

# TECHNOLOGISCHE ANSÄTZE FÜR DEN INTERNATIONALEN WASSERSTOFFTRANSPORT

**CO2free Workshop**

**„Energiezukunft Westafrika.**

**Menschen. Kompetenzen. Technologien“**

11.10.2023 HAW Hamburg

Sebastian Timmerberg

Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

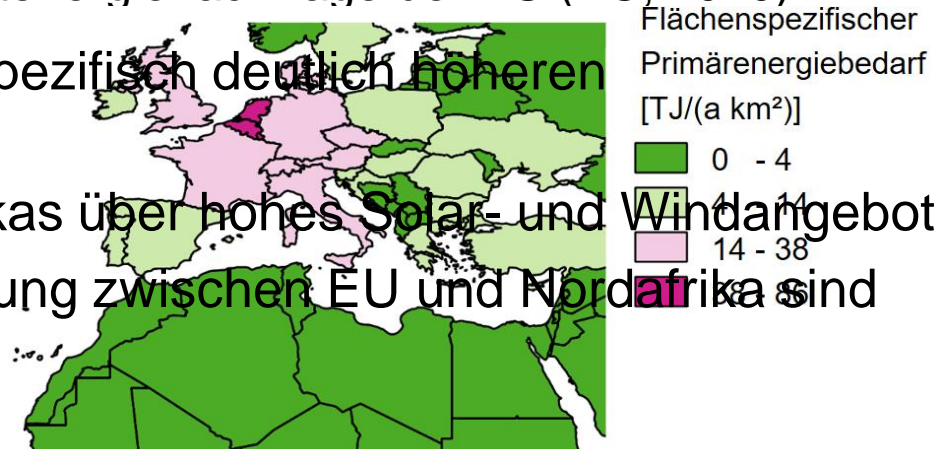


# - MOTIVATION - IMPORT GRÜNER WASSERSTOFF

Begrenzung des Klimawandels fordert deutliche Veränderung der Energiebereitstellung

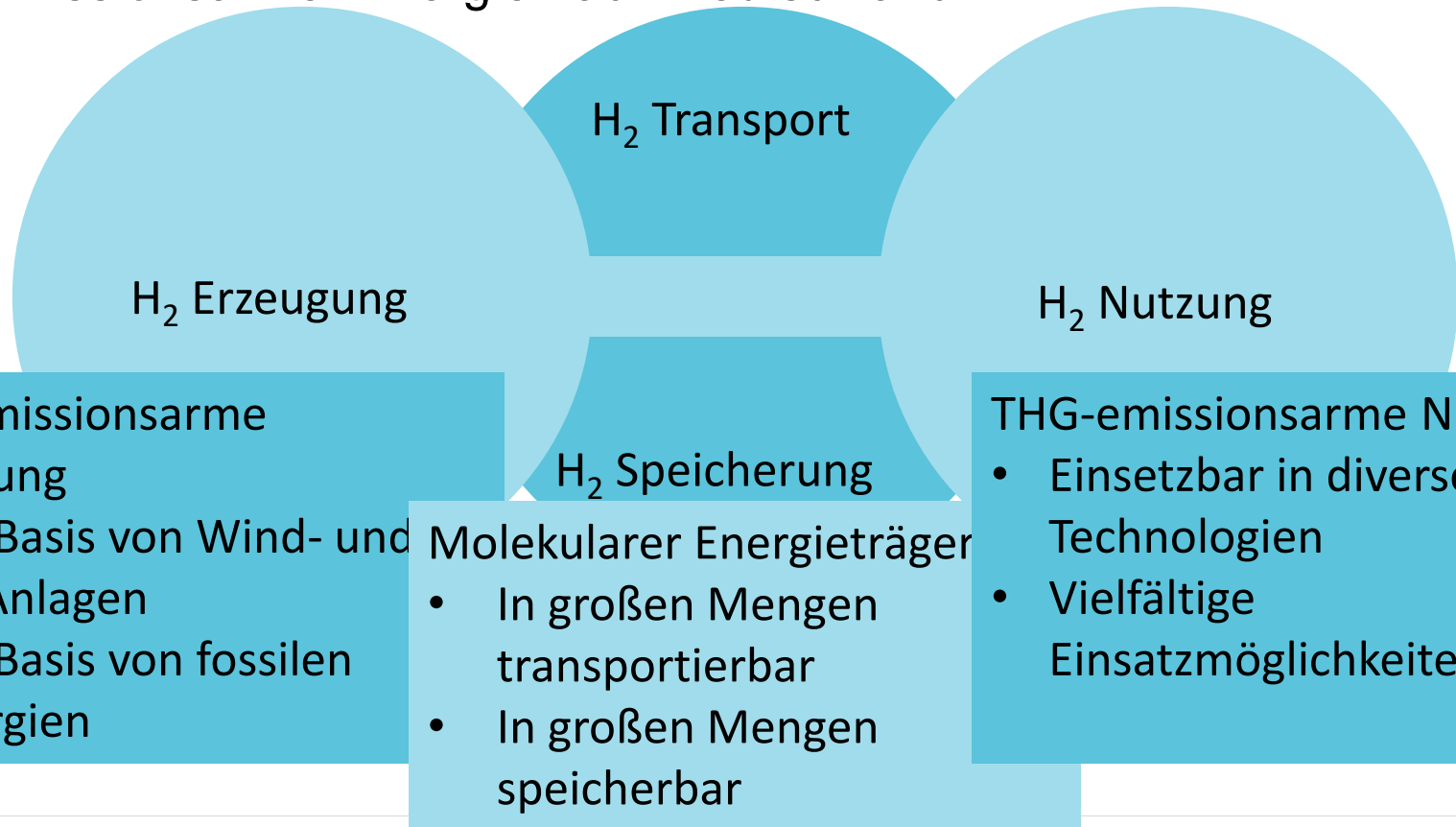
- Ca. 75% der Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) der EU verursacht durch Energiebereitstellung (1990 - 2018)
- Maßnahme: zunehmende Energiebereitstellung durch Photovoltaik- (PV-) und Windkraftanlagen
  - Skalierbare Technologien mit vergleichbar geringen ökologischen Nachteilen
  - Beitrag bisher 9% der Gesamtenergienachfrage der EU (EC, 2020)

