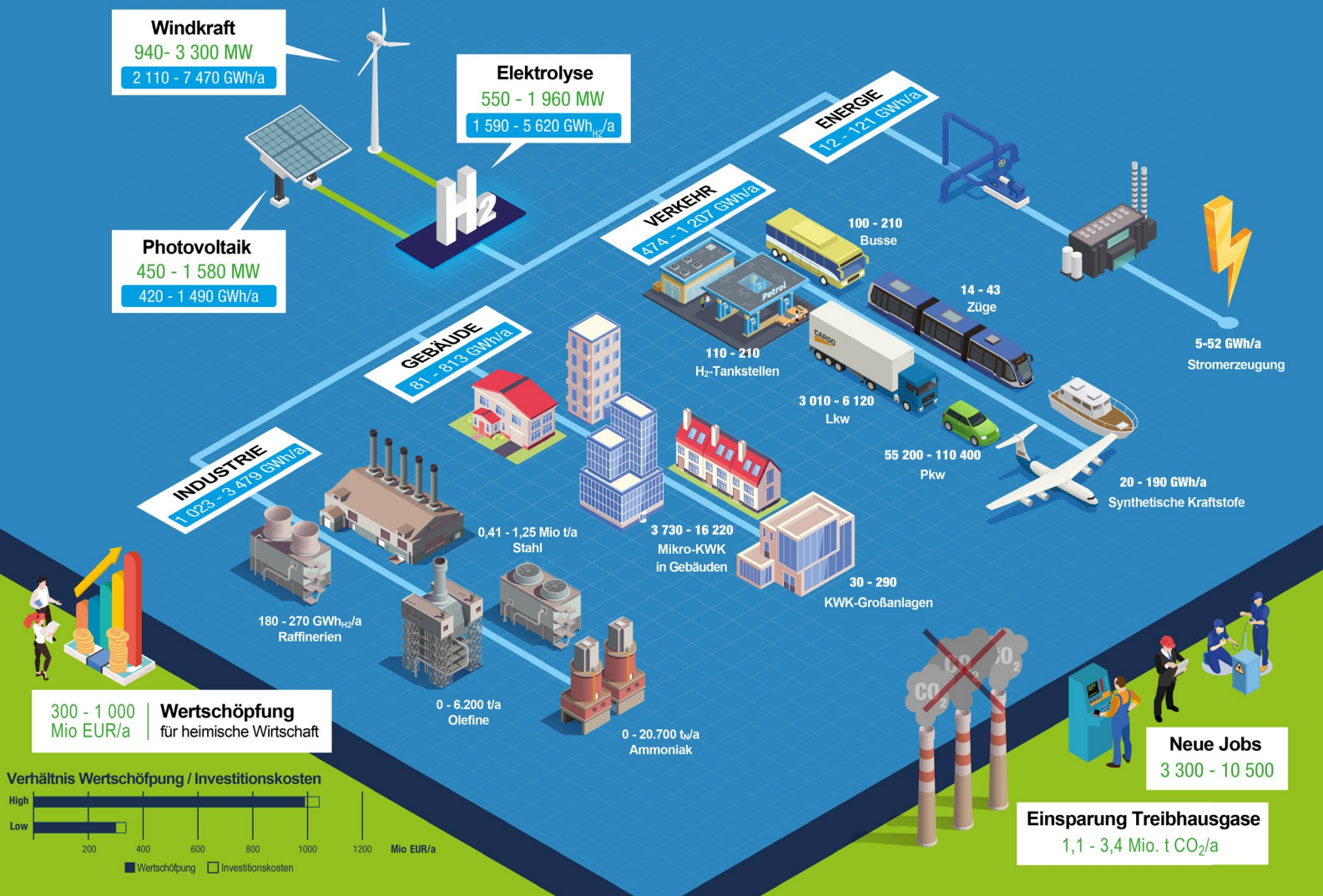


WASSERSTOFF

Zentraler Baustein der Energiewende





Zwei Szenarien für Österreich 2030 – mit Wasserstoff-Einsatz in hohem und niedrigem Umfang.

Grafik: FCH2JU / Trinomics: *Opportunities for Hydrogen Energy Technologies considering the National Energy & Climate Plans* (2020). Überarbeitung: EIW

Inhalt

| | |
|---|----|
| Sieben Fragen zu Wasserstoff | 3 |
| Vorwort: Hoffnungsträger H ₂ | 4 |
| Wasserstoff – ein zentraler Baustein der Energiewende | 5 |
| Herstellung von Wasserstoff | 6 |
| Wasserstoff transportieren und speichern | 10 |
| Wasserstoff in Österreichs Klimastrategie | 13 |
| Grünes Gas | 17 |
| Wo wird Wasserstoff gebraucht? | 19 |
| Wie viel kostet grüner Wasserstoff? | 25 |
| Grenzüberschreitendes Wasserstoff-Netzwerk | 29 |
| Fazit: Der Weg zur Wasserstoff-Wende | 33 |
| Impressum | 34 |

Sieben Fragen zu Wasserstoff

1. Wie gefährlich ist Wasserstoff?

Wasserstoff verbrennt weitgehend emissionsfrei – bei seiner Oxidation entsteht Wasser. In Gasform ist das Element hochentzündlich und bei einer Konzentration von 18 Prozent als Luftgemisch explosiv, bei Benzin ist das allerdings schon bei 1,1 Prozent der Fall. Außerdem ist H₂ extrem flüchtig und verteilt sich schnell nach oben, weshalb eine Explosionsgefahr – wenn überhaupt – nur in geschlossenen Räumen bestünde. Sicherheitsmaßnahmen wie Überdruckventile sorgen dafür, dass Wasserstoff geregelt entweichen kann und die Konzentration unkritisch bleibt.

2. Wie wichtig ist Wasserstoff heute schon für die heimische Wirtschaft?

Gegenwärtig sind es in Österreich laut Industriewissenschaftlichem Institut (IWI) bereits 180 Unternehmen, die sich mit Wasserstofftechnologien beschäftigen – der Erzeugung und Distribution ebenso wie mit Anwendungen in den Bereichen Industrie, Mobilität oder Energie- und Wärmeversorgung. Mehr als 2.000 direkte Arbeitsplätze sind daran gekoppelt. Der daraus generierte direkte Umsatz liegt bei über 730 Mio. Euro.

3. Welche Chancen bringt Wasserstoff-Technologie für Österreich?

Bei der Dekarbonisierung der Energieversorgung und der Industrie wird H₂ eine Schlüsselrolle spielen, und hier entsteht zur Zeit ein weltweiter, rasant expandierender Markt. Die aktuellen heimischen Investitionen in die Forschung und in Leuchtturmprojekte sind entscheidend dafür, dass österreichische Unternehmen an Technologieentwicklungen (Wirkungsgrad-Optimierung, Kostensenkung...) mitwirken können. So erhöhen sich deren Exportchancen, und gleichzeitig sinkt im Zuge der bevorstehenden Wasserstoff-Wende die Importabhängigkeit.

4. Kann Österreich genügend klimafreundlichen Wasserstoff für den Eigenbedarf herstellen?

Die Grünstrom-Kapazitäten im eigenen Land werden nicht ausreichen, um den Inlands-Bedarf für die geplante Wasserstoff-Wende abzudecken. Österreich partizipiert deshalb an transnationalen Großprojekten, deren Ziel es ist, kostengünstigen Wasserstoff aus jenen Regionen zu importieren, die weit größeres Potenzial für die Erzeugung von Solar- und Windstrom haben als unsere Breiten.

5. Wie werden sich die Preise für klimafreundlich hergestellten Wasserstoff entwickeln?

Noch ist grüner Wasserstoff deutlich teurer als fossile Energieträger. Erwartet wird aber eine entschiedene Reduktion der Kosten aufgrund sinkender Preise von Elektrolyseuren. Verfügbarkeit und Kosten von Strom haben ebenfalls großen Einfluss auf den Endpreis – sie hängen ab vom Produktions-Standort und auch von Rahmenbedingungen wie etwa Ausnahmeregelungen bei Energieabgaben.

6. Gibt es für den Umstieg auf Wasserstoff Förderungen?

In Österreich gibt es Förderinstrumente sowohl für Unternehmen und Gebietskörperschaften als auch für Forschungseinrichtungen. Unterstützt wird die Herstellung und Endanwendung von H₂, ebenso Innovationsprojekte und die Technologieentwicklung. Auch die EU räumt in ihren Förderprogrammen dem Thema besondere Priorität ein. Ein Förderkompass informiert über europäische Subventionstöpfe und jene der Mitgliedsstaaten (Mehr dazu > [Seiten 27, 28](#)).

7. Wäre es nicht effizienter, Strom direkt zu nutzen, statt ihn in Wasserstoff umzuwandeln?

Wenn möglich, sollte Strom direkt genutzt werden, denn die Umwandlung in H₂ bringt nur 60 bis 70 Prozent Wirkungsgrad. Manchmal ist es aber sinnvoll, diese Verluste in Kauf zu nehmen. So können einige Produktionsprozesse kaum anders dekarbonisiert werden als durch den Ersatz fossiler Rohstoffe mit klimaneutralem Wasserstoff. Außerdem ist H₂ – anders als Strom – in großen Mengen längerfristig speicherbar, dadurch steht im Sommer „geerntete“ PV- und Windenergie auch im Winter zur Verfügung. Nicht zuletzt kann über die Transportkapazität von Gasnetzen mehr Energie (etwa aus windreichen Gebieten) zu den Nachfragern gelangen als über das Stromnetz allein.

Vorwort: Hoffnungsträger H₂

So leicht, und doch so gewichtig. Wasserstoff ist der Schlüssel zum nachhaltigen Energiesystem, das Wohlstand und Klimaschutz in sich vereint. Wasserstoff ist auf dem Planeten in H₂O und anderen Molekülen in Hülle und Fülle enthalten und ist obendrein das ideale Speichermedium für Stromüberschüsse. Aus ihm können nicht-fossile Energieträger gewonnen werden, die die gleiche Energiedichte aufweisen wie fossiles Gas. Allerdings erfordert seine Gewinnung einen Energieeinsatz in Mengen, die derzeit noch nicht verfügbar sind.

Der Hoffnungsträger Wasserstoff ist mit unzähligen Chancen in Verbindung zu bringen. Neue, effiziente Technologien werden erforscht, Innovationen auf den Markt gebracht, Geschäftsfelder und -bereiche entwickeln sich. Trotzdem sind wir derzeit noch mit großen Herausforderungen konfrontiert. Können wir uns in Österreich und der EU selbst mit Wasserstoff versorgen? Wie senken wir die Kosten und erhöhen den Wirkungsgrad der H₂-Produktion?

Wasserstoff ist ein notwendiger Puzzlestein in unserem Energiesystem der Zukunft. Damit er diesen Platz einnehmen kann, müssen wir jetzt die richtigen Weichen stellen. Jede Investorin, jeder Investor sollte willkommen sein. Nichts spricht dagegen, ihn dort zu produzieren, wo Klima, Topographie und Bevölkerungsdichte optimale Bedingungen etwa für Wind- und Solarstrom schaffen. Vorstellungen einer Autarkie sind ohnedies deplatziert, Klimaschutz erfordert großräumiges Denken und ein Maximum an internationaler Zusammenarbeit.

Mit dem gescheiterten Projekt *Desertec* hat diese Vision nichts zu tun. Pipelines für Wasserstoff sind leichter umsetzbar als gigantische Stromautobahnen. Die Energieunion, als die sich die EU selbst proklamiert hat, kann sich als Wasserstoffunion manifestieren. Sie wird Gestalt annehmen, wenn die Entscheidungsträger begriffen haben, dass sie selbst wesentlich dazu beitragen müssen. Der Grundgedanke, dass die Union dort aktiv werden soll, wo sie gegenüber nationalstaatlichen Alleingängen einen enormen Mehrwert schafft, trifft hier paradigmatisch zu.

Erdrücken wir das zarte Pflänzchen Wasserstoff nicht mit bleiernen Rucksäcken. Manche sagen: Wasserstoff muss sofort zu 100 Prozent erneuerbar sein, muss aus regionalen Quellen stammen. Ja, wenn Wasserstoff einmal den Kinderschuhen entwachsen ist. Ein Kind wird nicht gleich, nachdem es gehen gelernt hat, einen Marathon laufen. Es braucht Zeit, bis genügend grüner Wasserstoff zu verträglichen Kosten verfügbar ist. Prioritär ist es jetzt, die Kosten für Wasserstoff so weit zu senken, dass er auch außerhalb geförderter oder reglementierter Bereiche zum Zug kommt.

Weithin anerkannt ist, dass im Schwerverkehr und in der Industrie Wasserstoff gebraucht wird, da es hier nur beschränkt Alternativen zur CO₂-Reduktion gibt. Die Gaswirtschaft sieht Wasserstoff als Option im Sinne von „*Greening the Gas*“. Muss jemand vorweg entscheiden, wo der Wasserstoff landen soll? Lassen wir die Marktkräfte wirken, damit möglichst viel Wasserstoff erzeugt wird – dann stellt sich die Wirtschaftlichkeit an raschesten ein.

Die österreichische Wirtschaft ist gut aufgestellt und deckt alle Bereiche der Wasserstoff-Wertschöpfungskette ab. Angefangen von der Herstellung von Materialien, Bauteilen und Komponenten, über den Dienstleistungssektor, sei es die Erzeugung, Speicherung oder der Verkauf von Wasserstoff und die Bereitstellung von Regelenergie, bis hin zu einer breiten Palette an Anwendern in den Bereichen Mobilität, Industrie, Wärme.

Wenn wir jetzt entschlossen handeln, können wir die Früchte in den dreißiger Jahren ernten. Hier müssen größere Brötchen gebacken werden, denn ohne einen starken Beitrag der Wasserstoff-ökonomie wird eine Klimaneutralität nicht zu erreichen sein, weder zum Zieldatum der EU 2050, noch – wie von der Bundesregierung angestrebt – 2040.

*Univ. Doz. Dr. Mag. Stephan Schwarzer,
Abteilungsleiter Umwelt- und Energiepolitik der Wirtschaftskammer Österreich*

Wasserstoff – ein zentraler Baustein der Energiewende

Wasserstoff ist das chemische Element mit der geringsten Atommasse, in Fragen unserer zukünftigen Energieversorgung gilt es allerdings als Schwergewicht: H_2 – die molekulare Verbindung zweier Wasserstoffatome – ist inzwischen in aller Munde als jener entscheidende Baustein der Energiewende, der die Dekarbonisierung von Industrie, Verkehr, Stromerzeugung und Wärmeversorgung voranbringen soll. Dazu ist das häufigste chemische Element im Universum quasi unbegrenzt verfügbar.

Wasserstoff hat viele nützliche Eigenschaften für eine Transformation unseres Energiesystems: Bei dessen Verbrennung werden keine schädlichen Emissionen freigesetzt, dazu ist er in größeren Mengen speicherbar und (auch) auf Basis erneuerbarer Energien herstellbar. Daher gilt in sämtlichen Szenarien des *Europäischen Grünen Deal* CO_2 -neutrales Gas – unter anderem H_2 aus erneuerbaren Energiequellen – als ein Schwerpunkt für eine erfolgreiche Dekarbonisierung unserer Energieversorgung und Wirtschaft. Auch zur Erreichung der ambitionierten österreichischen Klimaziele soll Wasserstoff einen Beitrag in Richtung Klimaneutralität leisten.

Die Anwendungsbereiche Strom, Wärme, Industrieprozesse und Verkehr dürfen nicht mehr isoliert betrachtet, sondern müssen vernetzt und gesamtheitlich optimiert werden, damit die Energieressourcen, auch dank unterschiedlicher Flexibilitäts- und Speichermöglichkeiten in den einzelnen Sektoren, möglichst effizient genutzt werden können – Stichwort **Sektorenkopplung und -integration**. Wasserstoff bietet sich dabei als ein ideales Verbindungselement an: Er kann als klimaneutraler Ersatz für fossile Roh- und Brennstoffe dienen und eignet sich für die (auch Jahreszeiten übergreifende) Speicherung großer Energiemengen, auf die wir für den anstehenden Systemumbau angewiesen sein werden. Temporär verfügbare Überschüsse an grünem Strom können mittels Elektrolyse-Verfahren nutz- und speicherbar gemacht werden.

2019 wurden laut Angaben der Internationalen Energieagentur* weltweit insgesamt rund 115 Mio. Tonnen Wasserstoff verbraucht. Erzeugt wurden sie zum größten Teil aus Erdgas, Erdöl und Kohle, wobei knapp 50 Millionen Tonnen als Nebenprodukte in Prozessen anfielen und lediglich etwa zwei Prozent durch Elektrolyse hergestellt wurden. Die Produktion von Wasserstoff auf ökologische Verfahren umzustellen und auch die Mengen zu vervielfachen, wie es Energiewende-Szenarien vorsehen, ist also eine große Herausforderung.

Die vorliegende Ausgabe des **EIWInsights** gibt einen Überblick über mögliche Anwendungen, Transportwege, Produktions- und Speichermöglichkeiten von Wasserstoff, wichtige Kostenfaktoren bei seiner Herstellung und Voraussetzungen für eine Nutzung grünen Wasserstoffs in größerem Ausmaß. In diesem Heft werden auch Pilotprojekte in Österreich vorgestellt, die den vielfältigen Einsatz von Wasserstoff in der Praxis zeigen.

