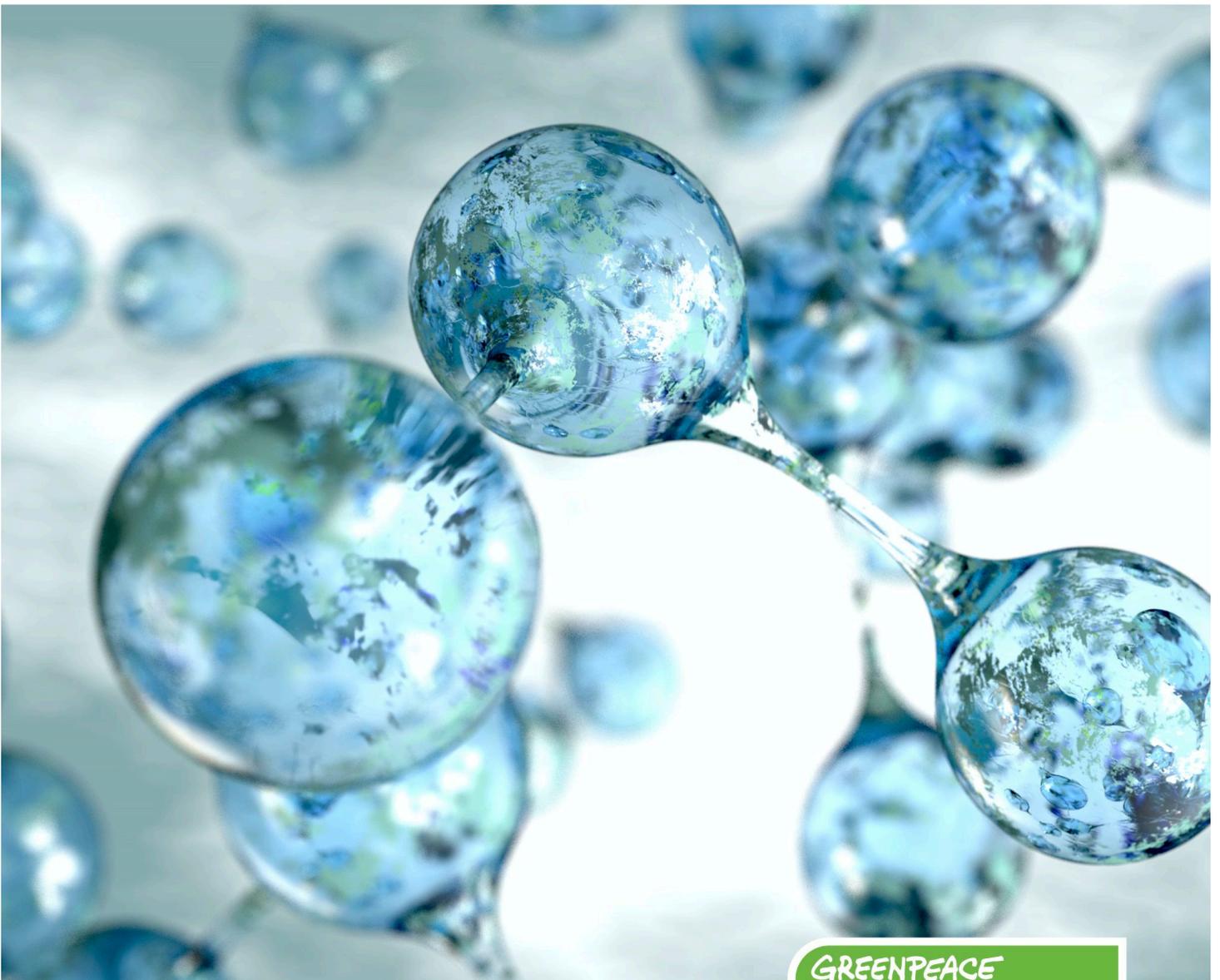


**KURZSTUDIE**

# **BLAUER WASSERSTOFF**

**PERSPEKTIVEN UND GRENZEN EINES  
NEUEN TECHNOLOGIEPFADES**



**AUTOR:  
DR. STEFFEN BUKOLD  
JANUAR 2020**



**GREENPEACE**

**ENERGY**

Mein Strom. Mein Gas.  
Meine Entscheidung.

# INHALTSVERZEICHNIS

<b>EXECUTIVE SUMMARY</b>	<b>3</b>
<b>ERGEBNISSE UND ZUSAMMENFASSUNG DER STUDIE</b>	<b>4</b>
<b>ABKÜRZUNGEN UND GLOSSAR</b>	<b>13</b>
<b>1. WASSERSTOFF: ZUKUNFTSBRANCHE VOR POLITISCHEN WEICHENSTELLUNGEN</b>	<b>14</b>
<b>2. BLAUER UND GRÜNER WASSERSTOFF: VERFAHREN UND KOSTEN</b>	<b>21</b>
<b>3. DIE EMISSIONEN: ERDGAS UND BLAUER WASSERSTOFF</b>	<b>36</b>
<b>4. CCS - UNVERZICHTBAR FÜR BLAUEN WASSERSTOFF</b>	<b>47</b>
<b>5. DIE VARIANTE: IMPORTIERTER WASSERSTOFF</b>	<b>55</b>
<b>QUELLENVERZEICHNIS</b>	<b>58</b>

# EXECUTIVE SUMMARY

1. Wasserstoff entwickelt sich zu einer globalen **Wachstumsbranche**. Zahlreiche Großprojekte stehen in Europa vor dem Start. Industrie- und energiepolitische **Weichenstellungen** stehen an.
2. Zwei neue **Technologiepfade** stehen zur Auswahl, um Wasserstoff emissionsarm herzustellen:
  - **Blauer** Wasserstoff: Verwendet wie bisher **Erdgas** und soll mit **CCS**, also der Abscheidung und Endlagerung von CO<sub>2</sub>, die Emissionen verringern.
  - **Grüner** Wasserstoff: Elektrolyseure setzen Grünstrom ein, um Wasserstoff ohne Emissionen zu produzieren.
3. **Klimapolitisch entscheidend** ist die nach wie vor **hohe Emissionsbelastung durch Blauen Wasserstoff**. Schon bevor Erdgas die Wasserstoffanlage erreicht (Vorkettenemissionen) sind rund **25%** der **Gesamtemissionen** von Erdgas entstanden. Auch bei der Wasserstoffproduktion entstehen trotz CCS erhebliche zusätzliche Emissionen.
4. **Blauer** Wasserstoff kann daher nur teilweise dekarbonisiert werden. Selbst bei modernen Anlagen entstehen im Durchschnitt **143 gCO<sub>2</sub>/kWh**; bei Nachrüstungen sind es sogar **218 gCO<sub>2</sub>/kWh**. Blauer Wasserstoff ist aus diesem Grund **kein geeignetes Instrument, um die deutschen Klimaziele für 2050 zu erreichen**.
5. **Grüner** Wasserstoff, der mit Windstrom erzeugt wird, kann mit Emissionen von lediglich **26 gCO<sub>2</sub>/kWh** bereitgestellt werden. Allerdings: Beim aktuellen Strommix lägen die Emissionen von Wasserstoff-Elektrolyse bei 691 gCO<sub>2</sub>/kWh. Elektrolyseure sind daher auf den massiven **Ausbau von Solar- und Windkraftanlagen** angewiesen.
6. Blauer Wasserstoff hat im Moment klare **Kostenvorteile** gegenüber Grünem Wasserstoff. Die Produktion kostet im Durchschnitt 6,3 ct/kWh H<sub>2</sub>, während Grüner Wasserstoff mit durchschnittlich 16,5 ct/kWh H<sub>2</sub> **mehr als doppelt so teuer** ist. Allerdings weisen Projekte für Blauen Wasserstoff diverse Risiken auf:
  - **Kostenrisiken:** Erdgaspreise, CO<sub>2</sub>-Preise und CCS-Preise sind langfristig kaum kalkulierbar.
  - **Projektrisiken:** Der Aufbau einer landesweiten CO<sub>2</sub>-Infrastruktur wird auf Widerstand stoßen.
  - **Kapazitätsrisiken:** CCS ist nur eine Übergangslösung, da die Speichermöglichkeiten für CO<sub>2</sub> begrenzt sind. Hochwertige Endlagerstätten wären schon nach wenigen Jahrzehnten erschöpft.
7. Die **Kostenlücke** zwischen Grünem und Blauem Wasserstoff wird schnell **schumpfen**. Dazu trägt insbesondere der erwartete **Preissturz für Elektrolyseure** von derzeit 1000 €/kW auf 200 €/kW Produktionskapazität bei. Eine schrittweise Angleichung der Kosten zwischen Blauem und Grünem Wasserstoff scheint schon ab 2030 wahrscheinlich. Im Jahr 2050 dürfte Grüner Wasserstoff mit 6-9 ct/kWh den Blauen Wasserstoff (8,4 ct/kWh) an vielen Standorten überflügelt haben.
8. Der **Import** von Wasserstoff, z.B. aus Nordafrika oder vom Persischen Golf, bringt aus heutiger Sicht **weder Kostenvorteile noch Preisvorteile** und ist mit zusätzlichen Risiken verbunden.

# ERGEBNISSE DER STUDIE

## 1. WASSERSTOFF - RELEVANZ UND WEICHENSTELLUNGEN

Das Projekt der deutschen Energiewende steht erneut vor wichtigen politischen Weichenstellungen. Welche Technologiepfade der Wasserstoffwirtschaft sollen favorisiert und unterstützt werden? Soll Wasserstoff wie bisher mit Erdgas produziert, aber durch CCS dekarbonisiert werden? Das wäre der Weg des **Blauen Wasserstoffs**. Oder soll mit Grünstrom in Elektrolyseuren emissionsfreier **Grüner Wasserstoff** hergestellt werden?

Die folgende **Kurzstudie** liefert zu diesem Thema aktuelle Informationen und Argumente. Sie stützt sich dabei auf eine Auswertung der internationalen und deutschen Fachliteratur. In diesem Ergebniskapitel werden die wichtigsten Erkenntnisse zusammengetragen. Detaillierte Ausführungen und Quellen befinden sich in den Hauptkapiteln, auf die jeweils verwiesen wird. Ein kurzes Glossar der Fachbegriffe erleichtert den Einstieg.

Warum ist das Thema Wasserstoff überhaupt relevant? Wasserstoff könnte der Schlüssel zu Sektoren werden, die hohe Temperaturen oder eine hohe Energiedichte benötigen und die sich mit Strom bislang überhaupt nicht oder nur zu sehr hohen Kosten dekarbonisieren lassen. Gleichzeitig bietet sich Wasserstoff als leistungsfähiger Stromspeicher an, der überschüssige Wind- oder Solarstrommengen über lange Zeiträume zwischenspeichern oder direkt dem

Erdgasnetz zur Verfügung stellen kann. Wasserstoff soll also den Hauptweg der Dekarbonisierung, die Elektrifizierung, wo immer nötig ergänzen.

Wasserstoff ist seit einigen Jahren energie- und industriepolitisch im Aufwind. Zahlreiche Großprojekte stehen vor dem Start oder werden bereits realisiert. In Europa sind besonders Deutschland, die Niederlande und Großbritannien aktiv geworden (vgl. Kap.1.5).

Beratungsinstitute wie Wood Mackenzie und BNEF erwarten einen steilen Marktaufschwung für die Elektrolyse-Branche weltweit und eine Verzehnfachung der Produktionskapazitäten in den kommenden Jahren (vgl. Kap.1.4). Auch bei Blauem Wasserstoff tut sich mehr denn je: Allein in den letzten Monaten gab es in Westeuropa eine ganze Reihe von Ankündigungen für große Wasserstoffprojekte.

## 2. STARKES WACHSTUM UND HOHE EMISSIONEN (VGL. KAP.1.2 UND 1.3)

Wasserstoff ist schon heute ein wichtiges Element der globalen Energie- und Industrielandschaft. Jährlich werden 70 Mio. Tonnen in reiner Form verbraucht, weitere 45 Mio. Tonnen in Gasmischen. Die Nachfrage wächst ständig und hat sich seit 1990 verdoppelt. Etwa 2% des globalen Primärenergieangebots wandern dafür in die Herstellung von Wasserstoff. Davon entfallen drei Viertel auf Erdgas (205 Mrd. Kubikmeter).

Der Einsatz von Erdgas und Kohle sorgt dafür, dass die Wasserstoffproduktion enorme Emissionen freisetzt: 830 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> jährlich allein für die 70 Mio. Tonnen reinen Wasserstoffs. Wenn Erdgas eingesetzt wird, entstehen 10 Tonnen CO<sub>2</sub> für jede Tonne Wasserstoff; beim Einsatz von Kohle sind es sogar 19 Tonnen.

Bislang werden nur 0,7% des Wasserstoffs emissionsfrei hergestellt. Eine Dekarbonisierung von Wasserstoff kann also einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz leisten.

In den kommenden Jahren wird die Nachfrage nach Wasserstoff voraussichtlich stark steigen. Die zahlreichen Herausforderungen der Sektorenkopplung oder auch die wachsende Zahl von Brennstoffzellenfahrzeugen werden dafür sorgen, dass emissionsarme Wasserstofftechnologien immer mehr an Bedeutung gewinnen.

### 3. GRAU BLAU GRÜN - DIE FARBENLEHRE DES WASSERSTOFFS (VGL. KAP.1.1)

Für die Wasserstoffproduktion steht eine Vielfalt von technischen Alternativen zur Verfügung. Für den europäischen Kontext sind drei Varianten wichtig:

a. **Grauer Wasserstoff** ist die heute dominierende Technik. Im Standardverfahren der Dampfreformierung (SMR) wird durch den Einsatz von Erdgas Wasserstoff erzeugt. Es ist aktuell das kostengünstigste Verfahren, aber dabei werden große Mengen CO<sub>2</sub> frei.

b. **Blauer Wasserstoff**, das **Hauptthema** dieser Kurzstudie, nutzt die vorhandenen Anlagen des Grauen Wasserstoffs, aber scheidet das im Produktionsprozess entstehende CO<sub>2</sub> zum größten Teil ab und lagert es unterirdisch ein (**CCS** Carbon Capture und Storage).

c. **Grüner Wasserstoff** zielt auf die vollständige Dekarbonisierung der Wasserstoffproduktion. In **Elektrolyseuren** wird Strom eingesetzt, um Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zu zerlegen. Der Prozess setzt kein CO<sub>2</sub> frei, wenn der Strom emissionsfrei produziert wurde. Das erfordert beim heutigen Strommix eine flexible Fahrweise.

### 4. BLAUER WASSERSTOFF: DIE VERFAHREN (VGL. KAP.2.1)

Für die Produktion von Blauem Wasserstoff gibt es unterschiedliche Verfahren. Im deutschen Kontext ist nur der Erdgaspfad mit zwei Varianten von Bedeutung:

- **SMR:** Dampfreformierung mit Erdgas (Steam Methane Reforming). Es ist das mit Abstand häufigste Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff weltweit.
- **ATR:** Autothermal Reforming. Ein aufwendigeres Verfahren, das im Zusammenhang mit CCS Vorteile hat.

Der Energieverlust ist bei beiden Produktionen relativ hoch, denn es gehen 20-35% der Energie bei der Produktion verloren. Hinzu kommen die Energieverluste für die aufwendige Bereitstellung von Erdgas.

Ölraffinerien verfügen in der Regel über große SMR-Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff. Dort entsteht ein hochkonzentrierter CO<sub>2</sub>-Strom, der mit vergleichsweise geringem Aufwand abgeschieden werden kann.

Der Trend geht dennoch Richtung ATR. Zusammen mit CCS verspricht ATR, höhere CO<sub>2</sub>-Abscheidungsraten als SMR zu erreichen. ATR mit CCS soll daher in geplanten Großprojekten in Großbritannien und Rotterdam zum Einsatz kommen. Der Praxistest steht allerdings noch aus.

Auch die **Methanpyrolyse** (Methane Splitting) wird diskutiert. Die Projekte sind noch in der Pilotphase. Hier wird Erdgas in einem Hochtemperaturreaktor in Wasserstoff ("Türkiser Wasserstoff") und Kohlenstoff zerlegt. CO<sub>2</sub> wird im Produktionsprozess nicht frei, aber dafür ist die Energieeffizienz geringer und die Prozesse sind weniger ausgereift.

## 5. BLAUER WASSERSTOFF: KOSTEN UND INVESTITIONSRISIKEN (VGL. KAP.2.2-2.4)

Die Kosten von SMR-Verfahren hängen in erster Linie von den Gaspreisen und den Investitionskosten ab. Bei Blauem Wasserstoff kommen die CCS-Kosten hinzu, bei Grauem Wasserstoff die CO<sub>2</sub>-Abgaben.

Im europäischen Durchschnitt werden die Kosten auf 4,5 ct je kWh Wasserstoff (1,5 €/kgH<sub>2</sub>)<sup>1</sup> ohne CCS (Grauer Wasserstoff) und 6,3 ct/kWh (2,1 €/kgH<sub>2</sub>) mit CCS (Blauer Wasserstoff) geschätzt. Für Blauen Wasserstoff ist die Datenlage allerdings dürftig, da es nur wenige Projekte weltweit gibt.

Hohe CO<sub>2</sub>-Preise würden Blauen Wasserstoff gegenüber Grauem Wasserstoff attraktiver machen. Ein CO<sub>2</sub>-Preis von 100 €/t verteuert die gängigen SMR-Verfahren um etwa 2,7 ct/kWh Wasserstoff.

Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von Blauem Wasserstoff werden in einer großen Spannweite von 50-100 €/t gesehen. Im Durchschnitt erhöht CCS die Produktionskosten um 30-50%, wenn hohe Abscheidungsraten von 90% erreicht werden sollen. Machbarkeitsstudien deuten auch bei Megaprojekten auf hohe CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten, so z.B. 86-146 \$/t für Porthos/H-Vision (Rotterdam).

<sup>1</sup> Zur Umrechnung: Ein Preis von 1 €/kgH<sub>2</sub> entspricht 3 ct/kWh (Heizwert H<sub>u</sub>)

Ein Investitionsrisiko von Blauem Wasserstoff stellen die Erdgaspreise dar. Sie schwankten in den letzten sieben Jahren zwischen 1,5 und 3,0 ct/kWh im Jahresdurchschnitt und sind langfristig kaum prognostizierbar. Zusätzliche Risiken für Blauen Wasserstoff sind die Abgaben für CO<sub>2</sub> und die Preise (nicht Kosten) für CCS:

- Auch moderne Verfahren erzeugen zum Teil erhebliche Restemissionen, die CO<sub>2</sub>-Kosten erzeugen.
- Da Erdgas schon bei Produktion und Transport hohe THG-Emissionen verursacht (vgl. unten), könnten Carbon Import Taxes in Zukunft ein zusätzliches Kostenrisiko darstellen.
- Bei steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen werden die Betreiber großer CO<sub>2</sub>-Lagerstätten ihre Preise anheben, da die Kunden ansonsten nur die Wahl zwischen hohen CO<sub>2</sub>-Abgaben und Produktionseinschränkungen hätten.

Hinzu kommen Risiken durch die Synchronisierung der gesamten Wertschöpfungskette von der Erdgasversorgung über die Wasserstoffanlage bis zum Transport von CO<sub>2</sub> und zur Speicherung von CO<sub>2</sub>.

Insbesondere in Deutschland könnten Endlagerstätten für CO<sub>2</sub> oder neue CO<sub>2</sub>-Pipelines auf lokalen Widerstand stoßen. Eine Alternative wäre der Bau der Wasserstoffanlagen direkt an der Küste. Doch in diesem Fall müsste der produzierte Wasserstoff über größere Distanzen ins Binnenland befördert werden, was ebenfalls erhebliche Kosten und den Bau neuer Infrastrukturen impliziert.

Der Aufbau einer landesweiten Infrastruktur für Blauen Wasserstoff würde viele Jahre in Anspruch nehmen. Bis dahin könnten jedoch Alternativen wie Grüner Wasserstoff bereits kostengünstiger sein und aus Investorensicht ein übersichtlicheres Risikoprofil aufweisen. Doch dann wäre dieser Pfad durch die bereits bestehenden Anlagen für Blauen Wasserstoff blockiert.

## 6. GRÜNER WASSERSTOFF: DIE VERFAHREN (VGL. KAP.2.5)

Grüner Wasserstoff wird durch Wasser-Elektrolyse aus Grünstrom hergestellt. Dabei wird Wasser mit Hilfe von Strom in seine Bestandteile Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und Sauerstoff (O<sub>2</sub>) zerlegt. Die Herstellung von Grünem Wasserstoff ist emissionsfrei, wenn der dafür benötigte Strom emissionsfrei produziert wurde.

Die Elektrolyseure haben derzeit die Wahl zwischen zwei Hauptverfahren:

- **AEL** (Alkalische Elektrolyse). Sie ist ein oft erprobtes und kommerziell eingesetztes Verfahren. Es wurde schon in den 1920er Jahren im großen Maßstab genutzt.
- **PEM** (Proton Exchange Membrane Electrolysis). PEM gilt als besser skalierbar und flexibler. Dafür waren die Kosten in der Vergangenheit merklich höher. Aber der Abstand zur alkalischen Elektrolyse schrumpft rasch. Daher gibt es gerade in Europa einen Trend, verstärkt PEM einzusetzen. Die Größe der projektierten Anlagen wächst derzeit rasch von 1 MW bis auf 100 MW.

Gegenüber den großen und relativ unflexiblen SMR/ATM-Verfahren für Blauen Wasserstoff gelten Elektrolyseure als flexibler. Sie könnten daher dezentral platziert werden, etwa in der Nähe von Offshore-Windparks.

Ohne eine emissionsarme Stromversorgung bringt Elektrolyse-Wasserstoff jedoch keine Klimavorteile. Elektrolyseure sind daher auf den massiven Ausbau von Solar- und Windkraftanlagen angewiesen, wenn sie einen relevanten Beitrag zur Energiewende liefern sollen. Beim aktuellen Strommix wäre Elektrolyse-Wasserstoff sogar klimaschädlicher als Grauer Wasserstoff.

## 7. KOSTENVERGLEICH: GRÜNER VS BLAUER WASSERSTOFF (VGL. KAP. 2.6 UND 2.7)

Grüner Wasserstoff ist im Moment in Westeuropa mit 15-18 ct/kWh (5-6 €/kgH<sub>2</sub>) doppelt so teuer wie Blauer Wasserstoff und etwa dreimal teurer als Grauer Wasserstoff (also ohne CCS). Das sind allerdings nur Durchschnittswerte, die im Einzelfall deutlich abweichen können.

Nur in China kann Grüner Wasserstoff schon heute in manchen Provinzen zu vergleichbaren Kosten wie Blauer Wasserstoff produziert werden. Die Kostentrends verbessern die Marktposition des Grünen Wasserstoffs allerdings auch in Europa. Praktisch alle Marktexperten rechnen damit, dass die Investitionskosten für Elektrolyseure in den kommenden Jahrzehnten auf einen Bruchteil des heutigen Aufwands fallen werden. In China sind laut BNEF bereits heute Anlagenpreise von 200 \$/kW möglich. Bis 2030 könnten die Preise dort noch weiter bis auf 115 \$/kW fallen.

Sollten in Europa die Preise für Elektrolyseure bis 2030 von derzeit 500-1500 €/kW auf 200 \$/kW sinken, wären konkurrenzfähige Preise für Grünen Wasserstoff ab 2030 möglich. Niedrige Anlagenpreise ermöglichen den kostendeckenden Betrieb selbst bei geringer Auslastung. Die Betreiber könnten die Produktion dann auf die Zeiten mit hohem Stromdargebot, also geringen Stromkosten, beschränken.

Das folgende **Schaubild** zeigt die in der aktuellen Fachliteratur (vgl. Kap. 2) erwarteten Preistrends für Standorte in Deutschland. Grauer und Blauer Wasserstoff bleiben im Durchschnitt bis in das nächste Jahrzehnt hinein kostengünstiger als Grüner Wasserstoff.

Sollte der erwartete Preissturz bei Elektrolyseuren eintreten, sinken die Kosten für Grünen Wasserstoff im Laufe der 2030er auf ein vergleichbares Preisniveau.

In den Jahrzehnten danach wäre Grüner Wasserstoff dann auf breiter Front wettbewerbsfähig. Grauer und Blauer Wasserstoff können aufgrund der CO<sub>2</sub>-Abgaben ihr Kostenniveau nicht senken. Erwartbare verfahrenstechnische Fortschritte bei der Produktion werden durch die steigenden CCS-Preise kompensiert, da zuerst die kostengünstigsten Lagerstätten genutzt werden. Für den gesamten Zeitraum werden im Schaubild stabile Erdgaspreise angenommen.

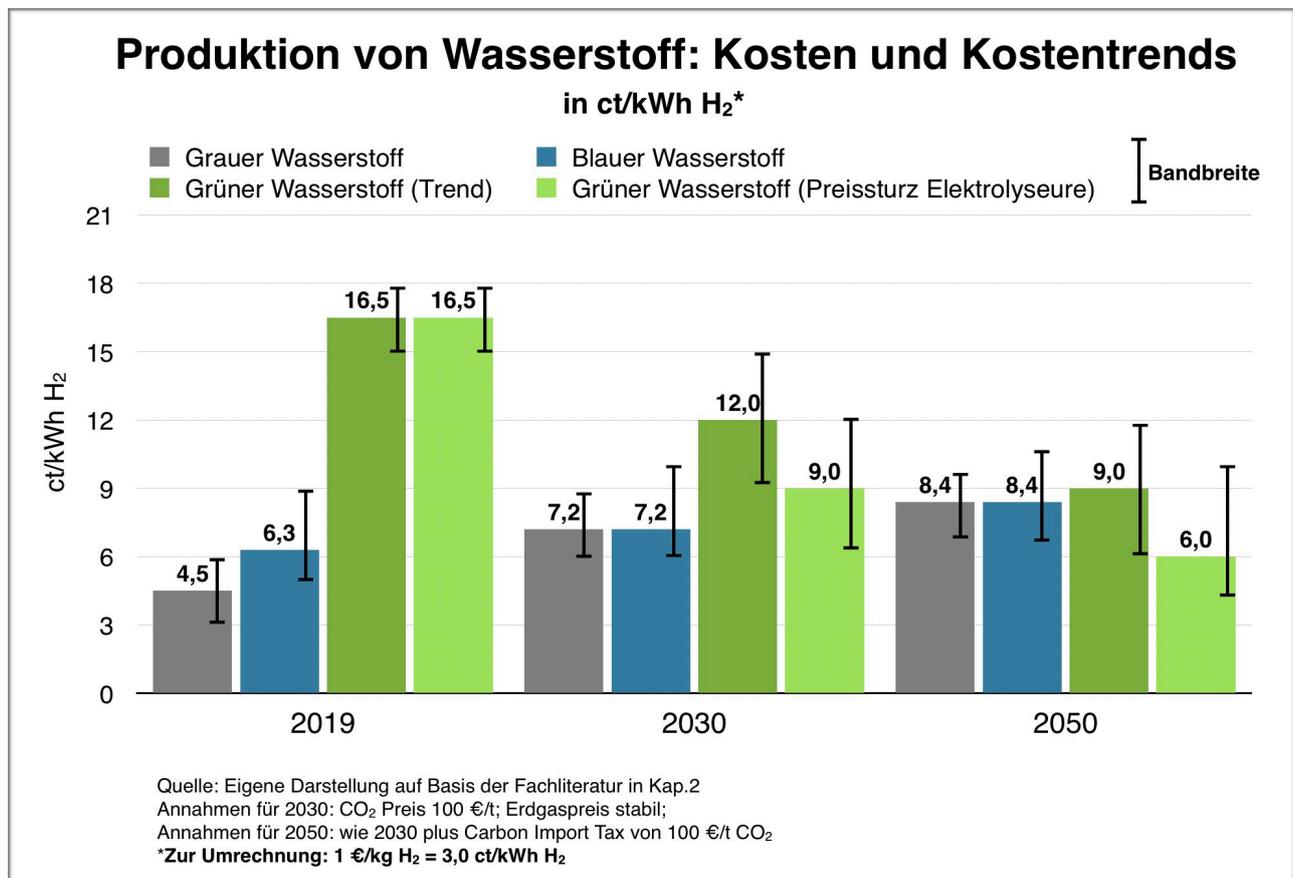
## 8. ERDGAS: DIE EMISSIONEN IN DER VORKETTE (VGL. KAP.3.1 UND 3.2)

Erdgas ist die Achillesferse für die Klimabilanz von Blauem Wasserstoff. Seine Bereitstellung ist mit hohen Emissionen verbunden, die von den Wasserstoffproduzenten kaum beeinflusst werden können.

Die Trends zu Schiefergas, LNG und neue Erkenntnisse über den Umfang von Flaring (Abfackeln von Erdgas) und Methanemissionen bei der Erdgasförderung rücken den Einsatz von Erdgas seit einigen Jahren klimapolitisch in ein immer ungünstigeres Licht.

Schon bevor das Gas die Kunden erreicht, sind bereits erhebliche Emissionen durch die Förderung, Aufbereitung und den Transport der Energierohstoffe entstanden. Auf diese Vorkettenemissionen entfallen rund **25% der Gesamtemissionen** von Erdgas, wobei die Bandbreite in den Studien relativ eng bleibt.

Diese THG-Belastung entsteht vor allem durch das Abfackeln von Erdgas (Flaring) und durch Methanemissionen an den Gas- und Ölfeldern. Hinzu kommen Emissionen bei der aufwendi-



gen Verflüssigung von Erdgas (LNG) oder beim Pipelinetransport. Methan (der Hauptbestandteil von Erdgas) hat eine (je nach Zeithorizont) 25-100fach höhere Treibhausgaswirkung als CO<sub>2</sub> und ist daher besonders schädlich, wenn es in die Atmosphäre entweicht.

Die meisten Studien zur Umweltbelastung durch Blauen Wasserstoff unterschätzen oder ignorieren die Treibhausgaswirkung der Vorkette. Erst in aktuelleren Studien werden sie berücksichtigt. Seither bewegen sich die Schätzwerte immer weiter nach oben.