- DE und EU hat einen flächenspezifisch deutlich höheren Energiebedarf andere Länder
- Z.B. verfügen Länder Nordafrikas über hohes Solar- und Windangebot
- Kapazitäten für Stromübertragung zwischen EU und Nordafrika sind absehbar gering



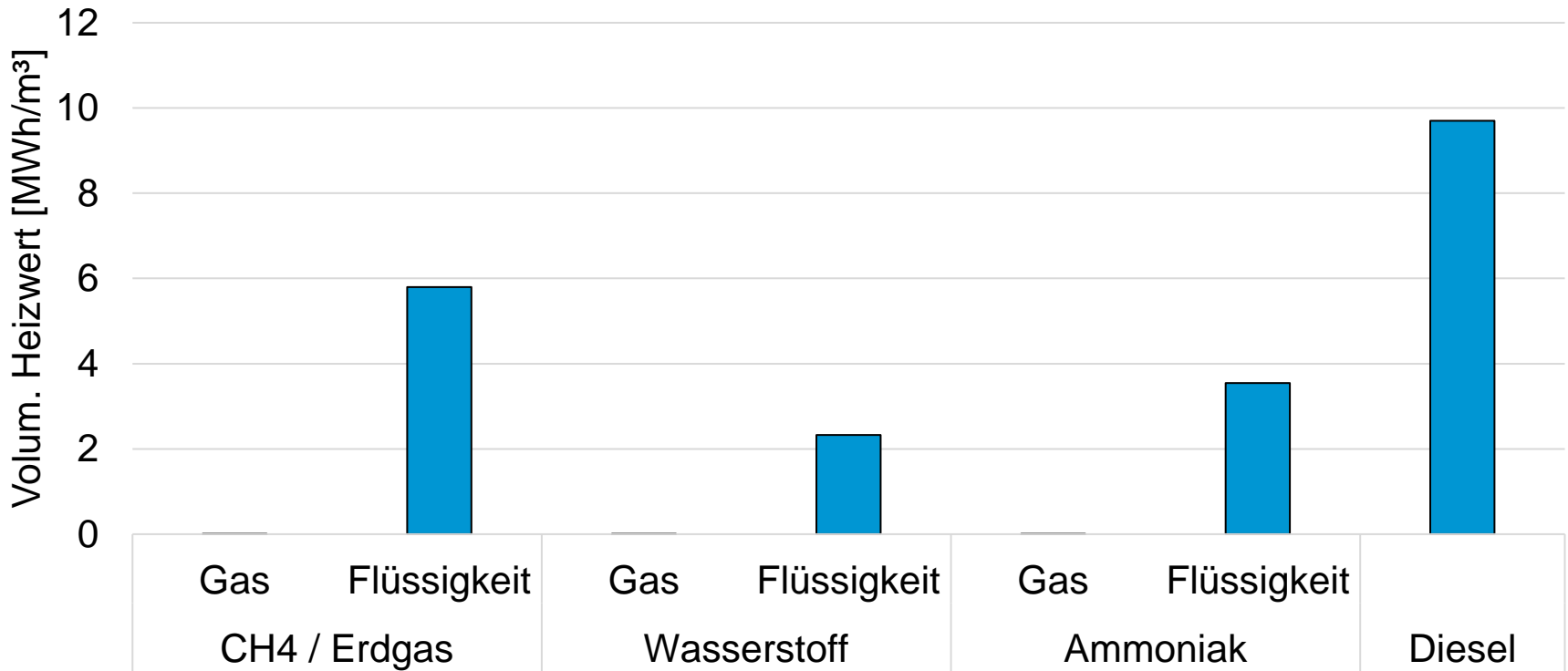
# - MOTIVATION - GRÜNER WASSERSTOFF

- Wasserstoff ermöglicht Transport „erneuerbarer“ und THG-emissionsarmer Energie nach Deutschland



# IMPORT GRÜNER WASSERSTOFF

## - HERAUSFORDERUNG -



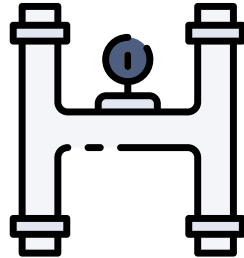
| (bei 1 bar)          | CH <sub>4</sub> | H <sub>2</sub> | NH <sub>3</sub> |
|----------------------|-----------------|----------------|-----------------|
| Siedetemperatur [°C] | -163            | -251           | -33             |

## Agenda

1. Welche technischen Möglichkeiten bestehen für den Wasserstoffimport?
2. Welche Kosten (und welcher Energieaufwand) entstehen für den Wasserstoffimport (Beispiel Nordafrika)?
3. Welche Chancen ergeben sich für die jeweiligen technischen Möglichkeiten?

