

Wasserstoff in Deutschland: Herkunft, Logistik, Herausforderungen und Chancen

Energiedialog 2050,
Energiepolitisches Frühstück

29. November 2023

Dr. Jens Perner



Agenda

Wasserstoff als Kernbestandteil der deutschen Dekarbonisierungsstrategie

Die Beschaffungsoptionen sind vielfältig

Chancen und Herausforderungen für Stakeholder und die Politik

Schlussfolgerungen

Agenda

Wasserstoff als Kernbestandteil der deutschen Dekarbonisierungsstrategie

Die Beschaffungsoptionen sind vielfältig

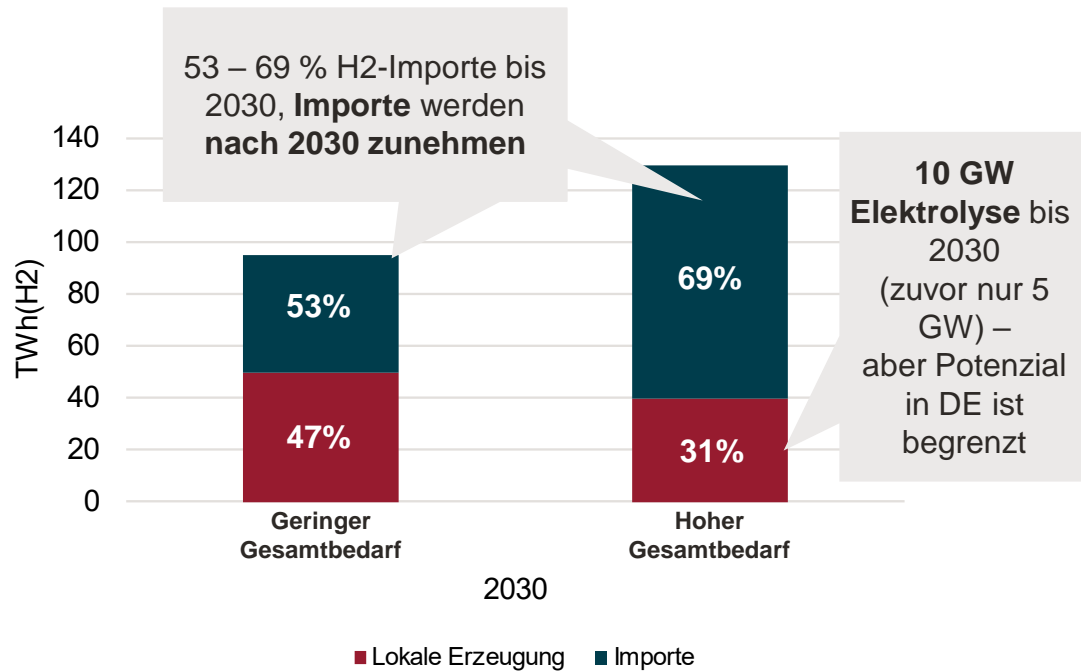
Chancen und Herausforderungen für Stakeholder und die Politik

Schlussfolgerungen

Die Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie sieht einen stark steigenden Wasserstoffbedarf in DE bis 2030 vor – zudem wurde das H2-Kernnetz konkretisiert

Nationale Wasserstoffstrategie (NWS) in Deutschland

Erheblicher Anteil von Importen an der H2-Versorgung



Quelle: Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie, Juli 2023

Auf politischer Ebene laufen die Vorbereitung für Importe

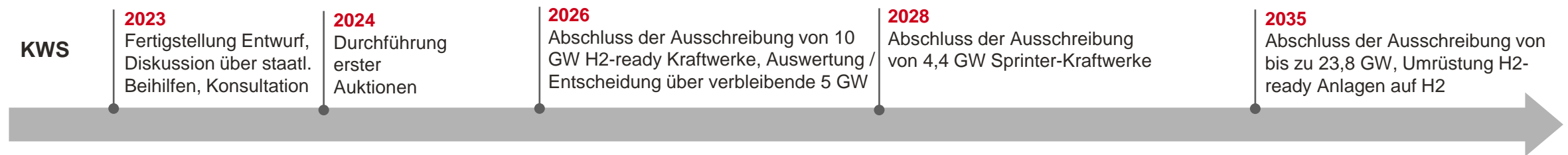
- Import in Form von **H2** und **H2-Derivaten** (z. B. Ammoniak)
- **Bis 2030** H2-Import via Schiff (in Form von Ammoniak / synthetischem Methanol, LOHC, Flüssigwasserstoff)
- **Gleichzeitig** könnte H2-Import über Pipelines nach **Europa und Nachbarregionen** eine Option sein – insbesondere **nach 2030**
- Die NWS (sowie ihre Fortschreibung) soll durch eine "Importstrategie für Wasserstoff und dessen Derivate" vervollständigt werden
- Investitionen werden u.a. über H2Global¹ gefördert

