

# Regulatorische und technische Rahmenbedingungen für den Hochlauf und den Import von Wasserstoff

Lunch & Learn DVGW

19. Juni 2024

# WER WIR SIND AUF EINEN BLICK

MIT ÜBER 500 MITARBEITENDEN IN 7  
BÜROS IST FRONTIER ECONOMICS EINES  
DER GRÖßTEN ÖKONOMISCHEN  
BERATUNGSUNTERNEHMEN IN EUROPA.

Wir arbeiten weltweit für Entscheidungsträger  
aus Wirtschaft und Politik.

## 1999

gegründet und seit dem  
konstant gewachsen

## 70 LÄNDER

Projekterfahrung in über  
70 Ländern

## 480+

Kundenprojekte im Jahr  
2022

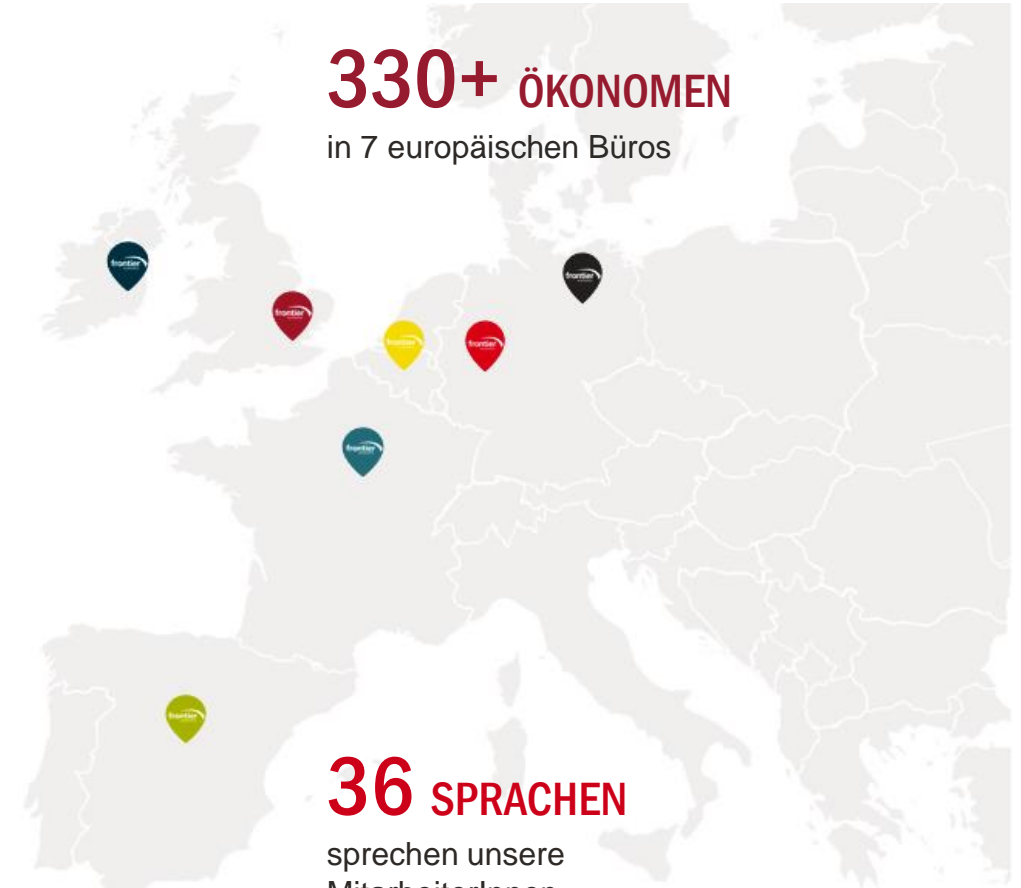
## 100%

**EMPLOYEE- OWNED**

Wir alle setzen uns für die  
Zukunft von Frontier ein.

