

POLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR WASSERSTOFF

Dr. Ingrid Nestle MdB

„EEG-Befreiung für Wasserstoff: Chance oder Gefahr für den
Klimaschutz?“

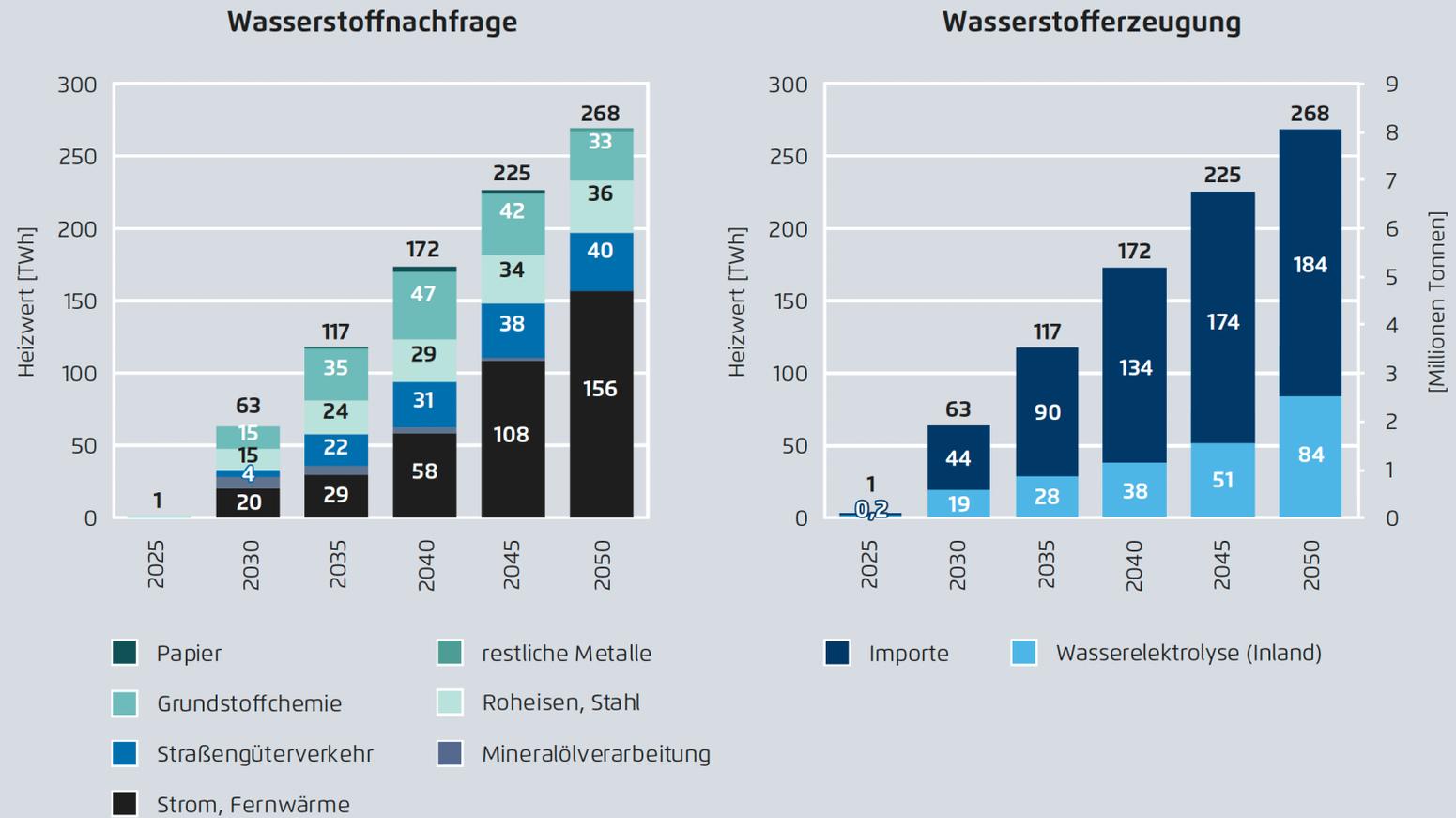
10. Dezember 2020



Wasserstoffherzeugung und -nutzung in Deutschland

CO₂-freie Wasserstoffherzeugung und -nutzung in Deutschland

Abbildung 69



Szenario:
Klimaneutrale
2050 (KN2050)

„Im Szenario KN2050 erreicht Deutschland im Jahr 2050 die Klimaneutralität. Im Zeitraum bis 2030 erfolgt dabei eine Reduktion der Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 1990 um 65 Prozent.“

