



Beachten Sie bitte den/die Hinweis/e auf der/den letzten Seite/n
 ► clientnext.bayernlb.de, Bloomberg: RESP BAYR

Wasserstoff: Sektorkopplung bringt Klimaziel 2050 in Reichweite

Kurz & klar

- Die auf Wasserstoff (H₂) basierende Sektorkopplung – auch „Power-to-X“-(PtX)-Technologie genannt, stärkt über den Energiesektor hinaus den Klimaschutz und damit die Nachhaltigkeit.
- PtX ermöglicht den Einsatz von „grünem“ Wasserstoff in anderen Sektoren (etwa in der Industrie, in Gebäuden sowie in der Mobilität) und unterstützt mittel- und langfristige den Weg in eine klimaneutrale Gesellschaft.
- Ein schneller Aufbau internationaler Partnerschaften soll die Kosten von „grünem“ Wasserstoff senken und der verarbeitenden Industrie Deutschlands ermöglichen, ihr Know-how entlang der gesamten H₂-Wertschöpfungskette zu vermarkten.
- Zu Beginn des Jahres 2021 hatten bereits über 30 Länder eine H₂-Roadmap veröffentlicht. Die Chancen stehen gut, dass die Kostendifferenz zwischen „grauem“ und „grünem“ Wasserstoff bis 2030 deutlich kleiner wird.

Bis 2050 planen die USA, die EU und damit auch Deutschland die Klimaneutralität. Bereits bis 2030 sollen die CO₂-Emissionen in der EU und in Deutschland um 55% geringer als 1990 sein. Eine klimaneutrale Gesellschaft erfordert in allen Wirtschaftsbereichen, die CO₂ emittieren, ein Umsteuern. Auf die vielfältige Nutzungs- und Einsatzmöglichkeit der wasserstoffbasierten „Power-to-X“-Technologien, auch als Sektorkopplung bezeichnet, kann zur Erreichung des Ziels unserer Meinung nach nicht verzichtet werden. Durch einen adäquaten regulatorischen Rahmen muss die Politik die Grundlagen schaffen, um einen schnellen Hochlauf der Sektorkopplung zu ermöglichen.

„Power-to-X“-Technologien ermöglichen die energietechnische und -wirtschaftliche Verknüpfung von Strom, Wärme, Mobilität und industriellen Prozessen. Grünstrom wird dank Sektorkopplung speicherbar und damit nachfrageorientiert abrufbar.

Kritiker der wasserstoffbasierten Sektorkopplung bemängeln den geringen Wirkungsgrad der PtX-Technologien sowie den extrem hohen Bedarf an Grünstrom und den damit einhergehenden Kostenschub. Befürworter sehen die Hürden durch internationale Zusammenarbeit als überwindbar an und betrachten die Sektorkopplung als „Schlüsseltechnologie“ für eine nachhaltige Industriegesellschaft.

Laut McKinsey haben bereits 30 Länder eine Wasserstoff (H₂)-Strategie auf den Weg gebracht, oder sogar schon verabschiedet. Die weltweit rund 230 Projekte, die sich der Thematik widmen, zeigen die hohe Aufmerksamkeit, die die H₂-basierte Sektorkopplung global erfährt. Der folgende Bericht zeigt, wo die H₂-basierte Sektorkopplung aktuell steht und welche Steine es auf dem Weg zur flächendeckenden Nutzung noch aus dem Weg zu räumen gilt.

H₂-basierte Sektorkopplung – Auf dem Weg in eine CO₂-neutrale Gesellschaft

Bereits 2030 soll Strom in Deutschland zu zwei Dritteln aus Erneuerbaren Energien (EE) gewonnen werden (2020 kamen laut Umweltbundesamt (UBA) bereits 45% aus EE). Die Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie ist wetterabhängig und damit nicht immer im Einklang mit der Nachfrage. Gleichzeitig besteht aber ein Grundlastbedarf an Strom, der 24 Stunden verfügbar sein muss. Damit Grünstrom grundlastfähig wird, muss er speicherbar sein.

- ▶ Power-to-X ermöglicht Speicherkapazitäten im GW-Bereich

Neben Pumpspeicherkraftwerken, die 80% der Energiespeicherkapazitäten in Deutschland vorhalten, gibt es Batteriespeicher und thermische Speicher. Weder Pump- noch Batteriespeicher erreichen aber auch nur annähernd die möglichen Speicherkapazitäten der „Power-to-X“-Technologien. Um den mit wachsender Volatilität des Stromsystems steigenden Bedarf an Speicherkapazitäten zu befriedigen, sollten daher die bisher nur wenig genutzten „Power-to-X“-Technologien stark ausgebaut werden.

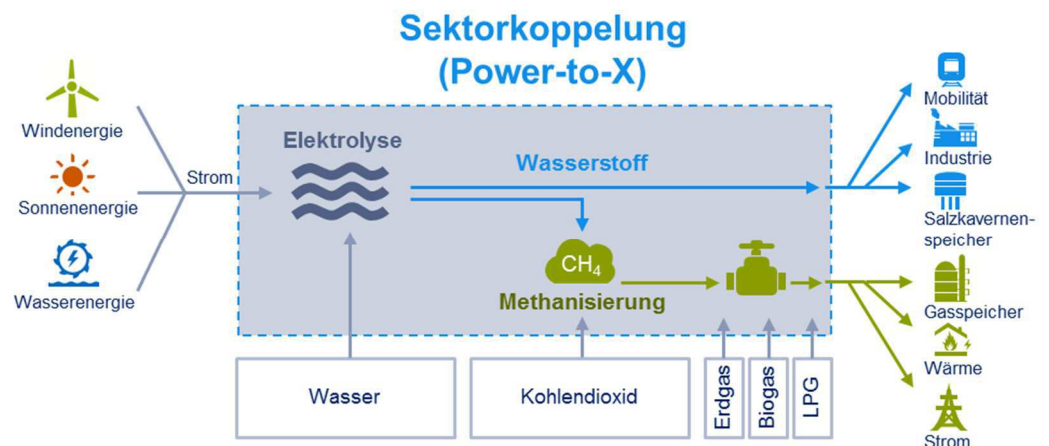
Die Wasserelektrolyse als Basis der PtX-Technologien

Bei der Wasserelektrolyse wird Wasser (H₂O) mit Grünstrom, vor allem Wind- und Sonnenstrom, in seine Bestandteile Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) aufgespalten. Der Sauerstoff kann für Produktionsprozesse in der Industrie genutzt oder in die Atmosphäre entlassen werden. Der gewonnene „grüne“ Wasserstoff, der leicht flüchtig und bei einer Reaktion mit Sauerstoff explosiv reagiert („Knallgasexplosion“), ist vielfältig nutzbar.

- ▶ PtG ermöglicht die Schaffung von CO₂-neutralem „grünen“ Gas

Fügt man dem Wasserstoff Kohlendioxid (CO₂) zu, erhält man speicherbares synthetisches Methan (CH₄). Aus volatilem Grünstrom wird so speicherbares und damit grundlastfähiges „grünes“ synthetisches Methangas, daher der Name „Power-to-Gas“ (PtG). Das gespeicherte „grüne“ Gas kann später nachfrageorientiert aus dem Gasnetz für Wärmezwecke („Power-to-Heat“) abgerufen oder aber wieder verstromt werden. Bei der Verbrennung dieses Gases fällt dann nur das vorher der Atmosphäre oder einem Abgasstrom eines Kraftwerks entzogene CO₂ an. Der Gesamtprozess ist damit CO₂-neutral. Für die Speicherung des „grünen“ Gases kann auf die vorhandene Gas-Infrastruktur zurückgegriffen werden. In Deutschland stehen dazu quer über das Land verteilt 50 Untertage-Erdgasspeicher an 39 Standorten zur Verfügung, die über ein fast 500.000 km langes Erdgasnetz miteinander verbunden sind.

Wasserstoff über die „Power-to-X“-Technologien in verschiedenen Sektoren einsetzbar



Quelle: BayernLB

Der durch Elektrolyse gewonnene „grüne“ **Wasserstoff kann auch in Reinform** in einem separierten Teil des Gasnetzes zu Abnehmern transportiert werden, um als Rohstoff für

verschiedene Zwecke zu dienen, daher die Begrifflichkeit „Power-to-X“. So kann der „grüne“ Wasserstoff etwa als Treibstoff für Mobilitätszwecke („Power-to-Fuel“) vor allem für Nutzfahrzeuge mit Brennstoffzellentechnik verwendet werden. Findet er dagegen in der Industrie für die CO₂-reduzierte Produktion von Grundstoffen Anwendung, spricht man von „Power-to-Chemicals“.

