

bdew

Energie. Wasser. Leben.

BDEW Kongress 2022

2. Juni 2022, 12.50 Uhr
Speakers Corner

bdeu

Energie. Wasser. Leben.

Chancen und Risiken beim Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft

Auswertung und Schlussfolgerungen aus der Matrix
für Wasserstoffimportpartnerschaften

Hintergrund zur Arbeit

- Umfangreiche Datenerfassung über deutsche Auslandsvertretungen 2020/21
- Ergänzend hierzu öffentlich zugängliche Daten und Studien
- Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung mit Erhöhung des Ambitionsniveaus beim Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft (Erhöhung Elektrolyseleistung auf 10 GW, Ausbau H2-Global und neue H2-Strategie in 2022)
- Weltweit zunehmende Dynamik beim Bewusstsein aber auch Handeln
- Nicht Teil der Arbeit aber eingepreist: RUS Krieg in der UKR

H2-Importmatrix

Kriterien	Produktionspotential		Transportmöglichkeiten nach Deutschland / Europa				politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen				Nachhaltigkeit		
	Grüner Wasserstoff aus EE	Dekarbonisierter Wasserstoff	H2-Molekular		H2-Derivate		H2-Strategie vorhanden	Klimaschutzgesetzgebung	Beziehungen zu DEU	Risiken	Länderrating (Fitch)	mögliche Problemfelder/Risiken	
			Pipelinentransport	beweglicher Transport	Pipelinentransport	Beweglicher Transport							Allgemein/politische Risiken
Regionen	Länder												
Europa	Dänemark	Sehr hohes Windpotential (v.a. Offshore), mgl. Kostenvorteile bei Nutzung alter Öl-/Gasinfrastruktur	kaum relevant, da in DNK politisch wenig opportun	vorhanden, kurze Wege für Neubauten und regionale Vernetzung	möglich aber wegen best. Pipelinealternativen kaum relevant	ja, aber gering dimensioniert	mgl aber kaum relevant	ja (10/2020)	ja	sehr gut	keine nemenswerten Hindernisse	AAA	eher allg. Natur
	Belgien	Hohes Windpotential, BEL aber eher als Transitland und Umschlagplatz für H2 interessant, Teil von European Hydrogen Backbone	nein	ausgezeichnete und breite Vernetzung nach DEU	ebenfalls zahlreiche Möglichkeiten vorhanden	ja, zahlreiche Produktpipelines	möglich	ja, auf regionaler Ebene (Flandern 11/2020), Koordinierung durch WasserstoffNet	ja	sehr gut	keine nemenswerten Hindernisse	AA-	eher allg. Natur
	Irland	Sehr hohes Windexportpotential (v.a. Offshore) I.H. von >75 GW	nein	nicht ausreichend aber kurze Entfernungen bei Neubau	möglich aber wegen günstiger Pipelinealternativen wohl weniger relevant	nein	mgl aber wahrscheinlich nicht relevant	nein	ja	sehr gut, seit 3/21 German-Irish Hydrogen Council der der DIHK	Brexit, Nordirland	AA-	Zahlreiche Onshore-Windparks befinden sich auf Mooren, so dass durch Verdichtung/Drainage CO2/CH4 Emissionen entstehen, welche die Klimabilanz gefährden
	Island	Sehr hohes Windpotential (v.a. Offshore)	nein	nein und wahrscheinlich aus seismischen und geologischen Gründen schwierig	nein, aber sehr gut ausgebaute Hafeninfrastruktur	nein	nein aber gut ausgebaute Hafeninfrastruktur	inoffizielle "Vision 2030 Hydrogen for Iceland" Strategie	ja	sehr gut	Fischereistreitigkeiten mit der EU	A-	eher allg. Natur
	Norwegen	Sehr hohes Windpotential (v.a. Offshore), mgl. Kostenvorteile bei Nutzung alter Öl-/Gasinfrastruktur	ja, inklusiver großem CCS-Potential (in Europa am weitesten entwickelt und praxistauglich)	in exzellentes Gasleitungsnetz (Europipe-H, NorPipe, zusammen ca. 60 Mrd. m³/a)	vorhanden (gesamte Westküste)	vorhanden	vorhanden	ja (5/2020)	ja	sehr gut (Besuch BM Habeck 3/22, Entscheidung für Machbarkeitsstudie für H2-Pipeline und CCS)	keine nemenswerten Hindernisse	AAA	eher allgemeiner Natur
	Niederlande	hohes Windpotential (v.a. Offshore) bei allerdings sehr hohem Eigenbedarf (Potential für rasche regionale Vernetzung und Clusterbildung)	da abnehmende Erdgasproduktion wohl auch hoher Bedarf (Potential für rasche regionale Vernetzung und Clusterbildung)	vorhanden	möglich aber wegen Pipelinealternativen kaum relevant	ja	vorhanden	ja (4/2020)	ja	sehr gut	keine nemenswerten Hindernisse	AAA	eher allgemeiner Natur
	Türkei	PV sehr hoch (1200-1800kWh/KWp/a), vereinzelte Windcluster in Küstennähe sowie in Anatolien (420W/m²)	mglw über importiertes Gas (IRN, RUS, IRK) aber eher für nationalen Bedarf, keine Erfahrung mit CCS	über vorhandene Interkonnektoren sowie TAP sowie nach BUL	aufgrund vorhandener Pipelineoptionen eher unwahrscheinlich	gut ausgebaute Infrastruktur (Ceyhan, tmir)	schon jetzt vorhanden	ja	nein	aufgrund anhaltender Spannungen (Migration, Demarkation AWZ, EU-B Beitrittsprozess, autokratische Entwicklung) sehr problematisch aber Lösungsmöglichkeiten aufgrund gegenseitiger Abhängigkeiten	weitere autokratische Entwicklung unter Erdogan, Zypernkrieg, involvierung in Nahostkonflikte, (SYR, LBY, Golf etc.)	BB-	Wassernutzungsstreitigkeiten am oberen Euphrat/Tigris mit Unterliegern, Wassermangel in einigen Landesteilen

