen – ein Plus von fast 50 Prozent.

Fotos: tdp/Rupert Oberhaeuser

**VOLLTANKEN, BITTE!**

Der Tankvorgang verläuft sicher und schnell. Die Standzeiten sind gering.

G

latt, weiß und glänzend ragt der schlanke Zylinder in den wolkenverhangenen Himmel über dem Mannheimer Hafen. Sein Anblick ist hier, mitten im Industriegebiet, nichts Außergewöhnliches. Das, was in ihm steckt, ist es umso mehr. Denn sein Inhalt trägt maßgeblich zur Energiewende im Schwerlastverkehr auf der Straße bei: LNG, das sukzessive durch flüssiges Biomethan (Bio-LNG) ersetzt wird, erzeugt aus Gülle und Reststoffen. Bio-LNG kann, über den gesamten Prozess von Herstellung bis Verbrauch betrachtet (Well-to-Wheel), die Treibhausgasemissionen eines Lkw auf nahezu null reduzieren.

Fotos: ViGo Bioenergy

Über Tankwagen werden bis zu 100 m³ des klimaneutralen Kraftstoffs in den Zylinder gepumpt, der anders als Diesel nicht in Litern, sondern in Kubikmetern bemessen wird. Die Menge reicht aus, um rund hundert Lkw mit Bio-LNG zu betanken. An diesem Tag Ende Februar ist es das erste Mal seit Errichtung der Tankstelle im Jahr 2021, dass die Betreiberfirma ViGo Bioenergy den Standort mit einer Lieferung aus 100 Prozent flüssigem Biomethan versorgt.

BIO-LNG STATT DIESEL

Deren Geschäftsführer Christian Schneider freut sich über den Meilenstein in der Geschichte seines 2015 gegründeten Unternehmens. „Ausgehend von der Grundidee, LNG für den Transportsektor nutzbar zu machen, haben wir in kurzer Zeit ein deutschlandweites Netzwerk an Tankstellen entwickelt“, sagt Schneider. 25 Tankstellen umfasst dieses Netz derzeit, bis Ende des Jahres sollen fünf weitere hinzukommen. „Die Substitution von fossilem LNG durch Bio-LNG steht jetzt im Vordergrund unserer Bemühungen.“

Zwei Fuhrunternehmen, die Raben Group sowie Merkle Spedition und Transport, sind mit Trucks an der Tankstelle vorgefahren. Beide haben ihre Flotten zum Teil schon auf den Betrieb mit LNG umgestellt. Ihre Fahrzeuge erfüllen die strengen Vorschriften der Euro-VI-Abgasnorm. Auf unter -160 Grad gekühltes Erdgas verbrennt sauberer als Diesel, der CO₂-Ausstoß ist um bis zu 20 Prozent geringer als beim herkömmlichen Kraftstoff. Mit dem Bio-LNG können sie ihren CO₂-Fußabdruck nun deutlich reduzieren. Raben und Merkle stehen an diesem Tag stellvertretend für die Transformation des Schwerlastverkehrs hin zu klimaverträglicheren Antrieben. Eine Transformation, die angesichts des Klimawandels dringend notwendig und politisch gewollt ist.

Bis 2030 sollen die Treibhausgasemissionen im Straßenverkehr laut Klimaschutzgesetz (KSG) auf 85 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent sinken; im vergangenen Jahr wurden noch 148 Millionen Tonnen ausgestoßen. Etwa ein Viertel der Emissionen entfiel auf den Gütertransport mit schweren Lastkraftwagen ab zwölf Tonnen Gewicht, mithin ungefähr 37 Millionen Tonnen. Davon wiederum stammten etwa 45 Prozent von den vor allem im Fernverkehr eingesetzten 40-Tonnern unter den Sattelzugmaschinen und Lkw. Rund 150.000 dieser Lkw werden in Deutschland betrieben.

Theoretisch ließen sich allein hier bis zu etwa 17 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent durch Antriebe einsparen, die weniger oder keine Treibhausgase verursachen. Dazu zählen neben LNG und vor allem →

DRUCK- BETANKUNG

Um den Lkw-Verkehr zu dekarbonisieren, stehen verschiedene Antriebe zur Verfügung. Vielversprechend ist die Nutzung von LNG und Bio-LNG. Doch es gibt Hürden.

**ZAPFSÄULE**

Im Mannheimer Hafen steht eine LNG-Tankstelle, an der Lkw 100 Prozent Bio-LNG tanken können.