H2-Kernnetz (Stand November 2023)²

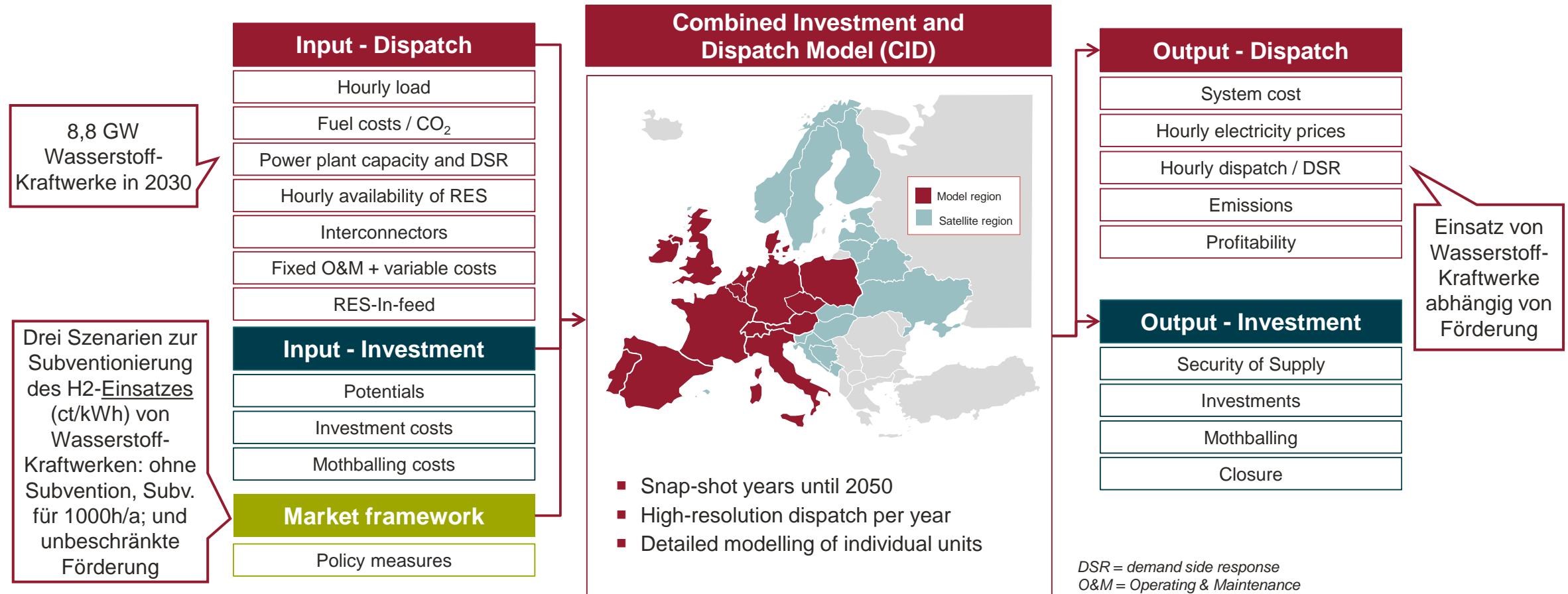
- 9.700 km Länge bis 2032 (entspricht ~25 % des Erdgasnetzwerks in DE)
 - Davon voraussichtlich 60% umfunktionierte Erdgaspipelines und 40% neue Pipelines
- 19,8 Mrd EUR Investitionskosten (~2 Mio. EUR per km), vorfinanziert vom Bund und den FNBs
- 270 TWh Output pro Jahr möglich (~25 % des Gasverbrauchs in DE vor der Krise)
- Maximal 6,69% EK-Kapitalrendite (nominal, vor Steuern) für Netzbetreiber (festgelegt bis Dezember 2027)

In der Kraftwerksstrategie der Bundesregierung spielen wasserstoffbetriebene bzw. „Wasserstoff-ready“ Kraftwerke eine signifikante Rolle

	Wasserstoff-Sprinter-Kraftwerke	Wasserstoff-Hybrid-Kraftwerke	Umrüstbare H2-Kraftwerke	Total
Technologie	<ul style="list-style-type: none"> Erzeugung von Strom aus erneuerbarem Wasserstoff (Derivaten) 	<ul style="list-style-type: none"> Wasserstoff-Erzeugung vor Ort (aus EE), Speicherung und Rückverstromung 	<ul style="list-style-type: none"> Auf Wasserstoff umrüstbare Erdgaskraftwerke (Mindestgröße: 10 MW) Umstellung auf klimaneutrales H2 bis spätestens 2035 	<p>23,8 GW</p>
Neu-/umbau	<ul style="list-style-type: none"> Neue Anlagen und Retrofitting 	<ul style="list-style-type: none"> Neue Anlagen 	<ul style="list-style-type: none"> Neue Anlagen und Retrofitting 	
Kapazität	<ul style="list-style-type: none"> 4,4 GW 	<ul style="list-style-type: none"> 4,4 GW 	<ul style="list-style-type: none"> Bis zu 15 GW (bis zu 6 GW neue Anlagen) 	
Ort	<ul style="list-style-type: none"> Standorte mit frühem Anschluss an die H2-Infrastruktur 	<ul style="list-style-type: none"> Standorte mit spätem Anschluss an die H2-Infrastruktur 	<ul style="list-style-type: none"> In "räumlicher Nähe" zum H2-Startnetz 	
Vergütung	<ul style="list-style-type: none"> Gebote in Ausschreibungen in €/kW Betriebskostenförderung in c/kWh ab Aufnahme des H2-Betriebs durch CfDs (gedeckt bei 10.000 Vollbenutzungsstunden) 			
Gesetzl. Verankerung	<ul style="list-style-type: none"> Förderung im EEG angelegt. 		<ul style="list-style-type: none"> Noch nicht gesetzlich verankert. 	

