

Die Grenzen der Wasserstoffwirtschaft

EINE WASSERSTOFFWIRTSCHAFT VERLANGT SEINE KÜNSTLICHE HERSTELLUNG. GRÜNER WASSERSTOFF IST ALLERDINGS MIT HOHEN STROMKOSTEN BELASTET UND VERBRAUCHT BETRÄCHTLICHE MENGEN SAUBERES WASSER. DAHER IST EINE MASSENHERSTELLUNG MITTELFRISTIG NUR AUS ERDGAS MÖGLICH.

The limitations of the hydrogen technology

HYDROGEN TECHNOLOGY REQUIRES ITS ARTIFICIAL GENERATION. HOWEVER, GREEN HYDROGEN IS BURDENED WITH HIGH ELECTRICITY COSTS AND CONSUMES CONSIDERABLE AMOUNTS OF CLEAN WATER. THEREFORE, MASS PRODUCTION IS ONLY POSSIBLE FROM NATURAL GAS IN THE MEDIUM TERM.

Von/By W. Littmann , G. Pusch

Einleitung

Erneuerbare Energieträger können eine Autarkie der Stromerzeugung in Deutschland weitestgehend gewährleisten, aber derzeit nicht für eine Ablösung der fossilen Brennstoffe auf dem industriellen Wärmesektor und dem Verkehrssektor sorgen. Große Hoffnungen werden daher auf die Einführung einer Wasserstoffwirtschaft gesetzt. Eine solche Entwicklung ist aus der Technikgeschichte nachvollziehbar, als die Herstellung von gasförmigen Brennstoffen (Stadtgas, Generatorgas, Kokereigas) in der Anfangsphase der Industrialisierung vor der breiten Nutzung von natürlich vorkommenden gasförmigen Wärmeträgern erfolgte. Gasförmiger Wasserstoff kommt in der Natur großvolumig kaum vor und muss daher künstlich erzeugt werden.

Stadtgas, Leuchtgas oder Steinkohlengas wurde ab Anfang des 19. Jahrhunderts als Leuchtmittel und zum Heizen und Kochen verwendet. In manchen Altbauten konnte man noch bis in die 70er Jahre des 20. Jahrhunderts die alten Gasleitungen in den Stuckdecken finden. Das Anzünden der Gaslaternen erfolgte noch bis in die 50er Jahre manuell. Bei Einbruch der Dunkelheit ging der „Laternenanzünder“ mit einer Leiter von Laterne zu Laterne. Die typische Gaslaterne in Großstäd-

Introduction

Renewable energy sources can largely guarantee self-sufficiency in electricity generation in Germany, but at present they cannot provide a replacement for fossil fuels in the industrial heating sector and the transport sector. Great hopes are therefore placed on the introduction of a hydrogen economy. Such a development can be traced back to the history of technology, when the production of gaseous fuels (town gas, generator gas, coke oven gas) in the initial phase of industrialisation preceded the widespread use of naturally occurring gaseous heat carriers. Gaseous hydrogen hardly occurs in large volumes in nature and must therefore be produced artificially.

Town gas, illuminating gas or coal gas was used from the beginning of the 19th century as an illuminant and for heating and cooking. In some old buildings, the old gas pipes could still be found in the stucco ceilings until the 1970s. The gas lanterns were still lit manually until the 1950s. At nightfall, the “lantern lighter” went from lantern to lantern with a ladder. For this purpose, the typical gas lantern in large cities like Berlin had a crossbar for placing the ladder underneath the lantern.

(Foto: © Linde)



Tab. 1: Physikalische Eigenschaften von Wasserstoff im Vergleich zu Methan (Erdgas > 90 % Methan) bei Standardbedingungen [1,2,3,4,12] Die Verhältniswerte sind gerundet
Tab. 1: Physical properties of hydrogen compared to methane (natural gas > 90 % methane) at standard conditions [1,2,3,4,12] The ratios are rounded off.

Eigenschaft Characteristic	Einheit Unit	Wasserstoff Hydrogen	Methan Methane	Verhältnis CH ₄ /H ₂ Ratio CH ₄ /H ₂
Molmasse / Molar mass	g/mol	2,016	16,043	8
Dichte / Density	kg/m3(Vn)	0,089	0,718	8
Unterer Brennwert / Lower calorific value	kWh/m3(Vn)	3,00	9,97	3,3
Oberer Brennwert / Upper calorific value	kWh/m3(Vn)	3,54	11,06	3,1
Spez. Wärmekapazität / Spec. heat capacity	kJ/kg-K	14,3	2,18	0,15
Moleküldurchmesser / Molecular diameter	nm	0,27	0,32	1,2
Viskosität / Viscosity	µPa s	8,42	11,14	1,3
Zündgrenze in Luft / Ignition limit in air	Vol %	4 - 75	5 – 15	
Zündtemperatur / Ignition temperature	°C	560	595	1
Dichte beim Transport in Leitungen/Density during transport in pipes (20 °C, 60 bar)	kg/m3	4,963	40,034	8
Energieinhalt beim Transport in Leitungen/ Energy content during transport in pipes (20 °C, 60 bar)	kWh/m3	195,5	617,3	3,1

ten wie Berlin verfügte hierzu über eine Querstrebe zum Anstellen der Leiter unterhalb der Laterne. Ein weiteres Wahrzeichen dieser Ära waren die Gasometer in den Städten. Bekannt und erhalten sind beispielsweise der Gasometer in Oberhausen oder die 4 Gasometer in Wien-Simmering. Diese Gasometer dienten als Speicher und zur Druckregelung. Das Prinzip der Stadtgaserzeugung variierte mit der Qualität der Kohle und auch im Laufe der Zeit. Grundlage war jedoch, dass durch Einleiten von Wasserdampf in heiße Kohle die brennbaren Gase Wasserstoff und Kohlenmonoxid erzeugt wurden. Stadtgas bestand bis zu 60 % aus Wasserstoff und 40 % Kohlenmonoxid.

Physikalische Eigenschaften von Wasserstoff

In der Tabelle 1 sind die wesentlichen physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff im Vergleich zu Methan wiedergegeben, wobei Methan die grundlegenden Eigenschaften von Erdgasen mit einem Methangehalt > 90 % repräsentieren soll. Der Moleküldurchmesser und die Viskosität der beiden Gase unterscheiden sich nicht sehr, wodurch beispielsweise die Dichtheit bei der Untertagespeicherung in Kavernen oder Porenspeichern vergleichbar anzunehmen ist. Die oft zitierte Aussage, dass das Wasserstoffmolekül sehr viel kleiner ist als das Methanmolekül, ist damit nicht haltbar. Lediglich in der Gegenwart von Wasser dissoziiert der Wasserstoff, so dass die Protonen leicht in Werkstoffe diffundieren und bei Stahl Korrosion verursachen können. Die Energiedichte des komprimierten Wasserstoffs ist allerdings sehr viel kleiner als die von Methan, was zu einem größeren Volumenbedarf beim Transport führt. Unter typischen Bedingungen für den Transport in Verbindungsleitungen beträgt die Energiedichte nur ca. 1/3 der Energiedichte des Methans (Tabelle1). Beide Stoffe sind leicht entzündlich und explosiv. Die Zündtemperatur ist etwa gleich, ebenso die untere Zündgrenze. Wasserstoff ist allerdings auch noch bei höheren Anteilen an Luft entzündlich. Ein Vorteil des Wasserstoffs bei einer Entzündung ist die geringe Dichte, wodurch Wasserstoff schnell nach oben steigt. Das Unglück des Luftschiffs Hindenburg in Lakehurst wäre bei der Entzündung von Methan vermutlich noch tragischer verlaufen. Die physikalischen Eigenschaften der beiden Energieträger unterscheiden sich deutlich, aber ohne grenzwertige Vor- oder Nachteile.

Another landmark of this era were the gasometers in the cities. Well-known and preserved are, for example, the gasometer in Oberhausen or the 4 gasometers in Vienna-Simmering. These gasometers served as storage tanks and for pressure regulation. The principle of city gas generation varied with the quality of the coal and also over time. However, the basis was that the combustible gases hydrogen and carbon monoxide were produced by introducing steam into hot coal. Town gas consisted of up to 60 % hydrogen and 40 % carbon monoxide.

Physical properties of hydrogen

Table 1 shows the main physical properties of hydrogen compared to methane, with methane representing the basic properties of natural gases with a methane content > 90 %. The molecular diameter and viscosity of the two gases do not differ much, which means that, for example, the tightness for underground storage in caverns or pore storage can be assumed to be comparable. The often quoted statement that the hydrogen molecule is much smaller than the methane molecule is therefore not tenable. Only in the presence of water does the hydrogen dissociate, so that the protons can easily diffuse into materials and cause corrosion in steel. However, the energy density of compressed hydrogen is much smaller than that of methane, which leads to a larger volume requirement for transport. Under typical conditions for transport in connecting pipelines, the energy density is only about 1/3 of that of methane (Table1). Both substances are highly flammable and explosive. The ignition temperature is about the same, as is the lower ignition limit. Hydrogen, however, is still flammable even with higher proportions of air. One advantage of hydrogen in case of ignition is its low density, which allows hydrogen to rise quickly. The accident of the airship Hindenburg in Lakehurst would probably have been even more tragic if methane had ignited. The physical properties of the two energy carriers differ significantly, but without borderline advantages or disadvantages.