Die „Farbenlehre“ des Wasserstoffs

- ▶ „Grauer“ H₂ bislang weltweit dominierend

Weit über 90% der weltweiten Wasserstoffgewinnung erfolgt durch thermische Verfahren, vor allem durch Dampfreformierung von Erdgas. Hierbei wird das Erdgas mit warmem Wasserdampf gemischt. Der dabei entstehende Wasserstoff (H₂) wird als „**grauer**“ **Wasserstoff** bezeichnet. Nach einer Greenpeace-Studie vom Januar 2020 fallen bei der Produktion von „grauem“ Wasserstoff je Kilogramm Wasserstoff etwa 10 Kilogramm CO₂ an.

- ▶ CCS-Technologie macht grauen H₂-weniger schädlich

Wird die Erdgas-Dampfreformierung mit einem CO₂-Abscheidungs- und CO₂-Speicherungsverfahren (engl. „Carbon Capture and Storage“, kurz CCS) gekoppelt, spricht man von „**blauem**“ **Wasserstoff**. Berücksichtigt man die gesamten CO₂-Emissionen bei der Erzeugung von „blauem“ Wasserstoff inklusive der Vorstufen der Produktion, fallen selbst bei effizienten CCS-Verfahren durchschnittlich 5,6 kg CO₂ je Kilogramm Wasserstoff an.

„**Grüner**“ **Wasserstoff**, der über die Aufspaltung von Wasser mittels eines mit Grünstrom betriebenen Elektrolyseurs erzeugt wird, ist CO₂-neutral. Grüner Wasserstoff wird daher auch gerne als „Champagner“ der Energiewende bezeichnet.

„**Türkiser**“ **Wasserstoff** wird über die thermische Spaltung von Methan (Methanpyrolyse) hergestellt. Neben dem gewonnenen H₂ entsteht anstelle von CO₂ dabei fester Kohlenstoff. Voraussetzung für die CO₂-Neutralität des Verfahrens ist die Wärmeversorgung des Hochtemperaturreaktors über Erneuerbare Energien sowie die dauerhafte Bindung des Kohlenstoffs. In Deutschland will der Energiekonzern Wintershall Dea gemeinsam mit dem Karlsruher Institut für Technologie (KIT) die Pyrolyse im industriellen Maßstab erproben.

- ▶ CCS-Technologie in Deutschland ausgebremst

CCS findet immer mehr Unterstützer

Die Nutzung von „blauem“ H₂ bedarf der Anwendung der CCS-Technologie. Während Wissenschaftler von Acatech und Agora Energiewende die CO₂-Abscheidungstechnologie für wichtig und bei korrekter Anwendung für unbedenklich halten, sorgt das CO₂-Speicherungsgesetz aus 2012 dafür, dass CCS in Deutschland aktuell kaum anwendbar ist. Wegen der unklaren Folgen der Verpressung von CO₂ für die Umwelt kam Deutschland über eine Versuchsanlage, die wieder aufgegeben wurde, bislang nicht hinaus. Aus diesem Grund zielen auch die aufgelegte Nationale Strategie Wasserstoff (NSW) sowie die regionalen H₂-Strategien fast ausschließlich auf „grünen“ Wasserstoff ab.

Elektrolyseure – das technische Herzstück für die Erzeugung von „grünem“ H₂

Für die Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff gibt es verschiedene Elektrolyse-Verfahren:

- ▶ AEL, die am weitesten gereifte Elektrolyse-Technologie

- **Die Alkalische Elektrolyse (AEL)**, die meist in der Nähe von Großkraftwerken stattfindet, ist laut einer Studie der NOW GmbH „Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland“ die am weitesten ausgereifte Technologie. Bei der AEL werden für den Elektrolyseur keine knappen oder kritischen Rohstoffe benötigt. Der Umwandlungswirkungsgrad von elektrischer in chemische Energie liegt bei diesem Verfahren bei 65 bis 75%. Die hauptsächlich aus der Chloralkali-Industrie stammenden Anbieter könnten über ihre Zulieferketten zeitnah auch Wasserelektrolyse im Großmaßstab anbieten.
- **Die Proton Exchange Membran-Elektrolyse (PEM-EL)** gilt im Vergleich zur AEL-Technologie wegen der Abwesenheit eines flüssigen Elektrolyten als wartungsarm und hat insgesamt eine einfachere Systemtechnik als die AEL. Bei dezentralen Anlagen hat

die PEM-EL gegenüber der AEL einen leichten Vorteil aufgrund ihrer Kompaktheit und dem damit geringeren Platzbedarf. Auch lässt sich die Leistung der PEM-EL schneller anpassen als bei der AEL, was bei einem immer stärker von volatilen Grünstromanlagen dominierten Kraftwerkspark als vorteilhaft gilt. Zudem können PEM-EL sekunden-schnell gestartet werden.

- **Die Hochtemperatur-Elektrolyse (HT-EL)** operiert, im Gegensatz zur PEM-EL und zur AEL, die beide mit einem Temperatur-Level zwischen 50-90° Celsius operieren, auf einem Temperaturniveau zwischen 700-850° Celsius. Durch die energetische Nutzung des zugeführten Dampfes können HT-EL die gleiche Menge H₂ wie PEM oder AEL mit circa 20% weniger Stromzufuhr produzieren. Die HT-EL befindet sich noch in einer Frühphase der Kommerzialisierung. Wegen der bislang geringen Stückzahl produzierter HT-EL kann noch nicht von einer etablierten Lieferkette gesprochen werden, der Technologie wird aber noch großes Kostensenkungspotenzial zugetraut (s. S. 11).

PtG macht den Stromsektor wetterfest und effizient

- ▶ Netzstabilisierung kostet immer mehr

Mangels eines synchronen Aufbaus von Stromnetzen und Anlagen zur Stromgewinnung aus Erneuerbaren Energien (EE) in Deutschland steigen die jährlichen Kosten zur Netzstabilisierung eines immer volatileren Stromangebots kontinuierlich (in den Jahren 2018 bis 2020 lagen diese jeweils bei über 1 Mrd. Euro). Wegen des im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) festgelegten Einspeisevorrangs und der unabhängig von der Nachfragesituation gezahlten Festvergütung haben Grünstromerzeuger bislang kein großes Interesse, ihren Strom nachfrageorientiert einzuspeisen.

- ▶ PtG stabilisiert Stromnetz

Derzeit werden Windstromüberschüsse im Norden Deutschlands abgeregelt und bleiben damit ungenutzt. 95% des Ertragsausfalls wird dem Anlagenbetreiber trotzdem vergütet. Mit der Wasserstoff-basierten Sektorkopplung könnten Grünstromüberschüsse methanisiert, als „grünes“ Gas gespeichert und bei Bedarf nachfrageorientiert aus dem Gasnetz abgerufen werden. Windstrom muss dann nicht mehr abgeregelt werden, und so steigt auch die Effizienz des EE-Anlagenparks. Mit großflächiger PtG-Anwendung erhöht sich die Netzstabilität und die Kosten der Netzstabilisierung würden wieder sinken.

- ▶ PtG stärkt Effizienz des Grünstromparks

Da Gaskraftwerke im Vergleich zu Kohlekraftwerken sehr schnell herauf- und herunterregelbar sind, könnten Dunkelflauten – wenn also weder Wind weht noch die Sonne scheint – durch Nutzung des im Gasnetz gespeicherten „synthetischen Methans“ dann, auch ohne Stromimporte aus dem Ausland, ausgeglichen werden. Über das bestehende Gasnetz könnte das „grüne“ Gas transportiert und dort in Gaskraftwerken CO₂-neutral rückverstromt werden. Auch ohne zusätzlich Stromtrassen – deren Ausbau bereits um Jahre hinter dem ursprünglichen Zeitplan zurückliegt– könnte damit grüner Strom von Nord nach Süd gelangen. Die sich ab dem Jahr 2023 abzeichnende Unterdeckung von Strom in Süddeutschland könnte so ebenfalls besser abgedeckt werden, vorausgesetzt, es stehen nach dem Abschalten der Atomkraftwerke Ende 2022 ausreichend Gaskraftwerkskapazitäten zur Abdeckung der Stromgrundlast bereit (siehe auch ["PtG-Gamechanger für den Strom- und Wärmesektor"](#)).