Die IEA kam in ihrer letzten Erhebung auf einen Anteil von 1,7% der Methanfördermengen, der unkontrolliert entweicht. Das sind insgesamt etwa 80 Millionen Tonnen Methan, wovon ca. 45 Mio.t der Erdgasindustrie und knapp 40 Mio. t der Ölindustrie zugerechnet werden.

Auch deutlich höhere Werte werden bereits diskutiert, aber allein die 45 Mio.t Methan aus der Erdgasproduktion entfalten eine THG-Wirkung von 1,1-4,5 Gigatonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalenten pro Jahr, je nach Zeithorizont.

Dadurch entsteht ein heikles Problem für die Klimabilanz von Blauem Wasserstoff. Selbst wenn die Wasserstoff-Anlagen modernste CCS-Technik verwenden, bleiben die Vorkettenemissionen unverändert hoch. Der Trend zu besonders emissionsintensiven LNG-Importen und das bevorstehende Versiegen geografisch naher Quellen (Groningen) werden die Situation zusätzlich belasten.

## 9. DIE TREIBHAUSGASEMISSIONEN VON BLAUEM UND GRÜNEM WASSERSTOFF (VGL. KAP.3.3 UND 3.4)

1. Die direkten THG-Emissionen von **Grauem Wasserstoff** liegen bei durchschnittlich **300g CO<sub>2</sub> je kWh** Wasserstoff (10kg CO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub>)<sup>2</sup> aus SMR-Anlagen; einschließlich der **Erdgas-Vor-**

**ketten** sind es durchschnittlich **398g CO<sub>2</sub>e je kWh Wasserstoff** (13,24kg CO<sub>2</sub>e/kgH<sub>2</sub>).

2. Anlagen für **Blauen Wasserstoff** scheiden das CO<sub>2</sub>, das bei der Produktion entsteht, zum großen Teil ab (CCS). Bei älteren SMR-Anlagen sind es durchschnittlich 65%, bei neueren ATR-Anlagen können 90% erreicht werden. Hinzu kommen die Emissionen, die durch den Transport und die Einlagerung von CO<sub>2</sub> entstehen. Sie können bei ATR-Anlagen und einer nahegelegenen Lagerstätte bei unter 1% liegen, dürften aber im Normalfall eher um die 5% der Gesamtemissionen ausmachen.

Im Durchschnitt entsteht selbst bei Blauem Wasserstoff eine Treibhausgasbelastung von **168g CO<sub>2</sub>e/kWh** Wasserstoff (5,61 kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub>), wovon die **Vorkettenbelastung** durchschnittlich **98g CO<sub>2</sub>e/kWh** (3,24 kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub>) ausmacht. Dieser Wert liegt zwar deutlich unter Grauem Wasserstoff, aber Blauer Wasserstoff bleibt weit davon entfernt, klimaneutral zu sein.

3. **Elektrolyse-Wasserstoff** kann nur dann klimafreundlicher als Grauer Wasserstoff sein, wenn der Strom für die Elektrolyse ausreichend dekarbonisiert ist. Bei der Stromversorgung durch den **durchschnittlichen** deutschen **Strommix** (474 gCO<sub>2</sub>/kWh) läge die THG-Belastung bei **691g CO<sub>2</sub>/kWh** Wasserstoff (23 kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub>), also fast doppelt so hoch wie bei Grauem Wasserstoff und knapp vier Mal höher als bei Blauem Wasserstoff.

4. Wenn der Strom für den Elektrolyseur regenerativ erzeugt wird (Wind/Solar), kann von **Grünem Wasserstoff** gesprochen werden. Zwar erzeugt auch die Bereitstellung der Wind- oder Solaranlagen und der Bau der Elektrolyseure Emissionen, aber dennoch liegen die

<sup>2</sup> Zur Umrechnung: 1 kg H<sub>2</sub> = 33,3 kWh (H<sub>u</sub>)

Werte dann nur bei **26g CO<sub>2</sub>/kWh** Wasserstoff (0,88 kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub>) für die Elektrolyse mit Windstrom. Effizientere Windturbinen und Solarmodule, zumal produziert mit wachsenden Grünstromanteilen, lassen diese Zahl in Zukunft weiter schrumpfen.

Die CO<sub>2</sub>-Intensität des Strommixes muss unter 180g CO<sub>2</sub>/kWh sinken, um Elektrolyse-Wasserstoff gegenüber Grauem Wasserstoff klimapolitisch attraktiver zu machen, und unter 80g CO<sub>2</sub>/kWh, um gegenüber Blauem Wasserstoff im Vorteil zu sein. Addiert man die bislang vernachlässigten Emissionen von Erdgas in der Versorgungskette, liegen diese Schwellenwerte allerdings etwas höher.

Grüner Wasserstoff aus Windstrom kann diese Werte problemlos unterschreiten. Die Zahlen machen jedoch deutlich, dass Grüner Wasserstoff auf den raschen Ausbau der Erneuerbaren Energien angewiesen ist, um klimapolitisch eine sinnvolle Option zu werden. Dazu gehört auch die Frage, wo Wasserstoff eingesetzt wird. Die Verwendung in effizienten Brennstoffzellen oder als notwendiger Feedstock für chemische Prozesse wäre sinnvoller als die Nutzung in Verbrennungsmotoren oder als Beimischung in Kraftwerken, die nur niedrige Wirkungsgrade aufweisen.

Das zeigt auch die Abbildung auf der nächsten Seite. **Grüner Wasserstoff** kann bei Grünstromversorgung seine Gesamtemissionen auf **26g CO<sub>2</sub>/kWh** reduzieren, bei fallender Tendenz. **Blauer Wasserstoff** kann zwar den Produktionsprozess in neuen Anlagen zum großen Teil dekarbonisieren, nicht aber die Vorkettenemissionen. Daher bleiben die Emissionen mit **143-218g CO<sub>2</sub>e/kWh** auf einem vergleichsweise hohen Niveau.

## 10. CCS FÜR BLAUEN WASSERSTOFF (VGL. KAP.4)

Für Blauen Wasserstoff ist der Aufbau einer CCS-Infrastruktur unverzichtbar. Große CCS-Anlagen gibt es allerdings bisher fast ausschließlich im Zusammenhang mit der Öl- und Gasförderung. Die Klimabilanz ist dort durchwachsen, da eingepresstes CO<sub>2</sub> teilweise wieder frei wird (Ölfelder) oder nur Teilmengen abgeschieden werden (Kraftwerke).

CCS-Projekte für die Endlagerung von CO<sub>2</sub> erwiesen sich in den letzten Jahren als unerwartet komplex und langwierig. Im Durchschnitt scheitern zwei Drittel der Projekte. In Europa verfügt nur Norwegen über zwei größere CCS-Anlagen (Sleipner, Snøhvit). Drei Großprojekte für Blauen Wasserstoff sind in der Planung.

CCS stellt grundsätzlich nur eine Übergangslösung dar, da die Speichermöglichkeiten begrenzt sind. Die Knappheit lässt dann die Preise der CO<sub>2</sub>-Speicher steil steigen, was die Verfahren über kurz oder lang unattraktiv macht. CCS-Lager sind zudem Endlager, müssen also über Jahrhunderte hinweg überwacht werden. Früher oder später liegt die Haftung beim Steuerzahler.

Wenn die vorhandenen Kapazitäten durch Wasserstoffanlagen oder andere industrielle Anwender genutzt werden, fehlen sie für eine spätere Verschärfung des Klimaschutzes, etwa wenn der Atmosphäre CO<sub>2</sub> entzogen werden muss (negative Emissionen). Insofern verbaut Blauer Wasserstoff Optionen für ambitioniertere klimapolitische Optionen in der Zukunft.

Die geologischen Risiken von CCS sind umstritten, aber erscheinen insgesamt überschaubar. Schwerer wiegt das Kapazitätsproblem in Deutschland bzw. in Europa.

Die CO<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten in Deutschland sind sehr begrenzt. Das gilt insbesondere für hochwertige Lagerstätten, also alte Erdgas- und Erdölfelder. Erschöpfte Erdgaslagerstätten könnten 2,75 Mrd. Tonnen (Gt) CO<sub>2</sub> aufnehmen, erschöpfte Erdöllagerstätten lediglich 0,13 Gt. Tiefe saline Aquifere, deren Eignung allerdings noch zu prüfen wäre, könnten 6-13 Gt CO<sub>2</sub> speichern.

Bei einer umfassenden CCS-Anwendung in Deutschland, also z.B. 200 Mio.t CO<sub>2</sub> pro Jahr (ca. ein Viertel der deutschen Emissionen), wären die Speichermöglichkeiten der Erdöllagerstätten schon nach wenigen Monaten erschöpft, die Erdgaslagerstätten nach 13 Jahren. Die Kapazität der Aquifere wäre nach drei bis sechs Jahrzehnten erschöpft.

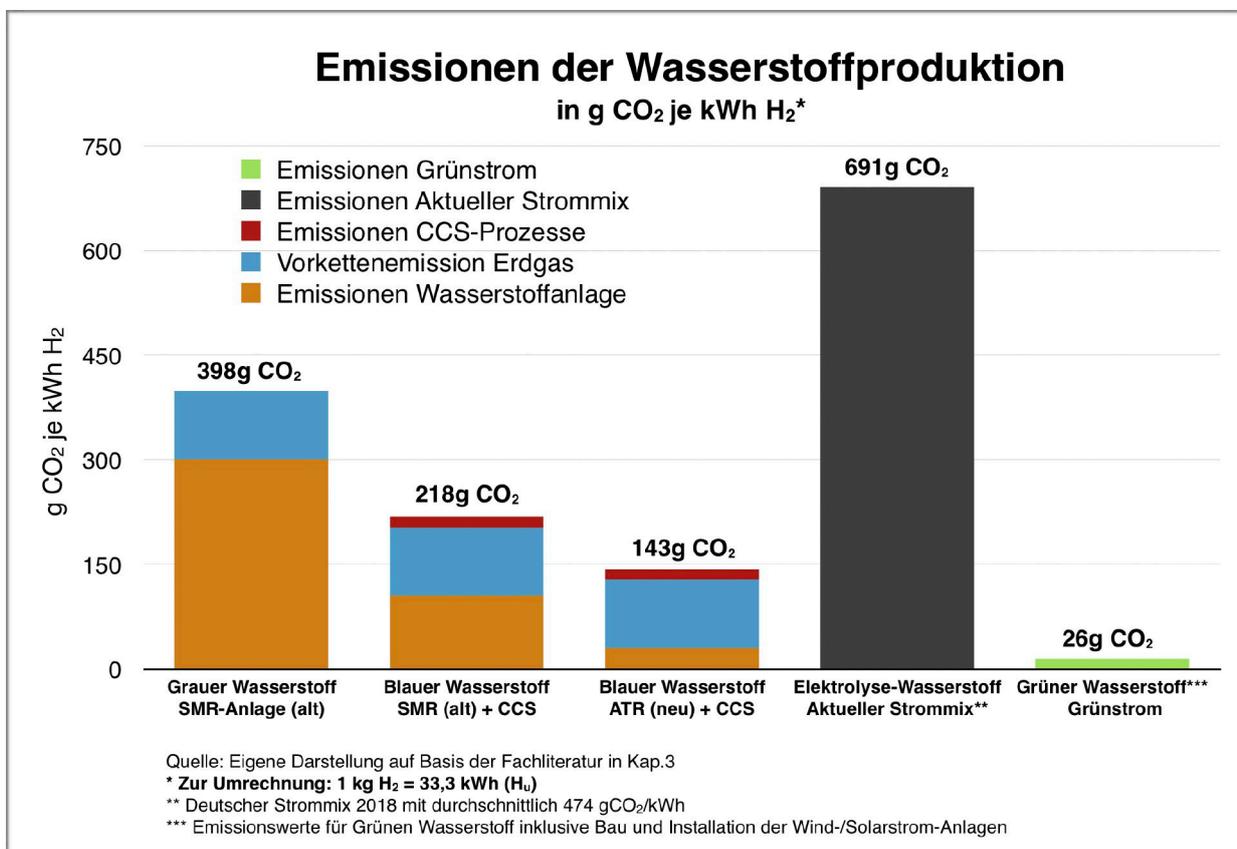
In vielen Industrieregionen, darunter in NRW und Baden-Württemberg, stehen kaum CO<sub>2</sub>-

Speichermöglichkeiten zur Verfügung. CO<sub>2</sub> müsste also über weitere Strecken transportiert werden.

EU-weit sieht es etwas besser aus. Das realistische geologische CO<sub>2</sub>-Speicherpotenzial liegt bei 77 Gt CO<sub>2</sub>. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der EU, die aus der Verbrennung von Öl, Gas und Kohle entstehen, summieren sich im Moment auf etwa 3 Gt pro Jahr. Wenn in den kommenden Jahrzehnten 1 Gt pro Jahr eingelagert werden müssten, wäre das CCS-Potenzial der EU etwa Ende des Jahrhunderts erschöpft.

## 11. DER IMPORT VON GRÜNEM UND BLAUEM WASSERSTOFF (VGL. KAP. 5)

Der Import von Wasserstoff würde mehrere Probleme lösen, etwa die Akzeptanzprobleme



von CCS für Blauen Wasserstoff oder auch die Knappheit von Grünstrom für Elektrolyseure.

Idealerweise findet die Produktion von Blauem Wasserstoff in nahegelegenen Regionen mit sehr niedrigen Gaspreisen und großen Endlagerstätten für CO<sub>2</sub> statt, also z.B. am Persischen Golf. Grüner Wasserstoff könnte in Ländern mit sehr niedrigen Gestehungskosten für Solar- oder Windstrom produziert werden, also z.B. in Nordafrika.

Die Transportkosten von Wasserstoff sind allerdings hoch. Im Durchschnitt erhöht allein der Schiffstransport die Gesamtkosten um 50-150%. Die technisch sehr aufwendige Verflüssigung von Wasserstoff kostet im Durchschnitt 3 ct/kWh Wasserstoff (1 \$/kgH<sub>2</sub>). Bei Importen über Seehäfen wären hohe inländische Distributionskosten in Deutschland in vielen Fällen unvermeidlich. Die Distribution per Tanklastler über 500 Kilometer kostet weitere 3-6 ct/kWh Wasserstoff.

Die Produktion von Grünem Wasserstoff in Nordafrika und der Transport zu einem deutschen Seehafen wäre bis 2030 für 9-15 ct/kWh Wasserstoff darstellbar. Diese Kosten steigen allerdings auf 15-21 ct/kWh Wasserstoff, wenn dadurch der Distributionsaufwand ins deutsche Hinterland steigt. Insgesamt liegt das Preisniveau also voraussichtlich in der Nähe oder sogar über den erwarteten Kosten einer Produk-

tion im Inland. Addiert man weitere Risiken (innenpolitische Stabilität, Rechtssicherheit etc.) erscheint daher die heimische Produktion von Grünem Wasserstoff in den meisten Fällen attraktiver als der Import aus Übersee.

Kostengünstiger wäre voraussichtlich der Import von Blauem Wasserstoff vom Persischen Golf. Betrachtet man nur die Kosten, wäre es aber auch in diesem Fall voraussichtlich attraktiver, wie bisher Erdgas zu importieren und im Inland in Anlagen für Blauen Wasserstoff zu nutzen. Insofern wäre die Importoption nur interessant, wenn die inländische Produktion z.B. an der CCS-Problematik scheitert.

Noch wichtiger ist es jedoch, bei Importoptionen die Differenz zwischen Kosten und Preisen ins Kalkül zu ziehen. Es ist unwahrscheinlich, dass Wasserstoff-Exporteure ihre Tankerladungen deutlich unter dem Marktpreis für (potenziell) inländisch erzeugten Wasserstoff anbieten werden.

Sollte es sich zudem nur um eine kleine Gruppe von Exportstaaten handeln, wäre eine Kartellbildung leicht vorstellbar. Das Argument, dass importierter Wasserstoff kostengünstiger produziert werden kann als heimischer Wasserstoff (Blau oder Grün), wäre also ohne Bedeutung. Ähnlich wie schon heute im Erdgasmarkt bildet sich dann ein internationaler Wasserstoffpreis.

# ABKÜRZUNGEN UND GLOSSAR

## **Associated Gas**

Erdgas, das bei der Ölförderung im Rohölgemisch enthalten ist

## **Blauer Wasserstoff**

Sammelbegriff für Verfahren, in denen Wasserstoff aus Erdgas oder Kohle produziert wird, wobei CO<sub>2</sub>-Emissionen durch CCS oder verfahrenstechnisch stark reduziert werden

## **CCS**

Carbon Capture and Storage (Abscheidung und Einlagerung von CO<sub>2</sub>)

## **CCUS**

Carbon Capture, Utilisation and Storage (Abscheidung, Nutzung und Einlagerung von CO<sub>2</sub>)

## **CH<sub>4</sub>**

Methan (Hauptbestandteil von Erdgas)

## **CO<sub>2</sub>e / CO<sub>2</sub>äqu.**

CO<sub>2</sub>-Äquivalente; die Treibhausgaswirkung von Gasen (hier insbesondere Methan) wird in die entsprechende Menge CO<sub>2</sub> umgerechnet

## **Elektrolyse/Elektrolyseur**

Hier: Trennung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff in Elektrolyse-Anlagen (Elektrolyseur) durch den Einsatz von Strom

## **GHG**

Greenhouse Gases (Treibhausgase)

## **Grauer Wasserstoff**

Sammelbegriff für Verfahren, in denen Wasserstoff aus Erdgas oder Kohle produziert wird

## **Grüner Wasserstoff**

Sammelbegriff für Verfahren, in denen Wasserstoff durch Elektrolyse aus erneuerbarem Strom hergestellt wird

## **H<sub>2</sub>**

Wasserstoff (Hydrogen)

## **LNG**

Liquefied Natural Gas; stark abgekühltes, flüssiges Erdgas

## **Methan**

CH<sub>4</sub> (Hauptbestandteil von Erdgas)

## **Methanpyrolyse**

Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff aus Erdgas

**SMR** Steam Reforming (Dampfreformierung/Dampfreforming); Verfahren zur Herstellung von Synthesegas bzw. Wasserstoff aus Erdgas

## **THG**

Treibhausgase

## **Wasserstoff:**

H<sub>2</sub> (Hydrogen)

Heizwert (Hu) nach Gewicht:  
33,3 kWh/kg (120,0 MJ/kgH<sub>2</sub>)

Heizwert (Hu) nach Volumen:  
3,0 kWh/m<sup>3</sup> (10,78 MJ/kgH<sub>2</sub>)  
1 kWh = 3,6 MJ

Ein Wasserstoffpreis von 1 €/kg entspricht 3 ct/kWh (Hu)

# 1. WASSERSTOFF: ZUKUNFTS- BRANCHE VOR POLITISCHEN WEICHENSTELLUNGEN

Das Projekt der Energiewende steht vor wichtigen politischen Weichenstellungen. Um die Klimaziele zu erreichen, sind Entscheidungen nötig, die auch energiepolitisch und industriepolitisch weitreichende Konsequenzen haben.

Bei der **Stromerzeugung** gibt es bereits große Fortschritte. Die technologischen Pfade sind vorhanden und relativ kostengünstig. Auch für den Straßenverkehr und bei der Raumheizung/Hausbrand gibt es zumindestens für PKW und im Neubau attraktive strombasierte Alternativen in Form von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen.

Andere Sektoren sind komplizierter. Insbesondere **Wasserstoff** (Hydrogen) soll der Schlüssel zu Sektoren werden, die hohe Temperaturen und eine hohe Energiedichte benötigen und die sich mit Strom nur schwer oder nur zu sehr hohen Kosten entkarbonisieren lassen. Dazu gehören wichtige Branchen wie die Eisen- und Stahlindustrie, die Chemie, aber auch Transportsektoren wie die Schifffahrt, schwere LKW oder die Luftfahrt. Gleichzeitig bietet sich Wasserstoff als leistungsfähiger Stromspeicher an, der überschüssige Wind- oder Solarstrommengen über lange Zeiträume zwischenspeichern oder direkt dem Erdgasnetz zur Verfügung stellen kann.

Ein großer Vorteil von Wasserstoff ist zudem seine Vielseitigkeit. Er kann als Kraftstoff in Motoren und Brennstoffzellen, als Brennstoff für

Wärme, als langfristiger Stromspeicher oder als Rohstoff für wichtige chemische Produkte verwendet werden. Er verbrennt ohne Emissionen von Schadstoffen oder Treibhausgasen.

## 1.1 VON GRAU ZU BLAU UND GRÜN - DIE FARBENLEHRE DES WASSER- STOFFS

Für die Wasserstoffproduktion steht weltweit eine Vielfalt von technischen Alternativen zur Verfügung. Das Schaubild (Abb.1.1) zeigt auch die für Deutschland in Zukunft interessantesten Alternativen: Elektrolyse mit Grünstrom (**Grüner Wasserstoff**) und Erdgas-Reforming mit CCS, also CO<sub>2</sub>-Abscheidung und CO<sub>2</sub>-Endlagerung (**Blauer Wasserstoff**).

Kohleverfahren spielen insbesondere in China eine große Rolle. Biomasse-Verfahren sind noch nicht sehr weit verbreitet, könnten aber in Verbindung mit CCS nicht nur klimaneutral, sondern sogar "negative Emissionen" erzeugen, also der Atmosphäre CO<sub>2</sub> entziehen.

Weitere Varianten, die nicht im Schaubild aufgeführt werden, ist der **Graue Wasserstoff**. Dabei handelt es sich um das traditionelle Erdgas-Reforming ohne CCS. Eine neue Variante ist der "**Türkise Wasserstoff**", also die Methanpyrolyse, die weiter unten vorgestellt wird.

In der politischen Diskussion in Deutschland konkurrieren drei Konzepte um die Aufmerksamkeit:

- Grauer Wasserstoff (Grey Hydrogen)
- Blauer Wasserstoff (Blue Hydrogen)
- Grüner Wasserstoff (Green Hydrogen)

**Grauer Wasserstoff** ist die heute weltweit dominierende Technik. Im Standardverfahren der Dampfreformierung (SMR) oder Varianten davon wird durch den Einsatz von Erdgas weltweit Wasserstoff erzeugt. Es ist aktuell das **kos-tengünstigste** Verfahren, aber dabei werden **große Mengen** CO<sub>2</sub> frei. Klimapolitisch ist Grauer Wasserstoff offensichtlich der falsche Weg. Bei höheren CO<sub>2</sub>-Preisen wird er auch kommerziell immer weniger attraktiv.

**Blauer Wasserstoff**, das **Hauptthema** dieser Kurzstudie, gilt als eine klimapolitische Alternative. Dieser Pfad nutzt die vorhandenen Anlagen des Grauen Wasserstoffs, aber scheidet das entstehende CO<sub>2</sub> zum größten Teil ab und lagert es unterirdisch ein (**CCS** Carbon Capture and Storage). Dadurch werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen **reduziert**, aber es bleiben erhebliche

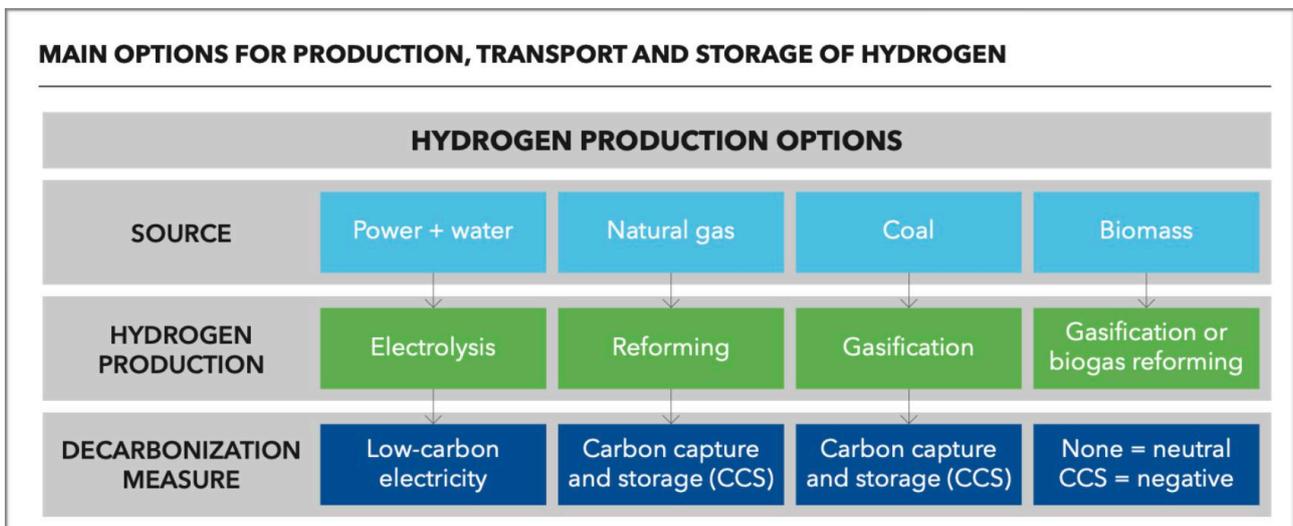
**Restemissionen**, insbesondere durch die Bereitstellung von Erdgas.

Zudem kann Blauer Wasserstoff nur eine **Zwischenlösung** sein, denn die Kapazität der CO<sub>2</sub>-Lagerstätten ist begrenzt. Sobald die Kapazitäten erschöpft sind oder durch Knappheitspreise zu teuer werden, besteht das Risiko, dass bis dahin nachhaltigere Alternativen wie Grüner Wasserstoff auch kommerziell interessanter geworden sind. Doch dieser Weg wäre dann durch die bereits bestehende Infrastruktur für Blauen Wasserstoff blockiert.

Blauer Wasserstoff wird von der Öl- und Gasindustrie sowie weiten Teilen der Chemiebranche favorisiert. Diese erdgasbasierten Anlagen fügen sich besser als isolierte Elektrolyseure in die Verbundproduktion der Raffinerien oder der großen Chemiekomplexe ein. Ölraffinerien gehören zu den größten Verbrauchern von Wasserstoff. Durchschnittlich entstehen 20% ihrer CO<sub>2</sub>-Emissionen durch die Wasserstoffproduktion (IEA 2020, S.138).

**Grüner Wasserstoff** setzt auf die **vollständige Dekarbonisierung** der Wasserstoffproduk-

Abb. 1.1 Optionen zur Produktion und Dekarbonisierung von Wasserstoff



Quelle: Aarnes (2018)

tion. In **Elektrolyseuren** wird regenerativ erzeugter Strom verwendet, um Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zu zerlegen. Dadurch werden CO<sub>2</sub>-Emissionen vollständig vermieden.

Das ist zwar klimapolitisch ein geeigneter Pfad, aber die **Kosten** sind derzeit noch deutlich **höher** als bei den Konkurrenzverfahren, die Erdgas einsetzen. Zudem muss der Strom dekarbonisiert sein, damit die Elektrolyse tatsächlich "grün" ist. Grüner Wasserstoff ist also auf den **Ausbau von Windstrom und Solarstrom** angewiesen. Wenn Elektrolyseure den heutigen Strommix nutzen müssten, hätte Grüner Wasserstoff selbst gegenüber Grauem Wasserstoff keine Emissionsvorteile.

Die deutsche Energiepolitik steht nun ebenso wie die Industrie vor der schwierigen **Frage, welche Technologiepfade favorisiert und unterstützt** werden sollen. Diese Kurzstudie liefert dazu Basisinformationen und Argumente. Sie stützt sich dabei auf eine Auswertung der deutschen und internationalen Fachliteratur.

## 1.2 WASSERSTOFF: POLITISCH IM AUFWIND

Wasserstoff ist energiepolitisch weltweit im Aufwind. Nach einem folgenlosen Aufflackern des Interesses Anfang des Jahrhunderts erhält Wasserstoff nun Unterstützung aus allen Richtungen: Politik, Industrie, Kommunen und regenerative Stromanbieter:

- Neu ist das verstärkte Interesse großer Emittenten wie der Ö raffinerien, die immer höheren CO<sub>2</sub>-Preise befürchten.
- Die Maschinen- und Anlagenbauer sehen eine boomende Zukunftsbranche in Elektrolyseuren und anderen Anlagen, die mit einer boomenden Wasserstoffwirtschaft verbunden wären.

- Der Druck kommt auch aus der Strombranche. Das schwankende Stromdargebot der Solarmodule und Windturbinen braucht Speichermedien wie Wasserstoff, um Überschüsse verwerten zu können und Abregelungen zu vermeiden.
- Selbst die Gasbranche, die ihren sicher geglaubten Status als Brückentechnologie gefährdet sieht, steht Wasserstoff nun offener gegenüber. Beimischungen im Erdgasnetz sind fast überall technisch problemlos möglich.

## 1.3 WASSERSTOFFPRODUKTION HEUTE

Wasserstoff ist schon heute ein wichtiges Element in der globalen Energie- und Industrielandschaft. Jährlich werden 70 Mio. Tonnen in reiner Form verbraucht, weitere 45 Mio. Tonnen in Gasmischen zur Herstellung von Methanol oder Stahl. Die Nachfrage wächst seit Jahrzehnten (vgl. Abb.1.2).

In Energiegrößen umgerechnet sind das 330 Mio. Tonnen Öl pro Jahr (IEA 2019e, S.85, 587). Zum Vergleich: Das ist das Dreifache des deutschen Ölverbrauchs.

Die Nachfrage kommt überwiegend aus den Ö raffinerien und der Chemie. Wasserstoff wird insbesondere für Raffinerieprozesse sowie für die Herstellung von Ammoniak und Methanol benötigt (vgl. Abb.1.3). Räumlich konzentriert sich die heutige Wasserstoffproduktion auf Industriezentren an den Küsten der Nordsee, der Golfküste in den USA und Südostchina.

Etwa 2% des globalen Primärenergiebedarfs wandern in die Herstellung von Wasserstoff. Davon entfallen drei Viertel auf Erdgas (205 Mrd. Kubikmeter, das sind 6% des Weltangebots). Weitere 23% des Wasserstoffs entstehen durch Kohle (107 Mio. Tonnen Kohle, 2% des Weltangebots). Öl und Strom stehen für die restlichen 2% zur Verfügung.

