



# Strategien für den globalen Wasserstoffimport – Verbindung zwischen Produktion und Markt

Christoph Kost  
Abteilungsleiter Energiesystemanalyse  
Fraunhofer ISE

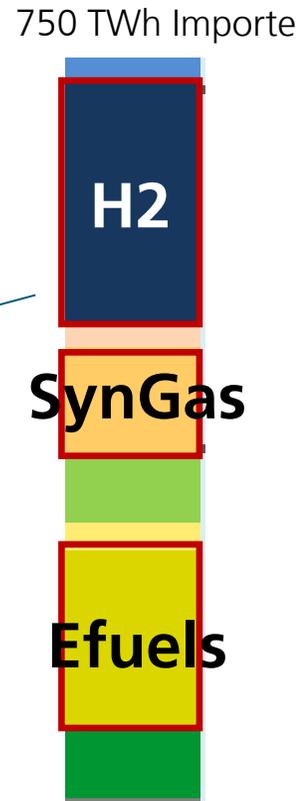
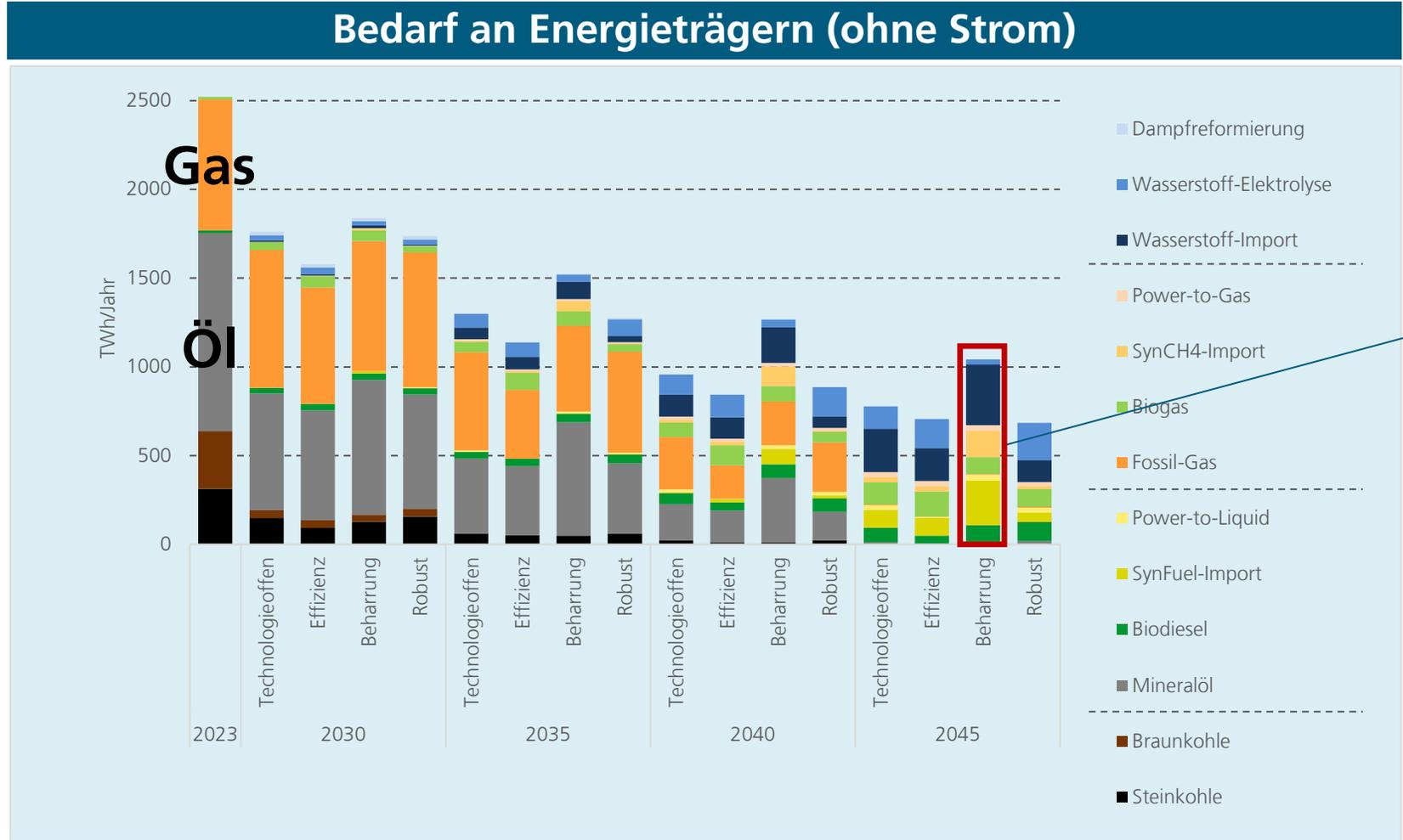
16. Göttinger Energietagung, 14.05.2025