Damit solche Pionierleistungen zukünftig im erforderlichen großen Maßstab Nachahmung finden und ausreichend klimafreundlich produzierter Wasserstoff zur Verfügung steht, wird er preislich mit den (noch immer weit günstigeren) fossilen Energieträgern konkurrenzfähig sein müssen. Ob dies gelingt, wird nicht nur von technischen Innovationen, sondern auch stark von den rechtlichen Rahmenbedingungen abhängen: Unter anderem wird es notwendig sein, in einer Übergangszeit finanzielle Anreize für die Wasserstofferzeugung zu schaffen und die H_2 -Technologien an die Marktreife heranzuführen. Vor allem gilt es auch, Mittel für die Forschung, Entwicklung und Errichtung der nötigen Verfahren und Infrastruktur einzusetzen und Genehmigungsverfahren zu vereinfachen, um die Energieversorgung wie auch die Wertschöpfung im Land nachhaltig zu ermöglichen. Gleichzeitig muss danach gestrebt werden, den Zugang zu internationalen Bezugsquellen zu sichern, denn langfristig werden die zur geplanten Dekarbonisierung erforderlichen Wasserstoffmengen die heimischen Produktionsmöglichkeiten weit übersteigen.

*) IEA (2019): [The Future of Hydrogen](#), S. 32

Herstellung von Wasserstoff

Wasserstoff ist auf unserem Planeten schier unbegrenzt vorhanden, allerdings ausschließlich in chemischen Verbindungen. Für die Abtrennung aus Säuren, Kohlenwasserstoffen oder Wasser wird daher Energie benötigt.

Bisher basiert die Produktion zum Großteil auf fossilen Energieträgern. Im Sinne der Energiewende ist es ein wichtiges Ziel, Wasserstoff möglichst Treibhausgas-neutral herzustellen.

H₂ Grauer Wasserstoff

Der Großteil des heute erzeugten Wasserstoffs wird aus fossilen Energieträgern gewonnen. Bei der **Dampfreformierung** kommt vornehmlich Erdgas zum Einsatz, das zusammen mit Wasserdampf auf 830 Grad erhitzt wird. Dieser sehr energieintensive Prozess setzt bei der Herstellung von einer Tonne Wasserstoff zehn Tonnen CO₂ frei. In manchen chemischen Prozessen fällt H₂ als Nebenprodukt an, etwa in Erdöl-Raffinerien oder in der Stahlindustrie bei der Umwandlung von Kohle zu Koks.

H₂ Blauer Wasserstoff

Wird bei der Erzeugung von grauem Wasserstoff mittels Dampfreformierung das Kohlendioxid nicht in die Atmosphäre abgegeben, sondern gelagert oder wiederverwendet, so kann die Wasserstoff-Produktion als treibhausgasneutral bilanziert werden. Die ambitionierten Klimaschutzszenarien der EU und der Internationalen Energieagentur (IEA) sehen diese Übergangstechnologie als einen notwendigen Schritt, um auch bestehende Produktions-Kapazitäten für den steigenden H₂-Bedarf einzusetzen.

Carbon Dioxide Capture and Storage (CCS): Die CO₂-Abscheidung und -Speicherung hilft, Treibhausgas-Emissionen schnell und einschneidend zu senken, indem große Mengen des Gases in salzwasserführende Grundwasserleiter, den Meeresuntergrund oder ehemalige Öl- und Gaslagerstätten gepumpt werden. Das IPCC, der Weltklimarat der Vereinten Nationen, sieht allein in der Offshore-Speicherung ein Potenzial von 2.000 Mrd. Tonnen CO₂, davon 67 Mrd. Tonnen in früheren Öl- und Gasfeldern der norwegischen Nordsee.

Carbon Dioxide Capture and Use (CCU): Dabei wird das abgeschiedene CO₂ als chemischer oder industrieller Rohstoff zu Chemikalien wie Harnstoff oder synthetischen Treibstoffen recycelt. Diesen Verfahren könnte im Sinne der Kreislaufwirtschaft eine wichtige Rolle zukommen.

H₂ Steckbrief Wasserstoff

Eigenschaften: Ungiftiges, farb- und geruchloses, leicht entzündliches Gas. Es ist das chemische Element mit der geringsten Atommasse (14mal leichter als Luft), kommt am häufigsten im Universum vor und ist auch auf der Erde quasi unbegrenzt verfügbar.

Verbindungen: Wasserstoffatome treten immer paarweise auf – als H₂-Molekül. In Reinform ist das hochreaktive Element in der Natur nicht anzutreffen, sondern nur in chemischen Verbindungen wie etwa Säuren, Kohlenwasserstoffen und allem voran Wasser.

Energiedichte: H₂ hat in Bezug auf seine Masse (*gravimetrische Energiedichte*) den extrem hohen Energiegehalt von 33,3 kWh/kg (Diesel: 11,9 kWh/kg, Methan 13,9 kWh/kg). Bei der *volumetrischen Energiedichte* (gespeicherte Energiemenge pro Volumen) kommt Wasserstoff nur auf drei Kilowattstunden pro Normkubikmeter (kWh/Nm³), Methan dagegen auf 9,97 kWh/Nm³: Der Energieinhalt einer Gasflasche mit identischem Druck ist bei Methan mehr als dreimal so hoch wie bei Wasserstoff.

Fußabdruck: Bei der energetischen Nutzung entsteht durch die Reaktion von Wasserstoff mit Luftsauerstoff vornehmlich Wasser, dazu sehr geringe Mengen an Stickoxiden. Sowohl die Gewinnung von H₂ als auch seine Komprimierung für Transport und Lagerung erfordern Energieeinsatz.

H₂ Türkiser Wasserstoff

Noch im Entwicklungsstadium ist die Herstellung von türkischem Wasserstoff mittels Methanpyrolyse. Dabei wird Erdgas in einem Hochtemperaturreaktor in seine Bestandteile Wasserstoff und Kohlenstoff zerlegt. Bei dem Spaltungsprozess ist kein Sauerstoff beteiligt, daher entsteht kein CO₂ als Nebenprodukt, sondern fester Kohlenstoff (Graphit), der beispielsweise für den Leichtbaustoff Carbon verwendet und derzeit vornehmlich aus China importiert wird. Allerdings benötigt dieses Verfahren im Vergleich zur Dampfreformierung ein Drittel mehr Energie, zudem ist der Wasserstoffenertrag aus derselben Menge Erdgas nur halb so groß. Im Vergleich zur Elektrolyse ist der Stromverbrauch hingegen um über 80 Prozent geringer.*

*) Mehr zu Methanpyrolyse: [Deutsches Bundesministerium für Bildung und Forschung](#)
[Pilotprojekt der BASF](#)

H₂ Grüner Wasserstoff

Ein wichtiges Verfahren zur Wasserstoff-Herstellung ist die **Elektrolyse** (> [Seite 8](#)). Dabei wird Wasser mittels Strom in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Kommt dabei ausschließlich Strom aus erneuerbaren Quellen zum Einsatz, nennt man das Produkt grünen oder erneuerbaren Wasserstoff.

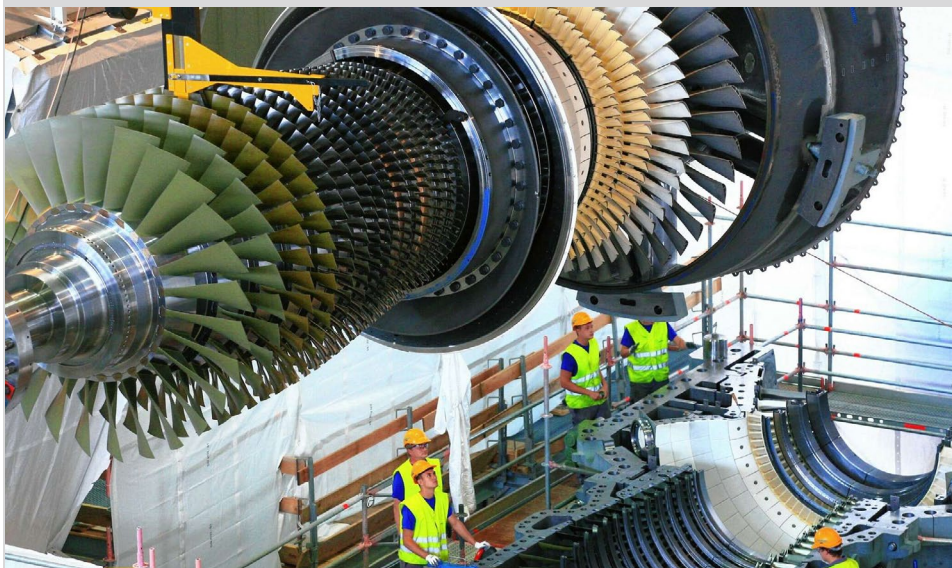
H₂ Roter, pink-violetter & gelber Wasserstoff

Wird bei der Elektrolyse Strom aus nicht rein erneuerbaren Quellen verwendet, finden sich diverse Farbbezeichnungen: Für Atomstrom meist Pink, Violett oder Rot, manchmal auch Gelb.

Hotflex – reversible Hochtemperatur-Elektrolyseanlage

Im Gaskraftwerk Mellach, dem leistungsstärksten Kraftwerk Österreichs mit 838 Megawatt an elektrischer Leistung, erforschen VERBUND und die TU Graz die teilweise Substitution von Erdgas durch grünen Wasserstoff aus eigener Produktion, um die beiden Gasturbinen klimafreundlicher zu betreiben.

Kern der **Hotflex**-Pilotanlage direkt am Kraftwerksgelände ist ein **Hochtemperatur-Elektrolyseur** mit einer Produktionsleistung von 40 Nm³ (Norm-Kubikmeter) stündlich, der Strom aus dem Netz in Wasserstoff umwandelt. Das Elektrolyse-System ist reversibel – daher wird es im „umgekehrten“ Betrieb zur Brennstoffzelle, die Strom und Wärme aus Gas produziert und als Sicherheitssystem zur Eigenstrom- oder Notstromversorgung dient.

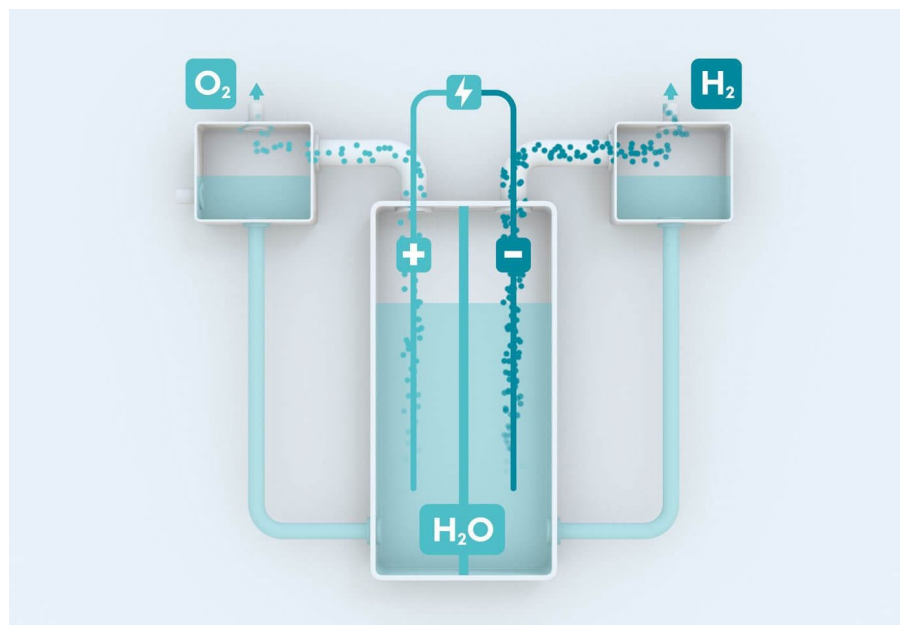


Die Turbinen im Kraftwerk Mellach werden für Wasserstoff fit gemacht

Bild: VERBUND

Das Elektrolyse-Verfahren

Beim Aufspalten von Wasser im Zuge der Elektrolyse entstehen neben Wasserstoff auch Sauerstoff und Abwärme. Der Sauerstoff wird beispielsweise in der Stahl- und Zementindustrie benötigt, die Abwärme kann je nach Temperaturniveau zur Heizung, Warmwassererzeugung oder als Prozesswärme verwendet werden.



Die Spaltung von Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff mittels Elektrolyse.

Bild: voestalpine

Für die **Alkali-Elektrolyse** wird meist Kalilauge als Elektrolyt verwendet, eine Membran verhindert die Vermischung der hier entstehenden H_2 - und O_2 -Moleküle. Dieses Verfahren wird seit 100 Jahren in der Industrie eingesetzt und ist weltweit in großem Maße im Einsatz. Die Anlagen gelten als technologisch ausgereift und haltbar.

Bei der **PEM-Elektrolyse** wird destilliertes Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Als Elektrolyt dient keine Flüssigkeit, sondern eine protonendurchlässige Polymer-Membran (*proton exchange membrane* oder *polymer electrolyte membrane*, kurz **PEM**). Gerade für die Nutzung eines erhöhten volatilen Stromangebotes aus erneuerbaren Quellen ist diese relativ neue, derzeit noch teurere Technologie wegen rascher Reaktionszeit, geringerem Standby-Verbrauch und einer großen Bandbreite beim Teillastbetrieb im Vorteil.

| Systeme im Vergleich: | Alkali-Elektrolyse | PEM-Elektrolyse |
|-------------------------------|----------------------------|---------------------------|
| Kaltstartzeit | 10 - 60 Minuten | 7 - 10 Minuten |
| Startzeit aus Standby-Betrieb | 5 Minuten | 10 Sekunden - 5 Minuten |
| Standby-Stromverbrauch | 15 % der Nennleistung | 1 - 4 % der Nennleistung |
| Teillastbetrieb | 20 - 40 % der Nennleistung | 0 - 10 % der Nennleistung |

Die **Hochtemperatur-Elektrolyse** arbeitet im Temperaturbereich von 700 bis 900° C – bei Alkali- und PEM-Elektrolyseuren sind es 60 bis 80° C. Diesem bisher nur selten angewandten Verfahren werden längerfristig große Potenziale zugesprochen, wegen seines hohen Wirkungsgrades und auch wegen seiner **Reversibilität**: Das heißt, die Anlage erzeugt als Elektrolyseur H_2 , kann jedoch bei Bedarf auch auf Brennstoffzellenbetrieb umgeschaltet werden, um aus Wasserstoff Elektrizität zu erzeugen. Damit bringen diese **Festoxid-Elektrolyseure (SOEC)** die für die Energiewende notwendige Flexibilität.

> [Energieträger Wasserstoff: Wie viel Wasser wird dafür benötigt?](#) (TGA-Magazin)

Sektorenkopplung und -integration

Der geplante Ausbau von Photovoltaik (PV) und Windkraft birgt große Potenziale für die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse, denn abhängig von der Wetterlage, der Tages- und Jahreszeit fallen zeitweise große Strommengen an, die den momentanen Bedarf übersteigen. Der Ausbau der Kapazitäten von Pump- und Batteriespeichern oder der Potenziale für Lastverschiebung (etwa das angebotsabhängig gesteuerte Laden von Elektroautos) wird in Summe nicht ausreichen, um den gesamten erneuerbaren Strom für Zeitspannen mit zu geringer Versorgung speichern zu können.

Ein Lösungsansatz ist **Power-to-X (PtX/P2X)**, die Umwandlung von Strom in andere Energieformen, die günstigere und oft auch langfristige Speicherung als Elektrizität ermöglichen. Das X ist Platzhalter für unterschiedliche Umwandlungsmöglichkeiten:

Power-to-Gas ist die schon beschriebene Transformation von Strom in Wasserstoff durch Elektrolyse oder in einem weiteren Schritt zu **synthetischem Methan**; dazu wird zusätzlich CO_2 benötigt, wie es beispielsweise in Industrieanlagen anfällt. Dieses nicht-fossile Gas kann etwa für Mobilität eingesetzt werden wie auch in anderen Bereichen, in denen derzeit Erdgas zur Anwendung kommt.

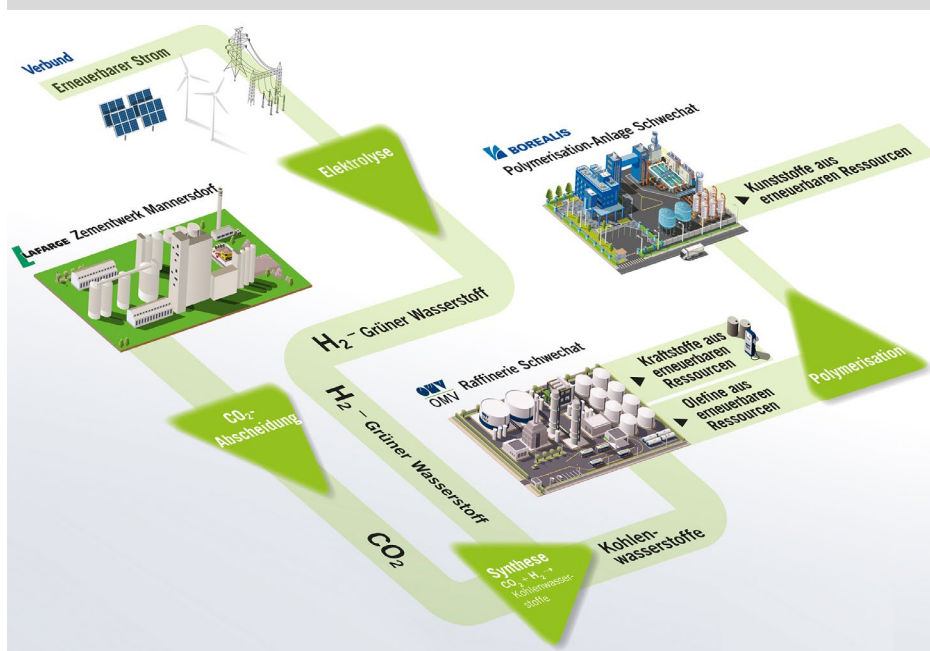
Power-to-Liquid bezeichnet die Transformation von Strom via Wasserstoff in synthetische flüssige Kraftstoffe. Diese **E-Fuels** haben etwa den Vorteil, dass sie auch in herkömmlichen Fahrzeugen verwendet werden können.