Occurrence and production

Natural occurrence

According to experts, the natural occurrence of hydrogen is generally due to rock reactions with deep waters, especially through the reduction of water on iron oxide and the decay of ammonium ions in metapelites. Franke et.al. [5] list a number of natural, geo-genic hydrogen deposits that have been dis-

Vorkommen und Herstellung

Natürliche Vorkommen

Die natürliche Entstehung von Wasserstoff ist nach Expertenmeinung generell auf Gesteinsreaktionen mit Tiefenwässern, speziell durch die Reduktion von Wasser an Eisenoxid und den Zerfall von Ammonium-Ionen in Metapeliten zurückzuführen. Franke et.al. [5] führen eine Reihe von natürlichen, geologischen Wasserstoffvorkommen an, die bisher entdeckt worden sind. Globale, geogene Bildungsraten legen es jedoch nahe, dass wirtschaftliche Ansammlungen wenig wahrscheinlich sind. Deshalb kommen sie zu dem Schluss, dass eine Wasserstoffwirtschaft derzeit nur über die künstliche Herstellung erfolgen kann. Neuere Studien [6] haben ergeben, dass die Bildung von Wasserstoff und Begleitgasen in den kontinentalen Überschiebungszonen möglich und v.a. auf die oben genannten Reaktionen sowie Folgereaktionen zurückzuführen ist. Wasserstoff und die Begleitgase (N₂, He) treten aus dem Erdmantel aus und migrieren bevorzugt durch Sedimentschichten an die Oberfläche. Über sekundäre Migrationspfade (Kluftzonen) können sie, je nach Temperaturniveau, in sekundären Prozessen zu Methan (in Gegenwart von CO₂) umgewandelt werden oder als Gemisch auftreten. Eine Lagerstättenbildung ist nur dann möglich, wenn geologische Fallen in der Erdkruste vorhanden sind. Prinzhofer [7] beschreibt die Entdeckung einer bedeutenden, natürlichen Wasserstofflagerstätte in Mali, Bourakebougou, die bei der Exploration nach Kohlenwasserstoffen 2017 gefunden wurde. Es handelt sich um eine 5-schichtige Akkumulation von Wasserstoff und Methan in karbonatischen Sedimenten des Proterozoikums in einer Teufe von 100 bis 1800 Meter. Die Speicherschichten erstrecken sich mindestens in einem Umkreis von 8 Kilometer und weisen Wasserstoff-Konzentrationen bis 98 % auf. Die Abdichtung der Schichten ist durch vulkanische Intrusionen (Sill) von sehr dichten Basaltgesteinen (Dolerit) gegeben. Nachdem auch Heliumanteile bis zu 3 % erschlossen wurden, hat dieser Fund die Exploration nach natürlichen Wasserstoffvorkommen weiter angeregt. Derzeit kann aber eine Wasserstoffwirtschaft nur durch die industrielle Herstellung aus Wasser oder Erdgas in Betracht gezogen werden. Herstellung aus Erdgas Wasserstoff lässt sich mit verschiedenen Verfahren aus Erdgas herstellen. Dies ist Stand der Technik. Die Abbildung 3 zeigt die wichtigsten großvolumigen Herstellungsprozesse für Wasserstoff aus der Quelle Wasser (1,2,7) und der Quelle Erdgas (3-6). 3.2.1 Methan Dampfreformierung Die Gewinnung von Wasserstoff aus Methan erfolgt über einen Hochtemperaturprozess bei 800°-900° C und 20-30 bar Druck. Dabei entsteht Kohlendioxid (siehe oberer Teil der Tabelle 2), das entweder an die Atmosphäre abgegeben wird oder über CCS getrennt und deponiert werden muss, damit Klimaneutralität erreicht werden kann [9, 15]. Zur Anreicherung des Wasserstoffanteils läuft der Prozess über eine Zwischenstufe, wo das originär entstandene Kohlenmonoxid in der Shift-Reaktion zu Kohlendioxid umgewandelt wird, und damit weiterer Wasserstoff entsteht. Aus 100 Liter Erdgas können rd. 400 Liter Wasserstoff gewonnen werden. Die Berechnung der Reaktionswärme erfolgte aus den Standardbildungsenthalpien [14]. Die erforderliche Prozesswärme wurde für die Druck- und Temperaturbedingungen des Prozesses unter Berücksichtigung der Ver-

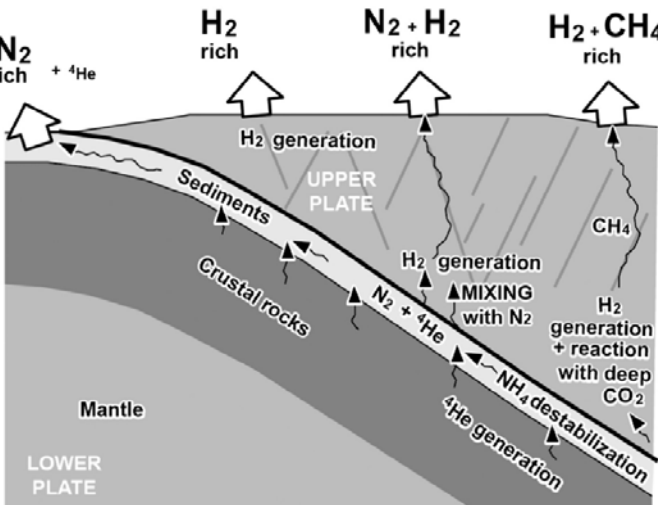


Abbildung 1: Migrationswege für Mantelgase [6]
Figure 1: Migration pathways for mantle gases [6].

covered so far. However, global geogenic formation rates suggest that economic accumulations are unlikely. Therefore, they conclude that a hydrogen economy can currently only be achieved through artificial production. Recent studies [6] have shown that the formation of hydrogen and associated gases in the continental overthrust zones is possible and is mainly due to the above-mentioned reactions and subsequent reactions. Hydrogen and associated gases (N₂, He) escape from the Earth's mantle and migrate preferentially through sedimentary layers to the surface. Via secondary migration paths (fissure zones) they can, depending on the temperature level, be converted to methane (in presence of CO₂) in secondary processes or occur as a mixture. Reservoir formation is only possible if geological traps are present in the Earth's crust. Prinzhofer [7] describes the discovery of a significant natural hydrogen deposit in Mali, Bourakebougou, which was found during exploration for hydrocarbons in 2017. It is a 5-layer accumulation of hydrogen and methane in Proterozoic carbonate sediments at depths ranging from 100 to 1800 metres. The reservoir layers extend for at least 8 kilometres and have hydrogen concentrations of up to 98%. The layers are sealed by volcanic intrusions (sills) of very dense basaltic rocks (dolerite). After helium contents of up to 3 % were also tapped, this discovery has further stimulated exploration for naturally occur-

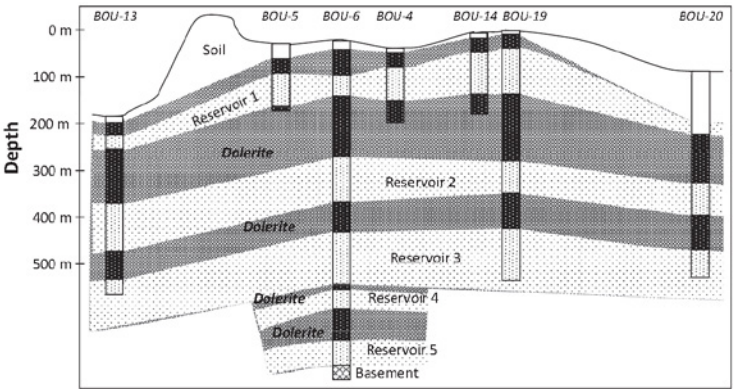


Abbildung 2: Querschnittsskizze der Speicher für natürlich vorkommenden Wasserstoff in Mali [7]
Figure 2: Cross-section sketch of the reservoirs for naturally occurring hydrogen in Mali [7].

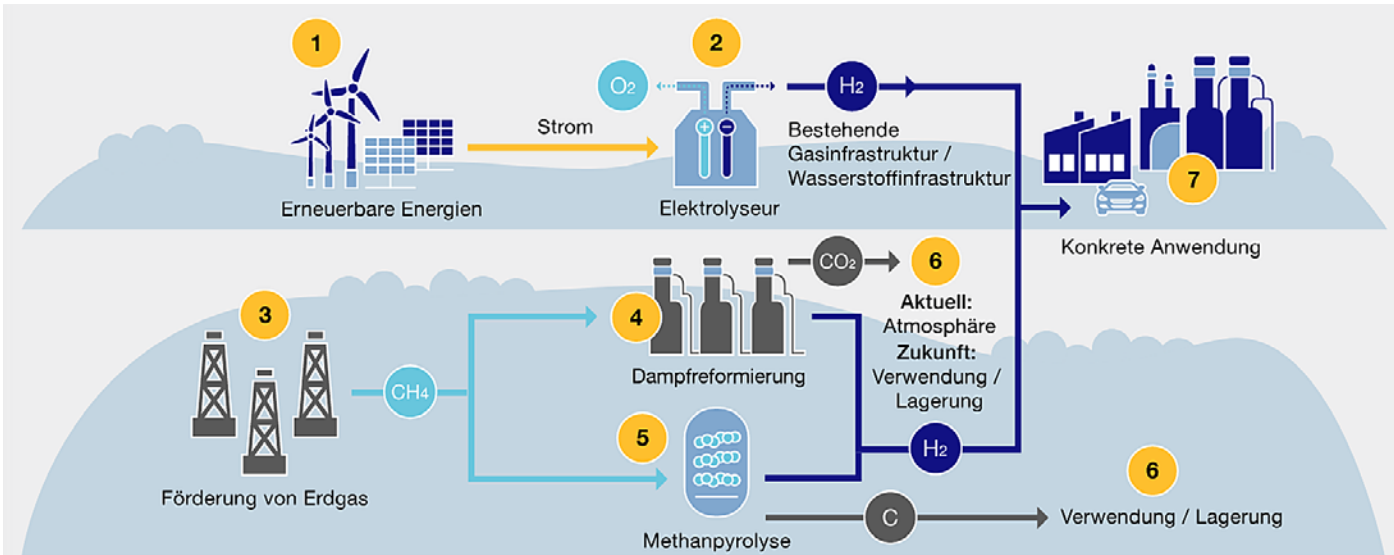


Abbildung 3: Überblick der Herstellungsmöglichkeiten von Wasserstoff [8]
Figure 3: Overview of hydrogen production options [8].

dampfungsenthalpie von am Prozess beteiligten Flüssigphasen aus den Daten der Tabelle 3 ermittelt.

