



raffiniert

04 | 2020 IWO-Fachmagazin für Wärme und Mobilität

Startschuss

für **CO₂-Preis**

Autofahren und Heizen
werden ab 2021 teurer

VERKEHRSWENDE

VDI: Fokus auf E-Auto
gefährdet CO₂-Ziele

KLIMASCHUTZ

Europäische Mineralölunternehmen
richten sich neu aus

WASSERSTOFF

LOHC-Technologie vereinfacht
Transport und Lagerung

GRÜNES HEIZÖL

IWO startet Aktion
future:fuels@work



UNSERE BESTEN FÜR IHRE KUNDEN

Guard Premium Plus 5

auch für modernste Brennertechnologien



Trak BLU-100®

für alle Diesel-Fuels



ERC Additiv GmbH | Bäckerstraße 11-13 | 21244 Buchholz i.d.N.
Tel: +49 4181 216-500 | E-Mail: office@erc-additiv.de | www.erc-additiv.de

ADDITIV

Neue Kraft- und Brennstoffe für die Energiewende

Jetzt die Weichen stellen!

Um die anspruchsvollen Klimaschutzziele für 2030 und 2050 erreichen zu können, müssen wir die Energiewende erfolgreich umsetzen. Derzeit liegt der Beitrag des grünen Stroms zum gesamten Energieverbrauch in Deutschland bei rund zehn Prozent. Den Großteil des Energiebedarfs stemmen heute noch fossile Energieträger. Und auch nach Effizienzsteigerungen und dem forcierten Ökostromausbau wird in Deutschland eine Lücke in der Versorgung mit erneuerbarer Energie bestehen bleiben. Deshalb ist es wichtig, dass die Energiewende auf einem breiten Technologie- und Energieträgermix basiert. Entsprechende Transformationspfade sind robuster und kostengünstiger als solche, die primär auf strombasierte Anwendungen setzen.

Ein solcher Mix muss auch treibhausgasreduzierte flüssige Kraft- und Brennstoffe enthalten. Ihre Energiedichte ist mehr als 20-mal höher als etwa in Lithium-Ionen-Batterien. Sie sind leicht zu transportieren, einfach zu speichern und könnten in der bereits heute genutzten Infrastruktur und Technik zum Fahren, Fliegen und Heizen ohne aufwendige Umrüstungen eingesetzt werden. Derzeit sind insbesondere biomassebasierte Produkte auf dem Markt erhältlich. Mittelfristig geht es darum, fortschrittliche Biobrennstoffe, die auf Basis von diversen Rest- und Abfallstoffen ohne Nutzungskonkurrenz zu Agrarflächen gewonnen werden können, zu stärken.

Aufgrund des absehbar großen Bedarfs werden langfristig aber auch grüner Wasserstoff und strombasierte klimaneutrale Energieträger aus grünem Wasserstoff und CO₂, sogenannte Power-to-X-Produkte, benötigt. Diese könnten zum Teil in Deutschland produziert werden. Daneben dürften Importe von Power-to-X-Produkten eine wichtige Rolle bei der künftigen Energieversorgung Deutschlands spielen. Denn Power-to-X lässt sich in sonnen- und windreichen Regionen deutlich günstiger realisieren als hierzulande. Daher ist eine ausgeprägte internationale Kooperation sinnvoll, nicht zuletzt im Interesse der deutschen Wirtschaft, die in einem globalen PtX-Markt die Rolle eines Technologieexporteurs einnehmen könnte.

Entscheidend wird sein, ob es der Politik gelingt, zügig verlässliche Rahmenbedingungen für einen Markthochlauf von Wasserstoff und alternativen Kraft- und Brennstoffen zu schaffen. Neben staatlicher Förderung etwa für Reallabore der Energiewende und Markteinführungsprogramme braucht es unter anderem die Umstellung der heutigen Energiesteuer zu einer Besteuerung des fossilen Kohlenstoffs in den Kraftstoffen. Zudem sollte die CO₂-Flottenregulierung der EU solche Fahrzeuge, die CO₂-neutrale Kraftstoffe nutzen, genauso behandeln wie Elektroautos. Auch eine ambitionierte Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (RED II) sowie die Anerkennung regenerativer Brennstoffe als Erfüllungsoption im Gebäudeenergiegesetz spielen eine wichtige Rolle.



Dipl.-Ing. Adrian Willig
Geschäftsführer Institut für Wärme
und Mobilität (IWO)

@ Ihre Meinung ist uns wichtig: raffiniert@iwo.de

INHALT



» CO₂-PREIS

Der nationale Emissionshandel für die Sektoren Verkehr und Gebäude startet 2021.



» MOBILITÄT

E-Auto oder Verbrenner? Neue Studien zur CO₂-Bilanz und Gesamteffizienz.



» ÖLINDUSTRIE

Unternehmen der Branche wollen klimaneutral werden und richten sich neu aus.

14 WASSERSTOFF

Einfach und sicher: Speicherung und Transport mit LOHC-Technologie.

18 FUTURE:FUELS@WORK

IWO-Aktion sucht Heizungsmodernisierer für Einsatz von hydriertem Bioöl.

21 FACHMESSE ISH

Die Weltleitmesse findet im März 2021 ausschließlich digital statt.

23 Irreführende Werbung

Wettbewerbszentrale unterbindet Werbeaussagen über ein Ölheizungsverbot.

IMPRESSUM

raffiniert
IWO-Fachmagazin für Wärme und Mobilität

HERAUSGEBER Institut für Wärme und Mobilität e.V. (IWO), Süderstraße 73 a, 20097 Hamburg, Tel. 040/23 51 13-0, Fax 040/23 51 13-29, E-Mail: raffiniert@iwo.de **VERANTWORTLICH FÜR DEN INHALT** Adrian Willig **CHEFREDAKTION** Alexander Fack **REDAKTION** Alexander Fack, Christine Engel, Frank Urbansky **ANZEIGEN** Andreas Fallinski **LAYOUT** Laura Münch **VERLAG/DRUCK** Druck- und Verlagshaus FROMM GmbH & Co. KG, 49074 Osnabrück. Der Stückpreis beträgt 4,00 Euro. Der Bezugspreis ist im Mitgliedsbeitrag enthalten. Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Erlaubnis des Herausgebers und Quellenangabe.

NEWS

Institut für Wärme und Mobilität

Mitglieder wählen neuen Vorstand, Neuausrichtung bestätigt

» Die Mitglieder des Instituts für Wärme und Mobilität e. V. (IWO) haben turnusmäßig den Vorstand für die nächsten zwei Jahre bestimmt. Jörg Debus (Shell Deutschland) wurde als Vorstandsvorsitzender wiedergewählt. Auch sein bisheriger Stellvertreter, Martin Heins (Uniti), wurde im Amt bestätigt. Ihre Arbeit im IWO-Vorstand fortsetzen werden zudem Christiane Giesen (BP), Volker Ebeling (Mabanaft), Holger Mark (Avia) und Rainer Scharr (GKG). Neu im Vorstand ist Christian Howe (Total). Er nimmt den Platz von Jan Petersen ein, der andere Aufgaben im Unternehmen Total Deutschland übernommen hat. Aktuell zählt IWO 33 Mitgliedsunternehmen aus der Mineralölindustrie, dem Mineralölgroß- und -außenhandel sowie dem mittelständischen Energiehandel.

Vor dem Hintergrund der großen Herausforderungen für die Branche haben die IWO-Mitglieder einhellig die Entscheidung zur Erweiterung der Aufgaben und Tätigkeitsfelder von IWO unterstrichen. Die im Jahr 1984 gegründete Informations- und Beratungseinrichtung für den Wärmemarkt wird sich künftig auch für die Entwicklung und Verbreitung alternativer Kraftstoffe im Verkehr einsetzen. Dazu zählen unter anderem fortschrittliche Biokraftstoffe sowie langfristig auch strombasierte synthetische Kraftstoffe. Der Wärme-

markt bleibt ein wichtiges IWO-Aufgabenfeld. „Wir setzen dabei weiterhin auf die vertrauensvolle Zusammenarbeit mit den Verbänden der Mineralölwirtschaft und unseren Marktpartnern“, betonte Jörg Debus.



Jörg Debus, Shell



Martin Heins, Uniti



Christiane Giesen, BP



Volker Ebeling, Mabanaft



Holger Mark, Avia



Rainer Scharr, GKG



Christian Howe, Total

35 MILLIONEN

Pkw mit Verbrennungsmotor werden im Jahr 2030 in Deutschland unterwegs sein. Die Anzahl der Elektrofahrzeuge soll bis dahin auf 7 bis 10 Millionen Stück anwachsen. Schon heute ist absehbar, dass dies nicht ausreichen wird, um die CO₂-Emissionen im Verkehrssektor gemäß Klimaschutzplan von 160 Millionen Tonnen auf 95 Millionen Tonnen zu reduzieren. Nötig seien neben anderen Maßnahmen wie dem Ausbau von ÖPNV und Schiene auch nachhaltig erzeugte Biokraftstoffe sowie synthetische Kraftstoffe, so das Expertengremium der Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität (NPM). Allerdings ist die Verfügbarkeit an inländisch produzierten CO₂-neutralen Kraftstoffen begrenzt. Daher empfiehlt die NPM, strombasierte synthetische Kraftstoffe auch zu importieren – und zwar aus Regionen mit günstigeren Bedingungen für die Ökostromerzeugung.



Foto: wifesun/stock.adobe.com; dena; kfigalione/stock.adobe.com

Energiewende im Fokus

20 Jahre Deutsche Energie-Agentur

» Die Einführung des Energieausweises, die Stromnetzstudien, die Kampagne Initiative Energieeffizienz und die Leitstudie zur integrierten Energiewende sind wichtige Projekte der dena, der Deutschen Energie-Agentur, die im Jahr 2000 gegründet wurde. Seitdem hat die halbstaatliche Organisation zahlreiche Projekte mit Partnern aus Wirtschaft, Politik und Gesellschaft umgesetzt. Aktuell stehen die dritte Netzstudie und eine neue große Leitstudie mit Namen „Aufbruch Klimaneutralität“ auf der dena-Agenda. Die Leitstudie, an der auch IWO als Projektpartner mitwirkt, soll im kommenden Jahr veröffentlicht werden. Es gehe in den nächsten Jahren auch darum, „die Welt der Moleküle – also Wasserstoff, grüne Gase und Flüssigkeiten – für die Klimaneutralität zu erschließen. Ohne Moleküle keine Klimaneutralität“, so dena-Chef Andreas Kuhlmann.