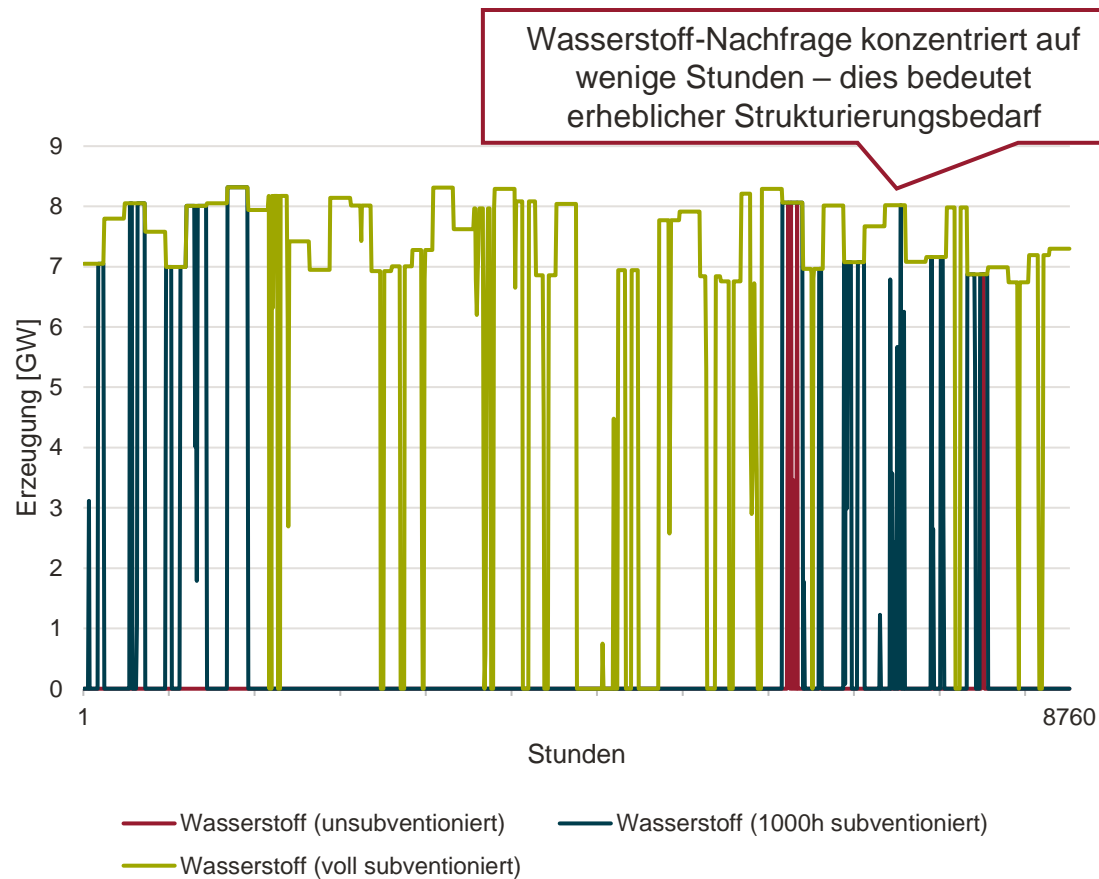


Zur Illustration möglicher Effekte auf den H2-Bedarf haben wir verschiedene Szenarien für die H2-Kraftwerke mit unserem europäischen Strommarktmodell modelliert

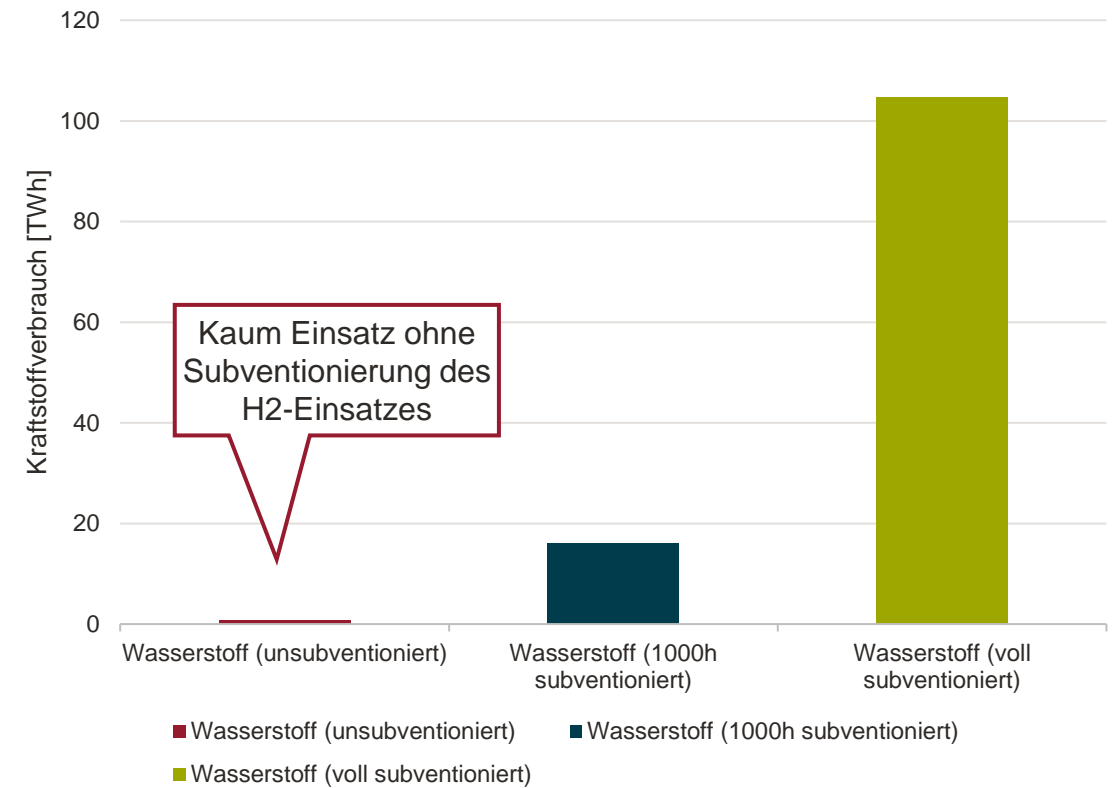


Aus der Kraftwerksstrategie ergibt sich je nach Szenario ein H2-Verbrauch von bis zu ca. 100 TWh/a bei einer angestrebten Kapazität von 8,8 GW