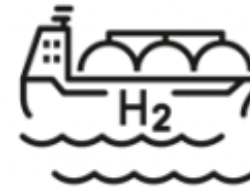
# PROZESSKETTEN WASSERSTOFFIMPORT

## Leitungsgebundener Transport



- H<sub>2</sub> wird in Reinform bei moderatem Druck transportiert
- Bezug von H<sub>2</sub> auf angrenzende Regionen beschränkt (u.a. Europa, Nordafrika)
- Infrastruktur nicht vorhanden (nur regional)

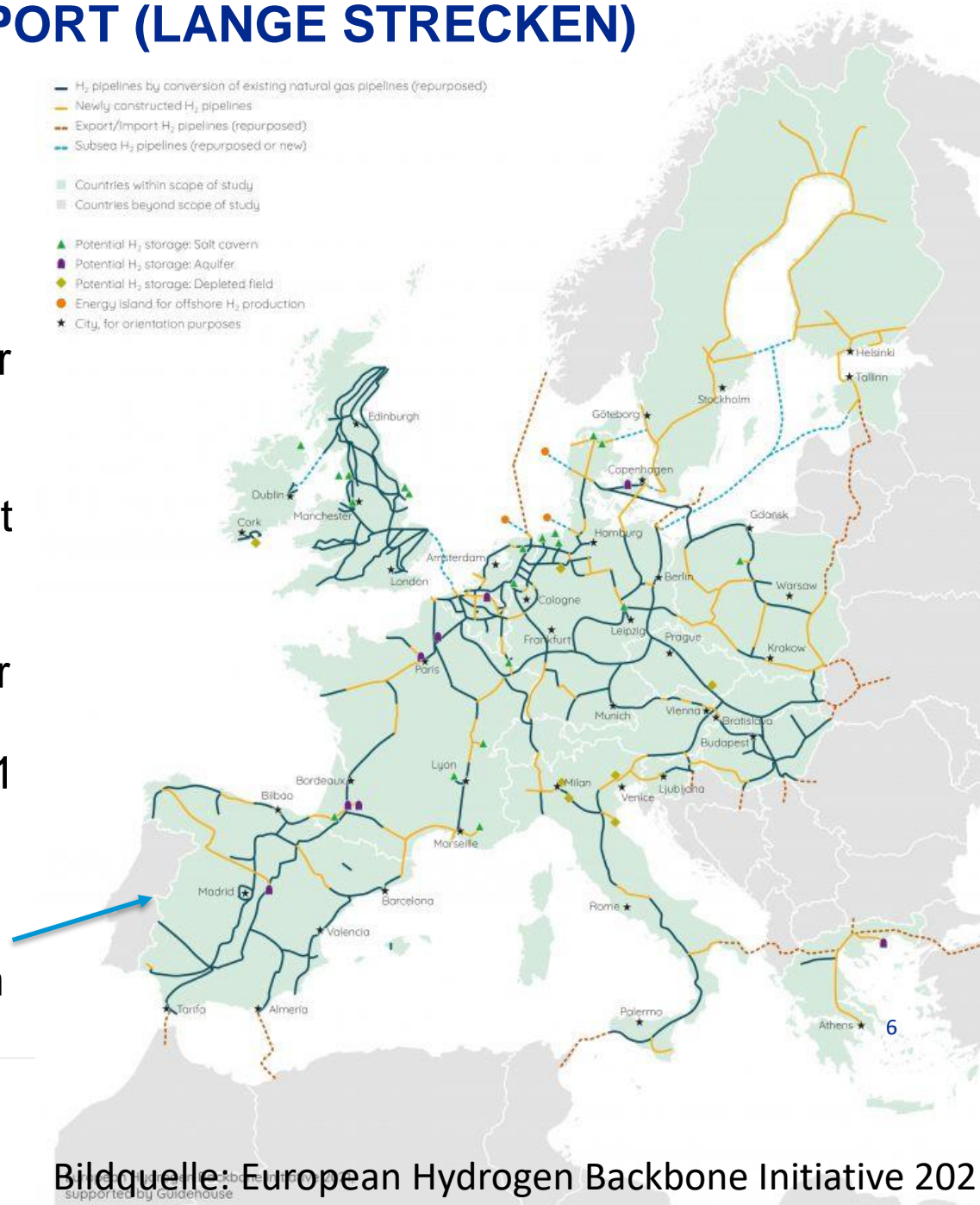
## Seetransport



- H<sub>2</sub> in Speicherform überführen
- Bezug von H<sub>2</sub> aus Standorten weltweit möglich
- Infrastruktur in Teilen vorhanden (LOHC, Methanol, Ammoniak)
  - Gilt für Flüssig-H<sub>2</sub> nicht