Die Verwendung von Erdgas und Kohle sorgen dafür, dass die Wasserstoffproduktion enorme Emissionen erzeugt. Wenn Erdgas eingesetzt wird, entstehen 10 Tonnen CO<sub>2</sub> je Tonne Wasserstoff; bei Öl sind es 12 tCO<sub>2</sub>/tH<sub>2</sub>, bei Kohle sogar 19 tCO<sub>2</sub>/tH<sub>2</sub> (IEA 2019c, S.38).

Bei der globalen Produktion von reinem Wasserstoff (70 Mio. t) entstehen jährlich **830 Mio. t CO<sub>2</sub>**. Davon entweichen 700 Mio. Tonnen direkt in die Atmosphäre. Etwa 130 Mio.t werden bei für die Düngemittelherstellung eingesetzt (IEA 2019c, S.17).

Die **Dekarbonisierung von Wasserstoff** könnte also einen wichtigen **Beitrag zum Klimaschutz** leisten. Bislang werden nur 0,7% des Wasserstoffs emissionsfrei hergestellt (IEA 2019e, S.587; IEA 2019c, S.32,38).

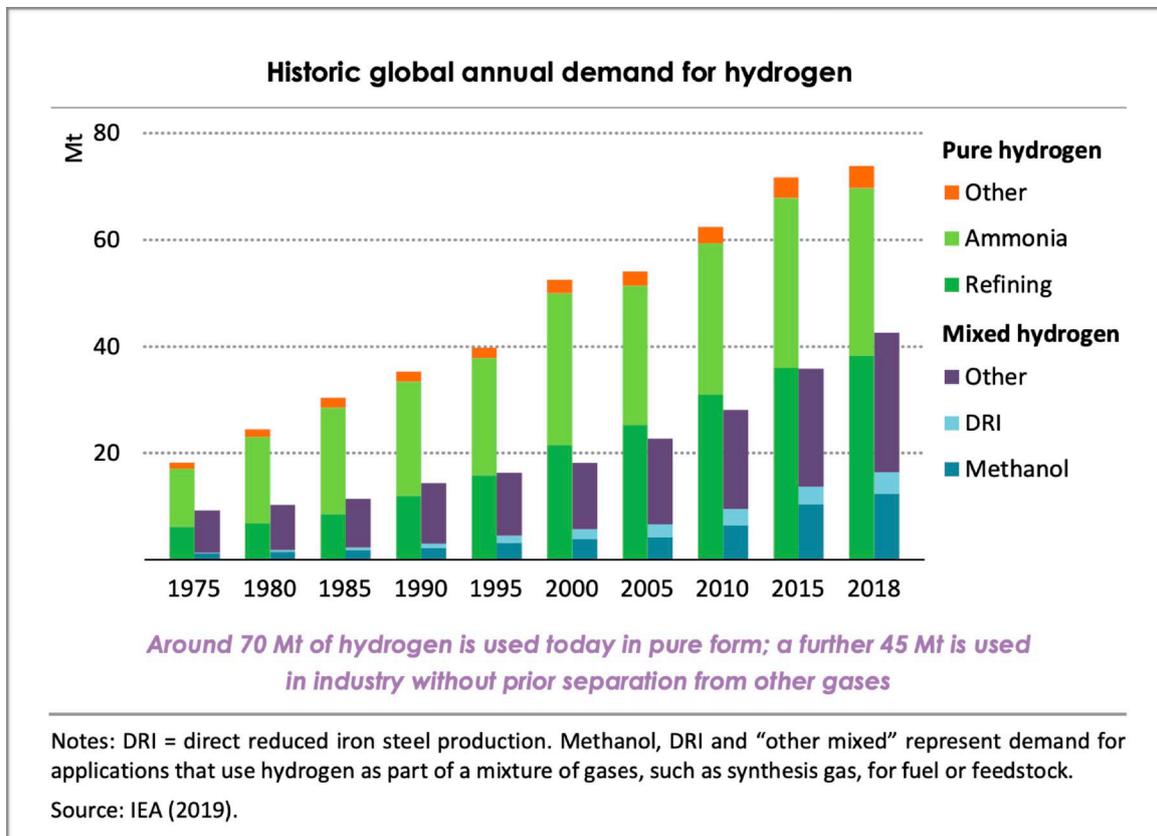
## 1.4 ZAHLREICHE GROßPROJEKTE GEPLANT - RASANTES MARKT-WACHSTUM ERWARTET

Der Beratungskonzern WoodMackenzie rechnet mit einem steilen Marktaufschwung für Elektrolyse in den kommenden Jahren und wettbewerbsfähigen Wasserstoffpreisen gegenüber den fossilen Pfaden (SMR) schon bis 2030 in wichtigen Märkten wie Australien, Deutschland und Japan.

Sie erwarten 3,2 GW neuer Elektrolyse-Kapazitäten weltweit in den Jahren 2020-2025. In den Jahren 2000 bis Ende 2019 wurden nur 253 MW gebaut, wie Abb.1.4 zeigt (Deign 2019; WoodMackenzie 2019).

So sehen das auch die Experten von Bloomberg New Energy Finance (BNEF). Sollte es zu einem

Abb.1.2 Die Nachfrage nach Wasserstoff 1975-2018



Quelle: IEA (2019e), Fig.13.7

zunächst politisch unterstützten globalen Aufschwung für Grünen Wasserstoff kommen, werden die erwarteten Kostensenkungen ab 2030 einen enormen Boom auslösen, so die BNEF-Prognose. Im Jahr 2050 könnte die Produktion von Grünem Wasserstoff in einem optimistischen Szenario auf jährlich 275 Mio. Tonnen schlagartig steigen (Mathis 2019, Wilkes 2019).

Das Interesse an Grünem Wasserstoff ist in der Tat in den letzten Jahren weltweit stark gestiegen. Seit dem Jahr 2000 nahmen etwa 230 zumeist kleine Anlagen bis zu 10 MW den Betrieb auf. In den letzten Jahren stieg die Projektgröße auf 20-30 Mio. Dollar je Anlage. In den kommenden Jahren wird sich dieser Trend mit noch größeren Anlagen Richtung 100 MW und einer sprunghaft steigenden Zahl neuer Projekte fortsetzen.

Aber auch bei Blauem Wasserstoff tut sich viel. Die Projekte waren hier bislang deutlich größer als bei den Konkurrenten. Andererseits war die

Zahl der Projekte geringer. Seit dem Jahr 2000 wurden lediglich 9 Anlagen für Blauen Wasserstoff gebaut (IEA 2019c, S.27, Stand Mitte 2019).

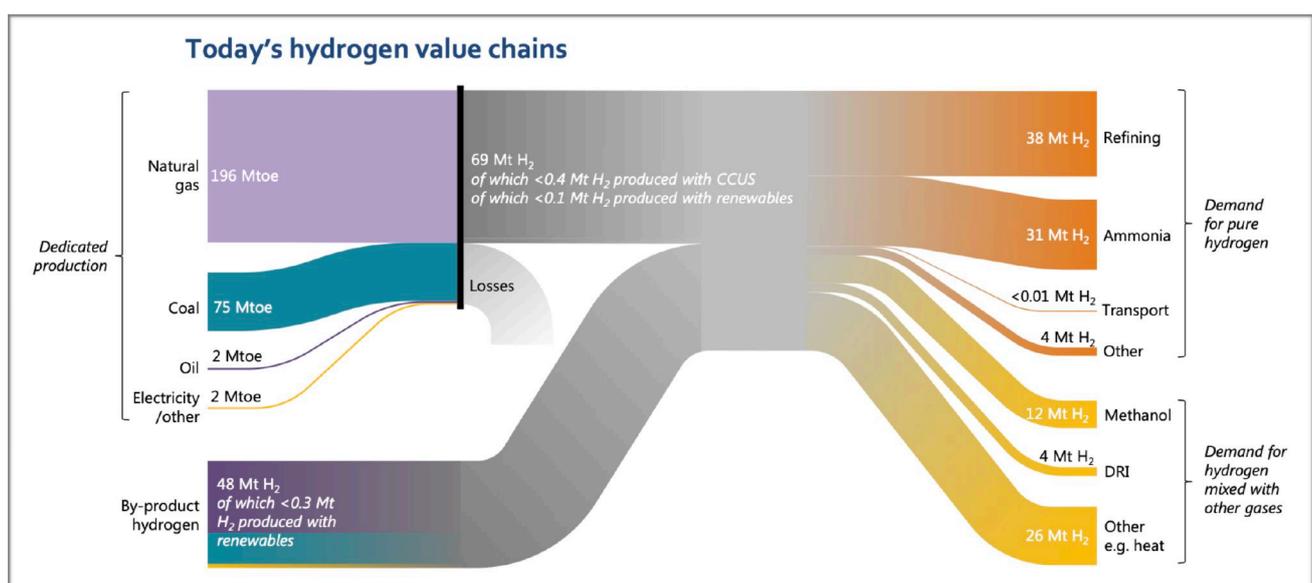
In den kommenden Jahren erwartete die IEA bisher nur wenige größere Projektstarts im Industriebereich. Darunter befanden sich allerdings einige Megaprojekte. Zudem gab es in den letzten Monaten mehrere Neuankündigungen für große Projekte (vgl. Liste unten).

## 1.5 WASSERSTOFF UND INDUSTRIE-POLITIK: PROJEKTWELLE IN EUROPA

Elektrolyse-Anlagen sind eine Schlüsseltechnologie der Zukunft. Es werden voraussichtlich diejenigen Industrieunternehmen davon profitieren, die einen starken Heimatmarkt haben.

Insofern ist die Entscheidung "Grün oder Blau" auch eine industriepolitische Frage. Wie schon bei Solarzellen und Batterien hat die Frage, wie der Wasserstoff in Zukunft produziert werden

Abb. 1.3 Die Wertschöpfungsketten im Wasserstoffmarkt



Quelle: IEA (2019c), Fig.6

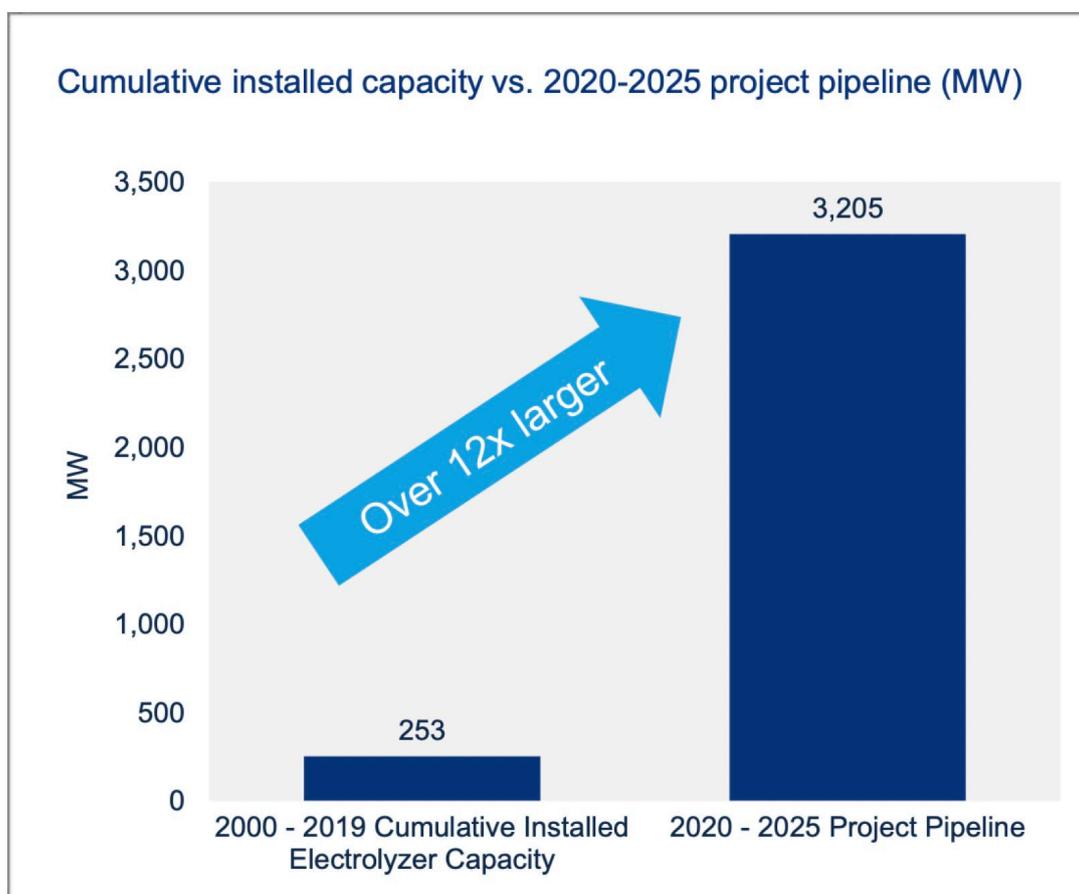
soll, weitreichende Folgen für den Industriestandort Deutschland.

Derzeit sind in Europa zahlreiche neue Projekte am Start. Noch größer ist das Interesse nur in Ostasien. In Europa sind besonders Deutschland ("Reallabor"-Programm), die Niederlande (v.a. Raffineriezentrum Rotterdam) und Großbritannien (v.a. Nordengland) aktiv, wie die folgende Liste von Großprojekten zeigt.

Da in der Nordsee große Offshore-Windparks entstehen (zur Zeit 13 GW, geplant sind 50 GW bis 2030), sind auch dort Pläne für Grünen

Wasserstoff im Aufwind. Sie könnten Strommengen nutzen, die von den Festlandnetzen nicht aufgenommen werden können. Wenn nur 5% der für 2030 geplanten Windstrommengen dafür genutzt werden, könnten damit 0,2 Mio. Tonnen Grüner Wasserstoff pro Jahr hergestellt werden (IEA 2019c, S.179).

Abb.1.4 Wachstumserwartungen im Elektrolyse-Markt weltweit



Quelle: WoodMackenzie (2019)

## PROJEKTE IN EUROPA: GRÜNER UND BLAUER WASSERSTOFF

PROJEKTNAME & STANDORT	AKTEURE	ANLAGEN
BP Rotterdam Refinery (NL)	BP, Nouryon, Port of Rotterdam	Blauer Wasserstoff 250 MW
Delfzijl (NL)	Nouryon, Gasunie	Elektrolyseur 20 MW
Element Eins (D)	Tennet, Gasunie, Thyssengas	Elektrolyseur 100 MW
GET H2 (D)	RWE, Siemens	Elektrolyseur 105 MW
Gigastack (UK)	ITM Power, Orsted, Element Energy	PEM Elektrolyseure; Massenfertigung von 5 MW Modulen
GrInHy2.0 (D)	Salzgitter Mannesmann Forschung GmbH; Salzgitter Flachstahl GmbH; Sunfire GmbH u.a.	Hochtemperaturelektrolyse
H-DRI (D)	ArcelorMittal Germany	Wasserstoff-DRI-Anlage für Stahlindustrie; erst Gichtgas, später Grüner Wasserstoff
H21 NoE (UK)	Cadent, Equinor, Northern Gas Networks	Bis 2035 12,5 GW (!) Blauer Wasserstoff Anlagen und 8 TWh (!) Wasserstoffspeicher in Nordengland; CCS-Anlagen für 20 Mio.t CO <sub>2</sub> pro Jahr; Anpassung britischer Gasnetzwerke an hohen Wasserstoffanteil
H2Future (Österreich)	Voestalpine, Verbund	PEM-Elektrolyse, 6MW für Stahlindustrie
H2M (Hydrogen to Magnum) (NL)	Nuon, Equinor, Gasunie	Nuon: 440 MW Wasserstoff-Kraftwerk in Eemshaven Equinor: ATR-Anlage für Blauen Wasserstoff und sorgt für CO <sub>2</sub> -Einspeicherung offshore in Norwegen
Hybridge (D)	Amprion, OGE	Elektrolyseur 100 MW
HYBRIT (Schweden)	SSAG, LKAB, Vattenfall	Wasserstoff-DRI-Anlage für Stahlindustrie aus Grünem Wasserstoff
HyGreen Provence (F)	Engie, Air Liquide	Solarstromanlagen für Grünen Wasserstoff und H <sub>2</sub> -Speicher für regionale Nutzung
Les Hauts de France (F)	HydrogenPro, H2V Industry	5 Elektrolyseure mit je 100 MW
Raffinerie Heide (D)	Ørsted, Raffinerie Heide	Grüner Wasserstoff mit Offshore Windstrom
Rephyne (D)	Shell, ITM Power, SINTEF, thinkstep u.a.	PEM-Elektrolyse (10 MW) v.a. für Raffinerie Rheinland
SALCOS (D)	Salzgitter AG, Fraunhofer-Gesellschaft	Wasserstoff-DRI-Anlage, u.a. mit Grünem Wasserstoff aus GrInHy 2.0 (s.o.)

### Quellen:

Schneider (2019), Global Energy Briefing (2019), Joas (2019), Gielen (2019). Liste mit 352 Projekten weltweit: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen/data-and-assumptions#abstract>  
Karte mit H2-Projekten in Europe: <https://hydrogeneurope.eu/projects>

# 2. BLAUER UND GRÜNER WASSERSTOFF: VERFAHREN UND KOSTEN

## 2.1 BLAUER WASSERSTOFF - DIE VERFAHREN

Für die Produktion von Blauem Wasserstoff gibt es unterschiedliche Verfahren. Allen gemeinsam ist die Verwendung von Erdgas (oder Kohle) als Brennstoff und als Rohstoff. Im deutschen Kontext ist nur der Erdgaspfad von Bedeutung.

Zwei Verfahren sind besonders wichtig:

- **SMR:** Dampfreforming mit Erdgas (Steam Methane Reforming). Es ist das mit Abstand häufigste Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff weltweit.
- **ATR:** Autothermal Reforming. Hier werden Prozesse von SMR und POX (Partielle Oxidation) kombiniert.

Fügt man SMR oder ATR die Prozesse der Abscheidung und Endlagerung von CO<sub>2</sub> (CCS) hinzu, bezeichnet man das gesamte Verfahren als **Blauen Wasserstoff (Blue Hydrogen)**. SMR/ATR ohne CCS wird umgangssprachlich als **Grauer Wasserstoff** bezeichnet.

Der Energieverlust ist bei beiden Verfahren relativ hoch, denn es gehen 20-35% der Energie bei der Produktion verloren, je nach Verfahren (Thomas 2007; Balcombe 2018a). Hinzu kommen die Energieverluste für die aufwendige Bereitstellung von Erdgas (vgl. Erdgaskapitel).

Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung ist bei ATR vollständiger als bei SMR. Allerdings wird dazu Sauerstoff benötigt, dessen Herstellung zusätzliche Energie benötigt. Eine ATR-Anlage konsumiert zudem deutlich mehr Strom als eine vergleichbare SMR-Anlage und die Energieeffizienz ist geringer. Bei einem durchschnittlichen Strommix relativiert sich dadurch der Emissionsvorteil von ATM gegenüber den üblichen SMR-Verfahren (Navigant 2019, S.27).

Dennoch geht der Trend Richtung ATR. ATR mit CCS verspricht, CO<sub>2</sub>-Abscheidungsraten von 90% bei geringeren Kosten zu erzielen und soll daher z.B. in geplanten Großprojekten in Großbritannien und Rotterdam zum Einsatz kommen. Der Praxistest steht allerdings noch aus (IEA 2019c, S.40).

### METHANPYROLYSE - TÜRKISER WASSERSTOFF (METHANE SPLITTING)

Daneben gibt es weitere, zum Teil vielversprechende neue Verfahren, die jedoch noch in der Pilotphase sind. Dazu gehört das Methane Splitting bzw. die Methanpyrolyse, die gelegentlich als "Türkiser Wasserstoff" bezeichnet wird.

Hier wird Erdgas thermisch in einem Hochtemperaturreaktor in seine Bestandteile Wasserstoff und Kohlenstoff zerlegt. CO<sub>2</sub> wird dabei nicht frei. Die Prozesswärme kann durch Strom, Erdgas oder einen Teil des hergestellten Wasser-

stoffs bereitgestellt werden. Wegen der externen Energieversorgung können jedoch Emissionen entstehen.

Die Energieeffizienz ist wegen der hohen Prozesstemperaturen deutlich geringer als bei SMR, aber dafür entsteht dabei kein CO<sub>2</sub>, sondern nur Wasserstoff und fester Kohlenstoff (Carbon Black), der vermarktet werden kann (Pöyry 2019; Joas 2019, S.198).

Wie bei den anderen erdgasbasierten Verfahren hat aber auch die Methanpyrolyse das Problem, dass in den Lieferketten für Erdgas erhebliche CO<sub>2</sub>- und Methanemissionen auftreten. Methanpyrolyse ist also kein emissionsfreier Technologiepfad.

### SMR IN RAFFINERIEEN

Ölraffinerien verfügen in der Regel über große SMR-Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff. Dort entsteht ein hochkonzentrierter CO<sub>2</sub>-Strom, der zu relativ geringen Kosten abgefangen werden kann.

Um die erwartbaren hohen CO<sub>2</sub>-Abgaben zu vermeiden, sind Raffineriebetreiber daher eher an Lösungen entlang des Pfades von Blauem Wasserstoff mit CCS interessiert als an Grünem Wasserstoff, der den externen Bezug von Strom notwendig macht und weniger gut in den Produktionskomplex einer Großraffinerie passt.

Bislang jedoch sind die CO<sub>2</sub>-Preise zu niedrig. Die IEA schätzt, dass Ölkonzerne in der EU erst ab einem CO<sub>2</sub>-Preis über 50 \$/t kommerzielle Anreize hätten, Projekte mit Blauem Wasser-

stoff (also mit CCS) zu verfolgen (IEA 2019c, S.96).

Es gibt allerdings auch Ausnahmen, insbesondere in Deutschland:

- Die Rheinland Raffinerie (Shell) verfolgt ein Elektrolyse-Projekt (10 MW), um 1% seines Wasserstoffbedarfs mit Grünem Wasserstoff zu decken.
- Die Raffinerie Heide hat den Bau eines Elektrolyseurs mit 30 MW angekündigt, der mit Offshore-Windstrom versorgt werden soll.
- Eine noch größere Anlage (250 MW) ist in Rotterdam für die dortige BP-Raffinerie im Gespräch im Rahmen des Projekts H-Vision (IEA 2019c, S.97f.).

Die sechs größten eigenständigen SMR-Anlagen (Merchant Plants) in Deutschland sind in der folgenden Tabelle zu sehen (vgl. Abb.2.1). An diesen Raffineriestandorten wird Erdgas, Raffineriegas oder Naphtha Cracker Gas eingesetzt, um Wasserstoff herzustellen.

## 2.2 DIE KOSTEN VON BLAUEM WASSERSTOFF

Die Kosten von SMR-Verfahren hängen in erster Linie von den Gaspreisen und den Investitionskosten ab. Bei Blauem Wasserstoff kommen die CCS-Kosten hinzu, bei Grauem Wasserstoff die CO<sub>2</sub>-Kosten.

Im europäischen Durchschnitt schätzt die IEA für 2018 die Produktionskosten von erdgasbasiertem Wasserstoff auf ca. 1,7 \$/kgH<sub>2</sub> ohne CCS (Grauer Wasserstoff), und auf 2,4 \$/kgH<sub>2</sub>

Abb.2.1 Wasserstoffproduktion in Deutschland in Stand-Alone-Anlagen

Hydrogen production per site location (scenario 0.1 and 1 million FCEV).						
Location	Ingolstadt	Leuna	Brunsbüttel	Hürth	Bitterfeld	Leuna
Type	SMR	SMR	SMR	BP	BP	BP
Capacity [t/year]	16,500	16,500	16,500	6,300	21,350	21,350

Quelle: Robinius (2018), Table 6-7.

mit CCS (Blauer Wasserstoff) (IEA 2019c, S.42). Eine internationale Übersicht über die Produktionskosten ist in der Abb.2.2 zu sehen. Sie reichen von knapp unter 1 \$/kgH<sub>2</sub> in den USA und am Persischen Golf, jeweils ohne CCS, bis knapp 2,5 \$/kgH<sub>2</sub> in Europa und China mit CCS.

Die Kosten für Erdgas stellen dabei in Europa 50-70% der gesamten Herstellungskosten. Daraus ergeben sich für Projekte von Blauem Wasserstoff zusätzliche Investitionsrisiken, da die Erdgaspreise schwanken und langfristig kaum kalkuliert werden können.

Balcombe/Parkinson kommen in einer vergleichenden Preisübersicht für SMR-Projekte in den USA auf etwas höhere Werte von 1,3 \$/kgH<sub>2</sub> (ohne CCS) bis 1,9-2,1 \$/kgH<sub>2</sub> (mit CCS), trotz der niedrigen Gaspreise in den USA (Balcombe 2018a, Tab.4; Balcombe 2018b).

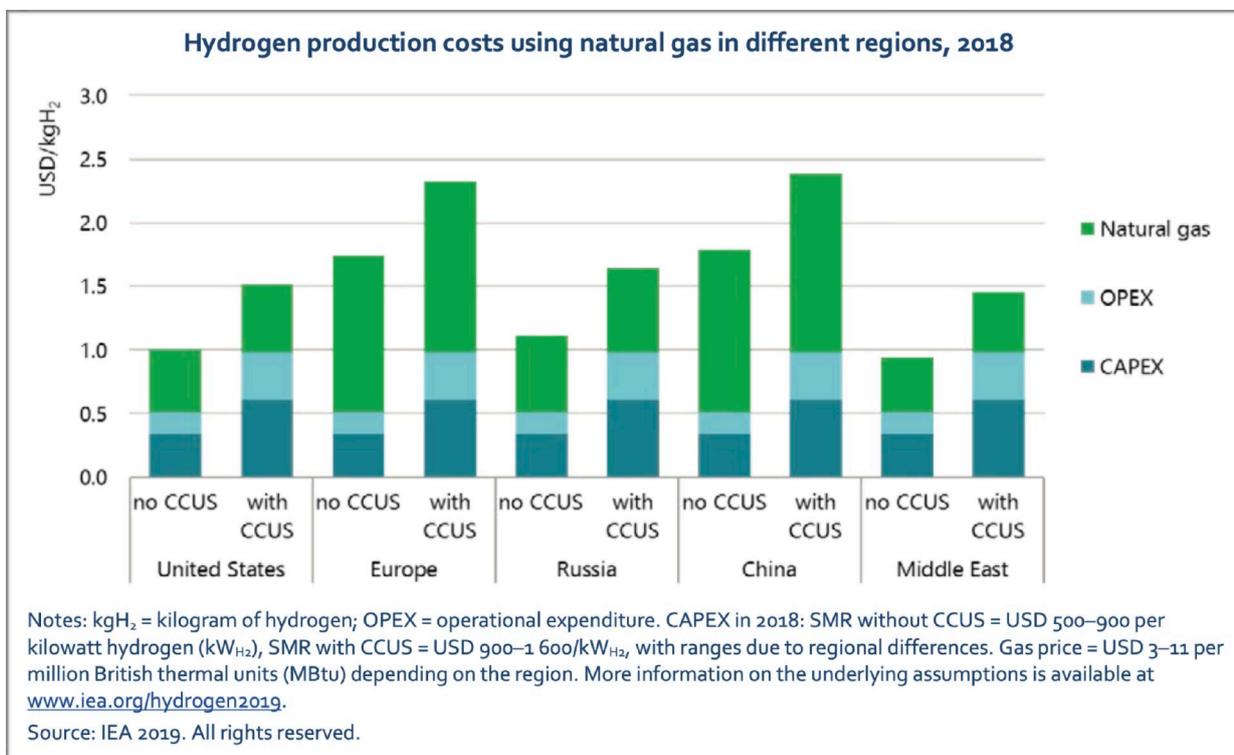
Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten sind bei Blauem Wasserstoff erheblich. CCS erhöht laut IEA die Kosten um ein Drittel bis zur Hälfte, wie auch der Abb.2.2 zu entnehmen ist.

Wenn 60% des CO<sub>2</sub> eingefangen werden sollen, liegen die Kosten dafür derzeit für eigenständig operierende SMR-Anlagen (Merchant Plants) bei ca. 53 \$/t CO<sub>2</sub>. Das gilt für europäische Verhältnisse und europäische Gaspreise.

Wenn 90% des CO<sub>2</sub> eingefangen werden sollen, steigen die Kosten laut IEA auf 80 \$/t CO<sub>2</sub> für SMR Merchant Plants und 90-115 \$/t CO<sub>2</sub> in integrierten Ammoniak/Urea-Anlagen (IEA 2019c, S.39f).

Praxisnahe Zahlen von Amec Foster Wheeler zeigen, dass die Ausstattung von SMR-Anlagen mit CCS-Abscheidungstechnik die Investitionskosten um 18-79% und die operativen Kosten

Abb.2.2 Produktionskosten von Wasserstoff mit und ohne CCS in fünf Regionen



Quelle: IEA (2019c), Fig.9

um 18-33% erhöhen. Das entspricht CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von 47-70 Euro je Tonne (IE-AGHG/Amec Foster Wheeler 2017a).

## 2.3 DAS SYNCHRONISIERUNGSPROBLEM VON BLAUEM WASSERSTOFF

Die klimapolitischen Vorteile, vor allem bei der Sektorkopplung, sind die wichtigsten Treiber für emissionsarme Wasserstoffprojekte, ob nun "Blau" oder "Grün". Allerdings können gerade größere Projekte komplex werden, da sie eine umfangreiche Koordination entlang der Wertschöpfungskette erfordern. Das kann zu langwierigen Verzögerungen und zusätzlichen Kosten führen.

Schon die Synchronisierung zwischen dem Windstromausbau in Norddeutschland und dem Neubau von Stromleitungen hat in Deutschland zu großen Problemen geführt. Gegen Windparks und neue Stromtrassen regt sich vielerorts lokaler Widerstand, der Projekte verzögert oder sogar vereitelt. Ein verschleppter Ausbau von Wind- und Solarstromanlagen wäre das größte Investitionshindernis für den Ausbau von **Grünem Wasserstoff**.