Dena-Chef Andreas Kuhlmann zur Debatte über die All Electric Society: „Strom deckt derzeit etwa 20 Prozent des Energiebedarfs. Ein Anstieg auf 50, 60 oder von mir aus auch 70 Prozent in den kommenden Jahrzehnten wäre schon sensationell. Für den Rest brauchen wir Moleküle, ob flüssig oder gasförmig.“
Quelle: Tagesspiegel Background

Strompreis bleibt auch 2021 hoch

EEG-Umlage sinkt leicht, Stromnetzgebühren steigen



» Die Stromübertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur (BNetzA) haben die EEG-Umlage für das Jahr 2021 bekanntgegeben. Sie sinkt von derzeit 6,756 ct/kWh auf 6,500 ct/kWh. Die Absenkung ist Bestandteil des im Juni beschlossenen, 130 Milliarden Euro schweren Corona-Konjunkturprogramms der Bundesregierung. Es sieht eine weitere Absenkung der EEG-Umlage auf 6,0 ct/kWh im Jahr 2022 vor. Die Umlage wird im kommenden Jahr aus dem Bundeshaushalt mit 10,8 Milliarden Euro bezuschusst und wäre ohne diese Unterstützung auf 9,651 ct/kWh angestiegen. Finanziert

werden soll der Bundeszuschuss über die Einnahmen aus der ab 2021 greifenden CO₂-Abgabe auf fossile Kraft- und Brennstoffe, die im Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) festgelegt ist (siehe dazu Seite 8 f.). Weil aber gleichzeitig die Netzentgelte bei Strom erneut steigen werden, wird die geringere EEG-Umlage nicht für eine Entlastung der Verbraucher ausreichen. So werden die Strompreise 2021 „trotz EEG-Umlagen-Deckelung voraussichtlich auf hohem Niveau stagnieren. Verbraucher in Gebieten mit stark steigenden Netzentgelten müssen sogar mit Preiserhöhungen rechnen“, so Thorsten Storck, Energieexperte bei Verivox. Die Netzentgelte machen rund ein Viertel des Strompreises aus.



Batterieantrieb oder

Die Diskussion über den Ausbau der Elektromobilität und die Zukunft des

VDI-Studie Fokussierung auf E-Auto gefährdet CO₂-Ziele

Laut einer Studie des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) im Auftrag des Vereins Deutscher Ingenieure (VDI) zum Vergleich der CO₂-Bilanz von E-Autos und Verbrenner-Autos sind moderne Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren heute oft noch schadstoffärmer als Elektrofahrzeuge. „Die Studie belegt, dass es hinsichtlich der CO₂-Bilanz von Autos mit Batterieantrieb erhebliche Missverständnisse gibt. Die CO₂-Bilanz von Elektroautos ist keineswegs grundsätzlich besser als die CO₂-Bilanz von Autos mit Verbrennungsmotor“, sagte VDI-Präsident Volker Kefer dem Handelsblatt.

Die Studie betrachtet zum Stand 2020 und mit Blick auf das Jahr 2030 die CO₂-Emissionen für die verschiedenen infrage kommenden Antriebssysteme (Dieselmotor, Elektromotor mit Batterie oder Brennstoffzelle) über die gesamte Lebensphase – von der Erzeugung der Rohstoffe über die Produktion und Nutzungsphase bis zum Recycling (Life-Cycle-Analyse). Einen großen Anteil an den CO₂-Emissionen habe die jeweilige Energieversorgung in der Produktion und im Betrieb der Fahrzeuge. Wenn die Energieträger nicht von ihrem CO₂-Rucksack befreit würden, könne keine der Techniken helfen. „Nur wenn die Energieträger auf erneuerbarer Basis gewonnen werden, können alle Technologien helfen, die Umweltbilanz zu verbessern“, sagt Dr.-Ing. Ralf Marquard vom VDI.

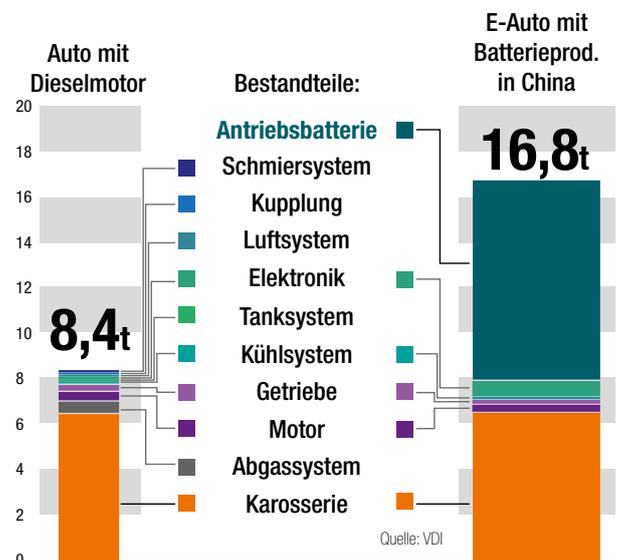
Laut Studie leidet die Umweltbilanz elektrischer Antriebe unter dem aktuell hohen Energie- und Materialaufwand in der Produktion der Batterien. Der kohlelastige Strommix in China, dem weltweit führenden Batterieproduzenten, sowie der lange Transportweg nach Europa verschlechterten die CO₂-Bilanz. Eine Verlagerung der Batteriezellenproduktion von China nach Europa könne die CO₂-Emissionen bei der Produktion deutlich reduzieren. Zudem sei ein energiesparendes Batterierecycling in industriellem Maßstab erforderlich, um die Umweltbilanz der E-Fahrzeuge zu verbessern. Bis 2030 bleibe für diese Umstellung jedoch nicht genug Zeit.

Die Effizienzsteigerung des Antriebs ist nach VDI-Sicht ein entscheidender Hebel bei allen Antriebssystemen, um mittelfristig die Mobilität klimaneutral zu realisieren. Dabei hat jeder der betrachteten Antriebe weitere Potenziale und Risiken. Verbrennungsmotorische Antriebe benötigen zwingend CO₂-reduzierte Kraftstoffe. Der Vorteil ihres Einsatzes liegt in der Nutzung der bestehenden Infrastruktur, deren Aufbau sonst einen CO₂-Rucksack bedingt. Der Nachteil liegt in der erschwerten Einführung vor dem Hintergrund der ak-

tuellen Gesetzgebung. So basiert die CO₂-Flottenregulierung der EU im Kern auf der Tank-to-Wheel-Betrachtung, also von der Tanksäule/vom Ladepunkt bis zum Rad. Daher werden Elektroautos als Null-emissionsfahrzeuge eingestuft.

Die einseitige Fokussierung auf den Batterieantrieb bewertet der VDI als kontraproduktiv für die Umwelt. Es sei wichtig, „auch die Brennstoffzelle und moderne Verbrennungsmotoren mit umweltfreundlicheren Treibstoffen wie Gas oder synthetischen Kraftstoffen weiter zu stärken“, sagt VDI-Präsident Kefer. Ein komplementäres Miteinander der Technologien sei unsere einzige Chance, die CO₂-Ziele für 2030 zu erreichen.

Produktionsbedingte CO₂-Emissionen in Tonnen CO₂-Äquivalent





Verbrennungsmotor?

Verbrennungsmotors hat durch zwei weitere Studien neue Nahrung erhalten.

Frontier-Studie Gesamteffizienz von E-Fuels und Batterie- antrieb vergleichbar

Laut einer Studie des Beratungsunternehmens Frontier Economics im Auftrag der Mineralölverbände MWV und Uniti ist der Wirkungsgrad von E-Fuels weit höher als bislang angenommen. Bei einer gesamtheitlichen Betrachtung aller relevanten Effizienzkriterien weisen danach Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor, die mit Kraftstoffen auf Ökostrombasis angetrieben werden, eine ähnlich gute Energiegesamtbilanz auf wie batteriegetriebene Fahrzeuge. Der Grund hierfür sei insbesondere die Importfähigkeit von strombasierten Kraftstoffen.

Ökostromerzeugung in Deutschland vergleichsweise ineffizient und teuer

Eine Photovoltaikanlage an einem durchschnittlichen Standort in Deutschland erzeugt der Studie zufolge nur rund 40 Prozent der Strommenge pro Jahr, die eine vergleichbare Anlage in Nordafrika produziert. Dieser höhere Stromertrag pro Anlage kann über den Import von Wasserstoff oder synthetischen Kraftstoffen nach Deutschland im Straßenverkehr genutzt werden. Somit könnten hochertragreiche Standorte zur Produktion von Wind- und Solarstrom

weltweit genutzt werden. Für Elektroautos sei man hingegen weitgehend auf die weniger effiziente Stromerzeugung im Inland angewiesen. „Der in konventionellen Studien angeführte Effizienzvorteil von batterieelektrischen Autos wird vor allem über diese Importfähigkeit von Kraftstoffen weitgehend ausgeglichen“, sagt Studienleiter Dr. Jens Perner.

Ökostrombedarf bei Import von grünen Kraftstoffen nur wenig höher

Der Bedarf an Ökostromanlagen sei bei der Importvariante nur unwesentlich höher. Laut Studie erfordert der Betrieb eines Pkw mit E-Fuels bei durchschnittlicher Jahresfahrleistung rechnerisch eine Solarkapazität von 6 Kilowatt in Nordafrika. Für das Elektroauto sind 5,7 Kilowatt Photovoltaikleistung in Deutschland nötig. Bei Windstrom müssen für einen Pkw mit grünen Kraftstoffen 3 Kilowatt in Patagonien und 2,3 Kilowatt in Deutschland installiert werden. Das heißt, es müssten kaum mehr Ökostromanlagen für das Verbrennerauto im Vergleich zum E-Auto gebaut werden, diese aber an anderen, ertragreichen Standorten. Dazu kommt, dass die Verfügbarkeit von Flächen mit hohen Ökostrompotenzialen und geringer Bevölkerungsdichte in Regionen wie Nordafrika oder Südamerika deutlich höher ist als hierzulande, die Kosten der Flächen und die Akzeptanzhürden sind niedriger, heißt es in der Studie.



Mit E-Fuels betriebene Motoren sind Teil der Lösung.

„Alle Optionen für den Klimaschutz einbeziehen“

Die politische Vorauswahl von Antriebstechnologien allein anhand technischer Effizienzbegriffe vernachlässige das Ökostrompotenzial außerhalb Deutschlands und der EU. Nach Ansicht von Frontier Economics ist die internationale Perspektive wichtig: „Importe von Ökostrom als flüssiger grüner Kraftstoff werden essenziell, um bedarfsgerecht und bezahlbar klimaneutrale Energie in Deutschland zur Verfügung zu stellen.“

Deutschland wird bei allem notwendigen Ausbau der Windenergie und der Photovoltaik auch langfristig nicht ohne substantielle Energieimporte auskommen. „Damit diese dann erneuerbar sind, müssen jetzt die Weichen gestellt werden“, sagt MWV-Hauptgeschäftsführer Prof. Dr.-Ing. Christian Küchen. Die Studie verdeutliche, dass eine Festlegung allein auf die batterieelektrische Variante im Straßenverkehr ein großer Fehler wäre, so Küchen. ■

Nationaler Emissionshandel

CO₂-Bepreisung in den Sektoren **Wärme** und **Verkehr** startet

Fossile Kraft- und Brennstoffe werden ab kommendem Jahr zusätzlich mit einer CO₂-Abgabe belegt. Im Gegenzug sollen Stromverbraucher und Pendler entlastet werden.

Das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) wird ab dem neuen Jahr wirksam. Benzin, Diesel, Heizöl sowie Erdgas und Flüssiggas werden dann mit einer CO₂-Abgabe belegt. Die Verbraucher müssen sich auf höhere Kosten fürs Autofahren und Heizen einstellen. Im Gegenzug sollen die Haushalte durch eine geringere EEG-Umlage und eine höhere Pendlerpauschale entlastet werden. Das BEHG ist ein wesentlicher Bestandteil des Klimapakets der Bundesregierung. Mit dem Gesetz wird nach und nach ein nationaler Emissionshandel für Kraft- und Brennstoffe in den Sektoren Gebäude und Verkehr eingeführt. Er soll dazu beitragen, dass weniger fossile Brennstoffe verbraucht werden und die Treibhausgasemissionen in den Sektoren Gebäude und Verkehr sinken.