- ▶ Massiver Druck auf Automobilbranche in der EU zur CO₂-Reduktion

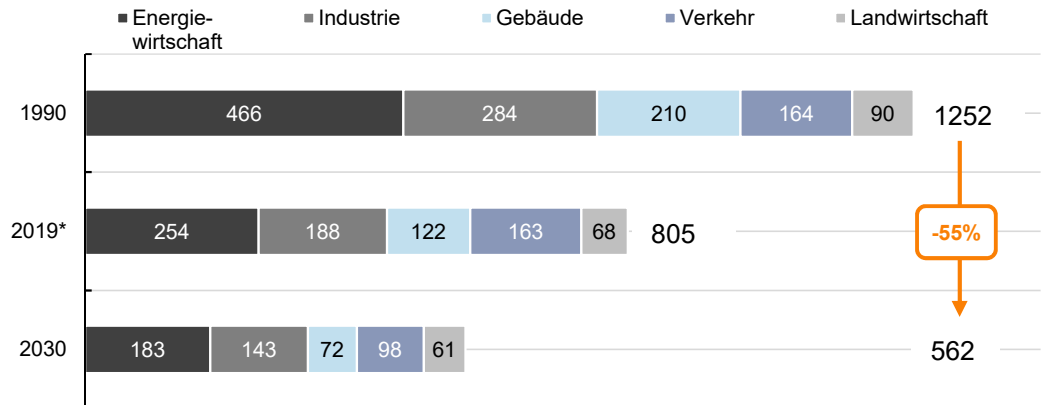
Brennstoffzellen und „grünes“ Gas - für eine CO₂-arme Mobilität kaum verzichtbar

Auf dem Weg zur Erreichung der Klimaschutzziele konterkariert der Verkehrssektor bislang die Erfolge im Energiesektor und in der Industrie (s. Graphik S. 5). EU-weit muss ab 2021 die Gesamtflotte eines Fahrzeugherstellers den verschärften CO₂-Grenzwert von 95 g CO₂/km einhalten, andernfalls drohen milliardenschwere Strafzahlungen. Hybrid- und reine E-Fahrzeuge erfahren 2021 noch eine doppelte Anrechnung für die CO₂-Ausstoß-Berechnung im positiven Sinne, die bis 2022 auf das 1,3-fache abschmilzt.

Die deutschen Hersteller versuchen daher, unterstützt durch großzügige staatliche Förderungen für E-Autos von, je nach Antriebsart bis zu 9.000 Euro, den Anteil von Hybrid- und reinen Elektroautos an Neuzulassungen deutlich zu erhöhen. Da die Anzahl der angebotenen Hybridmodelle weiterhin die reiner E-Autos deutlich übersteigt, dürften herstellerseitig bis auf Weiteres vor allem Hybridmodelle stark beworben werden.

- Emissionen im Verkehrssektor unverändert hoch

Treibhausgas-Emissionen in Deutschland, Ist- und Zielwerte nach Sektoren in Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten



Quelle: Umweltbundesamt (UBA) „Klimaschutz in Zahlen“ Mai 2020 *Schätzwerte

- Nationale CO₂-Steuer für Verkehr und Gebäude hilft der BZ-Mobilität

Die mit dem Klimaschutzgesetz beschlossene Einführung eines nationalen CO₂-Zertifikatehandels für den Verkehrs- und Gebäudesektor sorgt für eine wachsende Nachfrage nach CO₂-armen Mobilitätslösungen. Da immer mehr Städte Dieselfahrzeuge von den Innenstädten ausschließen und die Umweltauflagen anheben, steigt der Druck auf Spediteure und Lkw-Hersteller auf CO₂-arme Mobilitäts-Lösungen umzusteigen. Neben der E-Mobilität verzeichnen Nutzfahrzeughersteller ein wachsendes Interesse an der Brennstoffzellen (BZ)-Technologie. Die bislang gegenüber einem klassischen Dieselmotor dreimal so teuren BZ-Antriebe dürften mit steigenden Stückzahlen schnell günstiger werden.

- BZ-Technologie sowie „grünes“ Gas auf der Langstrecke mit Vorteilen

CO₂-neutrale Lkw: Die Brennstoffzelle (BZ) hat gegenüber reinen E-Fahrzeugen vor allem im Nutzfahrzeugsbereich hinsichtlich Reichweite, Gewicht und Geschwindigkeit des Be-tankens deutliche Vorteile. Dies gilt auch für Erdgasfahrzeuge, die mit „synthetischem Methangas“ CO₂-neutral fahren würden. In beiden Fällen wäre beim „Fuel-Switch“ die herkömmliche Tankstellenarchitektur mit nur geringem Änderungsbedarf weiter nutzbar. So kann bereits derzeit an bundesweit rund 900 Tankstellen „Compressed Natural Gas“ (CNG) getankt werden.

- Bosch liefert 2022 erste Brennstoffzelle für Lkw

Der weltgrößte Automobilzulieferer Bosch hat kürzlich eine Brennstoffzelle (BZ) für Lkw vorgestellt. Der BZ-Motor braucht nicht mehr Platz als ein gängiger Dieselmotor, kommt mit einer Füllung reinen Wasserstoffs, der dann von den Brennstoffzellen in elektrische Energie umgewandelt wird, bis zu 700 km weit und das Fahrzeug lässt sich in wenigen Minuten auftanken. 2022 wird der erste Lkw mit BZ-Antrieb ausgeliefert. Der thüringische Spezial-Lkw-Hersteller Framo möchte einen Prototyp seines BZ- „Trucks“ bereits noch dieses Jahr vorstellen. Derzeit laufen Gespräche über eine engere Zusammenarbeit mit namhaften großen Partnern.

- Daimler kooperiert mit Volvo bei BZ-Lkw

Daimler Trucks, im Gesamtkonzern inzwischen das Kompetenzzentrum für die Entwicklung der Brennstoffzelle, profitiert vom Knowhow seiner japanischen Tochter Mitsubishi Fuso Trucks. Fuso stellte bereits 2019 einen BZ-Truck vor. Bis Ende der 2020er Jahre will Fuso Trucks die Serienproduktion von BZ-Trucks starten. Auch mit Volvo als Partner treibt Daimler im Gemeinschaftsunternehmen Cellcentric die Entwicklung der BZ in Lkw und Bussen voran. Ab 2023 soll der Daimler BZ-Truck „GenH2“ mit einer Reichweite von über 1.000 km

in die Kundenerprobung, ab 2025 dann in Serie produziert werden. Ab einer Stückzahl von 30.000 rechnet sich nach Angaben von Daimler der Verkauf.

- ▶ Hyundai BZ-Lkw in der Schweiz bereits im Einsatz

Nicht nur bei Brennstoffzellen-Autos – der Toyota Mirai ist vor dem koreanischen Konkurrenten Hyundai Nexo mit weltweit 12.000 Stück das bislang meistverkaufte Brennstoffzellen-Auto – sondern auch bei BZ-Lkw droht die asiatische Konkurrenz die deutschen Hersteller abzuhängen. So wurden bereits im Oktober 2020 in der Schweiz die ersten 10 Hyundai BZ-Lkw des Typs „Hyundai Xcient Fuel Cell“ von 46 geordneten ausgeliefert. Hyundai profitiert dabei ebenso wie Toyota – dessen Lkw-Marke Hino noch 2021 den ersten BZ-Lkw auf die Straße bringen will – von seinen Erfahrungen mit den bereits vielfach erprobten BZ-Automodellen.

- ▶ Auf der Schiene ist die Brennstoffzelle bereits im operativen Betrieb

H₂-betriebene Schienenfahrzeuge: Während BZ-Fahrzeuge oder gasgetriebene Kraftfahrzeuge bislang nur in homöopathischen Mengen auf deutschen Straßen unterwegs sind, findet Alstom für seinen 2019 vorgestellten BZ-Zug mit 800 km Reichweite immer mehr Interessenten. So hat allein der Rhein-Main-Verkehrsverbund 27 BZ-Züge bei Alstom bestellt. Ab 2022 sollen die BZ-Züge in Hessen zum Einsatz kommen. Neben Alstom bieten auch Stadler, Siemens und Toyota zusammen mit Hitachi BZ-Züge an. Auch die französische SNCF hat kürzlich 12 BZ-Züge bei Alstom geordert.