Probleme der Koordination und Synchronisierung sind bei Projekten für **Blauen Wasserstoff** eher noch größer. Auch Endlagerstätten für CO<sub>2</sub> oder neue CO<sub>2</sub>-Pipelines dürften in Deutschland auf lokalen und regionalen Widerstand stoßen.

Geologisch geeignete Standorte sind auf dem Festland ohnehin nur in begrenztem Umfang vorhanden (siehe CCS-Kapitel). Wenn CO<sub>2</sub> bis in alte Erdgasfelder vor Norwegen transportiert werden muss, wird der Bau eines Netzes von CO<sub>2</sub>-Pipelines notwendig, das die Emissionen der Anlagen sammeln und abtransportieren kann.

Eine Alternative wäre der Bau der Wasserstoffanlagen direkt an der Küste. Doch in diesem

Fall müsste der produzierte Wasserstoff über größere Distanzen ins Binnenland befördert werden, was ebenfalls erhebliche Kosten und den Bau neuer Infrastrukturen erfordert.

Es liegt auf der Hand, dass in der Praxis unvermeidliche Verzögerungen bei einem Glied in dieser Wertschöpfungskette (Erdgasversorgung, SMR/ATM-Anlage, CO<sub>2</sub>-Transport, CO<sub>2</sub>-Endlagerstätte) sofort zu höheren Kosten bzw. Investitionsrisiken bei anderen Akteuren führen. So könnte z.B. eine Betriebsgenehmigung für eine neue Anlage von Blauem Wasserstoff so lange verweigert werden, bis die CO<sub>2</sub>-Endlagerfrage technisch und rechtlich gelöst ist.

Diese **Koordinationsprobleme** sind schon heute absehbar und könnten wegen der kommerziellen Risiken viele Investitionen ausbremsen. Es steht also zu befürchten, dass der Aufbau einer größeren Infrastruktur für Blauen Wasserstoff inklusive der CCS-Entsorgung **Jahrzehnte** in Anspruch nimmt.

Sollten sich bis dahin die im Markt erwarteten Kostentrends realisieren, dann besteht die Gefahr, dass Blauer Wasserstoff in größerem Umfang erst dann zur Verfügung steht, wenn er gegenüber Grünem Wasserstoff nur noch geringe oder überhaupt **keine Kostenvorteile** mehr hat - aber weitaus **höhere Emissionen** verursacht.

## 2.4 PREISRISIKEN DURCH ERDGAS

### "NORMALE" MARKTPREISRISIKEN

Während die Stromkosten bestehender PV- und Windstromanlagen recht verlässlich eingeschätzt werden können, ist die Versorgung von Erdgas mit schwer kalkulierbaren Preisrisiken verbunden. Dadurch werden auch die Kosten von Blauem Wasserstoff unkalkulierbar.

Die Erdgasimportpreise Deutschlands schwankten in den letzten sieben Jahren zwischen 15

und 30 €/MWh im Jahresdurchschnitt. 2018 war ein relativ teures Jahr, 2019 fielen die Preise weltweit. Dahinter stehen kaum einschätzbare Faktoren wie Wintertemperaturen oder die chinesische Gaspolitik.

In den Jahren 2020 bis 2040 erwartet die IEA tendenziell steigende Erdgaspreise in Europa, die im moderaten Hauptszenario ohne CO<sub>2</sub>-Abgaben durchschnittlich Richtung 30 €/MWh klettern werden, falls politische Verwerfungen (Geopolitik, Klimapolitik) ausbleiben (IEA 2019e, S.204).

Die Preise werden dabei zunehmend durch flexible, weltweit operierende LNG-Anbieter definiert. Die großen traditionellen Pipeline-gas-Anbieter, also Russland und Norwegen, heben ihre Preise bis auf ein Niveau, das den Verlust großer Marktanteile an LNG-Anbieter aus Übersee gerade noch verhindert.

Die Untergrenze für die Erdgaspreise wird demnach in Zukunft durch die marginalen Kosten bereits bestehender LNG-Terminals in den USA, die Obergrenze durch die Neubaukosten von LNG-Terminals definiert.

### **PREISRISIKEN DURCH HÖHERE CO<sub>2</sub>-PREISE**

Voraussichtlich werden in den kommenden Jahren die CO<sub>2</sub>-Emissionspreise steigen. Die Szenarien für Europa und Deutschland reichen bis über 100 €/t CO<sub>2</sub>. Dabei werden immer mehr Emittenten erfasst, im In- und Ausland. Auch CO<sub>2</sub>-belastete Erdgasimporte könnten mit entsprechenden Abgaben belegt werden.

Die IEA rechnet bei höheren CO<sub>2</sub>-Abgaben mit Erdgaspreisen, die bis 2040 über 45 €/MWh klettern. Das entspricht in etwa 15 \$/mmBtu (IEA 2019e, Fig.1.22). Eine CO<sub>2</sub>-Abgabe von 100 €/t verdoppelt den aktuellen Importpreis von Erdgas, denn bei einem Emissionsfaktor für Erdgas von 0,2 tCO<sub>2</sub>/MWh wären das Zusatzkosten von 20 Euro/MWh.

Zwar kann bei Blauem Wasserstoff ein großer Teil der CO<sub>2</sub>-Emissionen durch die CCS-Einlagerung vermieden werden. Aber es bleiben prozessbedingte Restemissionen und Emissionen insbesondere in der Vorkette der Erdgasversorgung (siehe oben).

Bei hohen CO<sub>2</sub>-Preisen ist es außerdem pausibel anzunehmen, dass auch die Preise für den Transport und die Endlagerung von CO<sub>2</sub> steigen, insbesondere bei den begehrten großen Offshore-Lagerstätten in der Nordsee. Die Betreiber dieser Anlagen könnten ihre Preise anheben, da die Kunden andernfalls hohe CO<sub>2</sub>-Abgaben entrichten müssten.

Das Angebot an CCS-Lagerstätten kann hingegen nicht oder nur sehr langsam auf Preissignale reagieren, da die Zahl geologisch geeigneter Speicher nicht vergrößert werden kann. Die Zahl der Lagerstätten in Europa wird jedoch im Laufe der Jahre graduell wachsen, da immer mehr alte Gas- und Ölfelder in der Nordsee den Betrieb einstellen.

### **ERDGAS - PREISRISIKO DURCH VERSCHÄRFTE KLIMAPOLITIK**

Eine plötzliche Verschärfung der Klimaschutzpolitik über den erwarteten Pfad hinaus erhöht ebenfalls die Gaspreisrisiken.

Zum Beispiel könnte ein beschleunigter globaler Ausstieg aus der Kohle die Gasnachfrage schlagartig erhöhen, also preistreibend wirken.

Eine konsequente Klimaschutzpolitik reduziert zwar auch den Einsatz von fossilem Erdgas. Kontraintuitiv könnte eine beschleunigte Klimaschutzpolitik jedoch die internationalen Gaspreise erhöhen, da die Produzenten und Investoren angesichts der unsicheren Nachfrageausichten und des dann wohl turbulenten energiepolitischen Umfeldes ihre Investitionen drastisch reduzieren oder aufschieben.

Daraus entsteht immer wieder ein tatsächliches und erwartetes Marktgleichgewicht zwischen Gasnachfrage und Gasangebot. Die Gaspreise dürften in diesen Jahrzehnten stark schwanken. Die Preisrisiken steigen also, auch für die Produzenten von Blauem Wasserstoff.

### ERDGAS - GEOPOLITISCHE PREIS- UND VERSORUNGSRISIKEN

Die Abhängigkeit von Gasimporten ist zumindest latent mit Preisrisiken verbunden. Sie haben sich zwar in den letzten Jahrzehnten nicht oder nur für wenige Tage manifestiert (Transitgaskonflikte Ukraine/Russland 2006/2009). Ende 2019 standen die langwierigen Verhandlungen zwischen Russland und der Ukraine über Transitgas jedoch erneut auf der Kippe. Die Sanktionen des Westens gegen Russland sowie die Spannungen zwischen Berlin und Washington angesichts des Baus der Gaspipeline Nord Stream 2 zeigen ebenfalls diese latenten Risiken.

Insgesamt erscheint das internationale Umfeld zur Zeit riskanter als sonst. Akteure in Ost und West gehen Risiken ein (Krim, Irak, Iran), die noch vor wenigen Jahren als "Tail-end-Risiken" gegolten hätten. Insofern besteht das Risiko, dass auch die Erdgasversorgung und damit die Erdgaspreise in den Sog internationaler Krisen geraten.

Die damit verbundenen Preisrisiken treffen dann Anlagen für Blauen Wasserstoff, für die Erdgas der größte Kostenblock darstellt. Anlagen für Grünen Wasserstoff wären gegen solche Risiken immun.

## 2.5 GRÜNER WASSERSTOFF - DIE VERFAHREN

Grüner Wasserstoff wird durch Wasser-Elektrolyse hergestellt. Dabei wird Wasser ( $H_2O$ ) mit Hilfe von Strom in seine Bestandteile Wasserstoff ( $H_2$ ) und Sauerstoff ( $O_2$ ) zerlegt. Die Herstellung von Grünem Wasserstoff ist emissions-

frei, wenn der dafür benötigte Strom emissionsfrei produziert wurde.

Nur etwa 0,1% des globalen Wasserstoffs wird derzeit mit Wasser-Elektrolyse hergestellt. Sie kommt bisher vor allem dann zum Einsatz, wenn besonders reiner Wasserstoff z.B. in der Elektronik benötigt wird.

Seit einigen Jahren ist die Wasser-Elektrolyse jedoch im Aufwind, da sie den in immer größeren Mengen verfügbaren Solar- und Windstrom nutzen kann, ohne Schadstoff- oder  $CO_2$ -Emissionen zu erzeugen.

Da Grünstrom zudem immer kostengünstiger produziert werden kann, wird Grüner Wasserstoff allmählich auch kommerziell attraktiver. Neben dem Strom werden lediglich 9 Liter Wasser benötigt, um 1 kg Wasserstoff zu produzieren (IEA 2019c, S.42).

Die Elektrolyseure haben die Wahl zwischen drei Verfahren:

- **AEL** Alkaline Electrolysis (Alkalische Elektrolyse)
- **PEM** Proton Exchange Membrane Electrolysis
- **SOEC** Solid Oxide Electrolysis

1. Die **alkalische Elektrolyse** ist ein oft erprobtes und kommerziell eingesetztes Verfahren. Es wurde schon in den 1920er-Jahren im großen Maßstab genutzt. In Ländern mit großen und kostengünstigen Wasserkraftressourcen (Kanada, Norwegen u.a.) wurden damals auch für heutige Verhältnisse enorm große Anlagen mit bis zu 165 MW errichtet. Das kostengünstigere und weniger standortabhängige Dampfreforming-Verfahren, das Erdgas verwendet, verdrängte jedoch diese Anlagen vom Markt.

2. Die **PEM Elektrolyse** wurde von General Electric in den 1960er-Jahren entwickelt und eingesetzt. Diese Anlagen sind besser skalierbar als die alkalischen Anlagen und flexibler ein-

setzbar. Sie produzieren den Wasserstoff bereits in hoher Kompression, so dass Lagerung und Transport erleichtert werden. Dafür waren die Kosten in der Vergangenheit merklich höher. Aber der Abstand zur alkalischen Elektrolyse schrumpft rasch.

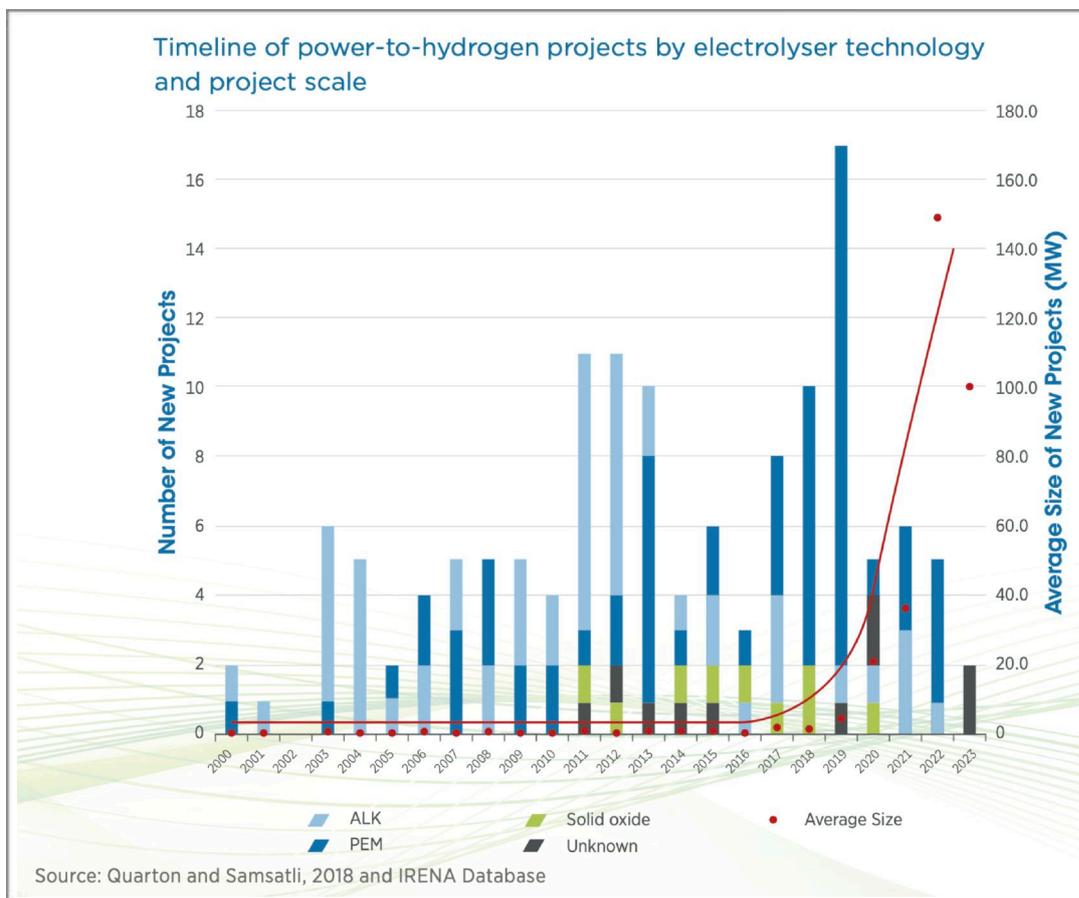
Daher gibt es gerade in Europa derzeit einen Trend, verstärkt diese PEM-Verfahren einzusetzen (vgl. Abb.2.3). Die durchschnittliche Größe der projektierten Anlagen wächst derzeit von 1 MW bis auf 100 MW.

Gegenüber den relativ starren SMR/ATM-Verfahren für Blauen Wasserstoff, können sich die gängigen Elektrolyseure (Alkalisch/PEM) sehr schnell und mit flexibler Leistung an das

schwankende Solar- oder Windstromdargebot anpassen (Heinemann 2019, S.18). Das gilt für PEM-Anlagen noch stärker als für die alkalischen Elektrolyseure. Sie könnten in dieser Funktion strategisch platziert werden, etwa in der Nähe von großen Offshore-Windparks, die ansonsten zeitweise abgeregelt werden müssten oder die bei Flauten keinen Strom ins Netz abgeben könnten.

3. Die **SOEC**-Anlagen stehen noch vor der kommerziellen Einführung. Sie gelten als effizient und verwenden vergleichsweise preiswerte Materialien. Allerdings arbeiten sie bei sehr hohen Temperaturen, was die Anlagen belastet (IEA 2019c, S.43).

Abb.2.3 Elektrolyse - Projektpipeline bis 2023 (Stand Mitte 2019)



Quelle: Gielen (2019), Fig.2

## 2.6 KOSTENTRENDS BIS 2030 UND 2050: GRÜNER VS BLAUER WASSERSTOFF

Die Kosten der gängigen Elektrolyse-Verfahren fallen derzeit rasch. Diverse Verbesserungen und Innovationen sind in der Testphase, so dass sowohl bei den Kosten wie auch bei der Effizienz der Elektrolyse sprunghafte Fortschritte zu erwarten sind.

Auch durch Upscaling werden Kostensenkungen erwartet. Die größten heute arbeitenden Elektrolyseure haben eine Kapazität von 10 MW, aber weitaus größere Anlagen mit 100-250 MW sind bereits in der Planung (Schmidt 2017; IEA 2019e, S.590).

Praktisch alle Marktexperten rechnen daher mit steil fallenden Kosten für Grünen Wasserstoff in den kommenden Jahren, wie auch die folgende Übersicht zeigt. Die Investitionskosten der Elektrolyseure fallen demnach in den kommenden

zwei Jahrzehnten auf einen Bruchteil der heutigen Ausgaben. Im Moment ist Grauer Wasserstoff (Erdgas ohne CCS) allerdings noch deutlich kostengünstiger.

### 1. IEA

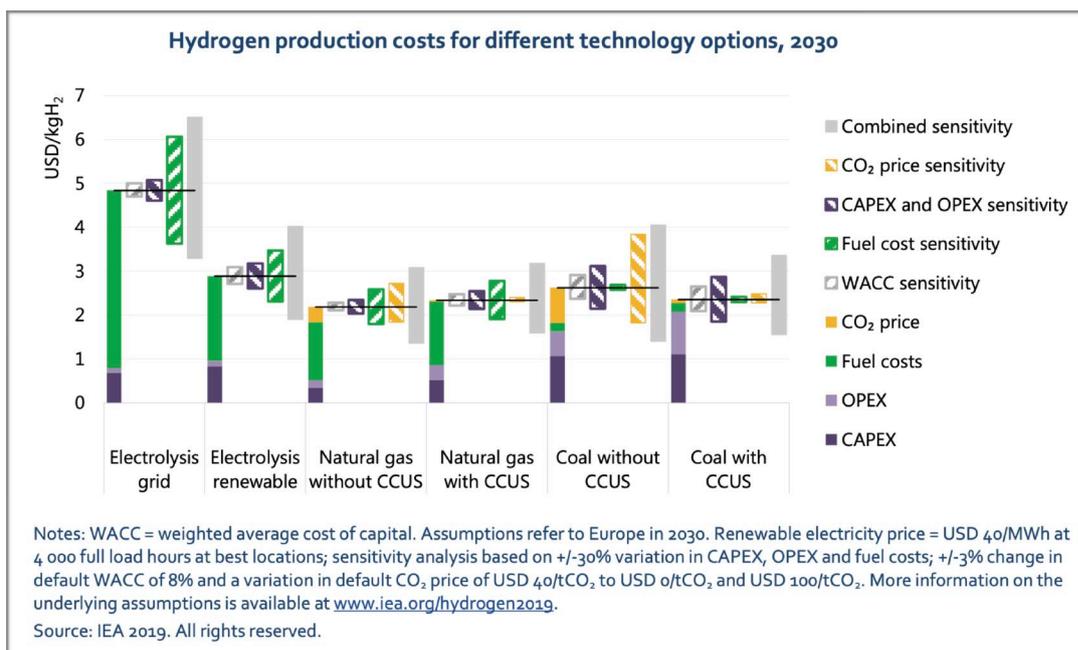
Die Internationale Energieagentur IEA geht davon aus, dass Grauer Wasserstoff in dieser Dekade an den meisten Standorten mit 1-2 \$/kgH<sub>2</sub> kostengünstiger bleiben wird als Grüner Wasserstoff oder Blauer Wasserstoff.<sup>3</sup>

An günstigen internationalen Standorten kommt Grüner Wasserstoff allerdings schon heute in diese Preisregionen. Insbesondere in China kann heute Grüner Wasserstoff zu Kosten von 2-2,3 \$/kgH<sub>2</sub> hergestellt werden, wie eine Analyse für fünf Provinzen zeigt (IEA 2019c, S.62). In Deutschland liegen die Kosten aktuell jedoch deutlich höher.

Das folgende Schaubild (Abb.2.4) zeigt die Ergebnisse einer Sensitivitätsanalyse, also den Einfluss verschiedener Variablen auf die Geste-

<sup>3</sup> Zur Umrechnung: 1 €/kgH<sub>2</sub> = 3 ct/kWh Heizwert H<sub>2</sub>

Abb.2.4 Kostenvergleich Grüner vs Blauer Wasserstoff - Europa im Jahr 2030



Quelle: IEA (2019c), Fig.16

herstellungskosten von Wasserstoff in Europa im Jahr 2030.

Vergleicht man die für Europa politisch relevanten Fälle von Wasserstoff aus Renewables (Grüner Wasserstoff) und Wasserstoff aus Erdgas mit CCS (Blauer Wasserstoff), dann wird deutlich, dass die Strompreise bzw. die Erdgaspreise den größten Einfluss haben (grün schraffiert). Setzt man Erdgas ohne CCS ein, dann spielen die CO<sub>2</sub>-Preise eine wichtige Rolle.

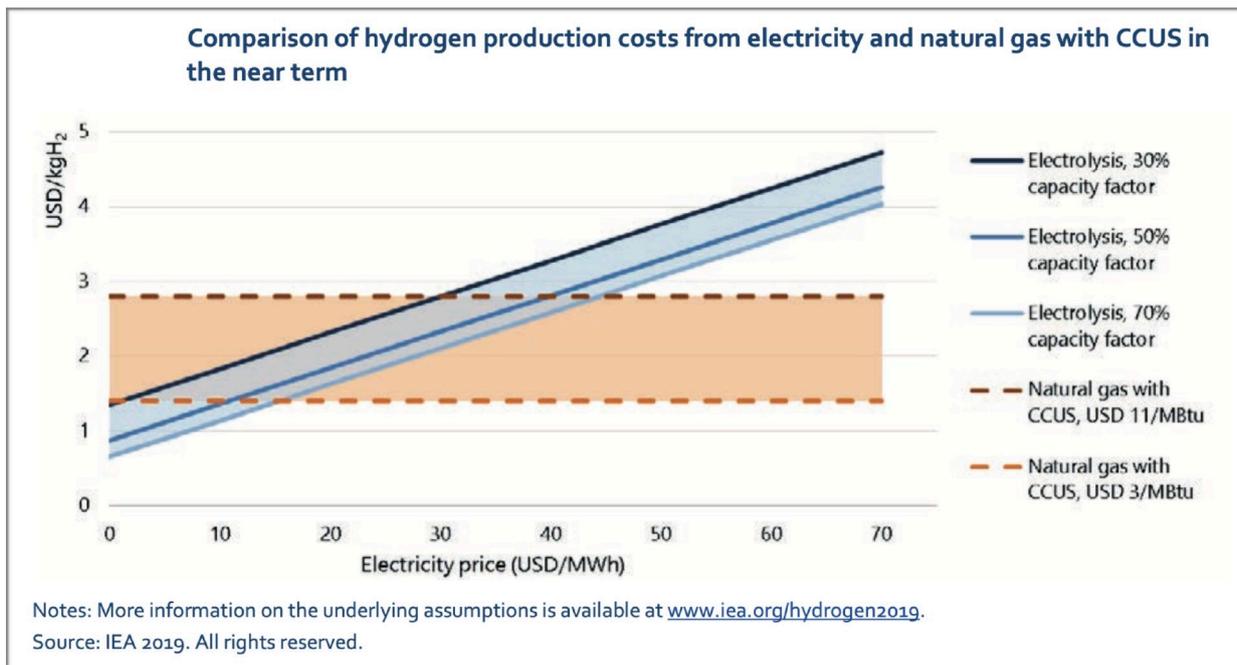
Sobald Grüner Wasserstoff aus ausreichenden Mengen von Wind- oder Solarstrom erzeugt werden kann, wird er preislich mit Blauem Wasserstoff und selbst mit Grauem Wasserstoff (ohne CCS, aber mit CO<sub>2</sub>-Preisen) schon 2030 in Europa konkurrenzfähig sein.

Für das Jahr **2030** rechnet die IEA in **Europa** mit Kosten von **Grünem Wasserstoff** in Höhe von **2-4 \$/kgH<sub>2</sub>** (günstiger Standort, 40 \$/

MWh Stromkosten, 4000h Volllaststunden), wenn Solar- und Windstrom zur Verfügung stehen. Die Kosten für **Blauen Wasserstoff** werden bei **1,5-3 \$/kgH<sub>2</sub>** gesehen und damit auf einem ähnlichem Niveau wie **Grauer Wasserstoff**, der von höheren CO<sub>2</sub>-Kosten belastet wird. Dabei unterstellt die IEA bis dahin CO<sub>2</sub>-Preise von durchschnittlich 40 \$/t (ca. 35 €/t).

Der Kostenvergleich zwischen Grünem und Blauem Wasserstoff hängt allerdings von vielen Variablen ab. Wenn es Elektrolyseuren beispielsweise gelingt, durch einen Mix aus überschüssigem Solar-/Windstrom und normalen Einkaufspreisen ihre Stromkosten auf durchschnittlich 20 \$/MWh zu senken und eine Auslastung von 3000 Stunden pro Jahr zu erreichen, liegen sie selbst bei niedrigen Gaspreisen von 20 \$/MWh auf demselben Kostenniveau wie Anlagen für Blauen Wasserstoff (vgl. Abb.2.5).

Abb.2.5 Kostenvergleich Grüner vs Blauer Wasserstoff - Abhängigkeit von Erdgas- und Strompreisen



Quelle: IEA (2019c), Fig.18

Eine wichtige Rolle spielt dabei auch der Kostentrend bei Elektrolyseuren. Die IEA sieht die Investitionskosten (inklusive Nebenanlagen) derzeit bei 500-1400 \$/kW Kapazität bei Alkalischen Elektrolyseuren, bei 1100-1800 \$/kW für PEM-Anlagen und bei 2800-5600 \$/kW für SOEC-Anlagen.

Diese Kosten werden bis 2030 für die dann wohl favorisierten PEM-Anlagen auf 400-650 \$/kW und langfristig sogar auf 200 \$/kW sinken (IEA 2019c, S.44/46/52).

Sollte Grüner Wasserstoff energiepolitisch einen höheren Stellenwert erlangen und der Anteil von kostengünstigem Grünstrom am Strommix rasch wachsen, verbessert sich die Auslastung dieser Anlagen. Die Kosten für die Produktion von Wasserstoff fallen dann noch stärker.

Selbst bei hohen Kapitalkosten (im Beispiel der IEA wird mit 8% diskontiert) und Stromkosten von 40 €/MWh können dann die Gestehungs-

kosten für Grünen Wasserstoff auf 2 \$/kgH<sub>2</sub> sinken, also auf ein ähnliches Niveau wie fossil erzeugter Wasserstoff (siehe Abb.2.6).

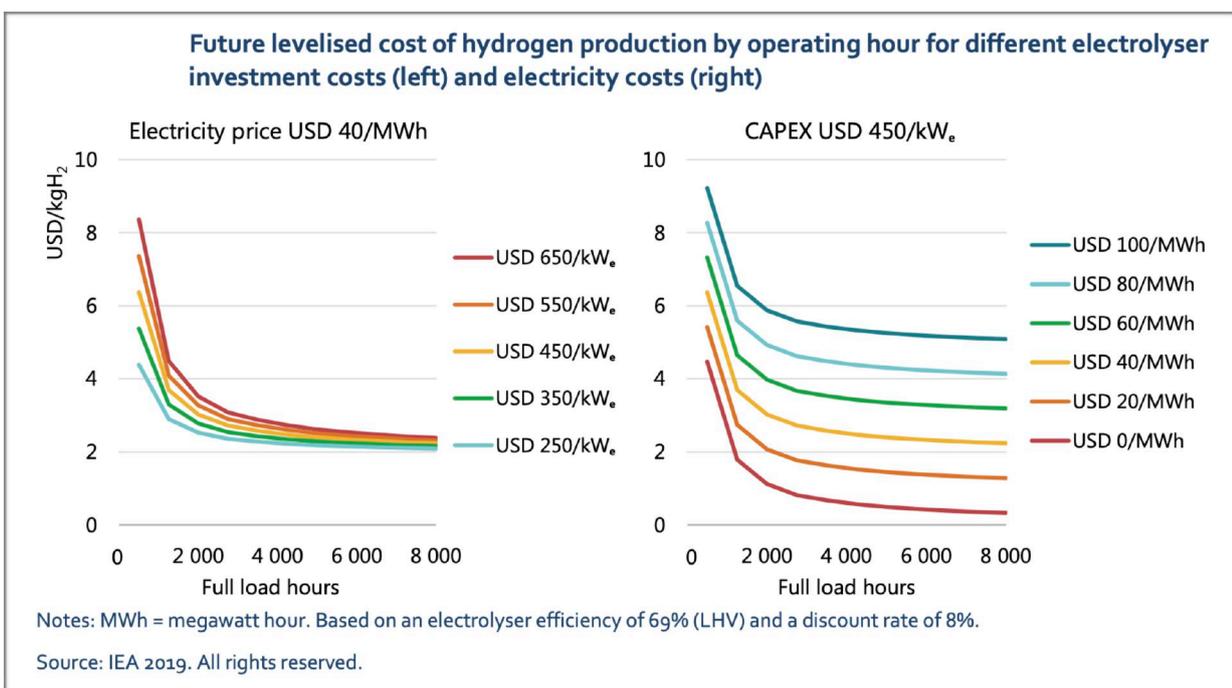
## 2. IRENA

In den Analysen der IRENA (International Renewable Energy Agency) gibt es ähnliche Erwartungen wie bei der IEA.

Die Investitionskosten für Alkalische Elektrolyseure werden heute bei 840 \$/kW und in Zukunft bei nur noch 200 \$/kW gesehen. Der untere Wert wird demnach schon heute in China erreicht. Er soll sich in den nächsten Jahren weltweit durchsetzen (Gielen 2019, S.26f).

Die Erdgaspreise sind in diesen Szenarien unterschiedlich hoch. Sie werden in einer Bandbreite von 5,7-17,1 €/MWh gesehen. Hier läge Deutschland am oberen Ende, häufig sogar darüber.

