



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

Power-to-Gas – „Gamechanger“ für den Strom- und Wärmesektor

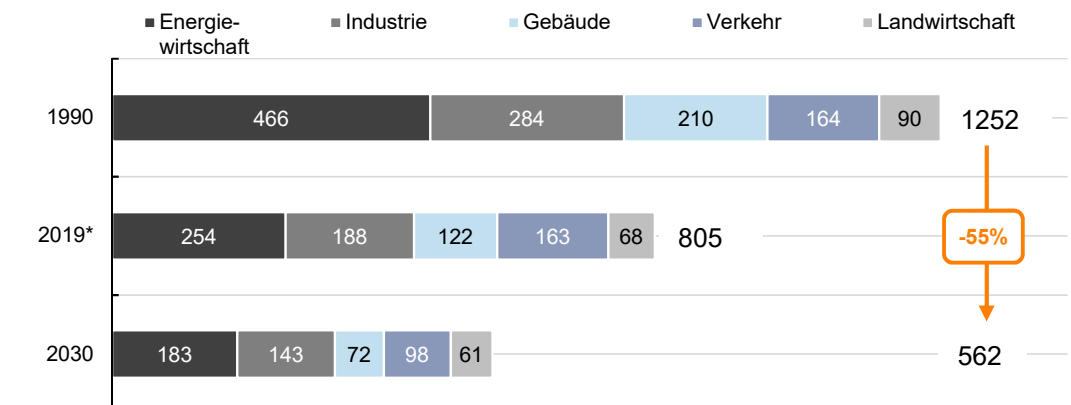
Kurz & klar

- Mit der Power-to-Gas (PtG)-Technologie wird durch Wasserelektrolyse gewonnener „grüner“ Wasserstoff mit Kohlendioxid in speicherbares „künstliches“ Methangas umgewandelt.
- Strom aus Erneuerbaren Energien wird damit leichter speicherbar und grundlastfähig.
- Mit der PtG-Technologie kann der CO₂-Ausstoß von Gaskraftwerken reduziert werden.
- Deutschland wird künftig große Mengen an grünem Wasserstoff importieren müssen. Vom Aufbau der Wasserstoff-Industrie sollte die deutsche Wirtschaft entlang der gesamten Wasserstoff-Wertschöpfungskette profitieren.

Bis 2030 plant Deutschland eine Reduktion der Treibhausgas-Emissionen von 55% gegenüber dem Referenzjahr 1990. Mit der von der EU beschlossenen Erhöhung der Einsparziele bis zum Jahr 2030 auf nun 55% (statt bislang 40%) hat die EU zum deutschen Einsparziel aufgeschlossen. Mit Ausnahme des Verkehrssektors (0% ggü. 1990) haben alle für den Treibhausgas-Ausstoß wesentlichen Sektoren in Deutschland ihre Emissionen bereits deutlich reduziert. Bis 2030 sind die Emissionen zur Zielerreichung aber nochmals um insgesamt 30% zu reduzieren. Nach dem Klimaschutzplan sind die je Sektor zu erreichenden Treibhausgas-Minderungsziele festgeschrieben. Bis 2030 betragen die zusätzlichen Reduktionen im Energiesektor 28% und im Gebäudebereich sogar 40% (s. Graphik).

► Emissionen im Verkehrssektor unverändert hoch

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



Im Energiesektor sollen 2030 bereits 65% der Stromerzeugung über Erneuerbare Energien (EE) generiert werden. Mit zunehmenden Anteil dieser volatilen Stromerzeugung wird bei

- ▶ Sicherung der Stromgrundlast wird wichtiger

gleichzeitigem Rückbau der grundlastfähigen fossilen Kraftwerke die Sicherung der Stromgrundlast immer virulenter. Die Power-to-Gas (PtG)-Technologie als eine Schlüsseltechnologie der Sektorkopplung kann helfen, dieses Problem zu entschärfen. In der Industrie und im Sektor Gebäude waren bislang vor allem Energieeffizienzmaßnahmen das Mittel der Wahl. Um beide Sektoren nachhaltig zu dekarbonisieren, fehlte bislang ein Hebel, den man mit der Nutzung von Wasserstoff (H₂) glaubt, nun gefunden zu haben. Mit den in vielen Ländern beschlossenen Wasserstoffstrategien sollen der Ausbau der Wasserstoffwirtschaft vorangetrieben und die CO₂-Neutralität bis 2050 sektorübergreifend realisiert werden.

PtG kann den Strom- und Wärmesektor dekarbonisieren

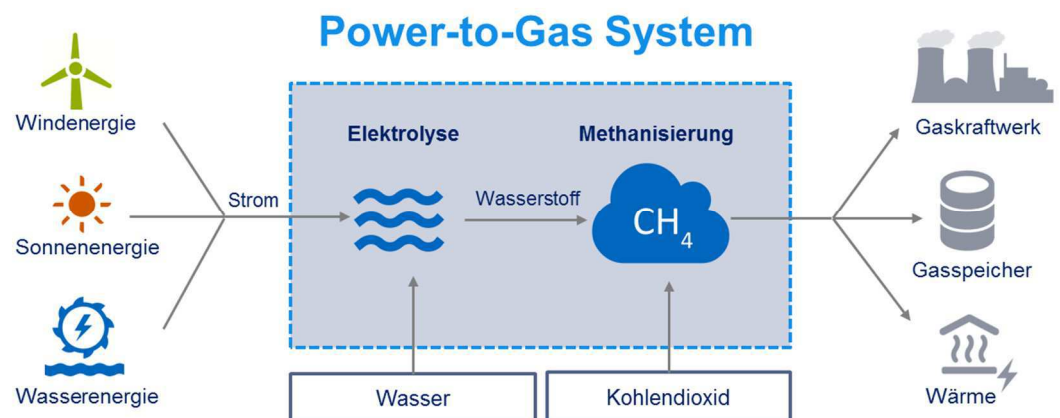
- ▶ Die zahlreichen H₂-Strategien sollten den H₂-Hochlauf forcieren