Einsatz von Wasserstoff-Kraftwerken in 2030 je Szenario



Wasserstoffverbrauch zur Stromerzeugung in 2030 je Szenario



Agenda

Wasserstoff als Kernbestandteil der deutschen Dekarbonisierungsstrategie

Die Beschaffungsoptionen sind vielfältig

Chancen und Herausforderungen für Stakeholder und die Politik

Schlussfolgerungen

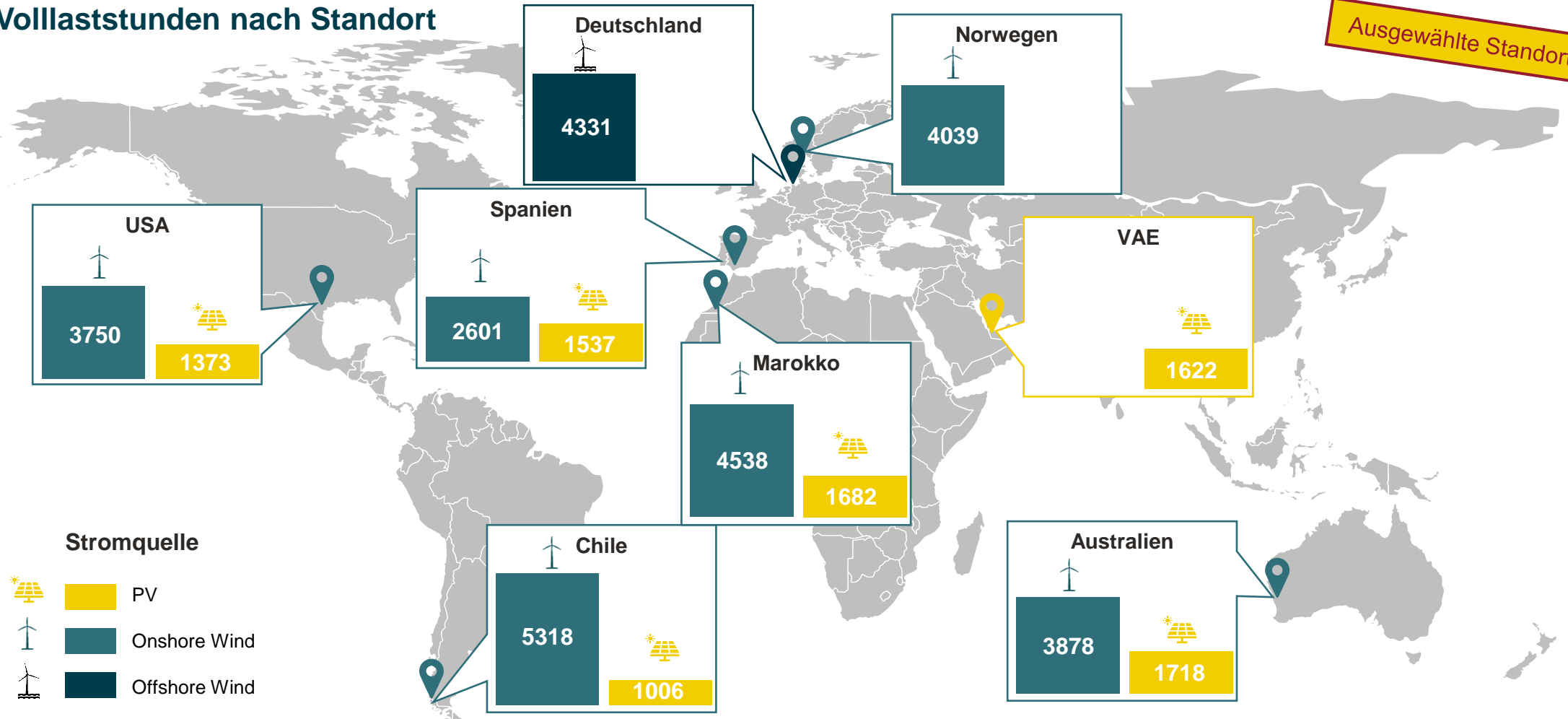
...als auch mit Blick auf den geographischen Ursprung des H2

		Technologische Dimension		
		Blauer H2	Grüner H2	Gelber H2
Geographische Dimension	DE	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lokal derzeit begrenzte Potenziale aufgrund ausstehender Klärung der rechtlichen Grundlage von CCS in DE ▪ Option: CO2-Abscheidung in DE und CO2-Transport in Nachbarländer 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Limitierte Verfügbarkeit von EE zur Erzeugung von grünem H2 in Deutschland ▪ Lokaler Grünstrom benötigt für Defossilisierung des Stromsektors 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bis auf Weiteres nicht als „dekarbonisierter“ Wasserstoff anerkannt
	EU	<ul style="list-style-type: none"> ▪ In verschiedenen EU-Mitgliedstaaten wie z. B. Niederlande als Option vorangetrieben, Transport nach Deutschland via Pipeline möglich 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Große Potenziale vor allem in Südeuropa sowie Dänemark ▪ Transport via Pipeline nach DE möglich 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ In Ländern mit sehr hohen EE-Stromanteilen im Stromnetz als „dekarbonisierter“ Wasserstoff anerkannt – ggf. zukünftig z. B. in AT
	EFTA	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Potenziale vor allem in Norwegen, Transport via Pipeline möglich 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Potenziale vor allem in Norwegen und Island, Transport via Pipeline oder Schiff (als Derivate) möglich 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ V.a. in Ländern wie z.B. Norwegen und Island als „dekarbonisierter“ Wasserstoff möglich
	Global	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Global große Potenziale, sowohl für blauen als auch grünen H2. ▪ Transport per Schiff zu Häfen in NW-Europa. ▪ Transport v.a. in Form von H2-Derivaten, insbesondere Ammoniak, zukünftig aber ggf. auch LOHC oder Liquefied Hydrogen. 		