CO₂-Abgabe steigt schrittweise bis 2025

Das nationale Emissionshandelssystem (nEHS) startet 2021 zunächst mit einem Festpreis von 25 Euro pro Tonne CO₂. Er steigt Jahr für Jahr, zunächst auf 30 Euro im Jahr 2022, dann auf 35 Euro (2023), auf 45 Euro (2024) und auf 55 Euro (2025). Ab 2026 sollen CO₂-Zertifikate dann per Auktion versteigert werden. Für das Jahr 2026 ist dabei noch ein Preiskorridor mit einem Preis von 55 bis 65 Euro pro Tonne CO₂ vorgesehen. Ob auch für die Folgejahre ein Preiskorridor zur Anwendung kommt oder eine freie Preisbildung im Rahmen eines echten Emissionshandels erfolgen kann, soll im Jahr 2025 geprüft werden. Das neue System erfasst sämtliche Brennstoffemissionen Deutschlands, soweit sie

Übersicht CO₂-Preis 2021 bis 2026

Jahr	2021	2022	2023	2024	2025	2026
CO ₂ -Preis in Euro pro Tonne	25	30	35	45	55	Korridor 55 bis 65

nicht unter den EU-Emissionshandel (EU-ETS) fallen. Die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) ist mit dem Vollzug des nationalen Emissionshandels beauftragt.

Gesetz verpflichtet Inverkehrbringer, nicht den Energieeinzelhandel

Unternehmen, die Kraft- und Brennstoffe in den steuerlichen Verkehr bringen, müssen an dem neuen Emissionshandel mit seinen umfassenden Melde- und Berichtspflichten teilnehmen. Betroffen sind damit in erster Linie die Produzenten von Benzin, Diesel, Heizöl, Erdgas und Flüssiggas. Sie sind verpflichtet, ab 2021 beim Inverkehrbringen dieser Kraft- und Brennstoffe zuvor erworbene Zertifikate in Höhe ihrer verbrennungsbezogenen CO₂-Emissionen abzugeben. Dazu sind sämtliche Mengen an Kohlendioxid zu erfassen und zu melden, die bei der Verbrennung der in den Verkehr gebrachten Brennstoffe freigesetzt werden können. Der Bioenergieanteil eines Brennstoffs ist dabei unter bestimmten Voraussetzungen abzugsfähig. In der Einführungsphase 2021 und 2022 werden nur die Hauptbrennstoffe erfasst. Ab 2023 sollen weitere Brennstoffe wie Mischbrennstoffe, Kohlen und Abfallstoffe in den Emissionshandel einbezogen werden. Die zusätzlichen Kosten für die Emissionszertifikate und den

Verwaltungsaufwand werden vermutlich von den Inverkehrbringern an die Händler und Lieferanten weitergegeben. Das Gros der Mineralölhändler in Deutschland unterliegt nicht unmittelbar den Pflichten und Vorgaben des BEHG, da sie in der Regel bereits versteuerte Kraft- und Brennstoffe beziehen und weiterveräußern. Die Unternehmen werden allerdings die höheren Einkaufspreise für Kraft- und Brennstoffe in ihrer Kalkulation berücksichtigen. Am Ende dürften die Verbraucher, also Privathaushalte, die Wirtschaft und der öffentliche Bereich die Mehrkosten zu tragen haben.

Entlastung für Verbraucher und Unternehmen

Die Einnahmen aus dem nationalen Emissionshandel sollen für die Senkung der EEG-Umlage bei Strom verwendet werden, um Bürger und Unternehmen hier zu entlasten. Ab 1. Januar 2021 steigt zudem die Pendlerpauschale ab dem 21. Kilometer von 30 auf 35 Cent für jeden Kilometer der einfachen Fahrt zur Arbeit. Im Jahr 2024 soll die Pendlerpauschale auf 38 Cent erhöht werden, ebenfalls ab dem 21. Kilometer. Geringverdiener, die keine Steuern zahlen müssen, profitieren nicht von der erhöhten Pendlerpauschale. Sie erhalten deshalb ab 2021 bis 2026 die sogenannte Mobilitätsprämie. »

Wie unterscheiden sich nationaler und Europäischer Emissionshandel?

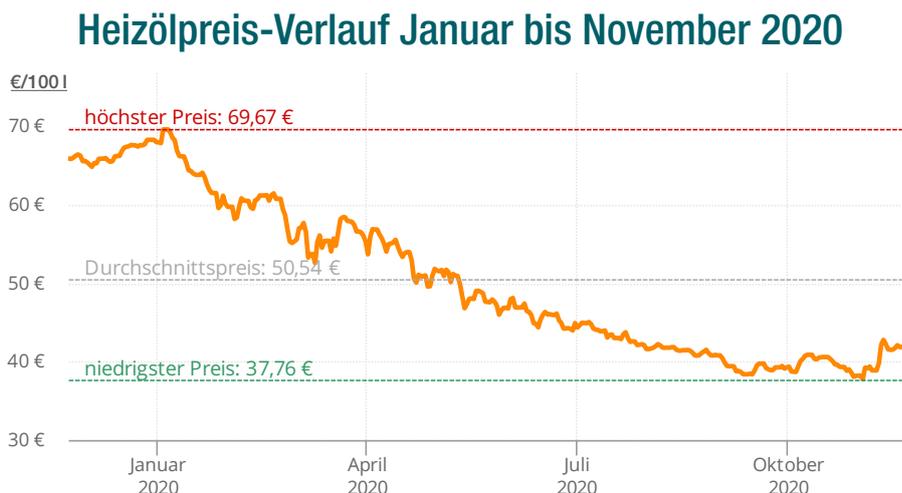
Nationaler (nEHS) und Europäischer Emissionshandel (EU-ETS) haben sektorenbedingt unterschiedliche Ausgangspunkte: Der EU-ETS für die Sektoren Energiewirtschaft und Industrie verpflichtet zur Abgabe von Emissionsberechtigungen, wo die Emissionen entstehen, also etwa in einem Kraftwerk oder einem Stahlwerk (Downstream-Emissionshandel). Der nEHS für den Verkehrs- und Wärmesektor setzt hingegen bereits vor der tatsächlichen Brenn-

stoffemission in einer Anlage an, nämlich beim Inverkehrbringen der Brennstoffe (Upstream-Emissionshandel). Bei den vom EU-ETS erfassten rund 11.000 Industrie- und Energieanlagen handelt es sich um eine vergleichsweise kleine Anzahl von Akteuren mit hohen direkten Anlagenemissionen. Bei Verkehr und Wärme wäre hingegen eine Einbeziehung von Millionen Pkw- und Heizungsbesitzern nicht praktikabel und unverhältnismäßig.

Besonders betroffene Unternehmen im internationalen Wettbewerb will die Bundesregierung über eine Kompensationsregelung von der CO₂-Bepreisung entlasten. So soll Carbon Leakage, also das Abwandern von Unternehmen und Produktionen in Länder mit geringeren Umweltauflagen, verhindert werden.

Preisaufläge für unterschiedliche Energieträger 2021 bis 2025

Der CO₂-Preisauflage fällt je nach Energieträger unterschiedlich hoch aus, da jeder Energieträger einen spezifischen CO₂-Emissionsfaktor aufweist. Biomasse und der Bioenergieanteil eines Brennstoffes wird mit dem Emissionsfaktor von null belegt, wenn die Nachhaltigkeit im etablierten Nachhaltigkeitsregime nachgewiesen ist. Biobrennstoffe der ersten Generation sind dabei bis zu gewissen Obergrenzen von der CO₂-Bepreisung ausgenommen. Biobrennstoffe der zweiten Generation sind vollständig ausgenommen. Ob das auch für die mithilfe von Ökostrom erzeugten synthetischen Brennstoffe (E-Fuels) gelten soll, will die Regierung bis 2022/2023 abschließend bewerten. Der CO₂-Preis von 25 Euro pro Tonne führt im kommenden Jahr zu einem Aufschlag von 7 Cent pro Liter Benzin. Rund 8 Cent pro Liter sind es bei Diesel und Heizöl, das entspricht 0,75 Cent pro Kilowattstunde. Erdgas verteuert sich um rund 0,54 Cent pro Kilowattstunde.



Durchschnittliche Heizölpreis-Entwicklung für Heizöl-Standardqualität bei Online-Bestellung und einer Abnahmemenge von 3.000 Litern, frei Haus, inkl. Mehrwertsteuer. Quelle: www.fastenergy.de

CO₂-Preiseffekt bei Erdgas und Heizöl

Eine Beispielbetrachtung für eine Verbrauchsmenge von 1.500 Liter Heizöl und der äquivalenten Energiemenge Erdgas (16.050 kWh) zeigt, welche Zusatzkosten inklusive Mehrwertsteuer aufgrund der gesetzlichen CO₂-Bepreisung in den kommenden Jahren auf die Verbraucher zukommen. Für ölbeheizte Haushalte sind es im Beispielfall rund 120 Euro im Jahr 2021 und 263 Euro im Jahr 2025. Die Zusatzkosten für Gasheizter fallen im Beispiel etwas geringer aus. Im ersten Jahr sind es 87 Euro, bis 2025 steigen die Kosten auf 191 Euro. In den kommenden Jahren fällt der Unterschied der CO₂-Preisaufläge bei den beiden in Deutschland dominieren-

den Heizenergien nicht gravierend aus – im Jahr 2025 beträgt er 72 Euro.

Günstige Brennstoffkostenentwicklung

Die mit dem BEHG eingeführte CO₂-Bepreisung ist im Hinblick auf die Gesamtkosten für Heizung und Warmwasser nur eine von mehreren Einflussgrößen. Zu beachten ist daneben auch die Entwicklung der Brennstoffpreise. Die Preissteigerungen, die ab dem 1. Januar aufgrund der CO₂-Bepreisung zu erwarten sind, liegen im Rahmen der üblichen Heizölpreisschwankungen. Seit Beginn des Jahres hat sich der Heizölpreis stetig nach unten bewegt und lag Anfang November bei knapp unter 40 Euro pro 100 Liter. So niedrig stand der Heizölpreis zuletzt im Frühjahr 2016. Viele Ölheizungsbetreiber haben diese günstige Preisentwicklung zum Auffüllen ihrer Heizölreserve genutzt. Der Vorteil des eigenen Tanks dürfte sich auch in den kommenden Jahren auszahlen. Unabhängig davon sollte das Energiesparen ganz oben auf der Liste der Handlungsmöglichkeiten stehen. Der größte Hebel liegt in der energetischen Sanierung, also dem Einbau effizienter Heiztechnik und der Verbesserung der Gebäudehülle. Eine weitere Option ist die Einbindung erneuerbarer Energien, etwa durch die Erweiterung der Heizung zu einem Hybridsystem.

Nationaler Emissionshandel

Vergleich der CO₂-Preisaufläge Heizöl und Erdgas 2021–2025

Jahr	CO ₂ -Preis lt. BEHG	Heizöl	Heizöl (1.500 l bzw. 16.050 kWh)	Erdgas	Erdgas (16.050 kWh)	Differenz CO ₂ -Preisauflage Heizöl/Erdgas
	Euro/t	Cent/kWh	Euro	Cent/kWh	Euro	Euro
2021	25	0,75	120	0,54	87	33
2022	30	0,90	144	0,65	104	40
2023	35	1,05	169	0,76	122	47
2024	45	1,34	215	0,97	156	59
2025	55	1,64	263	1,19	191	72

Preisangaben Heizöl und Erdgas inkl. Mehrwertsteuer

Tabelle: IWO (Eigene Berechnungen)

Fotos: Pura Saulye/stock.adobe.com, Alberto/stock.adobe.com

Europäische Mineralölunternehmen richten sich neu aus

Das langfristige Ziel lautet Klimaneutralität

Die Branche steht zu den Klimaschutzzielen 2030 und 2050 und will einen wesentlichen Beitrag leisten. Das gelingt nur mit nachhaltigeren Produkten und neuen Geschäftsfeldern.