Bereits 30 Länder hatten laut McKinsey und Hydrogen Council zu Beginn 2021 bereits H₂-Roadmaps bzw. -Strategien verabschiedet, auch Deutschland. Auch die EU hat im Rahmen des Green Deals eine H₂-Strategie verabschiedet, um der H₂-Wirtschaft den kommerziellen Durchbruch zu ermöglichen. In Deutschland gibt es neben der Nationalen Strategie Wasserstoff (NSW) inzwischen teils auch auf Ebene der Bundesländer H₂-Strategien. Unter anderem in Bayern, NRW sowie in den fünf Nord- bzw. Ostseeanrainer-Bundesländern, die eine gemeinsame H₂-Strategie verabschiedet haben. Allein die NSW sieht Fördersummen von neun Milliarden Euro vor, zwei Milliarden davon für den Ausbau internationaler Partnerschaften, sieben Milliarden Euro für den Hochlauf der H₂-Wirtschaft im Inland.

- ▶ PtG-Anlagen wandeln Grünstrom in speicherbares Methangas um

PtG-Anlagen wandeln (Grün)strom durch Wasserelektrolyse und anschließende Verbindung des gewonnenen „grünen“ Wasserstoffs mit Kohlendioxid in speicherbares und damit grundlastfähiges „künstliches“ Methangas, auch als „grünes“ Gas bezeichnet, um. Wird das zur Methanisierung notwendige Kohlendioxid (CO₂) aus der Luft entnommen, oder von anderen CO₂-Emissionsquellen (Kraftwerken, Industrie) genutzt, ist die Verstromung des „künstlichen“ Methangases klimaneutral. „Grünes“ Gas kann zudem in beliebiger Menge ins rund 500.000 km lange deutsche Gasnetz eingespeist oder alternativ in den 47 unterirdischen Gasspeichern für eine spätere Nutzung gespeichert werden.

PtG macht den Strom- und Wärmesektor CO₂-frei



Quelle: BayernLB Research

- ▶ PtG-Kritiker monieren den geringen Wirkungsgrad

Kritiker der PtG-Technologie verweisen auf den geringen Wirkungsgrad, wenn Grünstrom erst in Methangas umgewandelt und später wieder zurückverstromt wird. So bleiben nach der Elektrolyse, Methanisierung und späteren Rückverstromung von „grünem“ Gas oftmals nur noch rund 40% der ursprünglichen Energie, die bei unmittelbarer Nutzung des Grünstroms vorhanden war, zurück. Wird die bei der Elektrolyse und der Methanisierung

entstehende Abwärme jedoch genutzt, ergeben sich laut dem Fraunhofer IWES Institut Energienutzungsgrade von ca. 75%.

- ▶ H2 kann Erdgas CO2-ärmer machen

Der über die Wasserelektrolyse erzeugte Wasserstoff kann auch ohne Methanisierung dem klassischen Erdgas direkt beigemischt werden. Das Erdgas wird dabei umso CO₂-ärmer, je höher der H₂-Beimischungsanteil ist. Die Beimischung von Wasserstoff zum herkömmlichen Erdgas als Übergangslösung rentiert vor allem da, wo der Aufbau spezieller Wasserstoffnetze nicht lohnt so wie in den Teilen des Erdgasnetzes, wo nicht auf „grünes Gas“ zurückgegriffen werden kann. Aktuell lässt das Regelwerk für Gasnetze 10% H₂-Beimischung zu. Die Gasnetzinfrastrukturbetreiber und –hersteller arbeiten daran, dass mittelfristig auch eine Beimischung von 20% technisch und regulatorisch möglich sein wird.

PtG sorgt für Stabilität im Stromnetz

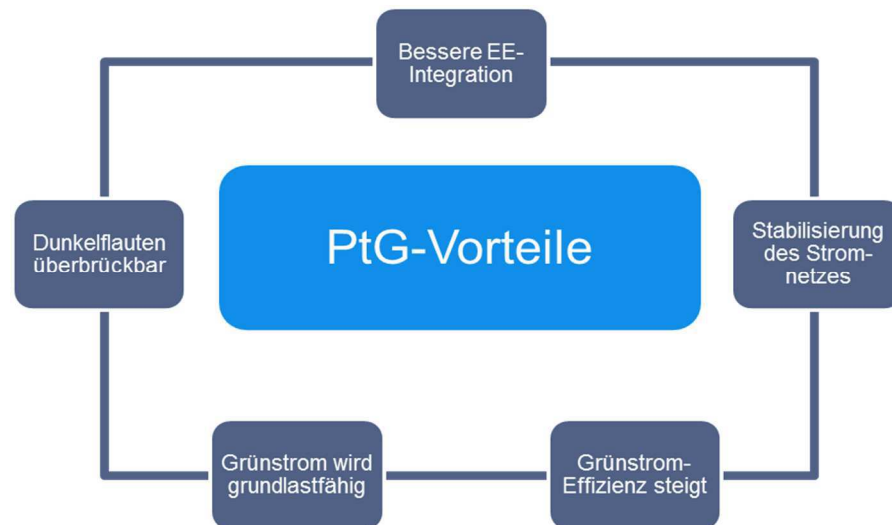
- ▶ Wachsende Gefahr von „Dunkelflauten“