Abb.2.6 Kostenvergleich Grüner vs Blauer Wasserstoff - Investitionskosten für Elektrolyseure



Quelle: IEA (2019c), Fig.12

Grüner Wasserstoff kann in diesen Szenarien gegenüber Blauem Wasserstoff heute nur dann konkurrenzfähig sein, wenn die durchschnittlichen Strombezugskosten extrem niedrig sind, also unter 20 €/MWh liegen. Bis zum Jahr 2050 sind die Investitionskosten für Elektrolyseure und die Stromkosten dann aber so stark gefallen, dass Grüner Wasserstoff in den meisten Fällen kostengünstiger hergestellt werden kann als Blauer Wasserstoff (vgl. Abb.2.7).

An den besten Standorten weltweit wird Grüner Wasserstoff allerdings schon in den kommenden 3-5 Jahren wettbewerbsfähig. Weitere Standorte und Länder folgen in den Jahren danach, da die Kosten für Grauen Wasserstoff durch die CO<sub>2</sub>-Bepreisung eher steigen als fallen werden.

Die Abb.2.8 zeigt, in welchem Tempo Grüner Wasserstoff gegenüber Blauem Wasserstoff (graue Fläche im Diagramm) attraktiv werden könnte. An den besten Standorten weltweit

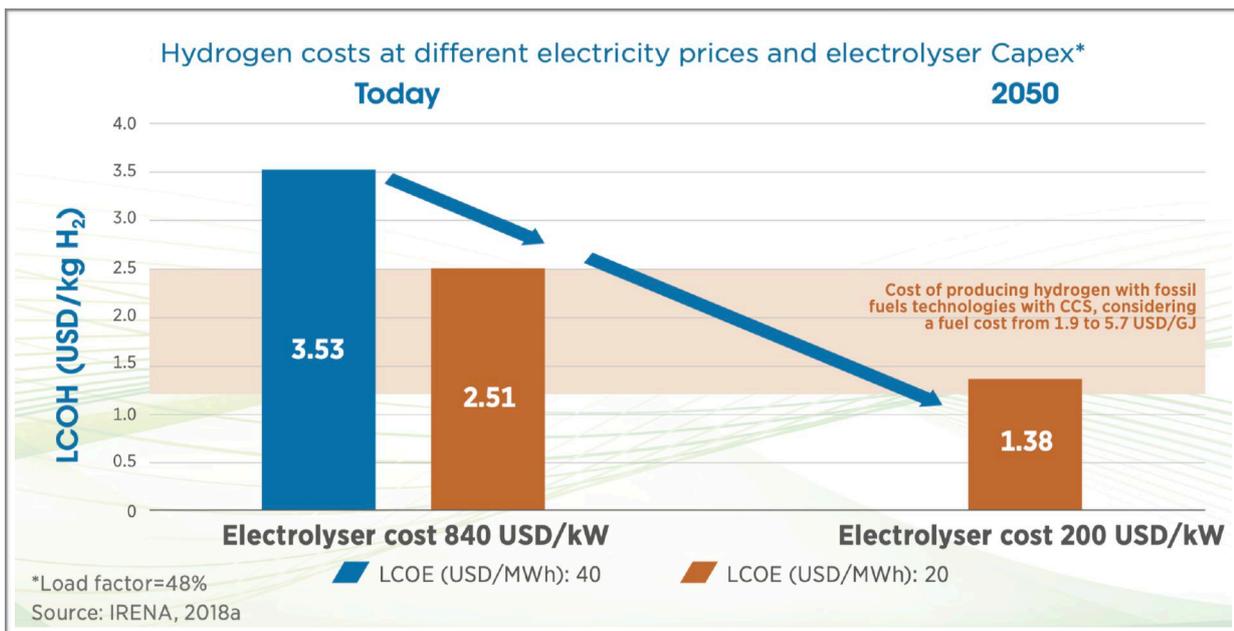
geschieht das schon in diesem Jahrzehnt. Bei durchschnittlichen Standorten, wie sie für Deutschland typisch wären, kann im nächsten Jahrzehnt damit gerechnet werden.

### 3. Agora Energiewende

Die Berater von Agora Energiewende sind etwas pessimistischer als die internationalen Organisationen. Sie sehen die Kosten für Grünen Wasserstoff, der in Deutschland produziert wird, im Jahr 2030 immer noch bei rund 4,0 €/kgH<sub>2</sub>, was deutlich über den aktuellen Kosten der SMR-Verfahren liegt (1,8 €/kgH<sub>2</sub>). Bis 2050 können die Kosten dann auf 2,8 €/kgH<sub>2</sub> fallen.

Die Annahmen sind hier Investitionskosten der Elektrolyseure von 500 €/kW (2030) und 250 €/kW (2050), 3000 Volllaststunden pro Jahr und Windstromkosten von 60 €/MWh im Jahr 2030 und 50 €/MWh im Jahr 2050 (Schneider 2019, S.33).

Abb.2.7 Grüner vs Blauer Wasserstoff - Elektrolyseure heute und 2050



Quelle: Gielen (2019), Fig.9

Importierter Grüner Wasserstoff liegt preislich auf einem ähnlichen Niveau wie inländische Angebote mit 3,3 €/kgH<sub>2</sub> im Jahr 2030 und 2,9 €/kgH<sub>2</sub> in 2050, inklusive der Transportkosten von 1,35 €/kg (Joas 2019 S.187; Schneider 2019, S.33, Kap.3.3.10, Tab.4-7).

Angesichts der vielen Variablen bei importiertem Wasserstoff ist aus heutiger Sicht unklar, ob inländischer oder importierter Wasserstoff attraktiver sein wird. Agora vermutet, dass die Kostenunterschiede gering bleiben.

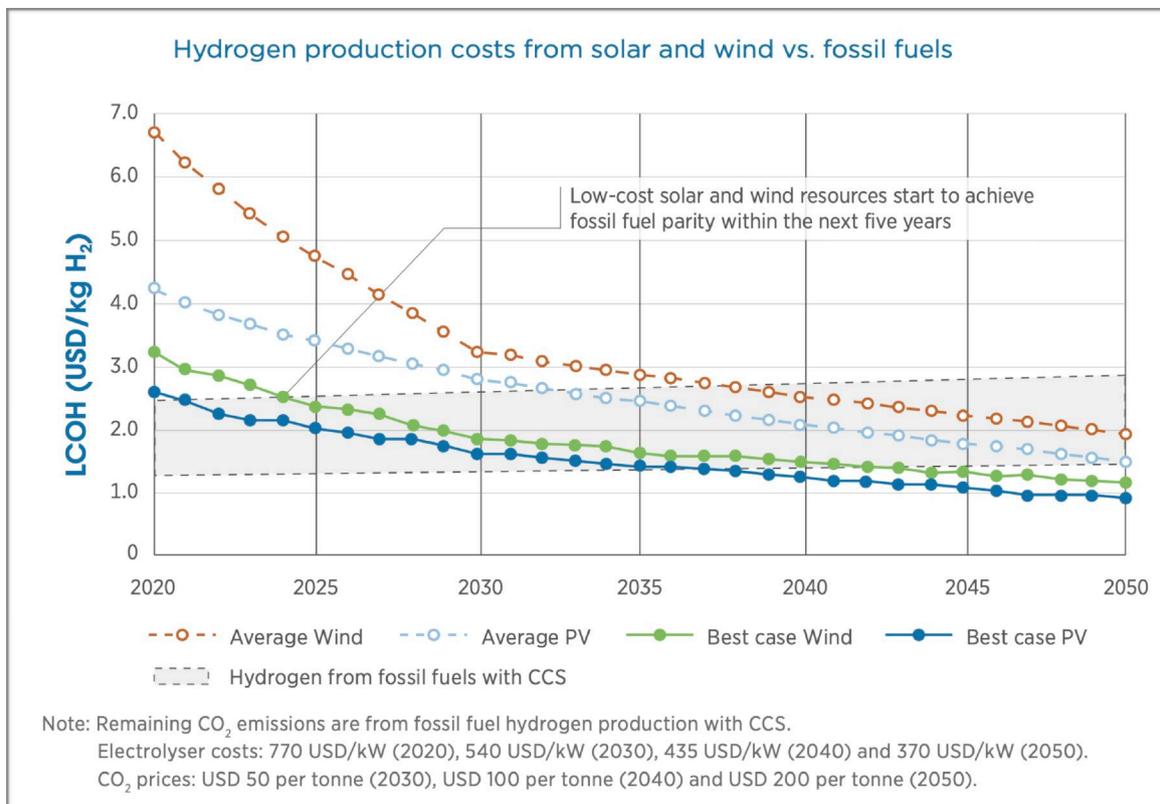
Die Waagschale könnte sich schneller zugunsten von Grünem Wasserstoff senken, wenn die Erdgaspreise stärker als erwartet steigen sollten oder wenn die großen CCS-Einrichtungen nicht rechtzeitig oder nur zu hohen Preisen zur Verfügung stehen und damit die Kosten für Blauen Wasserstoff steigen.

Gerade die großtechnischen Eigenschaften von Blauem Wasserstoff erzeugen bei diesem Technologiepfad Investitionsrisiken, die bei den eher modularen und flexiblen Pfaden für Grünen Wasserstoff weniger relevant sind. Aktuelle Projekte für Blauen Wasserstoff wie H21 in Nordengland oder H-Vision in Rotterdam erfordern Milliardeninvestitionen und involvieren zahllose Akteure mit unterschiedlichen Interessen.

#### 4. DNV

Zu ähnlichen Schlussfolgerungen wie IEA und IRENA kommen die Experten der norwegischen DNV GL. Bis 2050 werden große Elektrolyseure mit Grünstrom dafür sorgen, dass Grüner Wasserstoff weltweit zur kostengünstigsten Produktionsform für Wasserstoff wird. Schon ab 2030 wird Grüner Wasserstoff an vielen Standorten konkurrenzfähig sein (Aarnes 2018, Kap 5.2.1, Kap.3.2.1, S.8.).

Abb.2.8 Grüner vs Blauer Wasserstoff - Situation heute und 2050



Quelle: Gielen (2019), Fig.14

## 5. Energy Brainpool

Auch die deutsche Energy Brainpool erwartet deutliche Verschiebungen. Heute ist Grüner Wasserstoff noch weitaus teurer als Grauer Wasserstoff. Aber die Preissteigerungen für Erdgas (auch durch CO<sub>2</sub>-Preise) und die stark fallenden Kosten für Elektrolysegas drehen die Verhältnisse in den 2030er Jahren um.

Während Grauer Wasserstoff bis dahin 2,2 €/kgH<sub>2</sub> kostet, fallen die Kosten für Grünen Wasserstoff auf 0,7-1,1 €/kgH<sub>2</sub>, je nachdem, wieviel Grünstrom und Überschussstrom zur Verfügung stehen (Huneke 2018).

## 6. Gigler/Weeda

Gigler/Weeda sehen die aktuellen Produktionskosten für Grünen Wasserstoff bei 5-5,5 €/kgH<sub>2</sub> (alkalische Elektrolyse) bzw. 6-6,5 €/kgH<sub>2</sub> (PEM), wenn man Stromkosten von 70-80 €/MWh unterstellt (Gigler 2018, Kap. 5.3, 5.6, App.3).

Bis 2030 sollten die Kosten bei beiden Verfahren auf durchschnittlich 3-3,5 €/kgH<sub>2</sub> fallen. Große Anlagen könnten bereits unter 2 €/kgH<sub>2</sub> liegen, also unter den Kosten für viele Anlagen von Blauem Wasserstoff.

Ein CO<sub>2</sub>-Preis von 100 €/t (oder alternativ dieselben Kosten für CCS-Verfahren) ist dabei mitentscheidend für die Attraktivität von Grünem Wasserstoff. Er wird SMR-Verfahren um etwa 0,9 €/kgH<sub>2</sub> verteuern.

Aber selbst dann müssten die Strompreise in Zukunft unter 30 €/kWh liegen, um Grünen Wasserstoff konkurrenzfähig zu machen. Sollte das nicht gelingen, müssten alternativ die Investitionskosten für Elektrolyseure unter 300 €/kW fallen, so die Autoren. Das wiederum scheint aus heutiger Sicht machbar.

## 7. Pöyry

Die Experten der finnischen Pöyry bleiben ebenfalls etwas pessimistischer für Grünen Wasser-

stoff. Blauer Wasserstoff bleibt hier auch im Jahr 2050 mit 1,6 €/kgH<sub>2</sub> etwa ein Drittel kostengünstiger als Grüner Wasserstoff mit 2,2 €/kgH<sub>2</sub>. Selbst die Methanpyrolyse ist mit 2,0 €/kgH<sub>2</sub> etwa 10% kostengünstiger als Grüner Wasserstoff (Pöyry 2019, Kap. 2.5.2).

Die Annahmen sind ein Erdgaspreis 20 €/MWh; eine 30%-Auslastung der Elektrolyseure; Investitionen von 544 €/kW für Elektrolyseure und ein Strompreis von 30 €/MWh.

## 8. Navigant

Navigant erwartet ebenfalls längerfristig konkurrenzfähigen Grünen Wasserstoff. Die Kosten sollen 2050 bei 1,0-1,7 €/kgH<sub>2</sub> (30-52 €/MWh) liegen, je nach Stromkosten. Blauer Wasserstoff wird ähnlich hoch bei 1,7 €/kgH<sub>2</sub> (50 €/MWh) gesehen, wie in Abbildung 2.9 zu sehen ist (Navigant 2019, S.33).

## 2.7 PREISSTURZ BEI ELEKTROLYSEUREN?

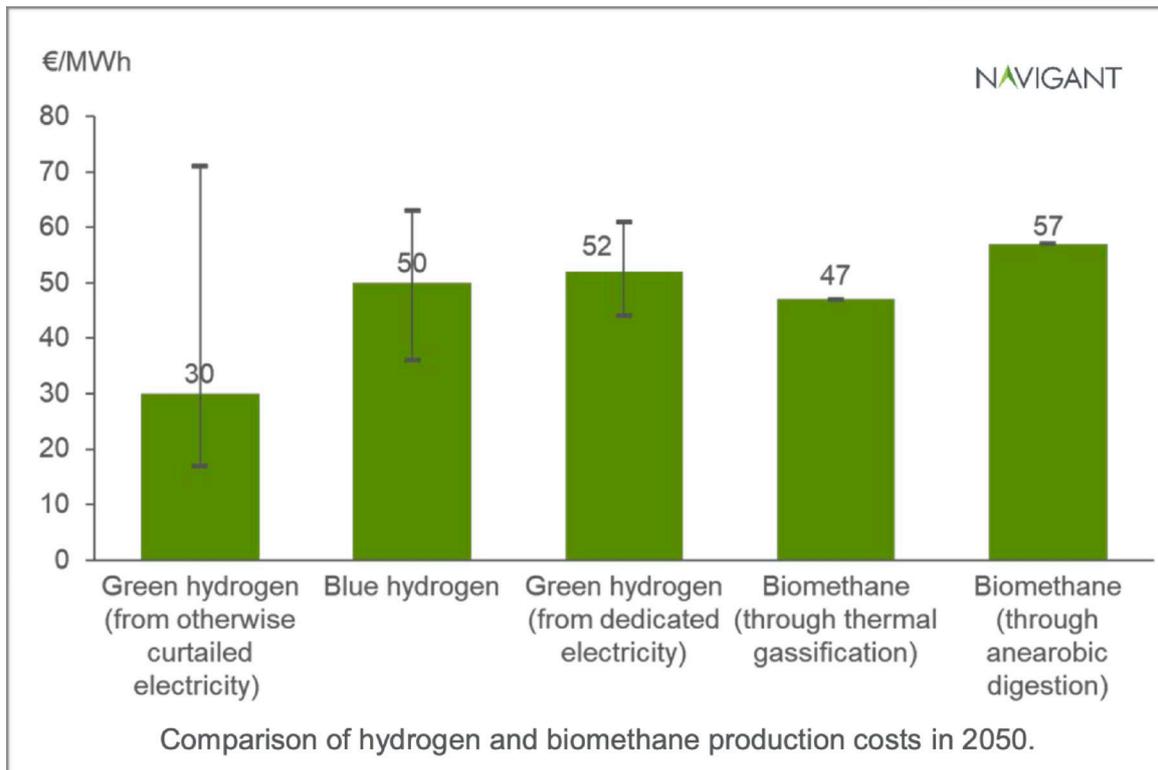
Bei Solarzellen und Batterien gab es in den letzten zehn Jahren überraschend schnelle Kostensenkungen. Das könnte auch bei Elektrolyseuren gelingen. Das zeigen jüngste Analysen.

Die untere Grenze für Anlagen in Europa liegt derzeit um die 500 \$/kW Kapazität. Im Durchschnitt sind es knapp 1000 \$/kWe.

In China sind laut Analysen von Bloomberg New Energy Finance (BNEF) bereits **heute** Preise von **200 \$/kW** möglich. Bis 2030 könnten die Preise dort noch weiter bis auf **115 \$/kWe** fallen, wie in Abb.2.10 zu sehen ist (Deutsch 2019; Mathis 2019).

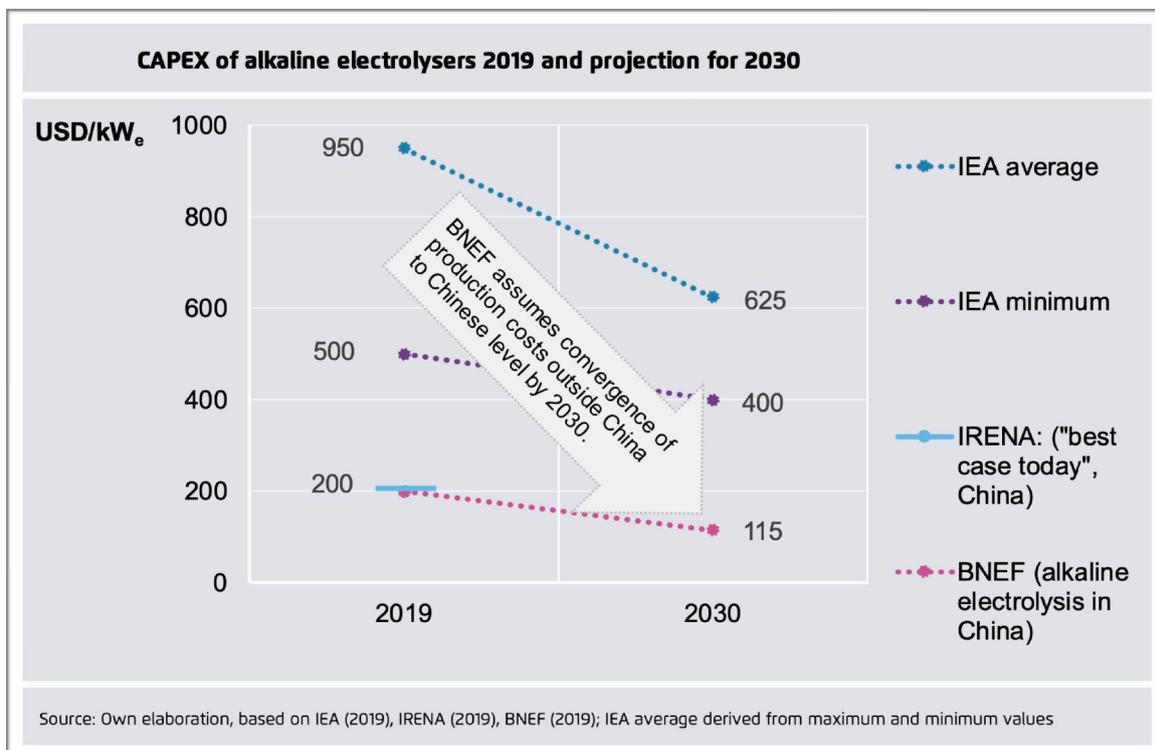
Massenfertigung und niedrige Kosten ermöglichen in China bei den führenden Herstellern wie Beijing CEI Technology Co., Ltd., Suzhou Jing Li Hydrogen Production Equipment Co., Ltd. und vor allem bei Tianjin Mainland Hydrogen Equipment Co., Ltd. (THE) diese neuen

Abb.2.9 Grüner vs Blauer Wasserstoff - Preisprognose 2050



Quelle: Navigant (2019), Fig.18

Abb.2.10 Kosten von Elektrolyseuren 2019-2030



Quelle: Deutsch (2019), Fig.1

Preisdimensionen. THE ist der weltweit führende Anbieter von Alkalischen Elektrolyseuren und kooperiert in Europa mit der norwegischen HydrogenPro.

Bis 2030, so BNEF, könnten auch europäische Hersteller zumindest auf das Preisniveau von 200 \$/kW aufschließen, wenn die Branche wie erwartet wächst. Größere Anlagen in großer Stückzahl ermöglichen doppelte Skaleneffekte. Zudem könnten Teile der Fertigung in Länder mit geringeren Kosten ausgelagert werden. Auch die Kosten für regenerativen Strom werden weiter fallen. So erwartet BNEF bis 2030 einen Rückgang auf 24 \$/MWh und bis 2050 auf nur noch 15 \$/MWh.

Dadurch fallen die Kosten für Grünen Wasserstoff deutlich schneller als in den meisten Prognosen bislang erwartet.

**Kosten von 1,3 \$/kgH<sub>2</sub> für Grünen Wasserstoff** lägen dann **bereits 2030 unter den Preisen für Blauen Wasserstoff**, die ein-

schließlich der CCS-Aufwendungen bei 1,5-2,5 \$/kgH<sub>2</sub> gesehen werden. Selbst bei konservativerer Einschätzung wird Grüner Wasserstoff weltweit bis 2030 auf 3 \$/kgH<sub>2</sub> fallen und bis 2050 auf nur noch 1 \$/kgH<sub>2</sub> (Mathis 2019).

Agora Energiewende kommt zu ähnlichen Schlussfolgerungen. Die Produktionskosten für Grünen Wasserstoff in **Europa** könnten bei rapide fallenden Kosten für Elektrolyseuren bis 2030 von derzeit **2,50-6,80 \$/kgH<sub>2</sub> auf nur noch 1,40 \$/kgH<sub>2</sub>** sinken. Bis 2050 seien sogar **0,80 \$/kgH<sub>2</sub>** möglich (Deutsch 2019).

Die stark fallenden Kosten für Elektrolyseure ermöglichen in Zukunft eine kostengünstige Produktion, selbst wenn die Anlage nur einen geringen Auslastungsgrad hat. Die Betreiber könnten den Betrieb dann auf Zeiten mit sehr geringen Stromkosten beschränken.

# 3. DIE EMISSIONEN: ERDGAS UND BLAUER WASSERSTOFF

Ohne Erdgas kein Blauer Wasserstoff, zumindest in Europa. Fast alle Projekte verwenden fossiles Gas als Brennstoff und Rohstoff. Das kann ein Vorteil sein, denn die Erdgaspreise sind derzeit niedrig. Doch gleichzeitig ist Erdgas die Achillesferse des Blauen Wasserstoffs, da damit hohe Emissionen und Preisrisiken verbunden sind, die von den Wasserstoffproduzenten nicht beeinflusst werden können.

Erdgas ist weltweit die am schnellsten wachsende Quelle von Treibhausgasen. Die IEA rechnet in ihrem Hauptszenario mit einem Anstieg des Verbrauchs um 36% bis zum Jahr 2040. Selbst in ihrem Nebenszenario mit verstärktem Klimaschutz ("Sustainable Development") bleibt er nahezu konstant (IEA 2019e, S.38).

Während der Kohleverbrauch stagniert und der Ölbedarf nur noch langsam wächst, rückt Erdgas daher immer stärker in den Fokus der internationalen Klimapolitik. Erst allmählich wird klar, dass Erdgas erhebliche Klimarisiken birgt, die über die Nutzung im Hausbrand, in Gaskraftwerken oder eben auch bei der Herstellung von Blauem Wasserstoff hinausgehen.

Diese Problematik verschärfte sich in den letzten Jahren durch drei Trends:

- den energieintensiven Transport von verflüssigtem Erdgas (LNG)
- die boomende unkonventionelle Erdgas- und Ölproduktion in den USA (Schiefergas/Schie-

feröl) mit ihren hohen Klima- und Umweltbelastungen

- neue Erkenntnisse über den Umfang von Flaring (Abfackeln von Erdgas) und Methanemissionen bei der Erdgasförderung

## 3.1 ERDGAS - EMISSIONEN IN DER VERSORGUNGSKETTE

Schon bevor Öl und Gas die Verbraucher erreichen, sind erhebliche Emissionen durch die Förderung, Aufbereitung und den Transport der Energierohstoffe entstanden.

Bei Erdöl sind es 95kg CO<sub>2</sub>e je Barrel Öl (159 Liter), die in dieser Vorkette (Supply Chain) bereits emittiert wurden; bei Erdgas sind es für dieselbe Energiemenge sogar 100kg CO<sub>2</sub>e. Das entspricht durchschnittlich 59 g CO<sub>2</sub>e für jede kWh in Form von Erdgas (Heizwert).

Auf die Vorkettenemissionen entfallen damit rund 25% der Gesamtemissionen (Vorkette + Verbrennung/Nutzung), so die IEA in ihrer aktuellsten Schätzung für das Jahr 2018 (IEA 2020, S.30).

Erdgas beschleunigt den Klimawandel also nicht nur durch die direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Verbrennung in Kraftwerken oder im Gasboiler, sondern auch in der Vorkette (Supply Chain). Sie entstehen:

- bei der Erdgasförderung (Flaring/Abfackelung, Leckagen und Venting/Methanschlupf)
- bei der Verflüssigung zu LNG (Energieaufwand)
- beim Transport per Pipeline (Energieaufwand, Methanschlupf)
- beim Transport per LNG-Tanker (Methanschlupf)
- bei der Verteilung von Erdgas im nationalen und kommunalen Leitungsnetz (Leckagen, Energieaufwand)
- bei den Verbrauchsstellen selbst (Leckagen)

Der Umfang dieser Methanemissionen lässt sich nicht exakt erfassen. Eine Untersuchung der UNFCC zeigte für das Jahr 2015 zunächst nur etwa 14 Mio. Tonnen Methanemissionen (Methan ist der Hauptbestandteil von Erdgas) entlang der Wertschöpfungskette von Erdgas (Stern 2017, S.41-44; LeFevre 2017, S.14/21). Hier handelt es sich jedoch nur um eine Erhe-

bung offizieller Daten in 14 wichtigen Gasländern. Sie enthält zahlreiche fragwürdig wirkende Minimalzahlen und markiert insofern nur eine Untergrenze (vgl. ausführlich zur Methodik IEA 2017b, S.411). Die folgende Tabelle (Abb.3.1) zeigt die dort offiziell gemeldeten Emissionen.

Die relativ hohen Werte für die USA sind vor allem auf die rasante und nur unzureichend regulierte Erschließung neuer Gas- und Ölvorkommen in Schieferregionen zurückzuführen. Andererseits ist die Kontrolldichte in den USA, wenn auch unzureichend, so doch immer noch vollständiger als in vielen anderen Förderstaaten. Insofern bilden die 14 Mio. Tonnen Methan eine Untergrenze. Zudem können viele Leckagen, etwa in der Tiefsee nach Bohrungen oder unvollständig versiegelte Landbohrungen, überhaupt nicht systematisch erfasst werden.

Abb. 3.1 Staatlich gemeldete Methanemissionen der Erdgasindustrie in 14 Ländern im Jahr 2015

<b>Methane emissions from the natural gas sector in selected Annex 1 countries in 2015 (thousand tonnes of methane)</b>						
	E&P	Transmission	Distribution	Other	Total	Rate **
Australia*	42	12	172	0	226	0.2%
Canada	104	46	36	295	483	0.2%
France	0	24	20	-	44	0.1%
Germany	1	76	89	27	193	0.2%
Italy	9	31	142	-	182	0.2%
Netherlands	0	7	6	-	13	Neg
Poland	16	6	13	-	35	0.1%
Romania	138	7	20	20	185	1.2%
Russia	1164	3715	497	-	5376	0.6%
Spain	0	2	24	-	26	0.1%
Turkey	2	24	54	-	80	0.1%
Ukraine	75	54	433	575	1137	1.4%
UK	3	2	149	-	154	0.1%
USA	4709	1349	439	-	6497	0.5%

\*2012 data

\*\*based on level of reported emissions as a percentage of either the country's 2012 production or consumption, whichever is the greater.

Source: Le Fevre (2017) based on UNFCC and BP World Energy Statistics, Table 4, p.15.

Quelle: Stern (2017), Table A4.1

Da die Treibhausgaswirkung von Methan 25-fach (für einen Zeithorizont von 100 Jahren) bis 100fach (Zeithorizont 20 Jahre) höher ist als die von CO<sub>2</sub>, belastet die Erdgasförderung allein in dieser unvollständigen Auflistung die Klimabilanz mit mindestens 350 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalenten (25x14 Mio.t Methan). Wegen der Dunkelziffer vermutlich sogar mit erheblich höheren Mengen.

Die meisten älteren Studien zur Umweltbelastung durch Blauen Wasserstoff unterschätzen oder ignorieren diese enorme Treibhausgaswirkung der Vorkette. Jüngere Studien mussten nach neuen Erkenntnissen die Werte für Methanemissionen in der Erdgasindustrie deutlich von einem Anteil von 1,2% auf mindestens 1,7% heraufsetzen. Dieser Trend setzt sich nicht zuletzt wegen der rasch wachsenden Schiefergas- und Schieferölförderung in den USA fort (Balcombe 2018a).

Aktuellere Untersuchungen über Methan-Emissionen von Schieferöl- und Schiefergasquellen legen nahe, dass selbst diese Zahlen überholt sind. Die Schätzwerte für die Vorkettenemissionen bewegen sich in der Literatur immer weiter nach oben. In den USA erregt das Thema mittlerweile mehr Aufmerksamkeit, so dass die meisten neuen Daten über die dortige Situation vorliegen.

Demnach entweichen dort 1,5-4,9% des Methans im Produktions- und Transportprozess der Erdgasindustrie. Der Klimaschaden durch Erdgas ist also schon vor der Verbrennung enorm. Bei 1,5%-Methanschluß entstehen demnach **27% der Gesamtemissionen schon vor der Nutzung. Bei 4,9%-Methanschluß wären es sogar 55%**. Einzelne Untersuchungen kommen auf noch höhere Werte, allerdings nur mit extremen Annahmen (Traber 2019). Ein Überblick über jüngere Untersuchungen zahlreicher Gasfelder in den USA (konventionell

und Schiefergas) deutet auf 2,3%-3,4% Methanemissionen (Howarth 2019).