Wirkungsgrad (η) = 1 - (Reaktionswärme (ΔH_r) + Prozesswärme (ΔH_p))/Oberer Brennwert H_2

$\Delta H_r = (-393,5 - (-74,8 - 2 \times 241,8))/4 = 41,2 \text{ kJ/mol } H_2$ $\Delta H_p = \text{Verdampfungswärme } (\Delta H_l) + \text{Konditionierungswärme } (\Delta H_s) \text{ für } 900^\circ \text{ C, 30 bar} = (44 + 26)/4 = 17,5 \text{ kJ/mol } H_2$ $\Delta H_t = \Delta H_r + \Delta H_p = 58,7 \text{ kJ/mol } H_2 = 0,73 \text{ kWh/m}^3 H_2 \text{ (Vn)}$

$\eta = 1 - 0,73/3,54 = 0,79$

Der Wirkungsgrad liegt bei thermodynamischen Bedingungen nahe 79 %. Bei technischen Bedingungen liegt der Wirkungsgrad zwischen 65 - 75 % [15]. Im unteren Teil der Tabelle 2 ist eine Version der autothermen Methanreformierung mit partieller Oxidation aufgeführt, die ein Synthesegas produziert. Die Prozesstemperatur liegt zwischen 950° und 1100° C und der Druck bei rd. 100 bar. Die Energiebilanz ist günstiger, da die Oxidation Wärme liefert. Die Ergiebigkeit ist jedoch kleiner, nachdem aus 100 Liter Methan nur rd. 200 Liter Wasserstoff gewonnen werden. Der thermodynamische Wirkungsgrad beträgt 100 %. Nach dem Grad der Umweltbelastung wird das Produkt dieses Weges als „Grauer Wasserstoff“ bezeichnet.

Tab. 3: Kennwerte einiger Fluide bei Standardbedingungen, 273,15 K und 1,013 bar [10,11,12,13,14]
Table 3: Characteristic values of some fluids at standard conditions, 273.15 K and 1.013 bar [10,11,12,13,14].

Komponente Component	Bildungsenthalpie Enthalpy of form. kJ/mol	Molmasse Molar mass g/mol	Dichte Density g/l	Spez. Wärme Spec. Heat kJ/kg-K
H ₂ (g)	0	2	0,0898	14,21
NH ₃ (g)	-45.9	17	0,772	2,18
CH ₄ (g)	-74.8	16	0,717	2,18
H ₂ O(g)	-241.8	18	0,597	2,08
H ₂ O(l)	-285.8	18	1000 (4°C)	4,22
CO ₂ (g)	-393.5	44	1,977	0,82
CO(g)	-110.5	28	1,250	1,04

ring hydrogen deposits. At present, however, a hydrogen economy can only be envisaged through industrial production from water or natural gas. Production from natural gas Hydrogen can be produced from natural gas using various processes. This is the state of the art. Figure 3 shows the most important large-volume manufacturing processes for hydrogen from the source water (1,2,7) and the source natural gas (3-6). Methane steam reforming Hydrogen is produced from methane by a high-temperature process at 800°-900° C and 20-30 bar pressure. This process produces carbon dioxide (see upper part of Table 2), which is either released into the atmosphere or must be separated and landfilled via CCS in order to achieve climate neutrality [9, 15]. To enrich the hydrogen content, the process runs through an intermediate stage where the carbon monoxide produced originally is converted to carbon dioxide in the shift reaction, thus producing further hydrogen. Approximately 400 litres of hydrogen can be obtained from 100 litres of natural gas. The heat of reaction was calculated from the standard enthalpies of formation [14]. The required process heat was determined for the pressure and temperature conditions of the process, taking into account the enthalpy of vaporisation of liquid phases involved in the process, from the data in Table 3.

Efficiency (η) = 1 - (reaction heat (ΔH_r) + process heat (ΔH_p))/upper calorific value H_2

$\Delta H_r = (-393,5 - (-74,8 - 2 \times 241,8))/4 = 41,2 \text{ kJ/mol } H_2$ $\Delta H_p = \text{heat of vaporisation } (\Delta H_l) + \text{heat of conditioning } (\Delta H_s) \text{ for } 900^\circ \text{ C, 30 bar} = (44 + 26)/4 = 17,5 \text{ kJ/mol } H_2$ $\Delta H_t = \Delta H_r + \Delta H_p = 58,7 \text{ kJ/mol } H_2 = 0,73 \text{ kWh/m}^3 H_2 \text{ (Vn)}$

$\eta = 1 - 0,73/3,54 = 0,79$

The efficiency is close to 79 % under thermodynamic conditions. Under technical conditions, the efficiency is between 65 - 75 % [15]. The lower part of Table 2 shows a version of autothermal methane reforming with partial oxidation that produces a

Tab. 2: Bilanz der Methan Dampfreformierung und auto-thermen Konversion
Table 2: Balance sheet of methane steam reforming and auto-thermal conversion

	Komponente 1 Component 1		Komponente 2 Component 2		Komponente 3 Component 3		Komponente 4 Component 4
Reaktionsgleichung / Reaction equation	CH ₄	+	2 H ₂ O _g	↔	CO ₂	+	4 H ₂
Massenbilanz / Mass resume, Gramm	16		36		44		8
Bildungsenthalpie / Enthalpy of formation, kJ/mol	-74,8		-214,8		-393,5		0,0
Volumenbilanz / Volume balance, Liter	100		0,16		100		399
Wirkungsgrad / Efficiency, %	Reaktionswärme	kJ/mol H ₂	41,2		Prozesswärme	kJ/mol H ₂	17,5
							79
Reaktionsgleichung / Reaction equation	CH ₄	+	0,5 O ₂	↔	CO	+	2 H ₂
Massenbilanz / Mass resume, Gramm	16		16		28		4
Bildungsenthalpie / Enthalpy of formation, kJ/mol	-74,8		0		-110,5		0,0
Volumenbilanz / Volume balance, Liter	100		50		100		199
Wirkungsgrad / Efficiency, %	Reaktionswärme	kJ/mol H ₂	17,85		Prozesswärme	kJ/mol H ₂	0
							100

Methanpyrolyse Eine weitere, umweltfreundlichere Variante stellt die Methanpyrolyse (Tabelle 4) dar, in der unter Sauerstoffausschluss Methan direkt in Wasserstoff und Kohlenstoff gespalten wird. Der

synthesis gas. The process temperature is between 950° and 1100° C and the pressure is about 100 bar. The energy balance is more favourable because oxidation provides heat. However, the yield is lower, since only about 200 litres of hydrogen are

Tab. 4: Bilanz der Methanpyrolyse
Table 4: Balance of methane pyrolysis

	Komponente 1 Component 1		Komponente 2 Component 2		Komponente 3 Component 3
Reaktionsgleichung / Reaction equation	CH ₄	→	C	+	2 H ₂
Massenbilanz / Mass balance, Gramm	16		12		4
Bildungsenthalpie / Enthalpy of formation, kJ/mol	-74,8		0		0
Volumenbilanz / Volume balance, Liter	100		fest		199
Wirkungsgrad / Efficiency, %	Reaktionswärme kJ/mol H ₂	37,9	Prozesswärme kJ/mol H ₂	38,2	73

Prozess erfordert eine externe Wärmequelle, um die hohen Temperaturen im Plasmabereich von über 1200° C zu gewährleisten [16]. Der Herstellungsort ist daher mit dem Standort von Hochtemperatur-Anlagen, wie Kernkraftwerke, metallurgische Produktionsstätten etc. verknüpft. Der Wirkungsgrad liegt bei ca. 73 %. Dieser Weg liefert „Blauen Wasserstoff“.

$\Delta H_r = 37,9 \text{ kJ/mol } H_2$ $\Delta H_p = \text{Prozesswärme } (\Delta H_s) \text{ für } 1200^\circ \text{ C, 60 bar} = 38,2 \text{ kJ/mol } H_2$ $\Delta H_t = \Delta H_r + \Delta H_p = 76,1 \text{ kJ/mol } H_2 = 0,95 \text{ kWh/m}^3 H_2 \text{ (Vn)}$ Oberer Brennwert $H_2 = 3,54 \text{ kWh/m}^3 \text{ (Vn)}$

$\eta = 1 - 0,95/3,54 = 0,73$

Der anfallende, reine Kohlenstoff ist ein gut vermarktungsfähiges Produkt als Ausgangsstoff für Karbonfasern, Elektroden, die Stahlherstellung und die chemische Industrie. Es muss jedoch erwähnt werden, dass der Prozess noch keine industrielle Anwendungsreife erfahren hat, sondern weiterhin Gegenstand der Forschung ist [16].