Mit steigendem Anteil des wetterabhängigen volatilen Grünstroms an der deutschen Stromerzeugung – 2030 sollen zwei Drittel des Stroms aus EE kommen – erhöht sich die Gefahr sogenannter „Dunkelflauten“. Das sind die Zeiten, in denen weder die Sonne scheint noch Wind weht und es daher kurzfristig zu einer massiven Stromunterversorgung im Netz kommt. Diese Situation ergibt sich vor allem an kalten Wintertagen in den Abendstunden, wenn die Nachfrage nach Wärme und Strom besonders groß ist.

- ▶ Gas-KW und regelbare EE-Anlagen müssen Dunkelflauten überbrücken

In Deutschland liegt der Ausbau der Stromnetze und Stromspeicher zeitlich um Jahre hinter dem ursprünglichen Zeitplan zurück. Da mit dem sukzessiven Ausstieg aus Atomkraft (bis 2022) und Kohle (bis 2038) die Anzahl verfügbarer regelbarer Kraftwerke zur Grundlastdeckung kontinuierlich zurückgeht, bleiben zur Überbrückung von „Dunkelflauten“ dann nur Gaskraftwerke (Gas-KW), regelbare Grünstromanlagen (Biomasse- und Wasserkraftwerke), Stromspeicher oder Stromimporte. Laut dem Netzentwicklungsplan (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber erfolgt bis 2035 zwar ein großer Zubau an PV-Stromspeichern auf dann 15 GW, die aber bei erwartetem weiteren Strompreisanstieg vorrangig zur Optimierung des Stromeigenverbrauchs dienen dürften. Ein deutlicher Zubau an regelbaren Grünstrom-KW wird dagegen nicht erwartet. Somit bleiben letztlich nur Stromimporte sowie die Nutzung möglicher Flexibilitäten („Demand and Supply-Side Management“) oder der Rückgriff auf Gas-KW. PtG-Anlagen sind zur Abdeckung der Grundlast eine Alternative und können - ausreichende Gas-KW-Kapazitäten vorausgesetzt - die deutsche Energieerzeugung gleich mehrfach unterstützen:

PtG hat für den Stromsektor zahlreiche Vorteile



Quelle: BayernLB

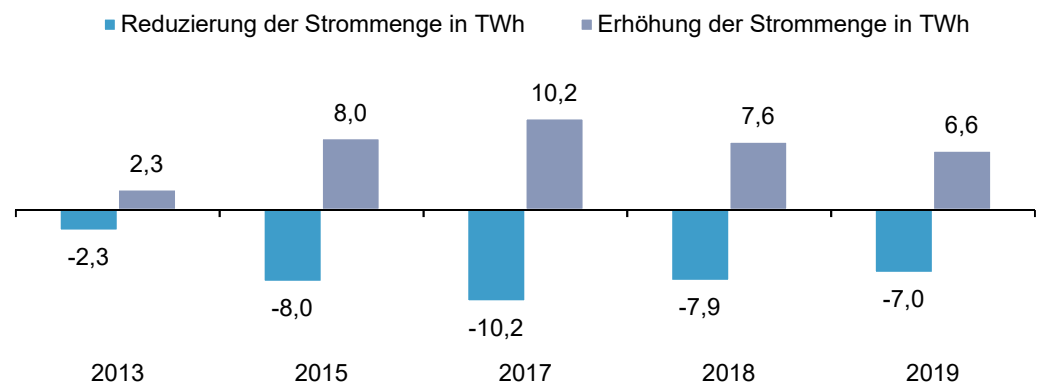
Research

Dunkelflauten können CO₂-neutral überbrückt werden: Da den EU-Klimaschutzzielen geschuldet, der Umbau der Stromerzeugung auf Grünstromanlagen EU-weit erfolgt, reicht das verfügbare Stromimportpotenzial in Lastspitzenzeiten möglicherweise nicht aus. Mittelfristig wird Deutschland daher am Bau neuer gasbetriebener KWK-Anlagen zur Absicherung der Stromgrundlast, vor allem in Süddeutschland, kaum vorbeikommen. Über PtG-Anlagen gewonnenes und im Erdgasnetz gespeichertes „grünes“ Gas könnte Dunkelflauten künftig auch ohne Stromimporte klimaneutral überbrücken.

Die Netzstabilität verbessert sich deutlich: Wegen der regionalen Disparität zwischen Stromangebot und -nachfrage haben die zur Netzstabilisierung notwendigen Netzeingriffe der Betreiber (vor allem Abregelungen von Windkraftanlagen) über die Jahre immer mehr zugenommen (s. Graphik). Damit einhergehend sind die Kosten der Netzstabilisierung, die auf die Stromverbraucher überwältzt werden, immer weiter angestiegen.