Wegen bislang zu geringer Produktionszahlen liegen die Anschaffungskosten von BZ-Zügen aktuell noch deutlich über denen mit Dieselantrieb. Eine verstärkte Nachfrage nach BZ-Zügen – bis 2035 sollen allein in Westeuropa 5.400 Dieseltriebzüge ersetzt werden – dürfte den Preisabstand zu Zügen mit herkömmlicher Antriebstechnik mittelfristig deutlich verringern. Zudem werden BZ-Züge in einigen Ländern über spezielle H₂-Förderprogramme subventioniert.

- ▶ Skaleneffekte und nationale CO₂-Steuer machen BZ-Züge attraktiv

Wegen der Gefahr, dass austretender reiner Wasserstoff mit Sauerstoff reagiert und explodiert, sind auch die Wartungskosten bislang höher als bei Elektro-/Dieselzügen. Andererseits sind BZ-Züge CO₂-neutral, sofern die Brennstoffzelle mit grün erzeugtem Wasserstoff betrieben wird und die zeit- und kostenaufwendige Elektrifizierung der Zugstrecken kann entfallen. Die seit Anfang 2021 bestehende nationale CO₂-Steuer für den Verkehrs- und Wärmebereich mit jährlich steigenden Tarifen sorgt in Deutschland dafür, dass der Betrieb von Dieselfahrzeugen immer teurer wird. Die Gesamtkosten von BZ-Zügen über eine Betriebsdauer von 25-30 Jahren für noch nicht elektrifizierte Zugstrecken sinken daher in den nächsten Jahren im Vergleich zu Dieselzügen weiter.

- ▶ CO₂-freier Ammoniak könnte Schiffsverkehr dekarbonisieren

Klimaneutrale Schifffahrt ist machbar: 90% der gehandelten Güter werden über Containerschiffe um die Welt transportiert. Für den stark gewachsenen Handelsverkehr zwischen Asien und Europa sind batteriegetriebene Schiffe keine Alternative. Ab 2022 plant die EU Übersee-Schiffe, die europäische Häfen anlaufen, in den CO₂-Zertifikatehandel einzubinden. So steigt der Druck auf die Schiffseigner ihre Flotten auf CO₂-arme Treibstoffe umzubauen. Neben der Möglichkeit künftig verstärkt auf Biofuels – etwa aus Bioabfällen und gebrauchtem Speiseöl – als Treibstoff zu setzen, soll künftig auch der Einsatz von synthetischen Kraftstoffen auf Basis von Wasserstoff helfen, den CO₂-Ausstoß im Schiffsverkehr deutlich zu reduzieren. So könnte künftig über Grünstrom gewonnenes „grünes“ synthetisches Methangas das bislang genutzte fossile LNG ersetzen. MAN Energy Solutions forscht an einem Schiffsmotor, der mit Ammoniak – einer Verbindung aus Wasserstoff und Stickstoff - betrieben werden soll. Wird der Ammoniak über das „power-to-Ammonia“-Verfahren aus Grünstrom über Wasserelektrolyse erzeugt, handelt es sich um einen CO₂-freien Kraftstoff. Da weltweit bereits etwa 120 Häfen am Import und Export von Ammoniak beteiligt sind und teilweise auch über Lagereinrichtungen verfügen, könnte die Nutzung von Ammoniak die CO₂-Belastung durch den Schiffsverkehr deutlich reduzieren.

- ▶ 2,7 Mio. deutsche Haushalte heizen immer noch mit Öl

Power-to-Heat (PtH) - große CO₂-Einsparpotenziale im Wärmebereich

Private Haushalte sowie Handel und Gewerbe müssen ihren CO₂-Ausstoß bis 2030 gegenüber 2017 nochmals um die Hälfte reduzieren. Laut dem Verband der deutschen Energiewirtschaft BDEW sind die Heizungen in 40% der deutschen Wohnungen mindestens 20 Jahre alt. 2,7 Mio. von rund 19 Mio. Wohngebäuden in Deutschland werden laut BDEW immer noch mit Öl versorgt (siehe [Wie heizt Deutschland 2019](#)). Für CO₂-Einsparungen im Wärmebereich gibt es damit ein riesiges Potenzial. Neben der noch viel stärkeren Nutzung von Solarthermieanlagen zur Unterstützung der Wärmeerzeugung – im Jahr 2019 gab es in Deutschland rund 2,4 Mio. Anlagen zur solargestützten Wärmegewinnung – lohnt vor allem ein Blick auf Brennstoffzellen-Heizungen.

- ▶ Staatliche Förderung für BZ-Heizungen mindert Mehrkosten

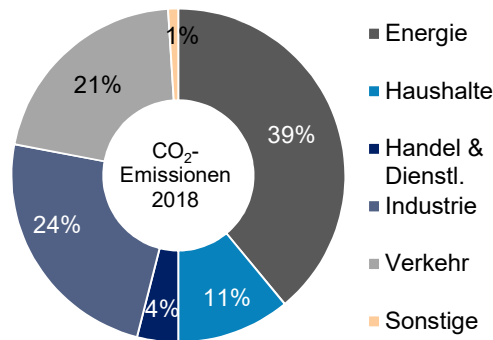
Die Heizungsanlagenhersteller haben ihre Angebotspalette in den letzten Jahren um BZ-Heizungen ergänzt, die gleichzeitig Strom und Wärme erzeugen. Einschlägige Förderprogramme der KfW sowie der BAFA helfen bei der Finanzierung der bis zu 40% höheren Anschaffungskosten. Wird der für die BZ-Heizung notwendige Wasserstoff nicht aus klassischem Erdgas über den Reformator gewonnen, sondern über „synthetisches“ Methangas, erfolgt eine CO₂-neutrale dezentrale Strom- und Wärmeerzeugung. Gleichzeitig wird die dezentrale Stromerzeugung gestärkt und damit bei großflächiger Nutzung von BZ-Heizungen der Stromnetzausbaubedarf vermindert.

- ▶ Industrie für 1/4 des deutschen CO₂-Ausstoßes verantwortlich

„Grüner“ Wasserstoff - eine CO₂-neutrale Industrieproduktion ist möglich

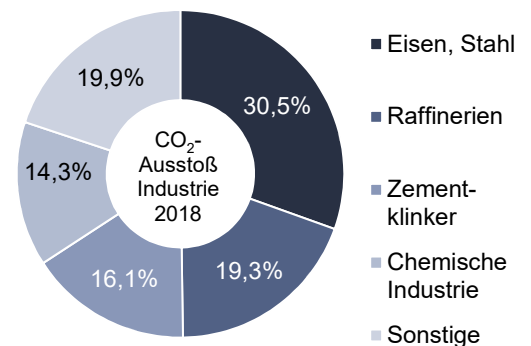
Rund ein Viertel aller deutschen CO₂-Emissionen entfiel 2018 auf die Industrie. Diese muss ihren CO₂-Ausstoß bis 2030 deutlich senken. Auf die Eisen- und Stahlproduktion entfällt fast ein Drittel aller CO₂-Emissionen der verarbeitenden Industrie (s. Graphiken).

Industrie emittiert rd. jede vierte Tonne CO₂
CO₂-Anteile nach Sektoren 2018



Quelle: Umweltbundesamt

CO₂-Schleuder Stahlbranche
Anteile der Industrie am CO₂-Ausstoß 2018



Quelle: Umweltbundesamt

Ein Großteil der CO₂-Emissionen der Stahlindustrie sind Prozessemissionen. Sie entstehen vor allem im Hochofenprozess beim Einsatz fossiler Kohlenstoffträger (vor allem Koks) als Reduktionsmittel. Neben der Nutzung von H₂ statt Koks als Reduktionsmittel verspricht vor allem die Nutzung der im Produktionsprozess anfallenden Abwärme ein deutliches CO₂-Einsparpotenzial, dass es zu heben gilt.

- ▶ Erste H₂-basierte Stahlproduktion in Betrieb

Neben Saarstahl, das in Dillingen im Sommer 2020 die deutschlandweit erste Anlage zur H₂-basierten Stahlproduktion in Betrieb nahm, forcieren auch die Konkurrenten Salzgitter mit ihrem „Salcos-Projekt“ sowie Thyssen-Krupp, das ab 2025 mit der Produktion von „grünem“ Stahl startet, den Umbau der Stahlproduktion auf CO₂-arme Produktionsverfahren.