# Nachfrage in Deutschland

# Szenariostudie für den Bedarf an Energieträgern

## Wege zu einem Klimaneutralen Energiesystem (ISE, 2024)



# Internationales Angebot

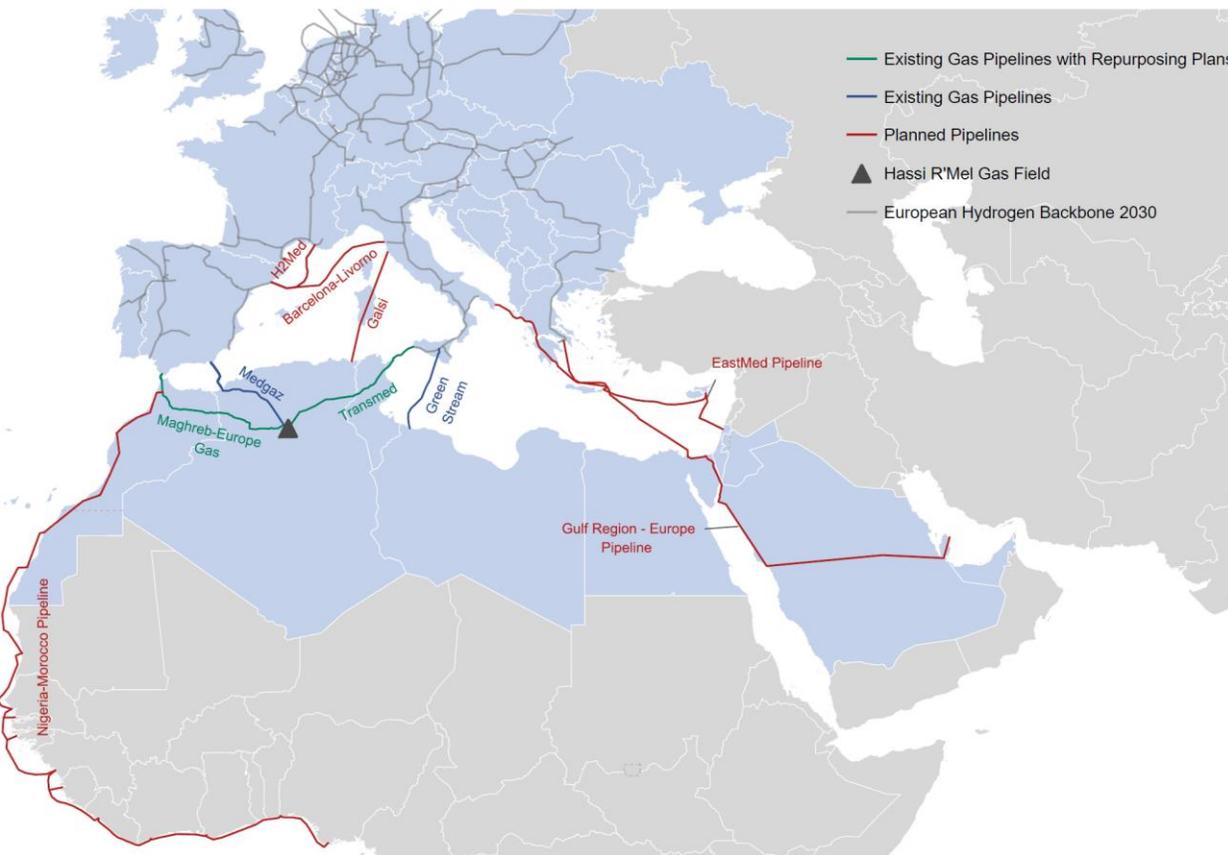


# Interkontinentale Pipelines zwischen MENA und Europa

Wasserstoffpipelines (Ø 48 Zoll) können bis zu 2,56 Mt/a (13 GW) transportieren

1x 36" Pipe - 50 bar - 4.7 GW

1x 48" Pipe - 80 bar - 13 GW



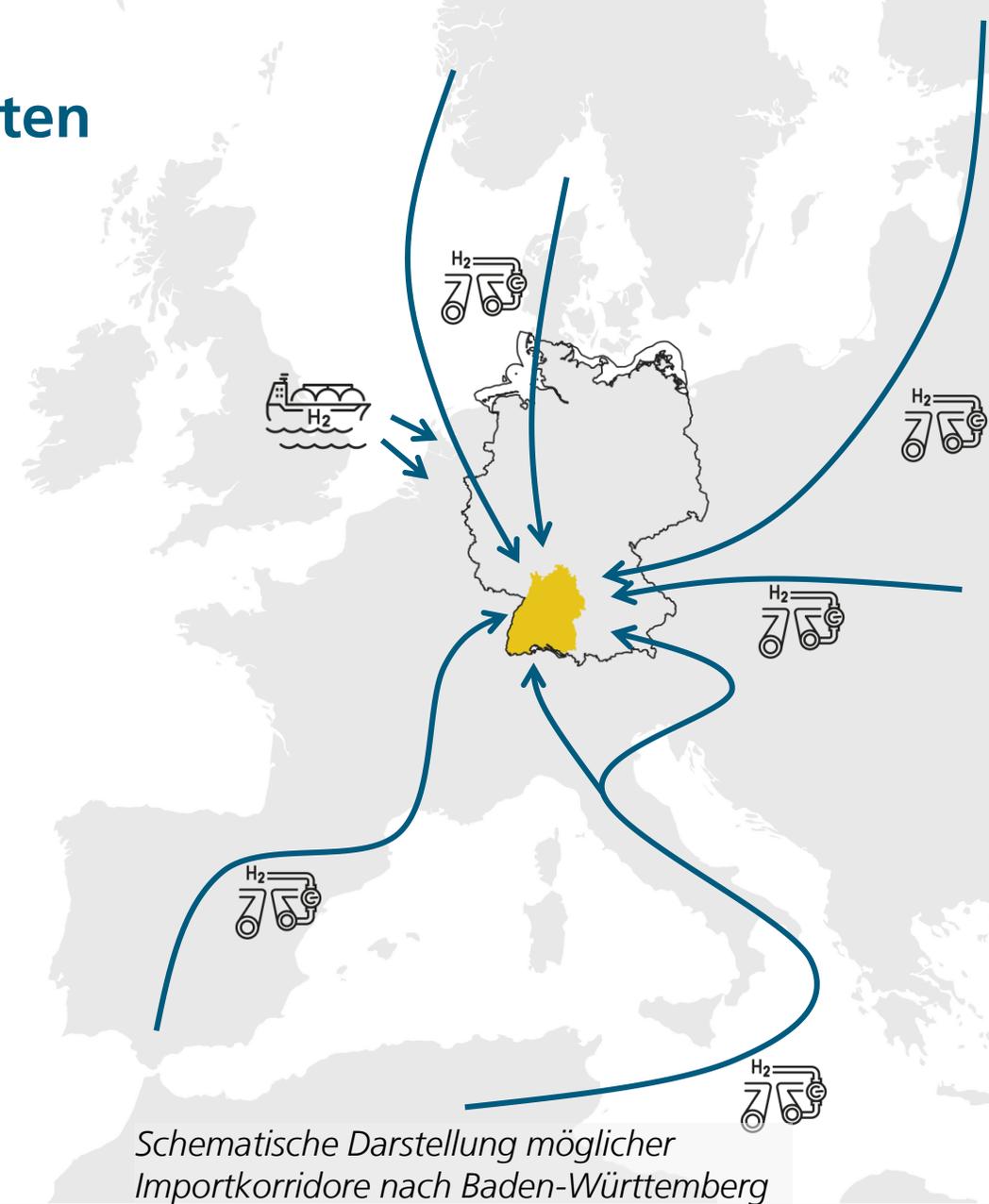
| geplante Pipeline          | Länge [km] | Kapazität [TWh] | Kosten [\$ Mrd.] |
|----------------------------|------------|-----------------|------------------|
| <b>H2Med</b>               | 400        | 67              | 2.1              |
| <b>Barcelona-Livorno</b>   | 630        | 66              |                  |
| <b>Trans-Mediterranean</b> | 2475       | 340             |                  |
| <b>Medgaz</b>              | 757        | 106             |                  |
| <b>Nigeria-Morocco</b>     | 7000       | 305             | 25               |
| <b>Maghreb-Europe</b>      | 1016       | 122             |                  |
| <b>Green Stream</b>        | 520        | 111             |                  |
| <b>Galsi</b>               | 861        | 81              |                  |
| <b>EastMed</b>             | 2000       | 203             |                  |
| <b>GCC</b>                 | 3400       | 83              | 18               |

# Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten nach Baden-Württemberg



## Projektziel

Analyse verschiedener Wasserstoffversorgungsoptionen Baden-Württembergs aus internationalen Regionen. Im Mittelpunkt der Forschungsfrage standen neben den Produktionskosten insbesondere auch die mit dem Transport nach Baden-Württemberg verbundenen Kosten.

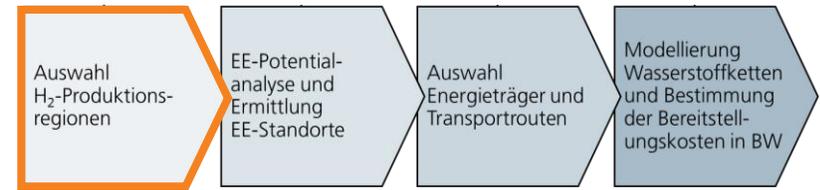


<sup>1</sup>terrants bw: [www.h2-fuer-bw.de](http://www.h2-fuer-bw.de)

<sup>2</sup>Bundesregierung: Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate

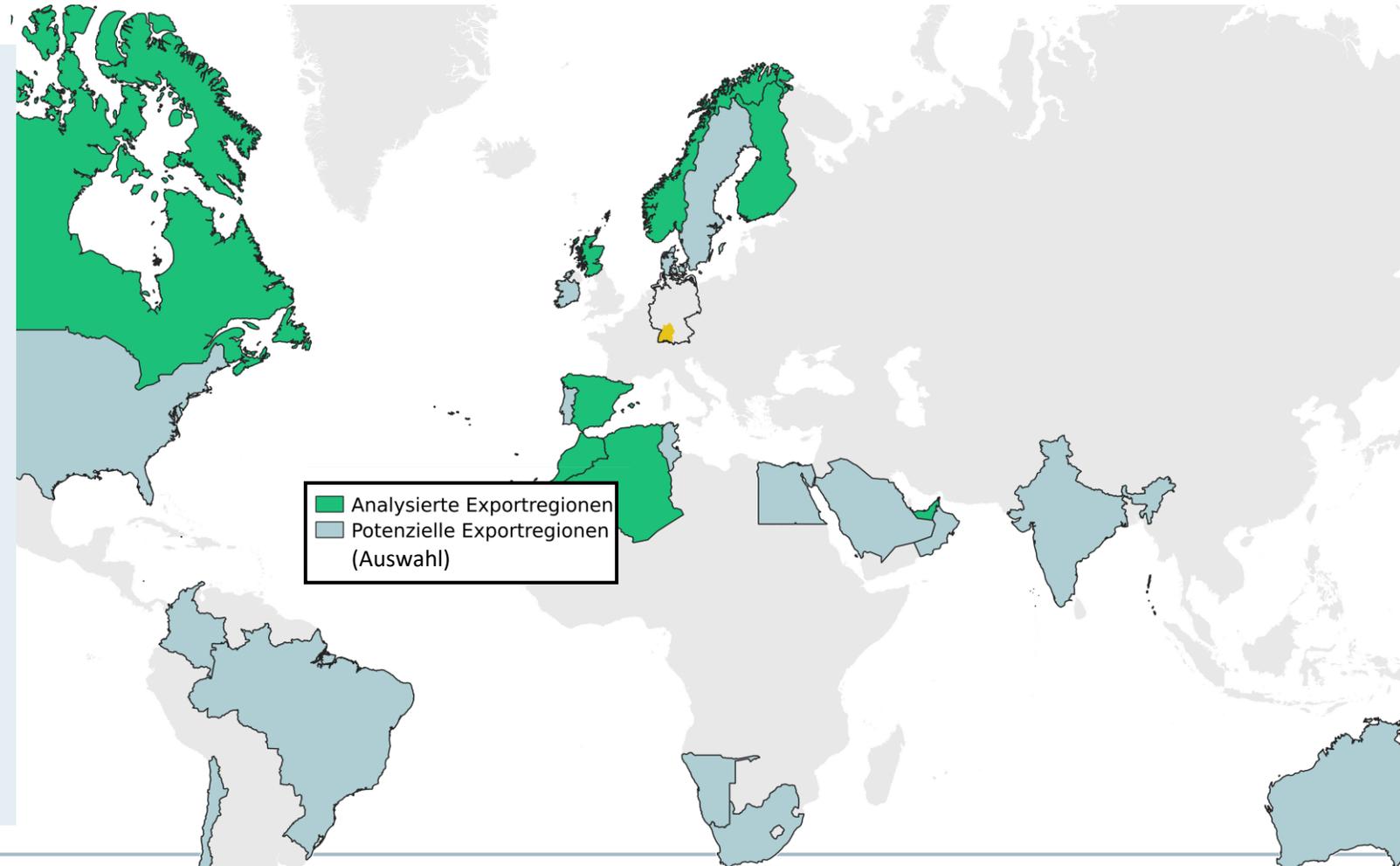
\*Basierend auf 4000 Volllaststunden der Elektrolyse und einem EE-Elektrolyseverhältnis von 2:1

# Übersicht ausgewählter Exportregionen

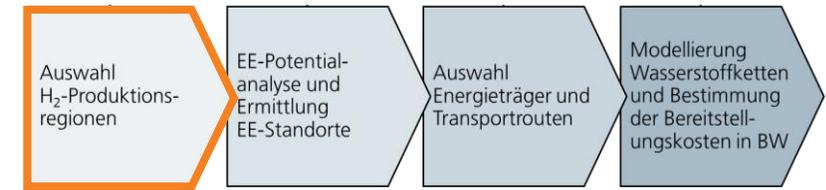


## Ausgewählte Exportregionen / Länder:

- Marokko
- Algerien
- Spanien
- Vereinigte Arabische Emirate
- Schottland
- Norwegen
- Finnland
- Kanada (Osten)