Bei einer Betrachtung der Wetterdaten zeigt sich, dass weltweit viele Standorte gute Bedingungen bieten und auch in DE gute Voraussetzungen vorliegen...

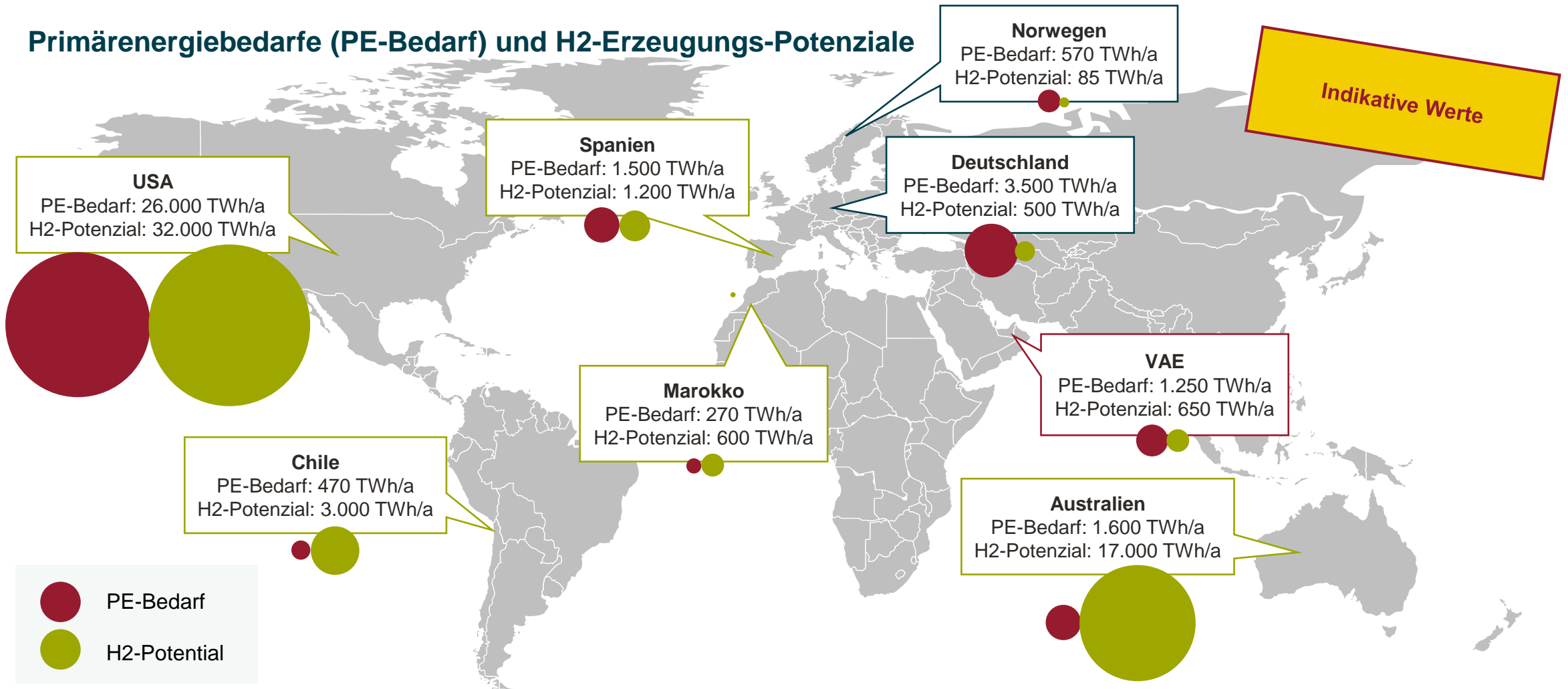
EE-Volllaststunden nach Standort

Ausgewählte Standortoptionen



...allerdings sind die Opportunitätskosten in DE hoch: Begrenzte H2-Erzeugungspotenziale und hoher Energiebedarf