## 330+ ÖKONOMEN

in 7 europäischen Büros



## 36 SPRACHEN

sprechen unsere  
MitarbeiterInnen

## BRANCHEN

Energie

Wettbewerb

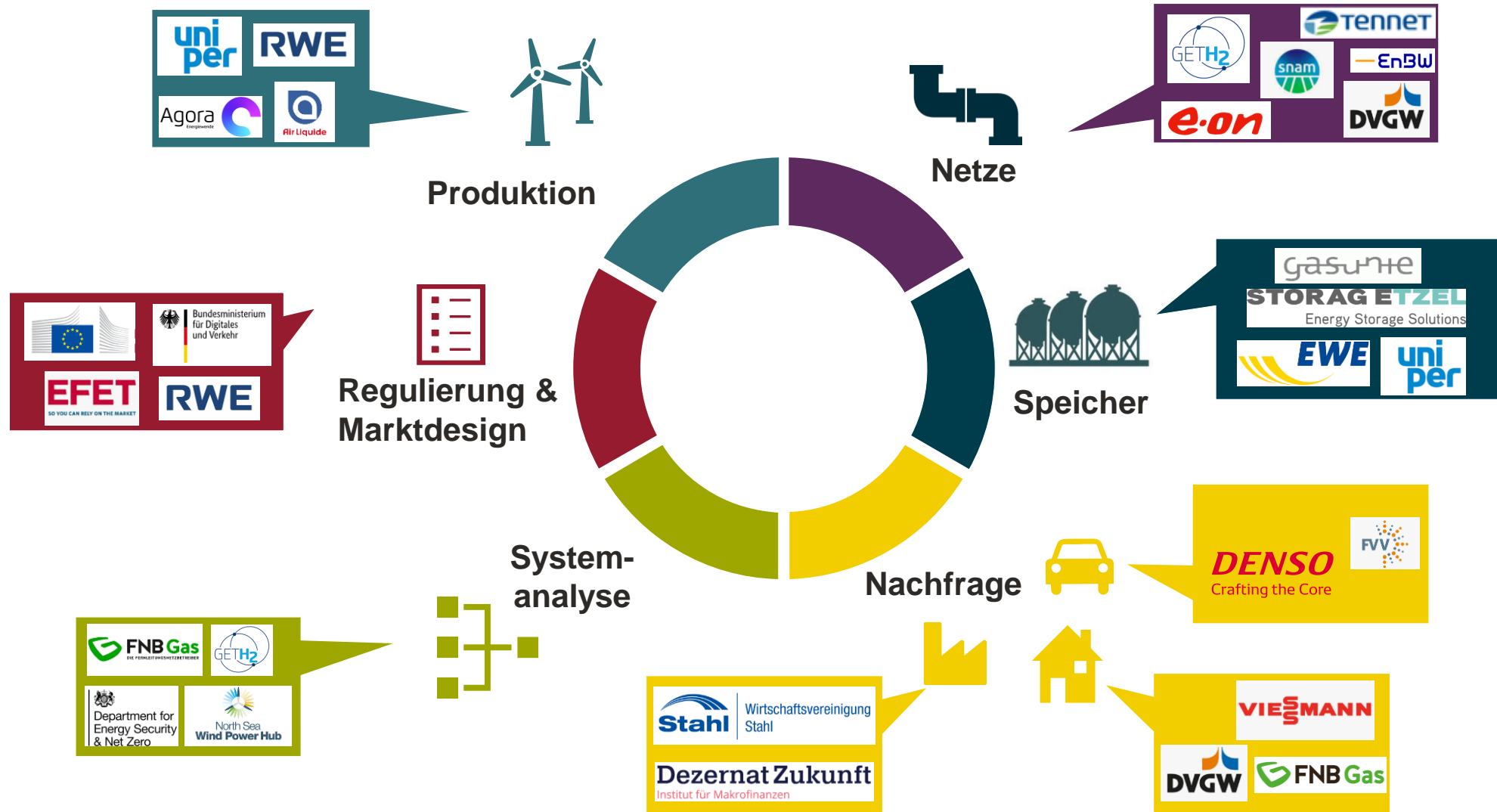
Politik-  
beratung

Postdienste

Transport &  
Water

Strategie-  
beratung

# Wasserstoff und dessen Derivate sind seit Jahren ein Fokus unserer Beratungsarbeit



# Unsere Studie auf einen Blick

## Regulatorische und technische Rahmenbedingungen für den Hochlauf und den Import von Wasserstoff



Weltweit wird langfristig **genügend Wasserstoff zur Deckung der Nachfrage produziert werden können**, insbesondere **Deutschland** wird aber **auf Importe angewiesen** sein

Es müssen also die richtigen Rahmenbedingungen für den Wasserstoff gesetzt werden



Verschiedene **regulatorische Rahmenbedingungen** können das Mengenpotenzial einschränken, insb.:

- Emissionsgrenze für erneuerbaren und kohlenstoffarmen H2
- Zusätzliche Anforderungen an erneuerbaren H2
- EU ETS bzw. CBAM

Die regulatorischen Anforderungen schränken das Potenzial insbesondere in der kurzen Frist stark ein



Zudem kann auch die geplante Dimensionierung der **Wasserstoffinfrastruktur** (Transport- und Importinfrastruktur) zu einer Einschränkung des Mengenpotenzials von Wasserstoff führen

Die Wasserstoffinfrastruktur ist mittel- und langfristig angemessen dimensioniert und im Einklang mit der erwarteten H2-Nachfrage



Das Wasserstoffmengenpotenzial und die Auswirkung der untersuchten Rahmenbedingungen wird **für die Jahre 2032 und 2050 als Trichtergraphik** illustriert

Insgesamt reicht das verbleibende Potenzial sowohl kurz- als auch langfristig zur Deckung der erwarteten Nachfrage – allerdings nur knapp.



Die **Festlegung weiterer Anforderungen** an den Wasserstoff könnte die **Deckung der Nachfrage gefährden**

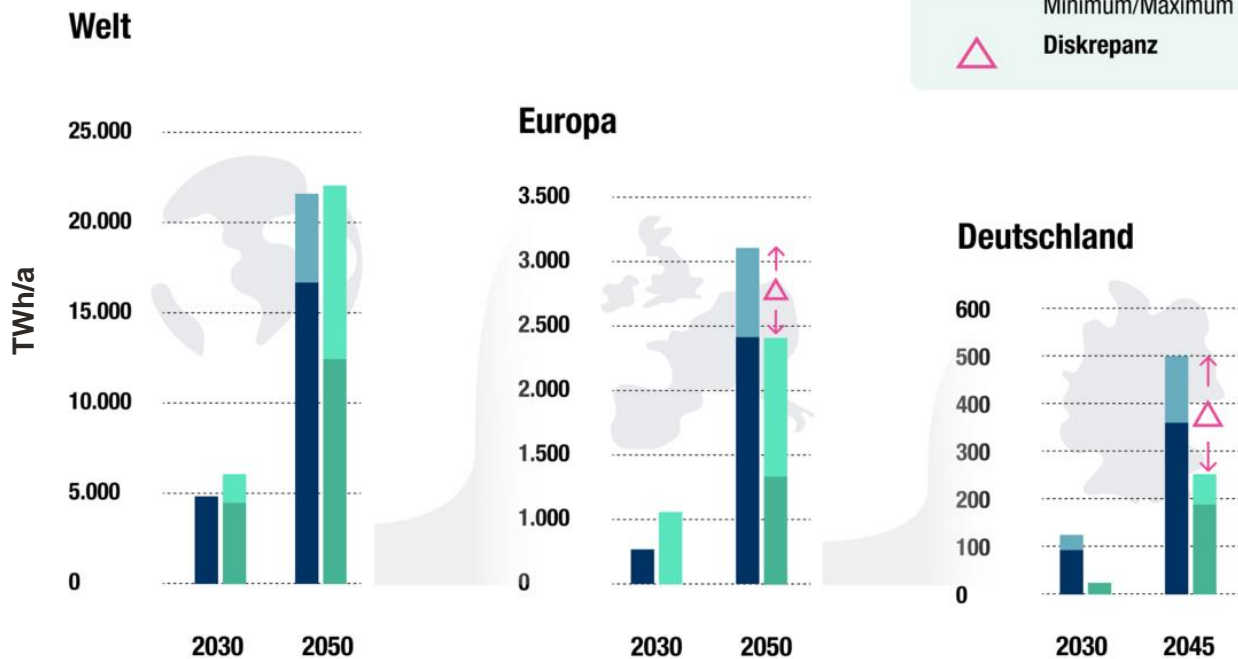
Die Festlegung weiterer Anforderungen sollte also sorgfältig abgewogen werden



# Ausgangslage – Weltweit wird genügend Wasserstoff zur Deckung der Nachfrage produziert, insbesondere Deutschland wird aber auf Importe angewiesen sein

## Vergleich Bedarf und Erzeugung

Vergleich des prognostizierten Bedarfs und der techno-ökonomischen Erzeugungspotenziale (TWh)