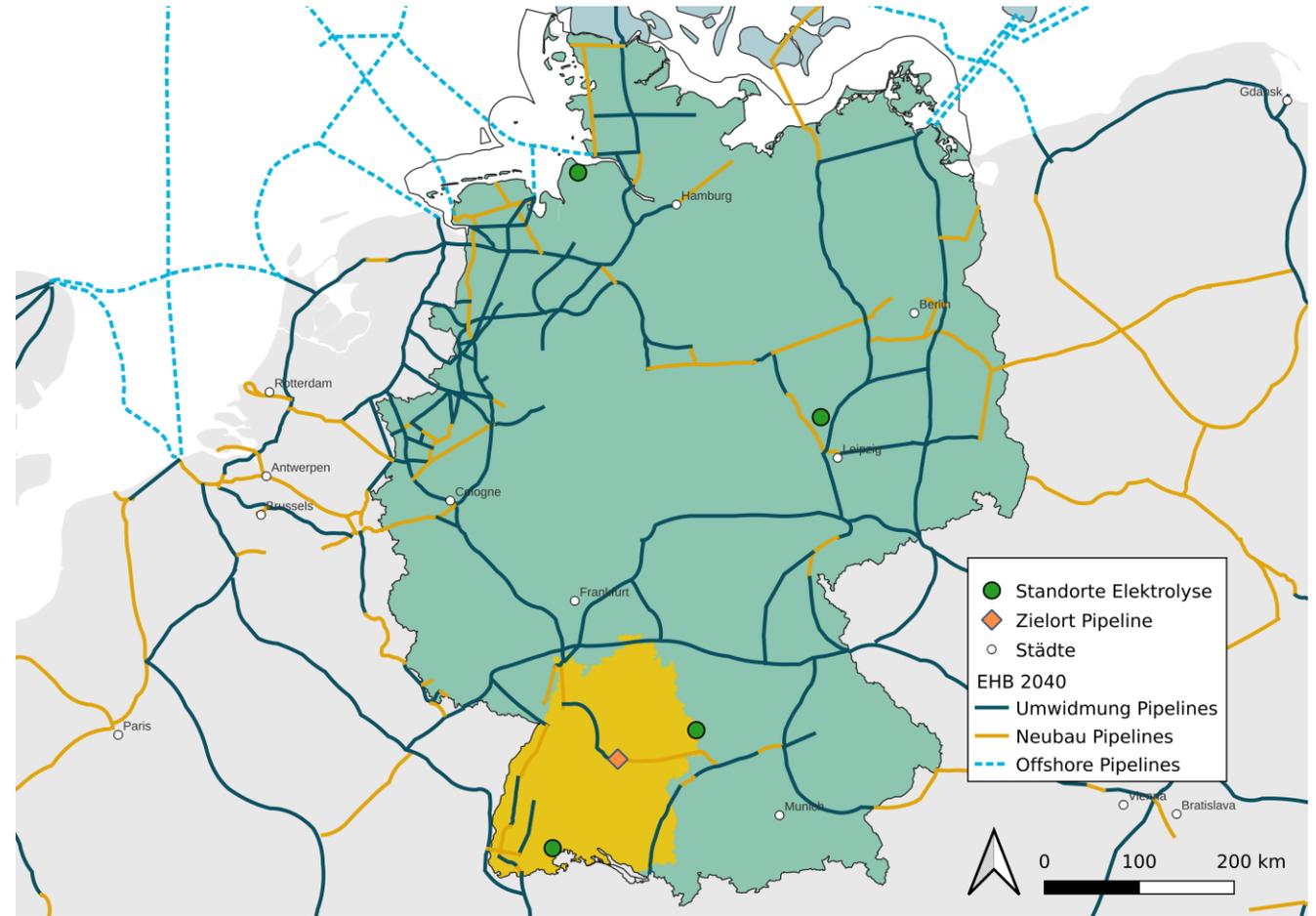
# Übersicht ausgewählter Exportregionen



## Zu Vergleichszwecken:

- Norddeutschland
- Ostdeutschland
- Zwei Repräsentative Standorte in BW

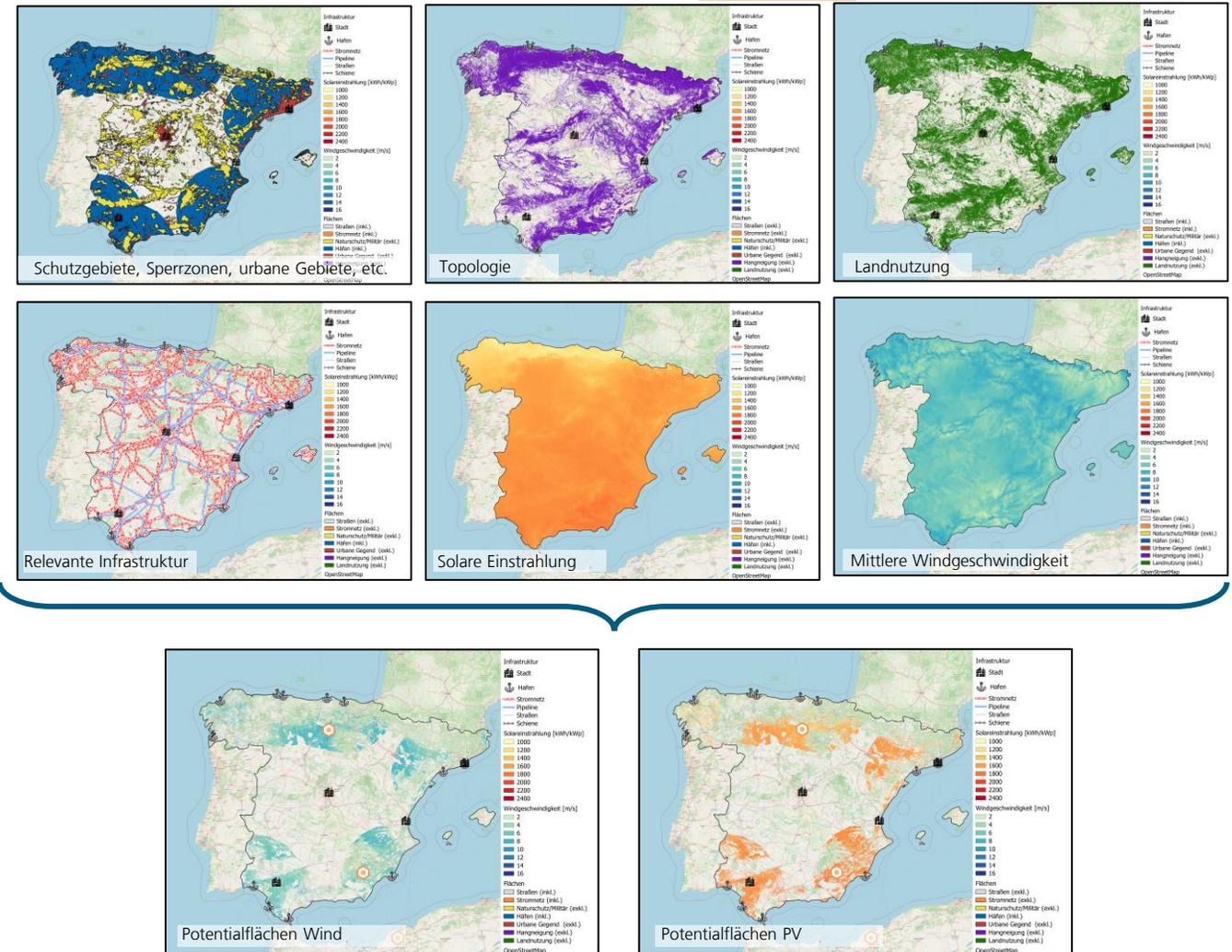
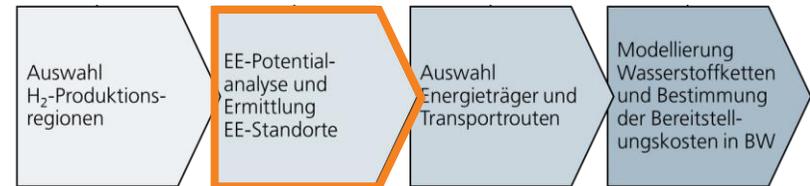
⚠ **Hinweis: Keine detaillierte Untersuchung des Flächenpotentials für die innerdeutschen Standorte**



# EE-Standortanalyse

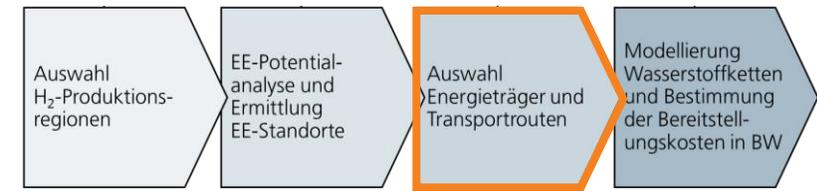
## Methodisches Vorgehen: EE-Standortauswahl