Power-to-Heat, die Umwandlung in Wärme, ist ebenfalls eine Möglichkeit, Stromüberschüsse zu verwerten. Wärme kann für eine Zeit lang in Heißwassertanks, im Fernwärmenetz oder in Böden und Wänden von Gebäuden gespeichert werden.

P2X ermöglicht eine zunehmende **Sektorenkopplung und -integration**. Das heißt, die Anwendungsbereiche Strom, Wärme, Industrieprozesse und Verkehr werden nicht mehr isoliert betrachtet, sondern vernetzt und gesamtheitlich optimiert. Dank unterschiedlicher Flexibilitäts- und Speichermöglichkeiten in den einzelnen Sektoren können Energieressourcen effizienter genutzt werden. Allerdings ist das Umwandeln von einer Energieform zur anderen immer mit Verlusten verbunden.

Sektorenkopplung und -integration im großen Maßstab

Beim branchen- und sektorenübergreifenden Projekt **Carbon2ProductAustria (C2PAT)** zur CO_2 -Abscheidung und -Nutzung im großindustriellen Maßstab spielt Wasserstoff eine wichtige Rolle. Bis 2030 sollen die jährlich anfallenden 700.000 Tonnen CO_2 des Lafarge Zementwerks im niederösterreichischen Mannersdorf abgeschieden werden und in Folge mit grünem Wasserstoff, bereitgestellt von VERBUND, bei der OMV in Schwechat zu klimaneutralen Kohlenwasserstoffen verarbeitet werden, die vor Ort für die Herstellung von Kraftstoffen und beim Partner Borealis für die Erzeugung hochwertiger Kunststoffe verwertet werden.



2023 wird auf dem Gelände der Raffinerie Schwechat eine PEM-Elektrolyseanlage mit 10 MW Leistung in Betrieb gehen. OMV und Kommunalkredit investieren in dieses Projekt gemeinsam 25 Mio. Euro. Bei einer jährlichen Produktion von maximal 1.500 Tonnen grünem Wasserstoff kann der CO_2 -Ausstoß der Raffinerie um insgesamt 15.000 Tonnen vermindert werden.

Grafik: C2PAT

Wasserstoff transportieren und speichern

Wird Wasserstoff nicht unmittelbar am Erzeugungsort genutzt, so kann man ihn...

- > in Gastanks abfüllen
- > in speziellen Wasserstoff-Pipelines transportieren
- > in das bestehende Gasnetz einspeisen
- > durch Einpressen in Erdgaslagerstätten über längere Zeit speichern

Gastanks

Bei kleineren Speichermengen sind **Hochdruckspeicher** für gasförmigem Wasserstoff eine günstige und sichere Lösung. Stand der Technik sind die besonders leichten Typ IV-Druckbehälter, bestehend aus Kohlefaser-ummanteltem Kunststoff. Bei einem Druckniveau von 350 bar, wie bei Tanks von Nutzfahrzeugen üblich, können 24 kg Wasserstoff pro Kubikmeter aufgenommen werden. Bei 700 bar, gebräuchlich bei Pkw, beträgt die Dichte 40 kg/m³.

Verflüssigter Wasserstoff (LH₂) hat die wesentlich höhere Dichte von 71 kg/m³, hier ist jedoch eine Abkühlung auf minus 253° C erforderlich. Solche Speicher bewähren sich bei größeren Speichermengen und werden auch für den Transport über weite Strecken eingesetzt – etwa per Schiff. Es ist jedoch schwierig, das niedrige Temperaturniveau zu halten und so Verluste durch Abdampfen zu verhindern.

Als eine Speicherlösung der Zukunft gilt der **Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC)**, ein flüssiges Trägermedium, in dem Wasserstoff chemisch gebunden wird – mit weit geringerem Energieaufwand, als er bei Kühlung oder Komprimierung notwendig ist. Dies macht Speicherung und Transport von Wasserstoff nicht nur sicherer, sondern auch kostengünstiger. Ein Kubikmeter LOHC nimmt 57 kg Wasserstoff auf, die bei Bedarf herausgelöst werden. Die Trägerflüssigkeit kann später mit H₂ „wiederbefüllt“ werden.

Produktives Umfeld für Wasserstoff-Wirtschaft



Im niederösterreichischen Kienberg, am Standort der Worthington Industries, werden seit 100 Jahren Gasbehälter aus Stahl hergestellt. 2020 wurde die Produktpalette um Hochdruck-Composite-Behälter vom Typ IV erweitert, die sich besonders für Wasserstofftanks unterschiedlicher Fahrzeuge wie Pkw, Lkw, Zug oder Schiff eignen. Im Werk wird auch die gesamte Peripherie für Gastankanlagen hergestellt – vom Füllnippel bis hin zum Anschluss an die Brennstoffzelle.

Bild: Worthington Industries

Eigene Wasserstoff-Pipelines

Für viele Anwendungen bedeutet der Einsatz von reinem Wasserstoff die beste Option im Sinne der Dekarbonisierung. Ein stark steigender Bedarf kann nur teilweise durch dezentrale Erzeugung vor Ort gedeckt werden, und der Transport auf Straße und Schiene in großem Umfang würde eine zusätzliche Verkehrsbelastung bringen. Als eine probate und auch wirtschaftliche Lösung bieten sich daher Pipelines an, und es ist auch nicht überall notwendig, eine komplett neue Infrastruktur aufzubauen: Das bestehende Netz an Erdgasleitungen kann technisch so umgerüstet werden, dass große Mengen an Wasserstoff in Gasform zu speichern und über weite Strecken zu befördern sind. In Deutschland haben sich Wasserstoff-Pipelines schon bestens bewährt: 240 km lang ist jene im Rhein-Ruhr-Gebiet, rund 100 km die in Leuna.

Um ein Grundgerüst einer Wasserstoffinfrastruktur zu schaffen, sind zunächst Pipelines zwischen Regionen mit besonders hoher Erzeugung von erneuerbarem Strom und Orten mit hoher Nachfrage – wie industrielle Cluster und auch Häfen – geplant. Diese sollen zu einem europaweiten **Hydrogen Backbone** ausgebaut werden, ausgehend von der schrittweisen Umrüstung bestehender Leitungen (Mehr dazu auf den > [Seiten 29-30](#)). Eine weitaus größere finanzielle Herausforderung werden Abschnitte sein, in denen die Infrastruktur gänzlich neu aufgebaut werden muss.

Beimengung von Wasserstoff ins Erdgasnetz

Das in früheren Zeiten eingesetzte Stadtgas bestand etwa zur Hälfte aus Wasserstoff, und auch gegenwärtig vertragen Gasnetze ohne weitere Modifikationen einen gewissen Anteil an H₂: Im Niederdrucknetz durften bislang vier Volumenprozent hinzugefügt werden, eine am 1. Juni 2021 in Kraft getretene neue ÖVGW-Richtlinie G B210* ermöglicht nun fast lückenlos die Beimischung von 10 Prozent auf allen Netzebenen. Vereinzelt sind etwa CNG-Tankstellen ohne Abscheider (da bei älteren, sukzessive ausgemusterten Fahrzeugen die Tanks nur zwei Prozent H₂ zulassen).

*) [Mehr Grünes Gas im Gasnetz \(1.6.2021\)](#)

Information zur Richtlinie der Österreichischen Vereinigung für das Gas- und Wasserfach (ÖVGW)

Durch dieses **Blending** kann Wasserstoff in einem Mischgas über die bestehende Erdgas-Infrastruktur Verbreitung finden, so lange kein dezidiertes H₂-Transportnetz aufgebaut ist. Das bringt bei allen Erdgas-Verbrauchern eine Senkung der Treibhausgas-Emissionen mit sich. Eine beliebige Erhöhung des H₂-Anteils ist nicht bei allen aktuell verbauten Endgeräten möglich, jedoch ist die Beimischung von 20 Prozent Wasserstoff Gegenstand der Forschung.

Mit Pilotprojekten wird derzeit in Deutschland auch das **De-Blending** erprobt, das Abscheiden des über Pipeline mittransportierten Wasserstoffs, der dann jenen Abnehmern in Reinform zur Verfügung steht, die (noch) nicht an eine dezidierte H₂-Pipeline angeschlossen sind.

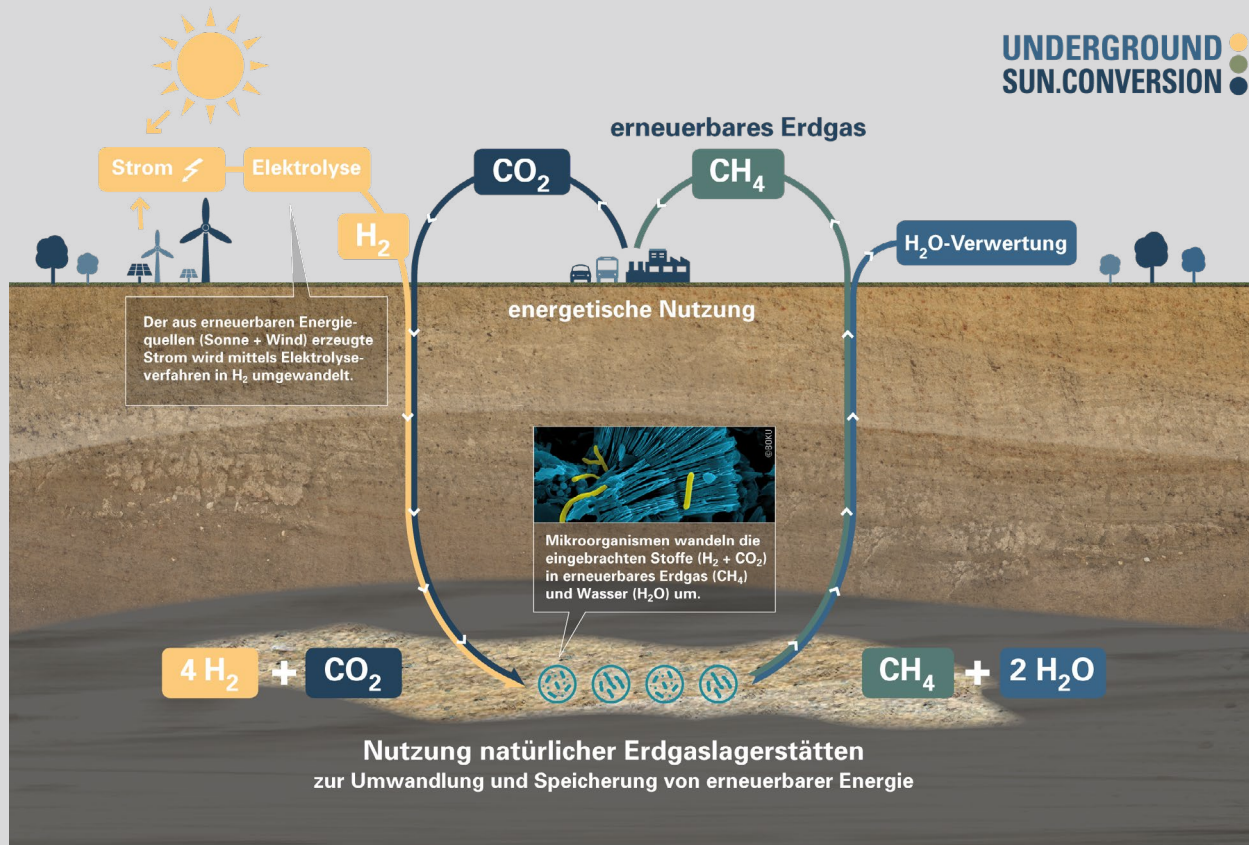
Keine technischen Anpassungen der Pipelines und der gasbefeuerten Anlagen braucht es, wenn Erdgas durch synthetisches Methan ersetzt wird, klimaneutral hergestellt aus grünem Wasserstoff. Allerdings bedeutet dieser Umwandelungsschritt einen zusätzlichen energetischen und finanziellen Aufwand.

Unterirdische Gasspeicher als Wasserstoff-Langzeit-Speicher

Für saisonale Speicherung ist Wasserstoff, erzeugt etwa aus Überschuss-Strom, ein ideales Medium. Als Ort für die Einlagerung großer Energiemengen eignen sich beispielsweise Salzkavernen: Die Investitionskosten sind gering, die Sicherheit hoch. Erforscht wird derzeit noch der Reinheitsgrad des Wasserstoffs, der aus den Kavernen entnommen wird.

Auch ehemalige Erdgas-Lagerstätten bieten hohe Speichervolumina: Österreichs größter Untergrundspeicher in Haidach bei Straßwalchen fasst über zweieinhalb Milliarden Kubikmeter Erdgas, der zweitgrößte in Schönkirchen (Bezirk Gänserndorf) hat eine Kapazität von knapp zwei Milliarden Kubikmeter.

Mit H₂ zum nachhaltigen Kohlenstoff-Kreislauf



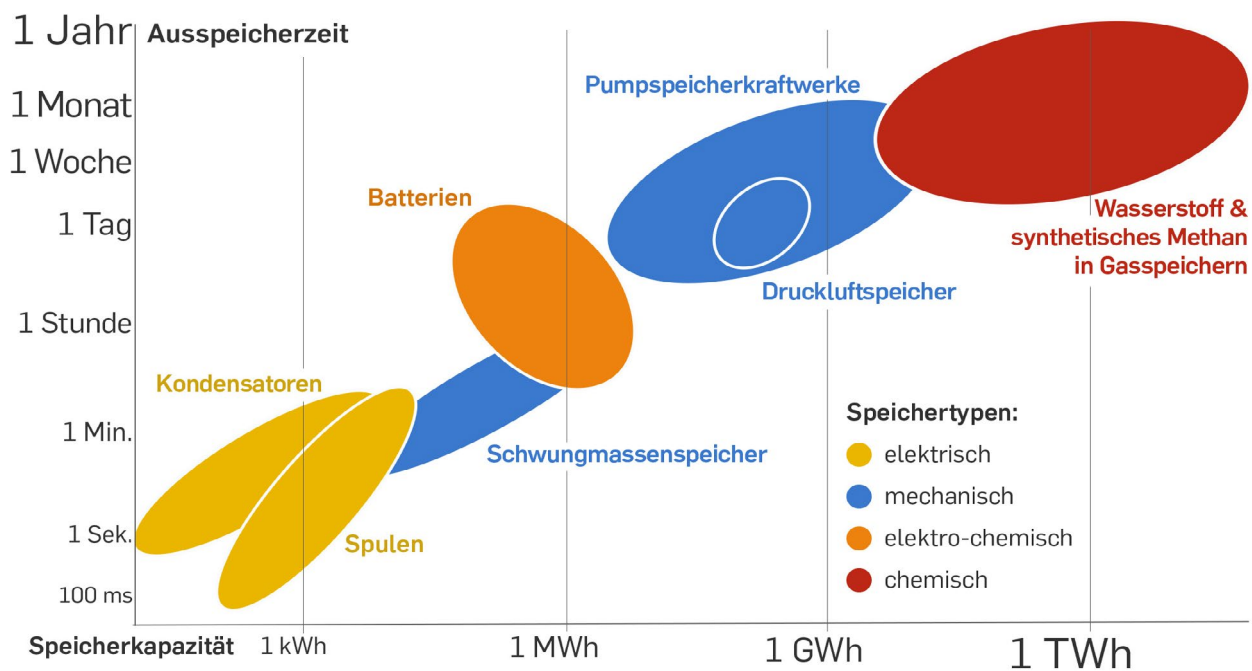
Grafik: Underground Sun Conversion

Die von der RAG Austria AG patentierte **Underground Sun Conversion**-Technologie bietet gleichzeitig eine Lösung für die Speicherung von Überschuss-Energie, für die Einlagerung und Verwertung von Kohlendioxid und für die Erzeugung von Methan ohne großen Energieeinsatz. Die Pilotanlage im oberösterreichischen Pilsbach, umgesetzt gemeinsam mit Partnern aus der Schweiz und der Wiener Universität für Bodenkultur, nutzt die poröse Schicht einer ausgeförderten Erdgas-Lagerstätte zum Speichern von grünem Wasserstoff, zusätzlich wird auch Kohlendioxid eingelagert. In über 1000 Metern Tiefe kommt es schließlich zu einer natürlichen mikrobiellen Methanisierung: Aus CO₂ und H₂ entstehen Methan und Wasser.

> [Mehr zu Underground Sun Conversion](#)

Wasserstoff im Vergleich zu anderen Speichertechnologien für Strom

Mit einem massiven Ausbau volatiler Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen wird auch der Bedarf an großen Speicherkapazitäten steigen. Unter anderem sind auch verstärkte saisonale Schwankungen auszugleichen, denn mit dem Ausbau der Photovoltaik kommt es zu vermehrter Erzeugung im Sommer bei relativ geringem Beitrag im Winter, wo die Versorgung derzeit auch durch (fossile) thermische Kraftwerke übernommen wird, die zukünftig weniger zum Einsatz kommen sollen.