Primärenergiebedarfe (PE-Bedarf) und H2-Erzeugungspotenziale

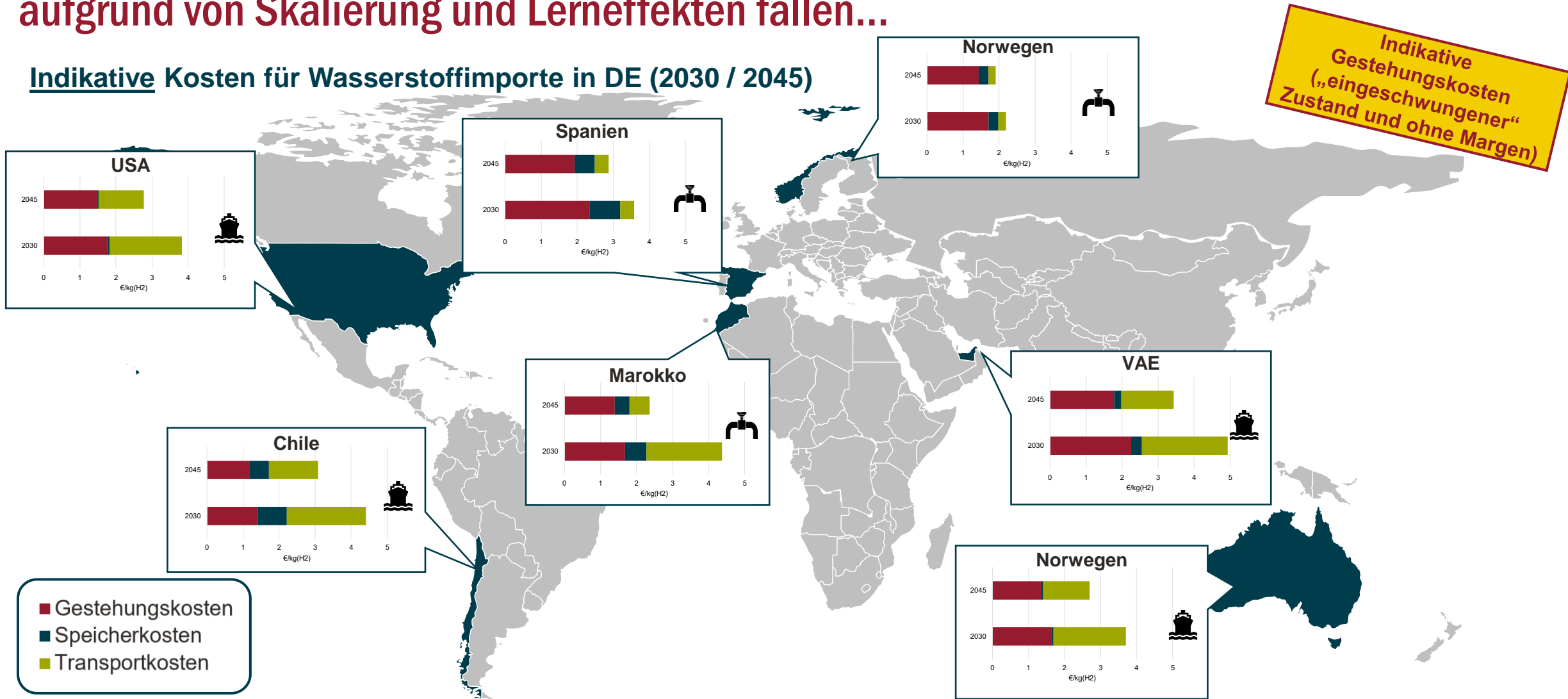


Quellen: H2-Potenzial für Nicht-EU basierend auf *Fraunhofer PtX Atlas*, H2-Potenzial DE und ES auf Technical potential (green electricity) aus *Kakoulaki et al. (2021)* und Wasserstoff-Elektrolyse mit angenommenem Wirkungsgrad von 71%, Energieverbrauch (2021) basierend *BP Statistical Review of World Energy 2022*

¹ Primärenergiebedarf umfasst gesamten Energiebedarf und ist abhängig von Energieträgern und Endanwendungen. H2-Erzeugungspotenziale umfassen EE-Potenziale geeigneter Standorte (z.B. mit Wasserversorgung) für H2-Erzeugung. Daher ist kein direkter Vergleich dieser beiden Parameter möglich und die Darstellung dient der Illustration. Für DE und ES wird das gesamte EE-Potential innerhalb der Landesgrenzen ohne Berücksichtigung des Wasserbedarfs betrachtet.

Mittel- und langfristig dürften die Gestehungskosten für importierten H2 nach DE aufgrund von Skalierung und Lerneffekten fallen...

Indikative Kosten für Wasserstoffimporte in DE (2030 / 2045)



...problematisch können jedoch die potenziell deutlich höheren Kosten für Abnehmer in der Startphase sein

Kurzfristig drohen deutlich höhere (Import-) Kosten für grünen / blauen H2

- Aktuelle Studien legen teils deutlich höhere H2-Kosten von bis zu 5-8€/kg(H2) in 2030 nahe¹
- Analog zeigt der Index von EEX (auf Basis von vorliegenden H2-Kontrakten) derzeit Großhandelsmarktpreise (inkl. Marge und ggf. Förderungen) für grünen H2 von rund 7,50€/kg(H2)²



- Die hohen Kosten für grünen/blauen H2 in der **kurzen Frist** stellen einen **Nachteil für "first mover"** dar.
- Dies dürfte dazu führen, dass Abnehmer (insbesondere solche mit potenziell großen Abnahmemengen) heute eine **geringe Bereitschaft haben, langfristige Verträge einzugehen.**

Aufgrund der limitierten Gesamtgröße des H2-Systems fallen für Verbraucher zusätzliche Kosten an

- H2-Kosten in DE werden oft „Frei Hafen“ oder „Frei Pipeline“ (Großhandelsebene) verglichen, dabei wird der Transport innerhalb DE nicht berücksichtigt.
- Zudem fallen potenziell signifikante Kosten für die Zwischenspeicherung an: Da Abnehmer von H2 sich – im Gegensatz zu Erdgas – derzeit noch nicht auf die „Tiefe“ des Systems verlassen können, sind lokale Speicher notwendig, um H2 strukturiert zur Verfügung zu stellen.



Für Endabnehmer mit **stark variierendem H2-Bedarf** (z.B. H2-Kraftwerke) dürften deutliche Zusatzkosten aufgrund der **fehlenden Systemtiefe des H2-Netzes** und der daher **notwendigen Speicherung vor Ort** deutlich steigen.