- **GIS-Analyse** zur Identifizierung von **zwei** vielversprechenden Standorten für großtechnische EE-Installationen pro Land/Region
- **Ausschlusskriterien** für Flächen u.a.:
  - Urbane Gebiete
  - Naturschutzgebiete und militärische Sperrzonen
  - Topologie (Hangneigung)
  - Landnutzung (Wälder, Agrarflächen, ...)
- **Abstände** zu relevanter Infrastruktur
  - Straßen
  - Stromübertragungsnetz
  - (Häfen)
- **EE-Potentiale**
  - Solare Einstrahlung
  - Mittlere Windgeschwindigkeit
- **Überlagerung der Kriterien** und Standortauswahl



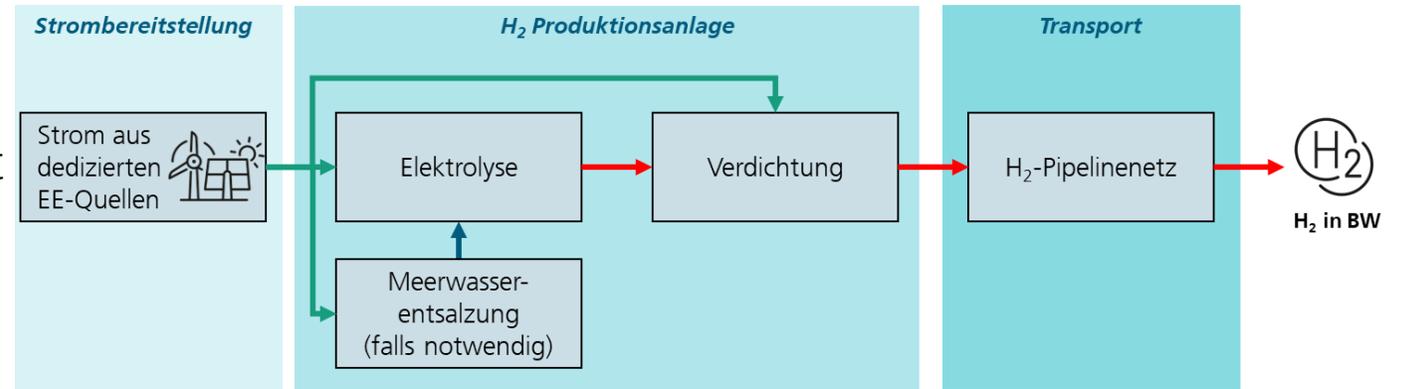
# Wasserstoff-Versorgungsketten

## Schematischer Systemaufbau – Pipeline



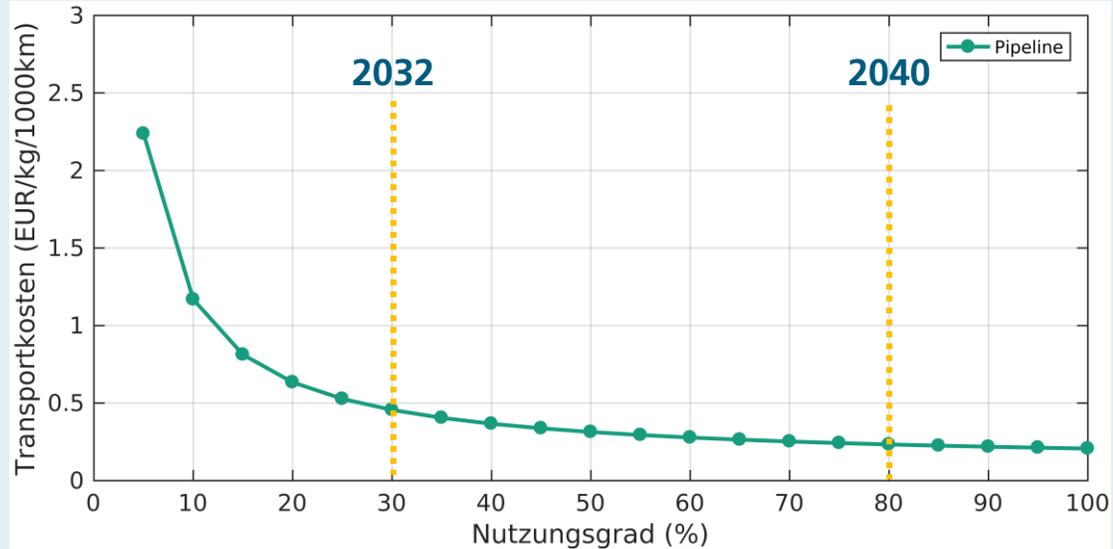
## Wasserstoffimport über Pipelines nach Baden-Württemberg

- Wasserstoffproduktion über die Elektrolyse mit Erneuerbaren Energien (Wind und PV)
- Verdichtung auf Pipelinedruck (80 bar) und mehrfache Zwischenverdichtung entlang des Pipelineverlaufs
- Pipelinerouting entsprechend der Planungen des European Hydrogen Backbones

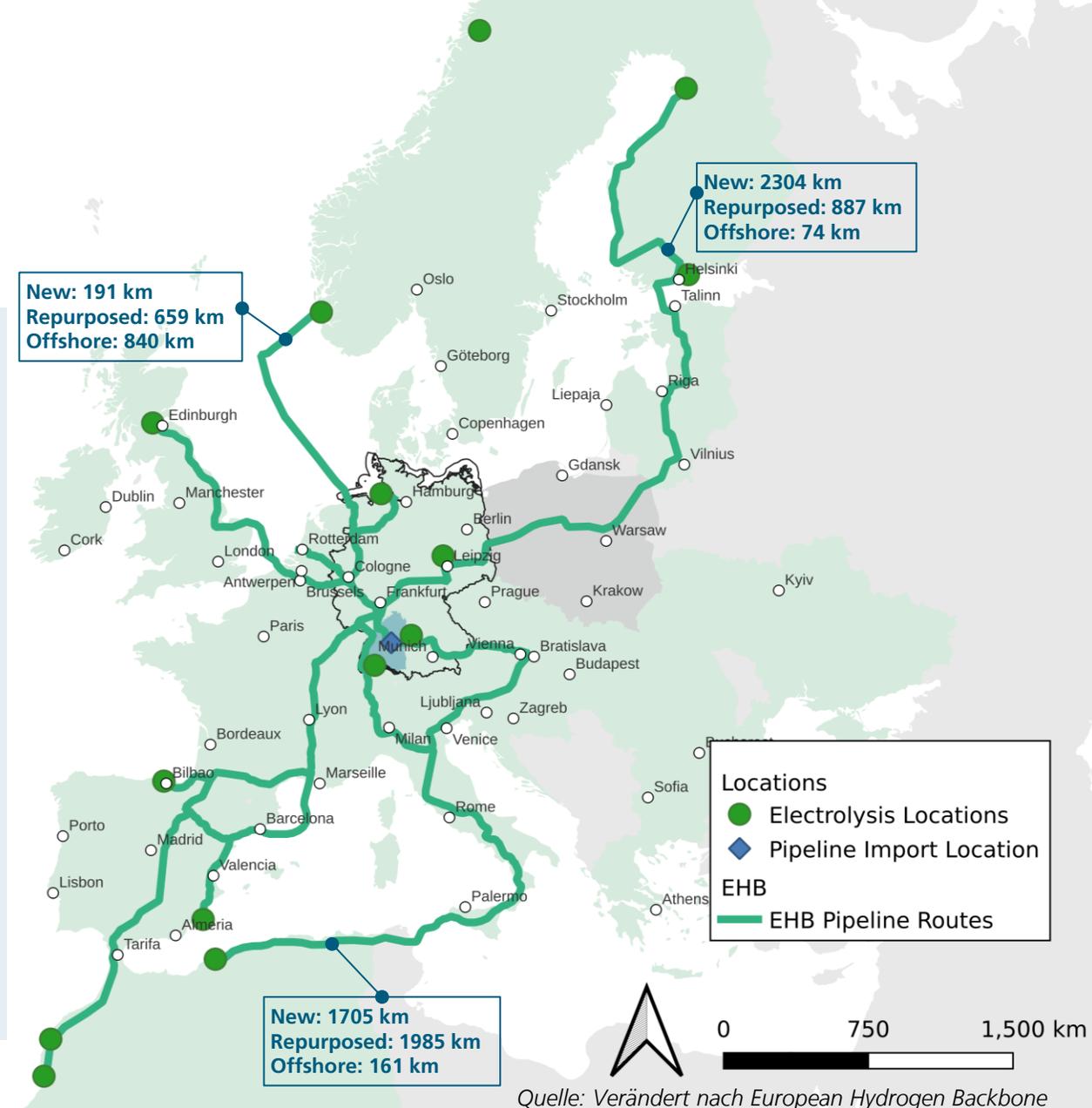


# Wasserstoff-Versorgungsketten

## Pipelinetransport

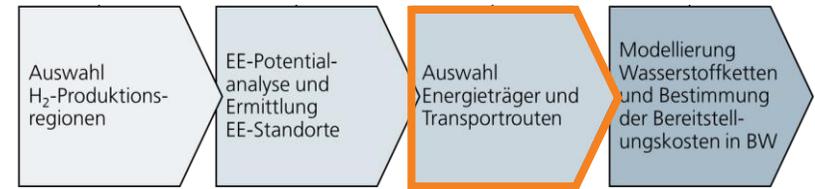


- Spezifische Transportkosten von H<sub>2</sub> bei einer Transportdistanz von 1.000 km (Verhältnis Neue/umgewidmete Pipeline: 33/66 %) in Abhängigkeit des Nutzungsgrad