Batteriespeicher eignen sich nur für eine kurzzeitige Speicherung, und die Speicherdauer (Ausspeicherzeit) von Pumpspeichern ist auch nur bedingt für saisonale Großspeicher geeignet. Lediglich Wasserstoff und (synthetisches) Methan können auch im Umfang von einer TWh über längere Zeiträume gespeichert werden.
 Grafik: Frontier Economics, Überarbeitung: EIW

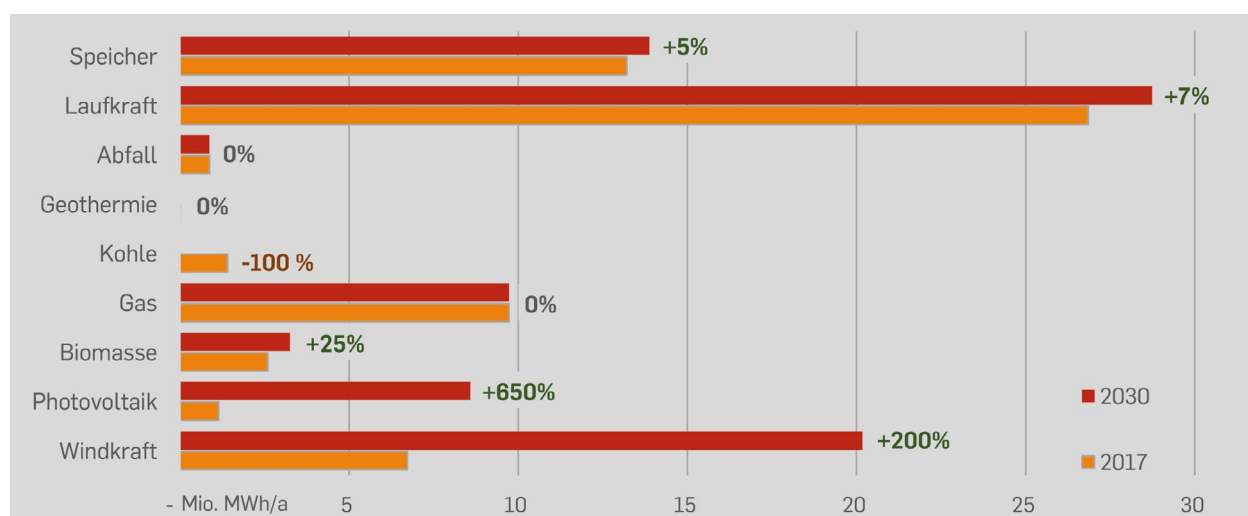
Wasserstoff in Österreichs Klimastrategie

Österreichs Klima- und Energiestrategie hat zum Ziel, den nationalen Gesamtstromverbrauch bis 2030 bilanziell zu 100 Prozent aus erneuerbaren Quellen zu decken. Bis 2019 ist der Anteil von Ökostrom im Netz laut E-Control bereits auf 78 Prozent gestiegen.

Um die Differenz abzudecken, sollen laut Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz bis 2030 erneuerbare Stromerzeugungs-Kapazitäten von 27 TWh hinzukommen:

11 TWh Photovoltaik • 10 TWh Windkraft • 1 TWh Biomasse • 5 TWh Wasserkraft

Berechnungen des Energieinstituts der Wirtschaft für ein ähnliches Szenario gehen von einer notwendigen Erweiterung um 24 TWh bis 2030 aus, um den Stromverbrauch (ohne Eigenverbrauch für Industrie und Regenergie) bilanziell aus Erneuerbaren decken zu können.



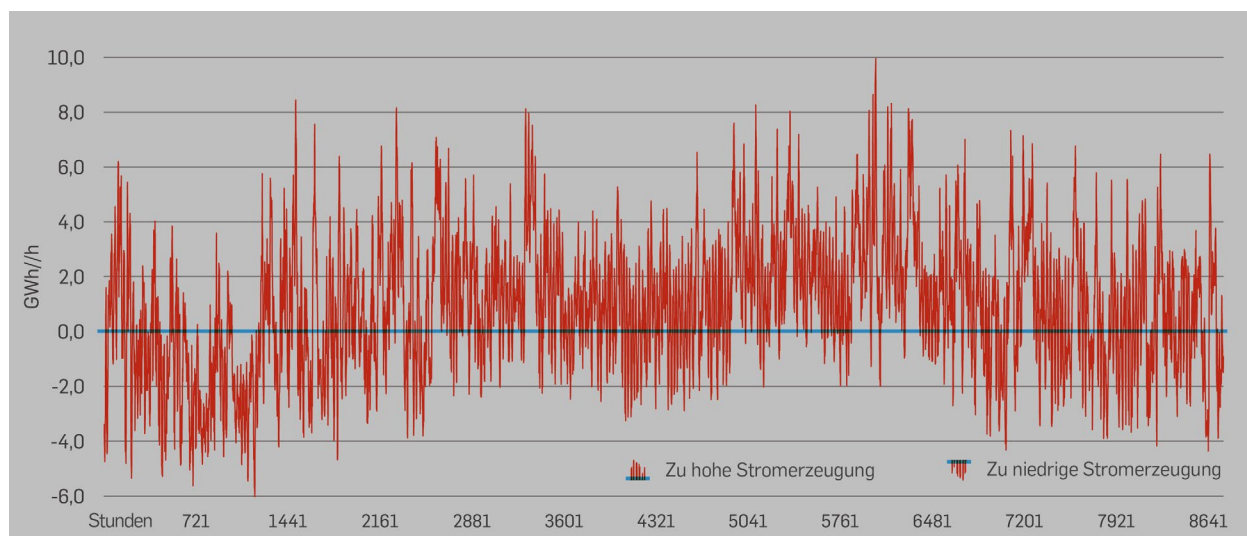
Technologiemix zur Erreichung von 100 Prozent Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen bis 2030.

Quelle & Grafik: EIW

Diesem Szenario liegt die Annahme eines allgemeinen Verbrauchs-Zuwachses im öffentlichen Stromnetz um ein Prozent jährlich zugrunde, unter Berücksichtigung einer zunehmenden Verbreitung von Elektromobilität und Wärmepumpen.

Zur Erreichung des Ziels wird im Szenario des EIW etwas mehr Gewicht auf die Windkraft gelegt, mit 5.400 MW zusätzlich installierter Leistung im Vergleich zum Bestand 2017 – das entspricht 1.780 Anlagen mit drei MW. Der angesetzte zusätzliche Ausbau der Photovoltaik in der Höhe von 6.700 MW_p bedeutet eine Modulfläche in der Größe von 5.600 Fußballfeldern.

Mit dem geplanten massiven Ausbau von PV und Windkraft werden auch die Schwankungen der Stromproduktion zunehmen. Gemäß dem angeführten EIW-Ausbau-Szenario können 2030 in Summe etwa 12,9 TWh Strom pro Jahr anfallen, die – bei gleichbleibendem Verbrauchsprofil – nicht unmittelbar verbraucht würden. Diese Mengen werden sehr ungleich verteilt sein – abhängig von der Wetterlage, der Tages- wie auch der Jahreszeit: Knapp zwei Drittel fallen im Sommerhalbjahr an, nur ein Drittel im Winterhalbjahr.



Stundenwerte der Differenz von Stromerzeugung und -verbrauch in Österreich im Gesamtjahr 2030: In den Sommermonaten häufen sich die Überschüsse, im Winter liegt die Produktion deutlich niedriger.

Quelle & Grafik: EIW

Flexibilitätsbedarf steigt

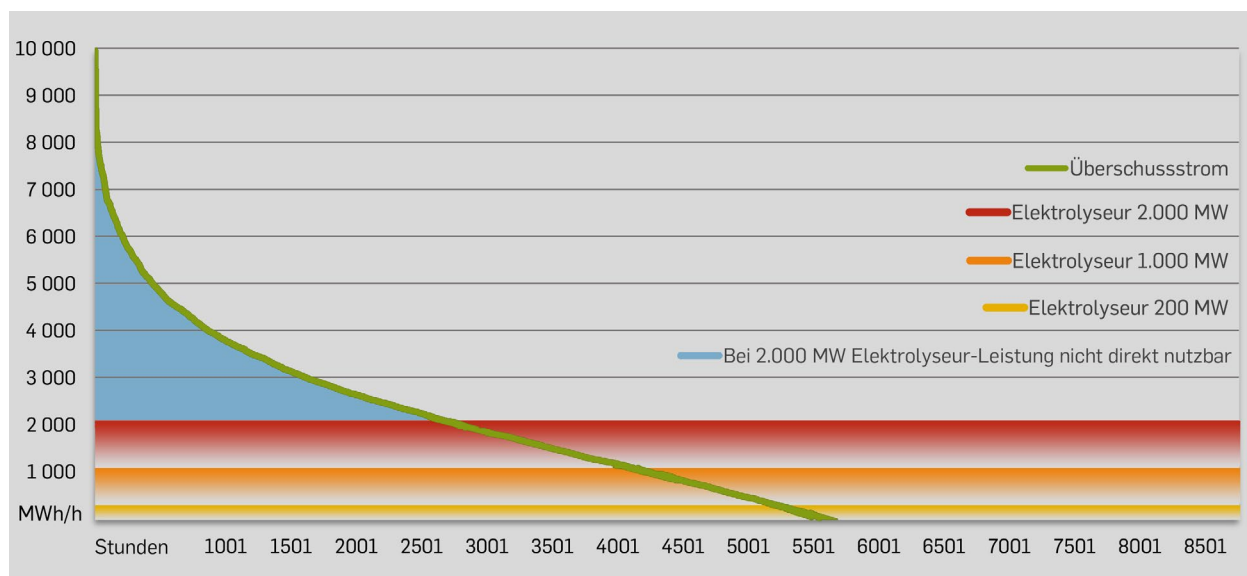
Den Exportmöglichkeiten für diese Überschüsse sind Grenzen gesetzt, denn auch in anderen EU-Ländern gibt es ähnliche ehrgeizige Pläne zum Ausbau erneuerbarer Stromproduktion. Daher werden sich Überangebot und Nachfrage im Tages- wie im Jahresverlauf über die Staaten zum Teil überlappen. Wenn bei viel Sonnenschein und gutem Wind eine Überlastung des Stromnetzes droht und in Folge PV- oder Windenergieanlagen abgeregelt oder abgeschaltet werden müssen, ist dies nicht nur für die Anlagenbetreiber denkbar ungünstig: Die Energiewende ist schwerer umsetzbar, wenn bestehende Wind- oder PV-Kraftwerke nicht voll genutzt werden können. In Deutschland mussten 2019 wegen solcher Netzengpässe 6,8 Mrd. kWh grüner Strom abgeregelt werden, wodurch Kosten in Höhe von 710 Millionen Euro entstanden sind.

Neben dem Export und Import von Strom stehen auch andere Flexibilitätsoptionen zur Verfügung, um Stromnachfrage und -angebot besser aufeinander abzustimmen, so etwa die zeitliche Anpassung der Inbetriebnahme großer Stromverbraucher (Demand Side Management) oder der Einsatz von Speichern. Dazu kommt die gezielte Anwendung von P2X-Technologien (> [Seite 9](#)).

Ausbau der Elektrolyse-Kapazitäten

Szenarien gehen davon aus, dass 2025 in Österreich rund 200 Megawatt und 2030 ein bis zwei Gigawatt Elektrolyse-Kapazität installiert sein könnten. Für deren Betrieb ist zusätzlicher Strom erforderlich.

So benötigen Elektrolyseure mit einer Leistung von zwei GW, die um die 8.000 Betriebsstunden arbeiten, bei Vollaustattung 16 TWh Strom und erzeugen damit etwa 26.400 Tonnen (etwa neun TWh) Wasserstoff. Die Abbildung unten zeigt beispielhaft, welcher Anteil davon durch Erneuerbaren Strom bereitgestellt werden könnte, der nicht direkt zum Zeitpunkt seiner Erzeugung für die Deckung des sonstigen Strombedarfs benötigt wird. Sie stellt die Zeiten mit möglichen Stromüberschüssen (das sind die Werte über Null in der Grafik auf der > [vorhergehenden Seite](#)) dem Strombedarf verschiedener Elektrolyseure gegenüber. Andere Flexibilitätsoptionen sind in der folgenden Darstellung nicht berücksichtigt.



2030 fallen an über 5.500 Stunden der 8.760 Stunden im Jahr Stromüberschüsse an. Für die Versorgung von Elektrolyseuren mit zwei Gigawatt Gesamtleistung reicht dies für etwa 2.500 Stunden jährlich aus.

Szenario & Grafik: EIW

Unter der Voraussetzung, dass temporäre Stromüberschüsse in den Mengen verfügbar sind wie in obiger Grafik dargestellt, könnten sie bei einer Elektrolysekapazität von 200 MW 69 Prozent von deren Bedarf (1,1 TWh) decken. Elektrolyseure mit der zehnfachen Kapazität könnten so etwa 4.200 Stunden lang voll ausgelastet werden und damit nur 53 Prozent ihres Strombedarfs decken. Um die Elektrolyseure möglichst gut auszulasten (auch im Sinne der Wirtschaftlichkeit – siehe > [Seite 26](#)), müsste für den Zeitraum rechts der Kurve zusätzlicher Strom zur Verfügung stehen.

Ein fast durchgehender Betrieb wäre beispielsweise auch bei Anlagen notwendig, die laufend H₂ für Produktionsprozesse zur Verfügung stellen. Ist ein Pufferspeicher vorhanden oder speisen Elektrolyseure in das Gasnetz ein, können sie einen Beitrag zur Stabilisierung des Stromsystems leisten, indem die Produktion in Zeiten von Netzengpässen vorübergehend gedrosselt wird.

Aktuell werden in Österreich jährlich etwa 150.000 Tonnen Wasserstoff genutzt, der vornehmlich fossilen Ursprungs ist: Teils wird er mittels Dampfreformation erzeugt, teils fällt er als Nebenprodukt bei Industrieprozessen an. Um diese Menge mittels Elektrolyse zu produzieren, wären in etwa 8,3 TWh Strom erforderlich.

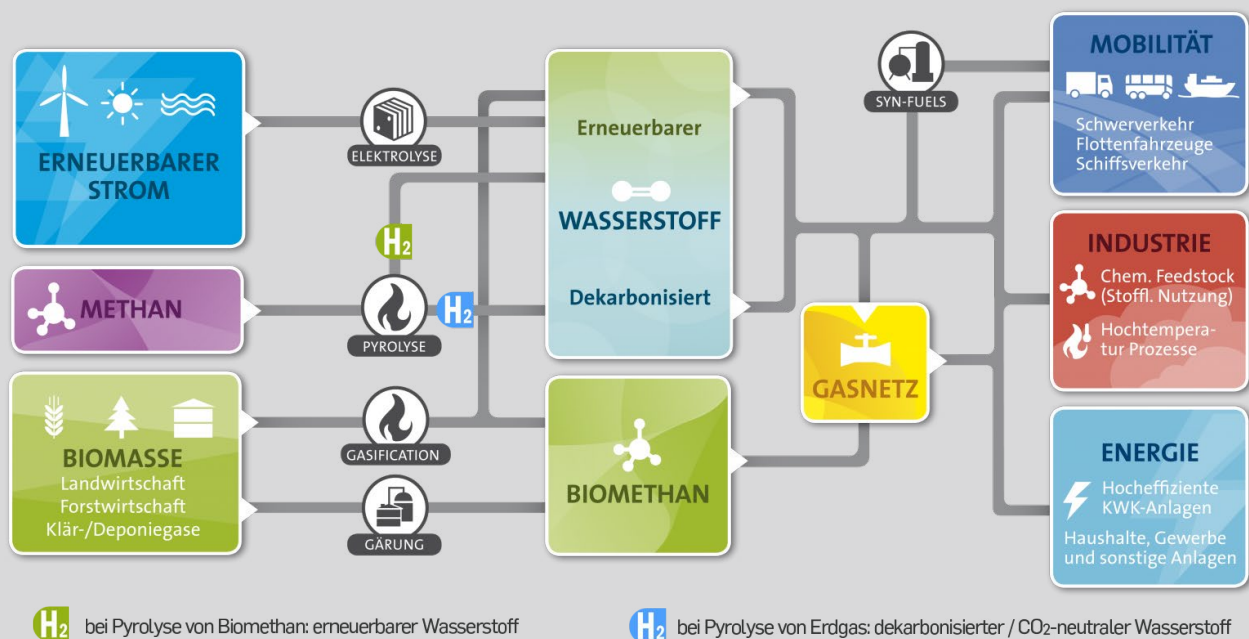
Es gibt sehr unterschiedliche Einschätzungen, wie viel Wasserstoff zukünftig benötigt wird. Zwei Szenarien für Österreich 2030 entwirft eine europäische Studie* – mit 1,6 TWh erneuerbaren Wasserstoffs als niedrigen und 5,6 TWh als hohen Wert. Dabei soll ein Teil der aktuellen (weitgehend fossil basierten) H₂-Produktion substituiert und neu entstehender Bedarf, etwa in der Mobilität, gedeckt werden. Weitgehend erst für die Zeit danach werden die großen Umstellungsprozesse etwa in der Stahlindustrie erwartet.

*) FCH2JU / Trinomics: [Opportunities for Hydrogen Energy Technologies considering the National Energy & Climate Plans – National Fiche AUSTRIA, 2020](#)

Die Grafik aus der Studie auf > [Seite 2](#) illustriert Szenarien mit hohem und niedrigem Wasserstoffeinsatz in Österreich 2030

Vorzeigen, wie es geht: WIVA P&G

Damit die ambitionierten Ziele der österreichischen Energiewende auch im Bereich Wasserstoff umgesetzt werden, braucht es jetzt schon vorzeigbare, praktische Anwendungen, die den Weg für die Umstellung bereiten. Ob Herstellung, Einsatzmöglichkeiten, die Langzeit-Speicherung oder innovative Transportkonzepte: In der **Wasserstoffinitiative Vorzeigeregion Austria Power & Gas** bündeln sich die Erfahrungen aus mehr als 30 abgeschlossenen und laufenden Projekten, einige davon sind kurz in diesem Heft vorgestellt. Ebenso beschäftigt sich die Initiative mit der Umwandlung in Kohlenwasserstoffe wie Methan oder mit Potenzialen für die Rückverstromung.



Mögliche Erzeugungs- und Einsatzwege für grüne Gase. Bild: WIVA P&G, Überarbeitung: EIW

WIVA P&G ist eine von drei nationalen Energie-Vorzeigeregionen, die vom österreichischen Klima- und Energiefonds gefördert werden, um die Wettbewerbsfähigkeit Österreichs mit Energietechnologien der Zukunft zu stärken.