Bio-LNG auch Elektromotoren und Brennstoffzellen mit Wasserstoff als Energieträger. Und praktisch? Das zwischen 2018 und März 2021 eingerichtete Förderprogramm „Energieeffiziente und/oder CO₂-arme schwere Nutzfahrzeuge“ (EEN) hat die Verbreitung alternativer Antriebe im Schwerlastverkehr deutlich erhöht. Die meisten Förderanträge bezogen sich dabei mit 87 Prozent auf LNG-Fahrzeuge. Derzeit sind etwa 4.800 schwere Lkw mit LNG-Antrieb in Deutschland zugelassen.

Nicht von ungefähr: Die Technologie ist erprobt, die entsprechenden Fahrzeuge und Tankstellen sind verfügbar. Mit LNG betriebene Lkw erzielen ähnlich hohe Reichweiten wie ihre mit Dieselmotoren ausgerüsteten Pendanten. Sie lassen sich außerdem schnell auftanken, sodass es zu geringen Standzeiten kommt. Das ist vor allem im Schwerlastfernverkehr von wirtschaftlicher Bedeutung.

In einer Studie des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) über den Einsatz alternativer Antriebe heißt es: „E-Mobilität ist für einen großen Teilbereich der Mobilität einsetzbar (Pkw, leichte Nutzfahrzeuge). Bei schweren Nutzfahrzeugen wird Gastechologie (...) z.Zt. aufgrund technologischer Vorteile umgesetzt.“ Für die Autoren hat Bio-LNG besonders im Fernverkehr das Potenzial, den Diesel zu ersetzen.

Das gilt prinzipiell auch für den Brennstoffzellenantrieb, jedoch ist die Technologie für schwere Lkw noch nicht massentauglich. TÜV Rheinland urteilte noch vor kaum drei Jahren: „Bei Brennstoffzellen-, Oberleitungs- und Batterieantrieb sind Technologie und Infrastruktur für den Unternehmensalltag noch nicht genügend ausgereift.“ Hinzu kommen die hohen Anschaffungskosten für Lkw

mit Brennstoffzelle. Je nach Reichweite können sie laut dem International Council on Clean Transportation (ICCT) bis zu 550.000 Euro betragen, etwa fünfmal so viel wie für ein Diesel-Fahrzeug und mehr als dreimal so viel wie für einen LNG-betriebenen Lkw. Die Anschaffungskosten dürften nach ICCT-Einschätzung aber bis zum Ende des Jahrzehnts um bis zu 23 Prozent sinken.

Bei den Zulassungszahlen in Deutschland zeigt sich, dass der Brennstoffzellenantrieb noch nicht im Markt für Schwerlastverkehr angekommen ist. Nach Angaben der NOW – Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie – sind derzeit 43 Lkw mit Brennstoffzellentechnologie unterwegs. Hersteller wie Mercedes, Volvo und Hyundai setzen allerdings auch auf diesen Antrieb und haben ihre Anstrengungen im Zuge der Nationalen Wasserstoffstrategie intensiviert. Um die gewünschten Klimaeffekte zu erzielen, muss der Wasserstoff am besten unter Einsatz erneuerbarer Energien hergestellt werden (grüner Was-

serstoff). Alternativ kommen außerdem Verfahren infrage, die das anfallende CO₂ abscheiden und speichern bzw. nutzen (blauer und türkiser Wasserstoff). Produktionskapazitäten und Infrastruktur dafür sind im Aufbau.

Mit LNG und Bio-LNG betriebene Schwerlasten können, was die Treibstoffkosten betrifft, mit Dieselantrieben mithalten. Vor dem Ukraine-Krieg war LNG sogar stets günstiger. Nach dem Preisanstieg im vergangenen Jahr mit einer Vervierfachung des Tankstellenpreises hat sich die Situation wieder annähernd normalisiert. Im März lagen die Kosten für LNG im Durchschnitt bei 0,131 €/kWh, für Diesel bei 0,164 €/kWh.

PREISSPRUNG DURCH UKRAINE-KRIEG

„Das letzte Jahr war existenzbedrohend“, sagt David Brokholm, Geschäftsführer von KP Logistik mit Sitz in Wustermark. Das aus Dänemark stammende Fuhrunternehmen betreibt mit 110 Fahrzeugen eine der größten LNG-Flotten in Deutschland. „Die Kosten wuchsen uns binnen Kurzem über den Kopf“, sagt der Firmenchef. 2019 hatte KP Logistik seinen Fuhrpark auf verflüssigtes Erdgas umgestellt. „Es war die größte Einzelinvestition in der Geschichte unseres Unternehmens“, so Brokholm. Gestemmt hat sie KP Logistik dank EEN-Förderung – verbunden mit der Erwartung, auf einen Antrieb zu setzen, der als klimafreundlich anerkannt wird.