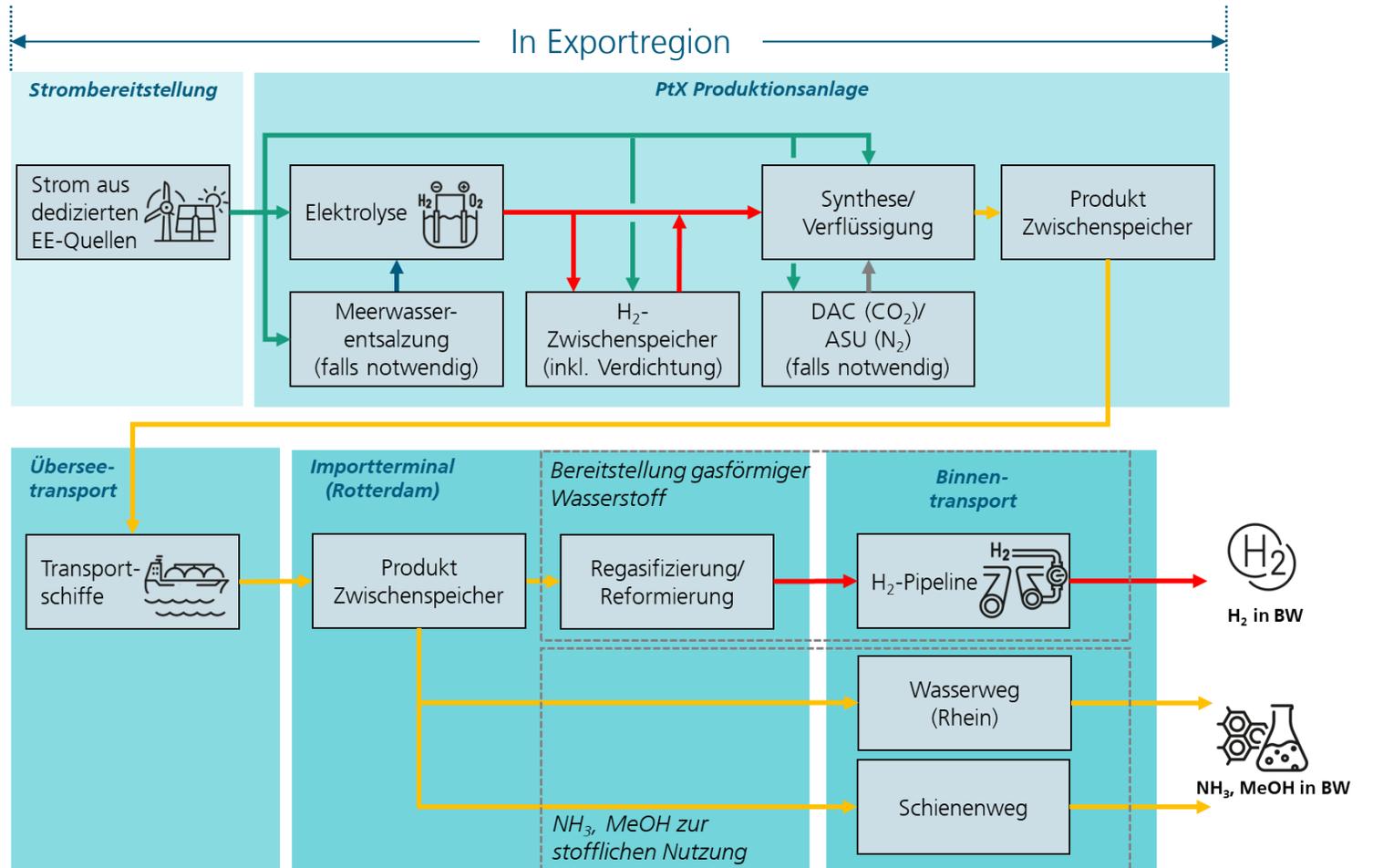
# Wasserstoff-Versorgungsketten

## Schematischer Systemaufbau – Flüssige Energieträger



## Wasserstoffimport über flüssige Energieträger

- Als **Wasserstoffträger** zur Einspeisung in das Kernnetzes
  - **LH<sub>2</sub>-Regasifizierung** (LH<sub>2</sub> → gH<sub>2</sub>)
  - **NH<sub>3</sub>-Reformierung** (NH<sub>3</sub> → gH<sub>2</sub>)
  
- **Import von Derivaten** (NH<sub>3</sub>, MeOH) zur stofflichen Nutzung
  - Transport per Binnenschiffe von Rotterdam nach BW über den Rhein



# Exemplarische Ergebnisse

## H<sub>2</sub>-Import aus Algerien über die Ammoniakroute 2040 (5 TWh)

### PEM-Elektrolyse:

Kapazität: 1,5 GW<sub>el</sub>  
 CAPEX : EUR 1,5 Mrd.  
 Volllaststunden: 6100 h/yr (70% CF)



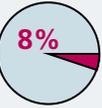
Source: ISPT NL 2020, here: Vision for 1GW Alkaline

Source: Hyphen Hydrogen Energy (Pty) Ltd  
 Vision für einen 700 kt/yr H-B (1st phase of Hyphen)



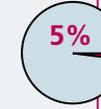
### Haber-Bosch Prozess:

Kapazität: 1,5 Mt/yr  
 Output: 1,1 Mt/yr  
 CAPEX : EUR 0,5 Mrd.



### Transport: LPG-Carrier

Schiffsgröße: 84 000 m<sup>3</sup>  
 CAPEX : EUR 0,1 Mrd.  
 Entfernung: 3100 km



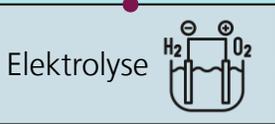
### Ammoniak Reformierung

Kapazität: 150 kt<sub>H<sub>2</sub></sub>/yr  
 H<sub>2</sub>-Recovery: ~80 %  
 CAPEX: EUR 0,35 Mrd.



Source: Thyssenkrupp Uhde Abb.: Erdgas Dampfreformer

Strom aus dedizierten EE-Quellen



Meerwasserentsalzung

H<sub>2</sub>-Zwischenspeicher (inkl. Verdichtung)

ASU (N<sub>2</sub>)



### H<sub>2</sub> Zwischenspeicher:

Size: 65 000 m<sup>3</sup>  
 CAPEX : EUR 0,15 Mrd.



Source: Bilfinger

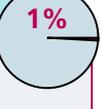


### Luftzerlegungsanlage:

Kapazität: 1.3 Mt/yr  
 CAPEX: EUR 0,16 Mrd.

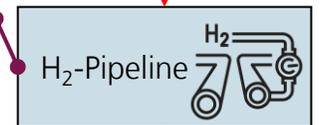
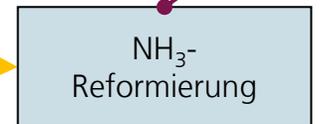
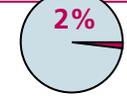


Source: Air Products



### Pipeline PoR - BW

Pipeline Distanz: 630 km



H<sub>2</sub> in BW



### Bereitstellungskosten

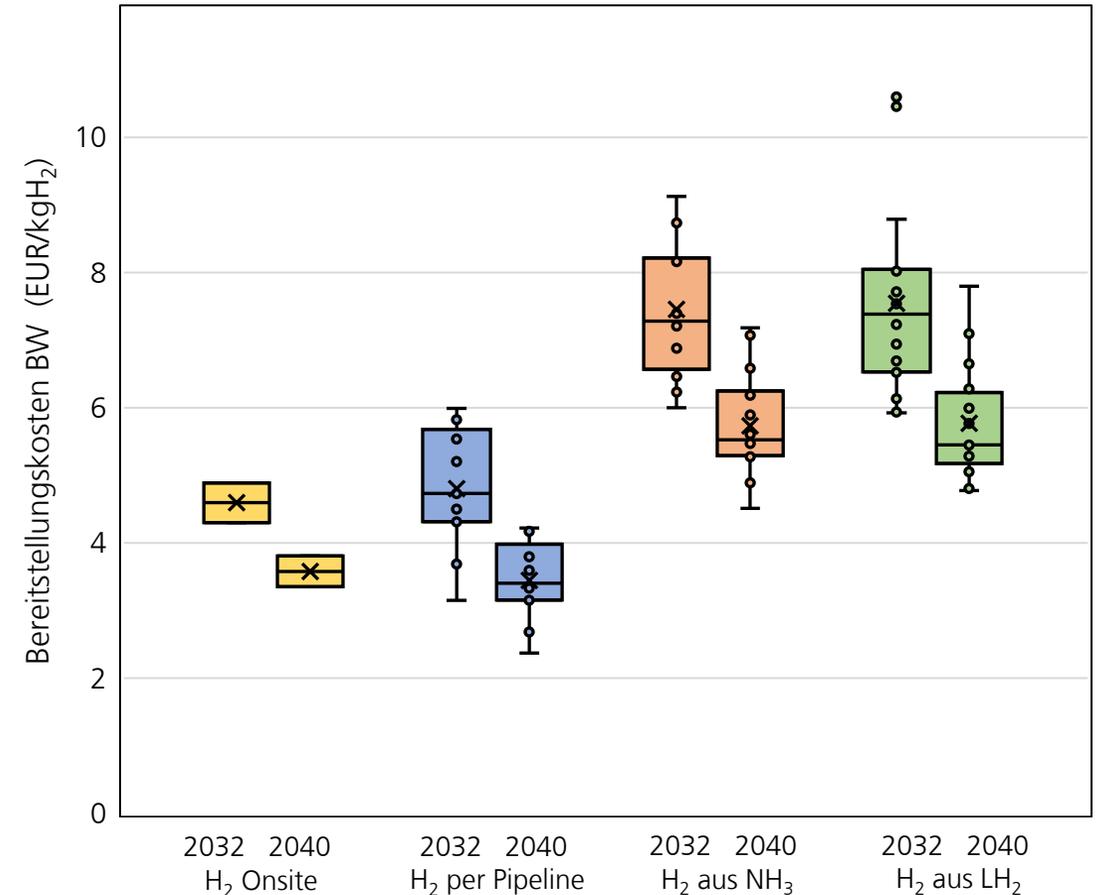
LCOH: 5,5 EUR/kg  
**Importmenge**  
 150.000 Tonnen H<sub>2</sub>