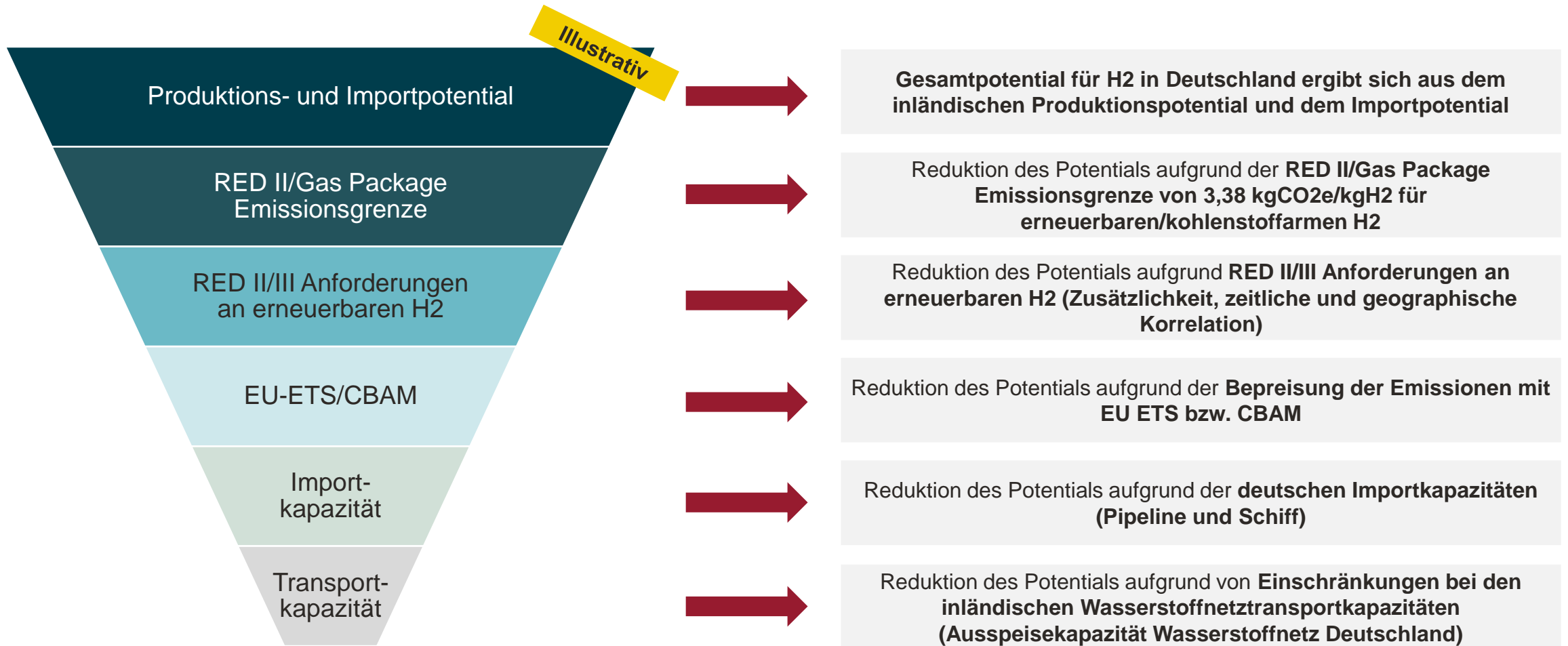


Quelle: DVGW

- Vergleich der weltweiten Erzeugung mit dem Bedarf nach Wasserstoff zeigt, dass perspektivisch **genügend Wasserstoffpotential zur Deckung der Nachfrage existieren** wird
- **Deutschland** wird voraussichtlich sowohl im Jahr 2030 als auch im Jahr 2045 **auf Importe angewiesen sein**, um seine Nachfrage nach Wasserstoff zu decken
- Die **Rahmenbedingungen** werden für die Realisierung der Importe entscheidend sein

**Diese Studie** analysiert den Effekt der Rahmenbedingungen auf die zur Verfügung stehenden **Wasserstoffvolumina**

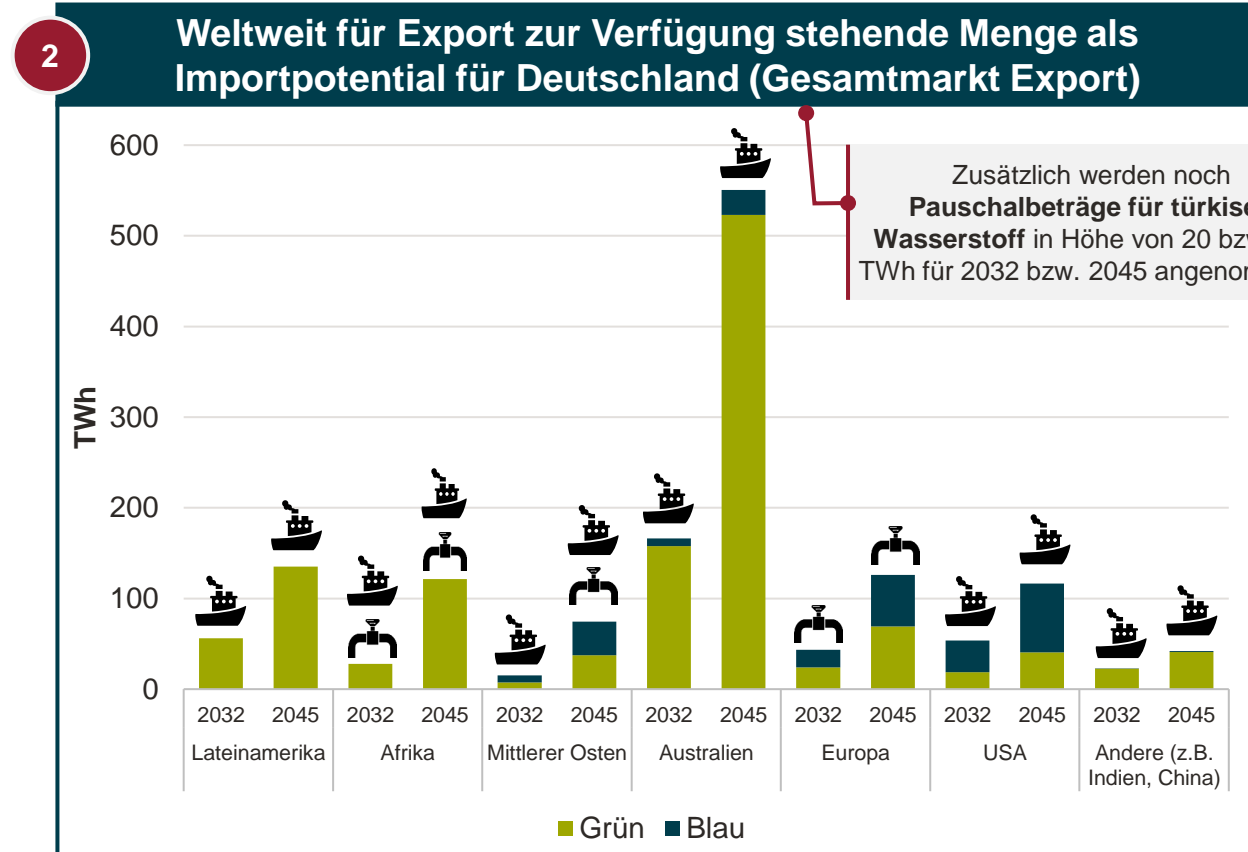
# In der Studie untersuchen wir, wie die regulatorischen und technischen Rahmenbedingungen das Wasserstoffmengenpotenzial einschränken