Tab. 5: Bilanz der Methanpyrolyse
Table 5: Balance of water electrolysis

	Komponente 1 Component 1		Komponente 2 Component 2		Komponente 3 Component 3
Reaktionsgleichung / Reaction equation	H ₂ O	↔	H ₂	+	0,5 O ₂
Massenbilanz / Mass balance, Gramm	18		2		16
Bildungsenthalpie / Enthalpy of formation, kJ/mol	-285,8		0		0
Volumenbilanz / Volume balance, Liter	1		1235		622

Herstellung aus Wasser (Elektrolyse)

Die umweltfreundlichste Form der Wasserstoffherstellung („Grüner Wasserstoff“) ist die Elektrolyse, bei der als Rohstoff sauberes Wasser genutzt wird [17]. Aus einem Liter Wasser können dabei rein stöchiometrisch 1 235 Liter Wasserstoff erzeugt werden. Bei allen drei gängigen Prozessformen, ob alkalische Elektrolyse, Membranelektrolyse oder Hochtemperaturlektrolyse muss das Wasser aufbereitet werden. Wie die Reaktionswärmebilanz der Tabelle 5 zeigt, benötigt dieser Herstellungsweg die höchste chemische Energie von 285,8 kJ/mol, was sich auch in einem Strombedarf von 5 kWh/m³ (Vn) Wasserstoff ausdrückt [18, 20]. Der obere Brennwert eines Normalkubikmeters Wasserstoff beträgt aber nur rd. 3,54 kWh (Tabelle 1). Dies entspricht, bezogen auf den oberen Brennwert des Wasserstoffs, einem Wirkungsgrad von 60 %. Die Produktion von Wasserstoff in Deutschland betrug nach Angaben des Bundesamtes für Statistik [21] 2022 ca. 1,65 Millionen Tonnen (55 TWh). Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie rechnet mit einem Wasserstoffbedarf 2030 für die dann etablierten Abnehmer Chemische Grundstoffindustrie, Pharmaindustrie und Schwerlastverkehr (Brennstoffzellenantrieb) von 115 bis 135 TWh [22]. Nach der Herkunft handelt es sich dann überwiegend um grauen Wasserstoff, der aber bis 2050 komplett von grünem Wasserstoff abgelöst werden soll. Für die Energiebereitstellung von 135 TWh aus Elektrolyse-Wasserstoff werden, auf den unteren Brennwert von 33,3 kWh/kg umgerechnet, rd. 4 Millionen Tonnen Wasserstoff pro Jahr benötigt. Je nach technischem Wirkungsgrad der Elektrolyse werden dazu 10 bis 20 Liter Wasser pro Kilogramm Wasserstoff verbraucht. Das entspricht einem Wasserbedarf von 40 bis 80 Millionen Kubikmetern, entsprechend dem Nutzwasserverbrauch von 1-2 Millionen Menschen in Deutschland. Dies ist zunächst keine kritische Größe, könnte aber in Ballungszentren der Großstädte, bei der schon jetzt herrschenden Wasserknappheit, zu einem neuen Konfliktfeld führen.

Kritisch könnte die Situation aber werden, wenn auch der Wärmebedarf (Prozesswärme) der Industrie 2030 mit 402 TWh [29] über Wasserstoff abgedeckt werden sollte. Das entspräche einem Frischwasserbedarf von 120 bis 240 Millionen Kubikmetern pro Jahr.

Grüner Wasserstoff für den industriellen Wärmebedarf ist auch aus Kostengründen nicht konkurrenzfähig. Wenn der benötigte Elektrolysestrom von rd. 5 kWh pro Kubikmeter Wasserstoff [18] aus Windkraft bereitgestellt wird und die Kosten für die Abschreibung der Anlage, den Transport und die Speicherung des Wasserstoffs in Salzkavernen mit 10 Cent pro kWh geschätzt wird, kostet ein Kilogramm Wasserstoff (Dichte: 0,089 kg/m³) rd. 5 Euro. Das gleiche Wärmeäquivalent kann mit Erdgas für einen Preis von rd. 1,5 Euro (15 Cent/m³(Vn) Bereitstellungskosten + 30 Cent/m³(Vn) CO₂-Steuer) hergestellt werden. Eine bisher kaum angesprochene Option ist die Nutzung des bei der Elektrolyse entstehenden Sauerstoffs.

Für die Standortfrage ist der Herstellungsweg entscheidend, da eine unmittelbare Anbindung an erneuerbare Stromquellen, z. B. Windparks, oder an industrielle Wärmeverbraucher (Kraftwerke) für eine zentrale Versorgung über Pipelines oder aber eine dezentrale Versorgung für die Tankstellennetze im Verkehrsbetrieb bestimmend ist.

Eine Wasserstoffversorgung aus natürlichen Quellen ist aus geologischen/geogenen Gründen wenig wahrscheinlich. Für die künstliche Herstellung ist die Methanpyrolyse bzw. die Dampfreformierung der kostengünstigere und kurzfristig reali-

The resulting pure carbon is a readily marketable product as a feedstock for carbon fibres, electrodes, steel production and the chemical industry. It must be mentioned, however, that the process has not yet reached industrial application maturity, but continues to be the subject of research [16].

Production from water (electrolysis)

The most environmentally friendly form of hydrogen production (“green hydrogen”) is electrolysis, in which clean water is used as the raw material [17]. From one litre of water, 1,235 litres of hydrogen can be produced purely stoichiometrically. In all three common process forms, whether alkaline electrolysis, membrane electrolysis or high-temperature electrolysis, the water must be treated. As the heat of reaction balance in Table 5 shows, this production method requires the highest chemical energy of 285.8 kJ/mol, which is also expressed in an electricity demand of 5 kWh/m³ (Vn) of hydrogen [18]. However, the upper calorific value of a normal cubic metre of hydrogen is only about 3.54 kWh (Table 1). Based on the upper calorific value of hydrogen, this corresponds to an efficiency of 60 %.

According to the Federal Statistical Office [21], the production of hydrogen in Germany in 2022 was approx. 1.65 million tonnes (55 TWh). The Federal Ministry for Economic Affairs and Energy expects the demand for hydrogen in 2030 to be between 115 and 135 TWh for the then established customers of the chemical industry, the pharmaceutical industry and heavy goods transport (fuel cell propulsion) [22]. According to its origin, this is predominantly grey hydrogen, which is to be completely replaced by green hydrogen by 2050. For the energy supply of 135 TWh from electrolysis hydrogen, about 4 million tonnes of hydrogen per year are needed, converted to the lower calorific value of 33.3 kWh/kg. Depending on the technical efficiency of electrolysis, 10 to 20 litres of water are consumed per kilogram of hydrogen. This corresponds to a water demand of 40 to 80 million cubic metres, equivalent to the water consumption of 1-2 million people in Germany. This is not a critical quantity at first, but it could lead to a new area of conflict in the conurbations of large cities, where there is already a shortage of water.

The situation could become critical, however, if the heat demand (process heat) of industry were to be covered by hydrogen in 2030 with 402 TWh [29]. This would correspond to a fresh water demand of 120 to 240 million cubic metres per year.

Green hydrogen for industrial heat demand is also not competitive for cost reasons. If the required electrolysis current of about 5 kWh per cubic metre of hydrogen [18] is provided from wind power and the costs for depreciation of the plant, transport and storage of the hydrogen in salt caverns are estimated at 10 cents per kWh, a kilogram of hydrogen (density: 0.089 kg/m³) costs about 5 euros. The same heat equivalent can be produced with natural gas for a price of about 1.5 euros (15 cents/m³(Vn) supply costs + 30 cents/m³(Vn) CO₂ tax). An option that has hardly been mentioned so far is the use of the oxygen produced during electrolysis.

The production route is decisive for the location question, since a direct connection to renewable electricity sources, e.g. wind farms, or to industrial heat consumers (power plants) is decisive for a centralised supply via pipelines or a decentralised supply for the filling station networks in transport operations.

Hydrogen supply from natural sources is unlikely for geological/geogenic reasons. For artificial production, methane py-

sierbare Weg. Grüner Wasserstoff ist trotz CO₂ Emissionsbesteuerung bis 2030 nicht konkurrenzfähig.

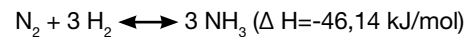
4 Transport und Speicherung*4.1 Transport*

Bei einer zentralen Wasserstofferzeugung muss das Produkt entweder gasförmig über ein Leitungsnetz oder flüssig in Behälterform (Straße, Schiene oder Wasserstraße) zum Abnehmer transportiert werden. Der Verband der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) hat für die erste Ausbaustufe 2030 ein Wasserstoffnetz von rd. 6 000 km Länge berechnet, das für die Versorgung mit 110 TWh Energie dienen könnte [23]. Die Energiedichte des Rohrleitungstransports von Wasserstoff beträgt bei einem Leitungsdruck von 60 bar gegenüber Erdgas nur ein Drittel (Tabelle 1). Die Transportkosten sind daher entsprechend höher. Materialprobleme werden bei Transport von trockenem Wasserstoff nicht in größerem Ausmaß als beim Erdgastransport erwartet.