# GASFÖRMIGER TRANSPORT (LANGE STRECKEN)

- Wasserstoff wird ohne chemische Umwandlung transportiert
- Transport in Pipelines unter Druck (ca. 50-100 bar)
- Energiebedarf für Transport (ca. 5% /1000 km)
- Wasserstoffpipelines bisher nur regional realisiert (längstes Pipelinenetz 1351 km in Westeuropa)
- Beispiele wie „Hydrogen Backbone“ sind eine Vision



# FLÜSSIGWASSERSTOFF (LH2)

- Wasserstoff wird ohne chemische Umwandlung transportiert
- Speichertemperatur  $-253^{\circ}\text{C}$
- Verflüssigungsprozess hoher Strombedarf (ca. 24 % bezogen auf  $\text{H}_2$ )
- Relevante Verdampfung (0,5 %/d) selbst in Vakuumtanks (=Verlust?)
- Infrastruktur bisher nur vereinzelt demonstriert





# LOHC (LIQUID ORGANIC HYDROGEN CARRIER)

- LOHCs haben einen  $H_2$  beladenen und unbeladenen Zustand
- Bei der Beladung mit  $H_2$  wird Energie frei ( $H_2$  Erzeugerland)
- LOHCs sind nicht als Kraftstoff einsetzbar  $\rightarrow H_2$  Entladung benötigt Energie (z.B. in DE)
- Erste Unternehmen mit LOHC Technologie am Markt
- LOHCs können existierende Transport Infrastruktur nutzen

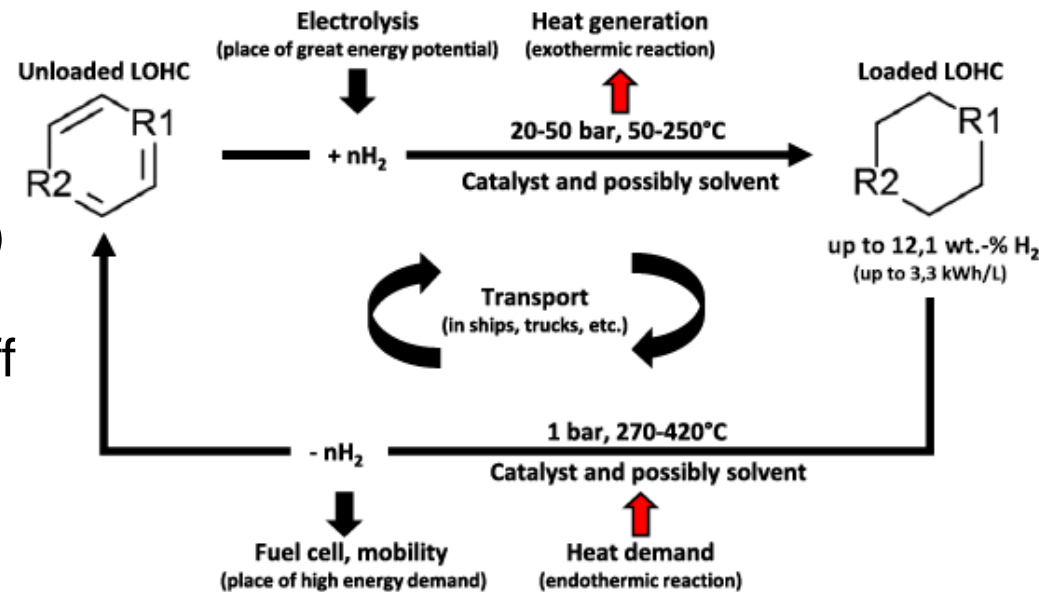


Fig. 1. Concept of hydrogen transport via LOHC (LOHC: Liquid Organic Hydrogen Carrier).

# METHANOL

- CO<sub>2</sub> notwendig zur Methanol-Synthese
$$CO_2 + 3H_2 \rightarrow CH_3OH + H_2O$$
- Methanol-Synthese führt zu Energieverlust („Wirkungsgrad\*“ = 83%)
- CO<sub>2</sub> Methanol-Synthese am Markt verfügbar



- Methanol ist eine Flüssigkeit bei Umgebungsbedingungen
- Seetransport in Chemiekalientankern
- Methanol Infrastruktur ist weltweit verbreitet (Methanol ist Basischemikalie)
- Methanol-Reformer zur H<sub>2</sub> Bereitstellung in Demonstration
- Relevanter Energiebedarf für H<sub>2</sub> Wieder-Bereitstellung (ca. 8 kWh/kg H<sub>2</sub>)



10

# LOHCS BEISPIELE

| LOHC                          | Storage capacity [wt%] | Reaction enthalpy [kJ/mol <sub>H2</sub> ] | Hydration [°C] | De-Hydration [°C] | Vol. HHV stored as hydrogen [MWh/m <sup>3</sup> ] |
|-------------------------------|------------------------|---|----------------|-------------------|---|
| <i>N</i> -Ethylcarbazol (NEC) | 5.8                    | -53                                       | 110-150        | 180-270           | 2,5   |
| Dibenzyltoluol (DBT)          | 6.2                    | -65.4                                     | 150-180        | 270-310           | 1,9   |
| Methanol (MET)                | 12.1                   | -16.5                                     | 220-270        | 90-100            | 3,3   |
| Toluol (TOL)                  | 6.2                    | -68.3                                     | 120            | 250-450           | 1,6   |