- Kosten für Netzstabilisierung in Milliardenhöhe

Einspeisemanagement (Redispatch) im deutschen Stromnetz



Quelle: Bundesnetzagentur

- Synthetisches Methangas verhindert Redispatchkosten

Bessere EE-Integration: Werden Windstromüberschüsse als „grünes“ Gas im Erdgasnetz gespeichert, könnte auf Windstromabregelungen, auf die allein fast drei Viertel aller Abregelungen entfallen, verzichtet werden. Auf die allein im Jahr 2019 mit Gesamtkosten von 1,2 Mrd. Euro strompreistreibenden Netzstabilisierungsmaßnahmen könnte so verzichtet werden.

Gleichzeitig **steigt die Energieeffizienz des bestehenden Grünstromparks**, da dessen Kapazität dann vollumfänglich genutzt wird. Die Nutzung der PtG-Technologie reduziert auch den Bedarf an Stromtrassen. Dies geschieht, indem man die bereits vorhandene Gasnetz- und Gasspeicherinfrastruktur für den Transport von in „grünes“ Gas umgewandelten Windstrom aus den Norden Deutschlands in die großen Verbrauchszentren im Süden und Westen der Republik nutzt.

- Stromgrundlast: die rund um die Uhr benötigte Strommenge

Grünstrom wird grundlastfähig: Da Stromspeicher im Vergleich zur Nutzung von Flexibilitätsoptionen (angebots- oder nachfrageseitige Möglichkeiten) preislich nicht wettbewerbsfähig sind und der Bau neuer wasserstoffbasierter Pumpspeicher zudem oftmals auf Widerstände der betroffenen Bevölkerung trifft, können PtG-Anlagen den Weg aus dem Dilemma weisen. Das mit PtG-Anlagen erzeugte CO₂-neutrale Methangas wird in den flächenmäßig gut über die ganze Republik verteilten Gasspeichern zwischengespeichert und kann dann bei Bedarf über die Gas-KW bundesweit die Grundlastversorgung sicherstellen.

PtG kann den Wärmesektor CO₂-arm machen

- ▶ Wärmeerzeugung mit „grünem“ Gas senkt THG-Ausstoß

Sofern „grünes“ Gas zunehmend das klassische Erdgas ersetzen würde, könnte der CO₂-Ausstoß im Bereich der Strom- sowie der Wärmeerzeugung deutlich reduziert werden. Erdgas dominiert mit 50% die Beheizungsstruktur des objektbezogenen Wohnungsbestandes in Deutschland.

- ▶ Jede zweite Heizungsanlage älter als 20 Jahre

Da jede zweite der 21 Mio. Heizungsanlagen in deutschen Haushalten laut dem Bundesverband der deutschen Heizungsindustrie (BDH) älter als 20 Jahre ist, schlummert im Wärmebereich ein riesiges Einsparpotenzial. Wohnungs-/Hauseigentümer können mit dem Einbau von mit Wasserstoff betriebenen Brennstoffzellen (BZ)-Heizungen ihren CO₂-Verbrauch deutlich reduzieren und gleichzeitig noch Strom produzieren. Grund dafür ist die in BZ-Heizungen zum Einsatz kommende Kraft-Wärme-Kopplungstechnik mit einem Wirkungsgrad von über 90%, was eine effiziente Nutzung des eingesetzten Rohstoffs gewährleistet. Fast alle Heizungshersteller bieten inzwischen BZ-Heizungen an. Bei BZ-Heizungen reagiert Sauerstoff mit dem aus dem Erdgas über Dampfreformierung gewonnenem Wasserstoff. Dieser CO₂-erzeugende Prozess könnte durch in PtG-Anlagen erzeugtes CO₂-neutrales „grünes“ Gas ersetzt werden.

- ▶ CO₂-Gebäudesteuer ab 2021 hilft BZ-Heizungen

Laut Aussage von Fachexperten emittieren BZ-Heizungen gegenüber einer klassischen Gasheizung um bis zu 70% weniger CO₂, womit BZ-Heizungen nach Pellet-Heizungen (89% weniger CO₂) die effizienteste Heizungsform darstellen. Mit der ab 2021 startenden nationalen CO₂-Steuer im Gebäude- und Verkehrsbereich macht die gegenüber klassischen Gasheizungen deutlich teureren BZ-Heizungen künftig wettbewerbsfähiger. Förderprogramme von KfW (Programm 433) sowie dem BAFA bezuschussen zudem bis zu 40% der Anschaffungskosten von BZ-Heizungen. Energieversorgungsunternehmen bieten inzwischen auch die Vorfinanzierung von BZ-Heizungen gegen Abschluss eines längeren Mietvertrages für die Wärme-/Stromlieferung an (Contracting). Der CO₂-Ausstoß im Gebäudesektor könnte damit sowohl über die Nutzung von BZ-Heizungen als auch durch die Nutzung von „grünem“ Gas statt klassischem Erdgas massiv gesenkt werden. Mit dem riesigen Gasnetz ist im Gebäudesektor im Gegensatz zum Verkehrssektor die Infrastruktur zum Einsatz CO₂-armer Technologien bereits vorhanden.

Alternativ könnte der CO₂-Ausstoß bei Gebäuden durch eine stärkere Elektrifizierung der Wärmeerzeugung über Wärmepumpen reduziert werden. Da der Betrieb von Wärmepumpen durch eigene PV-Anlagen plus PV-Wärmespeicher in den Wintermonaten den zusätzlichen Strombedarf der Wärmepumpen nicht voll abdecken dürfte, würden sich die Probleme der Netzstabilität durch zusätzliche Stromlastspitzen weiter erhöhen.