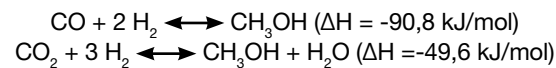
Wasserstoff kann bei einem Siedepunkt von ca. -253 °C und 1,013 bar verflüssigt werden [24]. Für die Verflüssigung wird vom US Department of Energy [25] ein Energiebedarf von 8 – 12 kWh/kg Wasserstoff angegeben. Dies entspricht ca. einem Viertel des Energieinhalts von 38,9 kWh/kg. Ein weiteres Viertel geht für die Kühlung des Behälters beim Transport verloren. Ein großvolumiger Transport von flüssigem Wasserstoff über große Entfernungen kommt daher wegen der hohen Kosten der Tieftemperaturkühlung nicht in Frage.

Überlegt wurde aber der Flüssig-Transport in gebundener Form als Ammoniak oder Methanol.

Ammoniak kann aus Wasserstoff und Stickstoff bei Temperaturen zw. 450 - 550° C und Drücken zw. 250-350 bar mittels eines Eisenkatalysators hergestellt werden [26].



Der Wasserstoff kommt aus der Erdgas-Reformierung (s. Abschnitt 3.1) und der Stickstoff aus der Luftzerlegung. Der Wirkungsgrad der Herstellung von Ammoniak nach dem Haber-Bosch Verfahren aus Erdgas beträgt ca. 63 %, die Energiedichte 5,2 kWh/kg ist gegenüber dem Ausgangsprodukt Wasserstoff 33,3kWh/kg aber nur noch ein Sechstel [24]. Die Herstellung von Methanol erfolgt aus den Synthesegasen H₂, CO und CO₂ (Erdgasdampfreformierung) bei Drücken zw. 50-250 bar und Temperaturen zw. 200-300° C [27] unter Zuhilfenahme von Katalysatoren.



Die Wirkungsgrade der Methanol Herstellung aus Erdgas betragen nach dem LURGI-Verfahren bis zu 70 %. Auch hier ist die Energiedichte des Methanols gegenüber dem Wasserstoff rd. ein Sechstel [24].

4.2 Speicherung

Für die untertägige Speicherung von Wasserstoff in porösen Schichten oder Salzkavernen wurde von den Verbänden INES, DVGW und BVEG eine Studie zur Prüfung der Eignung von Erdgasspeichern für die Wasserstoffspeicherung in Auftrag gegeben [28]. Als untertägige Speicherorte kommen ausgeförderte Erdgaslagerstätten, ausgedehnte Aquifere oder Salzkavernen in Frage.

Erdgaslagerstätten

Ein Vorteil der Untertagespeicherung in ausgeförderten Erd-

rolysis or steam reforming is the more cost-effective and feasible way in the short term. Green hydrogen is not competitive until 2030 despite CO₂ emission taxation.

Transport and storage*Transport*

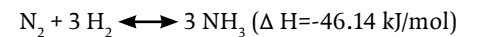
In the case of centralised hydrogen production, the product must be transported to the customer either in gaseous form via a pipeline network or in liquid form in containers (road, rail or waterway). The Association of Transmission System Operators (FNB) has calculated a hydrogen network of around 6,000 km in length for the first expansion stage in 2030, which could serve to supply 110 TWh of energy [23]. The energy density of the pipeline transport of hydrogen at a supply pressure of 60 bar is only one third of that of natural gas (Table 1). The transport costs are therefore correspondingly higher. Material problems are not expected to a greater extent in the transport of dry hydrogen than in the transport of natural gas.

Hydrogen can be liquefied at a boiling point of approx. -253 °C and 1.013 bar [24]. The US Department of Energy [25] states an energy requirement of 8 - 12 kWh/kg hydrogen for liquefaction. This corresponds to about a quarter of the energy content of 38.9 kWh/kg. Another quarter is lost for cooling the container during transport.

A large-volume transport of liquid hydrogen over long distances is therefore out of the question because of the high costs of cryogenic cooling.

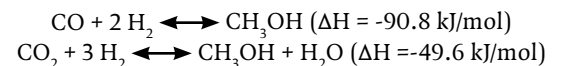
However, liquid transport in combined form as ammonia or methanol was considered.

Ammonia can be produced from hydrogen and nitrogen at temperatures between 450 and 550°C and pressures between 250 and 350 bar using an iron catalyst [26].



The hydrogen comes from natural gas reforming (see section 3.1) and the nitrogen from air separation. The efficiency of the production of ammonia by the Haber-Bosch process from natural gas is about 63 %, but the energy density 5.2 kWh/kg is only one sixth of that of the starting product hydrogen 33.3 kWh/kg [24].

Methanol is produced from the synthesis gases H₂, CO and CO₂ (natural gas steam reforming) at pressures between 50-250 bar and temperatures between 200-300° C [27] with the aid of catalysts.



The efficiencies of methanol production from natural gas are up to 70 % according to the LURGI process. Here, too, the energy density of methanol is about one sixth that of hydrogen [24].

Storage

For the underground storage of hydrogen in porous layers or salt caverns, the associations INES, DVGW and BVEG commissioned a study to examine the suitability of natural gas storage facilities for hydrogen storage [28]. Explored natural gas reservoirs, extensive aquifers or salt caverns are the primary underground storage sites.

Natural gas reservoirs

One advantage of underground storage in depleted natural

gaslagerstätten ist der Kenntnisstand über die geologische Ausbildung und Dichtheit des Porenspeichers sowie des Fließverhaltens des Erdgases. Die Bohrungsausrüstung wie der Bohrlochkopf und das Untertagesicherheitsventil, können hinsichtlich der Materialanforderungen angepasst werden. Die Förderrohrtour muss aus wasserstoffbeständigem Stahl (> 20 % H₂ im Gas) bestehen. Ebenso müssen die aus Kunststoff bestehenden Dichtmaterialien, Packer und Messeinrichtungen aus für Wasserstoff geeigneten Materialien hergestellt werden. Der Restgasbestand in der Lagerstätte bewirkt einen Vermischungsprozess des Wasserstoffs mit den Erdgasbestandteilen. Der hohe Diffusionskoeffizient des Wasserstoffs (Tabelle 1) begünstigt die intensive Vermischung. Vorbehalte an der Speichereignung sollten bei Auftreten von toxischen Komponenten wie Schwefelwasserstoff oder Quecksilber im Restgas erfolgen (Richtlinien der Speicherindustrie). Hauptkritikpunkt

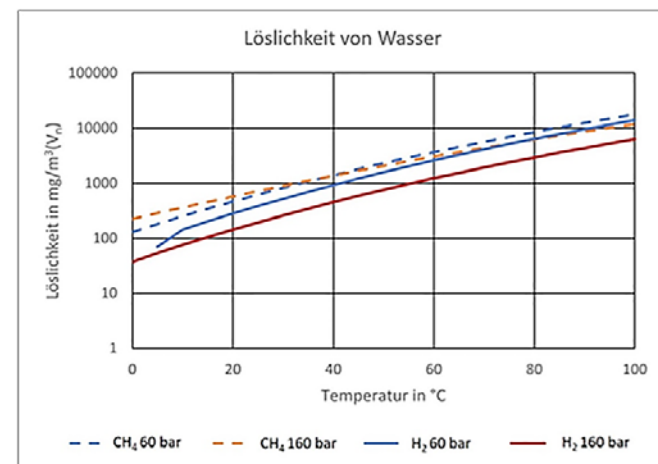


Abbildung 6a und 6b: Wasserdampf- und Kohlenwasserstoffgehalt in Methan und Wasserstoff für typische Speichertemperaturen und -drücke (berechnet mit der Soave-Redlich-Kwong Zustandsgleichung).

Figure 6a and 6b: Water vapour and hydrocarbon content in methane and hydrogen for typical storage temperatures and pressures (calculated with the Soave-Redlich-Kwong equation of state).

dieser Speicheroption bildet die Existenz von evtl. schlecht verfüllten oder unbekannten Altbohrungen. Natürlich können undichte Altbohrungen repariert werden, aber der Kostenaufwand belastet dieses Speicherkonzept erheblich. Die Autoren der Studie kamen zum Ergebnis, dass nur vier der vorhandenen Erdgasspeicher bedingt in Frage kommen. Ihr Einsatz könnte in einem kombinierten Modus als Rohstoffbasis für die Methanpyrolyse, d.h. klimaneutrale Version der Wasserstoffherstellung, dienen.

Aquiferspeicher

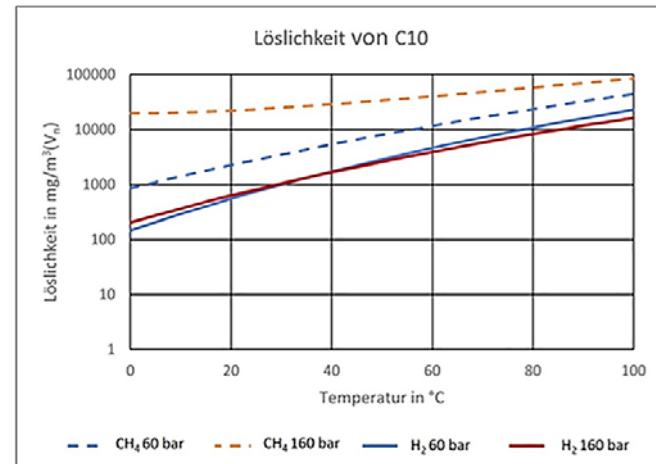
Gasspeicher in ausgedehnten Aquifern haben den Vorteil, dass sie die Dekompressionsenergie des Aquifers bei der Ausförderung des Wasserstoffs nutzen. Dieser Speichertyp war ursprünglich für Wasserstoff als besonders gut geeignet angesehen worden, da die Löslichkeit von Wasserstoff gegenüber Methan im Salzwasser bei niederen Drücken gering ist. Bei hohen Drücken und Temperaturen unterscheiden sich die Löslichkeiten von Methan oder Wasserstoff im Salzwasser nur wenig [29]. Diese Option wurde in der Studie nicht betrachtet.