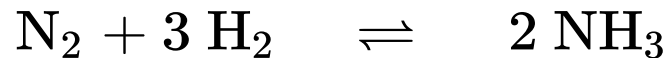
Brennwert Wasserstoff 286 kJ/mol

Brennwert Diesel ca. 10 MWh/m<sup>3</sup>

11

# AMMONIAK

- N<sub>2</sub> notwendig zu Ammoniak-Synthese



- Ammoniak-Synthese führt zu Energieverlust („Wirkungsgrad\*“ = 82%)
- Ammoniak-Synthese am Markt verfügbar
- Ammoniak wird flüssig bei -33°C transportiert
- Seetransport in Gas-Tankern
- Ammoniak Infrastruktur in Teilen vorhanden, ggf. Nutzung der LPG Infrastruktur
- Ammoniak-Cracker zur H<sub>2</sub> Bereitstellung in Demonstration
- Relevanter Energiebedarf für H<sub>2</sub> Bereitstellung (ca. 8-9 kWh/kg H<sub>2</sub>)



12

## Agenda

1. Welche technischen Möglichkeiten bestehen für den Wasserstoffimport?
- 2. Welche Kosten entstehen für den Wasserstoffimport (Beispiel Nordafrika)?**
3. Welche Chancen ergeben sich für die jeweiligen technischen Möglichkeiten?

# LEITUNGSGEBUNDENER H2 IMPORT

Cost minimized hydrogen from solar and wind – Production and supply in the European catchment area

Lucas Sens<sup>a,\*</sup>, Yannick Piguel<sup>a</sup>, Ulf Neuling<sup>a</sup>, Sebastian Timmerberg<sup>a,b,1</sup>, Karsten Willbrand<sup>c</sup>, Martin Kaltschmitt<sup>a</sup>