Hochlauf der H₂-Wirtschaft dürfte PtG-Kosten deutlich senken

- ▶ Europa könnte Großteil des grünen H₂s selbst herstellen

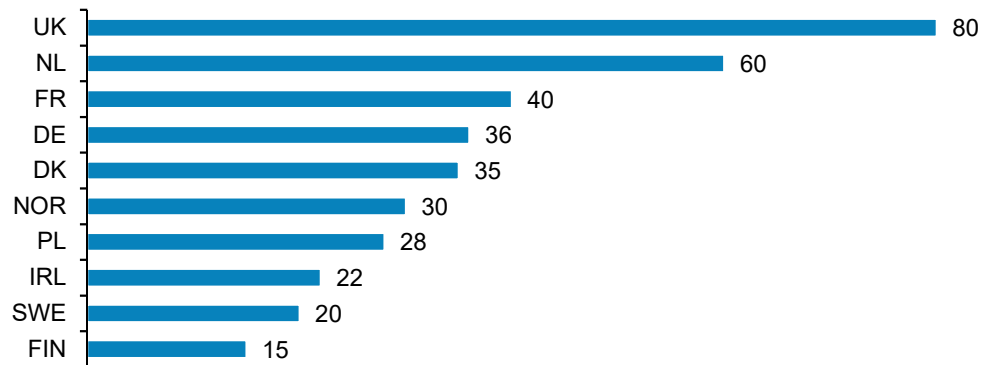
Der für die Erzeugung von grünem Wasserstoff enorme zusätzliche Grünstrombedarf ist allein national nicht darstellbar. Die nationale H₂-Strategie Deutschlands (NSW) sieht bis 2030 eine inländische Elektrolyseurkapazität von 5 GW vor, was einer H₂-Produktionskapazität von bis zu 14 TWh entspricht. Die Bundesregierung erwartet bis 2030 aber einen nationalen Bedarf von „grünem“ H₂ in der Größenordnung von 90 bis 110 TWh (zum Vergleich: der Gesamtstromverbrauch Deutschlands lag 2019 bei 569 TWh). Deutschland bleibt daher auch künftig Energieimporteur und zwar vor allem von grünem H₂ bzw. „grünem“ Gas aus der EU oder Drittstaaten.

Laut dem Branchenverband Wind Europe besteht allein in der Nord- und Ostsee sowie dem Atlantik und Mittelmeer ein Offshore-Windpotenzial von insgesamt knapp 450 GW, was der Leistung von ca. 450 Atomkraftwerken entspricht (s. Graphik S.6). 380 GW sollen allein aus dem Atlantik sowie der Nord- und Ostsee kommen und weitere 70 GW über die

- ▶ Nur mit „Floating-Offshore-Wind“ ist EU-Windpotenzial voll nutzbar

Mittelmeeranrainer erzeugbar sein. Um dieses Potenzial voll auszuschöpfen, wird man auch stark auf die sich gerade entwickelnde „Floating-Offshore-Windkraft“ setzen müssen. In einigen Mittelmeer- bzw. Atlantikanrainerstaaten nehmen die Wassertiefen bereits in geringer Entfernung von der Küste stark zu. Die klassische Offshore-Windtechnologie funktioniert aber nur bis zu Wassertiefen von etwa 60 Metern.

Mögliche Offshore-Wind-Potenziale in der Nord- und Ostsee bis 2050
In Gigawatt (GW)



Quelle: Handelsblatt nach Branchenverband Wind Europe

Deutschland, auf das allein rund ein Fünftel des Energiebedarfs der EU entfällt, könnte bei vollumfänglicher Nutzung dieser Offshore-Windkapazitäten einen Großteil seines Grünstromimportbedarfs über europäische Länder abdecken. Die nächstgrößten Energieverbraucher Frankreich (13%) und das Vereinigte Königreich (11%) setzen weiterhin auf Atomkraft und könnten damit Teile ihres großen Offshore-Windpotenzials exportieren.

- ▶ Skaleneffekte und R&D sollen Elektrolyseurkosten um 60% bis 2030 absenken

Aktuell sind die Kosten von „grünem“ H₂ in Westeuropa noch mehr als dreimal so hoch wie bei „grauem“ H₂. Nur der Hochlauf der Elektrolyseure auf industrielles Niveau ermöglicht Lernkurven- und Skaleneffekte, die die Erzeugungskosten von „grünem“ H₂ deutlich reduzieren würden. Über Europa hinaus versuchen auch andere Länder mit günstigen Bedingungen die Produktion von „grünem“ H₂ zu forcieren. Das Fraunhofer ISE Institut erwartet daher, dass die Investitionskosten für PEM-Elektrolyseure durch Skaleneffekte und technischen Fortschritt bis 2030 gegenüber 2017 um bis zu 60% absinken. Ein Elektrolyseur mit 100 MW, der aktuell eine Investitionssumme von rund 100 Mio. Euro verursacht, würde dann nur noch 40 Mio. Euro kosten.

- ▶ KIT hat Wirkungsgrad der Elektrolyseure um die Hälfte erhöht

Ein weiterer Ansatzpunkt zur Kostenreduktion liegt in der Steigerung des Wirkungsgrades. Aktuell liegt der Wirkungsgrad von mit Niedertemperatur-Elektrolyse (PEM oder Alkalische Elektrolyse) betriebenen PtG-Anlagen bei rund 54%. Das heißt, dass knapp über die Hälfte des elektrischen Stroms in chemische Energie umgewandelt wird. Das Karlsruher Institut für Technologie (KIT) hat im Rahmen eines EU-geförderten „Helmeth-Projekts“ einen Wirkungsgrad von über 75% erreicht. Gelungen ist dies durch Nutzung der Hochtemperatur-elektrolyse sowie optimierter Nutzung der Prozesswärme. Mehr Effizienz heißt aber mehr künstliches Methangas und damit niedrigere Produktionskosten.