Executive Summary (I)

- Im Vergleich zur heutigen Energieversorgungssituation mit einem nach wie vor hohen Anteil umweltpolitisch bedenklicher fossiler Energieträger wäre die Vielfalt einer von erneuerbaren Energien und Wasserstoff dominierten Energiewelt und die damit verbundene Versorgungssicherheit größer, die Öko-/Klimabilanz besser und selbst die langfristigen volkswirtschaftlichen Gesamtkosten günstiger.
- Aufgrund begrenzten Erzeugungspotentials bei hoher Bevölkerungsdichte und Industrialisierung bleibt Deutschland in der neuen grünen Energiewelt ein großer Nettoimporteur, insbesondere von grünen Molekülen in Form von Wasserstoff und dessen Derivaten. Der Importanteil wird aber zurückgehen - mit entsprechenden positiven Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit.
- In der Hochlaufphase wird sollte Fokus zunächst auf regionaler/dezentraler Erzeugung von H₂ liegen, da große Projektentwicklungen im Ausland nicht schnell genug voran schreiten und adäquate (wirtschaftlich und sicher) Transportkanäle vom Erzeugungsort bis zum Endverbraucher fehlen. Die Erzeugung sollte somit möglichst nah am Verbraucher angesiedelt sein.
- Im weiteren Verlauf werden aber Importe aufgrund der benötigten Mengen und der erwartbar günstigeren Preise stark zunehmen. Der Transportfaktor wird im Vergleich zu heutigen Energieimporten an Bedeutung zunehmen. Entsprechend groß ist die Bedeutung der synchronen Umwidmung des bestehenden Gasnetzes, um Zeit und Kosten zu sparen.

Executive Summary (II)

- Der Transport von „grünen Molekülen“ über H₂-Derivate wird gerade in der Hochlaufphase dominieren, da hier bereits etablierte Transportwege bestehen und so auch ferne Erzeugungsregionen an den europäischen Markt angeschlossen werden können. Dies wird eine Umstellung entsprechender Wertschöpfungsketten mit sich führen (z.B. bei Ammoniak).
- Der RUS Krieg und die hieraus resultierenden zusätzlichen Verwerfungen an den Energiemärkten haben das Fenster für dekarbonisierten Wasserstoffes aus Erdgas deutlich verkleinert. Derzeitige Erdgaspreise liegen über den mittelfristig erwartbaren H₂-Preisen (ohne CO₂-Kosten!). Dennoch sollte diese Option nicht abgeschrieben werden, da Umfang der weltweit erschlossenen Reserven sehr groß und vorhandene Infrastrukturen (v.a. Gastransport- und Verteilnetze) genutzt werden können. Voraussetzung ist aber die Rückkehr zu konkurrenzfähigen Gaspreisen und die wirkungsvolle Adressierung von CH₄-Leckagen.
- Auf Sicht wird aber grüner, zumeist aus PV-Anlagen mit hoher Effizienz und niedrigen Kosten hergestellter Wasserstoff den Markt dominieren. Wegen der geringen Transportkosten scheinen Gebiete in Südeuropa, Nordafrika und im Nahen Osten in einer vorteilhaften Position für leitungsgebundenen Transport von H₂ während gleichzeitig PtX-Produkte in der Form von Derivaten aus entfernteren Gebieten mit hochprofitablen Erzeugungsstrukturen (AUS, CHL, NAM) für ein umfassendes Angebot am Markt sorgen werden.

Was können wir konkret erwarten? (I)

- Exponentielles Wachstum der Zahl von GW-Projekten
(Ende 2020 13 Projekte mit 80 GW, nunmehr 26 Projekte mit 260 GW, was als Energieäquivalent Erdgasverbrauch der EU in 2021 übersteigt). Aber Projektumsetzung hängt an vielen Stellen (Material, Fachpersonal, Finanzierung...)
- Da weiter Engpässe bei Elektrolyseuren und Transport, werden die entsprechenden Mengen wohl erst in der zweiten Hälfte der Dekade und zumeist nur als Derivate zur Verfügung stehen.
- Überwiegende Zahl der GW-Projekte in Erzeugungsgebieten mit niedrigem Kostenniveau (< 1,5 ct/KWh). Bei Umwandlungsfaktor 1,7 und Transportkosten daher 2030 Preis von <5 ct/Kwh (1,5 €/kg) realistisch.
- Bei einem angenommenen CO₂-Preis von 100 €/t müsste Erdgas dann billiger als 0,5 €/kg (<1ct/KWh) sein, um konkurrieren zu können (s. heutige Future Preise von von

Was können wir konkret erwarten? (II)

- Am Ende aber höhere Versorgungssicherheit, da weniger Marktmacht der Anbieter und größere Angebotsvielfalt für Abnehmer. Weniger Marktvolatilität, da keine neuen Kartelle und Möglichkeit für Windfallprofits. Dafür aber mehr Verdienst- und damit Entwicklungsmöglichkeiten für Länder des globalen Südens. Allerdings auch disruptive Elemente, da einige große Produzenten (v.a. RUS) fossiler Energie dauerhaft von Energiedividenden abgeschnitten werden könnten, während sich andere (SAR, ALG, AUS...) gut umstellen können.

bdew

Energie. Wasser. Leben.

Vielen Dank !