- ▶ Grüne Stahlproduktion kostet bis zu 30 Mrd. Euro

Nach Schätzung der Stahlbranche erfordert die Transformation hin zu einer „grünen“ Stahlproduktion in Deutschland Investitionen von 20 bis 30 Mrd. Euro. Laut Agora Energiewende stehen zwischen 2025 und 2030 bei einem Drittel der deutschen Hochöfen Reinvestitionsentscheidungen an. Neben den Umbaukosten der Produktionsanlagen würde die H₂-Erzeugung wegen des hohen Stromverbrauchs der Stahlindustrie den Zubau von rund 12.000 Windrädern erfordern, ein Bedarf, der in Deutschland allein kaum darstellbar ist. Der Umstellungsprozess der Industrie auf CO₂-arme Industrieverfahren ist daher mit einem sukzessiv steigenden Importbedarf von Grünstrom oder „grünem“ Wasserstoff verbunden.
 - ▶ CCfD sollen CO₂-arme Investitionen anreizen

Im Rahmen der Nationalen Strategie Wasserstoff (NSW) wurden Pilotverfahren für die Stahl- und Chemieindustrie beschlossen, mit denen die Umstellung auf CO₂-arme Industrieverfahren erprobt werden sollen. Dabei sollen auch „Carbon Contracts for Difference“ (CCfD) zum Einsatz kommen, die den Unternehmen Investitions- und Planungssicherheit geben sollen. CCfD fixieren den Kaufpreis für CO₂-Zertifikate (EUA) für eine vorab definierte Projektlaufzeit auf ein Niveau, das unter dem am europäischen Zertifikatemarkt (EU-ETS) gehandelten EUA-Marktpreis liegt.
 - ▶ Je höher der EUA Preis umso schneller rechnen sich H₂-Projekte

Je höher der EUA-Preis steigt, desto schneller rechnen sich mit CCfD Investitionen in CO₂-arme Industrieverfahren. Darf das investierende Unternehmen die durch den technologiebedingten CO₂-Minderverbrauch freiwerdenden EUA behalten und verkaufen, amortisieren sich die Investitionskosten noch schneller. Ohne eine staatliche Subventionierung durch CCfD wären fossile Verfahren der Stahlproduktion erst ab einem CO₂-Zertifikatspreis zwischen 100 und 150 Euro/Tonne unrentabel. Aktuell liegt der Preis für CO₂-Zertifikate aber erst bei rund 42 Euro/Tonne.
 - ▶ CO₂-Grenzausgleich als „Carbon-Leakage-Schutz“

Damit die deutsche und europäische Stahlindustrie auf dem Weltmarkt durch ihre Umstellung auf klimaschonende Produktionsverfahren wettbewerbsfähig bleibt, plant die EU für Drittlandimporte energieintensiver Produkte einen „Carbon-Leakage-Schutz“. Dieser soll verhindern, dass energieintensive Industrieunternehmen aus der EU abwandern. Im Fokus steht dabei die geplante Einführung eines CO₂-Grenzausgleichs. Dessen Einführung, die wir für unwahrscheinlich halten, dürfte aber auf Seiten der EU-Handelspartner sowie der WTO auf große Vorbehalte stoßen und gegebenenfalls entsprechende Gegenmaßnahmen zum Nachteil aller auslösen.
- Hemmnisse für den Hochlauf der PtX-Technik**
- ▶ „Grüner“ Wasserstoff derzeit noch deutlich zu teuer

Teurer „grüner“ Wasserstoff und geringe Effizienz der PtG-Technologie
Laut einer Greenpeace-Studie vom Januar 2020 kostet „grauer“ Wasserstoff im europäischen Durchschnitt derzeit 1,5 Euro/kg H₂. Wird das bei der Erdgas-Dampfreformierung entstehende CO₂ abgeschieden und weggespeichert („Carbon Capture Storage“) spricht man von „blauem“ Wasserstoff. Dieser lässt sich in Europa für im Durchschnitt 2,1 Euro/kg H₂ erzeugen. Die Kosten für „grünen“ Wasserstoff liegen dagegen in Westeuropa aktuell bei 5 bis 6 Euro/kg. In Deutschland schwanken die Kosten für „grünen“ Wasserstoff, abhängig von der Größe der PtG-Anlage, deren Auslastung und den Strombezugspreisen, laut der „Nationalen Plattform zukünftige Mobilität“ zwischen 4,8 und 12,2 Euro/kg.
 - ▶ Wirkungsgrad von PtG-Anlagen noch ausbaufähig

Neben dem höheren Preis von „grünem“ Wasserstoff weisen Kritiker auch auf den bislang geringen Wirkungsgrad der Wasserstoff-Elektrolyse hin. So erfordert nicht nur die Aufspal-

tung von Wasser in seine Bestandteile Energie, sondern auch die Aufbereitung des Wasserstoffs durch Zugabe von CO₂ zu „synthetischem Methangas“. Wird Grünstrom über die Wasserstoff-Elektrolyse methanisiert und später zurückverstromt, werden ohne Nutzung der beim Umwandlungsprozess anfallenden Abwärme am Ende nur rund 40% des ursprünglich eingesetzten Stroms genutzt.

H₂-Kreislaufwirtschaft erfordert riesige Mengen an Grünstrom

Nach den Plänen der Nationalen Strategie Wasserstoff (NSW) sollen in Deutschland bis 2030 Elektrolyseurkapazitäten von 5 GW (~ 14 TWh H₂) entstehen. Diese stehen jedoch einem geschätzten H₂-Bedarf von 90 bis 110 TWh (zum Vergleich: die Nettostromerzeugung lag 2019 bei 520 TWh) gegenüber. Auch nach der bis 2035 geplanten Erweiterung auf 10 GW wird Deutschland künftig einen Großteil des Bedarfs an „grünem“ Wasserstoff importieren müssen. Im Rahmen des NSW sind daher 2 Mrd. Euro der insgesamt 9 Mrd. Euro Fördergelder für den Hochlauf der H₂-Sektorkopplung für den Aufbau internationaler Partnerschaften vorgesehen.

- ▶ Deutschland bleibt H₂-Importeur

Koordiniert werden sollen die internationalen Partnerschaften zum Import von „grünem“ H₂ nach Deutschland über die „H₂-Global-Stiftung“. Deren Stiftungskapital wird vom BMWi sowie von der deutschen Industrie gestellt. Das BMWi hat in Aussicht gestellt, signifikante Teile der geplanten 2 Mrd. Euro als Stiftungskapital einzubringen. Die operativen Kosten der Stiftung sollen die Unternehmen tragen. Über Ausschreibungen werden H₂-Produzenten und –Abnehmer ermittelt, wobei jeweils die Produzenten mit dem günstigsten Angebot zur Lieferung von „grünem“ H₂ sowie die Abnehmer mit dem höchsten Abnahmepreis für den „grünen“ H₂ zum Zuge kommen. Die verbleibende Lücke zwischen der Zahlungsbereitschaft der Abnehmer und den H₂-Produktionskosten soll über Differenzverträge geschlossen werden, deren Finanzierung durch das Stiftungskapital gesichert wird.

- ▶ H₂-Global-Stiftung soll internat. H₂-Konsortien aufbauen

Regulatorische Hemmnisse erschweren den PtX-Hochlauf in Deutschland

Elektrolyseur- und Stromkosten sind für die H₂-Produktion im Inland der dominante Kostenfaktor. Da in Deutschland die EE-Förderung über die Strompreise erfolgt, entfallen inzwischen 53% des Strompreises nur auf Abgaben und Steuern. Die deutschen Industriestrompreise liegen jetzt schon um über 40% über dem EU-Durchschnitt, die rund 75 Mrd. Euro schweren Ausbaurkosten der geplanten Stromautobahnen von Nord nach Süd werden den Stromverbrauchern aber sukzessive erst noch in Rechnung gestellt. Das angestrebte nationale Erzeugungsziel von 5 GW „grünem“ H₂ zu einem im Vergleich zu „grauem“ H₂ akzeptablen Preisniveau dürfte so nur schwer erreichbar sein.