Notwendige Rahmenbedingungen für den Ausbau von PtG

- ▶ Deutsche Strompreise müssen billiger werden

Damit grüner H₂ gegenüber dem über Erdgasreformierung erzeugten „grauen“ Wasserstoff, bei dessen Gewinnung pro eine Tonne H₂ jeweils 10 Tonnen CO₂ anfallen, preislich wettbewerbsfähig wird, sieht die NSW die **Absenkung der Kostenbelastung der deutschen Strompreise über Steuern, Umlagen und Abgaben** vor. Die Bundesregierung hat

mit der zum 1. Januar 2021 in Kraft getretenen erneuten Reform des EEG die EEG-Umlage für grünen Wasserstoff abgeschafft. Die EU-Beihilferechtskonformität dafür wird aktuell geprüft. Zudem sind PtG-Anlagen bereits gemäß § 118 Abs. 6 des EnWG (zeitlich befristet) von der Strom- und Gasnetzentgelten befreit. Das produzierende Gewerbe kann eine teilweise Befreiung der Elektrolyse von der Stromsteuer geltend machen. Befürworter der Sektorkopplung fordern auch für Strom- und Gasspeicher, sofern diese mit Grünstrom oder „grünem“ Gas befüllt werden, eine Abschaffung der EEG-Umlage, sofern die eingespeicherte Energie vollständig zur Netzstabilisierung eingesetzt wird. EEG-Kritiker fordern eine vollständige Überarbeitung der EE-Förderung (s. dazu auch die BayernLB-Megatrendstudie [„CO₂-Steuer, die bessere EEG-Abgabe“](#)).

- ▶ Elektrolyseur-Projekte von Netzbetreibern werden ausgebremst

Ob die aktuelle „Unbundling“-Regelung, die den vier Übertragungsnetzbetreibern (Amprion, TenneT, 50Hertz und TransnetBW) den eigenen Betrieb von Elektrolyseuranlagen untersagt, den Hochlauf der Elektrolyseure unnötig behindert, wird konträr diskutiert. Da gerade auf der Hochspannungsebene der Großteil des Redispatches erfolgt, ist das Interesse der vier Unternehmen an der Hochskalierung der Elektrolyseure und Nutzung der PtG-Technologie besonders groß. Amprion mit dem Projekt „Hybridge“ und TenneT mit „Element Eins“ planen zusammen mit Gasunternehmen jeweils den Bau von 100 MW Elektrolyseuren. Befürworter der „Unbundling“ Regel sowie die Bundesnetzagentur (BnetzA) befürchten dagegen bei einer Verwässerung der Regelung um den Wettbewerb. Amprion und TenneT würden die Elektrolyseure über Netzentgelte finanzieren und hätten damit gegenüber den Wettbewerbern am Elektrolyseurmarkt Wettbewerbsvorteile.

- ▶ Gasnetzregelung H₂-ready machen

Während „grünes“ Gas in beliebiger Menge ins Gasnetz eingespeist werden kann, beschränkt sich die Beimischung von reinem H₂ nach aktuellem Regelwerk bislang auf 5%. Aktuell erarbeiten einschlägige Verbände einen Anforderungskatalog, damit die komplette Logistikkette der Gaswirtschaft von Einspeisung, Transport und Verbrauch künftig auch mit einer höheren H₂-Beimischung zum Erdgas fehlerfrei arbeiten kann.

- ▶ Netzentgeltregelung für H₂ und Methangas ist zu klären

Ein Plan für ein separiertes H₂-Netz in Deutschland sollte laut BnetzA im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas (NEP Gas) erfolgen. Eine einfache Adjustierung des EnWG sowie der Gas-Netzzugangsverordnung durch eine Ergänzung der Gasdefinition wird laut BnetzA der Komplexität des Themas nicht gerecht. Es bleibt zu hoffen, dass Regulierungsthemen und ausstehende Genehmigungen die schnelle Etablierung eigener H₂-Netze nicht unnötig ausbremsen.

Die Kosten für den Aufbau eines H₂-Startnetzes (bis 2022 erste umgestellte Leitungen) auf Fernleitungsnetzebene werden im NEP Gas bis 2030 auf rund 0,6 Mrd. Euro beziffert. Ein Großteil des H₂-Netzes soll durch die Umwidmung eines Teils des Gasnetzes geschaffen werden. Durch Wegfall der Methanisierung steigt der Wirkungsgrad der energetischen H₂-Nutzung um etwa 20%. Zu klären bleibt, ob die Netzentgeltregelung für die Gasdurchleitung auch für Wasserstoff in separierten Netzen bzw. von künstlichem Methangas in herkömmlichen Gasnetzen Anwendung finden kann.