### PtX Exporthub



# Bereitstellungskosten von Wasserstoff in Baden-Württemberg

- Bereitstellung großer Mengen Wasserstoff über **Pipelines am kostengünstigsten**; hohe Auslastung vorausgesetzt
- H<sub>2</sub>-Verlust beim NH<sub>3</sub>-Pfad, bzw. hohe Kapitalkosten bei LH<sub>2</sub> resultieren in höheren Kosten
- **Produktion im Land BW prinzipiell konkurrenzfähig, aber begrenzte EE-Potentiale**
- Kostenreduktion von 2032 zu 2040 durch:
  - geringere CAPEX (Wind, PV, Elektrolyse, ...)
  - höherer Wirkungsgrad der Elektrolyse
  - höhere Pipelineauslastung
  - flexiblerer Betrieb der NH<sub>3</sub>-Synthese/H<sub>2</sub>-Verflüssigung
- Die **geringsten Importkosten** können aus Regionen Europas erzielt werden (geringe Kapitalkosten und EE-Kosten, kurze Transportdistanzen)



# Erste Auktion der Europäischen Wasserstoffbank

Ca. 720 Mio. EUR Förderung für sieben Projekte mit grünem Wasserstoff produziert in Europa

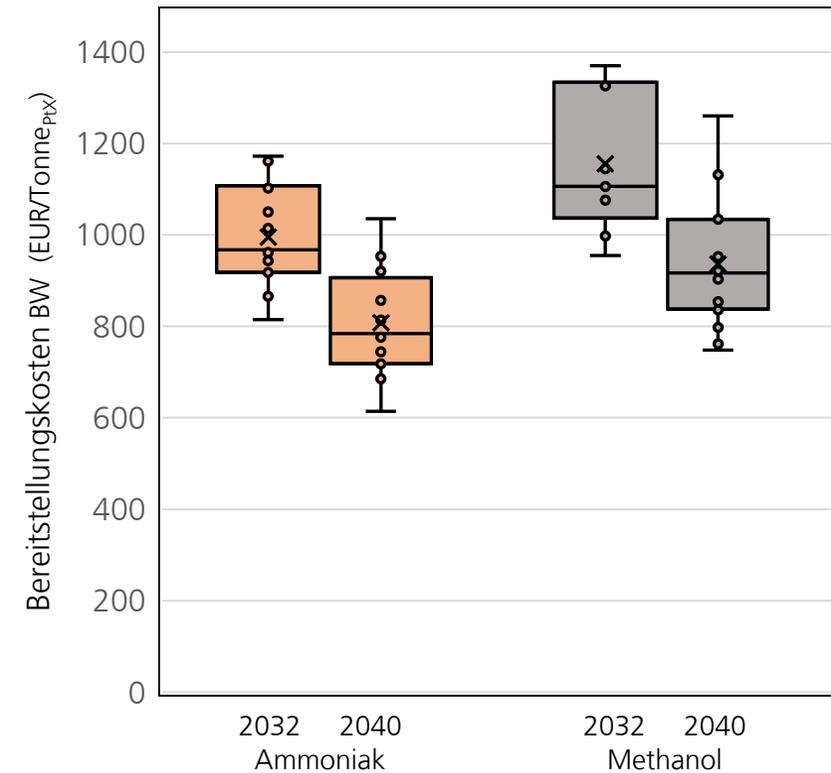
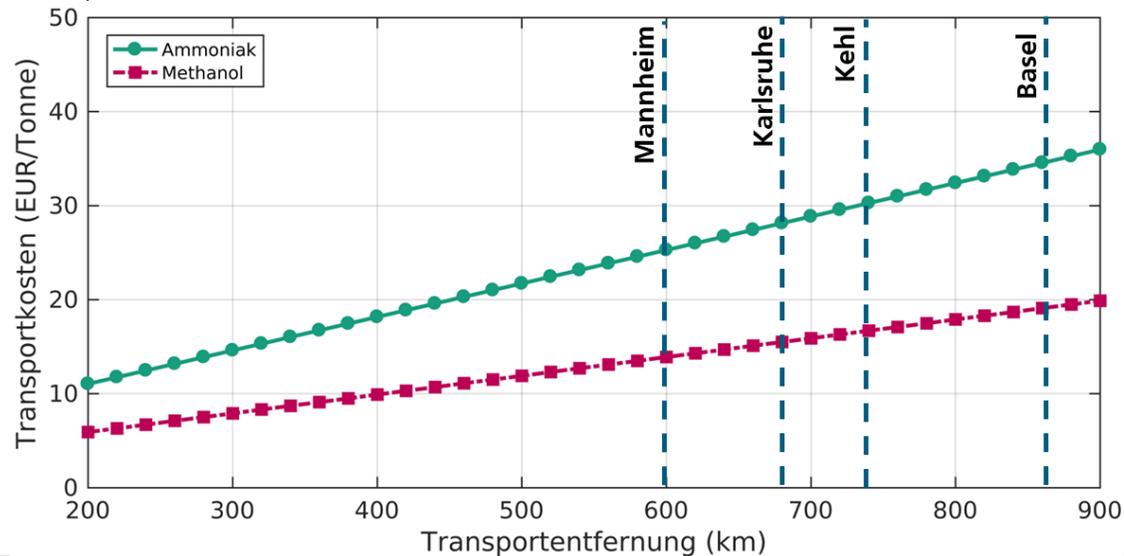
## Kerndaten

- insgesamt 132 Gebote
- Sieben erfolgreiche Gebote mit 1,58 Millionen Tonnen erneuerbaren Wasserstoff über 10 Jahre
- Einsparung 10 Millionen Tonnen an CO<sub>2</sub>-Emissionen
- **Förderung max. 0,48 EUR/kg**
- **Produktionskosten liegen jedoch zwischen 13,3 ct/kWh und 34 ct/kWh (~4-12 EUR/kg) !plus Transportkosten!**

| Project        | Coordinator         | Country  | Bid volume (kt_H2/10 yrs) | Bid capacity (MWe – Mega watts electric) | Expected GHG avoidance (kt_CO2/10 yrs) | Bid price (EUR/kg) |
|----------------|---------------------|----------|---------------------------|--|--|--------------------|
| eNRG Lahti     | Nordic Ren-Gas Oy   | Finland  | 122                       | 90                                       | 836                                    | 0.37               |
| El Alamillo H2 | Benbros Energy S.L. | Spain    | 65                        | 60                                       | 443                                    | 0.38               |
| Grey2Green -II | Petrogal S.A.       | Portugal | 216                       | 200                                      | 1477                                   | 0.39               |
| HYSENCIA       | Angus               | Spain    | 17                        | 35                                       | 115                                    | 0.48               |
| SKIGA          | Skiga               | Norway   | 169                       | 117                                      | 1159                                   | 0.48               |
| Catalina       | Renato Ptx Holdco   | Spain    | 480                       | 500                                      | 3284                                   | 0.48               |
| MP2X           | Madoquapo wer 2x    | Portugal | 511                       | 500                                      | 3494                                   | 0.48               |

# Bereitstellungskosten von Ammoniak und Methanol in BaWü

- Transport von Ammoniak und Methanol über den Rhein seit Jahrzehnten etabliert. Ebenfalls Schienentransport denkbar.
  - Einfluss auf Bereitstellungskosten gering (<5%)
- Die Importkosten von konventionellem Ammoniak werden zukünftig aufgrund des europäischen CO<sub>2</sub>-Grenzausgleichssystem (CBAM) höher



# H2-Global – Außereuropäische Auktionen für Wasserstoffimporte

**H2Global Stiftung bzw. Tochtergesellschaft, die HINT.CO GmbH** (Hintco) schließt über Doppelauktionen langfristige Lieferverträge und kurzfristige Abnahmeverträge (Förderung auf Differenzvertrag)

**Erste Auktion 2024:** 900 Mio EUR. für die Beschaffung grüner Produkte aus Partnerländern außerhalb der Europäischen Union (EU)

## Gewinner: Fertiglobal mit Ammoniak aus Ägypten

Zwischen 2027 und 2033 werden mindestens 259 Tsd. Tonnen grünen Ammoniaks nach Deutschland exportiert. Dies entspricht in der Summe mehr als zehn Prozent der jährlichen deutschen Ammoniakproduktion. Der Produktionspreis liegt **bei 811 EUR je Tonne Ammoniak**. Windkraftanlage mit 203 Megawatt, PV-Anlage mit 70 Megawatt und 100-Megawatt-Elektrolyseur. (mit Transportkosten ca 1000 EUR/kg)