> [Wasserstoffinitiative Vorzeigeregion Austria Power & Gas](#)

> [Alle vom österreichischen Klima- und Energiefonds geförderten Energie-Vorzeigeregionen](#)

Grünes Gas

Bis 2030 soll Österreich zu 100 Prozent mit grünem Strom versorgt werden, und in diesem Zeitraum sind auch die Weichen zu stellen für ein noch weitaus ambitionierteres Ziel: Bis 2040 soll gemäß Regierungsprogramm das Land zur Gänze klimaneutral werden. Eine große Herausforderung ist dabei, Ersatz zu schaffen für fossiles Erdgas als entscheidenden Energieträger bei Industrie, Wärmeversorgung und Energieerzeugung: 2019 wurden 94.210 GWh Erdgas an Endkunden abgegeben. Als erster Schritt auf diesem Weg sollen gemäß Regierungsprogramm bis 2030 in Österreich 5.000 GWh grünes Gas erzeugt werden.

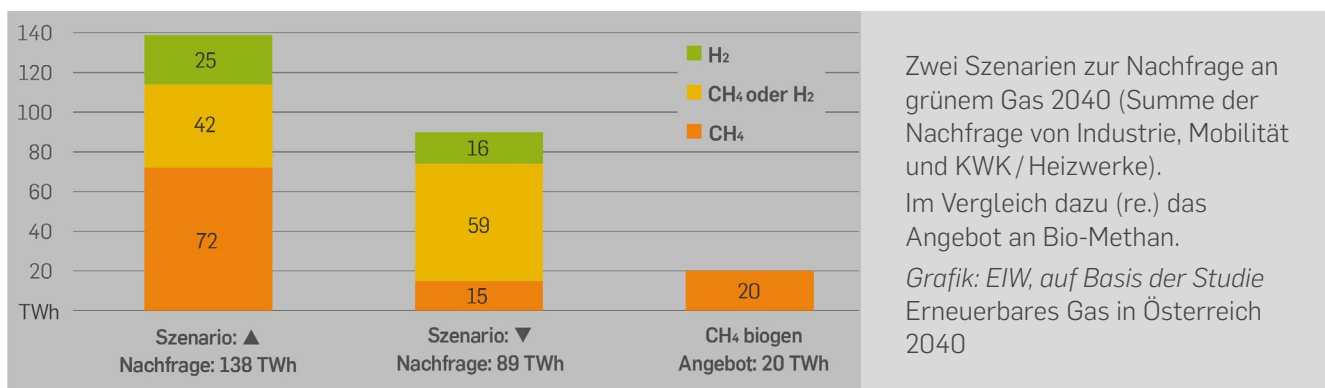
Grünes Gas ist der Sammelbegriff aller Arten CO₂-neutral hergestellter gasförmiger Brenn- oder Treibstoffe, die Erdgas ersetzen können und so auch die Abhängigkeit von Energieimporten vermindern. Dazu gehören neben H₂ noch **Biogas**, **Biomethan** und auch **synthetisches Methan**.

Rein technisch gesehen stellt die Einspeisung von grünem Gas in das bestehende Netz kein Problem dar, daher würden vorerst auch nicht so große Investitionen in technische Anpassungen des Gasnetzes und der Endverbrauchsgeräte benötigt wie bei einem massiveren Einsatz von purem H₂. Das Arbeitsgasvolumen der Speicher der OMV AG beträgt um die 25,2 TWh, die stündliche Einspeiserate gut 8,7 GWh. Eine Herausforderung dürfte eher in der komplexen Eigentümerstruktur und der Organisation der Nutzungskontingente liegen. Entscheidend wird vor allem auch sein, ob diese Energieträger preislich soweit konkurrenzfähig sind, dass sie sich am Markt behaupten können.

Längerfristig zusätzlicher Importbedarf

Wie in vielen anderen Ländern ist auch für Österreich davon auszugehen, dass zukünftig CO₂-neutral hergestellte Gase und daraus erzeugte Produkte (etwa flüssige E-Fuels) auch importiert werden müssen. Der Bedarf in Bereichen der Industrie, Mobilität, Wärmebereitstellung und Stromnetz-Stabilisierung, in denen kaum andere Möglichkeiten zur Treibhausgas-Neutralität gegeben sind, wird aus heimischen Quellen nicht zu decken sein. Wissenschaftliche Szenarien spannen hier noch relativ große Bandbreiten auf, in Deutschland reichen diese beispielsweise von 28 bis 89 Prozent Importbedarf an Wasserstoff und P2X-Produkten im Jahr 2050*. Auch die folgenden Angaben für Österreich dienen nur zu einer groben Einordnung der Größen, da sie wegen unterschiedlicher Zeiträume und Annahmen nur eingeschränkt vergleichbar sind.

Eine 2021 im Auftrag des Klimaschutzministeriums erstellte Studie** zeigt den Bedarf an grünen Gasen und deren mögliche Aufbringung in Österreich 2040 anhand zweier verschiedener Szenarien: Demnach würden für Industrie, Güter- und öffentlichen Personenverkehr, Flugverkehr, KWK-Anlagen und Heizwerke 89 bis 138 TWh an grünen Gasen benötigt. Ein Teil davon müsste in Form von Methan bereitgestellt werden, mindestens 16 oder 25 TWh hingegen als Wasserstoff. Bei einem Teil des Bedarfs sind beide Varianten von grünem Gas möglich, wie die folgende Grafik zeigt:



*) Sachverständigenrat in Umweltfragen (D): [Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse](#). Juni 2021, Seite 12

**) Austrian Energy Agency, Energieinstitut an der Johannes Kepler Uni Linz, Energieverbundtechnik Uni Leoben: [Erneuerbares Gas in Österreich 2040](#). Juni 2021

2040 sollten, wie aus der Grafik auf der vorhergehenden Seite ersichtlich wird, produktionsseitig in etwa 20 TWh biogenes Methan zur Verfügung stehen, gewonnen einerseits aus anaerober Vergärung (etwa organische Abfälle, landwirtschaftliche Reststoffe...), andererseits aus der thermochemischen Umwandlung fester Biomasse (überwiegend Reststoffe aus der Holzverarbeitung). Hier weist die Studie allerdings auf Unsicherheiten wegen konkurrierender Nutzungsmöglichkeiten für Biomasse hin. Andere Quellen gehen von höheren Potenzialen aus, allerdings beziehen sie sich auf einen längeren Zeitraum und berücksichtigen in ihrer Berechnung nicht nur Reststoffe, sondern teilweise auch Energiepflanzen.

Die Studie des BMK geht nicht auf die heimische Wasserstoffproduktion und deren Beitrag zur Befriedigung der Nachfrage nach grünen Gasen im Jahr 2040 ein. Einen Eindruck von der Größe der Herausforderung vermittelt aber folgender Vergleich: Dem Bedarf von 89 bis 138 TWh stehen 20 TWh gegenüber, die 2040 durch heimisches Biomethan gedeckt werden könnten. Zwei GW Elektrolysekapazität mit 8.000 Stunden Laufzeit im Jahr liefern etwa neun TWh Wasserstoff und brauchen dafür etwa 16 TWh Strom. Ein Vielfaches davon wäre aber nötig, um den verbleibenden Bedarf von 69 bis 118 TWh klimaneutraler Gase zu decken. Dies wird mit heimischen Ressourcen allein nicht möglich sein, vielmehr werden auch beträchtliche Mengen grüner respektive CO₂-armer Gase (einschließlich Wasserstoff) importiert werden müssen.

H₂ tanken, Wärme nutzen, Netz regeln



Bild: MPREIS

Die volatile Stromerzeugung aus Wind und Sonne erhöht auch den Bedarf an Regelreserve, mit der Schwankungen im Netz kurzfristig ausgeglichen werden. Wie gut sich Elektrolyseanlagen mit H₂-Speichern für die Stromnetzregelung eignen, wird in Tirol vom lokalen Netzbetreiber mit einer aktuell entstehenden Anlage an der Firmenzentrale des Lebensmittel-Einzelhandelsunternehmens **MPREIS** in Völs bei Innsbruck getestet. Ein Alkali-Elektrolyseur mit 3,2 MW Anschlussleistung setzt Strom aus regionaler Wasserkraft und aufbereitetes Grundwasser ein.

Das Unternehmen nutzt auch die entstehende Abwärme von 90° C aus dem Elektrolyseur für die angeschlossene Großbäckerei und Fleischzerlegung. Der gewonnene Wasserstoff wird gespeichert und dient zum Betanken der Lkw-Flotte, die in den nächsten sieben Jahren umgestellt wird. Der jetzige Bestand an konventionell angetriebenen Lastern wird nach und nach ausgemustert.

Wo wird Wasserstoff gebraucht?

Der hohe zukünftige Bedarf an Wasserstoff ergibt sich aus den vielseitigen Anwendungsmöglichkeiten. Gegenwärtig findet H₂ in Österreich überwiegend in Prozessen der **Industrie** Verwendung. Größere öffentliche Sichtbarkeit hat er in Projekten im Sektor **Mobilität**. Im Bereich **Wärme** ist Wasserstoff derzeit kaum im Einsatz, er wird aber speziell bei Hochtemperatur-Prozessen als Ersatz für fossile Energieträger unverzichtbar sein.

Wasserstoff in industriellen Prozessen

Rund 150.000 Tonnen an Wasserstoff kommen jährlich in der Düngemittel-Herstellung, der (petro)chemischen Industrie und der Stahlerzeugung, darüber hinaus auch in der Leiterplatten-Produktion oder der Flachglas-Herstellung zum Einsatz. Die Dekarbonisierung der Industrie wird einerseits eine Vervielfachung des Wasserstoff-Bedarfs mit sich bringen, darüber hinaus aber auch die Umstellung von grauem auf CO₂-neutralen Wasserstoff. Ein Schwerpunkt für dessen Einsatz wird zunächst in jenen Bereichen der Industrie liegen, in denen bisher Wasserstoff durch Dampfreformation aus Erdgas gewonnen wird und daher keine gravierenden technologischen Umstellungen der eigentlichen Arbeitsprozesse notwendig sind.

Langfristig große Potenziale hat der Einsatz von Wasserstoff in der Stahlerzeugung, die für rund 14 Prozent der CO₂-Emissionen in Österreich verantwortlich ist. Heute werden meist Koks und Kohlenstaub für die Reduktion des Eisenerzes im Hochofen verwendet. Dabei entstehen große Mengen an Kohlendioxid. Diese Emissionen können durch Direktreduktion unter Einsatz von Wasserstoff verhindert werden. Als Nebenprodukt entsteht in diesem Fall nur Wasserdampf.

Damit die Branche diese Verfahren im erforderlichen großen Maßstab umsetzen kann, sind hohe Investitionen nötig, ebenso wie die Weiterentwicklung von Break-Through-Technologien, darunter die Reduktion mittels H₂-Plasma, deren Machbarkeit im Labormaßstab bewiesen wurde.

Zudem erfordert diese Umstellung ungeheure Mengen an grünem Strom: Für den Ersatz des jetzt genutzten grauen Wasserstoffs durch grünen und eine komplette Dekarbonisierung der *voestalpine* geht man laut Klimaschutzministerium von einem Bedarf von etwa 27 TWh Strom aus*. Der ambitionierte Zubau erneuerbarer Energieerzeugungs-Kapazität, der bis 2030 erfolgen soll, um bis dahin die Stromversorgung in Österreich bilanziell 100 Prozent erneuerbar zu gestalten, müsste dafür also nochmals gestemmt werden. Diese Zahlen sind ein Indiz dafür, dass ein beträchtlicher Teil des zukünftigen H₂-Bedarfs durch Importe gedeckt werden muss – mehr dazu > [Seite 29](#).

*) APA Science: [Mehr Wasserstoff in die Industrie](#), 23.10.2020

Weltweit Vorreiter bei PEM-Elektrolyse

2019 ist bei der voestalpine in Linz die damals weltgrößte Pilotanlage zur Erzeugung von grünem Wasserstoff in Betrieb gegangen, entstanden in einer Kooperation mit VERBUND, Siemens und der Austria Power Grid. Technisches Kernstück ist das **PEM-Elektrolysemodul mit sechs Megawatt Anschlussleistung**.

Mit dem EU-geförderten 18-Millionen-Euro-Projekt wird auch untersucht, wie Elektrolyseanlagen zum Ausgleich von Schwankungen im Stromnetz beitragen können.

Bild: Fotostudio Eder, Linz



Wasserstoff als Treibstoff

In der Raumfahrt ist Wasserstoff als Treibstoff unentbehrlich, im Straßenverkehr ist er derzeit noch marginal im Einsatz. Die Anwendungsmöglichkeiten sind jedoch vielfältig: Neben Fahrzeugen, deren **Verbrennungsmotoren mit Wasserstoff** oder **synthetischen E-Fuels** betrieben werden, sind das auch **Brennstoffzellenfahrzeuge**.

Die Brennstoffzelle

Brennstoffzellen erzeugen Strom nach dem Funktionsprinzip der kalten Verbrennung: Zwischen den zwei Elektroden des Systems entsteht durch Reaktion von Wasserstoff aus dem Tank mit Sauerstoff aus der Umgebungsluft elektrische Spannung, und dazu reines Wasser als Nebenprodukt.

Die Technologie ist ein Schlüssel für den Einsatz von Wasserstoff in der Mobilität. Die dort verwendeten **Niedertemperatur-Brennstoffzellen** haben einen Wirkungsgrad von in etwa 50 Prozent, wenn man den Energieaufwand für das Gesamtsystem einschließlich der Wasserstoff-Herstellung in Betracht zieht. Im Vergleich dazu kommen Ottomotoren auf einen Gesamt-Wirkungsgrad von 20 Prozent.

Niedertemperatur-Brennstoffzellen erzeugen Temperaturen bis zu 100° C und können auch für die Bereitstellung von Raumwärme eingesetzt werden. **Hochtemperatur-Brennstoffzellen** arbeiten bei Betriebstemperaturen bis zu 1.000° C und können etwa bei der Versorgung größerer Wohngebäude oder bei Power-to-Gas-Anlagen für eine Rückverstromung zur Anwendung kommen, auch die industrielle Abwärmenutzung liegt nahe.




> Energieagentur NRW: [Brennstoffzellen. Typen, Aufbau, Einsatzgebiete](#)

Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen

Brennstoffzellenfahrzeuge, auch **FCEV (Fuel Cell Electric Vehicles)**, haben denselben elektrischen Antrieb wie batteriebetriebene Elektrofahrzeuge, jedoch keine so schwere Batterie an Bord, sondern gleichsam ein „Kleinkraftwerk“ in Form einer Brennstoffzelle. FCEV haben höhere Reichweiten und können in wenigen Minuten voll betankt werden.

Im **Individualverkehr** wird Wasserstoff wohl trotzdem keine so wichtige Rolle spielen wie die Elektromobilität, denn rein batteriebetriebene Elektrofahrzeuge sind mit einem Gesamt-Wirkungsgrad von 90 Prozent weit effizienter als Elektrofahrzeuge mit Brennstoffzellen, die lediglich auf einen Wert von etwa 50 Prozent kommen. Von den zwei wasserstoffgetriebenen Serienfahrzeugen am Markt (Toyota und Hyundai) wurden 2020 in Österreich 14 Stück zugelassen. Deren Kaufpreis liegt noch deutlich über dem vergleichbarer Elektroautos, allerdings zeigt sich hier anschaulich der Skalierungseffekt durch industrielle Produktion in größerem Ausmaß: So kostet das 2021 präsentierte, neue Modell des Toyota Mirai 59.900 Euro, 20 Prozent weniger als der Vorgänger – allem voran, weil die Brennstoffzellen-Produktion auf einem industriellen Fertigungslevel angekommen ist und statt bisher 15 Minuten nur mehr einige Sekunden braucht*.

Doch auch bei den Treibstoffkosten je Kilometer sind Wasserstoff-Pkw (noch) nicht konkurrenzfähig:

| Modell | Verbrauch | Treibstoffkosten | Kosten/100 km |
|---|----------------|------------------------|---------------|
|  Toyota Mirai, 174 PS | 0,87 kg/100 km | 9 €/kg H ₂ | 7,80 € |
|  VW ID 4, 170 PS | 17 kWh/100 km | 18 ct/kWh Strom | 3,10 € |
|  Opel Insignia Sports Tourer, 174 PS | 4,7 l/100 km | 1,17 €/l Diesel | 5,50 € |

€/ 100 km 0,00 1,00 2,00 3,00 4,00 5,00 6,00 7,00 8,00

*) [auto revue](#), Januar 2021

In einigen Verkehrssegmenten bieten Fahrzeuge mit Brennstoffzellen jedoch weitaus bessere Lösungen als batteriebetriebene Fahrzeuge – vorrangig bei schweren Lasten und langen Wegstrecken.

Warum Wasserstoff im Langstrecken-Schwerlastverkehr?

Am Beispiel eines Lastzugs mit 40 Tonnen Gesamtgewicht: Damit ein Elektro-Lkw dieses Kalibers mit einer Batterieladung 1.000 km weit fahren kann, müssten Antrieb und Akkus 18 Tonnen auf die Waage bringen, hinzu kommen 10 Tonnen Leergewicht, die mögliche Zuladung würde sich auf 12 Tonnen beschränken.

Weil die schweren Batterien wegfallen, bleibt beim gleichen Lkw mit Wasserstoff-Antrieb eine Nutzlast von 26 Tonnen. Mit 0,12 kWh Energieverbrauch je transportierter Tonne und Kilometer ist er die effizientere Lösung als der Batterie-Lkw, der 0,18 kWh pro Tonne und Kilometer braucht.