- ▶ CCFD schaffen Planungssicherheit für Investoren

„Carbon Contracts for Difference“ (CCFD) könnten Investitionen in CO₂-arme Produktionsprozesse anreizen. Investoren erhalten durch CCFD Planungssicherheit. Der Preis für notwendige CO₂-Emissionszertifikate (EUA) wird für die Projektlaufzeit von Dekarbonisierungsprojekten durch staatliche Subventionen auf ein niedriges fixes Niveau festgezurr. Solange der zu zahlende Fixpreis unter dem tatsächlichen EUA-Preis liegt, entstehen fiktive Erlöse aus andernfalls zu zahlenden höheren Differenzkosten für den CO₂-Zertifikatekauf bei weiterer Nutzung der alten Technologie. Diese werden den Investitionskosten gegenübergestellt. Abhängig von der Vertragsausgestaltung dürfen die mit der neuen CO₂-

armen Technologie freiwerdenden CO₂-Zertifikate gewinnbringend weiterverkauft werden. Dadurch rechnet sich die Investition für die Investoren noch schneller.

- ▶ CCFD dürften CO₂-armen Technologien einen Schub geben

Sofern CCFD, die von der Regierung als eine von zahlreichen Maßnahmen zur Förderung der H₂-Wirtschaft durch die NSW vorgesehen sind, EU-seitig genehmigt und nicht als unerlaubte Beihilfe eingestuft werden, dürfte deren Einsatz den Umstieg auf CO₂-arme Technologien beflügeln. Dies gilt umso mehr, als mit der neuen 4. Handelsperiode des EU-ETS ab 2021 die Anzahl der kostenlos zugeteilten EUAs jährlich stärker als bislang absinkt. Zudem wurde im Dezember 2020 das THG-Einsparziel der EU bis 2030 von bislang 40% auf 55% - was dem deutschen THG-Einsparziel entspricht - angehoben. Ein Anstieg des EUA-Preises ist damit höchstwahrscheinlich, was die Attraktivität von CCFD als H₂-Förderinstrument noch verstärken würde.

- ▶ EEG verhindert nachfrageorientierte Stromerzeugung

Weitere Hürden zur Verbreitung von grünem H₂ finden sich im EEG, etwa in der EEG-„Vorfahrtsregel“ für Grünstrom. Nach dieser sind Netzbetreiber nachfrageunabhängig zur Grünstromabnahme verpflichtet, der zudem Einspeisevorrang gegenüber fossil erzeugtem Strom genießt. Für unter dem EEG laufende Windstromanlagen fehlt damit der Anreiz ihren Strom nachfrageorientiert anzubieten und in Speicherlösungen – wozu auch PtG-Anlagen zählen - zu investieren. Zudem sorgt der Einspeisevorrang des EEG dafür, dass die flexiblen Gaskraftwerke immer weniger zum Einsatz kommen und deshalb in den letzten Jahren zahlreiche Kraftwerke mangels Rentabilität stillgelegt wurden. Als ideale Ergänzung für volatile Grünstromanlagen zur Netzstabilisierung werden Gas-KW aber mittelfristig die wichtigste Energiequelle für die Grundlast.

FAZIT: PtG-Technologie ermöglicht die Dekarbonisierung der Industrieländer und eröffnet zahlreiche neue Geschäftschancen

Die deutsche Energiewende ist bislang vor allem auf den Stromsektor fokussiert. Mit staatlicher EEG-Förderung wurden große Fortschritte beim Aufbau von Grünstromanlagen erzielt. Widerstände der betroffenen Bevölkerung verzögern aber den Stromnetzausbau und regulatorische Hemmnisse sowie verzerrende Wirkungen des EEG den Ausbau notwendiger Stromspeicher. Mit der PtG-Technologie können diese Defizite behoben und die Effizienz des bestehenden Grünstromparks deutlich gesteigert werden.

Deutschland wird einen Großteil des benötigten grünen Wasserstoffs – nur dieser erlaubt die vollumfängliche Dekarbonisierung aller Wirtschaftsbereiche – importieren müssen. Dank ihrer hohen Industriekompetenz sind deutsche Hersteller entlang der gesamten H₂-Wertschöpfungskette (etwa bei der Herstellung von EE-Anlagen, Elektrolyseuren oder in der Speichertechnologie) bestens vertreten. Die notwendige Hochskalierung der H₂-Wirtschaft - laut McKinsey gibt es aktuell rund 230 internationale H₂-Projekte, davon allein 126 in Europa - eröffnet daher der deutschen Industrie (Maschinenbau, Elektro-/Chemieindustrie, Fahrzeugindustrie) im In- und Ausland neue Geschäftschancen, die es zu nutzen gilt.

Durch eine schnelle Hochskalierung der bereits gebauten knapp 40 heimischen PtG-Anlagen auf industrielles Niveau sollten die Erkenntnisse über die mit der H₂-Wirtschaft verbundenen Wertschöpfungsketten weiter geschärft und optimiert werden. Gleiches ermöglicht der Aufbau internationaler H₂-Partnerschaften entlang der gesamten Wertschöpfungskette, was durch die nationale H₂-Strategie (NSW) ja mit insgesamt 2 Mrd. Euro Fördergeldern unterstützt wird. Die durch die NSW sowie diverse regionale H₂-Strategien geschaffene Aufbruchsstimmung in der deutschen Wirtschaft beim Thema Wasserstoff gilt es zu nutzen, da nur Wasserstoff über die Sektorkopplung (Power-to-X-Technologien) eine umfassende Dekarbonisierung von Industriegesellschaften ermöglicht.

thomas.peiss@bayernlb.de

Glossar

AEL-Elektrolyse: Alkalische Elektrolyse;

AKW: Atomkraftwerke

BnetzA: Bundesnetzagentur

BZ: Brennstoffzelle

CCFD: Carbon Contracts for Difference

De-minimis-Regelung: Unternehmen mit weniger als 100.000 Kunden sind von der Unbundling-Regelung (s.u.) ausgenommen

Dunkelflauten: Zeiten in denen weder der Wind weht, noch die Sonne scheint

EE: Erneuerbare Energien

EEG: Erneuerbares Energie Gesetz

ENWG: Energiewirtschaftsgesetz

EUA: Emissionsrechte für den Ausstoß von Treibhausgasen

EU-ETS: European Union Emissions Trading System

Fraunhofer ISE Institut: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

Grundlaststrom: Der Stromanteil, der rund um die Uhr, also 24 Stunden, verfügbar sein muss.