# Das gesamte Wasserstoffpotenzial für DE setzt sich aus dem inländischen Produktionspotenzial und dem Importpotenzial von Wasserstoff zusammen



Quelle Elektrolyseurleistungen: Nationale Wasserstoffstrategie (2032), BMWK (2045)  
 \* Annahme einer ElektrolyseurAuslastung von 4'000 Volllaststunden und einer Effizienz von 70%



Quelle: IEA (2023): Global Hydrogen Review 2030 und Hydrogen Council, McKinsey & Company (2023): Hydrogen Insights May 2023 nach Skalierung anhand von DVGW-Weltmarktpotenzial



# Regulatorische Anforderungen an erneuerbaren und kohlenstoffarmen Wasserstoff können das Gesamtpotenzial auf EU-Ebene einschränken

Auf EU-Ebene gibt es insbesondere **drei regulatorische Anforderungen**, welche das Wasserstoffpotenzial einschränken können

1

**RED II/Gas Package**  
Emissionsgrenze von **3,38 kgCO<sub>2</sub>e/kgH<sub>2</sub>** (entspricht 28,2 gCO<sub>2</sub>eq/MJ bzw. 101 g CO<sub>2</sub>eq/kWh H<sub>2</sub>) für **erneuerbaren bzw. kohlenstoffarmen H<sub>2</sub>**

2

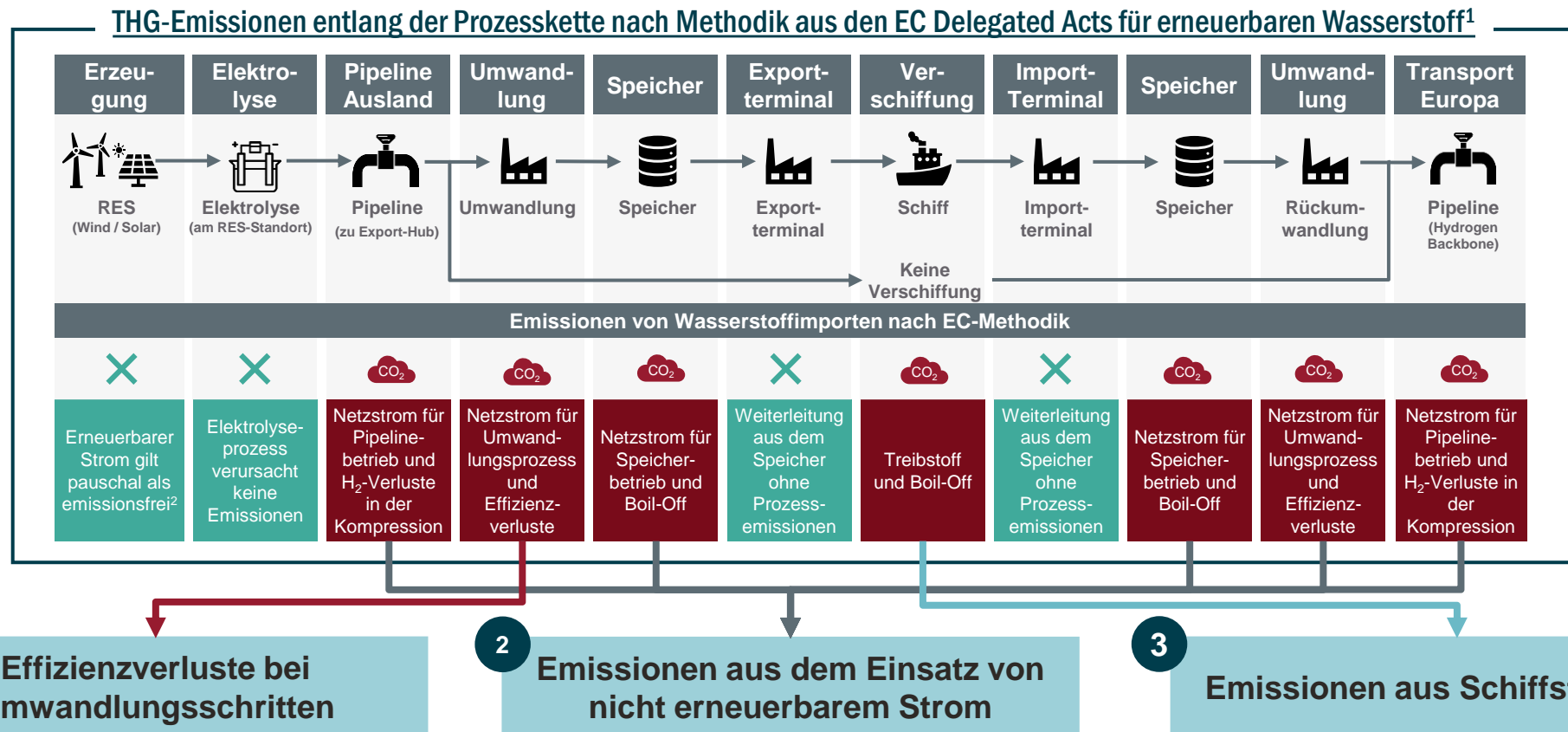
**Zusätzliche Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff aus der RED II/III** ((Zusätzlichkeit, zeitliche und geographische Korrelation)

3

Bepreisung der Emissionen mit **Europäischem Emissionshandel (EU ETS)** bzw. dem **Cross-border adjustment mechanism (CBAM)**