Salzkavernen

Das Speichervolumen ist gegenüber Porenspeichern eingeschränkt. Der Kenntnisstand über die Speicher- und Bohrungsdichtheit kann durch moderne Bohrungs- und Kavernenmessverfahren ausreichend gewährleistet werden. So wird der Bedarf an Wasserstoffspeichern in Salzkavernen für die erste

gas reservoirs is the knowledge about the geological formation and tightness of the pore reservoir as well as the flow behaviour of the natural gas. The well equipment, such as the wellhead and the underground safety valve, can be adapted with regard to the material requirements. The production tubing must be made of hydrogen-resistant steel (> 20 % H₂ in the gas). Likewise, the sealing materials, packers and measuring equipment made of plastic must be made of materials suitable for hydrogen.

The residual gas in the reservoir causes a mixing process of the hydrogen with the natural gas components. The high diffusion coefficient of hydrogen (Table 1) favours intensive mixing. Reservations about storage should be made if toxic components such as hydrogen sulphide or mercury occur in the residual gas (storage industry guidelines). The main criticism of this storage option is the existence of old wells that may be



poorly plugged or unknown. Of course, leaky old wells can be repaired, but the cost of doing so is a considerable burden on this storage concept.

The authors of the study came to the conclusion that only four of the existing natural gas storage facilities could be considered conditionally. In a combined mode, their use could serve as a raw material base for methan-pyrolysis, i.e. a climate-neutral version of hydrogen production.

Aquifer storage

Gas storage in extended aquifers has the advantage of using the decompression energy of the aquifer when extracting the hydrogen. This type of storage was originally considered to be particularly suitable for hydrogen, as the solubility of hydrogen compared to methane in salt water is low at low pressures. At high pressures and temperatures, the solubilities of methane or hydrogen in salt water differ only slightly [29]. This option was not considered in the study.

Salt caverns

The storage volume is limited compared to pore storage. The state of knowledge about the tightness of the reservoirs and boreholes can be adequately ensured by modern borehole and cavern measurement methods. Thus, the demand for hydrogen storage in salt caverns for the first development stage in 2030 is estimated by storage industry experts at 31 existing caverns and 15 new caverns to be drilled.

Aufbaustufe 2030 von den Fachleuten der Speicherindustrie auf 31 vorhandene und 15 neu zu solende Kavernen geschätzt. In der Untertagespeicherung führt der stetige Kontakt des gespeicherten Gases mit dem Salzwasser zu einer Anreicherung von Wasserdampf im Gas. Je nach dem Temperaturniveau können auf diese Weise beachtliche Mengen an Wasser im Gas gelöst werden und bei der Förderung zu Kondensat- und/oder Hydratbildung beitragen.

Die Abbildung 6a zeigt, dass sich Wasserstoff und Methan im Wasserlösungsverhalten wenig unterscheiden und Förderprobleme mit freiem Wasser daher auch bei der Rückförderung von Wasserstoff relevant sind.

Die Löslichkeit von Kohlenwasserstoffen ist in Wasserstoff ca. 1 Zehnerpotenz kleiner als in Methan (Abbildung 6b). Höhere Kohlenwasserstoffe können u.a. in Kavernen vorhanden sein, wenn die Kaverne mit einem Blanket aus Rohöl gesolt wurde oder Wasserstoff in ausgeförderten Lagerstätten gespeichert wird.

Ein interessantes, aber noch wenig erforschtes Gebiet, ist die Hydratbildung bei Mischungen aus Wasserstoff und Kohlenwasserstoffen, welches für die Speicherzyklen der Befüllung und Entnahme wichtig ist.

Die Verwendung von grünem Wasserstoff zur Stromspeicherung und Verwendung in Reservekraftwerken erscheint wirtschaftlich nicht sinnvoll, da der Gesamtwirkungsgrad von ca. 24 % (Elektrolyse dzt. 60 %, Transport 80 % und Verstromung 50 %) klein ist. Außerdem kommen noch erhebliche Investitionen für die Elektrolyse, Speicherung und Wiederverstromung in einer Brennstoffzelle oder Gaskraftwerk hinzu, so dass die Stromspeicherung in Batterien oder mechanischen Speichern deutlich günstiger wäre. Wasserstoff hat allerdings eine höhere Energiedichte als z. B. Pumpspeicher und wäre daher für die klimaneutrale Stromversorgung bei einer Dunkelflaute einsetzbar.

Der Wasserstofftransport als Gasphase ist über die bestehenden Erdgasnetze oder eigene Netze möglich. Die Transportkosten und damit die Netzentgelte sind deutlich höher anzusetzen. Ein Flüssigphasentransport ist sehr aufwendig und nur in gebundener Form – NH₃ oder CH₃OH – einfach realisierbar. Die Untertage-Speicherung erfordert eine Anpassung an die Stoffeigenschaften des Wasserstoffs, aber keine technologische Veränderung gegenüber dem technischen Stand der Erdgasspeicherung.

Energiebedarfsschätzung

Um den Rahmen für die Einführung einer Wasserstoffwirtschaft abzustecken, ist eine auf realen Daten des Bedarfs begründete Abschätzung der zukünftigen Entwicklung erforderlich. Der Prognosezeitraum sollte nicht zu weit gespannt werden, um die Unwägbarkeiten einzugrenzen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat 2019 eine Studie unter der Federführung der Prognos AG in Auftrag gegeben mit dem Ziel, den Energiebedarf Deutschlands in den nächsten zehn Jahren und in Fortschreibung bis zum Jahre 2050 unter Beachtung des Klimaschutzprogramms 2030 zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050 zu ermitteln [30].

„Wichtige Eckpunkte des Klimaschutzprogramms sind die Reduzierung der Kohleverstromung, der Ausbau der erneuerbaren Energien, die Gebäudeförderung, Einführung von Flottengrenzwerten für neue Fahrzeuge, die Kauf-Prämie für Elektro-Pkw, die Förderung zum Um- und Aus-bau von Wärmenetzen, das Industrieförderprogramm, das nationale Dekarbonisierungs-Programm und die wettbewerblichen Ausschreibungen“. Es sollten 2 Szenarien erarbeitet werden: Ein Referenzszenarium mit der Fortschreibung der bisherigen Entwicklung und der

In underground storage, the constant contact of the stored gas with the salt water leads to an accumulation of water vapour in the gas. Depending on the temperature level, considerable amounts of water can be dissolved in the gas in this way and contribute to condensate and/or hydrate formation during pumping.

Figure 6a shows that hydrogen and methane differ little in their water-solubility behaviour and that production problems with free water are therefore also relevant for the recovery of hydrogen.

The solubility of hydrocarbons in hydrogen is about 1 power of ten smaller than in methane (Figure 6b). Higher hydrocarbons can be present in caverns, for example, if the cavern was filled with a blanket of crude oil or if hydrogen is stored in depleted reservoirs.

An interesting, but still little researched area is the formation of hydrates in mixtures of hydrogen and hydrocarbons, which is important for the storage cycles of filling and withdrawal. The use of green hydrogen for electricity storage and use in reserve power plants does not appear to make economic sense, since the overall efficiency of approx. 24 % (electrolysis currently 60 %, transport 80 % and conversion to electricity 50 %) is low. In addition, considerable investments are required for electrolysis, storage and re-conversion into electricity in a fuel cell or gas-fired power plant, so that electricity storage in batteries or mechanical storage would be significantly cheaper. Hydrogen, however, has a higher energy density than, for example, pumped storage and could therefore be used for climate-neutral power supply in the event of a dark period.

Hydrogen transport as a gas phase is possible via the existing natural gas grids or own grids. The transport costs and thus the grid fees are significantly higher. Liquid phase transport is very costly and can only be easily realised in bound form – NH₃ or CH₃OH. Underground storage requires an adaptation to the material properties of hydrogen, but no technological change compared to the technical state of the art of natural gas storage.

Energy demand estimate

In order to define the framework for the introduction of a hydrogen economy, an estimate of future development based on real demand data is necessary. The forecast period should not be stretched too far in order to limit the imponderables. In 2019, the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy commissioned a study under the leadership of Prognos AG with the aim of determining Germany's energy demand over the next ten years and, in continuation, up to the year 2050, taking into account the Climate Protection Programme 2030 for the implementation of the Climate Protection Plan 2050 [30].

“Important cornerstones of the climate protection programme are the reduction of coal-fired power generation, the expansion of renewable energies, the promotion of buildings, the introduction of fleet limits for new vehicles, the purchase premium for electric cars, the promotion of the conversion and expansion of heating networks, the industry promotion programme, the national decarbonisation programme and the competitive tenders.

Two scenarios were to be developed: A reference scenario with the continuation of the previous development and the political targets until 2020 and a climate protection scenario taking into account the Climate Protection Programme 2030.