Viele Unternehmen der Mineralölwirtschaft wollen ihre Klimabilanz und die ihrer Produkte verbessern und langfristig Klimaneutralität erreichen. Neben der Produktion von zunehmend grünen Kraft- und Brennstoffen engagieren sie sich dazu in neuen Feldern wie Öko-

stromerzeugung und E-Mobilität. Im Rahmen einer Reihe von Beiträgen unter der neuen Rubrik „Branche im Wandel“ wird raffiniert diese Entwicklungen näher beleuchten. Wie gehen Unternehmen aus der Mineralölwirtschaft mit den Herausforderungen der Energiewende und des Klima-

schutzes um? Wie definieren sie ihre Rolle? Welche Ziele setzen sie sich? Und welche Aktivitäten und Maßnahmen ergreifen sie, um angesichts der gravierenden Veränderungen bei Gewinnung, Versorgung und Nutzung von Energie wirtschaftlich erfolgreich bleiben zu können? »»

Fossile Energien verlieren an Bedeutung

Der Trend ist eindeutig: Die weltweite Nachfrage nach Öl und Gas sinkt. Die erneuerbaren Energien Wind, Solar, Biomasse und Wasserstoff ersetzen zunehmend die fossilen Energien. Zwar verläuft die Entwicklung auf dem Globus uneinheitlich, aber letztlich wird die Bedeutung der fossilen Energien insgesamt abnehmen. Das haben die großen wie die kleineren Unternehmen der Mineralölindustrie, deren Hauptgeschäft das Fördern und Weiterverarbeiten von Öl und Gas ist, schon vor Jahren geahnt und erste Schritte im Bereich der erneuerbaren Energien unternommen.

Jetzt nimmt die Neuausrichtung weiter Fahrt auf. Dazu gehört auch das klare Bekenntnis zum Klimaschutz. Die Branche steht zu den Klimaschutzzielen 2030 und 2050 und will einen wesentlichen Beitrag leisten. Klimaschutz, das Reduzieren der Treibhausgasemissionen in allen Bereichen, ist zum festen Bestandteil der Unternehmensleitbilder geworden. So machen

sich BP, Shell, Total und weitere Player auf den Weg, ihre Unternehmen und Produktpaletten umzubauen: Sie wollen die eigenen Treibhausgasemissionen und die ihrer Produkte reduzieren und früher oder später zu führenden Anbietern von grünen Energien werden und investieren dafür Milliarden.

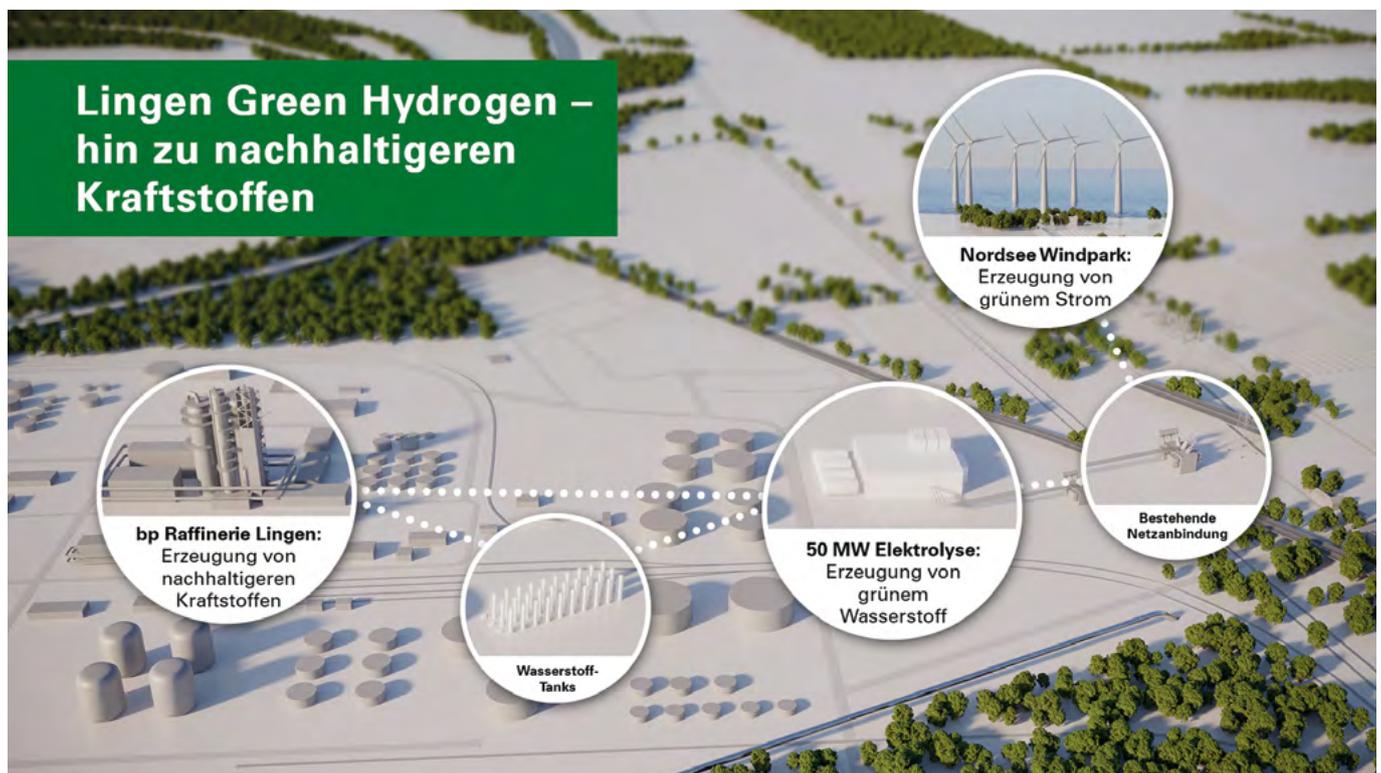
Die Branche startet den Umbau: Beispiel BP

Innerhalb der nächsten 30 Jahre dürfte sich der Anteil der fossilen Energieträger Kohle, Gas und Öl mehr als halbieren, heißt es im neuen „Energy Outlook“, den der britische Energiekonzern BP jährlich auf der Grundlage empirischer Daten erstellt. Damit breche eine neue Ära an, so BP-Vorstandschef Bernard Looney anlässlich der Vorstellung der Analyse. Die Menschheit werde erstmals aus einem Mix verschiedenster Quellen versorgt werden. Neben Wind, Solar und Wasserstoff zählen die BP-Analysten auch Erdgas und Atomkraft sowie Übergangsweise Kohle und Öl dazu. „Damit geht es in Zukunft nicht mehr um die Ver-

fügbarekeit eines einzelnen Energieträgers, sondern um die Wahl des Verbrauchers“, heißt es im „Energy Outlook“.

Auf dem Weg zum integrierten Energiedienstleister

Die BP-Gruppe, zu der in Deutschland neben Raffinerien die Marken Aral und Castrol gehören, will bis zum Jahr 2050 oder früher klimaneutral werden. Dazu sollen die Treibhausgasemissionen aller Betriebsaktivitäten weltweit von derzeit jährlich etwa 55 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent vermieden und der Treibhausgasausstoß aus der Öl- und Gasförderung auf null gesetzt werden. Darüber hinaus soll die Treibhausgasintensität aller von BP vertriebenen Produkte um 50 Prozent bis spätestens zum Jahr 2050 sinken. Um diese ambitionierten Klimaziele zu erreichen, will sich das Unternehmen zu einem integrierten Energiedienstleister entwickeln. „Wir transformieren BP in eine ganz andere Art von Unternehmen“, sagt Vorstandschef Looney: „Nicht über Nacht, aber schnell.“ Bis 2030



Am Raffineriestandort Lingen will BP künftig grünen Wasserstoff erzeugen und verarbeiten. Die Raffinerie wird zudem Teil des Wasserstoffnetzes der GET-H2-Nukleus-Initiative.



Nachhaltigere Kraftstoffe im Test auf dem Motorenprüfstand der BP/Aral-Forschung am Standort Bochum.

will BP die Förderung von Öl und Gas bereits um 40 Prozent reduzieren. Stattdessen will der Konzern die Investitionen in CO₂-arme Technologien verzehnfachen und die Kapazitäten zur Ökostromproduktion auf 50 Gigawatt verzweifachen. Fünf Milliarden Dollar pro Jahr sollen in den Konzernumbau fließen. Ein wichtiger Baustein in diesem Kontext ist der Aufbau der Produktion und der Verarbeitung von grünem Wasserstoff, etwa für die CO₂-Reduktion in der Raffinerieproduktion oder im nächsten Schritt für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe für verschiedene Mobilitätsbereiche.

BP und Ørsted wollen grünen Wasserstoff herstellen

In Kooperation mit dem dänischen Energieerzeuger Ørsted plant BP hierzu den Bau einer 50-Megawatt-Elektrolyseanlage auf dem Gelände seiner Raffinerie in Lingen im Emsland. Hierfür soll erneuerbarer Strom von Offshore-Windparks in der

Nordsee von Ørsted genutzt werden. Die Anlage könnte eine Tonne erneuerbaren Wasserstoff pro Stunde erzeugen, der in der Raffinerie zur Herstellung von treibhausgasreduzierten Kraftstoffen genutzt wird. Rund 20 Prozent des derzeit in der Raffinerie aus fossilem Erdgas erzeugten Wasserstoffs könnten dadurch ersetzt werden. Die Inbetriebnahme ist für 2024 vorgesehen. In einer zweiten Phase könnte die Elektrolyse auf 150 Megawatt erweitert werden. Käme auch die Herstellung synthetischer Kraftstoffe etwa für die Luftfahrt hinzu, könnten nach BP-Angaben in einem weiteren Projektschritt Elektrolysekapazitäten von 500 Megawatt entstehen. Mit dem Projekt komme man dem Ziel, „die Betriebsaktivitäten bis spätestens 2050 klimaneutral zu machen, einen wesentlichen Schritt näher“, so Wolfgang Langhoff, Chef von BP Europa SE. Im Zusammenspiel mit dem GET-H2-Nukleus-Vorhaben biete sich zudem ein Anknüpfungspunkt an eine öffentlich zugängliche Wasserstoffinfrastruktur.