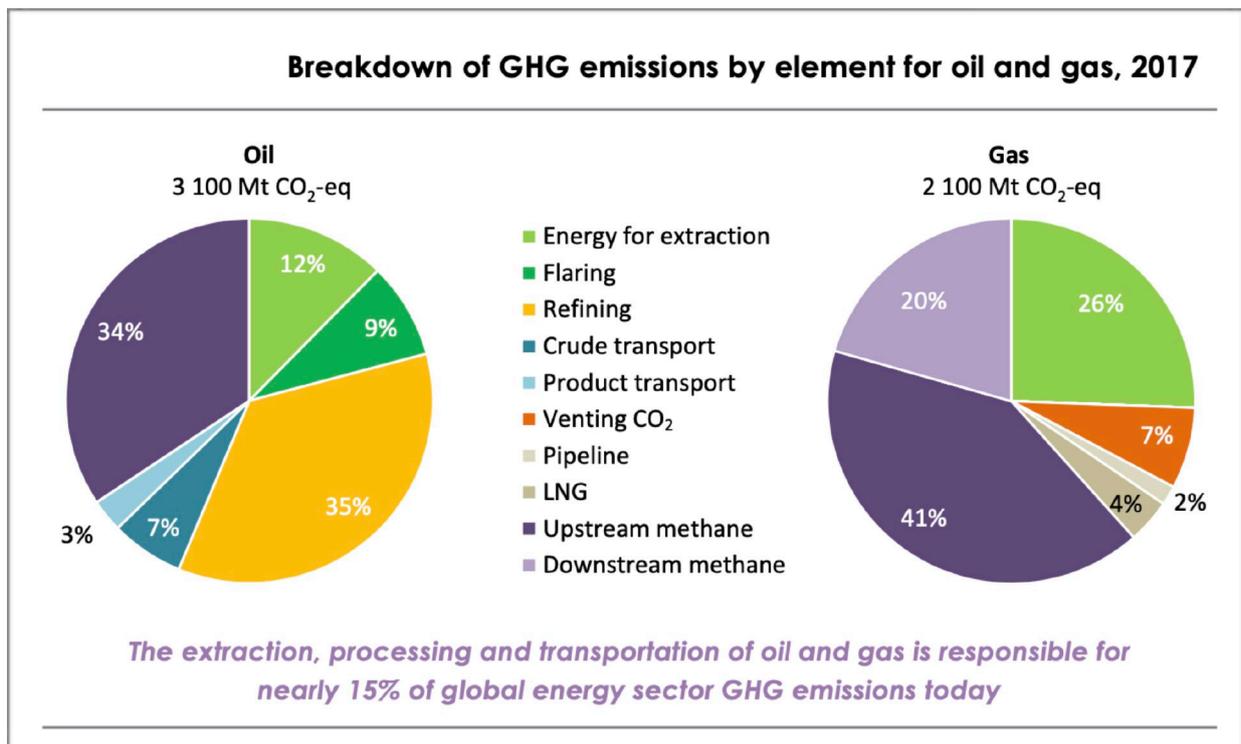
Die IEA hat angesichts der unbefriedigenden Datensituation einen neuen Anlauf gestartet, globale und aussagekräftige Daten zu ermitteln. Sie überträgt dabei Erkenntnisse aus relativ gut erfassten US-Regionen und lokalen Einzelstudien auf andere Gasregionen weltweit und passt diese Werte dann um den Faktor 0,7 bis 3,6 an, je nach Zustand der dortigen Gasinfrastruktur, Regulierungs- und Kontrolldichte etc. (IEA 2017, S.413). Zudem wurden die Zahlen angesichts des Wachstums der Erdgasindustrie weltweit jährlich erhöht.

Zuletzt wurde für Daten aus dem Jahr **2018** mit diesem Ansatz versucht, die Vorkettenemissionen von Erdgas zu erfassen und **globale Werte** zu ermitteln (Stern 2019, S.27, App.A; IEA 2018b, S.487-491, IEA 2020, S.130). Die Abbildung 3.2 und 3.3 zeigen die Quellen der der knapp **40 Mio. Tonnen** Methanemissionen, die bei der Rohölförderung und dem Processing von Rohöl freiwerden, sowie der **45 Mio. Tonnen Methanemissionen**, die bei der Förderung, dem Processing und beim Transport von Erdgas in die Atmosphäre gelangen (IEA 2020, S.130; IEA 2018b, IEA 2017b, S.414). Das wären **1,7%** der Fördermenge.

Allein die **Supply Chain von Erdgas ist also laut IEA für 1,1-4,5 Gigatonnen CO<sub>2</sub>e** verantwortlich, je nach Zeithorizont. Das Flaring (Abfackeln) von Erdgas und die Methan-Emissionen, die begleitend zur Bohrung und Förderung entstehen, sind die größten Verursacher.

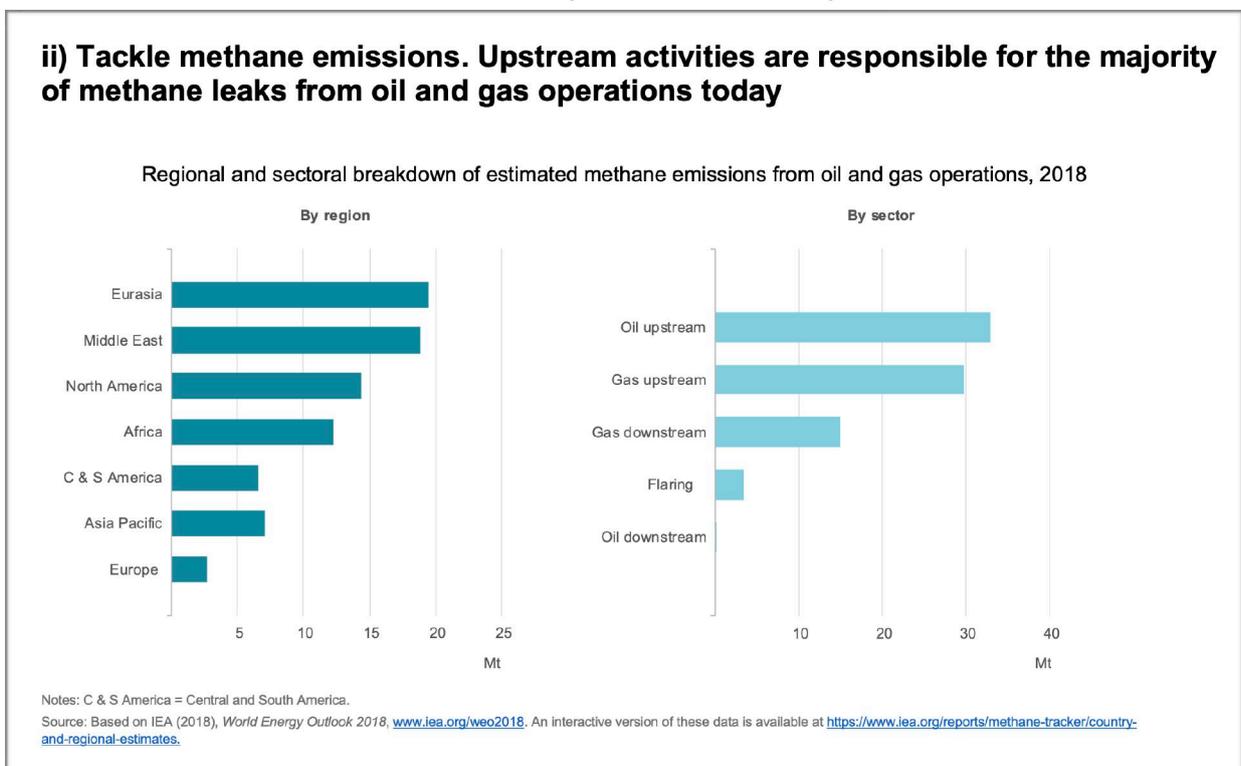
**Die Vorkette** verursacht damit laut IEA durchschnittlich **25% der Gesamtemissionen von Erdgas** (IEA 2018b, S.490; Balcombe 2018c, Kap.3.1). Balcombe (2018c) kam ebenfalls auf 25%. Auch Le Fevre (2017, Tab.8) schätzt, dass die Supply Chain über 20% zu den Gesamte-

Abb. 3.2 Globale Methanemissionen der Erdgasindustrie 2017



Quelle: IEA (2018b), Fig.11.8

Abb. 3.3 Globale Methanemissionen der Erdgasindustrie nach Region 2018



Quelle: IEA (2020)

missionen beiträgt. Bei LNG-Transporten sind es demnach sogar über 30%. Diese Zahlen decken sich mit den Erkenntnissen der IEA und der Wasserstoff-Studien, die weiter unten vorgestellt werden.

Das ist ein besonders **heikles Problem für die Klimabilanz von Blauem Wasserstoff**. Selbst wenn man von den modernsten CCS-Anlagen ausgeht, müssen die hohen Vorkettenemissionen addiert werden, die von den Wasserstoffproduzenten kaum beeinflusst werden können. Sollte das Erdgas zudem über LNG, alte Pipelines und große Entfernungen zu den deutschen Wasserstoffanlagen gelangen, sind diese Emissionsanteile eher noch konservativ geschätzt.

Die Emissionen sind zwar unterschiedlich je nach Region und Lagerstätte, aber die Spannweite ist bis auf wenige Ausnahmen relativ

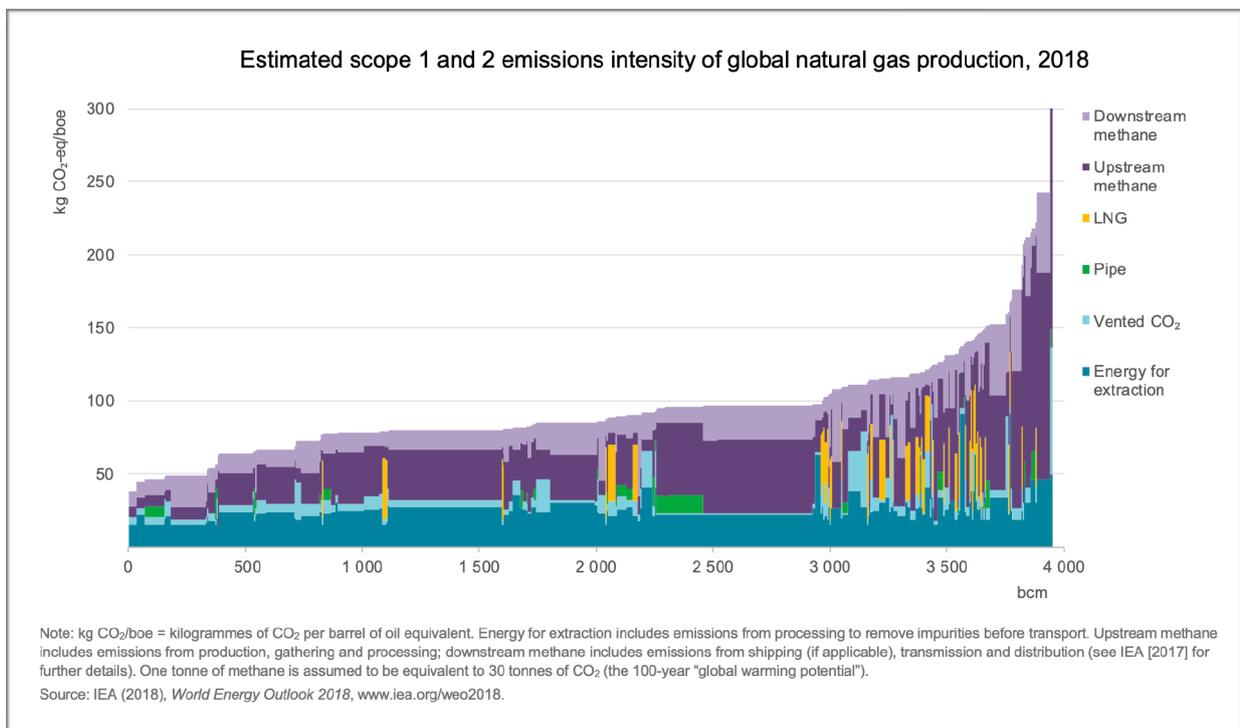
klein. Es ist also auch durch gezielte Beschaffungsstrategien kaum möglich, die Emissionen stark zu verringern (vgl. Abb.3.4). Die günstigsten Lieferströme erzeugen 50 kg CO<sub>2</sub>e/boe (Öl-äquivalente), der Durchschnitt liegt bei 100 kg CO<sub>2</sub>/boe).

### BESONDERE PROBLEME BEI ASSOCIATED GAS

Ein besonderes Problem stellt das sog. Associated Gas dar, das in einem Öl/Gas-Gemisch in Ölfeldern an die Oberfläche gelangt. Diese Gasmengen liegen weltweit bei 565 Mrd. Kubikmeter (bcm) Erdgas bei stark steigender Tendenz. Die USA sind als größter Ölproduzent der Welt auch der mit Abstand größte Förderer von Associated Gas mit einem Weltmarktanteil von etwa einem Drittel.

Erhebliche Mengen an Associated Gas werden abgefackelt (Flaring) oder entweichen unkon-

Abb.3.4 Vorkettenemissionen von Erdgas (Scope1/Scope2) - Verteilung nach Volumina und Typ



Quelle: IEA (2020)

trolliert als Methan in die Atmosphäre (Venting/ Methanschluß), da sich die Fördertechnik auf die Gewinnung des höherwertigen Öls konzentriert.

Nur etwa drei Viertel des Associated Gas kommen auf dem Markt an. Die IEA geht davon aus, dass **140 Mrd. Kubikmeter** dieser Erdgasvorkommen pro Jahr ungenutzt **abgefackelt** und **60 Mrd. Kubikmeter** ungenutzt in die Atmosphäre **entweichen** (IEA 2019e, S.189). Allein diese Verluste könnten den deutschen Gasverbrauch 2,5fach decken.

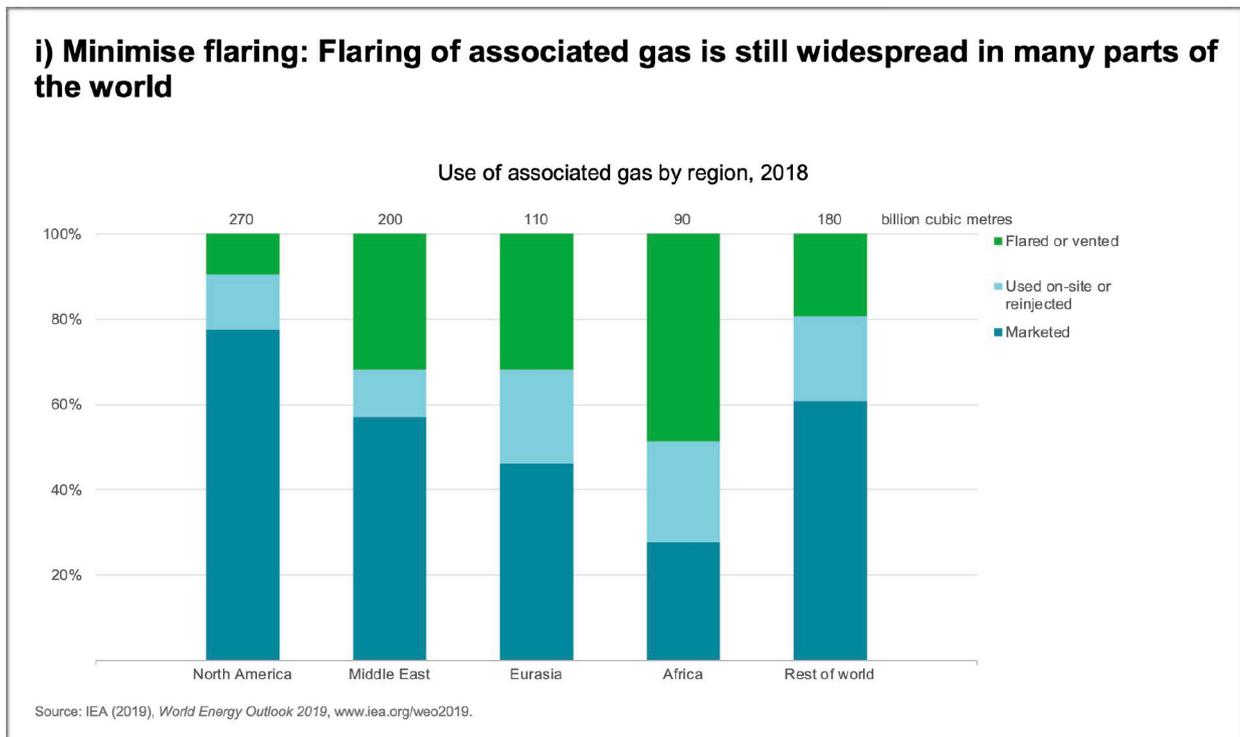
Insbesondere die steil wachsende Produktion von Shale Oil (Schieferöl, Tight Oil) in den USA stellt ein Problem dar. Allein im Schieferölbecken Permian Basin (Texas/New Mexico) wurden 2019 etwa 7 Mrd. Kubikmeter abgefackelt. Im Bakken-Schieferölvorkommen (North Dakota) wird etwa ein Drittel des Gases ungenutzt ab-

gefackelt (IEA 2019e, S.193). Nur ein geringer Anteil der Bohrstellen in den USA nutzt RECs (Reduced Emission Completion), um die Emissionen zu minimieren.

Im regionalen Vergleich sind das aber noch relativ gute Werte. Die Abb.3.5 zeigt, dass der Anteil der entweichenden oder abgefackelten Gase in Afrika bei 50% liegt. Auch in der Region Eurasien (insb. Russland) wird ein Drittel der Gasmengen klimaschädlich verschwendet (IEA 2020, S.127).

Die Klimaschäden durch Erdgas sind also bedeutend höher als die 2,1 Mrd. Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente, die bei der Erdgasproduktion im engeren Sinn entstehen (siehe oben). Da es sich beim Associated Gas jedoch um ein Nebenprodukt der Ölförderung handelt, können diese Emissionen zwar dem "fossilen Komplex", aber nur indirekt der Erdgasversorgung von Wasser-

Abb.3.5 Abfackeln (Flaring) und Methanschluß (Venting) bei der Erdölförderung



Quelle: IEA (2020)

stoffproduzenten (Blau oder Grau) zugerechnet werden.

Eine indirekte Zurechnung wäre nur über die sog. Raffineriegase möglich, die in Raffinerien dem Rohölgemisch entzogen werden und auch zur Wasserstoffproduktion eingesetzt werden. Eine Quantifizierung ist jedoch schwierig.

### LNG-IMPORTE MIT HOHEN EMISSIONEN VORBELASTET

Der Anteil von LNG an der Erdgasversorgung wird in den kommenden Jahrzehnten steigen. Die IEA erwartet, dass bis 2040 80% des zusätzlichen globalen Erdgasbedarfs durch LNG gedeckt wird (IEA 2019e, S.205).

Dadurch steigen die mit der LNG-Lieferkette verbundenen indirekten Emissionen. Etwa 10% des Gases muss in dieser LNG-Lieferkette für die Abkühlung auf minus 162 Grad und damit

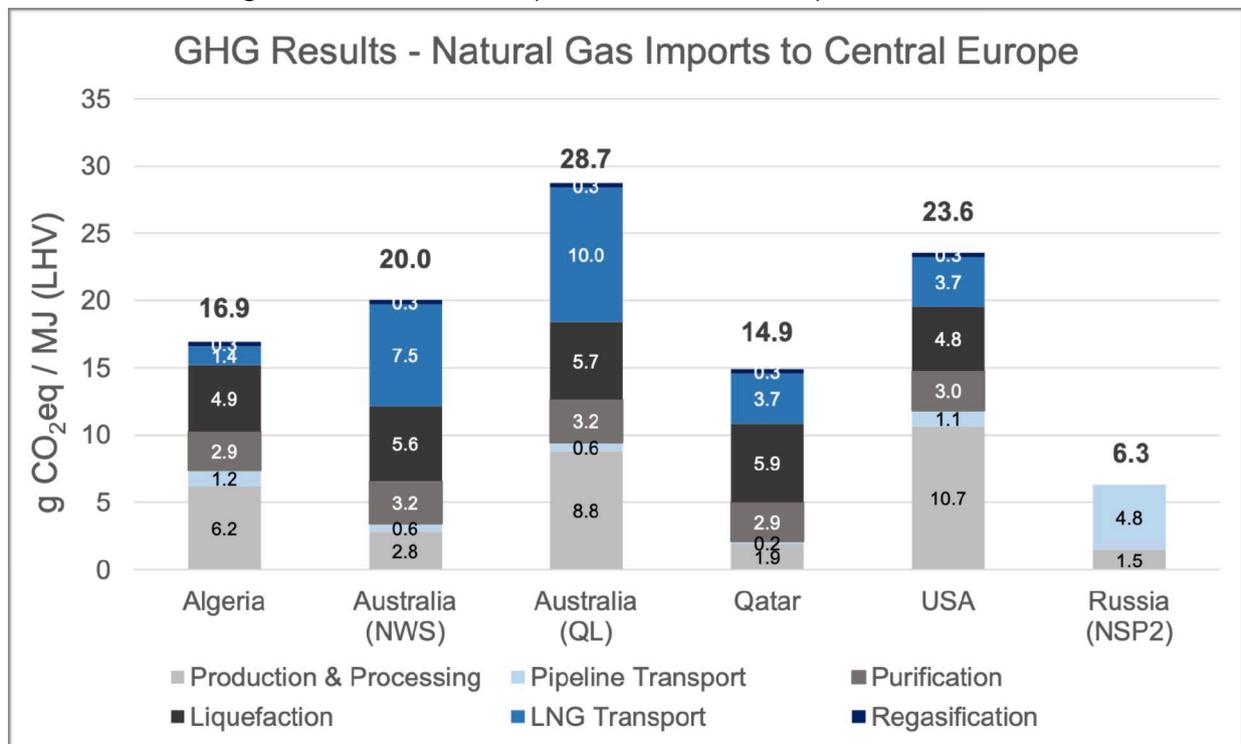
die tankergerechte Verflüssigung von Erdgas verbraucht werden.

Auch Pipelinegas hat einen nicht unerheblichen Energieaufwand, da bei weiten Entfernungen das Gas immer wieder über Kompressorstationen verdichtet werden muss. Allerdings ist der Aufwand bei LNG im Normalfall höher.

Ein Vergleich zwischen Pipelinegasimporten aus Russland und verschiedenen LNG-Importrouten nach Europa zeigt in Abb.3.6, dass LNG-Importe 2,4-4,6fach höhere Treibhausgasemissionen bis zum Kunden erzeugen als Pipelineimporte (Russ 2017, S.77 et passim):

- Der Erdgasimport aus Russland über die Nord Stream Pipeline erzeugt im Durchschnitt 6,3 gCO<sub>2</sub> e/MJ, wobei die Emissionen bei älteren russischen Pipelines über die Ukraine weitaus höher liegen dürften.

Abb. 3.6 Treibhausgasemissionen durch Pipelines und LNG-Transporte



Quelle: Russ (2017), Figure C

- Die LNG-Importe erzeugen je nach Route 14,9-28.7 gCO<sub>2</sub>e/MJ, also ein Mehrfaches der Pipelinewerte.

Bei einer Erdgasmenge von 55 Mrd. Kubikmeter pro Jahr summieren sich die Treibhausgas-einsparungen der Pipeline gegenüber LNG auf immerhin 17,1 Mio. t CO<sub>2</sub>e (LNG aus Katar) bis 44,5 Mio.t CO<sub>2</sub>e (LNG aus Australien).

Der höhere Wert ist vor allem auf den Energieaufwand bei der Verflüssigung von Erdgas zurückzuführen. Erschwerend kommen Methan-Emissionen bei Schiefergasquellen in den USA hinzu.

Technisch hätte die LNG-Branche die Möglichkeit, ihre hohen Emissionen durch CCS-Anlagen drastisch zu verringern. Bislang gibt es allerdings nur zwei solcher Anlagen: Gorgon in Australien und Snøhvit in Norwegen (IEA 2020, S.138).

### 3.2 DEUTSCHER GASMIX MIT STEIGENDEN EMISSIONEN

Deutschland ist fast vollständig von Gasimporten abhängig. Die Mengen kommen insbesondere aus Russland und Norwegen. Die Niederlande waren bislang der dritte große Lieferant, aber fallen demnächst aus, da das große Gasfeld in Groningen (eines der größten je entdeckten Gasfelder der Welt) wegen der dadurch verursachten Erdbeben stillgelegt wird. Die inländische Förderung ist gering und fällt weiter. Dagegen wächst die indirekte Versorgung per LNG über die Nachbarländer (BP 2019; Bafa 2019).

Seit dem vorletzten Jahr wachsen insbesondere die LNG-Importe aus den USA Richtung Westeuropa steil an. Hier addieren sich die Emissionsbelastungen für Blauen Wasserstoff in Europa: Der Energieverlust durch LNG und die

emissionsreiche Förderung von Schiefergas, zunehmend als Associated Gas aus Ölfeldern.

Die deutschen Erdgasimporte sowie die Raffineriegase, die im importierten Rohöl enthalten sind, sind von den steigenden Vorkettenemissionen stark betroffen: Nahe Quellen werden durch ferne Quellen ersetzt; Pipelinegas durch LNG-Tanker. Eine gewisse Verbesserung findet lediglich durch die Substitution sehr alter und daher undichter Pipelineverbindungen (Ukraine-Transit) durch neue Pipelines statt.

Doch unter dem Strich verschlechtert sich die Klimabilanz der deutschen Erdgasversorgung und damit auch die Klimabilanz von Anlagen, die Erdgas zur Produktion von Blauem Wasserstoff einsetzen.

### 3.3 DIE EMISSIONEN VON BLAUEM WASSERSTOFF

Die Emissionsanalysen von Blauem Wasserstoff konzentrierten sich bislang auf die Prozesse in den Produktionsanlagen, wobei selbst hier gelegentlich die Restemissionen der Produktion nicht thematisiert wurden.

Noch häufiger jedoch blieben die oben erwähnten Klimabelastungen unerwähnt, die schon bei der Förderung und beim Transport von Erdgas entstehen, also dem zentralen Roh- und Brennstoff für Grauen und Blauen Wasserstoff. Erst neuere wissenschaftliche Studien berücksichtigen nun auch die Vorkettenemissionen (Balcombe 2018a, Kap.3.1).

1. Die direkten GHG-Emissionen der SMR-Wasserstoffproduktion (**Grauer Wasserstoff**) liegen bei durchschnittlich **300g CO<sub>2</sub> je kWh Wasserstoff (10kg CO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub>)**. Ein Literaturüberblick, der auch die Vorketten berücksichtigt, kam auf durchschnittlich 372g CO<sub>2</sub>e je kWh Wasserstoff. Die aktuellere Studie von Bal-

combe/Parkinson errechnete durchschnittlich **398g CO<sub>2</sub>e je kWh Wasserstoff** (13,24kg CO<sub>2</sub>e/kgH<sub>2</sub>) (siehe Abb.3.7). Zur Umrechnung: 1 Kilogramm Wasserstoff hat einen Heizwert (H<sub>u</sub>) von 33,3 kWh.

2. **Blauer Wasserstoff** scheidet CO<sub>2</sub> zum großen Teil ab (CCS). Aber die kompletten Emissionen (also inklusive Vorkette) liegen selbst bei effizienten CCS-Verfahren bei durchschnittlich **168g CO<sub>2</sub>e/kWh Wasserstoff** (5,61kg CO<sub>2</sub>e/kgH<sub>2</sub>) (Balcombe 2018a, Kap. 4.3.1).

Inklusive der Vorkettenemissionen sind die Emissionen von Blauem Wasserstoff daher weitaus höher als die meisten älteren Studien vermuten ließen. Diese Höherbewertung **belastet die Klimabilanz des Blauen Wasserstoffs erheblich**, da CCS erst nach der Wasserstoffproduktion ansetzt und demnach nur die Emissionen der Produktion, nicht aber die Emissionen der Vorkette verringern kann.

Jüngste Untersuchungen über Methan-Emissionen von Schieferöl- und Schiefergasquellen le-

gen nahe, dass selbst diese Werte eher zu niedrig angesetzt sind (vgl. oben und Rabe 2020). Die Schätzwerte für die Vorkettenemissionen bewegen sich in der Literatur immer weiter nach oben.

Auch die **Methanpyrolyse** bietet keine Verbesserung. Sie wird in Literatur gelegentlich als CO<sub>2</sub>-freies Verfahren interpretiert, da die Endprodukte lediglich Wasserstoff und Feststoff-Karbon sind. Die Vorkettenemissionen bleiben aber auch hier außen vor. Integriert man diese Emissionen, gelangt man auf durchschnittlich **183g CO<sub>2</sub>e/kWh Wasserstoff** (6,1 kg CO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub>).

Blauer Wasserstoff ist also weit davon entfernt, klimaneutral zu sein. Ein Problem, auf das auch die IEA ausdrücklich hinweist (IEA 2019e, S.604).