**Zweite Auktion 2025:** 2,5 bis 3 Mrd. EUR Förderung, zusammen mit den Niederlanden



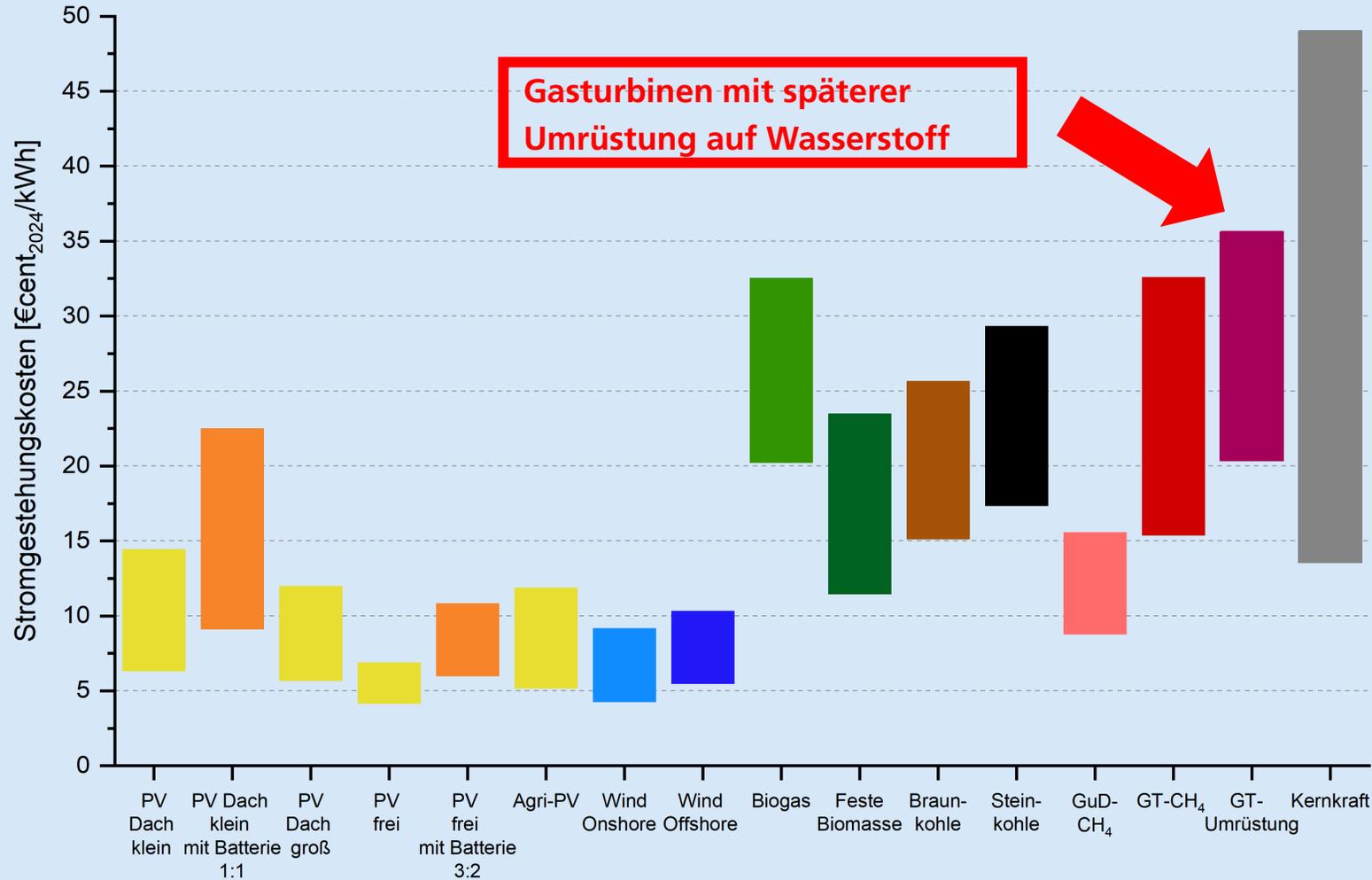
Abbildung 1: Wettbewerbsbasiertes Vergabeverfahren

# Wie sieht die Wirtschaftlichkeit auf der Nachfrageseite aus?

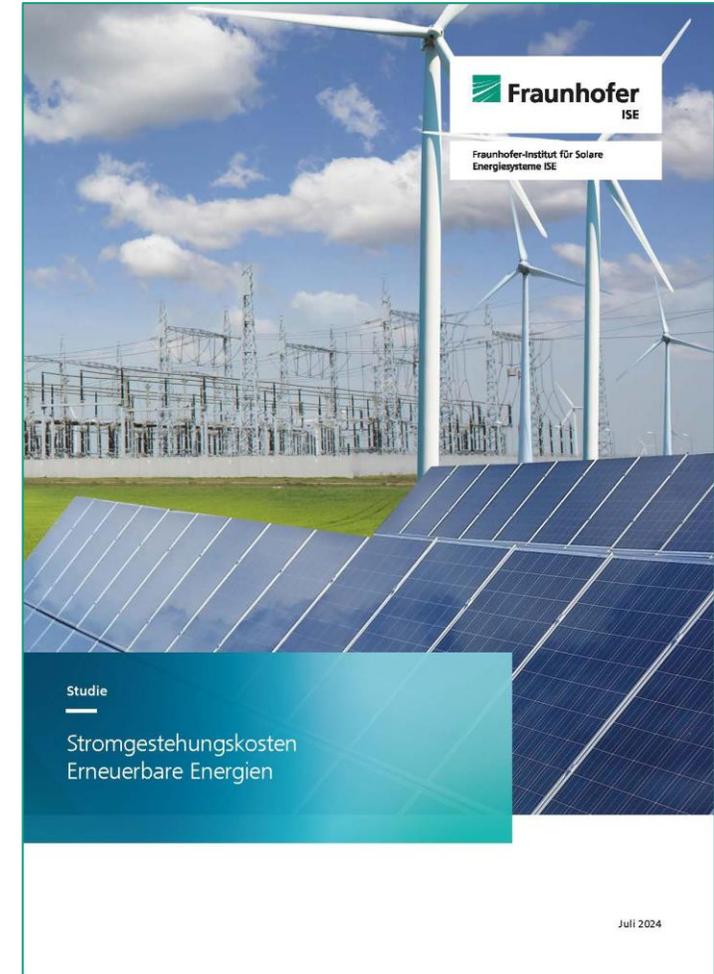
# Einordnung von Stromerzeugungskosten von Gaskraftwerken mit Wasserstoff