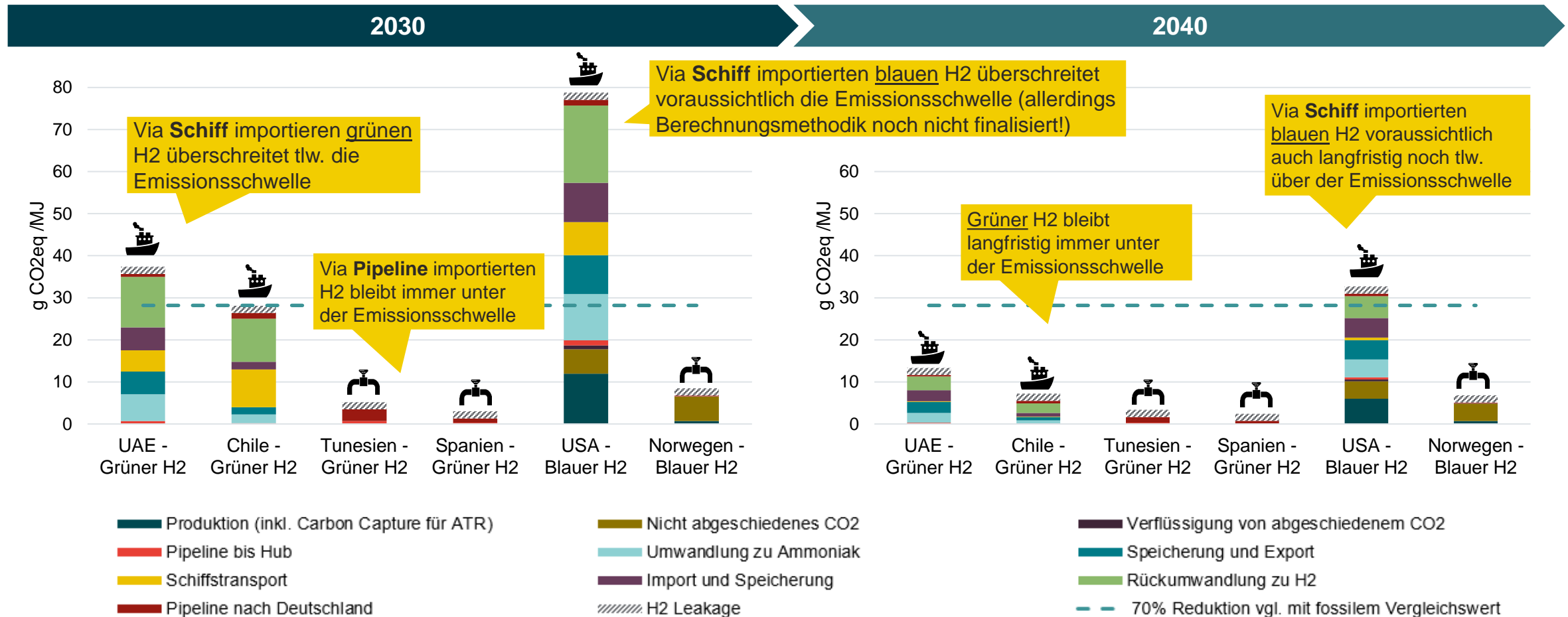
# Aus der EC-Methodik zur Berechnung der Gesamt-THG-Emissionen von Wasserstoff ergeben sich drei Kertreiber der CO2 Bilanz



<sup>1</sup>Quelle: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1185>

<sup>2</sup>Quelle: "Electricity qualifying as fully renewable according to Article 27(3) of Directive (EU) 2018/2001, shall be attributed zero greenhouse gas emissions", s. [hier](#).

# Die Schätzung der THG-Emissionen von grünem bzw. blauem H2 über verschiedene Importrouten zeigt kurzfristig eine relativ starke Einschränkung des Importpotenzials



# Die zusätzlichen Anforderungen an erneuerbaren H2 erschweren den H2-Hochlauf, aber durch die umfangreichen Ausnahmeregeln in geringerem Maße

## Kriterien

- Zusätzlichkeit** (ab 01.01.2028): Inbetriebnahme EE-Anlage max. 3 Jahre vor Elektrolyseur (ohne bisherige Förderung)
- Geographische Korrelation:** Erzeugung und Verbrauch Strom in gleicher Gebotszone, benachbarten Gebotszone mit (i) höherem Strompreis oder (ii) Offshore-Gebotszone
- Zeitliche Korrelation:** Verbrauch und Erzeugung EE-Strom monats-scharf, ab 2030 stündlich ODER DA-Preis < 20 EUR/MWh oder  $0.36 \cdot \text{CO}_2$  Preis pro t
- PPA:** Green Power Purchase Agreement mit erneuerbarem Energien Anlagenbetreiber

## Anwendung der Kriterien auf die verschiedenen Elektrolyseurszenarien

Direktbezug	Strombezug über das öffentliche Netz			
SZENARIO 1	SZENARIO 2	SZENARIO 3	SZENARIO 4	SZENARIO 5
<ul style="list-style-type: none"> <li>Gleicher Netzknoten und Smart Metering System <i>oder</i></li> <li>Ohne Netzanschluss</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gebotszone mit EE-Anteil im Strommix &gt; 90% (in einem der letzten 5 Jahre)</li> <li>Max. jährliche Produktionsstunden entsprechend dem EE-Anteil des Strommixes im Vorjahr</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Redispatch: H2-Produktion verringert Redispatch von EE-Anlagen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gebotszone mit geringen Emissionen (&lt; 18 gCO<sub>2</sub>eq/MJ in einem der letzten 5 Jahre)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Allgemeiner Netzbezug (Optionen 2-4 nicht erfüllt)</li> </ul>
<b>Anforderungen</b> 	Keine Anforderungen	Keine Anforderungen		

Quelle: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1184>

z.B. §13k EnWG

Kurzfristig z.B. DE

<sup>1</sup> bzw. 2038 falls Inbetriebnahme EL vor 2028

# Kohlenstoffarmer H<sub>2</sub> wird durch das EU ETS bzw. CBAM perspektivisch teurer, sodass langfristig der erneuerbare H<sub>2</sub> dominieren wird

## EU ETS System und CBAM

- Preis für den Ausstoß von Treibhausgasen in der EU mittels Zertifikatssystem
- THG-Emissionen von grauem oder blauem Wasserstoff ebenfalls betroffen
- Durch **CBAM** werden kohlenstoffhaltige Wasserstoffimporte mit gleichem CO<sub>2</sub>-Preis belastet, wie in der EU hergestellter Wasserstoff (Verhinderung von Carbon Leakage zur Herstellung eines „Level Playing Field“)

Lenkungswirkung des EU ETS Systems entfaltet sich langfristig aufgrund der steigenden CO<sub>2</sub> Preise in Kombination mit sinkenden Wasserstoffpreisen

Beispielhafte Rechnung

### Kurzfristig

- CO<sub>2</sub> Preis: 60 EUR/t CO<sub>2</sub>
- THG-Gehalt kohlenstoffarmer H<sub>2</sub>: 3,38 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>
- H<sub>2</sub>-Preis<sup>1</sup>: 5-8 EUR/kg H<sub>2</sub>

### Langfristig

- CO<sub>2</sub> Preis<sup>2</sup>: 400 EUR/t CO<sub>2</sub>
- THG-Gehalt kohlenstoffarmer H<sub>2</sub>: 3,38 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>
- H<sub>2</sub>-Preis<sup>3</sup>: 3-4 EUR/kg H<sub>2</sub>

Preissteigerung von 0,2 EUR/kg H<sub>2</sub> → entspricht ca. 2-3%

Preissteigerung von ca. 1,4 EUR/kg H<sub>2</sub> → entspricht ca. 40%

➔ Längerfristige Kostenvorteil von grünem H<sub>2</sub> im Vergleich zu kohlenstoffhaltigem H<sub>2</sub> trägt zur Reduktion der Gesamtemissionen in der EU bei und ist aus Perspektive des Klimaneutralitätszieles erwünscht

<sup>1</sup> BCG (2023): Turning the European Green Hydrogen Dream into Reality: A Call to Action.