Neben der Vorkette müssen bei Blauem Wasserstoff auch die **Restemissionen im Produktionsprozess** beachtet werden. Selbst aufwendige CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlagen können

Abb. 3.7 Treibhausgasemissionen in der Wasserstoffproduktion

Summary of the emissions inventories available in the literature from Section 3 compared to the re-estimates in this study. Literature estimates are a summary of the full range of literature values presented in Section 3

Technology	Literature estimates (kg CO <sub>2</sub> e kg <sup>-1</sup> H <sub>2</sub> )			Our estimates (kg CO <sub>2</sub> e kg <sup>-1</sup> H <sub>2</sub> )		
	Low	Central	High	Low	Central	High
SMR <sup>a</sup>	10.72	12.4	15.86	10.09	13.24	17.21
SMR w. CCS <sup>a</sup>	3.1	4.3	5.92	2.97	5.61	9.16
Coal <sup>b</sup>	14.4	19.14	25.31	14.72/16.9 <sup>e</sup>	19.78/23.85 <sup>e</sup>	26.09/30.9 <sup>e</sup>
Coal w. CCS <sup>b</sup>	0.78	1.8	5.2	1.09/3.27 <sup>e</sup>	2.11/6.2 <sup>e</sup>	5.52/10.35 <sup>e</sup>
CH <sub>4</sub> pyrolysis <sup>a</sup>	1.9	3.72	5.54	4.2	6.1	9.14
Biomass	0.31	2.6	8.63	0.31	2.6	8.63
Biomass w. CCS <sup>c</sup>		-14.58		-11.66	-14.58	-17.50
Electrolysis wind <sup>d</sup>	0.85	1.34	2.2	0.52	0.88	1.14
Electrolysis solar <sup>d</sup>	1.99	4.47	7.1	1.32	2.21	2.5
Electrolysis nuclear <sup>d</sup>	0.47	1.65	2.13	0.47	0.76	0.96
S-I cycle	0.41	1.2	2.2	0.41	1.2	2.2
Cu-Cl cycle	0.7	1.08	1.8	0.7	1.08	1.8

Our "Low-Central-High" estimates utilize <sup>a</sup> supply chain contributions of 0.6-1.4% (central 0.9%) fugitive methane emissions and 8.2-14.8 g CO<sub>2</sub> MJ<sup>-1</sup> HHV (central 10 g CO<sub>2</sub> MJ<sup>-1</sup> HHV) to the full emissions range presented in the literature, <sup>b</sup> the IPCC Tier 1 emissions ranges of 10-25 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> t<sup>-1</sup> for underground coal and 0.32-0.77 kg CO<sub>2</sub>e kg<sup>-1</sup> H<sub>2</sub> (central estimate of 0.45 kg CO<sub>2</sub>e kg<sup>-1</sup> H<sub>2</sub>) for surface mined coal supply chain contributions to the full emissions range presented in the literature, <sup>c</sup> ±20% of the single reference study, <sup>d</sup> the interquartile ranges of the g kWh<sup>-1</sup> emissions from power generation study reviews (Section 3.5) combined with electrolyser contributions of 40 g CO<sub>2</sub>e kg<sup>-1</sup> H<sub>2</sub>. <sup>e</sup> First value represents total LCE estimates from surface mined coal and the second value total LCE estimates from underground mined coal.

Quelle: Balcombe (2018a), Table 3

nicht das gesamte CO<sub>2</sub> einfangen. Das gilt für die bestehenden, gerade in Europa oftmals alten Anlagen in besonderem Maße.

Bei SMR-Verfahren wird ein Teil des Erdgases für die Wärmeerzeugung verbrannt. Dadurch entsteht Rauchgas mit einem CO<sub>2</sub>-Anteil, der nur schwer abzutrennen ist. Typischerweise konnten daher bislang **nur 60-70%** der CO<sub>2</sub>-Emissionen abgeschieden werden. Durch kostenaufwendige Veränderungen an den Anlagen oder ATR-Verfahren lässt sich dieser Anteil auf **bis zu 90%** erhöhen, aber das geschieht auf Kosten der Effizienz, so dass wiederum mehr Erdgas benötigt wird (Gigler 2018, Kap. 5.1; Navigant 2019, Fn278; Cappellen 2018, S.11/Tab.1; Jensterle 2019).

Gigler kommt zu ähnlichen Resultaten. Die Dampfmethanreformierung (**SMR**) ohne CCS verursacht in dieser Analyse durchschnittlich **270g CO<sub>2</sub>e/kWh Wasserstoff** (9 kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub>). Mit CCS liegen die Restemissionen nach seinen Ergebnissen direkt an den SMR-Anlagen (also ohne Vorkette) zwischen 123g CO<sub>2</sub>e/kWh Wasserstoff bei Standardverfahren und 30g CO<sub>2</sub>e/kWh Wasserstoff bei optimalen Bedingungen (Gigler 2018, App.4).

Besser können neue **ATR**-Verfahren abschneiden. Hier können im Idealfall sogar **über 90%** des entstehenden CO<sub>2</sub> an der Anlage abgeschieden werden. Das gelingt durch höhere Temperaturen und die Zuführung von Sauerstoff. Dieser muss allerdings in einem weiteren Prozess erzeugt werden, was zusätzliche CO<sub>2</sub>-Emissionen verursachen kann.

### 3.4 ZUM VERGLEICH: DIE EMISSIONEN VON GRÜNEM WASSERSTOFF

Grüner Wasserstoff kann nur dann klimafreundlicher als Grauer Wasserstoff sein, wenn der Strom für die Elektrolyse ausreichend dekarbonisiert ist.

Bei fossiler Stromerzeugung würde die Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse zu hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen führen. Sie lägen z.B. bei der Versorgung durch den deutschen Strommix (474g CO<sub>2</sub>/kWh, vgl. UBA 2019) bei 691g CO<sub>2</sub>/kWh Wasserstoff (23 kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub>), also mehr als doppelt so hoch wie bei der üblichen erdgasbasierten Produktionsweise (SMR). Bei Kohlestrom wäre es noch mehr (Balcombe 2018a, Kap 3.5.1).

Aber auch wenn der Strom regenerativ erzeugt wird (Wind/Solar), ist die Elektrolyse nicht vollständig emissionsfrei, da die Bereitstellung der Wind/Solar-Anlagen und der Bau der Elektrolyseure Emissionen erzeugt. Verfügbare Daten deuten auf Gesamtemissionswerte von durchschnittlich **26g CO<sub>2</sub>/kWh Wasserstoff** (0,88 kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub>) für die **Elektrolyse mit Windstrom**. Das ist nur ein Bruchteil der Menge von **398g CO<sub>2</sub>e/kWh Wasserstoff**, die bei **Grauem Wasserstoff** (inkl. Vorkettenemissionen) entsteht. Effizientere Windturbinen lassen den Wert in Zukunft weiter schrumpfen. Zudem sollte berücksichtigt werden, dass bei den Analysen über Blauen Wasserstoff die Emissionen für die Errichtung der Anlagen nur selten berücksichtigt werden.

Die CO<sub>2</sub>-Intensität des Strommixes, den der Elektrolyseur für seine Produktion bezieht, muss jedoch unter einen bestimmten Wert sinken, um Grünen Wasserstoff klimapolitisch attraktiv zu machen:

Im Vergleich zu **Grauem Wasserstoff** müsste der Strommix für Grünen Wasserstoff weniger als **180g CO<sub>2</sub>/kWh** erzeugen, um Grünen Wasserstoff klimapolitisch attraktiver zu machen. Die IEA gibt diesen Grenzwert ähnlich mit 185g CO<sub>2</sub>/kWh an (IEA (2019c, S.53), wenn 50 kWh für die Produktion von 1kg Grünem Wasserstoff eingesetzt werden müssen. Ähnlich rechnet Gigler (2018) mit 180g.

Addiert man allerdings die bislang unterschätzten Emissionen von Erdgas in der Versorgungskette, liegt der Wert deutlich höher.

Im Vergleich zu **Blauem** Wasserstoff müsste die CO<sub>2</sub>-Intensität des Strommixes laut DNV auf **75 gCO<sub>2</sub>/kWh** fallen (bei Gigler 2018 ähnlich 82g), wenn Grüner Wasserstoff klimafreundlicher sein soll. Dabei gehen die Autoren davon aus, dass 87% des CO<sub>2</sub> über CCS abgefangen und eingelagert werden (Aarnes 2018, Kap. 3.2.2). Auch hier gilt, dass sich das Bild deutlich verändert, wenn die Vorkettenemissionen von Erdgas berücksichtigt werden. Aber auch der Wert von 75g könnte durch Grünen Wasserstoff aus Windstrom problemlos unterschritten werden (Balcombe 2018c, Kap.3.2).

Die Zahlen machen einmal mehr deutlich, dass **Grüner Wasserstoff** auf den **raschen Ausbau der Erneuerbaren Energien angewiesen ist**, um klimapolitische Vorteile zu haben. Beim aktuellen deutschen Strommix erzeugt selbst Grauer Wasserstoff weniger Emissionen als die Elektrolyse-Verfahren.

Ein Gegenargument lautet, dass der für Grünen Wasserstoff eingesetzte Grünstrom nicht mehr für andere Stromnachfrager zur Verfügung stehe. Wenn dort aus diesem Grund fossil erzeugter Strom eingesetzt werden müsse, erzeuge Grüner Wasserstoff indirekt doch wieder höhere CO<sub>2</sub>-Emissionen als Blauer Wasserstoff. Das spreche also für den Blauen Wasserstoff.

Dieses Argument überzeugt jedoch nicht. Der Aufbau einer CCS-Infrastruktur für Blauen Wasserstoff erfordert hohe Investitionen. Wird stattdessen Grüner Wasserstoff favorisiert, wird dieses Kapital frei und steht für den Ausbau der Grünstrommengen zur Verfügung.

# 4. CCS - UNVERZICHTBAR FÜR BLAUEN WASSERSTOFF

## 4.1 ÜBERBLICK UND STATUS QUO

### BLAUER WASSERSTOFF UND CO<sub>2</sub>

Grauer Wasserstoff erzeugt hohe Emissionen: Etwa 10kg CO<sub>2</sub> pro Kilogramm Wasserstoff entstehen bei den üblichen Produktionsverfahren. Ohne eine nachhaltige Entsorgung der CO<sub>2</sub>-Mengen hat die erdgasbasierte Wasserstoffproduktion also keinen Platz in den deutschen Klimazielen. Hier soll CCS helfen.

### WAS IST CCS/CCUS?

CCS steht für Carbon (Dioxide) Capture and Storage, also die Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub>, das dadurch dauerhaft der Atmosphäre entzogen werden soll. Gelegentlich wird auch die Abkürzung CCUS verwendet. Das "U" steht für Usage, also die Nutzung des CO<sub>2</sub>, die in Ausnahmefällen möglich ist.

Das Treibhausgas muss für Jahrtausende sicher unter der Erde verbleiben. Die Speicherung sollte im Porenraum von tiefen Gesteinen unter 800m Tiefe erfolgen (BGR 2019a). Der hohe Druck verringert dort das Volumen des eingepressten CO<sub>2</sub>. Abbildung 4.1 gibt einen schematischen Überblick über die Verfahren.

### DIE WELTWEITE ENTWICKLUNG VON CCS

Den ersten großen internationalen Vergleich von CCS-Verfahren unternahm der IPCC im CCS-Spezialbericht von 2005. In den Folgejah-

ren war der Optimismus groß, dass sich CCS-Verfahren weltweit durchsetzen können.

Bald stellte sich jedoch heraus, dass die Projekte komplexer, teurer und langwieriger waren als erwartet. Zudem konzentrierten sich die Anstrengungen zu lange auf Kraftwerke, während der aussichtsreichere Industriesektor vernachlässigt wurde (IEA 2016, S.34,49).

Dennoch gab und gibt es immer wieder neue Anläufe. Neben klimapolitischen Motiven gibt es mittlerweile auch kommerzielle Interessen, etwa von Equinor (Statoil), die ihre leeren Gasfelder für die CO<sub>2</sub>-Speicherung anbieten wollen.

Auch die Ö raffinerien sind inzwischen sehr an CCS interessiert, da ihre Prozesse kapitalintensiv sind und sich nur mit großem Aufwand, wenn überhaupt, dekarbonisieren lassen. Bei steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen bietet CCS den einzigen Ausweg, solange alternative Verfahren nicht marktreif sind.

### DER STATUS QUO - ZÄHE ENTWICKLUNG UND EINIGE NEUE PROJEKTE

Derzeit werden um die 30 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> jährlich abgetrennt und eingelagert. Das ist etwa 1 Promille der CO<sub>2</sub>-Emissionen des globalen Energiesektors (IEA 2019e, Box 13.4, S.604f).

Große CCS-Anlagen gab es bislang überwiegend im Zusammenhang mit der Öl- und Gasförderung. Das CO<sub>2</sub> im komplexen Gasmisch, das an die Oberfläche gelangt, muss ohnehin entfernt werden, um Erdgas transportieren und kommerziell verwenden zu können. Das abgetrennte CO<sub>2</sub> wird dann wieder in die Lagerstätten gepresst, um dort durch den erhöhten Druck die Ölförderung zu beschleunigen (EOR Enhanced Oil Recovery).

Mehr als zwei Drittel der CCS-Projekte konzentrieren sich daher auf Kanada und die USA (vgl. Abb.4.2). In Europa verfügt bislang nur Norwegen über größere Erfahrung (Sleipner, Snohvit).

Das norwegische Sleipner-Gasfeld war das erste Gasfeld weltweit, das CO<sub>2</sub> permanent aufnehmen sollte und dessen Sicherheit dauerhaft überwacht wurde. Mit ähnlicher Zielsetzung folgten in den Jahren danach ein Kraftwerksprojekt (Boundary Dam, Kanada) und diverse CCS-Projekte in Abu Dhabi. Das demnächst größte industrielle CCS-Projekt ist Gorgon in

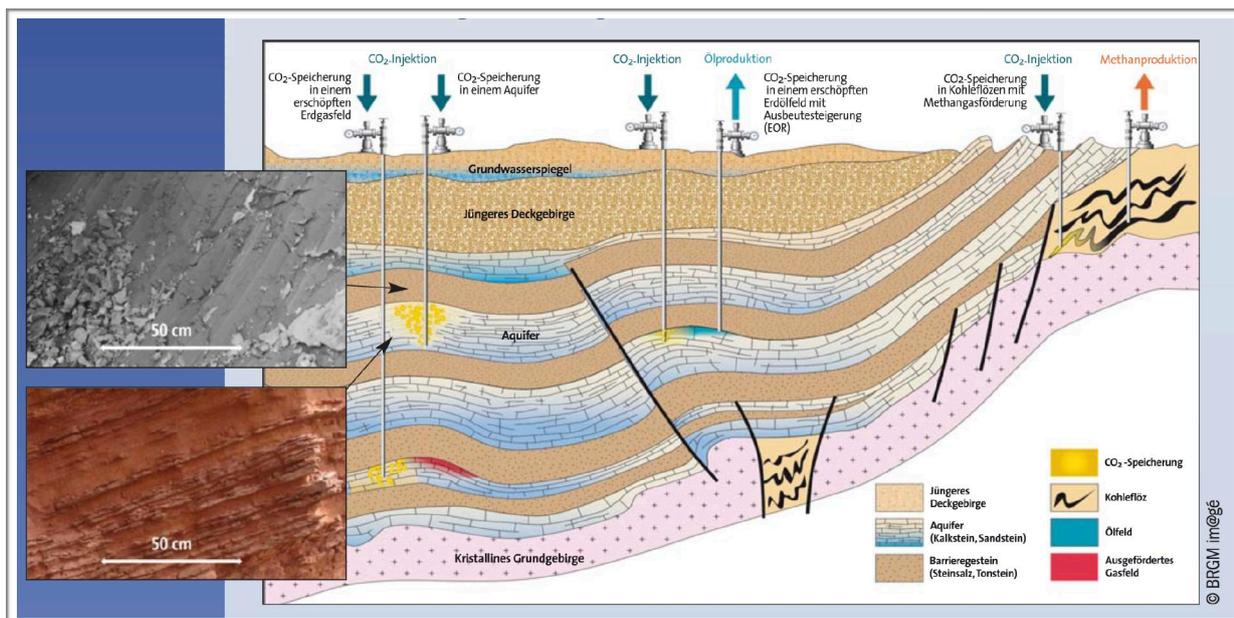
Australien, ein integriertes Erdgas/LNG-Exportprojekt. Die Erdgasfelder sollen dort im Endausbau 4 Mio.t CO<sub>2</sub> pro Jahr aufnehmen.

Im September 2019 zählte die IEA nur 2 aktive CCS-Projekte im Kraftwerkssektor und 17 Projekte in der Industrie (inkl. Gorgon). Im laufenden Jahr wird diese Zahl von 17 auf 21 Projekte steigen. Lediglich 6 weitere Industrieprojekte sind in der Entwicklung, davon drei für Blauen Wasserstoff (Gielen 2019, S.15; IEA 2019a).

Für die Wasserstoffproduktion gibt es bislang nur zwei fertiggestellte, nennenswerte CCS-Projekte:

- die SMR-Anlage in der Port Arthur Raffinerie (Air Products, Texas). Hier wird 1 Mio.t CO<sub>2</sub> pro Jahr in nahegelegene Ölfelder gepresst.
- die SMR-Anlage in Alberta (Kanada) mit CCS. Hier findet ein umfangreiches Monitoring statt. Demnach konnten im Normalfall 80% des CO<sub>2</sub> eingespeichert werden. Allerdings gab es immer wieder Störungen mit höheren Emissionen.

Abb.4.1 CCS und CO<sub>2</sub>-Endlagerstätten



Quelle: BGR (2019a)

Drei neue große CCS-Projekte sind nun in Europa in Planung (Details in Joas 2019; Schneider 2019, IEA (2019c, S.179):

Das Projekt Northern Lights:

- Akteure: Equinor, Shell und Total
- Anlage: CO<sub>2</sub>-Speicher vor der norwegischen Küste
- Zeitrahmen: Betrieb ab Mitte 2020er

Das Projekt Acron:

- Pale Blue Dot Energy
- CO<sub>2</sub>-Speicher vor der schottischen Küste
- Betrieb Anfang der 2020er Jahre

Das Projekt Porthos/H-Vision (siehe auch unten):

- Port of Rotterdam, Gasunie, EBN
- CO<sub>2</sub>-Speicher in einem leeren Gasfeld 20km vor Rotterdam

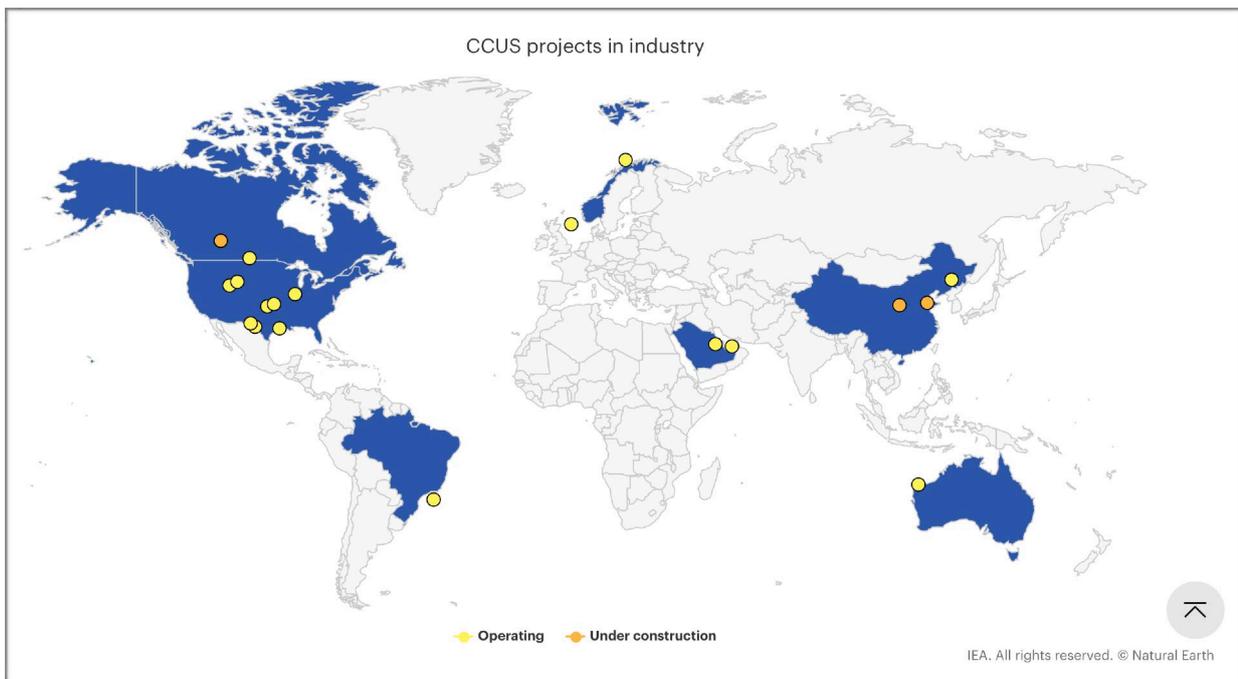
- Porthos soll bis 2025 H-Vision unterstützen, also die Projekte für Blauen Wasserstoff in den Rotterdamer Ölraffinerien.

## 4.2 PROBLEME VON CCS-PROJEKTEN

1. CCS-Projekte sind **groß, komplex, teuer** und dauern nicht selten ein Jahrzehnt von der Planung bis zur Realisierung. Die Lernkurve streckt sich dadurch weit in die Zukunft. Etwa **zwei Drittel** der Projekte werden wegen unerwarteter Probleme **aufgegeben** (IEA 2016, S.25).

Bei großen **Verzögerungen** besteht die Gefahr, dass die CCS-Infrastruktur zu einem Zeitpunkt ausgebaut ist, wenn attraktivere und **kostengünstigere Alternativen schon auf dem Markt** sind. Das gilt bei der Wasserstoffwirtschaft für Grünen Wasserstoff, dessen Pro-

Abb.4.2 Große CCS/CCUS-Projekte weltweit



Quelle: IEA (2019a)

duktionskosten in den nächsten Jahrzehnten nach allen Prognosen stark fallen werden.

2. Gerade die oft zitierten Vorbilder für große CCS-Anlagen sind **klimapolitisch wenig vorbildhaft**. Das Petra Nova Projekt in den USA und das Boundary Dam Projekt in Kanada (Kohlekraftwerke mit CCS) fangen nur ein Drittel der CO<sub>2</sub>-Emissionen ein.

Die meisten CCS-Projekte dienen bis heute wie erwähnt der Ölförderung. Das Einpressen von CO<sub>2</sub> beschleunigt die Ausbeutung der Vorkommen im Rahmen des sog. EOR (Enhanced Oil Recovery). Dabei wird ein **großer Teil des eingepressten CO<sub>2</sub> im Verlauf der Ölförderung wieder freigesetzt**. Je nach geologischer Beschaffenheit gelangen 28-96% wieder in die Atmosphäre (Gielen 2019, S.15).

Ähnliches gilt für CCUS, also die Nutzung von CO<sub>2</sub> in chemischen Prozessen. Bei Kohlensäure in Getränken oder bei Synfuels gelangt das CO<sub>2</sub> wieder in die Atmosphäre. Der Nettoeffekt ist also bestenfalls nur eine Halbierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen.

3. CCS bietet **keine langfristige Lösung** für eine Wasserstoffwirtschaft mit Blauem Wasserstoff, da die Kapazitäten früher oder später erschöpft sind (siehe unten). Die Knappheit lässt dann die **CCS-Preise steil steigen**.

4. Wenn die Lagerstätten für die Endlagerung industrieller Emissionen gebraucht werden, also wie im Fall von Blauem Wasserstoff, dann **fehlen** diese Kapazitäten für **alternative** Verwendungen, wie z.B. negative Emissionen. Das wird vor allem dann zum Problem, wenn der Klimaschutz beschleunigt werden muss. Dann müsste der Atmosphäre CO<sub>2</sub> entzogen werden ("negative Emissionen"). Dafür stehen dann keine Lagerkapazitäten mehr zur Verfügung. Insofern **verbaut Blauer Wasserstoff Optionen für weiterreichende klimapolitische Optionen**.

5. CCS-Projekte stoßen in den meisten Ländern und vor allem in Europa auf große **Akzeptanzprobleme**. Viele Projekte mussten deshalb aufgegeben werden, z.B. Barendrecht/Shell in den Niederlanden (Navigant 2019, App.E).

Der **Widerstand** speist sich aus einer Vielfalt von Argumenten. Während bis vor kurzem **Sicherheitsbedenken** und der Nutzen von CCS im Vordergrund standen, wird mittlerweile auch kritisiert, dass **CCS den Weg zu genuin grünen Lösungen blockiert** und den fossilen Technologiepfad über Jahrzehnte in die Zukunft fortschreibt. CCS gilt zunehmend als "**Old Tech**", die auch industriepolitisch aufs Abstellgleis führt.

6. CCS-Lager sind **Endlager**, müssen also über Jahrhunderte hinweg **überwacht** werden. Früher oder später liegt daher die **Haftung** beim Steuerzahler (Joas 2019, S.45).

7. Die **geologischen Risiken** sind umstritten. Das **UBA** verweist auf mögliche Leckagen. Das CO<sub>2</sub> könnte Schadstoffe im tiefen Boden freisetzen und salziges Grundwasser aus den tiefen Aquiferen bis in oberflächennahes süßes Grundwasser verdrängen. Das Monitoring sei schwierig und kaum erprobt (UBA 2018).

Die **BGR** ist optimistischer und sieht nur geringfügige Risiken, wenn sorgfältig vorgegangen wird. Alte Erdgaslagerstätten seien die ideale Lösung, da sie erprobtermaßen seit Jahrtausenden Gase zurückhalten können.

Das größte Potenzial haben jedoch tiefe salinare Aquifere. Dort würden diverse Mechanismen wie der kapillare Rückhalt, der Lösungs-Rückhalt und der mineralische Rückhalt dafür sorgen, dass CO<sub>2</sub> im Laufe der Zeit immer sicherer im Boden bleibt.

Selbst wenn CO<sub>2</sub> in großen Mengen austreten sollte, seien die Risiken gering, da es nur unter extrem ungünstigen Bedingungen (Windstille in

Senken) zu gesundheitlich bedenklichen Konzentrationen kommen könne (BGR 2010).

### 4.3 DIE KOSTEN VON CCS

Die Kosten für CCS sind je nach Branche und Standort sehr unterschiedlich. Sie reichen von 15 \$/t CO<sub>2</sub> bis 120 \$/t CO<sub>2</sub> (IEA 2019d, S.26).

Die Kosten der CCS-Verfahren für SMR-Anlagen sind ebenfalls höchst unterschiedlich und werden im allgemeinen von den (wenigen) Betreibern nicht publiziert. Studien schätzen sie auf derzeit **78-118 \$/t CO<sub>2</sub>**. Die CO<sub>2</sub>-Transportkosten und CO<sub>2</sub>-Einspeicherkosten liegen dabei um die 22 \$/t CO<sub>2</sub>. Diese Kosten steigen allerdings im Laufe der Zeit, da zunächst die kostengünstigsten Lagerstätten gefüllt werden und das Angebot relativ unelastisch ist (Balcombe 2018a, Kap.4.3.1).

Bezogen auf die Wasserstoffproduktion liegen die Kosten für SMR mit CCS (60-90%) in der Fachliteratur bei durchschnittlich **1,88 \$/kgH<sub>2</sub> (1,22-2,81)**. Allerdings gibt es von den wenigen Projekten dieser Art weltweit kaum belastbare Angaben.

Die detailliertesten Angaben liegen von Amec Foster Wheeler für eine Standalone SMR-Anlage mit geringen Distanzen zur nahegelegenen CCS-Lagerstätte vor. Hier stehen die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten nach einer IEA-Studie (2017 IEAGHG) bei **58-87 \$/t CO<sub>2</sub>** je nach Capture-Rate (56-90%).

Bei für Europa typischeren Transport- und Lagerkosten und einer Capture-Rate von 90% wären wohl um die **96 \$/t CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten** eine geeignete Benchmark (Balcombe 2018a, Kap.3.1.2).

Nach anderen Quellen liegen die Kosten in den USA bei **15-60 \$/tCO<sub>2</sub>**. Für Europa werden dort für eine Stand-alone-SMR-Anlage **47-70 Euro/t**

**CO<sub>2</sub>** genannt (IEAGHG 2017).

Ähnliche Werte finden sich in der deutschen Literatur:

- 50-70 €/t CO<sub>2</sub> (Gigler 2018, App.4).
- 16-63 €/t CO<sub>2</sub> für die Abscheidung; 1-22 €/t CO<sub>2</sub> für die Lagerung und 0,1-29 €/t für den Transport, je nach Distanz und CO<sub>2</sub>-Menge; also insgesamt 17-114 €/t (Navigant 2019, S.121,145,150,161).
- Nur CO<sub>2</sub>-Transport 11-18 €/t CO<sub>2</sub> je nach Standort an der Küste oder im Binnenland (Schneider 2019, S.30).
- Nur Speicherkosten 10 €/t CO<sub>2</sub> in einem Gasfeld in der Nordsee (Schneider 2019, S.30).

Die Zusatzkosten für CCS in Projekten für Blauen Wasserstoff sind also erheblich. Trotzdem könnten die **realen Kosten weit über den genannten Kostenschätzungen** liegen, wenn es wegen langwieriger rechtlicher Auseinandersetzungen oder wegen politischer Akzeptanzprobleme zu Verzögerungen kommen sollte.

Da die gesamte Projektkette synchronisiert werden muss, also von der Produktionsanlage für Blauen Wasserstoff über die CO<sub>2</sub>-Transportkette bis zur Lagerstätte im In- oder Ausland, erzeugt eine Verzögerung bei einer Station höhere Kapitalkosten für alle übrigen Akteure.

Produktionsanlagen für Blauen Wasserstoff stehen zudem vor einer schwierigen Standortwahl. Eine Produktionsstätte in Küstennähe senkt die Kosten für den CO<sub>2</sub>-Transport zu leeren Gasfeldern in der Nordsee. Andererseits befinden sich viele Abnehmer des Wasserstoffs weit im Hinterland. Dadurch steigen die Transportkosten für den Wasserstoff. Ein Standort in der Nähe der großen Industrieregionen in Süddeutschland hätte jedoch höhere CO<sub>2</sub>-Transportkosten.

Eine Zwischenlösung könnte die Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz bieten. Das ist je nach Standort und Verwendung bereits heute möglich, erfordert aber bei höheren Anteilen

zusätzliche Investitionen in der Gasinfrastruktur. Die Vermischung verschließt zudem den Weg für die klimafreundliche Verwendung von reinem Wasserstoff, z.B. gezielt für Brennstoffzellenfahrzeuge oder bestimmte industrielle Anwendungen.