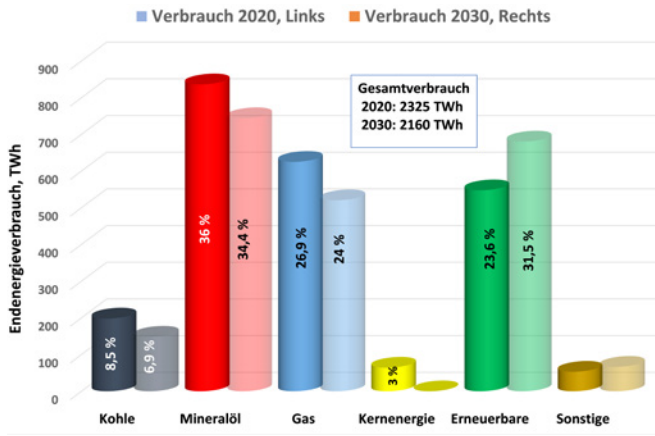


Abbildung 7: Prognose des Endenergiebedarfs nach dem Klimaschutzmodell. Vergleich der Jahre 2020 und 2030 [30, 31]. Der Stromanteil ist auf die zur Herstellung eingesetzten Primärenergieträger umgerechnet worden.

Figure 7: Forecast of final energy demand according to the climate protection model. Comparison of the years 2020 and 2030 [30, 31]. The electricity share has been converted to the primary energy sources used for production.

politischen Vorgaben bis 2020 und ein Klimaschutzszenarium unter Beachtung des Klimaschutzprogramms 2030. In der Referenzentwicklung verringert sich der Endenergieverbrauch 2030 um insgesamt 6 % auf 2328 TWh. Treiber für den Rückgang ist die zunehmende Effizienz der Geräte, Anlagen und Fahrzeuge, aber auch die demografische Entwicklung. Der Anteil der fossilen Energieträger nimmt ab. Die Unterscheidung von Primär- und Endenergieverbrauch wurde getroffen, um die Verluste bei der Umsetzung des Energieverbrauchs beim Abnehmer zu berücksichtigen. Dies begünstigt die erneuerbaren Energien, für die der Wirkungsgrad mit 100 % angenommen wird.

Im Szenarium mit Klimaschutzprogramm wird der Endenergieverbrauch zusätzlich durch die Maßnahmen des Klimaschutzprogramms bis zum Jahr 2030 auf 2160 TWh reduziert. Ursachen dafür sind u.a. Annahmen über den Rückgang der Bevölkerungszahl von 82 auf < 80 Millionen, die Auswirkung der CO₂-Bepreisung von 15 €/t im Jahr 2020 auf 180 €/t in 2030 und ein moderater Anstieg der Preise für die fossilen Energieträger für Heizöl auf 700 €/m³ und Erdgas 39 Cent/m³(Vn) bis 2030.

In der Studie wird der Stromeinsatz als Energiequelle in der Endenergieverbrauchs-Bilanz eingeführt. In der Abbildung 7 wurde aus praktischen Gründen der Stromanteil den Primärenergieträgern Kohle, Kernenergie, Mineralöl, Erdgas und Erneuerbare zugerechnet. Nur auf diese Weise wird der steigende Einfluss der erneuerbaren Energien sichtbar [31].

Nach wie vor ist das Mineralöl 2030 der wichtigste Energieträger für Verkehr, Haushaltswärme und für die chemische Industrie auch stofflich unentbehrlich. Erdgas ist für die Industrie auch nicht ansatzweise durch Wasserstoff ersetzbar (Abbildung 8). Die Erneuerbaren decken einen Anteil von rd. 60 % in der Stromerzeugung ab [30]. Die Kernenergie ist nach dieser Prognose nicht mehr am Netz und die Kohle nur noch für spezielle stoffliche Bereiche gefragt.

Die Erzeugung von Wasserstoff und sein Anwendungsbereich sind 2030 nach dieser Prognose noch nicht weit fortgeschritten, wie die nächste Abbildung 8 zeigt.

Im Industriesektor werden ca. 115 TWh, 70 TWh für den Chemie- und Pharmasektor, ca. 30 TWh für die Stahlerzeugung erwartet. Der Schwerlastverkehr weist einen Bedarf von 15 TWh mit steigendem Trend auf [22].

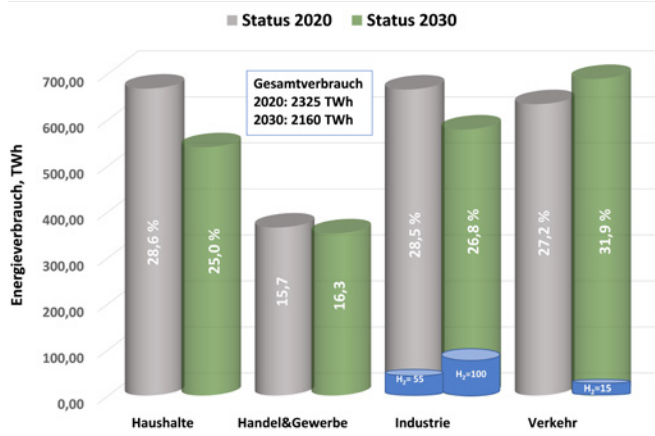


Abbildung 8: Sektorale Entwicklung des Energiebedarfs [30,31] unter Einschluss des erwarteten Wasserstoffanteils [22]. Die blauen Zylinder repräsentieren den erwarteten Wasserstoffbedarf in TWh, der aber in den Gesamtanteilen der Sektoren enthalten ist.

Figure 8: Sectoral development of energy demand [30,31] including the expected hydrogen share [22]. The blue cylinders represent the expected hydrogen demand in TWh, but this is included in the total shares of the sectors.

In the reference scenario, final energy consumption is reduced by a total of 6% to 2328 TWh in 2030. The driver for the decrease is the increasing efficiency of appliances, systems and vehicles, but also the demographic development. The share of fossil fuels is decreasing. The distinction between primary and final energy consumption was made in order to take into account the losses in the conversion of energy consumption at the consumer. This favours renewable energies, for which the efficiency is assumed to be 100 %.

In the scenario with climate protection programme, final energy consumption is additionally reduced to 2160 TWh by 2030 through the measures of the climate protection programme. The reasons for this are, among others, assumptions about the decline of the population from 82 to < 80 million, the effect of CO₂ pricing from 15 €/t in 2020 to 180 €/t in 2030 and a moderate increase in the prices for fossil fuels for heating oil to 700 €/m³ and natural gas 39 cents/m³(Vn) by 2030.

In the study, electricity use is introduced as an energy source in the final energy consumption balance. In Figure 7, for practical reasons, the electricity share was attributed to the primary energy sources coal, nuclear energy, mineral oil, natural gas and renewables. Only in this way is the increasing influence of renewable energies visible [31].

Mineral oil is still the most important energy source in 2030 for transport, household heating and is also indispensable as a material for the chemical industry. Natural gas is not even rudimentary replaceable by hydrogen for industry (Figure 8). Renewables cover a share of about 60 % in electricity generation [30]. According to this forecast, nuclear energy is no longer on the grid and coal is only in demand for special material areas. According to this forecast, the production of hydrogen and its field of application are not yet far advanced in 2030, as the next figure 8 shows.

In the industrial sector, about 115 TWh are expected, 70 TWh for the chemical and pharmaceutical sector, about 30 TWh for steel production. Heavy goods transport shows a demand of 15 TWh with an increasing trend [22].

The transport sector will be the main energy consumer in 2030, accounting for around 32 %. The electrification of the passenger car population shows the effects of the subsidy

Hauptenergieverbraucher wird 2030 der Verkehrssektor mit rd. 32 %. Die Elektrifizierung des PKW-Bestandes zeigt Auswirkungen der Fördermaßnahmen mit einem Anteil von rd. 24 % an batteriebetriebenen PKW und Hybridfahrzeugen. Die Majorität halten aber weiterhin die Verbrennungsmotoren mit 52 % Benzin- und 24 % Dieselantrieb [28].

Der starke Rückgang des Energiebedarfs im Haushaltssektor von 2020 bis 2030 wird in diesem Ausblick der Gebäude-Sanierung und dem Einsatz von Wärmepumpen-Heizungen zugeschrieben.

Mittelfristig kann der Einsatz von Wasserstoff aus Klimaschutzgründen nur ein Nischenfach im Energiesektor, z. B. in der Stahlerzeugung, der chemischen Industrie und im Schwerlastverkehr abdecken, welches 2030 ca. 6 % des Endenergieverbrauchs in Deutschland umfassen dürfte. Nach der Herkunft wird es sich überwiegend um blauen und grauen Wasserstoff handeln. Grüner Wasserstoff ist kein Erdgasersatz, da seine Massenherstellung die Ressourcen an sauberem Wasser tangiert und damit Konflikte mit der Wasserversorgung auslösen könnte.

Zusammenfassung

Erdgas ist in der EU als für die Umwelt tolerierbarer Energieträger eingestuft worden, da es für den Wärmesektor nahezu unersetzbar ist. Aber in der Praxis wird seine Ablösung durch Wasserstoff vorbereitet. Dabei sollte überlegt werden, was der Wasserstoff als Energieträger leisten kann und was nicht. Wasserstoff ist zwar das am häufigsten vorkommende Element im Universum, kommt aber auf der Erde nur in geringen Mengen natürlich vor. Wasserstofflagerstätten gibt es, aber ihr Fundus ist für eine Wasserstoffwirtschaft unbedeutend. Eine Massenherstellung ist, wirtschaftlich sinnvoll, mittelfristig nur aus Erdgas möglich.