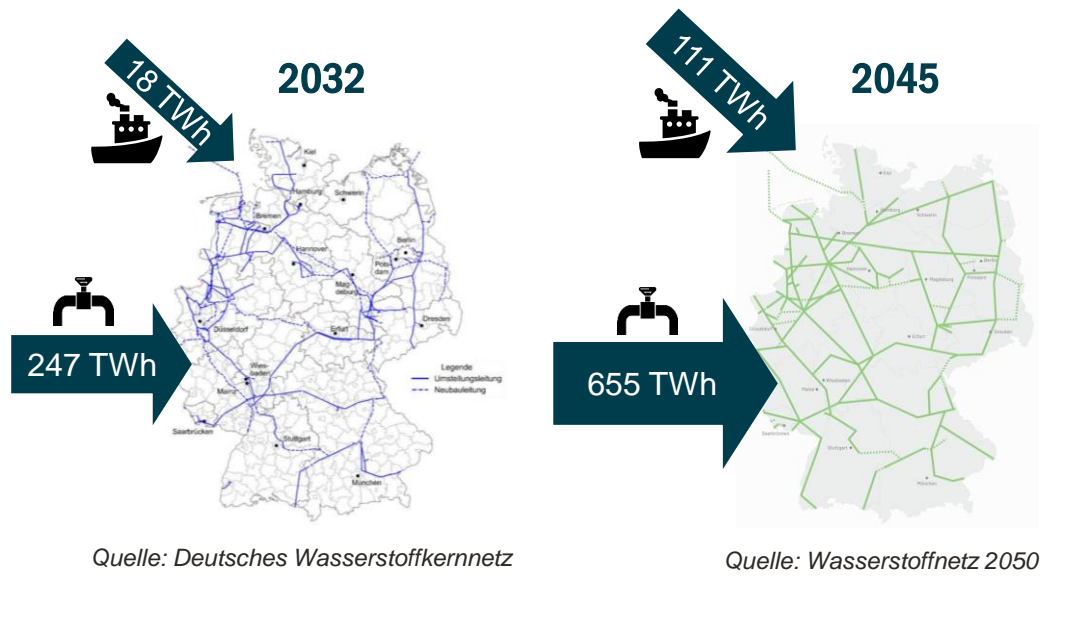
<sup>2</sup> Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (2023): The Emerging Endgame: The EU ETS on the Road towards Climate Neutrality.

<sup>3</sup> Fraunhofer ISI, ESA GmbH (2023): Preiselastische Wasserstoffnachfrage in Deutschland – Methodik und Ergebnisse.



# Das H<sub>2</sub>-Potenzial könnte durch die Wasserstoffinfrastruktur (Importkapazitäten und Transportnetzkapazitäten) weiter eingeschränkt werden

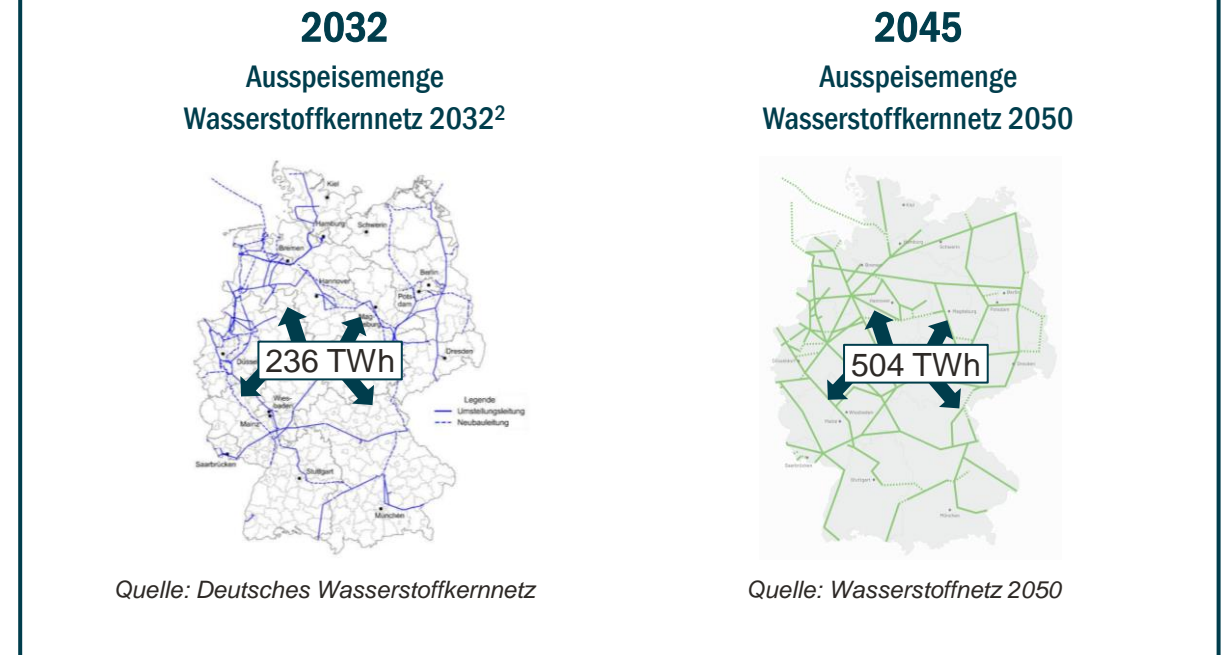
## Pipeline und Terminalkapazitäten für den Import von Wasserstoff(derivaten) nach Deutschland in den Jahren 2032 und 2045<sup>1</sup>



Zusätzlich kann ein Teil der Importe über Terminals in den Niederlanden und Belgien abgewickelt werden mit Weitertransport via Pipeline nach Deutschland.