- ▶ Deutsche Industriestrompreise um über 40% über EU-Durchschnitt

Auch neun Monate nach Verabschiedung der NSW im Juni 2020 fehlt weiter die rechtliche Umsetzung der Förderung von H₂-Projekten über „Carbon Contracts for Difference“. Gleiches gilt für die mit der EEG-Reform 2020 avisierte Entlastung der Herstellung von „grünem“ H₂ von der EEG-Umlage. Laut dem „Wasserstoffrat“ – dieses 24-köpfige Expertengremium wurde mit der Verabschiedung der NSW ins Leben gerufen – soll die EEG-Entlastung nur für nicht EEG-geförderte Grünstromlagen, die allerdings bislang deutlich in der Minderheit sind, gelten, womit die Entlastungswirkung nur minimal wäre. Die Einbeziehung der Hersteller von „grünem“ H₂ in die für stromintensive Betriebe geltende besondere Ausgleichsregel des EEG, die diese von der EEG-Umlage befreit, ist wegen seiner nur auf jeweils ein Jahr befristeten Gültigkeit nicht zielführend. H₂-Hersteller brauchen langfristige Planungssicherheit, daher mahnt die Industrie eine baldige Umsetzung der Beschlüsse an.

- ▶ EEG-Entlastung für Erzeuger von „grünem“ H₂ noch nicht umgesetzt

Da die nationalen und regionalen H₂-Strategien vorrangig auf „grünen“ Wasserstoff abstellen, wird der schnelle Aufbau einer kompletten H₂-Wertschöpfungskette erschwert. Die zunächst nur teilweise auf „grünen“ H₂ entstehenden Produzenten- und Abnehmerketten könnten später komplett auf „grünen“ H₂ umgestellt werden, nachdem sich die für den Import von „grünem“ H₂ notwendigen Infrastrukturen entwickelt und etabliert haben.

- ▶ Fokus auf „grünen“ H₂ sollte aufgegeben werden

Die Sektorkopplung wird sich durchsetzen

Der Wirkungsgrad von Elektrolyseuren steigt

- ▶ Bei Abwärmenutzung Wirkungsgrad von bis zu 85% möglich

Eine vom Karlsruher Institut für Technologie (KIT) durchgeführte Studie im Rahmen des EU-Projektes „Helmeth“ konnte zeigen, dass sich der Wirkungsgrad der H₂-Elektrolyse von knapp 60% durch Nutzung der anfallenden Prozesswärme bei der Elektrolyse sowie der Methanisierung auf knapp 80% steigern lässt. Bosch hat kürzlich zusammen mit den Stadtwerken Bamberg eine Hochtemperatur-Festoxid-BZ-Zelle (Solid Oxide Fuel Cell, kurz SOFC) in Betrieb genommen. Die kühlstrahlgroße SOFC-Anlage hat einen Wirkungsgrad von 60% für die Stromerzeugung und von mehr als 85% bei Nutzung der anfallenden Abwärme. Bosch zielt mit dem Projekt auf die dezentrale Energieversorgung in Stadtquartieren ab. Die derzeit noch mit Erdgas betriebene SOFC-BZ-Anlage würde auch mit Methangas oder mit reinem H₂ laufen. Bosch strebt eine jährliche Fertigungskapazität von 200 MW an. Spätestens 2024 soll die Serienfertigung der Kleinstkraftwerke starten.

Grünstrom wird immer günstiger – die Wasserelektrolyse profitiert davon

- ▶ Grünstromauktionierung senkt Produktionskosten von grünem H₂

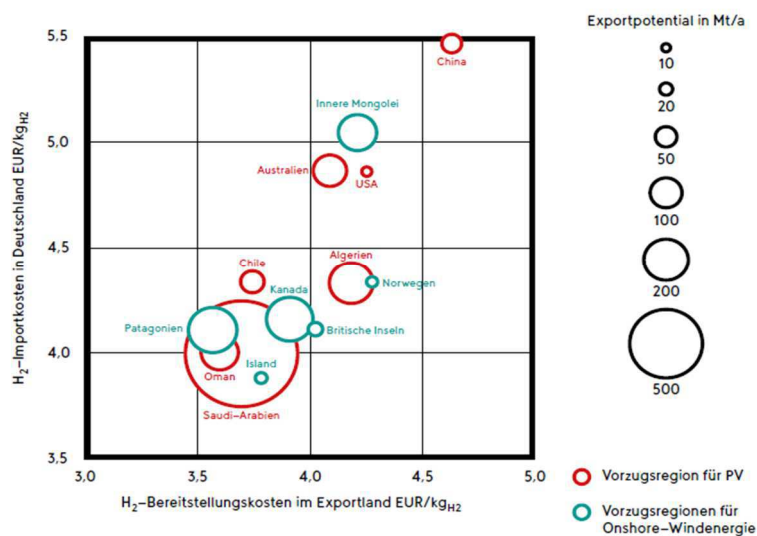
Die in immer mehr Ländern erfolgte Umstellung neuer Grünstromprojekte auf Ausschreibungen hat die vormaligen „Überrenditen“ für Investoren durch den Wettbewerb abgeschmolzen. Neue Offshore-Windprojekte erhalten für den erzeugten Windstrom bereits keine Subventionierung mehr. Große PV-Anlagen und Wind-Onshore-Projekte wurden in einigen Ländern (u.a. in Brasilien, Saudi-Arabien und Portugal) bei im Jahr 2020 abgehaltenen Auktionen bereits für weniger als 20 USD/MWh abgeschlossen. Ob die Projekte zu dem vereinbarten Preis letztlich realisiert werden, bleibt abzuwarten.

Der geplante Aufbau großer Grünstromanlagen für die Produktion von „grünem“ H₂ in Ländern mit günstigen klimatischen Bedingungen dürfte die Kostendegression von Grünstrom noch beschleunigen. Die Umlaut Energy GmbH hat in ihrer H₂-Studie (["Wasserstoff – Chancen, Potentiale & Herausforderungen im globalen Energiesystem"](#)) Länder und Regionen mit sehr gutem Potenzial für günstigen „grünen“ Wasserstoff dargestellt (s. Graphik).

Länder/Regionen mit besonders gutem Potenzial für die Erzeugung von „grünem“ H₂

Wasserstoff-Erzeugungskosten und -potential

Abb. 08



Wasserstoff-Erzeugungskosten und -potential am Exporthafen des jeweiligen Landes sowie am Importhafen in Deutschland (Quelle der Grafik: FZ Jülich)

Quelle: Umlaut Energy GmbH

- ▶ 2030 soll „grüner“ H₂ konkurrenzfähig sein

Nach einer Studie von Wood Mackenzie zieht „grüner“ Wasserstoff bereits 2030 preislich mit der Wasserstoffgewinnung aus konventionellen Energiequellen in ausgewählten Märkten fast gleich (["the future for green hydrogen"](#)). So sollen etwa im Projekt „Hydeal“ bis 2030 in Spanien aus 95 GW PV-Kapazität und 67 GW Elektrolysekapazität grüner H₂ erzeugt werden. Das Konsortium aus 30 Unternehmen will den „grünen“ H₂ dann zu geplanten Kosten von 1,5 Euro/kg über Pipelines zu Abnehmern bis nach Deutschland liefern. Damit wäre „grüner“ Wasserstoff gegenüber „grauem“ konkurrenzfähig.

Skalen- und Lernkurveneffekte für Elektrolyseure absehbar

- ▶ Elektrolyseur-Kapazitäten werden hochgefahren

Laut dem „Hydrogen Insights“-Report vom Februar 2021 von McKinsey und dem Hydrogen Council könnte die Kostendegression von Elektrolyseuren schneller als bislang unterstellt erfolgen. Grund dafür sind vor allem die weltweit angekündigten H₂-Projekte. Sie dürften damit schneller als bislang erwartet für Skaleneffekte bei Elektrolyseuren sorgen. So gab es zu Beginn 2021 weltweit bereits 228 H₂-Projekte, davon allein 126 in Europa. Mehrere Elektrolyseur-Hersteller, darunter Thyssen-Krupp und Nel – mit 3.500 ausgelieferten Anlagen der weltgrößte Elektrolyseurproduzent – haben angekündigt, ihre Produktionskapazitäten deutlich aufzustocken, so dass die aggregierten weltweiten Elektrolyseur-Kapazitäten laut Hydrogen Council jährlich auf rund 3 GW steigen.