Da der Energieinhalt beim Transport von Erdgas über Rohrleitungen ca. 3-mal höher ist als von Wasserstoff und die Bereitstellung der relativ hohen Prozesswärme bei der Herstellung auf Abwärme von Hochtemperaturprozessen angewiesen ist, sollte die Erzeugung zentral von einigen Standorten aus erfolgen. Eine Ausnahme bildet die Versorgung im Verkehrssektor. Grüner Wasserstoff ist mit hohen Stromkosten belastet (auch Windstrom ist nicht kostenlos) und verbraucht sauberes Wasser, das nicht unbegrenzt zur Verfügung steht. Ein Umbau der kompletten Industriewärmeversorgung mit 240 TWh auf grünen Wasserstoff bis 2030 würde einen Wassereinsatz verlangen, der dem jährlichen Wasserverbrauch von 6 Millionen Bundesbürgern entspricht.

Die Untertage-Speicherung von Wasserstoff dürfte hingegen kein größeres Problem darstellen, nachdem die physikalischen Eigenschaften ähnlich denen von Erdgas sind.

Wasserstoff kann einen wichtigen Beitrag in der Umstellung auf klimaneutrale Rohstoffe in der chemischen und pharmazeutischen Industrie, in der Stahlinindustrie und auf dem Verkehrssektor (Schwerlastverkehr) leisten, einen vollständigen Ersatz für Erdgas als Wärmelieferant für die Industrie, aber auch als Rohstoff für die Wasserstofferzeugung wird es jedoch nicht geben.

Die Autoren zeichnen nicht für die englische Übersetzung verantwortlich
W. Littmann, Consulting Reservoir Engineering; G. Pusch, Prof. em. TU Clausthal
E-Mail: w.littmann@cre-geo.de; guenter-pusch@t-online.de
DOI 10.19225/230901

© 2022 DW Media Group GmbH

measures with a share of about 24 % of battery-powered passenger cars and hybrid vehicles. However, internal combustion engines still hold the majority with 52 % petrol and 24 % diesel [28].

The strong decrease in energy demand in the household sector from 2020 to 2030 is attributed in this outlook to building renovation and the use of heat pump heating systems.

In the medium term, for climate protection reasons, the use of hydrogen can only cover a niche sector in the energy sector, e.g. in steel production, the chemical industry and in heavy goods transport, which is expected to account for about 6% of final energy consumption in Germany in 2030. According to its origin, it will be predominantly blue and grey hydrogen. Green hydrogen is not a substitute for natural gas, as its mass production is touching clean water resources and could thus trigger conflicts with the water supply.

Summary

Natural gas has been classified as an environmentally tolerable energy carrier in the EU, as it is almost irreplaceable for the heating sector. In practice, however, its replacement by hydrogen is being prepared. It should be considered what hydrogen can and cannot do as an energy carrier.

Although hydrogen is the most abundant element in the universe, it only occurs naturally in small quantities on Earth. Hydrogen deposits exist, but their supply is insignificant for a hydrogen economy. In the medium term, mass production is only economically feasible from natural gas.

Since the energy content of transporting natural gas via pipelines is about three times higher than that of hydrogen and the provision of the relatively high process heat during production depends on waste heat from high-temperature processes, production should be centralised from a few locations. An exception is the supply in the transport sector.

Green hydrogen is burdened with high electricity costs (even wind power is not free) and consumes clean water, which is not available in unlimited quantities. Converting the entire industrial heat supply of 240 TWh to green hydrogen by 2030 would require a water input equivalent to the annual water consumption of 6 million German citizens.

The underground storage of hydrogen, on the other hand, should not be a major problem, since its physical properties are similar to those of natural gas.

Hydrogen can make an important contribution to the conversion to climate-neutral raw materials in the chemical and pharmaceutical industries, in the steel industry and in the transport sector (heavy goods traffic), but there will be no complete replacement for natural gas as a heat supplier for industry, but also as a raw material for hydrogen production.

Referenzen/References

- [1] Gmelin: „Handbuch der Anorganischen Chemie“, Band H
- [2] Moore, W. J., Hummel, D.O.: „Physikalische Chemie“, Textbook, de Gruyter, Berlin, New York (1976)
- [3] Handbook of Chemistry and Physics, 62nd Edition, CRC Press, 1981-82, D 162.
- [4] Wikimedia https://de.wikibrief.org/wiki/Kinetic_diameter

- [5] Franke, D., Blumenberg, M., Pein, M.: Wasserstoffvorkommen im geologischen Untergrund. Commodity Top News, Nr. 63 der BGR und DERA. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, Juni, 2020, B1.3 Geologie der Energierohstoffe.
- [6] Vacquand, Christele et.al.: Reduced gas seepages in ophiolitic complexes: Evidence for multiple origins of the H₂-CH₄-N₂ gas mixtures. Elsevier, Science Direct: Geochimica et Cosmochimica Acta 223 (2018) 437–461
- [7] Prinzhofer, A. et.al.: Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebou-gou (Mali). International Journal of Hydrogen Energy (2018)
- [8] <https://www.tuev-nord.de/de/unternehmen/energie/wasserstoff/herstellung-von-wasserstoff/>
- [9] Aicher, T. et.al.: Wasserstoffgewinnung aus Erdgas –Anlagenentwicklung und Systemtechnik. FVS Themen 2004. https://www.fvee.de/wp-content/uploads/2022/02/th2004_03_02.pdf
- [10] Wischniewski, B.: PEACE-Software, <http://www.peacesoftware.de/einigewerte/einigewerte.html>
- [11] <https://www.unternehmensberatung-babel.de/berechnungen/realgasfaktor.php>
- [12] Industriegase Lexikon: <https://www.unternehmensberatung-babel.de/industriegase-lexikon/industriegase-lexikon-n-bis-z-Spez-WaermeKapazitaeten-von-Gasen>
- [13] Tabellensammlung Chemie aus Wikibooks: https://de.wikibooks.org/wiki/Tabellensammlung_Chemie/_Dichte_gas%C3%B6rmiger_Stoffe
- [14] GERG-2008 Software, Institut für Energie-, System-, Material- und Umwelttechnik e.V., Ruhr-Universität Bochum
- [15] Wikipedia: <https://de.wikipedia.org/wiki/Dampfpreformierung>
- [16] Zukunft Gas: <https://gas.info/Factsheet/Methanpyrolyse>
- [17] Schnurnberger, W. et.al.: Wasserspaltung mit Strom und Wärme. FVS Themen 2004. https://www.fvee.de/wp-content/uploads/2022/02/th2004_03_01.pdf
- [18] Gulden, W., Pusch, G.: Energiewende in Deutschland- Beitrag der fossilen Energieträger bis 2050. Erdöl-Erdgas-Kohle, 136. Jg., Oktober 2020, Heft 10, Abb.5.
- [19] Kortüm, G.: Lehrbuch der Elektrochemie, Verlag Chemie GmbH, Weinheim, 1966.
- [20] Chisholm, G., Cronin, L.: Storing Energy Textbook, Elsevier 2022, "Hydrogen from Water Electrolysis", Chapter 16, p. 319.
- [21] Bundesamt für Statistik-DW Statist: https://www.destatis.de/DE/Home/_inhalt.html
- [22] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Nationale Wasserstoffstrategie https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Energieeffizienz/nationale_wasserstoffstrategie_bf.pdf
- [23] Erdöl-Erdgas-Kohle, 127 Jg., 2022, Heft 1, S. 40
- [24] Eigenschaften von Wasserstoff. <https://www.hydrogeit.de/eigenschaften.htm#0>
- [25] DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record, Fig. 3, https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/19001_hydrogen_liquefaction_costs.pdf
- [26] Wikipedia: Power to Ammonia. <https://de.wikipedia.org/wiki/Power-to-Ammonia>
- [27] Wikipedia: Methanolherstellung <https://de.wikipedia.org/wiki/Methanolherstellung>
- [28] DVGW-DBI Studie „Wasserstoff Speichern- so viel ist sicher“. Herausgeber Bundesverband Erdgas Erdöl und Geothermie e.V., Juni 2022
- [29] Schröder, W.: Beobachtungen an Lösungen von Gasen in Flüssigkeiten. Zt. für Naturforschung, Heft 24, 1969, 500-508.
- [30] Kemmler, A. et.al: Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050. Forschungsprojekt der Prognos AG, Fraunhofer ISI, GWS, iinas im Auftrag des BM für Wirtschaft und Energie, 2020.
- [31] Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2021, von Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) :Energy Environment Forecast & Analysis (EEFA, www.eefa.de),

EEK Aus der Redaktion From the editorial office

Leserbriefe Letters to the editor

Diskutieren Sie mit und schreiben Sie uns Ihre Meinung per Mail an:

leserbriefe@eid.de

Discuss with us and write us

your opinion by mail to:

leserbriefe@eid.de



praxisforum
**GEOTHERMIE
BAYERN**

**10.-12. OKTOBER 2023
PULLACH**

**BÜRGERHAUS PULLACH
IM ISARTAL**

**AUSTAUSCH IM
UMFELD LAUFENDER
GEOTHERMIEANLAGEN**



**JETZT
ANMELDEN**

WWW.PRAXISFORUM-GEOTHERMIE.BAYERN