„Die Substitution von fossilem LNG durch Bio-LNG steht im Vordergrund unserer Bemühungen.“

Christian Schneider,
Geschäftsführer ViGo Bioenergy



GUTE FAHRT!

Ein Volvo Truck FH mit Gasantrieb, je nach Tankgröße hat er eine Reichweite von bis zu 1.000 Kilometern.

Doch genau das steht derzeit auf der Kippe. Politisch werden LNG und Bio-LNG ausgebremst. So wird mit dem Förderprogramm für Klimaschonende Nutzfahrzeuge und Infrastruktur (KsNI), das den Vorläufer EEN ablöste, die Förderung seit zwei Jahren auf Batterieelektrofahrzeuge (BEV), Hybridelektrofahrzeuge (PHEV) und Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV) beschränkt. Noch nicht gelöst ist dabei die Frage, wie der massive Strombedarf und eine ausreichende Zahl an Ladesäulen für das Megawatt-Charging dieser Lkw zur Verfügung gestellt werden können.

Ende dieses Jahres läuft auch die Mautbefreiung für erdgasbetriebene Lkw aus. 2026 entfällt zudem die Steuerbegünstigung, von 2024 an wird sie schrittweise abgesenkt. „Wir teilen die Ziele der Politik“, sagt Brokholm, „und wir folgen den Vor-

gaben.“ Doch Unternehmen bräuchten Planungssicherheit: „Wenn der Weg nicht klar ist, wird es für uns schwierig.“

Brokholm steht zur Umstellung seiner Flotte. Zusammen mit ViGo Bioenergy hat KP Logistik drei LNG-Tankstellen auf eigenen Betriebsgeländen errichtet, an denen die Lkw mit sauberem Treibstoff versorgt werden. ViGo-Geschäftsführer Schneider will schon bis Ende 2023 den Anteil an Bio-LNG komplett auf 100 Prozent hochfahren. „Als Bio-LNG liefern wir ausschließlich nach der Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED II zertifiziertes Advanced Bio Fuel, das aus Reststoffen und Gülle entlang der gültigen Normen hergestellt wurde“, sagt er. Bio-LNG bezieht das Unternehmen aus dem europäischen Ausland, dort wird es direkt an den Biomethan-Produktionsanlagen

verflüssigt. Mit Biomethan-Herstellern in Deutschland sei er im Gespräch, um an den jeweiligen Standorten eigene Verflüssigungsanlagen zu errichten, so Schneider.

Das Potenzial ist vorhanden: Laut der Studie des DVGW stehen ab 2030 rund 61 TWh an Bio-LNG zur Verfügung. Das würde reichen, um 120.000 bis 150.000 Lkw zu versorgen. „Die CO₂-Vermeidungskosten in der Mobilität sind vergleichsweise hoch, sodass hier ein attraktiver Markt für Biomethan besteht“, heißt es in der Studie. Damit stünden ausreichend Kapazitäten für die Dekarbonisierung des Schwerlastverkehrs zur Verfügung.

GAS? KLAR!

Gasheizungen sind aus deutschen Heizungskellern noch lange nicht wegdenkbar. Klimaneutralität im Gebäudesektor lässt sich daher am schnellsten durch Technologievelfalt erreichen.

49,3%

des Wohnungsbestands werden mit Gas beheizt.

Erdgas ist immer noch der meistgenutzte Energieträger zum Heizen. Deshalb ist es unabdingbar, dass auch für Besitzer von Gasheizungen eine Lösung zur Dekarbonisierung angeboten wird. Diese könnte zum Beispiel CO₂-armer Wasserstoff heißen. Moderne Gasheizungen vertragen schon heute ohne Weiteres eine Beimischung von bis zu 20 Prozent Wasserstoff.



Fotos: iStock, Getty Images

60%

der 2022 neu eingebauten Wärmeerzeuger waren Gasheizungen.



Rund 760.000 Tonnen CO₂ wurden im vergangenen Jahr durch die etwa 600.000 neu installierten Gasheizungen eingespart, die ältere, ineffiziente Modelle ersetzen. Sparpotenzial bietet auch der Einbau von Wärmepumpen, hier sind die Verkaufszahlen um mehr als 50 Prozent angestiegen. Allerdings: Nicht alle Bestandsgebäude eignen sich für den Einsatz von Wärmepumpen – für das Gelingen der Energiewende brauchen wir eine Vielfalt von Technologien.