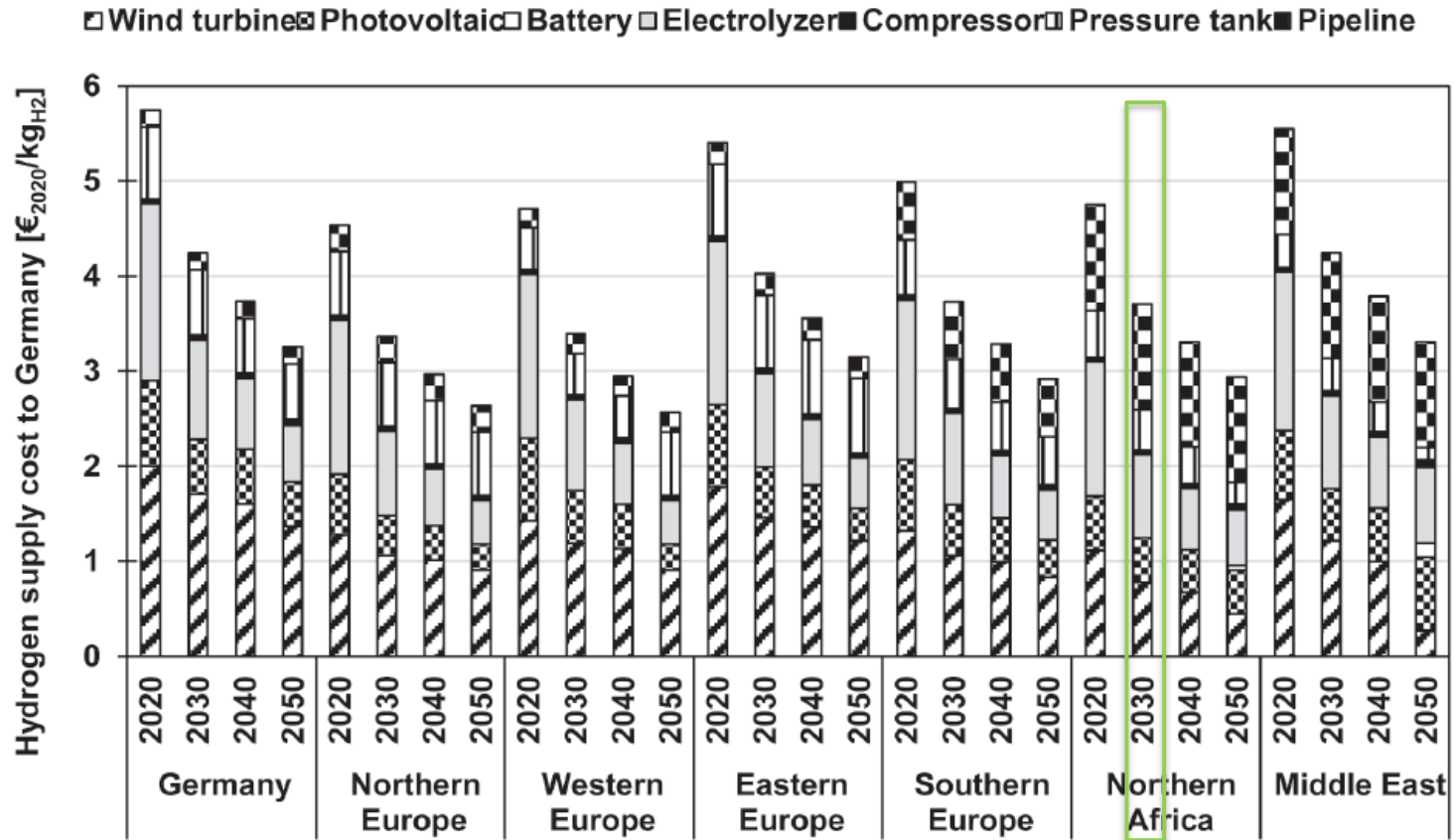
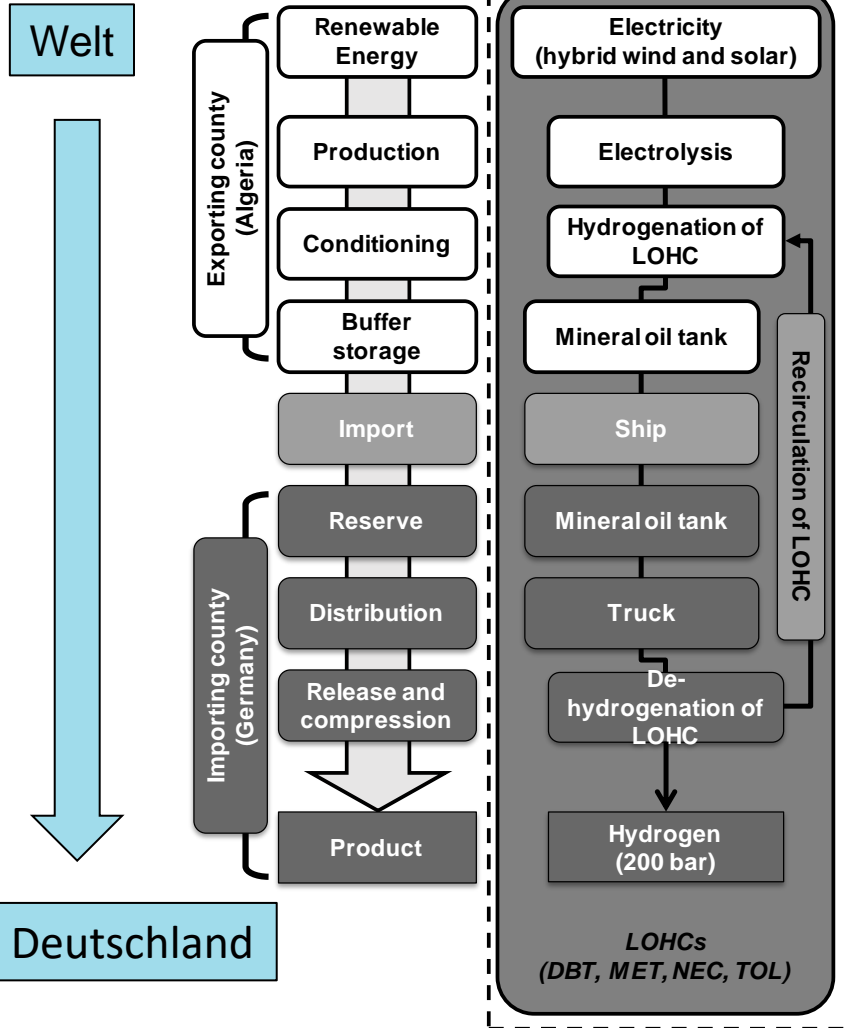
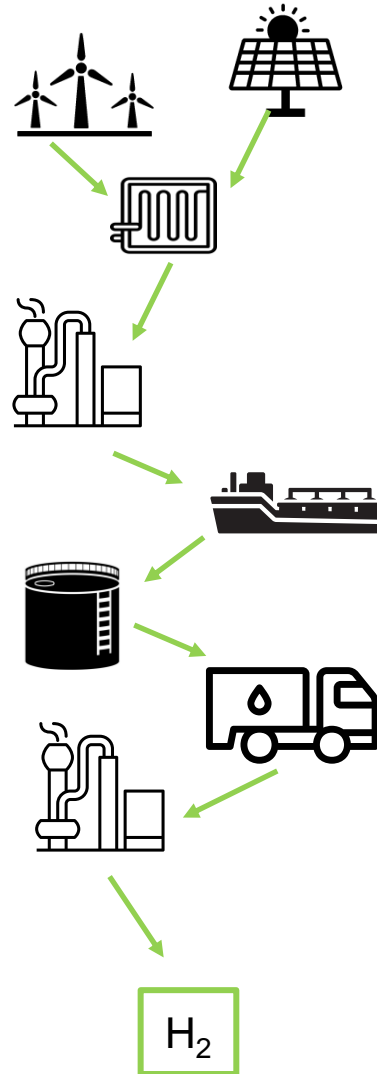


Fig. 6. Cost share of hydrogen supply to Central Europe (Germany) for each sub-region location with lowest cost in 2030 (Germany: 53.5°N 7.5°E; Northern Europe: 57°N 7.5°E (Denmark); Western Europe: 53°N 5.5°E (Netherlands); Eastern Europe: 54°N 15°E (Poland); Southern Europe: 37°N 25.5°E (Greece); Northern Africa: 22°N–16.5°E (Western Sahara); Middle East: 24.5°N 41.5°E (Saudi Arabia)).