GW: Gigawatt = 1.000 MW= die Ø Nominalleistung von einem Atomkraftwerk

KW: Kraftwerke

NEP: Netzentwicklungsplan der vier Übertragungsnetzbetreiber (Amprion, Tennet, 50Hertz, TransnetBW GmbH)

NSW: Nationale Strategie Wasserstoff

KW: Kraftwerk

PEM-Elektrolyse: „Proton-Exchange-Membran“-Elektrolyse

PtG: Power-to-Gas

PtX: „power-to—X“, die Umwandlung von Grünstrom in eine andere Energieart, etwa Gas (Power-to-Gas), Treibstoff (power-to-fuel) oder Wärme (power-to-heat)

PV: Photovoltaik

THG: Treibhausgase

TWh: Terrawatt Stunden

Unbundling-Regel: Der Betrieb von Strom- und Gasnetzen ist vom Verkauf der Energie zu trennen. Größere Unternehmen die Erzeugung, Netz und Vertrieb vereinen, müssen eine separate Netzgesellschaft gründen. Ausnahme vom Unbundling gilt nach der „De-minimis-Regel“ (s.o.)

VBEW: Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft

Ihre Ansprechpartner in der BayernLB

BayernLB Research

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

Anna Maria Frank, -21751; Sekretariat
Ingo Bothner, -21787; Medienfachwirt, Business Management
Christoph Gmeinwieser, -27053; CIIA, Business Management
Dr. Ulrich Horstmann, -21873; CEFA, Business Management
Hans-Peter Reichhuber, -21780; Business Management

Länderrisiko- und Branchenanalyse

Hubert Siplý, -21307

Manuel Schimm, - 26845

Asien, Nordamerika

Gebhard Stadler, CFA, -28891

Euro-Raum, DE, EZB, Nord/Osteuropa, GUS

Verena Strobel, -21320

Südeuropa, Naher und Mittlerer Osten, Afrika

Dr. Alexander Kalb, -22858

Maschinen-/Anlagenbau, Westeuropa, Südamerika

Wolfgang Linder, -21321

Mobilität

Thomas Peiß, -28487

Energie

Asja Hossain, CFA, -27065

Bau und Grundstoffe

Miraji Othman, -25888

Technologie

Dr. Sebastian Schnejdar, -26386

Immobilien

Investment Research

Emanuel Teuber, -27070

Manuel Andersch, -27448

USA, Fed, UK, Schweiz, FX, Gold

Wolfgang Kiener, -27058

FX, Rohstoffe

Manfred Bucher, CFA, -21713

Zins- & Aktienstrategie, Asset Allokation

Dieter Münchow, -23384

Value Investing & Behavioral Finance

Alfred Anner, CEFA, -27072

Covered Bonds

Georg Meßner, CFA, -26396

Banken

Pia Ahrens, -25727

Corporate Bonds & SSD, Strategie

Matthias Gmeinwieser, CIIA, -26323

Corporate Bonds & SSD

Christian Strätz, CEFA, CIIA, -27068

Corporate Bonds & SSD, Green Finance

E-mail: vorname.nachname@bayernlb.de

Telefon: 089 2171 + angegebene Durchwahl

Disclaimer

Diese Publikation ist lediglich eine unverbindliche Stellungnahme zu den Marktverhältnissen und den angesprochenen Anlageinstrumenten zum Zeitpunkt der Herausgabe der vorliegenden Information am 30.03.2021. Die vorliegende Publikation beruht unserer Auffassung nach auf als zuverlässig und genau geltenden allgemein zugänglichen Quellen, ohne dass wir jedoch eine Gewähr für die Vollständigkeit und Richtigkeit der herangezogenen Quellen übernehmen können. **Dieser Research-Bericht ist eine rein ökonomische Analyse, und kein Teil davon ist als Wertpapieranalyse oder Empfehlung zu verstehen.** Insbesondere sind die dieser Publikation zugrundeliegenden Informationen weder auf ihre Richtigkeit noch auf ihre Vollständigkeit (und Aktualität) überprüft worden. Eine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit können wir daher nicht übernehmen. Die vorliegende Veröffentlichung dient ferner lediglich einer allgemeinen Information und ersetzt keinesfalls die persönliche anleger- und objektgerechte Beratung. Für weitere zeitnähere Informationen stehen Ihnen die jeweiligen Anlageberater zur Verfügung.

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

Impressum

Megatrend Energie- und Klimawandel
abgeschlossen am: 30. März 2021

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

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

Redaktion:
Hubert Siply, Telefon 089 2171-21307

Layout & Grafik:
Ingo Bothner, Telefon 089 2171-21305



Thomas Peiß
Senior Sector Analyst
Telefon: 089 2171-28487
thomas.peiss@bayernlb.de

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

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