GET H2 Nukleus: erstes öffentliches Wasserstoffnetz

Der Aufbau des ersten öffentlich zugänglichen Wasserstoffnetzes in Deutschland ist das Ziel der GET-H2-Nukleus-Initiative, an der BP ebenfalls beteiligt ist. Sofern die politischen Rahmenbedingungen stimmen, sollen bereits ab Ende 2022 über das rund 130 Kilometer lange Netz Industrieunternehmen in Niedersachsen und NRW zunehmend mit grünem Wasserstoff (H₂) versorgt werden. Dazu soll wiederum in Lingen eine 100-Megawatt-Elektrolyseanlage gebaut werden. Der Wasserstoff soll größtenteils über bestehende Gasleitungen zu industriellen Abnehmern wie der BP-Raffinerie und

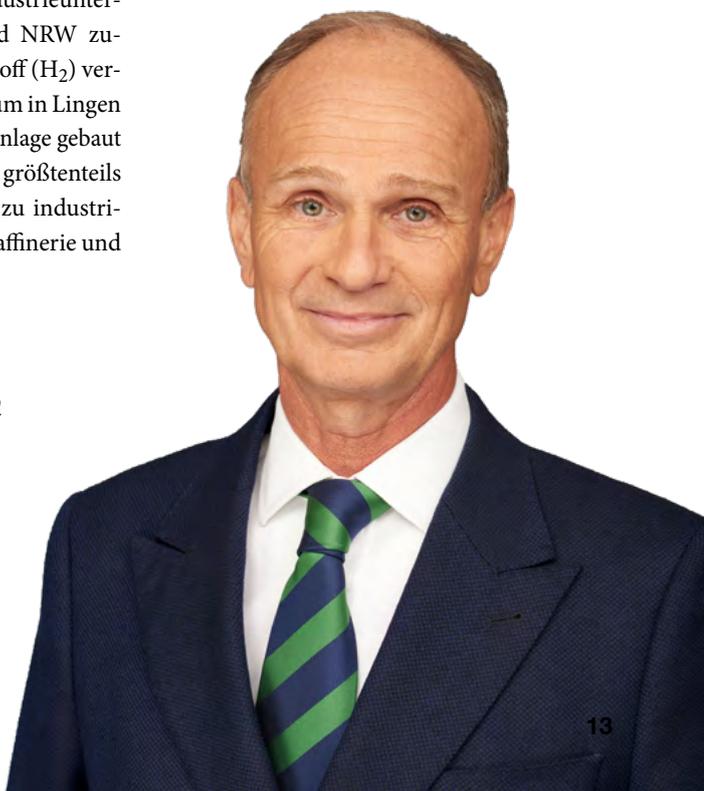
den Chemieparks in Lingen, Marl und Gelsenkirchen transportiert werden. Die dortigen Unternehmen setzen bereits heute große Mengen Wasserstoff in ihren Produktionsprozessen ein und reduzieren durch die Umstellung auf grünen Wasserstoff ihre CO₂-Emissionen erheblich.

Fortschrittliche Biokraftstoffe

Im Feld der fortschrittlichen Biokraftstoffe ist BP unter anderem an dem EU-Projekt BioMates beteiligt. Aus Nicht-Nahrungspflanzen und Reststoffen erzeugte, vorbehandelte Bioöle – sogenannte BioMates® – sollen gemeinsam mit den fossilen Einsatzstoffen in der Raffinerie zu einem Biohybridkraftstoff verarbeitet werden. Das BioMates-Projekt zielt darauf ab, aus Holz- oder halmgutartigen Reststoffen und Agrarprodukten wie Stroh und Gräsern, etwa dem schnellwachsenden, mehrjährigen Gras Miscanthus, durch ein Pyrolyseverfahren flüssige Zwischenprodukte herzustellen, die optimal auf den Raffinerieprozess abgestimmt sind. Die Raffinerien können solche biobasierten Zwischenprodukte mit zuverlässig gleichbleibenden Eigenschaften in den bereits existierenden komplexen Anlagen (Co-Processing) weiterverarbeiten. Dabei entstehen zukunftsfähige Kraftstoffe mit einem höheren biogenen Anteil als bisher üblich. ■

„Grüner Wasserstoff ist wichtig für die Ausrichtung unserer Raffinerien mit nachhaltigeren Kraftstoffen in einer CO₂-ärmeren Zukunft.“

Wolfgang Langhoff | Vorstandsvorsitzender BP Europa SE

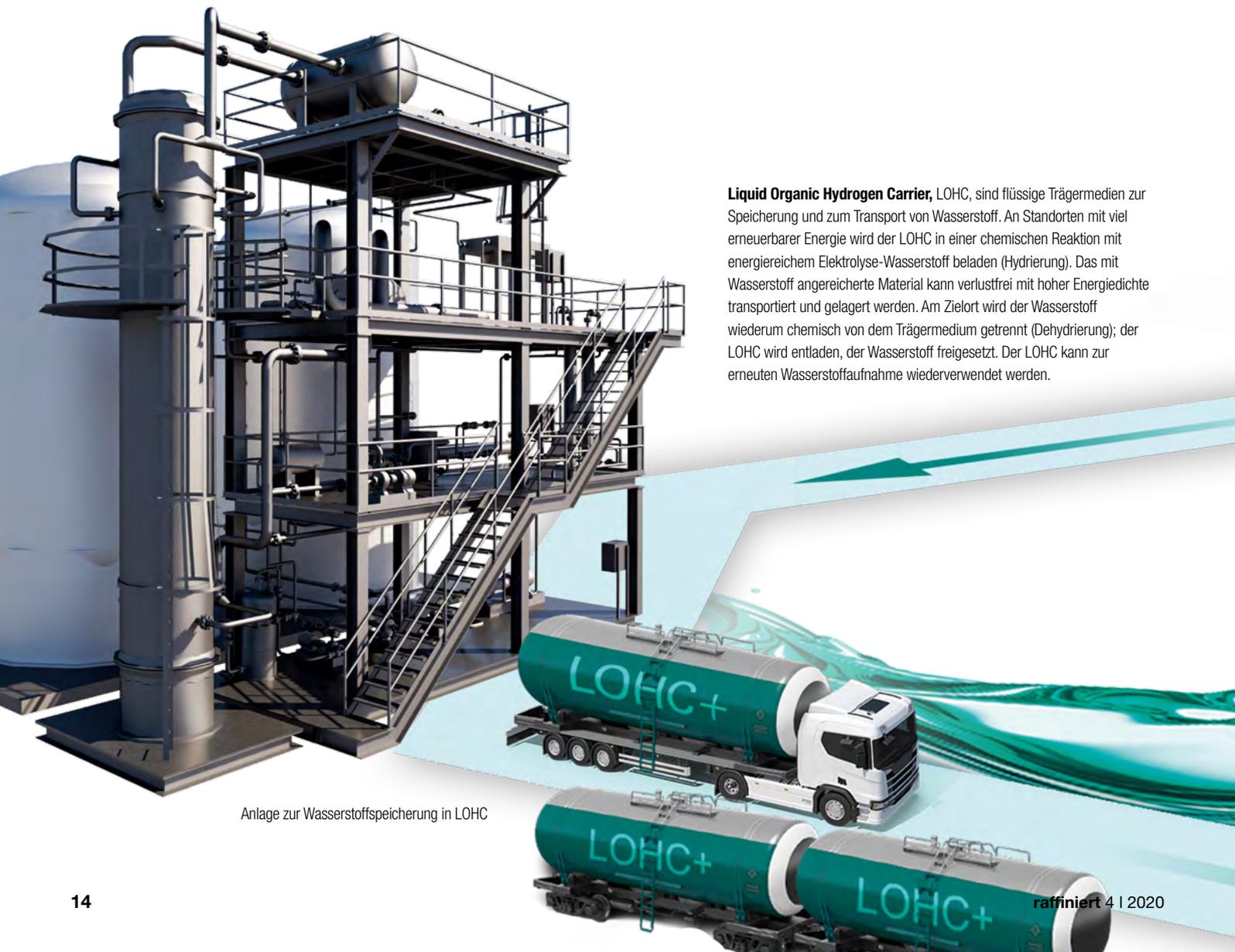


In Öl „eingelegt“
.....

Wie man Wasserstoff leicht und sicher transportieren kann

Ein junges Erlanger Unternehmen hat eine praxistaugliche Technologie zur Wasserstoffspeicherung entwickelt. Die Hauptrolle spielt dabei eine ölige Flüssigkeit.

Liquid Organic Hydrogen Carrier, LOHC, sind flüssige Trägermedien zur Speicherung und zum Transport von Wasserstoff. An Standorten mit viel erneuerbarer Energie wird der LOHC in einer chemischen Reaktion mit energiereichem Elektrolyse-Wasserstoff beladen (Hydrierung). Das mit Wasserstoff angereicherte Material kann verlustfrei mit hoher Energiedichte transportiert und gelagert werden. Am Zielort wird der Wasserstoff wiederum chemisch von dem Trägermedium getrennt (Dehydrierung); der LOHC wird entladen, der Wasserstoff freigesetzt. Der LOHC kann zur erneuten Wasserstoffaufnahme wiederverwendet werden.



Anlage zur Wasserstoffspeicherung in LOHC

Die Wasserstoffstrategien von EU und Bund rücken auch ein altes Problem des leichtesten aller Elemente in den Vordergrund: Wasserstoff in Reinform lässt sich nicht so leicht händeln. Er ist hochentzündlich und kann nur mit größerem Aufwand gespeichert und transportiert werden. Flüssige organische Trägermaterialien, Liquid Organic Hydrogen Carrier oder kurz LOHC genannt, könnten Abhilfe schaffen.

Denn neben der Erzeugung ist der Transport von großen Mengen Wasserstoff eine der Herausforderungen der Energiewende. Produziert wird er in seiner grünen Variante idealerweise dort, wo reichlich günstiger Ökostrom aus Wind und Sonne anfällt. Nach der Wasserstoffstrategie der Bundesregierung könnte das unter anderem in großen Teilen Nordafrikas erfolgen. Gebraucht wird er jedoch in den industriellen Zentren Europas.

Reinen Wasserstoff über diese großen Distanzen durch Leitungen zu pumpen, ist technisch und wirtschaftlich sehr aufwendig. Das bestehende Gasnetz ist dafür noch nicht ausgelegt und müsste zunächst technisch angepasst werden. Denn nicht in jeder Gasleitung kann einfach Wasserstoff anstelle von Erdgas oder Biomethan transportiert werden. In Deutschland sind maximal 10 Prozent Wasserstoffbeimischung ins Erdgasnetz erlaubt. Auch ist Wasserstoff

nicht so einfach zu verdichten wie Methan. Derzeit wird Wasserstoff üblicherweise gasförmig bei 200 bis 700 bar in Druckbehältern oder in flüssiger Form bei minus 253 Grad Celsius in Spezialtanks (Kryotanks) gespeichert und transportiert.

Trägeröl mit hohem Speichervermögen

Es bedarf also eines Materials, das große Mengen Wasserstoff sicher und energetisch wenig aufwendig aufnehmen und wieder abgeben kann. Dieses darf sowohl im wasserstoffreichen als auch im wasserstoffarmen Zustand nicht brennbar sein, muss sich verlustfrei für längere Zeit speichern lassen und einfach zu transportieren sein – also eben alles das können, was reiner Wasserstoff nicht kann. LOHC sind eine Gruppe solcher Trägermittel. Es handelt sich um ungesättigte, meist aromatische Kohlenwasserstoffverbindungen, die im gesamten Temperaturbereich flüssig und schwer entzündbar sind. Vor allem aber lässt sich die Wasserstoffaufnahme mittels dieser leicht zähflüssigen und öligen Substanzen auch wieder umkehren. Das Spei-

chervermögen ist dabei beträchtlich. Ein Kubikmeter LOHC kann 57 Kilogramm Wasserstoff speichern. Und dieser kann dann eben bei Umgebungsdruck und Umgebungstemperatur vor Ort gelagert und bei Bedarf abtransportiert werden.