Bild: HyCentA Research GmbH, Bearbeitung: EIW



Der **Schwerlastverkehr** ist ein wesentlicher Verursacher von Treibhausgasen wie auch Feinstaub. 2019 waren in der Europäischen Union Fahrzeuge mit einer Nutzlast von mehr als 3,5 Tonnen für rund ein Viertel aller CO₂-Emissionen verantwortlich. Ein Systemwechsel ist unumgänglich, eine Anforderung an alternativ angetriebene Lkw sind jedoch fernstreckentaugliche Reichweiten. Nach dem heutigen Stand der Technik sind die vom Markt verlangten Reichweiten von 1.000 km ohne Tankstopp mit wasserstoffbetriebenen Lkw möglich. Hier sehen viele den wichtigsten zukünftigen Einsatzbereich von Wasserstoff im Verkehrssektor.

Auf **Bahnstrecken**, die derzeit mit Dieselloks befahren werden, erfordert eine Elektrifizierung mit Oberleitungen manchmal höhere Investitionen als der Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur, auch sind neue Oberleitungen in Tourismusgebieten weniger gern gesehen. Die ÖBB haben 2020 Brennstoffzellen und Wasserstoff im regulären Fahrgastbetrieb erprobt. Die Technologie hat sich selbst auf gebirgigen Streckenabschnitten bestens bewährt.

Bahn frei für Brennstoffzelle



Bild: Zillertaler Verkehrsbetriebe AG

HyTrain, so lautet ist der Projektname für die Umstellung der Zillertalbahn auf Wasserstoffbetrieb bis 2024. Der benötigte Treibstoff wird vor Ort, in einer Elektrolyseanlage bei Mayrhofen, mit Energie aus der Region erzeugt, denn 30 Prozent der in Tirol erzeugten Wasserkraft stammen aus dem Zillertal.

Diese innovative Lösung kommt sogar günstiger als die konventionelle Elektrifizierung mit Oberleitungen. 800.000 Liter Diesel pro Jahr braucht die Zillertalbahn derzeit – so werden in Zukunft jährlich 2.160 Tonnen CO₂ eingespart. Mit dem Projekt soll der öffentliche Verkehr im Tal gestärkt werden, in Perspektive werden auch Busse und Pistenraupen auf Wasserstoff umgestellt.

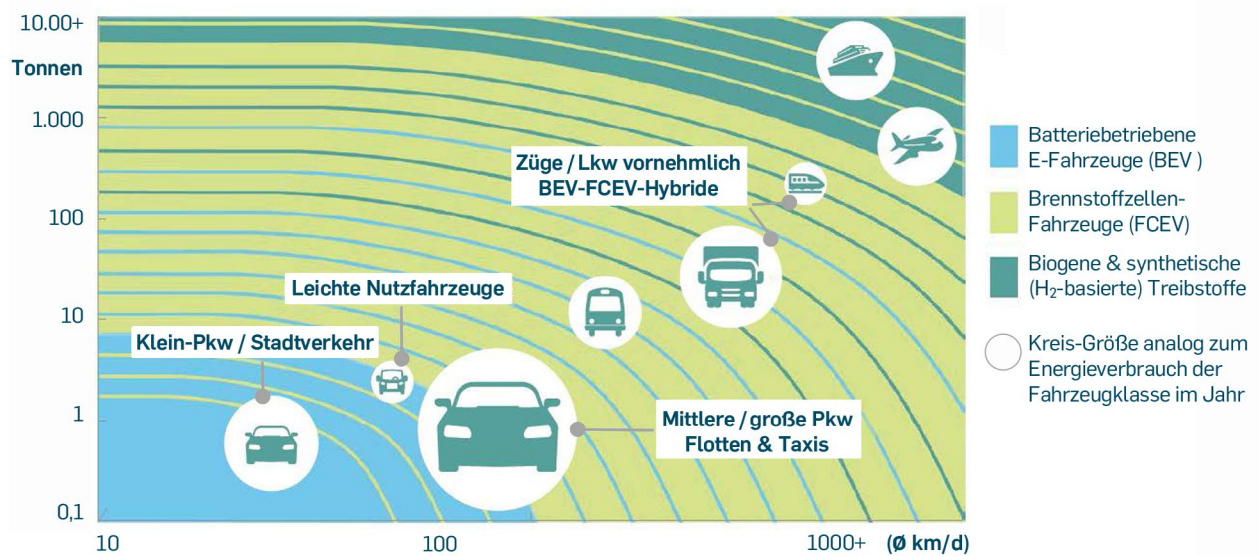
Ebenfalls 2020 haben die Wiener Linien einen **Wasserstoff-Bus** mit Brennstoffzellen getestet, der sich mit seinen 400 km Reichweite pro Tankfüllung auch für längere, dicht getaktete Routen eignet, die mit einem rein batteriebetriebenen Elektro-Bus wegen der langen Ladezeiten nicht so einfach bewältigbar wären. Bis 2023 sollen zehn Wasserstoff-Busse angeschafft werden, einem kurzfristig massiveren Ausbau stehen aber die noch hohen Anschaffungskosten im Wege: Die Wasserstoff-Modelle sind derzeit noch doppelt so teuer wie herkömmliche Dieselfusse.

Wasserstoff/ E-Fuels in Verbrennungsmotoren

Bei besonders großen Fahrzeugen im Langstreckeneinsatz, etwa im Schiffs- und Flugverkehr, werden Brennstoffzellen weniger Verbreitung finden, doch auch hier wird Wasserstoff bei der Dekarbonisierung eine wichtige Rolle spielen: Konventionelle Antriebskonzepte (Verbrennungsmotoren) können durch den Einsatz **synthetischer Kraftstoffe (E-Fuels)** eine klimaneutrale Bilanz vorweisen. Für deren Herstellung wird Ökostrom zur Gewinnung von Wasserstoff verwendet, der dann zu Methan transformiert wird, das wiederum in weiteren Umwandlungsschritten zu flüssigem Treibstoff wird. Durch die Umwandlungsverluste ist der Energieeinsatz bei Nutzung solcher E-Fuels fünfmal höher als bei der direkten Nutzung von Strom für Antriebe.

Einiges an Transformationsverlusten wird vermieden, wenn direkt **Wasserstoff als Kraftstoff in Verbrennungsmotoren** verwendet wird. Der österreichische Motorenentwickler AVL arbeitet aktuell an einem mit Wasserstoff betriebenen Ottomotor für Nutzfahrzeuge über 3,5 Tonnen Gesamtgewicht. Der auf einem Erdgasmotor basierende 12,8-Liter-Direkteinspritzer stößt praktisch kein CO₂ aus, und Stickoxide werden durch Abgasnachbehandlung ausgefiltert.

Das Fahrzeug kann die Tank-Infrastruktur der Brennstoffzellenfahrzeuge nutzen.



Die optimale Antriebsart hängt ab von Fahrzeuggewicht und Reichweite.

Bild: Hydrogen Europe, Bearbeitung: EIW

Wasserstoff tanken

Pkw werden mit einem Druck von 700 bar betankt, bei Lkw oder Bussen wird der Wasserstoff auf 350 bar komprimiert. Die Explosionsgefahr ist nicht höher als bei herkömmlichen Benzintanks. Versorgt werden die Tankstellen derzeit vornehmlich mit Tankfahrzeugen, die 3.500 kg verflüssigten Wasserstoff (oder 1.000 kg komprimiertes Gas) transportieren können.

Fünf Tankstellen der OMV bieten derzeit auch Wasserstoff an.

> Übersicht [Wasserstofftankstellen der OMV](#)

Auch eine dezentrale Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyse ist in einem gewissen Umfang machbar, so fällt der Aufwand für den Wasserstoff-Transport weg. Der oberösterreichische Hersteller Fronius bietet mit **Solhub** eine schlüsselfertige, modulare Komplettlösung mit Elektrolyseur, Wasserstoffspeicher und Brennstoffzelle an, untergebracht in einem 9-Meter-Container mit Photovoltaik-Carportdach.

Der aus Sonnenenergie produzierte grüne Wasserstoff wird auf 350 bar für die integrierte Betankungsanlage verdichtet, zusätzlich kann auch die Abwärme der Anlage genutzt werden.

> [Fronius Solhub](#)

H₂-Motorschlitten und grünes Gas im Gesamtpaket



Bild: BRP-Rotax

In der Wintersportgemeinde Hinterstoder im Traunviertel ist 2020 **HySnow** als ein Leuchtturmprojekt des Klima- und Energiefonds realisiert worden. Dabei ist viel regionale Kompetenz eingeflossen:

Der oberösterreichische Motorenhersteller Rotax hat den Motorschlitten Lynx HySnow mit Wasserstoff-Brennstoffzellen entwickelt, ein emissions- und lärmfreies Elektrofahrzeug für den Einsatz im Wintertourismus oder auch für die Bergrettung. Vorteile gegenüber einem batteriebetriebenen Fahrzeug sind bessere Beschleunigungswerte dank geringerem Gewicht und die hohe Reichweite, die auch von Temperaturen unter null nicht eingeschränkt wird.

Der Kraftstoff für die höchstgelegene H₂-Tankstelle Europas wird gleich vor Ort erzeugt, das Elektrolysemodul bezieht dafür Energie aus einer PV-Anlage mit 34,5 kW_p. Basis der Anlage ist der **Fronius Solhub**.



Wasserstoff für die Wärmebereitstellung

Für den Einsatz von Wasserstoff zur Wärmeerzeugung bieten sich zwei technologisch ausgereifte Möglichkeiten an:

- > Beimischung von Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz und Verwendung des Mischgases in bestehenden Verbrennungsanlagen (Hoch- und Niedertemperaturbereich)
- > Direkte Nutzung von Wasserstoff in Brennstoffzellen (Niedertemperaturbereich)

Inzwischen wird an der Entwicklung von Hochtemperatur-Brennstoffzellen und direkt mit Wasserstoff befeuerten Kesselanlagen gearbeitet, sodass sich längerfristig weitere Möglichkeiten der Wärmeerzeugung mit Wasserstoff eröffnen.

Beimischung von H₂ zu Erdgas

Der Wärmebedarf im Hochtemperaturbereich besteht überwiegend in der Industrie. Speziell für diese Anlagen wäre eine Beimischung von Wasserstoff im Erdgasnetz eine Möglichkeit zu einer zeitnahen, schrittweisen Reduktion des CO₂ Ausstoßes. Das Gasnetz kann mit einem definierten maximalen Anteil an Wasserstoff auch weiterhin als Versorgungsweg genutzt werden (Mehr dazu > [Seite 10](#): Wasserstoff transportieren und speichern).

Die bestehenden Anlagen der Endabnehmer – etwa Gasgeräte in Haushalten und Unternehmen oder Industriebrenner – sind allerdings nicht alle für Mischgas mit höherer Wasserstoff-Konzentration gerüstet. Ohne technische Anpassungen kann es zu Funktionsproblemen kommen.

Der weltweit erste Großgasmotor der Ein-Megawatt-Klasse, der mit reinem Erdgas, variablen Wasserstoff-Erdgas-Gemischen und auch zu 100 Prozent mit Wasserstoff betrieben werden kann, ist Ende 2020 vom österreichische Hersteller INNIO Jenbacher im Blockheizkraftwerk Hamburg-Othmarschen eingesetzt worden.* Das umgerüstete BHKW liefert 13.000 MWh Nahwärme, der erzeugte Strom wird ins Stromnetz eingespeist und steht außerdem örtlichen Ladestationen für Elektroautos zur Verfügung.

Raumwärme (und Strom) aus Brennstoffzellen

Für die Versorgung mit Raumwärme und Warmwasser sind nur relativ moderate Temperaturen vonnöten. Dafür stehen schon zahlreiche klimafreundliche Technologien zur Verfügung – vom Fernwärme-Anschluss über die Pelletsheizung oder Solarthermie bis zur Wärmepumpe. Wasserstoff ist sowohl preislich als auch in Anbetracht der Umwandlungsverluste auf dem Weg von Wind oder Sonne zu erneuerbarem H₂ meist nicht die sinnvollste Option zur Deckung des Heizungs- und Warmwasserbedarfs.

Ein Pluspunkt der Brennstoffzelle ist jedoch, dass mit ihr gleichzeitig Wärme und Strom erzeugt werden kann, etwa für eine Wohnhausanlage, wie das in Japan schon in größerem Umfang gehandhabt wird.

Es gibt schon Kleinanlagen für Ein- oder Zweifamilienhäuser am Markt, die einen Elektrolyseur samt Wasseraufbereitung, einen Wasserstoffspeicher und eine Brennstoffzelle für die Rückverstromung auf kleinem Raum unterbringen. Der Gesamtwirkungsgrad dieser Anlagen liegt laut Herstellerangaben bei bis zu 90 Prozent**. So kann laut Angaben der Hersteller Strom aus der eigenen PV-Anlage auch für die sonnenschwache Jahreszeit als Wasserstoff zwischengespeichert werden.

*) [Weltweit erster 1-MW-Großgasmotor startet Feldtest im Wasserstoffbetrieb](#). Medien-Info von INNIO Jenbacher, 26.11.2020

***) Zum Beispiel bietet [Home Power Solutions](#) aus Deutschland Systeme für Ein- und Zweifamilienhäuser an

Wie viel kostet grüner Wasserstoff?

Unter heutigen Marktbedingungen kostet grüner Wasserstoff deutlich mehr als grauer, der mittels Dampfreformation aus Erdgas produziert wird. Ein entscheidender Faktor für die Ablösung fossiler Energieträger: Die Produktionskosten für klimaneutralen Wasserstoff müssen preislich konkurrenzfähig werden. Folgende Kostenkomponenten spielen dabei eine wichtige Rolle:

Investitionskosten

Wegen ihrer Flexibilität sind PEM-Elektrolyseure eine wichtige Technologie der näheren Zukunft. Gegenwärtig betragen die mittleren Investitionskosten für die Gesamtanlage laut *Internationaler Energieagentur (IEA)* 1.200 Euro pro kW installierter elektrischer Leistung. Für 2030 wird ein Wert von unter 900 Euro erwartet, andere Prognosen gehen von etwa 600 Euro pro kW aus.

Für die optimistische Perspektive erheblicher Kostensenkungen in Folge steigender Produktionszahlen spricht die Preisentwicklung bei den derzeit marktführenden Alkali-Elektrolyseuren: Deren Anschaffungskosten sind seit 2014 um 40 Prozent gesunken. Laut IEA werden pro Kilowatt im Durchschnitt 800 Euro veranschlagt, 2030 könnten es um die 520 sein.

Stromkosten

Eine gewisse Mindestauslastung der Elektrolyse-Anlagen ist wichtig, um die relativ hohen Investitionskosten auf eine größere Menge produzierten Wasserstoffs zu verteilen. Um Wasserstoff möglichst günstig zur Verfügung zu stellen, wird deren Betrieb nicht auf wenige Stunden mit Stromerzeugungsspitzen beschränkt bleiben können. Mit zunehmenden Betriebsstunden wird der benötigte Strom aber zum umso entscheidenderen Kostenfaktor.

Neben dem Arbeitspreis (für die verbrauchten Kilowattstunden), Steuern und Abgaben sowie eventuell zusätzlich benötigten Grünstrom-Herkunftsnachweisen sind die Netzentgelte, mit denen gemeinsam auch Beiträge für die Förderung des Ökostroms eingehoben werden, eine wesentliche Strompreis-Komponente, bei der allerdings das im Juli 2021 beschlossene Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz für Anlagen mit mindestens einem MW Leistung Begünstigungen vorsieht (> [Seite 28](#)).

Weitere Betriebskosten

Verglichen mit den Energiekosten fallen die weiteren laufenden Ausgaben, etwa für Personal oder Wasser, weniger ins Gewicht. Für Wartung werden im Durchschnitt zwei Prozent der Investitionssumme jährlich veranschlagt.

Die Kern-Komponente im Elektrolyseur, die Elektrolyse-Zellstapel (**Stacks**), sind nach einer bestimmten Gebrauchsdauer zu tauschen. Bei PEM-Elektrolyseuren sind das etwa 40.000 bis 60.000 Betriebsstunden. Die Kosten für den Stack-Tausch belaufen sich laut IEA bei Alkalischen Elektrolyseuren auf 340 Euro pro kW, Tendenz fallend. Bei PEM-Elektrolyseuren kostet das Kilowatt Stack derzeit in etwa das Doppelte, auch hier sind zeitnah deutlich sinkende Preise zu erwarten.

Systemwirkungsgrad

Zu den Wirkungsgraden findet sich in der Literatur eine große Bandbreite von Angaben. Zu beachten beim Vergleich solcher Werte ist unter anderem, ob sich der Wirkungsgrad auf den Brennwert oder Heizwert bezieht, auf die Einzelzelle (Stack) oder das Gesamtsystem, da der Unterschied mehrere Prozentpunkte beträgt.

Der System-Wirkungsgrad von Elektrolyseuren wird aktuell etwa mit 60 bis 70 Prozent (bezogen auf den unteren Heizwert) angegeben. Für die Zukunft werden hier noch Verbesserungen erwartet. Zudem ist die **Degradation** über die Lebensdauer zu berücksichtigen: Ähnlich wie etwa LED oder Lithium-Ionen-Speicher büßen die Anlagen mit der Zeit an Effizienz ein. Bei Alkali-Elektrolyseuren sind es 0,25 bis zu einem Prozent jährlich, bei PEM-Elektrolyseuren zwischen 0,5 und 2,5 Prozent, die sie pro Jahr an Wirkungsgrad verlieren.