Wasserstoff

- ❖ Ist ein wichtiger Baustein im Energiemix von Morgen
- ❖ Wasserstoff sollte entlang seiner spezifischen Vorteile eingesetzt werden
 - Hohe Speicherfähigkeit, flexibel einsetzbar
 - Vergleichsweise hohe Energiedichte
- ❖ Wasserstoff ist kostbar
- ❖ Wasserstoffherzeugung und EE-Ausbau gemeinsam denken

Wasserstoffproduktion

❖ Größte Hürde für grünen Wasserstoff in Deutschland

- fehlende EE-Strommengen
- mit aktuellem Strommix & gesetzlichem Ausbaupfad hat H₂ bis 2035 den gleichen bzw. höheren CO₂-Abdruck wie grauer H₂ (265gr. CO₂/kWh in 2035)

❖ Herausforderung

- Reform der Abgaben, Entgelte, Umlagen
- ehrliche Debatte wo, wie & welche Mengen H₂ wir nutzen
- Offshore nicht offgrid verbrauchen

Grundprinzipien für grünen Wasserstoff

1. ZUSÄTZLICHE EE

2. ZEIT an EE orientiert

3. ORT an EE orientiert

...statt wirkungsloser Zertifikate!

Grüne Wasserstoffstrategie

1. Wasserstoff aus Erneuerbaren Energien - Klimaschutz ernst nehmen
2. Wertvollen Wasserstoff klug einsetzen - Vorrang für Industrie, Schwerkverkehr und Versorgungssicherheit
3. Wirtschaft und Industrie stärken - Arbeitsplätze sichern und innovativer Industriestandort bleiben

-> <https://www.ingrid-nestle.de/meine-themen/grundlagen-der-gruenen-wasserstoffstrategie/>

-> Antrag Grüne Wasserstoffstrategie: <https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/187/1918733.pdf>

KONTAKT

Dr. Ingrid Nestle MdB

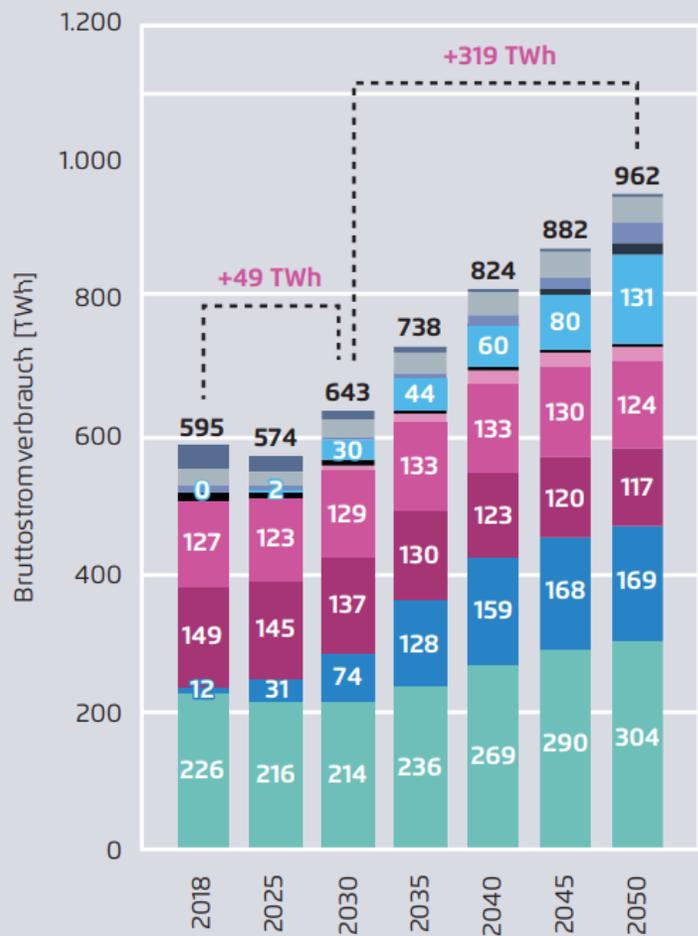
Ingrid.nestle@bundestag.de

www.ingrid-nestle.de

Tw. @Ingrid_Nestle

Fb. fb.com/IngridNestleMDB





- Industrie
- Verkehr
- GHD
- PHH
- Fernwärmeerzeugung
- sonstige Umwandlung
- Elektrolyse (H₂)
- DAC
- Ladung Speicher
- Netzverluste
- KW-Eigenverbrauch