Doch wie funktioniert das LOHC-Prinzip, für das eine ganze Reihe von Trägerflüssigkeiten infrage kommen? Die Trägerflüssigkeiten gehen mit Wasserstoff eine katalytische Reaktion ein, die zur Sättigung führt, sie nehmen diesen also auf (Hydrierung). Diese Reaktion erfolgt bei Drücken zwischen 30 und 50 bar und erzeugt Temperaturen von 150 bis 250 Grad Celsius. Im Gegenzug wird der Wasserstoff bei Temperaturzufuhr von 250 bis 320 Grad Celsius und wieder mittels eines Katalysators freigegeben (Dehydrierung). Die Trägerflüssigkeit kann erneut verwendet werden. Durch Nutzung von Abwärme wird die Effizienz des Verfahrens erhöht.



Anlage zur Freisetzung von Wasserstoff aus LOHC

Flüssig-Transport mit erprobter Logistik

Ein Vorteil des Verfahrens: Es ermöglicht, den Wasserstoff in flüssiger Form zu transportieren, ohne ihn unter großem Energieaufwand abkühlen zu müssen. So kann er etwa in Tankwagen oder durch Leitungen zum Verbrauchsort befördert und in den jeweiligen Anwendungstechnologien relativ problemlos gehandelt werden. Gleichzeitig erlaubt das LOHC einen nahezu unbegrenzten und verlustfreien Wechsel zwischen wasserstoffreichem und wasserstoffarmem Zustand.

Damit kann die vorhandene Logistik etwa der Mineralölwirtschaft, also Tankwagen, Tankschiffe, Tanklager und Tankstellen, genutzt werden – und das bei niedrigeren Gefahrenklassenstandards. Gerade die Tankstellen wären hierbei von Bedeutung, als Wasserstoffstationen für Brennstoffzellenfahrzeuge.

Statt 50.000 Kubikmeter Diesel 50.000 Kubikmeter LOHC-Trägerflüssigkeit

Insbesondere Raffinerien wären aufgrund ihres hohen Wasserstoffbedarfs für die Produktion oder als künftige Standorte für Elektrolyseprozesse ideale Abnehmer für das Produkt. Prof. Dr. Peter Wasserscheid, der die LOHC-Technologie an der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg maßgeblich mitentwickelte, sieht zudem noch eine weitere Option: die Speicherung von Energie in großen Mengen in Phasen der Dunkelflaute. In einer Raffinerie

wie in Ingolstadt könnten in Zukunft statt 50.000 Kubikmeter Diesel 50.000 Kubikmeter LOHC lagern und als grüne Reserve dienen, falls die produzierte Menge an elektrischer Energie aus Wind und Sonne nicht ausreicht. Dann könnte der darin enthaltene Wasserstoff via Brennstoffzellen verstromt und ins Netz eingespeist werden. So kann LOHC theoretisch auch zur Sektorkopplung beitragen.

„*Regenerativ hergestellter Wasserstoff ist das Erdöl der Zukunft.*“

Dr. Daniel Teichmann
CEO Hydrogenious Technologies

Hydrogenious Technologies baute erste kommerzielle LOHC-Anlage

Einer der Pioniere in der Entwicklung und Anwendung dieser Technologie ist die Hydrogenious LOHC Technologies GmbH. Das Erlanger Unternehmen startete 2013 als Ausgründung der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg. Marktanalysten stufen Hydrogenious inzwischen als führende Kraft im Bereich Wasserstofftransport ein. Ihre Lösung bietet eine sicherere Speicherung, was die hohen Kosten dieses Prozesses senkt, so die Analysten der Cleantech Group. Ende 2017 konnte der Mittelständler die weltweit ersten kommerziellen LOHC-Anlagen zur Speicherung und Freisetzung von Wasserstoff an einen Kunden in die USA ausliefern.

Weitere Projekte folgten oder sind in Planung. Eine kleinere Anlage zur Hydrierung betreibt das Unternehmen am Erlanger Standort. Die benötigte Energie für die Wasserstoffherstellung mittels PEM-Elektrolyse (PEM: Proton Exchange Membrane) liefert eine 98-kWp-Photovoltaikanlage. Der Elektrolyseur kann pro Tag über 70 Kilogramm Wasserstoff erzeugen. Die hausinterne Speicheranlage kann bis zu 40 Kilogramm Wasserstoff pro Tag in LOHC einbinden. Aktuell geplante hochskalierte Anlagen können bis zu 12 Tonnen pro Tag bewerkstelligen.

Günstig und sicher: das Trägergeröl Dibenzyltoluol

Das Hydrogenious-Wasserstoffspeicherverfahren ist ein chemischer, wärmefreisetzender (exothermischer) Prozess mit dem Trägeröl Dibenzyltoluol. Dabei handelt es sich um eine dieselähnliche Flüssigkeit, die seit langem in der Industrie als Wärmeträger genutzt wird, um Maschinen zu kühlen. Das vergleichsweise günstige Dibenzyltoluol ist wie Heizöl in der Wassergefährdungsklasse 2 (WGK 2) eingestuft und schwer entflammbar, was die sichere Verwendung erleichtert. Der Hydrierungsprozess läuft bei 25 bis 50 bar ab und setzt Wärmeenergie von 9 kWh pro Kilogramm Wasserstoff bei 250 Grad Celsius frei. Die Technik besteht aus zwei grundlegenden Komponenten. Je nach Anwendungsfall übernehmen unterschiedlich große Anlagen am Ort der Strom- und Wasserstoffherzeugung die Einspeicherung von Wasserstoff in LOHC. Am Verbrauchsort übernehmen dann spezielle Anlagen die Ausspeicherung des gebundenen Wasserstoffs. Hydrogenious LOHC Technologies bietet dazu verschiedene Anlagengrößen, containerbasierte Systeme für mittelgroße Projekte und Pilotanwendungen (Wasserstoffaufnahme ab 0,9 kg H₂/h) sowie freistehende Systeme für die großvolumige Wasserstoffspeicherung bis 500 kg H₂/h.

LOHC-Wasserstoffspeicheranlage für das Projekt HySTOC in Finnland.

Abwärmenutzung beim Ein- und Ausspeichern optimal

Für die Ausspeicherung werden 12 kWh thermische Energie pro Kilogramm Wasserstoff benötigt. Wird die Abwärme des Hydrierungsprozesses genutzt, werden im gesamten LOHC-System 3 kWh thermische und 1 kWh elektrische Energie pro Kilogramm Wasserstoff benötigt. Zum Vergleich: Bei Druckwasserstoff wären 6 kWh nötig, bei Flüssigwasserstoff 10 kWh. Da die Standorte der Wasserstoffelektrolyse und Wasserstoffnutzung in der Praxis mitunter mehrere Hundert Kilometer voneinander entfernt sind, wird man die thermische Energie, die beim Einspeichern als Abwärme anfällt, nicht beim Ausspeichern nutzen können. Daher bedarf es vor Ort einer Wärmequelle, idealerweise Abwärme aus einem Industrieprozess, beispielsweise eines Chemie-, Zement- oder Stahlwerks.

Globaler Wasserstoffbedarf pusht Transportlösungen

In dem von der EU geförderten Projekt HySTOC wird die LOHC-Technologie erstmalig für eine Tankstelle im finnischen Voikoski angewendet. Mitte 2021 wird eine Tankstelle mit Freisetzeanlage in Erlangen in Betrieb gehen, die von herkömmlichen Tankwagen mit LOHC beliefert werden soll. Der LOHC wird vor Ort bei Umgebungstemperatur und -druck in unterirdischen Tanks platzsparend gespeichert. Da die Wasserstoffstrategie global ausgerichtet ist, wird es auch einen steigenden Bedarf an günstigem Transport von Wasserstoff geben, eben per Tankwagen und Tankschiff. Gerade bei Schiffen ist man schon relativ weit. Etwa im Projekt Blue Danube: In Rumänien erzeugter grüner Wasserstoff soll mithilfe der LOHC-Technologie in Tankschiffen über die Donau bis zu den Abnehmern nach Deutschland und Österreich transportiert werden.

Die Hydrogenious-Technologie hat das Interesse bei großen Industriepartnern geweckt. Eingestiegen sind bisher der Autobauer Hyundai und die Mitsubishi Corporation sowie die niederländische Vopak,

Nachgefragt bei

Dr. Daniel Teichmann

Gründer und Geschäftsführer von Hydrogenious LOHC Technologies

Ist die politische Festlegung auf Sektoren oder Anwendungen, in denen Wasserstoff eingesetzt werden soll, sinnvoll?

Es ist erst einmal richtig, dass konkrete Anwendungsfelder benannt werden. Besonders die Anwendungsbereiche in der Industrie sind wichtig. Es ist notwendig, etwa die Stahlproduktion CO₂-frei zu machen. Und das wird nur mit grünem Wasserstoff gelingen. Nichtsdestotrotz ist die Wasserstoffverwendung auch in der Mobilität sinnvoll. In der Luft- und Schifffahrt sowie in der Logistik ist das recht klar. Ich glaube zudem auch an eine Rolle von Wasserstoff im Pkw-Markt.

Reichen 5 Gigawatt Elektrolysekapazitäten bis 2030 in Deutschland?

Die Wasserstoffmengen, die gebraucht werden, sind deutlich größer als 5 Gigawatt. Deswegen geht die Wasserstoffstrategie von einem Importanteil von 80 Prozent bis 2030 aus Regionen aus, in denen die Erzeugung 40 bis 80 Prozent günstiger ist als in Mitteleuropa und das Kilogramm Wasserstoff zu Kosten von einem Euro hergestellt werden kann. Über alle Sektoren hinweg liegt der Anteil an erneuerbaren Energien aktuell gerade mal bei 15 Prozent. Deutschland wird weiterhin auf Energieimporte angewiesen sein. Somit sind die 5 Gigawatt ambitioniert und erst der Anfang auf dem Weg zum wasserstoffbasierten Energiesystem.

Welche Rahmenbedingungen wären aus Ihrer Sicht sinnvoll und wünschenswert?

Die Wasserstoffstrategie gibt die richtige Richtung vor. Nun müssen die Vorhaben in Gesetze und Regularien gegossen werden. Da kommt noch viel Arbeit auf die Politik und die Wasserstoffgemeinschaft zu. Das größte Problem sind die höheren Kosten grüner Technologien gegenüber den fossilen. Deswegen braucht es einen CO₂-Preis, den nur der Gesetzgeber einführen kann. Auch die EEG-Umlage auf Strom verteuert diese Technologie. Man muss also die Kostennachteile von Wasserstoff gegenüber fossilen Energien abbauen. Dieses ganz große Rad kann nur die Politik drehen.



die sich der Lagerung und Distribution von Mineralöl, Gas und Chemieprodukten widmet. Partner im Anlagenbau ist unter anderem MAN Energy Solutions. Der Schweizer Spezialchemie-Konzern Clari-

ant unterstützt bei der Erforschung und dem Einsatz der benötigten Katalysatoren. Daneben bestehen Forschungsk Kooperationen mit Helmholtz-Instituten und dem Forschungszentrum Jülich. ■



Innovatives Heizöl im Einsatz

IWO startet neue Aktion future:fuels@work

Im Rahmen der Aktion sollen neue Öl-Brennwertheizungen mit erprobtem Bioöl aus Reststoffen betrieben werden. Die Teilnehmersuche ist angelaufen.