Guter Stoff

Wer bei Siemens Energy einen leistungsfähigen Elektrolyseur bestellt, könnte es mit Anne-Claire Schubert zu tun bekommen. Und das wäre ein Glück: Die Projektleiterin punktet mit Erfahrung, Resilienz und großer Leidenschaft für das Thema Wasserstoff und Dekarbonisierung.

Noch ist der Campus im mittelfränkischen Erlangen teilweise Baustelle, aber wenn er endgültig fertiggestellt ist, sollen hier rund 17.000 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter von Siemens und Siemens Energy arbeiten. Für Anne-Claire Schubert ist der Weg über die Baustelle Alltag – und nichts, das sie stören könnte. In ihrem Job ist der Wandel der Normalzustand: Die 46-Jährige ist Projektleiterin für Elektrolyseanlagen bei Siemens Energy. Oder anders gesagt: Sie trägt mit ihrer Arbeit zum Gelingen der Energiewende bei, indem sie dafür sorgt, dass Wasserstoffanlagen im zweistelligen Megawattbereich bei Kunden installiert werden. Und das ist noch lange nicht das Ende: Siemens Energy baut zurzeit in Berlin an einer Produktionsanlage für Elektrolyseure im Gigawatt-Bereich, Eröffnung soll noch in diesem Jahr sein.

Siemens Energy ist einer der großen Player auf dem wachsenden Markt für Elektrolyseure. Die Konkurrenz sitzt in den USA, in Europa, in China. Oftmals sind es Start-ups, die sich auf das Thema spezialisiert haben. Hier sieht sich Siemens Energy im Vorteil, vor allem weil man auf jahrzehntelange Erfahrung bauen kann. Und auf Projektmanagerinnen wie Anne-Claire Schubert. Seit 2015 ist sie im Konzern für das Thema Wasserstoff im Einsatz, es ist ein Thema, für das sie brennt: „Ich finde es sexy, im Bereich Wasserstoff zu arbeiten, weil es innovativ ist.“

STÄNDIGER DRUCK IST TEIL IHRES JOBS

Ihr aktuelles Projekt nimmt schon seit Monaten ihre Zeit voll in Anspruch: „Manchmal wünsche ich mir, dass mein Tag 30 Stunden hätte“, sagt sie und lacht. Mehr als zwei Jahre wird sie an diesem Projekt gearbeitet haben, wenn die 50-Megawatt-Anlage, die aus drei großen Elektrolyseuren besteht, dann in Betrieb geht. Um jede Menge Details muss Schubert sich kümmern – und darf dabei das große Ganze nicht aus den Augen verlieren. Dazu kommt ein enormer Zeitdruck, denn jeder Tag, den eine Anlage nach dem vereinbarten Termin fertig wird, kann Tausende Euro Strafe nach sich ziehen.

Dieser Druck sei eben Teil ihres Jobs, so Schubert. Und dass sie ihn so gut aushält, hat mit ihrer Vergangenheit zu tun. Die Französin kam nach dem Studium der Verfahrens-

technik nach Deutschland. Damals sprach sie kaum Deutsch, heute ist ihr Akzent nur noch ein charmantes Echo. Angefangen hat sie bei Siemens in der Hochspannungstechnik, schaffte es schon mit Mitte 20 zur Projektleiterin. Dann der Bruch, die Neuausrichtung: Mit ihrem Mann, einem Deutschen, zog Anne-Claire Schubert für vier Jahre nach China. Dort begann sie ein zweites Studium, Umwelttechnik: „Mir war klar, dass ich nach der Rückkehr zwar wieder als Projektleiterin arbeiten will – aber nicht mehr im Bereich Schaltanlagen.“ Dekarbonisierung wurde zu ihrem Thema. Nach ein paar Jahren in der Solarabteilung wechselte sie zu einem Bereich, der sich rasant entwickelte: zu der Herstellung von Elektrolyseuren.