Stand: Juli 2024

Fraunhofer ISE

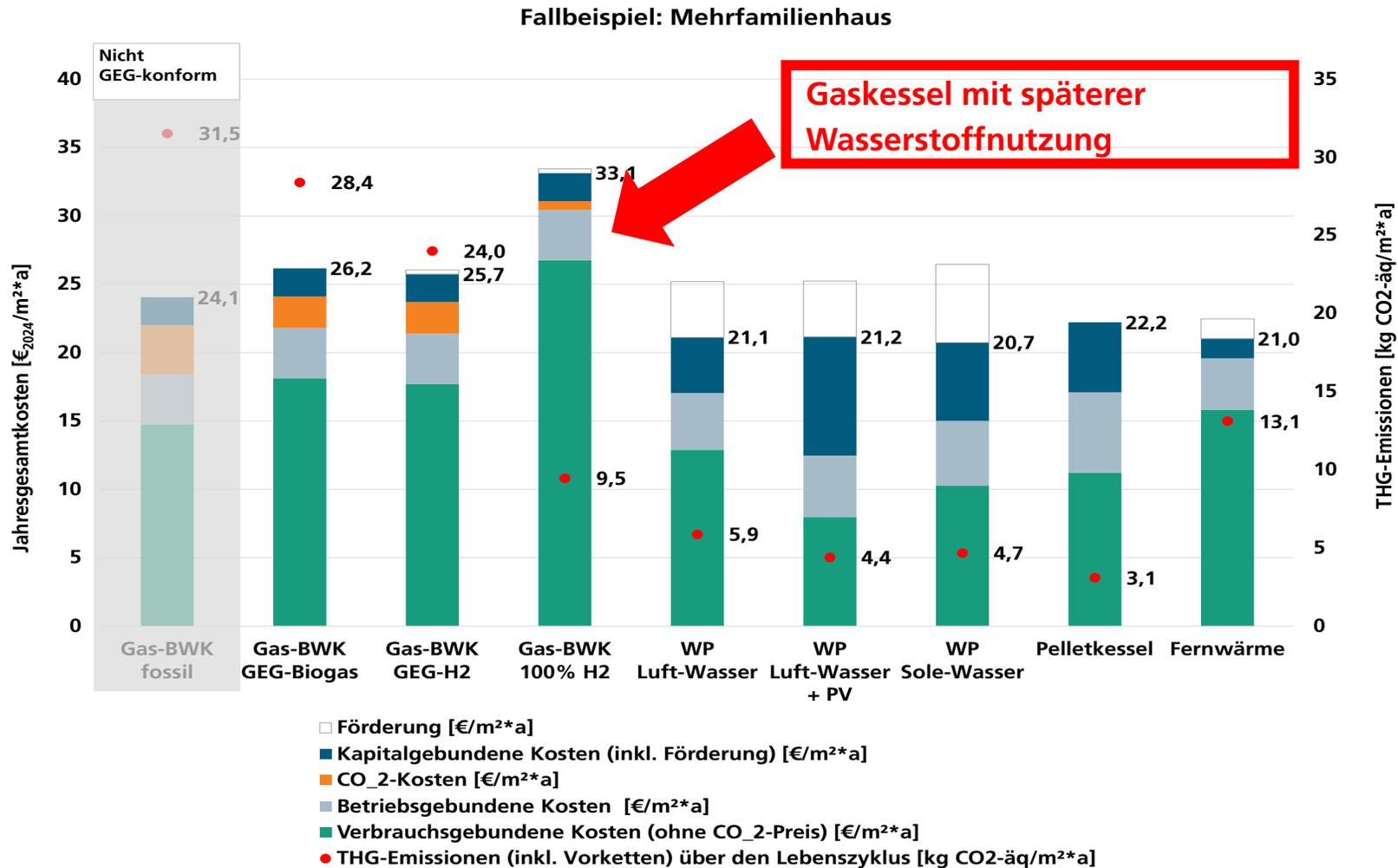


Gasturbinen mit späterer Umrüstung auf Wasserstoff



# Kosten eines Gaskessels mit späterer Wasserstoffnutzung

## Heizkostenvergleich 2024 : Fallbeispiel Mehrfamilienhaus



# Fazit

# Fazit: Mehr als nur ein ‚Oftaker Dilemma‘

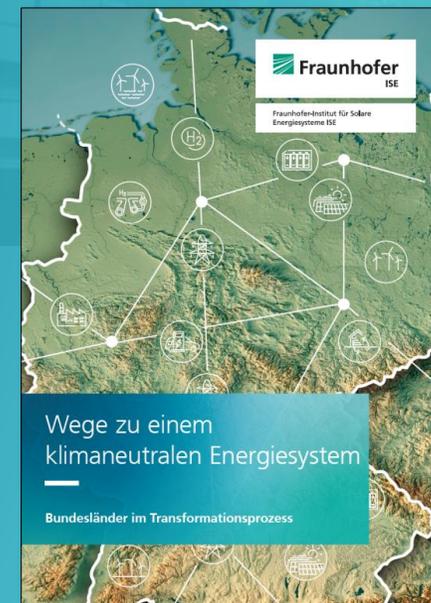
---

- **Geopolitik:** Veränderte Weltordnung, Inflation, steigende Kapitalkosten und Zinssätze
- Komplexe **Regulatorik:** fehlende Einheitlichkeit in der Zertifizierung von grünem Wasserstoff
- **Lange Genehmigungszeiten** für neue Technologien und Systeme führen zu normativen Unsicherheiten und verringern das Vertrauen der Investoren
- **Fehlende Wirtschaftlichkeit** auf der Nachfrageseite
- **Kosten** für erneuerbaren Wasserstoff sind um 30-65% höher als zuvor geschätzt, hohe Kostenlücke
- **Skalierungsraten** entsprechen nicht den Erwartungen (Ziel D. 2030: 10 GW Elektrolysekapazität, bislang nur 0,3 GW durch eine FID abgesichert)
- Unzureichende **Infrastruktur** für die Produktion, Speicherung und Verteilung von Wasserstoff
- Fokus auf **internationale H<sub>2</sub>-Handelsplattformen**, wenig Investitionen in **lokal integrierte Net-Zero Ökosysteme**



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

—  
Dr. Christoph Kost  
Energiesystemanalyse  
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE  
[christoph.kost@ise.fraunhofer.de](mailto:christoph.kost@ise.fraunhofer.de)



Die Studie mit weiteren Informationen findet sich unter:  
[www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html](http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html)

# Vorgehen und Randbedingungen der Analyse

## Randbedingungen

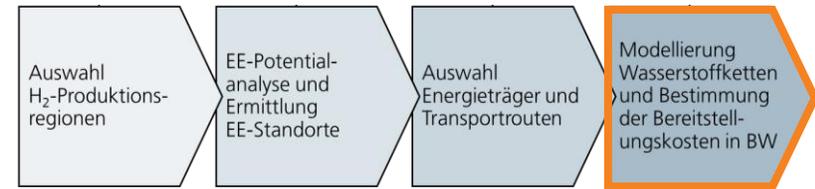
- Produktion und Import von **erneuerbarem Wasserstoff** (RFNBO) entsprechend des *Delegated Acts* der EU (RED II)
  - + ▪ Zusätzlichkeit der EE-Erzeugungskapazität
  - 🕒 ▪ **Zeitliche Korrelation zwischen EE-Erzeugung und Strombezug der Elektrolyse**
  - 🌐 ▪ Räumliche Korrelation (selbe Strompreiszone)
- Methanolproduktion
  - 2032: CO<sub>2</sub>-Bereitstellung über CO<sub>2</sub>-Punktquellen (reduzierte Standortauswahl)
  - 2040: CO<sub>2</sub>-Bereitstellung über Direct Air Capture Verfahren

- Zieljahre **2032** und **2040**
  - Variation der Importmenge
  - Jahresspezifische Parametrierung des Modells

|  | 2032  | 2040  |
|--|---|---|
| <b>Energiemenge (TWh)</b>                              | 2   | 5   |
| <b>Resultierende Importmengen (kt)</b>                 |  |  |
| <b>Wasserstoff (gH<sub>2</sub> und LH<sub>2</sub>)</b> | 60  | 150   |
| <b>Ammoniak</b>  | 385   | 962   |
| <b>Methanol</b>  | 364   | 909   |

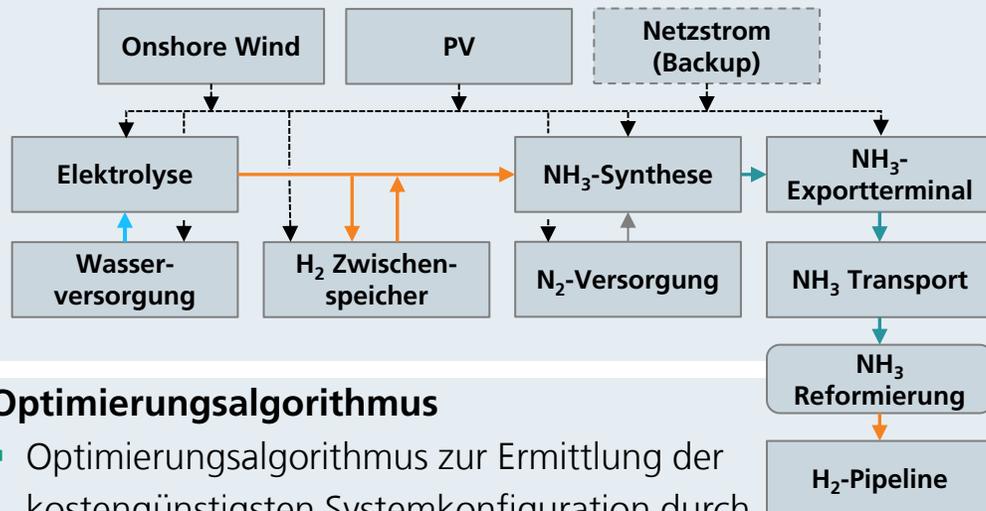
# Wasserstoff-Versorgungskette

## Methodisches Vorgehen



### Systemmodellierung

- Technisches Anlagenmodell mit allen Komponenten entlang der Versorgungskette modelliert in H<sub>2</sub>ProSim
- Kostenmodell der Versorgungskette (Capex, Opex, WACC)

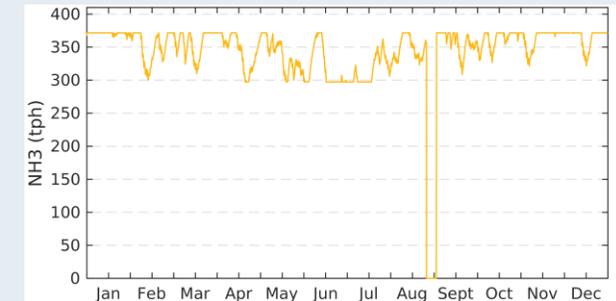
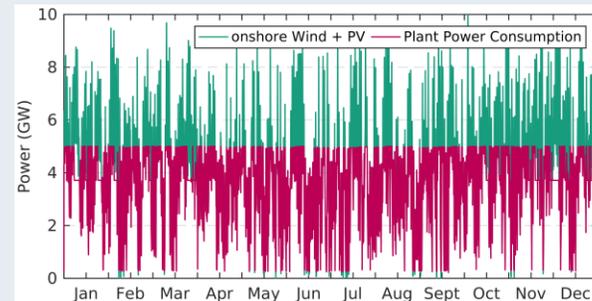


### Optimierungsalgorithmus

- Optimierungsalgorithmus zur Ermittlung der kostengünstigsten Systemkonfiguration durch Variation von Variablen. Optimierungsproblem:  $\min LCO_{PtX} (P_{Wind}, P_{PV}, P_{EL}, V_{H_2 Buffer}, C_{Synthesis}, V_{NH_3}, n_{ships}, \dots)$
- Ziel: 5 TWh H<sub>2</sub>

### Optimierungsprozess: Systemsimulation und Kostenberechnung

- Zeitlich aufgelöste Jahressimulation der betrachteten Versorgungskette
- Berücksichtigung technischer Randbedingungen (z.B. Teillast Synthese)



### Ergebnisausgabe

- Systemauslegung (Anlagenkapazitäten)
- LCOH, LCO<sub>PtX</sub>, Kostenzusammensetzung, Systemwirkungsgrade, Auslastung, nicht genutzter EE-Strom, etc.
- Sensitivitätsanalyse