Moderne Öl-Brennwertgeräte sind effizient und gut mit erneuerbaren Energien kombinierbar. Auch der verwendete Brennstoff kann noch „grüner“ werden. Dazu beitragen soll jetzt die Pilotinitiative future:fuels@work, die das Institut für

Wärme und Mobilität (IWO) gemeinsam mit Partnern aus der Heizgeräte- und Komponentenindustrie gestartet hat. Bis Ende 2022 soll eine größere zweistellige Anzahl von Privathaushalten mit neu installierter Öl-Brennwerttechnik ein Heizöl

zur Wärmeversorgung nutzen, das zu einem Drittel aus hydriertem Bioöl besteht. Gegenüber dem konventionellen Heizöl sinken die CO₂-Emissionen bei der Verwendung von Heizöl mit einem entsprechenden Biobrennstoffanteil um rund



Mit einer Hybridheizung und alternativen Brennstoffen können auch ölbeheizte Gebäude die Klimaziele erreichen.

25 Prozent. Nach erfolgreichen Labor- und Feldtests und den positiven Anwendungserfahrungen mit dem Heizölmischprodukt in diversen IWO-Modellprojekten soll die neue Initiative dazu beitragen, Fachöffentlichkeit und Verbraucher noch breiter über den problemlosen Einsatz neuer treibhausgasreduzierter Brennstoffe zu informieren und für Akzeptanz bei den politischen Entscheidern zu werben.

Alternative Heizöle als Erfüllungsoption anerkennen

So sieht das neue Gebäudeenergiegesetz vor, das ab 2026 bei Einbau einer neuen Ölheizung anteilig erneuerbare Energie zur Deckung des Wärmebedarfs eingebunden werden muss. Der Gesetzgeber hat allerdings noch nicht festgelegt, in welcher konkreten Form die Anforderung erfüllt werden kann. Dies soll in der für 2023 geplanten nächsten Gesetzesnovelle definiert werden. Aus IWO-Sicht sollte die Verwendung von treibhausgasreduziertem Heizöl als eine Erfüllungsoption anerkannt werden. „Den Beleg für ihre Eignung in der Praxis wollen wir mit der Pilotinitiative future:fuels@work untermauern“, betont IWO-Geschäftsführer Adrian Willig. Neben dem Einsatz von hydriertem Biobrennstoff ist zu einem späteren Zeitpunkt auch eine erstmalige Beimischung von synthetischen Brennstoffen auf Basis von grünem Wasserstoff und recyceltem Kohlendioxid (CO₂), sogenannten E-Fuels, geplant. Beide Mischungen entsprechen der aktuellen Heizölnorm und sind von den teilnehmenden Herstellern für den Einsatz freigegeben.

IWO lädt Fachhandwerk zum Mitmachen ein

IWO sucht ab sofort nach Haushalten, die eine Modernisierung planen und im Anschluss an diese den bereits erprobten treibhausgasreduzierten Brennstoff einsetzen. Die Heizungsbau-Fachbetriebe können die Initiative unterstützen. „Informieren Sie einfach Ihre Kunden, die bereits Angebote für eine neue Öl-Brennwertheizung eingeholt oder sogar schon den Einbau beauftragt haben über die Initiative“, so der Aufruf von Adrian Willig in Richtung Fachhandwerk. Die Betriebe könnten so ohne großen Aufwand Kundenbindung betreiben und von der Medienarbeit von IWO profitieren. „Zudem können sie selbst ohne Zusatzaufwand erste Erfahrungen mit den neuen Brennstoffen machen und sich von deren Potenzial überzeugen“, sagt der IWO-Geschäftsführer.

Fortschrittlicher Biobrennstoff zum Vorzugspreis und „Tankeschön“-Prämie

Hauseigentümer, die sich für die Modernisierung mit Öl-Brennwerttechnik entschieden haben, können sich zur Teilnahme an der Aktion future:fuels@work bewerben. Die von einer Fachjury ausgewählten Teilnehmer erhalten nach erfolgreicher Heizungsmodernisierung 2.000 Liter Heizöl, bestehend aus 67 Prozent schwefelarmem Heizöl und 33 Prozent treibhausgasreduziertem Bioöl, zu einem Vorzugspreis. Berechnet wird der bundesweite Niedrigstpreis von Heizöl der vergangenen zwölf Monate ab Bestellzeitpunkt gemäß dem Onlineportal tecson.de. Den Mehrpreis für den innovativen Brennstoff trägt die Initiative. Zudem erhalten alle Teilnehmer eine „Tankeschön“-Prämie in Höhe von 250 Euro. Sie wird 18 Monate nach der ersten Betankung mit dem alternativen Heizöl ausbezahlt.

Kunden, die umfassender sanieren, haben zudem die Chance auf eine Klimaprämie von 5.000 Euro, wenn sie insgesamt mindestens 80 Prozent CO₂-Emissionen

gegenüber dem Ausgangszustand einsparen – zum Beispiel durch zusätzliche Gebäudedämmung beziehungsweise die Erweiterung der neuen Öl-Brennwertanlage zu einer Hybridheizung.

Zur weiteren Information über die Initiative future:fuels@work steht eine Infobroschüre unter www.zukunftsheizen.de zur Verfügung. Alle Fragen rund um die Initiative beantwortet zudem die IWO-Marktpartnerbetreuung unter der Telefonnummer 040-235113-76 oder per E-Mail unter marktpartnerbetreuung@iwo.de. ■



Heizöl mit erneuerbaren Anteilen

Neben dem bereits im Markt verfügbaren Heizöl mit 10 Prozent Bioölanteil (FAME, bestehend aus veresterten Pflanzenölen oder veresterten Altspeiseölen) kommen noch weitere Heizölmischungen mit höheren erneuerbaren Anteilen infrage, die die Treibhausgasbilanz von Ölheizungen verbessern können. Das sind mittelfristig vor allem hydrierte Brennstoffe, die aus Reststoffen wie beispielsweise Altfett, tierischen oder pflanzlichen Abfällen gewonnen werden und als fortschrittliche Biobrennstoffe bezeichnet werden. Langfristig kommt zudem klimaneutraler synthetischer Brennstoff auf Basis von Ökostrom (Power-to-Liquid) in Betracht.

Doppelpack: Hydriertes und verestertes Bioöl im Praxistest



Der Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie (BDH) und das Institut für Wärme und Mobilität (IWO) testen eine weitere Variante treibhausgasreduzierten Heizöls. Im Rahmen eines mindestens zweijährigen Praxistests werden seit Oktober insgesamt 21 Ölheizungen in Wohngebäuden mit einer speziellen Brennstoffmischung aus Standardheizöl und zwei Biokomponenten betrieben.

Der erneuerbare Anteil des Heizölgemischs besteht zu 26 Prozent aus hydriertem Bioöl, das aus Alt fett, tierischen oder pflanzlichen Abfällen sowie Holzresten erzeugt wird, und zu 7 Prozent aus FAME, also verestertem Pflanzenöl. FAME wird zunehmend auch aus alten Speiseölen wie Frittieröl gewonnen. Das im Praxistest eingesetzte hydrierte Bioöl zählt zu den fortschrittlichen Biobrennstoffen der zweiten Generation, deren Herstel-

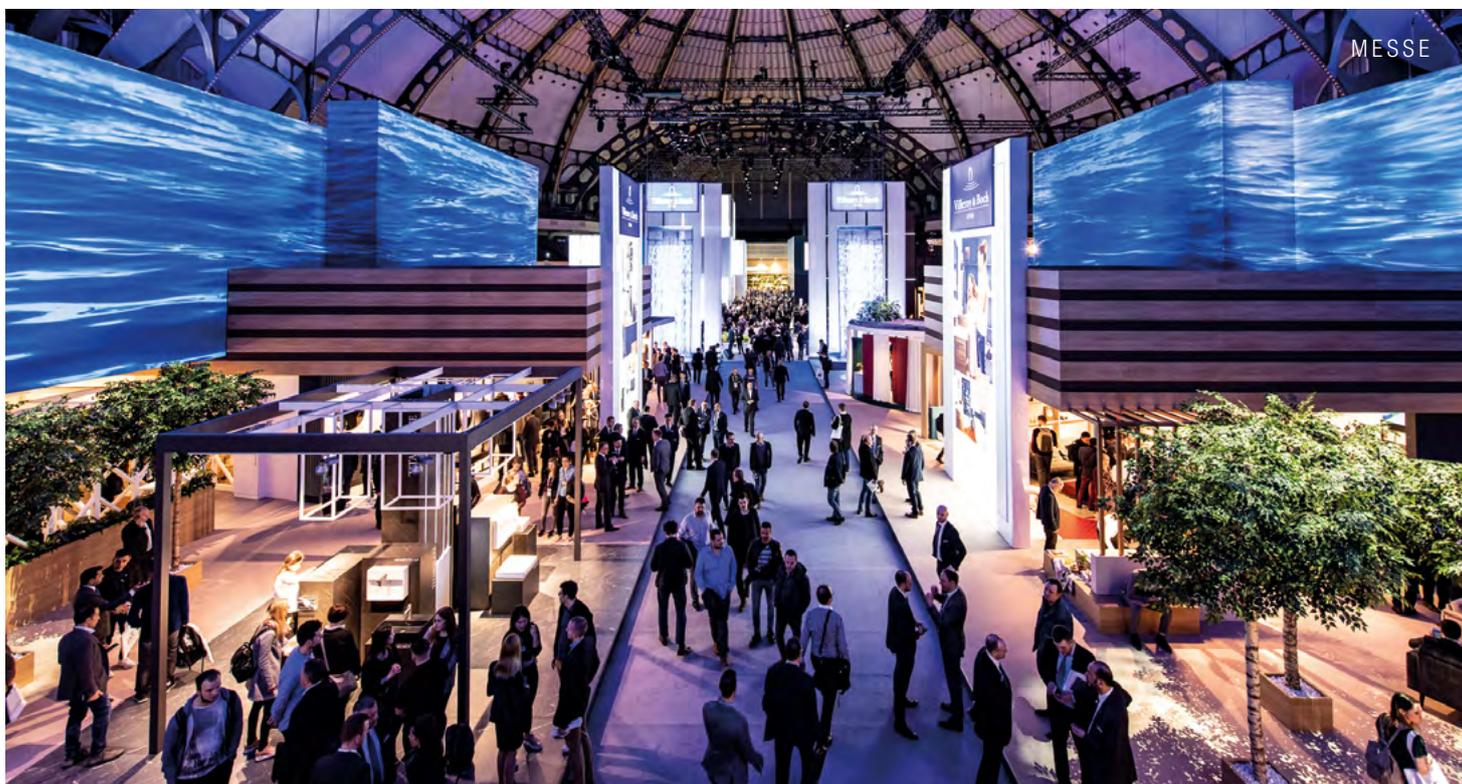
lung nicht in Konkurrenz zum Nahrungsmittelanbau steht. FAME wird bereits seit Jahren in der Mischung mit schwefelarmem Standardheizöl im Markt angeboten – insbesondere in Baden-Württemberg, wo ein schwefelarmes Heizöl mit 10 Prozent FAME-Anteil (gemäß DIN SPEC 51603-6 EL A Bio 10) als eine Erfüllungsoption des dort geltenden Wärmegesetzes anerkannt ist.

In dem Langzeittest soll die Einsatzreife der Heizölmischung mit dem kombinierten Bioanteil von insgesamt 33 Prozent in bestehenden Ölheizungen erprobt werden. Sollte sich auch diese Kombination erfolgreich in der Praxis bewähren, würde das die Bandbreite der für Ölheizungen geeigneten, klimaschonenden flüssigen Energieträger vergrößern. Die Unternehmen Bosch Thermotechnik mit Buderus, Dehous, Viessmann, Weishaupt und Wolf unterstützen das Projekt mit eigenen Feld-

testanlagen, weitere Firmen wie Danfoss, GOK, Hoval und Suntec mit Know-how und bei komponentenbezogenen Fragen.