#### 4.4 BEISPIEL FÜR EIN CCS-GROß-PROJEKT IN EUROPA: H-VISION

Im niederländischen Projekt H-Vision wollen politische und industrielle Stakeholder (v.a. Ölraffinerien) in der Region Rotterdam eine Wasserstoffwirtschaft aufbauen. Moderne Anlagen für Blauen Wasserstoff (ATR-Verfahren) spielen dabei eine zentrale Rolle. Die Endlagerung des CO<sub>2</sub> soll in Gasfeldern direkt vor Rotterdam (Porthos-Projekt) oder weiter entfernt in der Nordsee stattfinden.

H-Vision soll vor allem die Dekarbonisierung der Ölindustrie ermöglichen, die hohe CO<sub>2</sub>-Emissionen hat. Allein die Raffinerien emittieren dort 12 Mio.t CO<sub>2</sub> pro Jahr und tragen damit mehr als ein Drittel zu den Gesamtemissionen in der Region Rotterdam bei.

Die Machbarkeitsstudien deuten auf hohe CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten. Erst bei CO<sub>2</sub>-Preisen **von 86 bis 146 €/t** könnte der Aufbau einer Infrastruktur für Blauen Wasserstoff die Kosten rechtfertigen (vgl. H-Vision 2019).

#### 4.5 CCS-POTENZIALE

##### EUROPÄISCHE UNION

Das geologische CO<sub>2</sub>-Speicherpotenzial liegt in der EU bei 104 Mrd.Tonnen (Gt), davon etwa 17 Gt in Deutschland (einschließlich Norwegen 134 Gt). Rechtliche Einschränkungen in diversen Ländern verringern dieses Potenzial auf realistischere 77 Gt. Das Potenzial konzentriert sich

auf die Region, die von Polen bis nach Großbritannien reicht (vgl. Abb.4.3)

Zur Größenordnung: Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der EU, die aus der Verbrennung von Öl, Gas und Kohle entstehen, liegen bei etwa 3,2 Gt pro Jahr. Das CCS-Potenzial der EU wäre also bei vollständiger Einlagerung auf dem heutigen Niveau nach 24 Jahren erschöpft (Navigant 2019, App.E, Tab.38, S.130/144). Realistischerweise sinken die Emissionen jedoch in den kommenden Jahren. Sollte also beispielsweise 1 Gt pro Jahr eingelagert werden, wären die Speicherkapazitäten der EU erst Ende des Jahrhunderts erschöpft.

##### DEUTSCHLAND

Laut BGR sind die CO<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten in Deutschland relativ begrenzt. Das gilt insbesondere für hochwertige Lagerstätten, also alte Erdgas- und Erdölfelder (BGR 2010; BGR 2019a:

- Die CO<sub>2</sub>-Speicherkapazität erschöpfter **Erdgaslagerstätten** liegt laut BGR bei etwa 2,75 Mrd. Tonnen (Gt).
- Das CO<sub>2</sub>-Speicherpotenzial erschöpfter **Erdöllagerstätten** beläuft sich auf nur etwa 0,13 Gt.
- Das Speicherpotenzial salinärer **Aquifere** in bekannten Strukturen wird auf 6-13 Gt CO<sub>2</sub> geschätzt.

Zum Vergleich: Bei einer umfassenden Anwendung von CCS in Deutschland, also 800 Mio.t CO<sub>2</sub> pro Jahr, wären die Speichermöglichkeiten der Erdöllagerstätten schon nach zwei Monaten erschöpft. Die Erdgaslagerstätten könnten diese Treibhausgasmengen nur für knapp vier Jahre aufnehmen.

Die Kapazität der tiefen salinaren Aquifere, deren Eignung jedoch näher untersucht und getestet werden müsste, wäre nach ein bis zwei Jahrzehnten erschöpft. Anschließend müssten

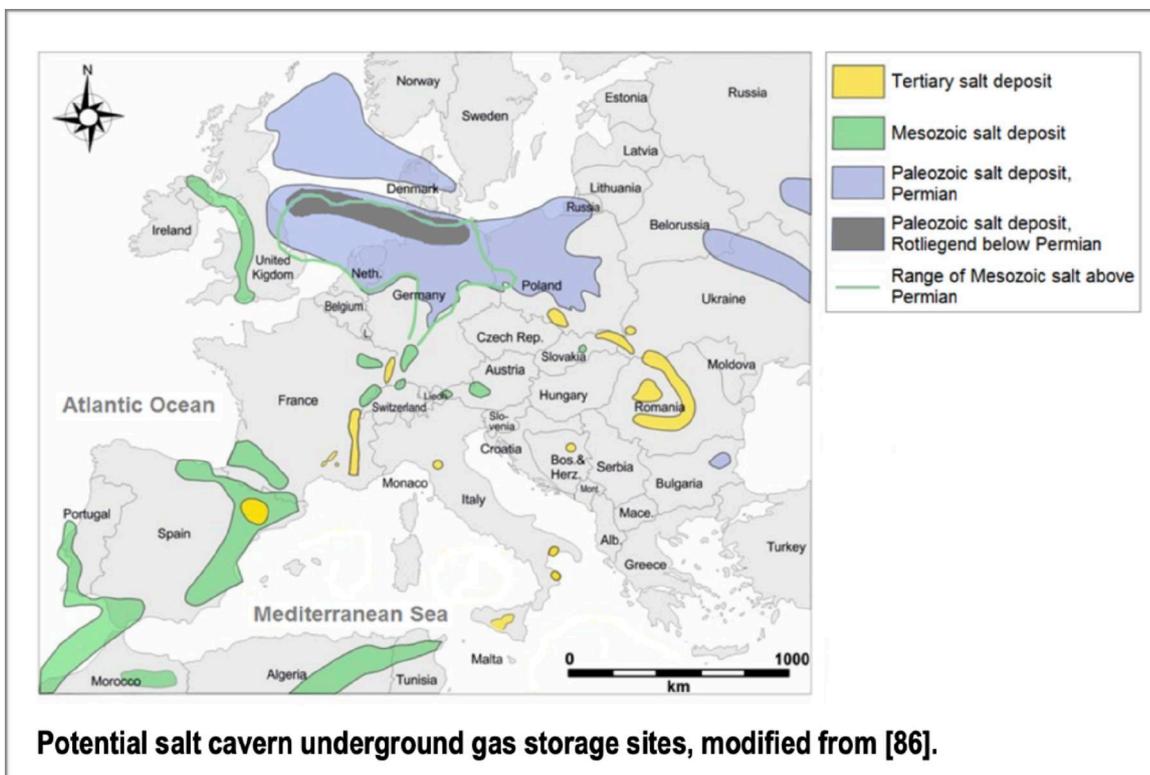
diese Endlagerstätten über Jahrhunderte überwacht werden.

In vielen Industrieregionen, darunter in NRW und Baden-Württemberg, stehen kaum CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten zur Verfügung. CO<sub>2</sub> müsste also über weitere Strecken transportiert werden (vgl. Abb.4.4).

Auch die benachbarten **Niederlande** hätten bald Probleme. Das aktuelle Potenzial liegt bei 10-50 Mio.t, bzw. durchschnittlich 30 Mio.t

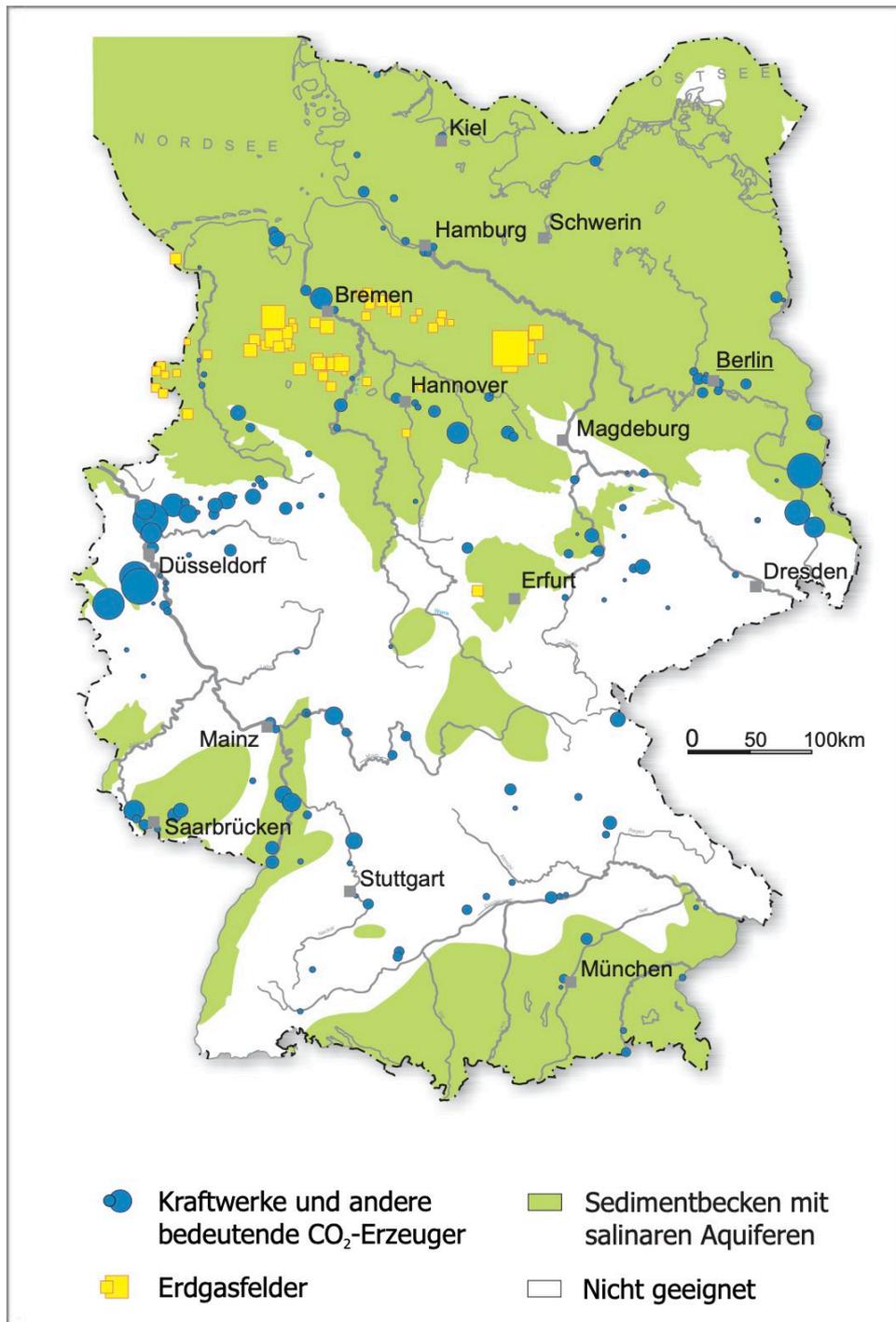
CO<sub>2</sub> pro Jahr für maximal 30 Jahre. Das würde nicht einmal für die Hälfte der aktuellen Erdgas-Emissionen ausreichen (128 Mio.t/Jahr). Offshore und an Land verfügen die Niederlande über maximal 2,3 Gt Lagerkapazitäten (Gigler 2018, S.44; Cappellen 2018, S.13/14).

Abb. 4.3: Hochwertige CO<sub>2</sub>-Lagerstätten (Salzkavernen) in Europa



Quelle: Robinius (2018), Fig.6-10

Abb.4.4 Potenzielle CO<sub>2</sub>-Lagerstätten in Deutschland



Quelle: BGR (2010)

# 5. DIE VARIANTE: IMPORTIERTER WASSERSTOFF

Eine immer häufiger diskutierte Variante für die Wasserstoffversorgung Deutschlands besteht darin, den Wasserstoff zu importieren. Akzeptanzprobleme von CCS für Blauen Wasserstoff oder auch das Problem, dass möglicherweise nicht genügend Grünstrom für Elektrolyseure zur Verfügung steht, könnten dadurch entschärft werden.

Idealerweise findet die Produktion von Blauem Wasserstoff in Ländern mit sehr niedrigen Gaspreisen statt (z.B. Persischer Golf) und von Grünem Wasserstoff in Ländern mit sehr niedrigen Gestehungskosten für Solar- oder Windstrom (z.B. Nordafrika).

## 5.1 HOHE TRANSPORTKOSTEN

Die **Transportkosten von Wasserstoff sind allerdings hoch**. Die Abläufe sind zudem komplex und aufwendig. Bei weiten Entfernungen und kleinteiliger Distribution ins Hinterland liegen die Transportkosten in vielen Fällen höher als die Herstellungskosten. Im Durchschnitt erhöht allein der Schiffstransport die Gesamtkosten um **50-150%** (IEA 2019e, S.608).

Zwar kann Wasserstoff ähnlich wie Erdgas für den Tankertransport verflüssigt werden, aber dafür sind erheblich niedrigere Temperaturen von minus 253 Grad Celsius erforderlich, gegenüber minus 162 Grad bei verflüssigtem Erdgas (LNG). Der Energieaufwand und der technische Aufwand für flüssigen Wasserstoff sind so hoch, dass es sich eher lohnen würde, Wasserstoff nur für den Transport in Ammoniak oder andere leichter transportierbare Stoffe umzuwandeln.

Der Aufwand bleibt dennoch erheblich. Zudem brauchen z.B. Brennstoffzellen sehr reinen Wasserstoff, so dass Ammoniak nach der Ankunft zusätzlich mit großem Aufwand aufbereitet werden müsste. In beiden Fällen gehen zudem **15-25% der transportierten Energiemenge verloren**.

Addiert man andere Risiken (Kartellbildung, politische Krisen, Unwetter etc.) ist daher die heimische Wasserstoffproduktion in den meisten Fällen kostengünstiger als der Import aus Übersee, so die IEA. Eine Ausnahme bilden Länder wie Japan, die nur über wenig Grün-

strom verfügen und aufgrund ihrer geographischen Lage sehr hohe Erdgasimportkosten zahlen müssen.

Allein die **Verflüssigung** von Wasserstoff kostet im internationalen Durchschnitt etwa **1 \$/kgH<sub>2</sub>**. Die Distribution per Tanklaster kostet über 500km weitere **1-2 \$/kgH<sub>2</sub>**. Bei Importen über Seehäfen wären hohe inländische Distributionskosten in Deutschland oft unvermeidlich (IEA 2019c, S.78-80).

**Agora** Energiewende schätzt die **Importkosten von Grünem Wasserstoff** auf rund **3,30 €/kgH<sub>2</sub>** im Jahr 2030 und 2,90 €/kg im Jahr 2050 (Schneider 2019, S.33). Der Anteil der Transportkosten liegt bei 1,35 €/kg. Diese Importpreise liegen voraussichtlich in der Nähe der erwarteten Kosten einer Produktion im Inland.

Da auch die Netzkosten im Stromsektor hoch sind, spricht daher viel für eine dezentrale Produktion und Verwendung von Wasserstoff, z.B. in der Nähe eines Windparks oder kombinierter Solar-/Windkomplexe im Fall von Grünem Wasserstoff.

**Navigant** kommt zu ähnlichen Ergebnissen. Sie schätzen die Produktionskosten für Grünen Wasserstoff in Nordafrika auf 1,0-1,3 €/kgH<sub>2</sub>. Der Export von flüssigem Wasserstoff per Schiff nach Europa würde die Gesamtkosten allerdings auf **2,8-4,8 €/kgH<sub>2</sub> verdreifachen**. Erheblicher einfacher wäre der Transport über die bereits bestehenden Erdgaspipelines zwischen Nordafrika und Südeuropa (Spanien, Italien), die jedoch nur begrenzte Kapazitäten haben (Navigant 2019, Kap.F.2.4).

Angesichts der vielen Variablen bei importiertem Wasserstoff ist also aus heutiger Sicht unklar, ob inländischer oder importierter Wasserstoff attraktiver sein wird.

Die **IEA** zeigt sich pessimistischer bei der Bewertung der Importvarianten. Wasserstoff aus Übersee ist in den meisten Fällen gegenüber heimisch hergestelltem Wasserstoff im Nachteil. Die internationalen Pipelinekosten steigen schnell über 5 \$/kgH<sub>2</sub>, die Kosten für den **Tankertransport** liegen bei **4-6 \$/kgH<sub>2</sub>**, selbst wenn Wasserstoff in transportfreundlichere Moleküle wie Ammoniak und LOHC transformiert wird (IEA 2019c, S.81).

Die für 2030 erwartbaren Kosten für **importierten Grünen Wasserstoff** aus **Nordafrika** nach Europa (inkl. 100 km Distribution im Inland) sieht die IEA bei **etwa 7,5-9 \$/kgH<sub>2</sub>**. In günstigen Fällen, etwa wenn bestehende Gaspipelines mitgenutzt werden können, fallen sie jedoch auf insgesamt 4,5 \$/kgH<sub>2</sub> (Blauer Wasserstoff) bis 6 \$/kgH<sub>2</sub> (Grüner Wasserstoff). Das liegt bereits auf dem heutigen Niveau von Grünem Wasserstoff in weiten Teilen der EU (4,9 \$/kgH<sub>2</sub>) (vgl. Abb.5.1).

**Kostengünstiger wäre** der Import von **Blauem Wasserstoff** vom **Persischen Golf**, der die dortigen niedrigen Gaspreise und CCS-Optionen nutzt. In dieser Variante sind Importpreise von lediglich **2,6 \$/kgH<sub>2</sub>** für Europa darstellbar.

Aber auch hier wäre es laut IEA mit **2,3 \$/kgH<sub>2</sub>** wohl **günstiger, wie bisher Erdgas zu importieren** und im Inland in Anlagen für Blauen Wasserstoff zu nutzen (Abb.5.1). Das setzt allerdings voraus, dass sich in Europa geeignete CCS-Lagerstätten finden (IEA 2019c, S.191).

## 5.2 KOSTEN VS PREISE

Bei der Berechnung der Importkosten von Wasserstoff sollte die Preisstrategie der Anbieter nicht vernachlässigt werden. Geht man davon aus, dass eine hohe Importnachfrage besteht, ist es unwahrscheinlich, dass Wasserstoff-Exporteure ihre Tankerladungen weit unter dem

Marktpreis für inländisch erzeugten Wasserstoff anbieten werden.

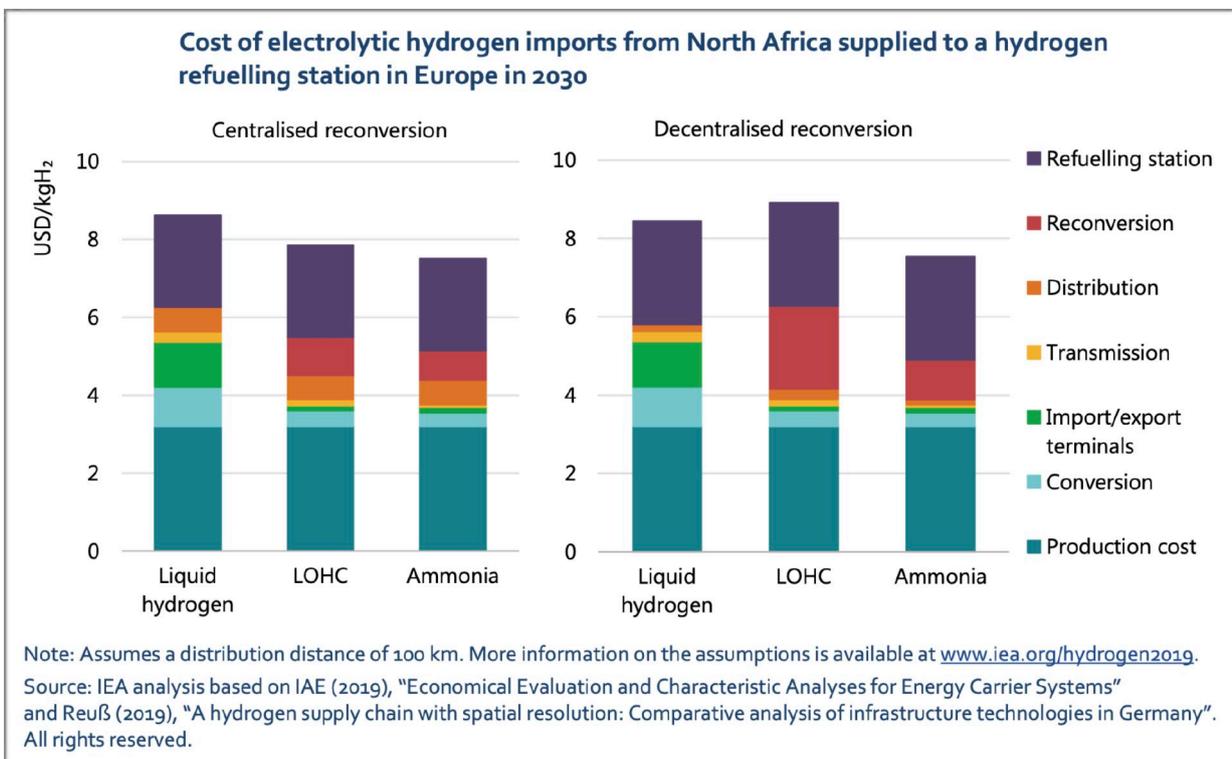
Sollte es sich zudem nur um eine kleine Gruppe von Exportstaaten in Nordafrika oder am Persischen Golf handeln, wäre eine regionale Überschneidung mit den heutigen OPEC-Staaten unvermeidlich. Eine Kartellbildung, ähnlich der OPEC im Ölmarkt, wäre vorstellbar.

Andere Staaten mit guten räumlichen Bedingungen für Solarstrom (Indien, USA, China) werden den erzeugten Wasserstoff wegen der

hohen Transportkosten ohnehin im Inland verwenden und nicht exportieren.

Das Argument, dass importierter Wasserstoff kostengünstiger produziert werden kann als heimischer Wasserstoff (ob nun Blau oder Grün), wäre also ohne Bedeutung. Ähnlich wie schon heute im Ölmarkt oder Erdgasmarkt bildet sich dann ein internationaler Wasserstoffpreis.

Abb.5.1 Importkosten von Grünem Wasserstoff aus Nordafrika nach Europa in 2030



Quelle: IEA (2019c), Fig.32

# QUELLENVERZEICHNIS

Aarnes, Jørg (2018) : Hydrogen as an Energy Carrier, Position Paper 2018, DNV GL, Høvik

Bafa (2019): [https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgas/erdgas\\_node.html](https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgas/erdgas_node.html)

Balcombe,P., Parkinson,B. et al. (2018a): Levelized cost of CO2 mitigation from hydrogen production routes, Energy & Environmental Science, Issue 1 2019 (November 2018).

Balcombe,P., Parkinson,B. et al. (2018b): Electronic Supplementary Material (ESI). Levelized cost of CO2 mitigation from hydrogen production routes, Energy & Environmental Science, Issue 1 2019.

Balcombe,P., Speirs,J. et al. (2018c): The carbon credentials of hydrogen gas networks and supply chains, Renewable and Sustainable Energy Reviews 91 (2018) S.1077–1088.

Rabe,B., Kaliban,C. et al. (2020): Taxing Flaring and the Politics of State Methane Release Policy, University of Michigan.

BGR (2019a): [https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung\\_tieferer\\_Untergrund\\_CO2Speicherung/CO2Speicherung/co2speicherung\\_node.html](https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/CO2Speicherung/co2speicherung_node.html)

BGR (2019b): [https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung\\_tieferer\\_Untergrund\\_CO2Speicherung/CO2Speicherung/Speichermoeglichkeiten/speichermoeglichkeiten\\_node.html](https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/CO2Speicherung/Speichermoeglichkeiten/speichermoeglichkeiten_node.html)

BGR (2010) : Faktenblatt - Wo kann CO2 gespeichert werden, Hannover.

BP (2019): Statistical Review of World Energy (XLS-Edition).

Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt (2019): Monitoringbericht 2019, Bonn.

Cappellen,L., Croezen,H. et al. (2018): Feasibility study into blue hydrogen, CE Delft.

Chandler, David (2019): The uncertain role of natural gas in the transition to clean energy. MIT study finds that challenges in measuring and mitigating leakage of methane, a powerful greenhouse gas, prove pivotal, MIT News.

Deign,Jason (2019): The Reality Behind Green Hydrogen's Soaring Hype, 28.Nov.2019 <https://www.greentechmedia.com/articles/read/the-reality-behind-green-hydrogens-soaring-hype>

Deutsch,M.,Graf, A. (2019): EU-wide innovation support is key to the success of electrolysis manufacturing in Europe - Background, Agora Energiewende.

EnergyComment (2019): Global Energy Briefing 2019, lfd. Ausgaben.

Franke, Andreas (2019): Green hydrogen faces high hurdles, massive potential: IRENA report

<https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/electric-power/092719-green-hydrogen-faces-high-hurdles-massive-potential-irena-report>

Gielen,D., Taibi,E. et al. (2019): Hydrogen: A renewable energy perspective, IRENA, Abu Dhabi.

Gigler, J., Weeda,M. (2018): Outlines of a Hydrogen Roadmap, TKI Nieuw Gas.

Greenpeace Energy eG (2019): Erneuerbar in allen Sektoren - Zusammenfassung neuer Studien und Vorschläge. Bedarf an Strom und Wasserstoff (Windgas) für ein klimaneutrales Deutschland, Hamburg.

Heinemann,Ch.,Kasten,P. et al. (2019): Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland, Öko-Institut, Freiburg.

Howarth,Robert (2019): Is Shale Gas a Major Driver of Recent Increase in Global Atmospheric Methane?' Biogeosciences Discussions, April, S.1–23.

Huneke,F., Linkenheil,C. et al. (2017): Impulspapier - Experimentierklausel Power-to-Gas, Berlin.

Huneke,Fabian (2018): Auf dem Weg in die Wettbewerbsfähigkeit: Elektrolysegase erneuerbaren Ursprungs, Energy Brainpool, Berlin.

H-Vision (2019): Feasibility study report - Blue hydrogen as accelerator and pioneer for energy transition in the industry.

IEA (2016): 20 Years of Carbon Capture and Storage, Paris.

IEAGHG/Amec Foster Wheeler (2017a): Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Plant with CCS (IEAGHG Technical Report 2017-02).

IEA (2017b): World Energy Outlook 2017, Paris.

IEA (2018a): Five keys to unlock CCS investment, Paris.

IEA (2018b): World Energy Outlook 2018, Paris.

IEA (2019a): CCUS in Industry and Transformation. <https://www.iea.org/reports/tracking-industry-2019/ccus-in-industry-and-transformation>

IEA (2019b): IEA G20 Hydrogen Report - Assumptions, Paris.

IEA (2019c): The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan, Paris.

IEA (2019d): Transforming Industry through CCUS, Paris.

IEA (2019e): World Energy Outlook 2019, Paris.

IEA (2020): The oil and gas industry in energy transitions, Paris.

IEAGHG (2017): Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Plant with CCS, 2017/02, Paris.

Jensterle,M., Narita,J. et al. (2019): The role of clean hydrogen in the future energy systems of Japan and Germany. Berlin.

Joas,F., Witecka,W. et al. (2019): Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement. Berlin, Agora Energiewende/Wuppertal Institut.

Laszly,Varro (2018): Carbon capture, utilisation and storage finally catches the spotlight. <https://www.iea.org/commentaries/carbon-capture-utilisation-and-storage-finally-catches-the-spotlight> Laszlo

Le Fevre, Chris (2017): Methane Emissions: from blind spot to spotlight, OIES Paper NG 122.

Mathis,W., Thornhill,J (2019): Hydrogen's Plunging Price Boosts Role as Climate Solution, Bloomberg <https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-08->

21/cost-of-hydrogen-from-renewables-to-plummet-next-decade-bnef

Navigant 2019: Gas for Climate. The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system, Utrecht.

Niggemeier,M., Linkenheil,C. (2019): Erneuerbar in allen Sektoren - Sektoren koppeln mit Power-to-Gas, Energy Brainpool, Berlin.

Pöyry Management Consulting (2019): Hydrogen from natural gas – The key to deep decarbonisation.

Robinius,M., Linßen,J. et al. (2018): Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles, Forschungszentrum Jülich.

Russ,Manfred (2017): GHG Intensity of Natural Gas Transport. Comparison of Additional Natural Gas Imports to Europe by Nord Stream 2 Pipeline and LNG Import Alternatives, Thinkstep.

Schmidt,O., Gambhiral,A. et.al. (2017): Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study, International Journal of Hydrogen Energy, Vol.42, Issue 52, S. 30470-30492, Dezember 2017.

Schneider,Clemens et al. (2019): Klimaneutrale Industrie: Ausführliche Darstellung der Schlüsseltechnologien für die Branchen Stahl, Chemie und Zement, Agora Energiewende.

Seelos,Christian (2019): "Türkisfarbener Wasserstoff" als Alternative zu Power-to-Gas, Energate Messenger 6.6.2019. <https://www.energate-messenger.de/news/192285/-tuerkisfarbener-wasserstoff-als-alternative-zu-power-to-gas>

Stern,Jonathan (2017): Challenges to the future of gas: unburnable or unaffordable?, OIES NG125.

Stern,Jonathan (2019): Narratives for Natural Gas in an Decarbonising European Energy Market, OIES NG141.

Sterner, M., Thema, M. et al. (2015): Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland, FENES/OTH Regensburg/Energy Brainpool.

Thomas,Jordan (2007): Wasserstofftechnologie. Institut für Kern- und Energietechnik Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, Karlsruhe.

Traber,T./Fell,H. (2019): Natural Gas Makes No Contribution to Climate Protection, Berlin.

UBA (2018): Carbon Capture and Storage. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/gewaesser/grundwasser/nutzung-belastungen/carbon-capture-storage#textpart-1>

UBA (2019): CO2-Emissionen pro Kilowattstunde Strom sinken weiter. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/co2-emissionen-pro-kilowattstunde-strom-sinken>

Wassink,Jos (2019): How clean is hydrogen really? <https://www.delta.tudelft.nl/article/how-clean-hydrogen-really>

Wilkes,W., Dezem,V. et al. (2019): How 'green hydrogen' could make 'green steel' real. <https://www.bloomberg.com/professional/blog/how-green-hydrogen-could-make-green-steel-real/> Download am 22.12.2019

Wood Mackenzie (2019): Green hydrogen production: Landscape, projects and costs, Executive Summary.