<sup>1</sup>Bei einer angenommenen Auslastung von 5'000 Volllaststunden

## Wasserstoffnetzkapazitäten in Deutschland in den Jahren 2032 und 2045



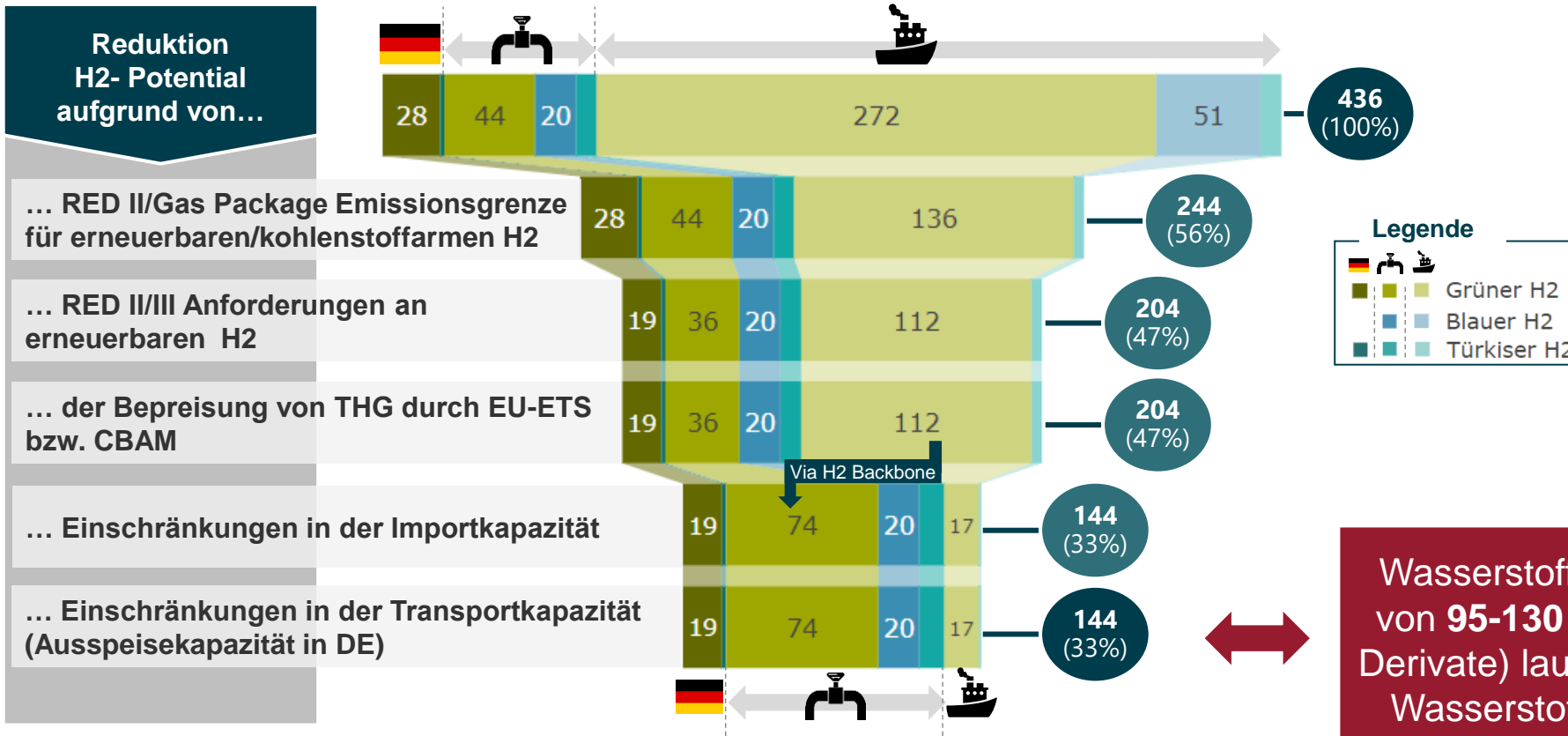
Zusätzlich kann ohne die Nutzung der inländischen Transportinfrastruktur Wasserstoff direkt von der Produktions- oder Importstätte an benachbarte Verbraucher geliefert werden.

<sup>2</sup>Von der Ampel-Koalition angekündigte Verzögerung der Fertigstellung des Wasserstoffkernnetzes auf das Jahr 2037 wurde in der Studie nicht berücksichtigt

# 2032 wird das Mengenpotenzial hauptsächlich durch die Emissionsgrenze eingeschränkt, während die Infrastruktur ausreichend dimensioniert scheint (sofern sie pünktlich realisiert wird)



Wasserstoffmengenpotenziale in TWh:

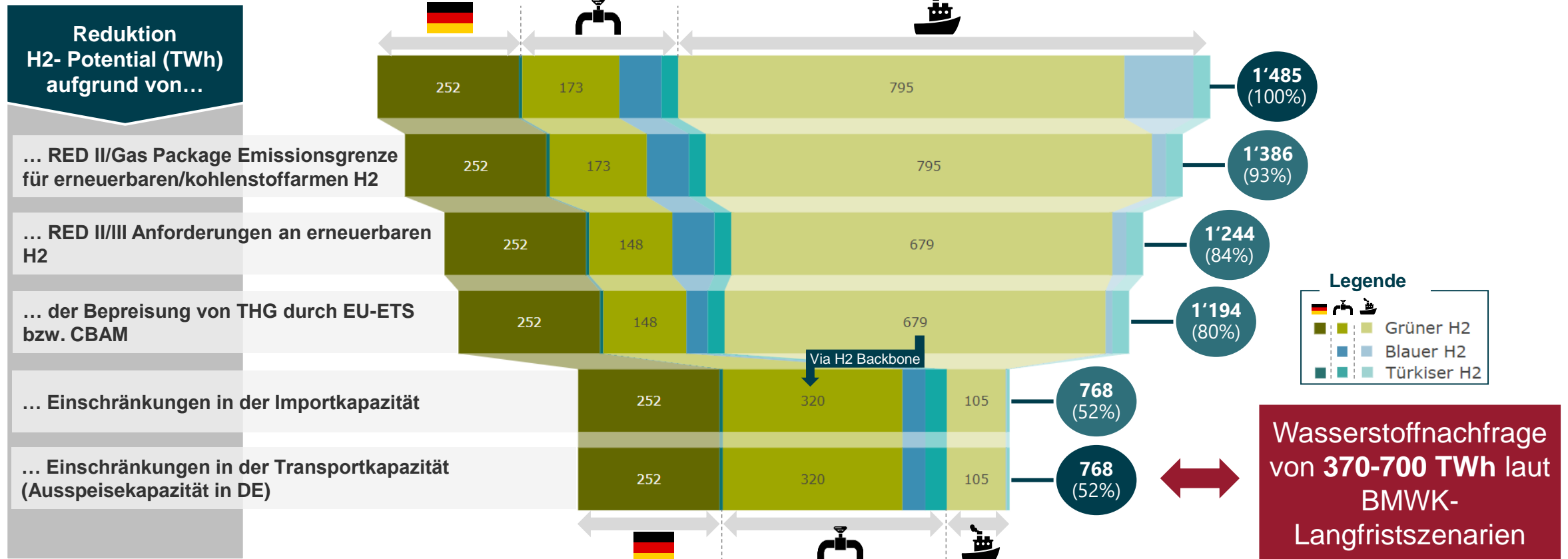


...insgesamt sollte das Mengenpotenzial aber zur Deckung der erwarteten Nachfrage ausreichen.