Exzellenter CO₂-Footprint

Effiziente Öl-Brennwertkessel werden häufig mit Solarthermie kombiniert. „Wenn solch eine Anlage zudem mit treibhausgasreduzierten flüssigen Energieträgern betrieben wird, weist sie einen exzellenten CO₂-Footprint auf“, so BDH-Hauptgeschäftsführer Andreas Lücke. „Verfügbarkeit und geeignete Rahmenbedingungen vorausgesetzt, können solche Systeme einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten.“ Der Langzeittest von BDH und IWO ist eng vernetzt mit einem länderübergreifenden Projekt von EHI (Association of the European Heating Industry) und dem europäischen Heizölverband Eurofuel. ■



Die ISH 2021 wird digital

Auch die größte Präsenzmesse für Wasser, Wärme, Klima muss vor der Corona-Pandemie weichen. Mit der ISH digital 2021 gehen die Messeveranstalter neue Wege. Der Nutzwert der Messe für den Fachbesucher muss darunter nicht leiden.

Die ISH im kommenden März wird erstmals ausschließlich online stattfinden. Die Entscheidung, gänzlich Abstand von einer Präsenzveranstaltung auf dem Frankfurter Messegelände zu nehmen und ein rein digitales Messeformat umzusetzen, hatten die Messegesellschaft und die Trägerverbände der ISH (BDH, FGK, VDS, VdZ und ZVSHK) angesichts ansteigender Covid-19-Infektionszahlen in vielen EU-Ländern bereits im September getroffen. Ende Oktober präsentierte die Messe Frankfurt ihr digitales ISH-Konzept, mit dem sie die SHK-Branche fünf Tage lang zusammenbringen und vernetzen will. „Wenn wir schon keine physische Messe in Frankfurt abhalten können, dann bringen wir sie eben zu den Leuten nach Hause“, so Wolfgang Marzin, Vorsitzender der Geschäftsführung der Messe Frankfurt bei der Vorstellung des Konzepts. Die Fachmessebesucher sollen vielfältige Möglichkeiten haben, sich on-

line über die neuen Produkte zu informieren und mit den ihnen bekannten wie auch neuen Anbietern sowie mit Fachkollegen in den Austausch zu treten. Mit dem „ISH Contactor“ und der „ISH digital Plattform 2021“ sind hierzu zwei Bausteine für die Messepräsenz der Hersteller vorgesehen.

Zentrale Suchmaschine für Wasser, Wärme und Klima

Der ISH Contactor ist die erweiterte zentrale Suchmaschine für Wasser-, Wärme- und Klimatechnik auf der ISH-Website (www.ish.messefrankfurt.com). Interessierte Fachleute aus diesen Bereichen können sich damit vor, während und nach der offiziellen ISH über die Angebote und Services der Hersteller informieren. Die „ausstellenden“ Firmen können hier für einen Zeitraum von zwei Jahren alle relevanten Informationen zum Un-

ternehmen sowie zu den Produkten und Services einstellen und diese bei Bedarf aktualisieren.

ISH virtuell erleben – auch mit 1-zu-1-Gesprächen

Auf der ISH digital Plattform kann der Fachbesucher die ISH dann vom 22. bis 26. März 2021 virtuell erleben und sich beteiligen. Die Plattform bündelt alle Aktivitäten der Aussteller und Angebote der Messe Frankfurt. Neben Ausstellerpräsentationen mit Produkten, Informationen und Ansprechpartnern, sind hier Chatfunktionen sowie 1-zu-1-Video-Calls zwischen Fachbesucher und Hersteller sowie eine Terminvergabe für Online-Meetings mit den Ausstellern möglich. Des Weiteren soll es Live-Streamings und On-Demand-Übertragungen des ISH-Rahmenprogramms auf der Plattform geben. >>

„Wir werden hier massiv mit einsteigen, um hieraus eine phantastische Veranstaltung zu machen. Wenn das Handwerk nicht zur Messe kommen kann, dann kommt die Messe zum Handwerk. Vier Jahre ohne Messe ist keine Option.“

Helmut Bramann | Zentralverband Sanitär Heizung Klima



„Matchmaking“ bringt Fachbesucher und Aussteller zusammen

Ein wichtiges Feature dabei ist das intelligente Matchmaking. Es hilft Fachbesuchern, entsprechend ihrer Profession, ihrer Tätigkeitsschwerpunkte und fachlichen Interessen die dazu passenden Angebote von Ausstellern/Herstellern oder im ISH-Rahmenprogramm zu finden, und bietet zudem Möglichkeiten der Kontaktaufnahme über Video-Calls oder Online-Meetings. Voraussetzung für das Matching ist das Ausfüllen eines Fragebogens beim ersten Besuch der ISH digital Plattform. Ein intelligenter Algorithmus führt dann die besten

Treffer auf Anbieter- wie Nachfrageseite zusammen. Je mehr sich die Nutzer auf der Plattform bewegen, desto schärfer wird das Suchprofil und die Matches werden immer zielgenauer. So können beispielsweise zum Profil passende Vorträge aus dem Konferenzprogramm vorgeschlagen werden.

Zeit- und ortsunabhängig dabei sein

Als großes Plus der ISH digital gegenüber der Präsenzmesse dürfte sich erweisen, dass viele Messeangebote über die gesamte Dauer der Veranstaltung rund um die Uhr online aufgerufen werden können. So haben die Fachbesucher beispielsweise die Möglich-

keit, Fachvorträgen, Produktshows, Pressevents, Sonderschauen jederzeit beizuwohnen. Die ISH-Messeverantwortlichen sehen darin auch eine Chance. Weil keine An- und Abreise und vor allem bei den ausländischen Fachbesuchern keine Hotelübernachtungen nötig sind, dürfte vielen Fachleuten die Teilnahme leichter fallen. Bei der letzten analogen ISH im Frühjahr 2019 zählte die Messe Frankfurt rund 190.000 Besucher aus 161 Ländern. Man darf gespannt sein, wie erfolgreich die erste digitale Ausgabe sein wird. Die Trägerverbände der ISH haben jedenfalls ihre Unterstützung zugesagt. Sie wollen ihre Mitgliedsunternehmen in den kommenden Wochen umfassend zum Angebot der ISH digital informieren und zur Teilnahme motivieren. ■



„Wir sehen die ISH digital nicht als irgendeine kleine kommerzielle Plattform. Wir wollen, dass die ISH als internationale Leitmesse stark bleibt.“

Andreas Lücke | Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie

Irreführend: „Verbot von Ölheizungen ab 2026“

Wettbewerbszentrale unterbindet pauschale Werbung



» Die Wettbewerbszentrale ist gegen Werbeaussagen zu Ölheizungen vorgegangen. Die pauschale Behauptung eines Verbots von Ölheizungen ab 2026 sei irreführend, kritisierte die Selbstkontrollenrichtung der Wirtschaft Mitte November. In allen zuletzt beanstandeten Fällen sei die Werbung umgestellt worden, Unterlassungserklärungen lägen vor.

Gebäudeenergiegesetz sieht kein absolutes Verbot vor

Moniert hat die Wettbewerbszentrale insbesondere die folgenden Aussagen: „Heizöl ist ab 2026 verboten“, „Ab 2026 sind Ölheizungen verboten“ sowie „Ab 2026 gibt es ein Verbot für reine Öl- und Kohleheizungen im Bestand – für Neubauten gilt es bereits“. Sie hält diese Aussagen für irreführend. Denn dem Verbraucher wird mit diesen Aussagen suggeriert, dass ab 2026 keine Ölheizungen mehr betrieben

werden dürfen, also bis zu diesem Zeitpunkt alle derzeit existierenden Ölheizungen ausgetauscht werden müssen. Dies ist aber nicht richtig. Das diesbezüglich maßgebliche neue Gesetz zur Vereinheitlichung des Energieeinsparrechts für Gebäude (GEG) sieht ein solch absolutes Verbot keineswegs vor.

Öl-Hybridheizungen auch nach 2026 zulässig

Gemäß GEG dürfen Ölheizungen auch nach dem 1. Januar 2026 noch eingebaut werden, wenn sie erneuerbare Energien mit einbinden. Es können sogar noch reine Ölheizungen eingebaut werden, wenn kein Gas- oder Fernwärmenetz vorhanden ist und keine erneuerbaren Energien anteilig eingebunden werden können.

Für veraltete Öl- und Gasheizkessel, die vor dem 01.01.1991 eingebaut wurden beziehungsweise die älter als 30 Jahre sind, sieht das GEG ein Betriebsverbot vor. Ausgenommen davon sind Niedertemperatur-Heizkessel und Brennwertkessel. Außerdem gilt es nicht für Heizungen in Ein- und Zweifamilienhäusern, die der Eigentümer am 01.02.2002 selbst bewohnt hat, und es gibt Übergangsfristen für Neueigentümer.

„Die Verbreitung der zutreffenden Behauptung, dass Ölheizungen schon bald verboten seien, kann Verbraucher dazu verleiten, übereilt nicht sachgerechte Entscheidungen von erheblicher finanzieller Bedeutung zu treffen. Dadurch wird der Wettbewerb in unzulässiger Weise zulasten der Heizölbranche verzerrt“, erklärt Dr. Britta Bröker von der Wettbewerbszentrale. Derartige Wettbewerbsverletzungen könnten mit den zur Verfügung stehenden Mitteln schnell außergerichtlich aus der Welt geschafft werden.

IWO Zukunftswerkstatt

Neue Facebook-Seite für Fachleute

» IWO nutzt seit kurzem einen weiteren Online-Kanal, um Fachinformationen an Handwerker und Mineralölhandel sowie an deren Auszubildende zu vermitteln. Mit der „IWO Zukunftswerkstatt“ ist eine neue Facebook-Seite online gegangen, auf der es um die aktuellen Themen aus dem Wärmemarkt geht. Die Seite hat bereits kurz nach dem Start mehr als 800 Abonnenten gewinnen können.



Foto: IWO

IWO-Blog

Viele Podcasts im Angebot

» Auf dem IWO-ExpertenBlog futurefuels gibt es eine neue Kategorie für die Podcasts. Hier finden sich alle bisherigen Folgen, unter anderem auch der Audiobeitrag „So klingt Wirtschaft“ mit IWO-Geschäftsführer Adrian Willig und Professor Christian Küchen, Hauptgeschäftsführer des MWV. Hauptthema war die Frage „Wie können alternative Kraftstoffe zum Klimaschutz beitragen?“. Der Beitrag ist in Kooperation mit dem Handelsblatt-Verlag entstanden. www.futurefuels.blog



Buderus

Heizsysteme mit Zukunft.



Vom Start weg effizient.

Der Logano plus KB195i mit Lambdasonde.

Der Logano plus KB195i nutzt Bauteile, die millionenfach in modernen Pkw-Motoren zum Einsatz kommen. Er ist der erste bodenstehende Öl-Brennwertkessel im Design der Titanium Linie mit automatischer Verbrennungsregelung durch LAMBDA plus Technologie. So arbeitet der Brenner besonders effizient mit einem einzigartigen Modulationsbereich von 1 : 4. Erfahren Sie mehr auf www.buderus.de