# H2 IMPORT ÜBER SEEWEG



(A) LOHC concept



## H2 Speicherformen

*Chemische Speicherung*

— LOHC (DBT)

— Methanol (MeOH)

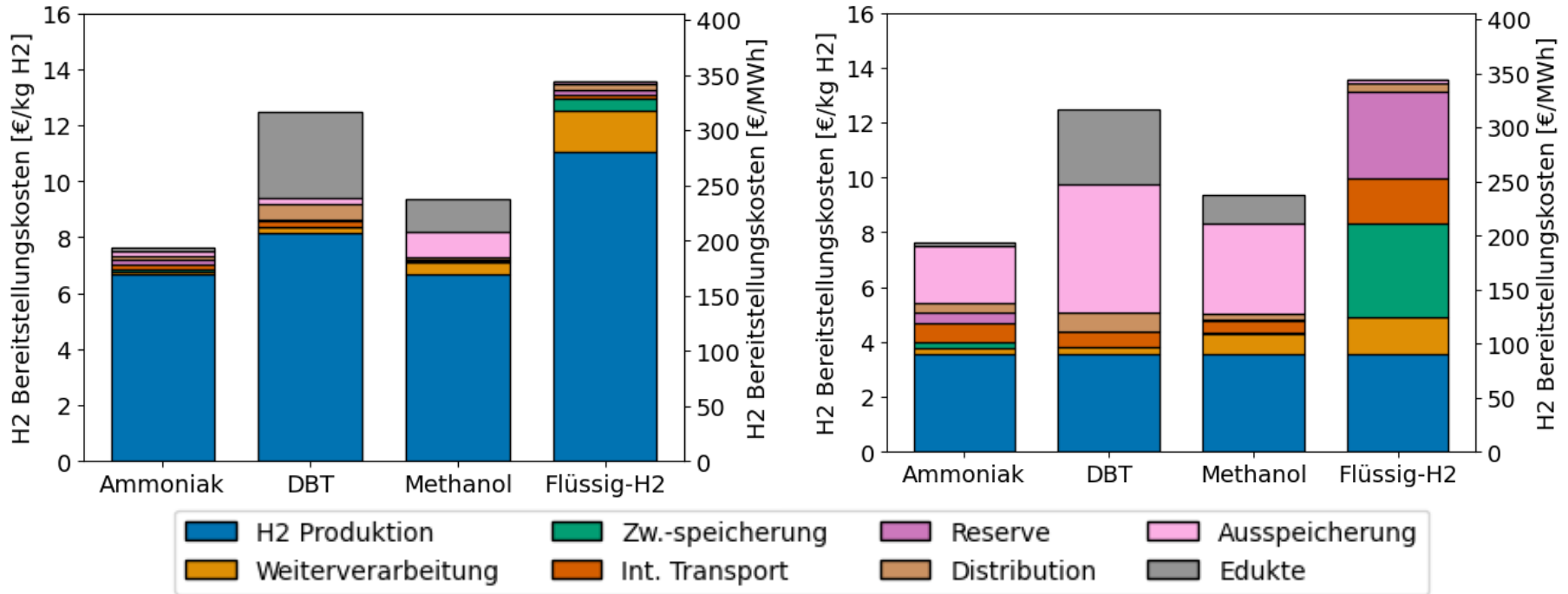
— Ammoniak (NH<sub>3</sub>)

*Physikalische Speicherung*

— Flüssig-H<sub>2</sub> (LH<sub>2</sub>)