Agenda

Wasserstoff als Kernbestandteil der deutschen Dekarbonisierungsstrategie

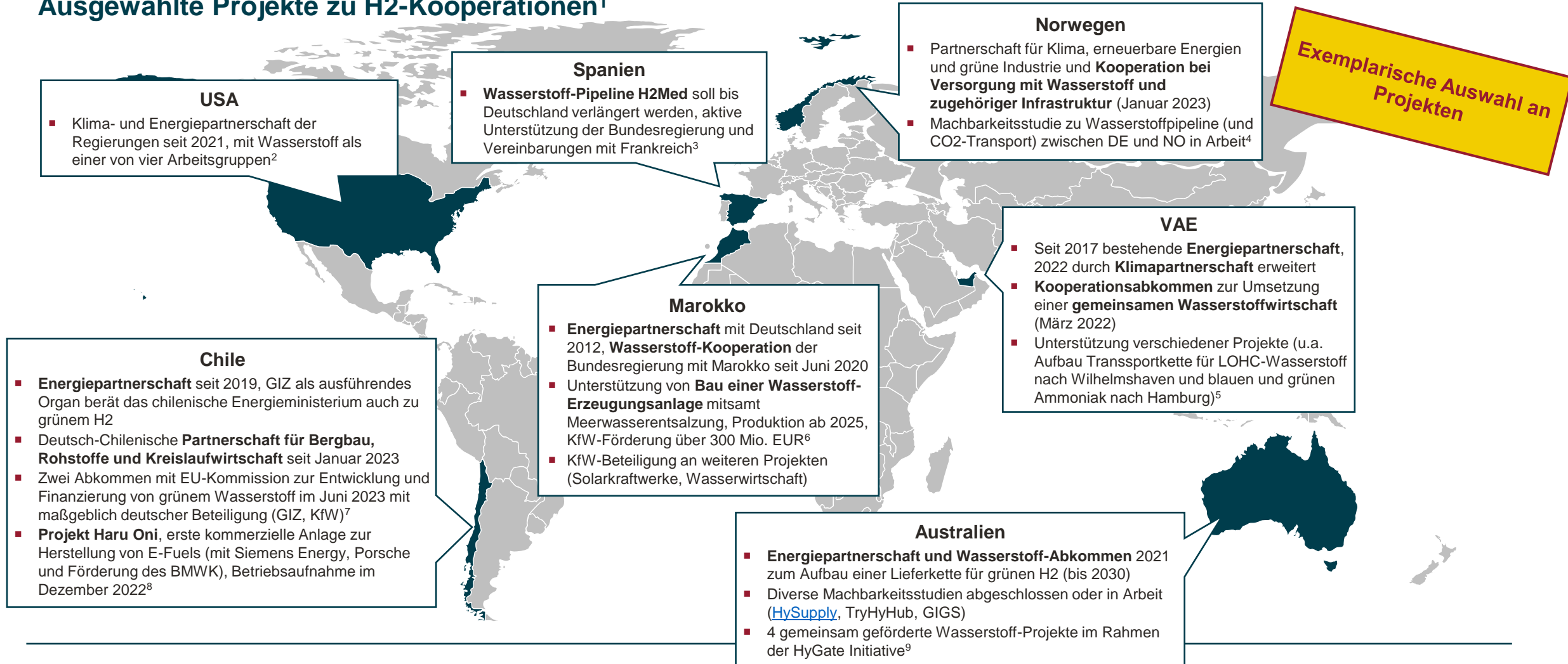
Die Beschaffungsoptionen sind vielfältig

Chancen und Herausforderungen für die Akteure und die Politik



Schlussfolgerungen

Um die Bereitstellung von H2 zu sichern, ist DE bereits in verschiedenen Ländern dabei, H2-Kooperationen zu initiieren – aber bisher meist ohne FID's für größere Projekte

Ausgewählte Projekte zu H2-Kooperationen¹



Die EU und USA sehen H2 als relevanten Baustein, um bis 2050 klimaneutral zu werden - sie unterscheiden sich aber deutlich im Förderregime

	 USA	 Europa
Überblick	<ul style="list-style-type: none">■ Förderung legt Fokus auf die Angebotsseite■ Hauptinstrument ist der Inflation Reduction Act (IRA)■ Unternehmen erhalten<ul style="list-style-type: none">□ <u>gesicherte Zahlungen</u> für einen vordefinierten Zeitraum;□ ein <u>hohes Maß an Support</u>; und□ ein einfaches und <u>transparentes Supportsystem</u>.	<ul style="list-style-type: none">■ Förderung legt Fokus auf die Nachfrageseite■ Verschiedene Regularien begünstigen H2-Markthochlauf<ul style="list-style-type: none">□ <u>Mengenverpflichtungen</u> (RED, ReFuel EU Aviation/Maritime)□ Regulierungen, die die <u>Differenz der Kosten zu konventionellen Alternativen reduziert</u> (ETD, EU ETS)□ Es gibt <u>angebotsseitige Subventionen</u>, die jedoch nicht so gezielt an H2 ansetzen (z. B. EU-Innovationsfonds)
Fördermechanismen	<ul style="list-style-type: none">■ Der IRA leistet über direkte Reduzierungen der Steuerschulden erhebliche finanzielle Unterstützung für „saubere Technologien“, darunter auch H2■ H2 wird für bis zu 10 Jahre mit bis zu \$3 pro Kilogramm gefördert, abhängig von der CO2-Intensität der Produktion■ Alle Fördermittel sind an die Produktion in den USA gekoppelt. Begünstigte sind Steuerzahler in den USA. Exporte sind förderfähig, Produktion im Ausland nicht.	<ul style="list-style-type: none">■ Im bestehenden regulatorischen Umfeld der EU setzten verschiedene Maßnahmen auf spezifische Mengen und Preise in spezifischen Sektoren. Technologien werden nur in seltenen Fällen direkt gefördert.■ Als Reaktion auf den IRA hat die EU-Kommission den Net-Zero Industry Act vorgestellt. Ziel ist die Produktion sauberer Technologien in der EU auszuweiten, enthält aber keine weiteren finanziellen Förderungen<ul style="list-style-type: none">□ Der Fokus liegt auf Bürokratieabbau
Budget	<ul style="list-style-type: none">■ Für das Budget der IRA-Subventionen gibt es keine formelle Obergrenze.■ Allein die Steurgutschriften für saubere Energie werden in den nächsten zehn Jahren schätzungsweise etwa 237 Milliarden Euro kosten.¹	<ul style="list-style-type: none">■ Da das Förderregime selten aus direkten Subventionen besteht spielt das Budget hier eine untergeordnete Rolle²

¹ 260 Milliarden US-Dollar: <https://www.washingtonpost.com/us-policy/2022/07/28/manchin-schumer-climate-deal/>

² Dennoch gibt es natürlich auch direkte Förderprogramme. So stellt der EU Innovation Fund bis 2030 geschätzte 38 Mrd. Euro und der InvestEU Fund 26.2 Mrd. Euro bereit. Dieses Budget ist neben der Förderung für grünen Wasserstoff allerdings für verschiedenste weitere Vorhaben vorgesehen.