Vor dem Hintergrund der Erkenntnisse des Hydrogen Insights Reports erscheint es realistisch, auf das von der Now GmbH in der Studie zur Industrialisierung der H₂-Elektrolyse progressive Szenario zur Kostenentwicklung der drei dominierenden Elektrolyseurtechnologien abzustellen. Dieses Szenario unterstellt einen schnellen Hochlauf industrieller H₂-Projekte, der sich nun zu realisieren scheint. Diese sind die Alkalische Elektrolyse (AEL), die Proton Exchange Membrane Elektrolyse (PEM-EL) sowie die Hochtemperatur-Elektrolyse (HT-EL).

Kapital-Kostenvergleich von Elektrolyseuren – heute und in der Zukunft
Capex in €/kW

	2017	2030	2050
AEL	620	410	250
PEM	1.390	490	210
HT-EL	1.350	310	160

Quelle: Now GmbH „Studie IndWEDe, Berlin 2018

- ▶ Israelisches Unternehmen will Elektrolyseurtechnik vereinfachen

Laut dem Nachrichtenportal „Renew Economy“ arbeitet das israelische Unternehmen „H₂Pro“ an einem Wasserspaltgerät bei dem die Trennung von Wasserstoff und Sauerstoff in zwei getrennten Prozessen erfolgt. Daher kann bei dieser Technologie auf den teuersten und empfindlichsten Teil eines Elektrolyseurs, auf die Membran, verzichtet werden. Das „E-TAC“ genannte Gerät soll zudem einen Wirkungsgrad von 95% aufweisen. Ein Investitionsunternehmen des ehemaligen Microsoft-Gründers Bill Gates glaubt an die „E-TAC“-Technologie und unterstützt die neuartige Technologie.

- ▶ Neuartige Membran mit günstigeren Rohstoffen

Beim Projekt „AEMruhr“ (Alkalische Elektrolyse mit hydraulischer Verpressung) arbeiten zwei Hochschulen aus NRW an einer neuartigen Membran, bei der die bisher eingesetzten Edelmetalle Platin und Iridium durch Nickel oder Eisen ersetzt würden. Bis 2024 möchte man einen Prototyp soweit fertig entwickelt haben, dass dieser schnell auf ein industrielles Niveau hochskalierbar wäre.

Siemens plant in seinem Innovationscampus in Görlitz, die Herstellung und Arbeitsweise von Elektrolyseuren mit einem „digitalen“ Zwilling zu optimieren. Siemens Gamesa plant die Entwicklung eines in einer Offshore-Windanlage integrierten Elektrolyseurs. Beide Projekte dürften gleichfalls zur Kostendegression der Elektrolyseur-Herstellkosten beitragen.

- ▶ Förderprojekte des BMWi und BMVi für die H₂-Hochskalierung

Reallabore der Energiewende liefern wertvolle Erkenntnis für die H₂-Hochskalierung

Mitte 2019 hat das BMWi aus 90 Vorschlägen zu Projekten für ein nachhaltiges Energiesystem 20 Konsortien ausgewählt. Diese werden vom BMWi jährlich mit insgesamt 100 Mio. Euro unterstützt. Elf der ausgewählten Projekte beschäftigen sich mit der Wasserstoffwirtschaft. Des Weiteren hat das BMWi über die „HyLand – H₂-Regionen in DE“ Förderinitiative 16 weiteren Regionen Unterstützung für H₂-Projekte zugesagt, nachdem bereits im Herbst 2019 neun Regionen über die HyStarter-Initiative ausgewählt wurden. Die Erkenntnisse aus den Förderprojekten dürften für die Hochskalierung der PtX-Technologien und die Erzielung von Skalen- und Lernkurveneffekten hilfreich sein. Zudem unterstützen die Projekte den Aufbau von Firmennetzwerken entlang der H₂-Wertschöpfungskette.

- ▶ Nur eingeschränkte Beimischung von reinem H₂ ins Gasnetz möglich

H₂-Transportnetz und mobile Transportlösungen nehmen zunehmend Gestalt an

Bereits heute lässt sich „synthetisches“ Methangas (CH₄) unbegrenzt ins Gasnetz einspeisen, die Beimischung von reinem H₂ ist bislang aber auf 10% begrenzt. Grund dafür ist u.a., dass Gasturbinen mit schadstoffarmen Vormischbrennern „empfindlich“ auf Wasserstoff reagieren. Siemens, GE und MAN haben angekündigt, ihre Gasturbinen so zu konzipieren, dass sie künftig auch mit einem höheren Wasserstoff-Anteil laufen können. In einem Netzabschnitt in Sachsen-Anhalt plant der Netzbetreiber ab Ende 2021, dem Gasnetzabschnitt erstmals bis zu 20% Wasserstoff beizumischen.

- ▶ Eigenes H₂-Pipelinetz geplant

Da Wasserstoff in verschiedenen Wirtschaftssektoren in gasförmiger Reinform, also ohne die Methanisierung, genutzt wird, bietet sich der Transport des Wasserstoffs in speziellen Wasserstoff-Pipelines an. Die Initiative „Get H₂“, bei der sich Unternehmen für die Errichtung einer bundesweiten H₂-Infrastruktur engagieren, plant ein erstes Projekt einer separierten H₂-Leitung. Diese wird zwischen Lingen (Ems) und Gelsenkirchen realisiert. Ein 100 MW Elektrolyseur im RWE-Gaskraftwerk Lingen soll H₂ erzeugen und über die aus dem Gasbestandsnetz ausgekoppelte H₂-Leitung zu den Endabnehmern im nördlichen Ruhrgebiet transportieren.

- ▶ Erdgas und H₂ im gleichen Gasstrang transportierbar

Das Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme (IKTS) entwickelt aktuell eine Membran, mit der eine gemeinsame Durchleitung von Erdgas und H₂ in gleichen Netzstrang ermöglicht werden soll. Erst am Zielort werden dann Erdgas und H₂ voneinander getrennt. Im Trennungsprozess werden Erdgas und H₂ durch röhrenförmige Module getrieben. Die H₂-Moleküle werden durch die Poren der Membran gedrückt und gelangen als Gas nach außen. Die größeren Methanmoleküle dagegen bleiben zurück. So wird eine H₂-Reinheit von 90% erreicht.

- ▶ LOHC-Verfahren verbilligt Verflüssigung von H₂ deutlich

Ein Transportverfahren, mit dem sich Wasserstoff problemlos in normalen Behältern, also etwa mit Zügen, oder aber auch über ein Wasserstoff-Pipelinetz transportieren lässt, hat das fränkische Unternehmen „Hydrogenious LOHC Technologies GmbH“ entwickelt. Der flüchtige und explosive Wasserstoff, der bislang für die Verflüssigung mit hohem Energieaufwand auf -240 Grad abgekühlt werden muss, wird dabei in eine flüssige Kohlenstoffverbindung auf Erdölbasis eingebracht. Der als Trägerstoff genutzte „Liquid Organic Hydrogen Carrier“, kurz LOHC, erhöht nicht nur die mögliche Speicherdichte des Wasserstoffs um den Faktor Fünf, sondern benötigt für die H₂-Speicherung auch deutlich weniger Platz. Zudem wird der in LOHC chemisch gebundene Wasserstoff ungefährlich und leicht transportierbar. Anfang 2016 ging die weltweit erste LOHC-Anlage in Betrieb.

- ▶ Pan-Europäisches H₂-Projekt mit LOHC-Technologie geplant

Im als IPCEI-Projekt von der EU geförderten großvolumigem H₂-Infrastrukturprojekt „GreenHydrogen @ Blue Danube“ planen die beiden hauptverantwortlichen Projektpartner, die österreichische Verbund AG, sowie das Unternehmen Hydrogenious im Endausbau mit 2 GW Grünstrom und rund 1,5 GW Elektrolyseleistung jährlich über 80.000 Tonnen „grünes“ H₂ in den süd-osteuropäischen Donauanrainerstaaten zu produzieren. Über Schiffe auf der Donau wird der „grüne“ H₂ mit der LOHC-Technologie von Hydrogenious zu den

industriellen Endabnehmern in Österreich und Deutschland transportiert. Als Vorprojekt für das Großprojekt ist in Bayern eine 20 MW-on-site Elektrolyseanlage geplant, die täglich 5 Tonnen „grünen“ H₂ erzeugen soll.