# KOSTEN FÜR BEREITSTELLUNG VON WASSERSTOFF

## IMPORTDISTANZ 4000 KM (Z.B. ALGERIEN → DE)



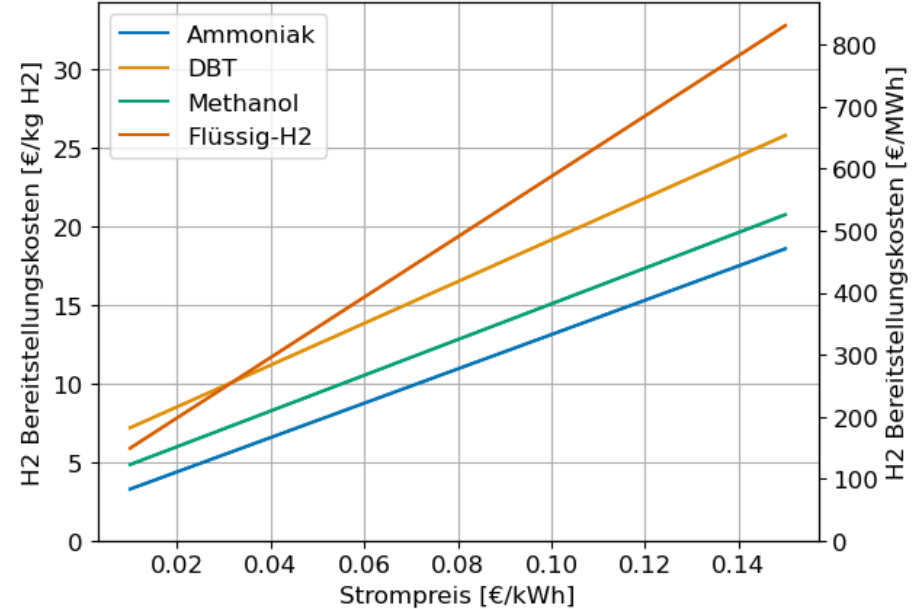
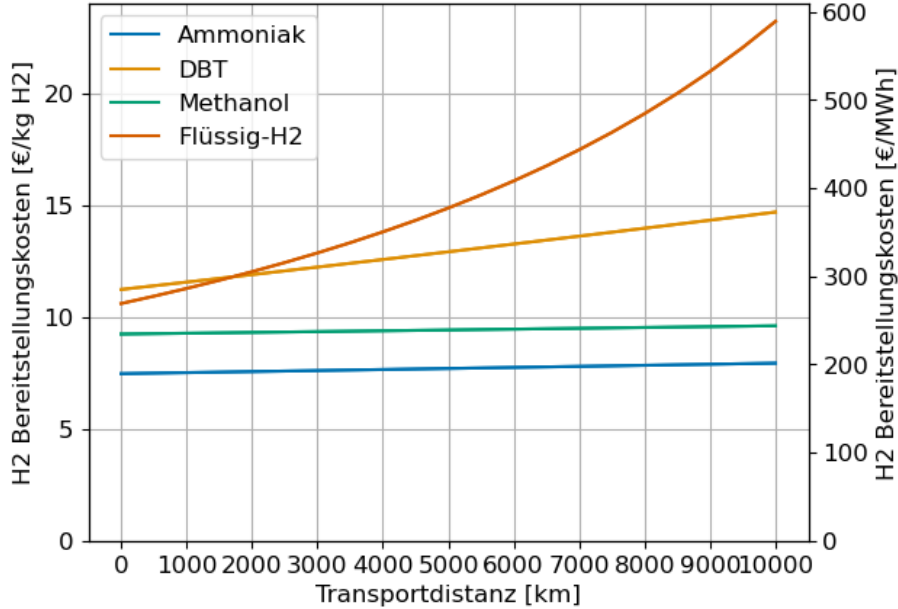
- Niedrigste Kosten: Ammoniak und Methanol
- DBT und Flüssig-H2 deutlich höher
- Größter Kostentreiber ist H2 Erzeugung

- Deutliche Kosten entstehen, um H2 aus Speicherform auszuspeichern (Wärme für endotherme Reaktion notwendig)
- Kosten für H2 am Ort der Erzeugung ca. 50 %

21



# SENSITIVITÄT



- Reihenfolge der Kosten nahezu unabhängig von Transportdistanz
- Kosten ändern sich nur leicht mit Transportdistanz → Wahl günstiger H2 Erzeugung wichtiger als Distanz

- Reihenfolge der Kosten nahezu unabhängig von Strom- bzw. Wasserstoffpreis
- Strompreis wirkt sich stark auf H2 Versorgungskosten aus

## Agenda

1. Welche technischen Möglichkeiten bestehen für den Wasserstoffimport?
2. Welche Kosten entstehen für den Wasserstoffimport (Beispiel Nordafrika)?
3. **Welche Chancen ergeben sich für die jeweiligen technischen Möglichkeiten?**

# EINORDNUNG KOSTEN

- Leitungsgebundener H2 Transport führt i.d.R. zu niedrigeren Kosten  
→ kurze Wege, geringe Kosten
- Seeweg: Kosten verdoppeln sich von H2 Erzeugung bis zu H2 Versorgung in Deutschland
  - Ammoniak und Methanol als Speichermedium geringste Kosten, falls Seeweg
  - Transportdistanz hat für Ammoniak und Methanol geringen Einfluss auf H2 Versorgungskosten
  - Flüssig-H2 führt zu höheren Kosten
    - Hoher Energiebedarf für Verflüssigung ca. 20 % und Verluste durch Boil-off
    - Geringer Aufwand, um gasförmigen H2 bereitzustellen

# WEITERE FAKTOREN H<sub>2</sub> TRANSPORTMÖGLICHKEITEN

## Gasförmiger Wasserstoff (GH<sub>2</sub>)

- Pipelineaufbau (z.B. Hydrogen Backbone) ist Mammutaufgabe

## Flüssiger Wasserstoff (LH<sub>2</sub>):

- Nachfrage nach flüssigem Wasserstoff steigt absehbar (u.a. Luftfahrt)
- Verflüssigung ist energie-intensiv → günstige Stromerzeugung in Erzeugerländern nutzbar

## LOHC:

- Import H<sub>2</sub> Versorgungskette kurzfristig und dezentral realisierbar
- Vorteilhaft, wenn Abwärme zur Dehydrierung verfügbar

## Methanol + Ammoniak:

- Import H<sub>2</sub> Versorgungskette kurzfristig und dezentral realisierbar
- Schrittweise Überführung bestehender Produktion auf grünen Wasserstoff
- Chancen bei Direktnutzung z.B. als Kraftstoff oder in chemischer Industrie



**Sebastian Timmerberg, Prof. Dr.-Ing.**

**HAW Hamburg**

Department Umwelttechnik

[Sebastian.timmerberg@haw-hamburg.de](mailto:Sebastian.timmerberg@haw-hamburg.de)

[www.haw-hamburg.de/sebastian-timmerberg](http://www.haw-hamburg.de/sebastian-timmerberg)