Berechnungsbeispiel

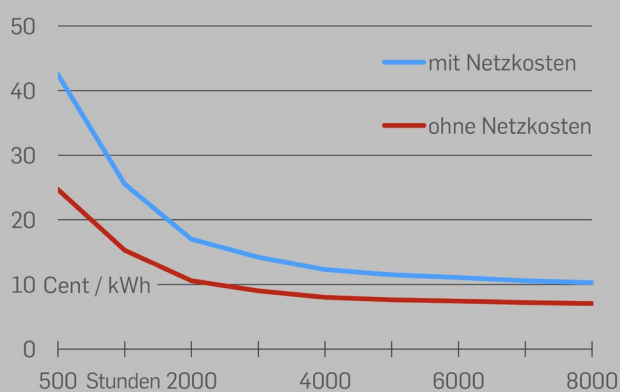
Für die folgende Darstellung wurden die Produktionskosten für erneuerbaren Wasserstoff im Jahr 2030 beispielhaft für mehrere verschiedene Szenarien berechnet, die unterschiedliche Stromarbeitspreise und Auslastung der Elektrolyseure kombinieren. Die zugrundeliegenden Annahmen fasst die Tabelle zusammen.

| Parameter | Berechnungsbasis PEM-Elektrolyseur – Annahmen für 2030 |
|------------------------------|--|
| Investitionskosten Anlage | 600 €/kW _{el} |
| Stacktausch | 400 €/kW _{el} (nach 60.000 Betriebsstunden) |
| Stromkosten | Arbeitspreis: 3 oder 6 ct/kWh Netz: 3.850 ct/kW & 1.365 ct/kWh (Netznutzungs- und -verlustentgelt) Ökostrom- und weitere Komponenten nicht berücksichtigt. |
| Wartung, Wasser etc. | 3% der Investitionskosten |
| Nebenerlöse | Verwertung Wärme und / oder Sauerstoff nicht berücksichtigt |
| Systemwirkungsgrad | 60% (bezogen auf unteren Heizwert) |
| Wirkungsgrad – Degradation | Degradation 1,75% p.a. |
| Auslastung / Volllaststunden | Verschiedene Varianten |
| Lebensdauer Gesamtsystem | 20 Jahre (Betrachtungsdauer) |

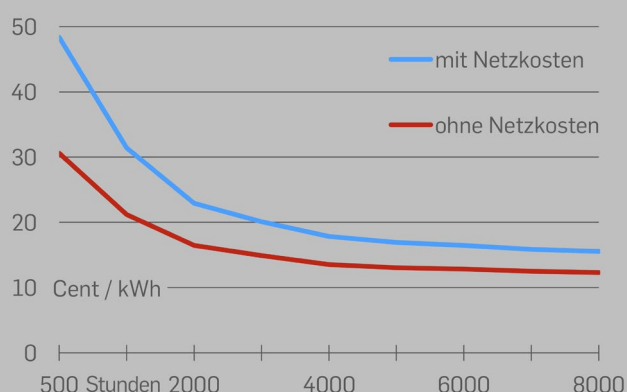
Ab etwa 4.000 Volllaststunden hat die Kostendegression durch Verteilung der Investitionskosten auf eine höhere Produktionsmenge bereits einen geringeren Einfluss auf die Erzeugungskosten, wie die folgende Grafik zeigt. Die Kosten für den Strombezug dominieren dann die Herstellkosten. Eine sehr geringe Auslastung führt hingegen zu enorm hohen Kosten je kWh.

Erzeugungskosten Wasserstoff

Arbeitspreis Strom: 3 Cent / kWh



Arbeitspreis Strom: 6 Cent / kWh



H₂-Erzeugungskosten bei 1.000 MW_{el} Elektrolyseleistung, ohne Finanzierungskosten. Grafik: EIW

Die hier angeführten Berechnungen zeigen, dass die Herstellungskosten für erneuerbaren Wasserstoff in unseren Breiten im Jahr 2030 selbst dann noch deutlich höher sein dürften als für den grauen, wenn man eine starke Verringerung der Anlagenkosten und einen relativ günstigen Strombezugspreis einkalkuliert: Auf Basis von Kostenprognosen für 2030 ergeben sich unter der Annahme eines Strom-Arbeitspreises von 3 Cent / kWh je nach Elektrolyseur-Kapazität H₂-

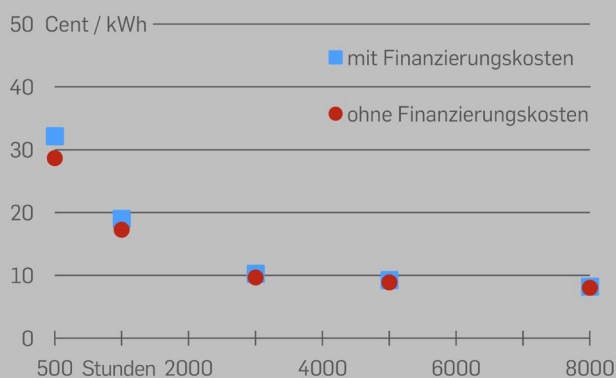
Herstellkosten von 11 bis 12 Cent/kWh (ohne Finanzierungskosten). Die Herstellkosten für Wasserstoff durch Dampfreformation von Erdgas liegen unter Annahme eines Gaspreises von 3,9 ct/kWh und ohne Berücksichtigung von CO₂-Kosten bei etwa 5 Cent/kWh. Erst bei einem CO₂-Preis von 250 Euro pro Tonne wären unter diesen Voraussetzungen die Herstellkosten mit jener der Elektrolyse vergleichbar.

Um einen wettbewerbsfähigen Preis von grünem Wasserstoff zu ermöglichen, ist ein niedriger Strombezugspreis wesentlich: Dessen Senkung um einen Cent je kWh resultiert in rund 1,6 Cent geringeren Kosten pro kWh produziertem H₂. Um einen Markthochlauf zu unterstützen, sind alle oben genannten Kostenpositionen mögliche Ansatzpunkte. Die österreichische Bundesregierung hat mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) schon konkrete Vorschläge vorgelegt, an welchen dieser Stellschrauben gedreht werden soll, um die Erzeugung von grünem Wasserstoff in Österreich in den nächsten Jahren voranzubringen.

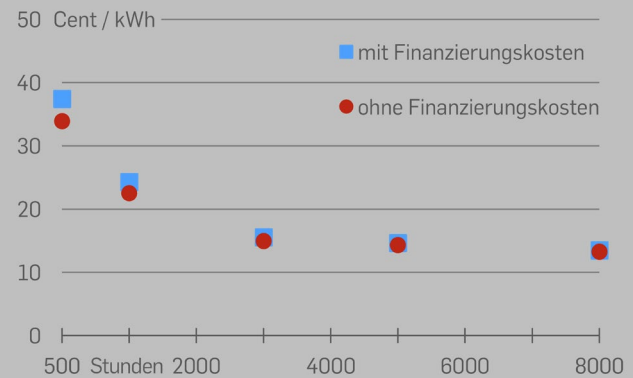
In der folgenden Grafik sind diese Begünstigungen einkalkuliert worden – die Senkung der Investitionskosten durch den maximal möglichen Zuschuss von 45 Prozent ebenso wie der Entfall der Netznutzungs- und Verlustentgelte für die ersten 15 Betriebsjahre (Wie in der vorhergehenden Darstellung sind die Netzzutritts-Entgelte und Ökostrom-Komponenten nicht berücksichtigt). Zusätzlich wird dargestellt, wie sich die Finanzierungskosten auswirken.

Erzeugungskosten Wasserstoff mit Förderung

Arbeitspreis Strom: 3 Cent/kWh



Arbeitspreis Strom: 6 Cent/kWh



H₂-Erzeugungskosten bei 1.000 MW_{el} Elektrolyseleistung, mit 45 Prozent Investitionsförderung und Entfall der Netzentgelte in den ersten 15 Jahren. Mit bzw. ohne Finanzierungskosten von fünf Prozent (WACC). Grafik: EIW

Im obigen Beispiel der Elektrolyse (mit einem Strom-Arbeitspreis von sechs Cent/kWh, 1.000 Vollaststunden und ohne Berücksichtigung der Finanzierungskosten) reduziert die Förderung den Preis pro kWh Wasserstoff um etwa 28 Prozent, bei 5.000 Vollaststunden sind es an die 15 Prozent. Bei der Annahme des Stromarbeitspreises von drei Cent/kWh belaufen sich die Reduktionen durch die Förderung auf etwa 32 respektive 23 Prozent. Dazu kommt noch die Ersparnis durch den Entfall der beiden Beiträge zur Erneuerbaren-Förderung.

Unterstützung für erneuerbaren Wasserstoff

Das im Juli 2021 vom Parlament beschlossene Gesetzespaket rund um das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) sieht in mehrfacher Hinsicht Unterstützungen für erneuerbaren Wasserstoff vor. Die auf der folgenden Seite angeführten ersten drei Punkte gelten jedoch nur für Anlagen zur Umwandlung von Strom zu Wasserstoff oder synthetischem Gas (im Folgenden kurz als H₂-Anlagen bezeichnet), wenn sie nicht ins öffentliche Gasnetz einspeisen und ausschließlich erneuerbare Elektrizität beziehen.

- > Bis 2030 sollen jährlich mindestens 40 Millionen Euro für Investitionszuschüsse für H₂-Anlagen mit mindestens 0,5 MW Leistung zur Verfügung stehen. Die Mittel dafür kommen aus der Erneuerbaren-Förderpauschale, aus Bundes- und EU-Mitteln sowie einem Grüngas-Förderbeitrag, der gemeinsam mit den Gasnetzentgelten eingehoben wird.
- > H₂-Anlagen ab einer MW Leistung werden nicht nur von der Zahlung des Erneuerbaren-Förderbeitrags und der Erneuerbaren-Förderpauschale befreit, sondern in den ersten 15 Jahren ab Inbetriebnahme auch von den laufenden stromseitigen Netznutzungs- und -verlustentgelten.
- > Für Anlagen ab einer MW Leistung entfällt auch das Netzbereitstellungsentgelt, außerdem sind Reduktionen der Anschlusskosten (Netzzutrittsgeld) vorgesehen.
- > Bisherige Doppeltarifierungen bei der Einspeisung erneuerbarer Gase werden bereinigt.
- > Vorgesehen ist auch eine Service- und Informationsstelle für Produzenten erneuerbarer Gase.

Für die Anschaffung von Brennstoffzellenfahrzeugen wie auch für die Errichtung von Wasserstofftankstellen können Zuschüsse bereits jetzt im Rahmen der Unterstützung für emissionsfreie Pkw und Nutzfahrzeuge beantragt werden.

Bereits etabliert sind auch Fördermöglichkeiten für Forschungs- und Innovationsprojekte mit Bezug zu Wasserstoff, und sie beginnen Früchte zu tragen, wie zahlreiche Projektbeispiele zeigen. Für solche Projekte sollen zukünftig in begründeten Fällen auch Erleichterungen bei den Strom- und Gasnetzentgelten möglich sein.

-
- > Der [Hydrogen Public Funding Compass](#) der Europäischen Kommission schafft einen Überblick, welche Fördertöpfe und -programme mit Wasserstoff-Bezug auf Ebene der EU und der Mitgliedsstaaten für Unternehmen wie auch für öffentlichen Gebietskörperschaften zur Verfügung stehen.

Wasserstoff doppelt nutzen als Prozessgas und Treibstoff

Im Rahmen des Projekts **H²Carinthia**, einer gemeinsamen Initiative von Infineon Austria, OMV, Postbus und VERBUND in Zusammenarbeit mit der Grazer Wasserstoff-Forschungsgesellschaft HyCentA, wird in Zukunft grüner Wasserstoff vor Ort erzeugt und für die Chip-Herstellung verwendet. Den steigenden Bedarf an H₂ als Prozessgas für die Halbleiterfertigung deckt Infineon derzeit noch mit grauem Wasserstoff, der per Lkw an den Villacher Standort angeliefert wird.

Zweitnutzung des Wasserstoffs: Der wertvolle Rohstoff wird nach der Anwendung in der Produktion nicht einfach entsorgt, sondern aufgereinigt und dann zum Betanken von Fahrzeugen eingesetzt. In einer ersten Projektphase werden täglich bis zu 300 Kilogramm recycelter Wasserstoff für den Betrieb von 15 Wasserstoff-Bussen im Raum Villach zur Verfügung stehen – ausreichend, um 3.750 Buskilometer pro Tag zu fahren. Sukzessive soll der gesamte Busverkehr im Kärntner Zentralraum auf Wasserstoff umgestellt werden.



Bild: H²Carinthia

Grenzüberschreitendes Wasserstoff-Netzwerk

Mit einer erfolgreichen Energiewende sinkt die Importabhängigkeit von Erdgas und Erdöl, doch wird die Transformation des Energiesystems nicht in einem nationalen Alleingang stattfinden. Eine länderübergreifende Vernetzung wird für die Versorgungssicherheit nötig sein, eine gewisse Importabhängigkeit von internationalen Lieferungen bleiben.

H₂ aus dem sonnigen Süden, dem wasserreichen Norden oder dem windreichen Osten

Wasserstoff zu einem günstigen Preis aus Regionen zu beziehen, die weit größeres Potenzial zur Erzeugung von Solar- und Windstrom haben als unsere Breiten, ist das Ziel ambitionierter transnationaler Großprojekte. Ein Beispiel dafür ist **HyDeal**: Das deutsch-französisch-italienisch-spanische Konsortium will bis 2030 europaweit grünen Wasserstoff auf einem Preisniveau um 1,50 Euro pro Kilo anbieten (entspricht rund 4,5 Cent/kWh) und so für die Kunden Preisparität zu fossilen Brennstoffen schaffen. 2022 startet dafür der Ausbau von PV-Anlagen auf der iberischen Halbinsel, bis 2030 soll die Solarstromkapazität auf 95 GW und die Elektrolysekapazität auf 67 GW ausgebaut werden. Das mehrstufige Konzept sieht vor, zunächst Spanien, dann Frankreich und schließlich auch Deutschland mit 3,6 Millionen Tonnen grünem Wasserstoff jährlich zu beliefern. Der niedrige Preis bei gleichzeitiger Verfügbarkeit großer Mengen wird sich nur dann realisieren lassen, wenn ein ausreichend dimensioniertes Gastransport- und -speichernetz zur Verfügung steht.

Derzeit werden laufend neue Abschätzungen zu Gesteigungs- und Transportkosten für den Bezug von Wasserstoff aus Regionen außerhalb Europas publiziert, die sehr große Bandbreiten aufweisen. Beispielhaft seien hier die Ergebnisse einer Metaanalyse des Wuppertal Instituts für Klima, Umwelt, Energie* angeführt: Die dabei verglichenen Studien weisen Kosten von fünf bis 23 Euro-Cent je Kilowattstunde Wasserstoff aus, der 2030 via Pipeline aus Norwegen nach Deutschland geliefert wird. Für das Ursprungsland Marokko werden ähnliche Werte prognostiziert, nämlich 7,5 bis ca. 27 Cent, für 2050 liegen die Werte in beiden Fällen etwas niedriger.

Europäische Perspektive

Für die Schaffung einer großvolumigen, gesamteuropäischen Transport-Infrastruktur für reinen Wasserstoff haben sich mittlerweile 23 europäische Fernleitungsnetz-Betreiber aus 21 Ländern zur Initiative **European Hydrogen Backbone**** zusammengeschlossen – darunter auch Gas Connect Austria (GCA) und Trans Austria Gasleitung (TAG). Deren Vision ist es, bis 2030 über ein 11.600 km langes Leitungssystem Knotenpunkte der Wasserstoff-Wirtschaft, die sogenannten **Hydrogen Valleys**, miteinander zu verbinden. 2040 soll das pan-europäische Netzwerk 39.700 Kilometer umfassen. 69 Prozent dieses Netzes sollen aus umgewidmeten Erdgasleitungen bestehen – sie sind in der Grafik auf der nächsten Seite blau dargestellt, lediglich die gelben Leitungsabschnitte sind neu zu bauen.

Abhängig von den standortbedingten Verdichtungskosten werden die Transportkosten für ein Kilo Wasserstoff auf 1.000 km mit elf bis 21 Cent zu Buche schlagen. Als Investitionskosten in den Aufbau werden 43 bis 81 Milliarden Euro veranschlagt. Ob und wie schnell diese Vision umgesetzt werden kann, hängt jedoch auch von den Rahmenbedingungen in den einzelnen Ländern ab.

In Österreich wäre ein Schritt in Richtung eines dedizierten H₂-Netzes bis 2030 das Beimischen (und Abscheiden) von Wasserstoff im bestehenden Gasnetz, das Österreich und seine Nachbarn verbindet. Bis 2035 könnte einer der parallelen Stränge der TAG-Pipeline für den Wasserstofftransport von Nord (Slowakei) nach Süd (Italien, Slowenien) und umgekehrt umgewidmet werden.

*) Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie:

[Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung](#). Studie im Auftrag des Landesverbands Erneuerbare Energien NRW, November 2020. Das „konservative“ Szenario mit den höchsten Preisen stammt vom Wuppertal Institut selbst.

**) Gas for Climate 2050: [Extending the European Hydrogen Backbone](#). April 2021

Außerdem sollten drei Interkonnektoren entstehen, die den H₂-Transport von Nordafrika und der Ukraine bis Deutschland ermöglichen. Bis 2040 könnte die durch Nieder- und Oberösterreich (und weiter nach Deutschland) verlaufende Pipeline der GCA vollständig umgerüstet werden. Die Leitung würde nicht nur dem Transit dienen, sondern auch Wasserstoff zu großen Verbrauchern, etwa in Linz oder Schwechat, liefern.

Europäische Wasserstoffstrategie

Erstmals präsentiert wurde das European Hydrogen Backbone im Juli 2020. In der Woche zuvor hatte die EU-Kommission die Ziele der Europäischen Wasserstoffstrategie vorgestellt: Ausbau der Elektrolyseleistung auf mindestens sechs Gigawatt bis 2024, um die Erzeugung von einer Million Tonnen erneuerbarem Wasserstoff zu ermöglichen. Bis 2030 sollen mit 40 Gigawatt Elektrolyseleistung zehn Millionen Tonnen erzeugt werden, und 2050 die Dekarbonisierung in allen Sektoren unter maßgeblicher Beteiligung von Wasserstoff vollzogen sein.