Fazit: H₂-Kreislaufwirtschaft – „Enabler“ der Klimawende

Eine weltweit stringente und schnelle Umsetzung der Strategien für eine wasserstoffbasierte Kreislaufwirtschaft und die rasant wachsende Zunahme an angekündigten und teils bereits in der Realisierungsphase befindlichen H₂-Projekten bietet der deutschen Wirtschaft große Chancen. So sind etwa die deutschen Anlagenbauer im Bau von Elektrolyseuren mit zahlreichen Unternehmen (u.a. Siemens Energy, ThyssenKrupp Uhde, MAN Energy Solutions, Kumatec und zahlreiche andere) vertreten.

Da der Hochlauf von „grünem“ Wasserstoff mit einem weltweit riesigen zusätzlichen Bedarf an neuen Grünstromanlagen verbunden ist, eröffnen sich den deutschen Maschinenbauern gute Chancen für die Ausrüster von Produktionsanlagen für PV-Module. Die deutschen Hersteller von Windkraftanlagen (Siemens, Nordex und Alstom, vormals Enercon) und ihre Zulieferer dürften vom prognostiziertem starkem Ausbau der Windenergie profitieren. Nicht zuletzt eröffnet der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft auch den Betreibern und Anbietern von Gasinfrastrukturlösungen neues Geschäftspotenzial, etwa durch den Umbau vorhandener Gaspipelines zu reinen Wasserstoffpipelines.

Der für Deutschland notwendige Import eines Großteils des „grünen“ Wasserstoffs dürfte künftig teilweise auch über den Schiffsweg mit anschließender Verteilung über den Schienen- bzw. Straßenverkehr erfolgen, womit sich auch für Transportinfrastrukturanbieter neue Geschäftspotenziale eröffnen. Da die Flottenbetreiber ihre Transportaufträge unter Einhaltung der verschärften EU-Treibhausgas (THG-)einsparziele erbringen müssen, bieten sich nicht zuletzt auch Nutzfahrzeugherstellern die auf Brennstoffzellentechnik zur THG-Reduktion setzen, große Geschäftspotenziale.

Die von der Bundesregierung zusammen mit Unternehmen ins Leben gerufene H₂-Global-Stiftung wird den Aufbau internationaler Konsortien zum Import von „grünem“ H₂ sowie „grünem“ Gas beschleunigen. Dies soll Deutschland ermöglichen auch über Europa hinaus Wasserstoff aus den Regionen der Welt zu importieren, wo er aufgrund optimaler Standortbedingungen zu sehr günstigen Preisen erzeugt werden kann.

Damit Deutschland seine großen Chancen bei dieser Zukunftstechnologie nicht verspielt – die deutsche Industrie ist entlang der kompletten H₂-Wertschöpfungskette prominent vertreten – braucht es zum schnellen Aufbau der notwendigen Infrastruktur eine Technologieoffenheit auch für „blauen“ Wasserstoff. Anderenfalls dürfte für den Aufbau und die Etablierung der H₂-Wertschöpfungskette wertvolle Zeit verstreichen bis entsprechende Grünstrommengen national und international aufgebaut und produktiv sind.

Thomas.peiss@bayernlb.de

Glossar

BAFA: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

BMWi: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

BMVi: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur

BZ: Brennstoffzelle

CCDS: Carbon Contracts for Difference

EE: Erneuerbare Energien

EEG: Erneuerbares Energiegesetz

Fraunhofer IKTS: Fraunhofer Institut für Keramische Technologien und Systeme

GW: Gigawatt

IEA: Internationale Energieagentur

IPCEI: Internat. Project of Common European Interest

NSW: Nationale Strategie Wasserstoff

PtX: Power-to-X

UBA: Umweltbundesamt

TWh: Terrawattstunden

:

Ihre Ansprechpartner im Research der BayernLB

BayernLB Research

Dr. Jürgen Michels, Chefvolkswirt und Leiter Research, -21750

Anna Maria Frank, -21751; Sekretariat

Ingo Bothner, -21787; Medienfachwirt, Business Management

Christoph Gmeinwieser, -27053; CIA, Business Management

Dr. Ulrich Horstmann, -21873; CEFA, Business Management

Hans-Peter Reichhuber, -21780; Business Management

Länderrisiko- und Branchenanalyse

Hubert Siply, -21307

Manuel Schimm, -26845

Asien

Gebhard Stadler, CFA, -28891

Euro-Raum, DE, EZB, Nord/Osteuropa

Roland Gnar, -26658

USA/Fed, Kanada, GUS

Verena Strobel, -21320

Südeuropa, Naher und Mittlerer Osten, Afrika

Dr. Alexander Kalb, -22858

Maschinen-/Anlagenbau, Westeuropa, Südamerika

Wolfgang Linder, -21321

Mobilität

Thomas Peiß, -28487

Energie

Asja Hossain, CFA, -27065

Bau und Grundstoffe

Miraji Othman, -25888

Technologie

Dr. Sebastian Schnejdar, -26386

Immobilien

Investment Research

Emanuel Teuber, -27070

Green Finance, Covered Bonds, Banken

Manuel Andersch, -27448

USA, Fed, UK, Schweiz, FX, Gold

Wolfgang Kiener, -27058

FX, Rohstoffe

Manfred Bucher, CFA, -21713

Zins- & Aktienstrategie, Asset Allokation

Dieter Münchow, -23384

Value Investing & Behavioral Finance

Alfred Anner, CEFA, -27072

Covered Bonds

Georg Meßner, CFA, -26396

Banken

Pia Ahrens, -25727

Corporate Bonds & SSD, Strategie

Matthias Gmeinwieser, CIA, -26323

Corporate Bonds & SSD

Christian Strätz, CEFA, CIA, -27068

Corporate Bonds & SSD, Green Finance

E-mail: vomame.nachname@bayernlb.de

Telefon: 089 2171 + angegebene Durchwahl

Disclaimer

Diese Publikation ist lediglich eine unverbindliche Stellungnahme zu den Marktverhältnissen und den angesprochenen Anlageinstrumenten zum Zeitpunkt der Herausgabe der vorliegenden Information am 27.04.2021. Die vorliegende Publikation beruht unserer Auffassung nach auf als zuverlässig und genau geltenden allgemein zugänglichen Quellen, ohne dass wir jedoch eine Gewähr für die Vollständigkeit und Richtigkeit der herangezogenen Quellen übernehmen können. **Dieser Research-Bericht ist eine rein ökonomische Analyse, und kein Teil davon ist als Wertpapieranalyse oder Empfehlung zu verstehen.** Insbesondere sind die dieser Publikation zugrunde liegenden Informationen weder auf ihre Richtigkeit noch auf ihre Vollständigkeit (und Aktualität) überprüft worden. Eine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit können wir daher nicht übernehmen. Die vorliegende Veröffentlichung dient ferner lediglich einer allgemeinen Information und ersetzt keinesfalls die persönliche anleger- und objektgerechte Beratung. Für weitere zeitnähere Informationen stehen Ihnen die jeweiligen Anlageberater zur Verfügung.

Aufgrund gesetzlicher Vorgaben (Wertpapierhandelsgesetz bzw. MiFID II) dürfen Wertpapierdienstleistungsunternehmen im Zusammenhang mit einer von ihnen erbrachten Finanzportfolioverwaltung oder unabhängigen Honorar-Anlageberatung grundsätzlich keine Zuwendungen von Dritten annehmen oder behalten. **Eine Weitergabe dieser Unterlage an Unternehmen oder Unternehmensteile, die Finanzportfolioverwaltung oder unabhängige Honorar-Anlageberatung erbringen, ist daher nur gestattet, wenn mit der BayernLB hierfür eine Vergütung vereinbart wurde.**

Impressum

Megatrend Energie- und Klimawandel
abgeschlossen am: 27. April 2021

BayernLB Research
Bayerische Landesbank
80277 München (Briefadresse)
E-Mail: research@bayernlb.de

Leitung:
Dr. Jürgen Michels, Telefon 089 2171-21750

Redaktion:
Hubert Siply, Telefon 089 2171-21307

Layout & Grafik:
Ingo Bothner, Telefon 089 2171-21787



Thomas Peiss
Senior Sector Analyst
Telefon: +49 89 2171-28487
thomas.peiss@bayernlb.de

Redaktion:
Bayerische Landesbank
Unternehmensbereich 5700
80277 München (=Brief-
adresse)
research@bayernlb.de

Geschäftsgebäude:
Bayerische Landesbank
Brienner Straße 18
80333 München (=Paketadresse)
www.bayernlb.de