Und: Wasserstoff (Energie) wird in Deutschland relativ kostspielig bleiben – mit Rückwirkungen z.B. auf die Organisation von Prozessketten in der Industrie

Hintergrund und Problematik



Veränderung der Standortvoraussetzungen für die Industrie in Deutschland

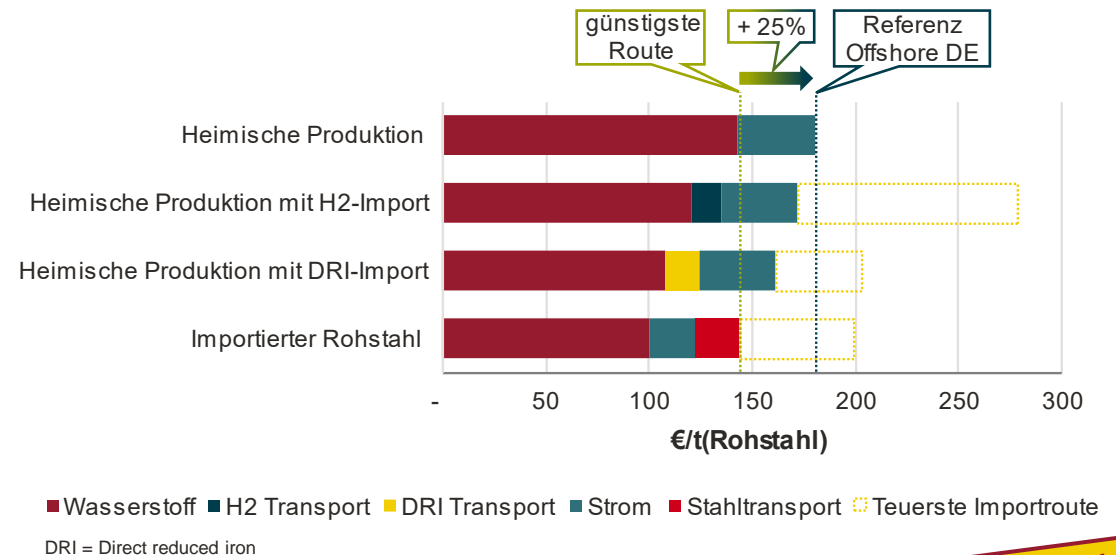
- Energiequellen wie Braunkohle, Steinkohle und Erdgas, werden durch erneuerbare Energiequellen ersetzt, deren Gestehungskosten in DE potenziell über den Gestehungskosten (inkl. Strukturierung) in anderen Regionen liegen
- Dadurch könnten sich die Standortvoraussetzungen für die energieintensiven Industrien in Deutschland verschlechtern, insb. im internationalen Vergleich

Zusammen mit IW Consult haben wir in einer Studie für das Dezernat Zukunft daher untersucht...

- Welche Kostenunterschiede werden voraussichtlich für energieintensive Branchen zwischen Deutschland und anderen Ländern bestehen?
- Wie wirken sich diese Veränderungen auf die Wettbewerbsfähigkeit verschiedener Industriebranchen aus?
- Welche Folgen hat eine Veränderung der Kostenstrukturen bei den Grundstoffproduzenten für die nachgelagerten Wertschöpfungsketten und die Gesamtwirtschaft?



...die Ergebnisse zeigen, dass der Industriestandort Deutschland vor einer Umstrukturierung von Prozessketten stehen könnte



Beispiel
Stahlerstellung

Agenda

Wasserstoff als Kernbestandteil der deutschen Dekarbonisierungsstrategie

Die Beschaffungsoptionen sind vielfältig

Chancen und Herausforderungen für die Akteure und die Politik

Schlussfolgerungen

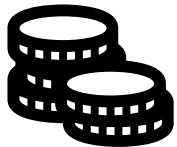
Schlussfolgerungen



- Der Ausbau der nationalen und internationalen H₂-Infrastruktur und Wertschöpfungskette ist ein kritischer Meilenstein für das Gelingen der Klimawende, insbesondere auch um die Emissionen in schwer zu elektrifizierenden Sektoren zu reduzieren und die Sicherheit der Energieversorgung (u. a. im Stromsektor) zu gewährleisten.



- Auf politischer Ebene sowie bei Unternehmen ist Bewegung in den Aufbau von H₂-Infrastruktur gekommen, dennoch reichen die derzeit gegangenen Schritte nicht aus, um (klimaneutralen) Wasserstoff in ausreichenden Mengen und zu marktfähigen Preisen bereitzustellen.



- Das größte Hindernis für den Ausbau der H₂-Wirtschaft ist nicht das Fehlen von Projektideen, sondern die Wirtschaftlichkeit der Projekte, sowie die Kosten für die Abnehmer.
- Insbesondere in der kurzen Frist sind hohe Kosten zu erwarten – dies gilt v. a. dann, wenn hohe Anforderungen an die Bereitstellung des Wasserstoffs (z. B. Strukturierung) bestehen.



- Europa bzw. Deutschland bewegen sich in einem internationalen Wettbewerbsumfeld um Zukunftsinvestitionen – die Zukunft der heimischen Industrie benötigt deshalb schnell geeignete Rahmenbedingungen, die die Investitionsfähigkeit und den Standort stärken, in der Energiepolitik und auch deutlich darüber hinaus – trotz aller kurzfristiger Herausforderungen!



Dr. Jens Perner



+49 221 337 13 102



+49 176 641 00 11 4



jens.perner@frontier-economics.com

Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.