Forschungs-, Entwicklungs- und Investitionsvorhaben zur Erzeugung von grünem Wasserstoff, zu dessen Nutzung in Industrie und Mobilität sowie zum Aufbau einer H₂-Infrastruktur sind als **IPCEI (Important Project of Common European Interest)** klassifiziert. Diese Projekte von allgemeinem, transnationalem Interesse unterliegen nicht den allgemeinen strengen EU-Wettbewerbsregeln, daher können hier in einem größeren Rahmen staatliche Beihilfen in Anspruch genommen werden.

Die von der Europäischen Kommission initiierte Europäische Allianz für sauberen Wasserstoff soll Investoren, Unternehmen und die öffentliche Hand zusammenbringen, um den Technologiebedarf, Investitionsmöglichkeiten, regulatorische Hürden und Synergien zu identifizieren.

> [Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking](#). Initiative für die Erforschung, Entwicklung und Erprobung von Brennstoffzellen- und Wasserstoffenergie-technologien

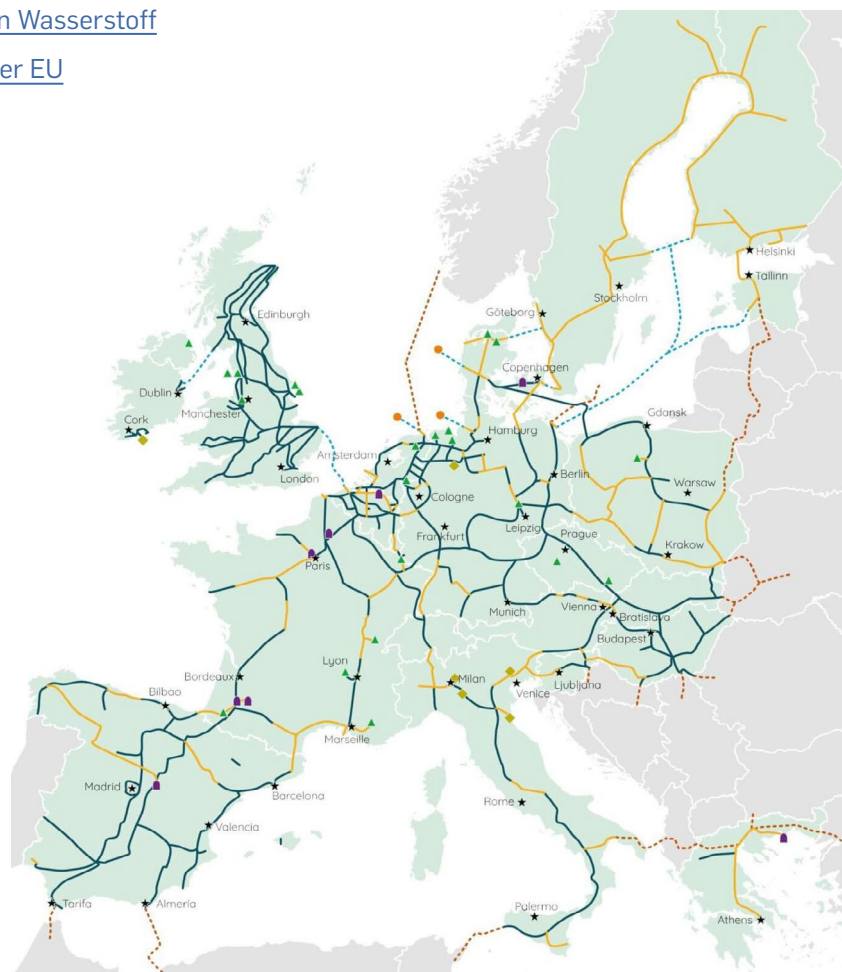
> [Europäische Allianz für sauberen Wasserstoff](#)

> Mehr zur [Wasserstoffstrategie der EU](#)

European Hydrogen Backbone:
Ausbaupläne bis 2040

- H₂-Pipelines – ehemals Gasleitungen
- H₂-Pipelines neu
- Potenzielle H₂-Pipelines
- ▲ H₂-Salzstock-Speicher
- ◆ H₂-Grundwasserspeicher
- ◆ H₂-Speicher – ausgeförderte Gaslagerstätte
- Offshore-H₂-Produktion
- ★ Industrie-Cluster

Grafik: European Hydrogen Backbone Initiative / Guidehouse



Streiflichter auf andere Länder

Um die Klimaziele zu erreichen, werden unterschiedliche nationale Schwerpunkte sowohl bei der Erzeugung als auch beim Einsatz von Wasserstoff gesetzt. Die Stärken der Einzelnen können in grenzüberschreitenden Kooperationen gebündelt werden, so auch mit Ländern außerhalb der EU, wie die Beispiele für nationale Strategien, konkrete Umsetzungsbeispiele und potenzielle grenzüberschreitende Projekte zeigen.

Deutschland will mit der 2020 präsentierten Wasserstoffstrategie die weltweite Nummer eins bei Wasserstofftechnologien werden. So soll durch Investitionsförderungen für Elektrolyseure und die Befreiung von der EEG-Umlage H₂-Herstellung in Deutschland gefördert werden. Auch für die Nutzung von grünem Wasserstoff in der Stahl- und Chemieindustrie sind Zuschüsse vorgesehen, ebenso für den Mobilitätsbereich. Im Mai 2021 wurden die 62 Projekte vorgestellt, die Deutschland im Rahmen der europäischen Initiative **IPCEI-Wasserstoff** mit über acht Milliarden Euro fördern will*. Parallel setzt man auch sehr aktiv auf Wasserstoffpartnerschaften mit potenziellen zukünftigen H₂-Lieferanten wie Chile (das selbst eine ambitionierte H₂-Strategie hat und seine hervorragenden PV-Potenziale nutzen möchte), Marokko, Australien oder Saudi-Arabien, da man davon ausgeht, nur einen Teil des Bedarfs durch Elektrolyse im eigenen Land decken zu können. Zwei Milliarden Euro sind im Konjunkturpaket von Juni 2020 dafür vorgesehen. Neben der Sicherung der Importquellen für Wasserstoff verfolgen die Partnerschaften auch das Ziel, deutschen Technologieanbietern Zugänge zu Absatzmärkten zu öffnen.

Die **Niederlande** setzen in ihrer nationalen Strategie auf grünen und blauen Wasserstoff. Wie in Deutschland und Großbritannien ist auch hier die Gewinnung von H₂ durch Dampfreformation mit anschließender Abschneidung und Speicherung des Kohlendioxids weit fortgeschritten. Auf der Agenda steht auch eine Erhöhung des Wasserstoff-Anteils im Gasnetz von derzeit zwei auf zehn bis 20 Prozent. Als ein Pfeiler des Klimaabkommens von 2019 wurde H₂ im Sektor Mobilität definiert: Bis 2025 sind 15.000 Pkw, 3.000 Lkw sowie 50 Wasserstoff-Tankstellen geplant, 2030 sollen 300.000 Brennstoffzellen-Fahrzeuge im Verkehr sein.

In der **Schweiz** will der **Förderverein H₂ Mobilität Schweiz** bis 2023 die global größte Flotte von 1.000 Wasserstoff-Lkw in Verkehr gesetzt haben, der 30 Tankstellen zur Verfügung stehen. Federführend war das Einzelhandels-Unternehmen Coop, das von einem Ingenieurteam den weltweit ersten Wasserstoff-Lkw mit 34 Tonnen Maximalgewicht entwickeln ließ. Die branchen- und unternehmensübergreifende privatwirtschaftliche Initiative für grünen Wasserstoff berücksichtigt in ihrer Kalkulation auch, welche Folgekosten von Luftverschmutzung durch fossile Treibstoffe erspart bleiben – von Ernteaussfällen bis hin zu Krankheitstagen.

*) [„Wir wollen bei Wasserstofftechnologien Nummer 1 in der Welt werden“](#). Gemeinsame Pressemitteilung des deutschen Bundeswirtschaftsministeriums und Bundesverkehrsministeriums, 28.5.2021



In der Schweiz schon in Verkehr gesetzt: Wasserstoff-Lkw

Bild: Hyundai

Marokko hat seit seine Ökostrom-Kapazitäten in den letzten Jahren stark ausgebaut, allein die Leistung des Sonnenwärme-Großkraftwerks Ouarzazate liegt bei über 500 MW. Im Rahmen einer **Unternehmensallianz Energie** beteiligt sich das deutsche Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung an Planung und Bau einer Elektrolyse-Pilotanlage mit 100 Megawatt Leistung. Eine Pipeline für den Import von grünem Wasserstoff aus Nordafrika würde für Europa eine Möglichkeit bieten, die Verpflichtungen des Pariser Klimaabkommens schneller und kostengünstiger zu erfüllen. Zudem verspricht das Projekt einen wirtschaftlichen Impuls mit zukunftsorientierten Arbeitsplätzen, die zur sozialen Stabilität in der Region beitragen sollen. Allerdings kann der hohe Bedarf an gereinigtem Wasser für die Elektrolyse in sonnenreichen, jedoch trinkwasserarmen Gebieten zu Interessenskonflikten führen. Elektrolyseure mit speziellen Membranen, die sogar den Einsatz von ungefiltertem Meerwasser zulassen, sind noch in der Entwicklungsphase.

Die **Ukraine** hat Ende 2020 einen Nationalen Wasserstoff-Rat gegründet, um sich so als potenzieller Exporteur erneuerbarer Energien in die EU in Stellung zu bringen. Einerseits könnte flüssiger Wasserstoff per Schiff auf der Donau transportiert werden, andererseits würde sich das bestehende Erdgas-Fernleitungsnetz mit einer Kapazität von 120 Milliarden Kubikmetern jährlich anbieten, das derzeit nur zu einem Drittel mit der Durchleitung von russischem Erdgas ausgelastet ist. Allerdings liegen die Sanierungskosten, um die Leitungen H₂-tauglich zu machen, Schätzungen zufolge in Höhe der Investitionen für den Bau von Nord Stream 2. Zudem müssen die Wind- und Solarstrom-Kapazitäten erst gebaut werden. Hier knüpft beispielsweise das Projekt **H2EU+Store** an, das auf einer internationalen Industriepartnerschaft von Gasfernleitungs- und -speicherbetreibern gründet, unter anderem der Open Grid Europe GmbH und auch der RAG Austria AG, sowie dem ukrainischen Betreiber von Wind- und PV-Anlagen Eco-Optima LLC. Um der Absichtserklärung auch Taten folgen zu lassen, hoffen die Partner auch auf Mittel der Europäischen Union für die notwendigen Investitionen.*

Südkorea hat sich in der 2019 verabschiedeten Strategie zur Entwicklung einer Wasserstoff-Wirtschaft das Ziel gesetzt, Weltmarktführer bei der Herstellung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen zu werden, für 2040 wird eine Jahresproduktion von 6,2 Millionen angepeilt. Dank hoher Kaufprämien der Regierung zahlen südkoreanische Endkunden für den (auch in Österreich angebotenen) Hyundai Nexu ungefähr die Hälfte, und die Zahl der Wasserstoff-Tankstellen soll bis 2040 auf 1.200 steigen. Bis 2022 werden 2.000 Brennstoffzellen-Busse und vermehrt auch Wasserstoff-Lkw zum Einsatz kommen, um so die Abhängigkeit von Energieimporten und die sehr hohe Feinstaubbelastung im Land zu reduzieren.

Japan gilt als ein Pionier beim Einsatz von Wasserstoff, der eine Schlüsselrolle bei der Erreichung der Klimaneutralität bis 2050 spielen soll. Brennstoffzellentechnologie ist in der Mobilität ebenso im Einsatz wie zur Erzeugung von Strom und Warmwasser für Wohnungen und Eigenheime: Bisher konnten 300.000 sogenannte Energiefarmen – H₂-betriebene Klein-Blockheizkraftwerke – auch ohne den Anreiz durch Subventionen abgesetzt werden. Außerdem soll Wasserstoff bis 2030 zehn Prozent der Stromnachfrage des Landes decken. Derzeit setzt Japan vornehmlich auf Import-Wasserstoff, gewonnen in Australien aus Braunkohle, wobei das freigesetzte CO₂ im Meeresboden gelagert wird (Carbon Capture and Storage). Dank dieses preisgünstigen blauen Wasserstoffs soll sich ein profitabler, globaler Markt etablieren, der technische Innovationen und Investitionen im Sinne der Energiewende ankurbelt. Ein erster Tanker für den großvolumigen Transport von flüssigen H₂ ist Ende 2019 vom Stapel gelaufen. In fernerer Zukunft soll die wachsende Schiffsflotte grünen Wasserstoff aus saudischem Solarstrom liefern, ebenso sind Importe aus Nord- und Südamerika geplant, erzeugt mit Wind- und Wasserkraft.

*) [H2EU+Store – Grüner Wasserstoff für Europa](#). APA-Meldung der Konsortialpartner, 5. 5. 2021

Fazit: Der Weg zur Wasserstoff-Wende

Wasserstoff wird einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten. Österreich darf hier international nicht den Anschluss verlieren. Mit einer nationalen Wasserstoffstrategie soll vor allem auch die Chance wahrgenommen werden, Österreich unter den Vorreitern zu positionieren und der heimischen Wirtschaft einen nachhaltigen Impuls zu geben. Schon jetzt bringen die nationalen und europäischen Förderungen für Forschung und Entwicklung erste Erfolge, und viele Unternehmen in der Alpenrepublik haben innovative Lösungen entwickelt. Jetzt brauchen sie die richtigen Rahmenbedingungen, um diese in größerem Maßstab in der Praxis anzuwenden. Pilotprojekte „vor der Haustür“ dienen nicht nur der Erprobung und weiteren Verbesserung der Technologien. Solche Referenzen sind auch wichtig, um internationale Märkte erschließen und dort klimafreundlich produzierte Gase zum Einsatz bringen zu können.

Ziel muss es sein, die Technologien entlang der gesamten Wasserstoff-Wertschöpfungskette weiter zu entwickeln, Wirkungsgrade zu optimieren, das Scale-up von Pilotanlagen auf großtechnischen Maßstab voranzubringen und damit längerfristig auch die Kosten zu reduzieren, um die Wasserstoff-Technologien marktfähig zu machen. Denn aktuell wird ein intensiverer Einsatz von klimafreundlich erzeugtem Wasserstoff noch durch die schlechtere Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu treibhausgasintensiveren Energieträgern ausgebremst. Förderungen für Investitionen und Erleichterungen bei den laufenden Kosten werden zunächst gebraucht, um den Übergang zu ermöglichen. Sie honorieren den Beitrag, den Wasserstoff zur Dekarbonisierung und dank Speicherbarkeit zur Integration zunehmender Mengen volatiler erneuerbarer Erzeugungsleistung ins Energiesystem leistet.

Parallel sind Rechtsmaterien auf europäischer und nationaler Ebene so zu adaptieren, dass sie neue Technologien und Anforderungen adäquat abbilden. Erfahrungen aus Pilotprojekten liefern auch dafür wertvolle Erkenntnisse. Die Mitglieder der Vorzeigeregion WIVA P&G haben den Anpassungsbedarf zusammengefasst.* Dazu zählen etwa die Präzisierung von Definitionen wie auch die Adaptierung technischer Standards und weiterer Vorgaben, die für Anlagengenehmigungen relevant sind (so etwa die mögliche Wasserstoff-Beimischung im Gasnetz, Schwellenwerte für Vor-Ort-Speicherung von Wasserstoff, Vorgaben für Tankanlagen...). So kann – im Sinne einer effizienteren Abwicklung – die noch vorherrschende Unsicherheit bei Genehmigungsbehörden und -werbenden reduziert werden.

Die Schaffung gemeinsamer Standards und Rahmenbedingungen wird wesentlich beitragen zum Aufbau internationaler Wasserstoff-Lieferketten, die auch geopolitisch von Bedeutung sind. Neue Marktchancen entstehen sowohl für Unternehmen, die primär als Technologieanbieter reüssieren wollen, wie auch für Länder und Unternehmen aus Regionen mit besonders vorteilhaften Bedingungen für die Produktion wasserstoffbasierter erneuerbarer Energieträger. Darunter sind auch „klassische“ Energieexportländer, die sich zunehmend mit Alternativen zu den fossilen Produkten beschäftigen müssen und für die sich Chancen eröffnen, klimafreundlichere Wertschöpfungspotenziale aufzubauen.

Denn in vielen Industriestaaten – so auch in Österreich – ist davon auszugehen, dass der mit einem klimaneutralen Wirtschafts- und Energiesystem der Zukunft einhergehende Wasserstoff-Bedarf nicht gänzlich mit den eigenen erneuerbaren Ressourcen gedeckt werden kann. Daher sind auch Kooperationen frühzeitig auf Schiene zu bringen. Hier kann die EU nicht nur durch Rahmenabkommen eine tragende Rolle spielen, sondern ebenso bei Koordination und Förderung des H₂-Infrastrukturaufbaus.

*) WIVA P&G: [Vorschläge zur Änderung und Präzisierung des österreichischen Rechtsrahmens zu Wasserstoff und Power-to-X](#). Juni 2020



Impressum

Energieinstitut der Wirtschaft GmbH • Webgasse 29/3 • A-1060 Wien

Tel: +43 (0)1 343 3430 • Mail: office@energieinstitut.net • URL: www.energieinstitut.net

Wien, Juli 2021

Das Energieinstitut der Wirtschaft als Gestalter und Herausgeber der Broschüre dankt der Wirtschaftskammer Österreich für die Unterstützung.

Die Inhalte dieser Broschüre wurden sorgfältig recherchiert, jedoch übernehmen die Autor*innen keinerlei Gewähr für die Aktualität, Richtigkeit und Vollständigkeit der bereitgestellten Informationen.

Haftungsansprüche aufgrund von Schäden materieller oder ideeller Art, die durch die Nutzung der hier dargebotenen Informationen verursacht wurden, sind grundsätzlich ausgeschlossen.