Seit 1995 ist Elektrolyse Thema bei Siemens, damals ging das nicht über den Labormaßstab hinaus. Zwanzig Jahre später stieß Schubert dazu, betreute zunächst Pilot- und Forschungsprojekte. Ihr erstes: eine Containerlösung, Leistung 100 Kilowatt. Schnell wurden die Aufgaben größer – und anspruchsvoller. „Mein aktuelles Projekt ist in einer riesigen Halle, eine völlig neue Dimension“, sagt sie. „Ich muss ja nicht nur mit dem Kunden interagieren, sondern auch mit vielen Zulieferern.“ Damit so ein Projekt gelingt, müssen auch die Lieferketten funktionieren: „Wir brauchen Transformatoren, Gleichrichter, Prozesstechnik, Stahlträger, Automatisierung, Rohrleitungen etc. Und alles muss zum passenden Termin geliefert werden.“

Schubert ist viel in Kontakt mit Zulieferern und Kunden, testet, kontrolliert, macht auch mal Druck. Damit ihre Projekte erfolgreich sind und weil sie weiß: „Wenn wir ernsthaft dekarbonisieren wollen, ob im Bereich Energie, Mobilität oder Industrie, brauchen wir enorme Mengen grünen Wasserstoffs.“

Schubert ist stolz auf ihren Job. Weil sie ihren Beitrag zur Energiewende leistet – und fast noch mehr, weil sie als Frau in einer männerdominierten Branche Karriere gemacht hat: „Aber leider sind Projektleiterinnen immer noch in der Minderheit, da möchte ich sehr gern bei jungen Frauen die Begeisterung und den Mut wecken, einen solchen Weg einzuschlagen.“



FARBENLEHRE
Wenn keine Gefahr besteht, ist der Wasserstoffsensoren violett, tritt Wasserstoff aus, wird er pink oder farblos.

Sicherheit durch Sichtbarkeit

Wissenschaftler arbeiten an der Entwicklung eines Wasserstoffsensors – denn der gasförmige Energieträger ist unsichtbar, aber explosiv. Wasserstoff (H_2) wird bei der Energiewende eine zentrale Rolle spielen. Zu den Hürden auf dem Weg in eine klimafreundlichere Energiezukunft gehört der Sicherheitsaspekt. Denn H_2 ist in Verbindung mit Sauerstoff leicht entzündlich – und mit menschlichen Sinnen nicht wahrnehmbar. Genau hier setzt ein Projekt der Friedrich-

Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg und des Fraunhofer-Instituts für Silicatforschung in Nürnberg an. Die Forscher entwickeln einen Wasserstoffsensoren: Mithilfe sogenannter H_2 -Indikator-Supraartikel wird H_2 für das bloße Auge sichtbar. Die winzig kleinen Partikel verändern blitzschnell ihre Farbe, sobald sie H_2 in ihrer Umgebung entdecken. Aufgrund ihrer geringen Größe können die Supraartikel in unterschiedlichen Materialien wie Beschichtungen oder Textilien als Sicherheitsadditiv eingesetzt werden.

Foto: Jakob Reichstein, FAU Erlangen-Nürnberg

FORSCHERGEIST

ZUKUNFT
GAS

Impressum
Herausgeber: Zukunft Gas, Neustädtische Kirchstraße 8, 10117 Berlin; Objektleitung: Charlie Grüneberg (V.i.S.d.P.); Telefon: +49 30 4606015-63; E-Mail: Charlie.Grueneberg@gas.info
Selina Stolzenbach; Telefon: +49 30 4606015-86; E-Mail: Selina.Stolzenbach@gas.info
Unterstützt durch: Wintershall Dea GmbH (Ulrike Michaelis), VNG AG (Melanie Hensel) und Equinor Deutschland GmbH (Nina Scholz)
Verlag: C3 Creative Code and Content GmbH, Heiligegeistkirchplatz 1, 10178 Berlin

Projektmanagement: Catrin Ehlerl **Chefredaktion:** Marcus Müntefering **Redaktion:** Judy Born (FR), Claus Hornung, Ralf Mielke, Guido Walter (FR) **Art Director:** Kathleen Weber, Hanka Lux **Infografik:** C3 Visual Lab, Tanja Ott, Marcus Spiller **Bildredaktion:** Carsten Kalaschnikow **Litho:** Peter Becker GmbH Medienproduktionen, Würzburg
Druck: Umweltdruck Berlin GmbH



TRANSFORMATION MIT SYSTEM UND WEITBLICK

Gemeinsam setzen wir im Konzernverbund bei VNG alles daran, mit grünen Gasen und einer modernen Infrastruktur zukunftsorientierte Lösungen für ein klimaneutrales Energiesystem zu entwickeln. Dabei verstehen wir uns als aktiver Gestalter der Energiewende mit speziellem Fokus auf Mittel- und Ostdeutschland.



Beispiel gefällig?

↑ Zum Video: „Wasserstoff – bereit für den Hochlauf“

Mehr Infos: vng.de

„Erneuerbarer
Wasserstoff ist ein
entscheidender
Bestandteil unserer
Strategie für eine
kosteneffiziente
Energiewende.“

Kadri Simson
EU-Kommissarin für Energie