# 2045 hängt das Mengenpotenzial hauptsächlich von der Dimensionierung der Wasserstoffinfrastruktur ab, während die Regulatorik eine untergeordnete Rolle spielt

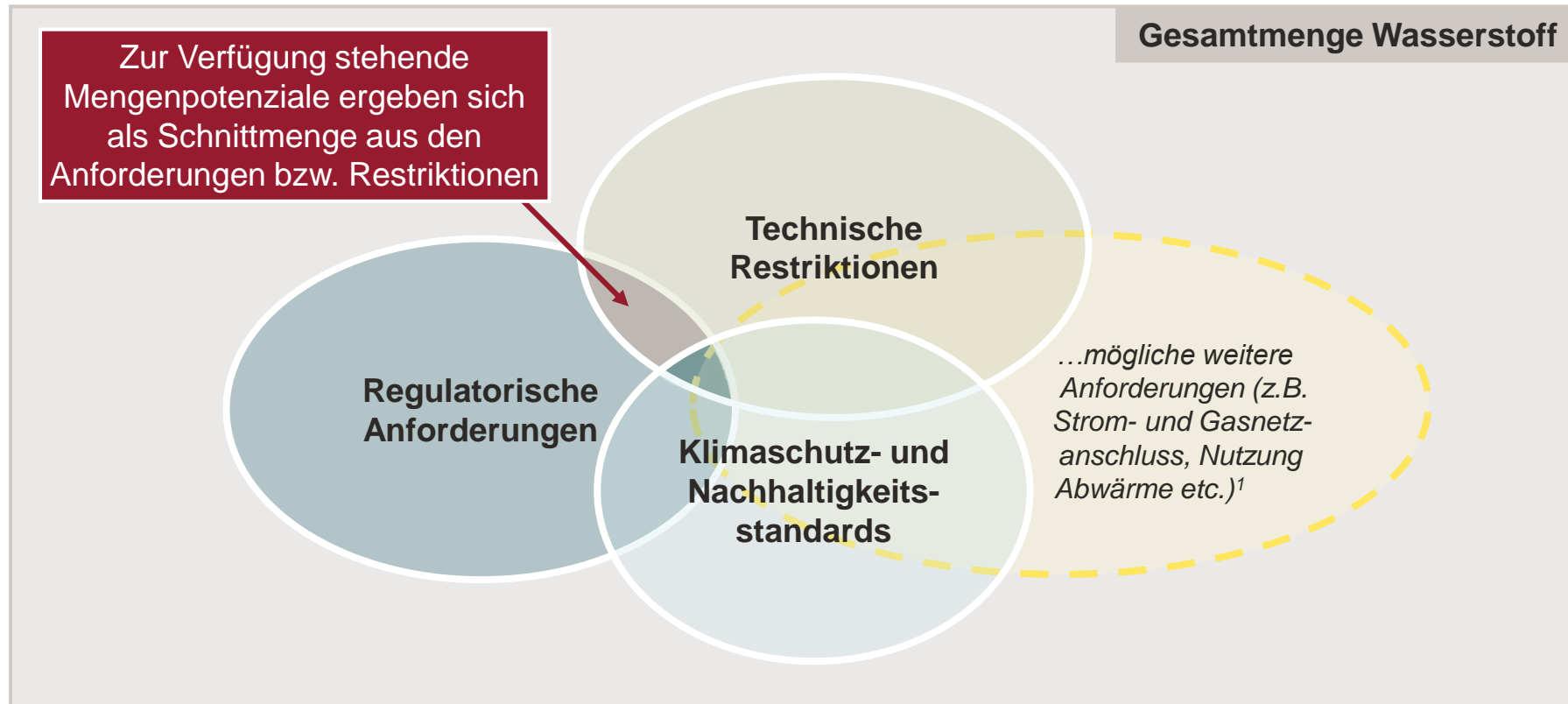


Wasserstoffmengenpotenziale in TWh:



...insgesamt sollte das Mengenpotenzial aber ebenfalls zur Deckung der erwarteten Nachfrage ausreichen.

# Die Festlegung weiterer Anforderungen an den Wasserstoff könnte die Deckung der Nachfrage gefährden...



...da sich das Mengenpotenzial aus der **Schnittmenge der verschiedenen Restriktionen ergibt, welche deutlich geringer als die jeweiligen Gesamtmengen ausfallen kann!**

<sup>1</sup>Für RFNBOs, die ein Kohlenstoffatom beinhalten, kommt noch der Zugang zu einer nachhaltigen Kohlenstoffquelle hinzu.



# Fazit: die Rahmenbedingungen entscheiden, ob Deutschland genügend Wasserstoffpotenzial zur Verfügung hat



Die **Wasserstoffbedarfe** können **kurz- und langfristig voraussichtlich knapp gedeckt** werden – die Definition **weiterer Anforderungen an den Wasserstoff** muss **sorgfältig abgewogen** werden, da diese die Deckung der Nachfrage gefährden könnten



- Die **Emissionsgrenze** stellt **kurzfristig eine vergleichsweise starke Einschränkung** des H<sub>2</sub>-Importpotenzials für erneuerbaren und kohlenstoffarmen H<sub>2</sub> dar
- Die **zusätzlichen Anforderungen an erneuerbaren H<sub>2</sub>** aus dem Delegated Act erschweren den H<sub>2</sub>-Hochlauf, aber in **geringerem Maße**
- In der Hochlaufphase wird **blauer H<sub>2</sub>** aufgrund seiner niedrigen Gestehungskosten eine wichtige Rolle spielen – **langfristig wird jedoch der grüne H<sub>2</sub> dominieren**



Die **H<sub>2</sub>-Infrastruktur** (Kernnetz und Importterminals) scheint **mittel- und langfristig angemessen dimensioniert** und im Einklang mit der erwarteten H<sub>2</sub>-Nachfrage zu sein (falls pünktlich realisiert)



# Q&A



Frontier Economics Ltd is a member of the Frontier Economics network, which consists of two separate companies based in Europe (Frontier Economics Ltd) and Australia (Frontier Economics Pty Ltd). Both companies are independently owned, and legal commitments entered into by one company do not impose any obligations on the other company in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Ltd.