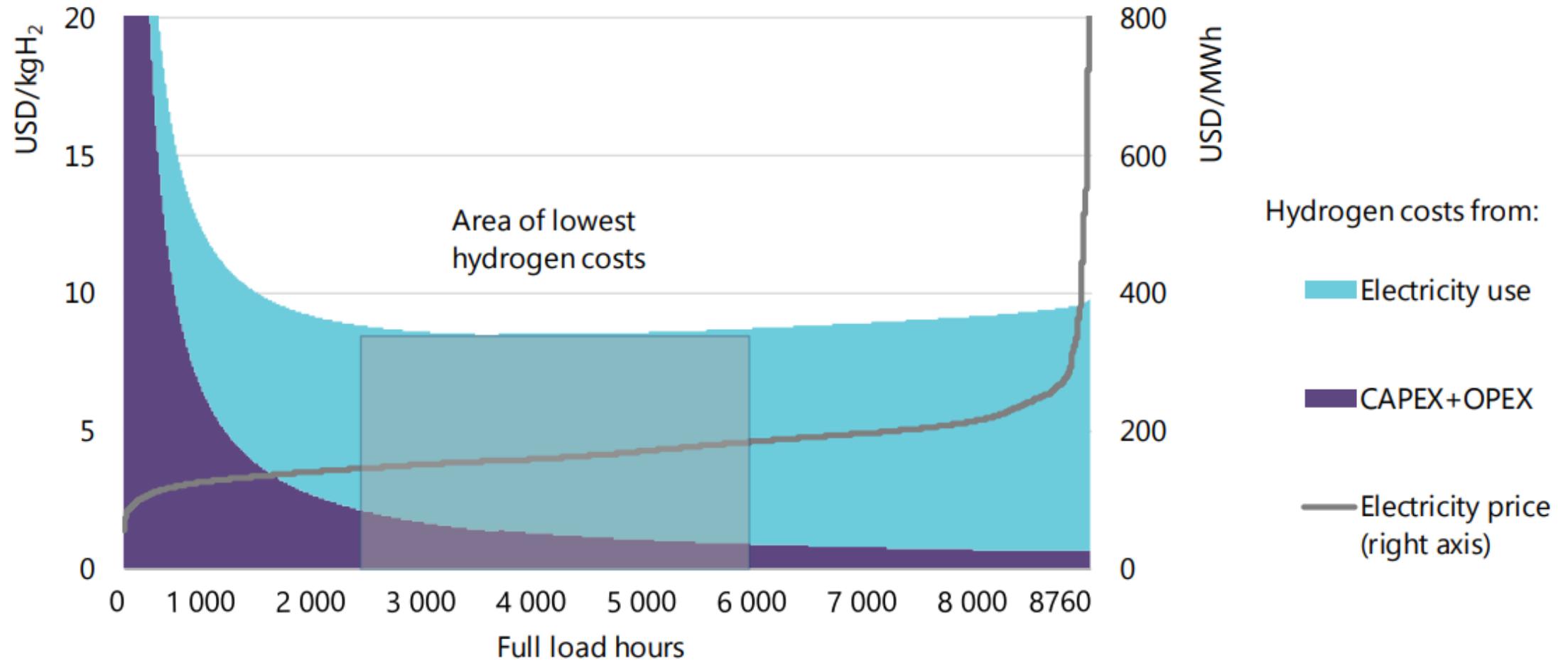
	2030	2050
H₂/CO₂	Produktion 19 TWh H ₂	84 TWh H ₂ , 19 Mio. t CO ₂ DAC
	6 Mio. Wärmepumpen, Effizienz Elektrogeräte, effiziente Beleuchtung, Rückgang Direktstromheizungen	14 Mio. Wärmepumpen, Zunahme bei Kühlen und Lüften, Effizienz Wärmepumpen, Rückgang Direktstromheizungen, Effizienz Elektrogeräte
	Wärmepumpen, effiziente Beleuchtung	Wärmepumpen, effiziente Beleuchtung
	27 % der Fahrleistung im Straßengüterverkehr mit Batterien und Oberleitungen, 14 Mio. E-Pkw	78 % der Fahrleistung im Straßengüterverkehr mit Batterien und Oberleitungen, 30 Mio. E-Pkw
	Elektrifizierung Prozesswärme, strombasierte Dampfproduktion, effiziente Querschnittstechnologien	Elektrifizierung Prozesswärme, CO ₂ -Abscheidung, strombasierte Dampfproduktion in Elektrokesseln und Hochtemperaturwärmepumpen

Bruttostromverbrauch

Hinweis: H₂ = Wasserstoff. KW = Kraftwerk. DAC = Direct Air Capture. PHH = Private Haushalte, GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistungen. Verbrauch von Speichern (brutto) beinhaltet Pumpspeicher und stationäre Batteriespeicher in der öffentlichen Versorgung. Der Stromverbrauch von Heimbatterien in Kombination mit PV-System wird hier nicht ausgewiesen. Bilanzierung nach AGEb. Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut (2020)

Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2020): Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität

Figure 13. Hydrogen costs from electrolysis using grid electricity

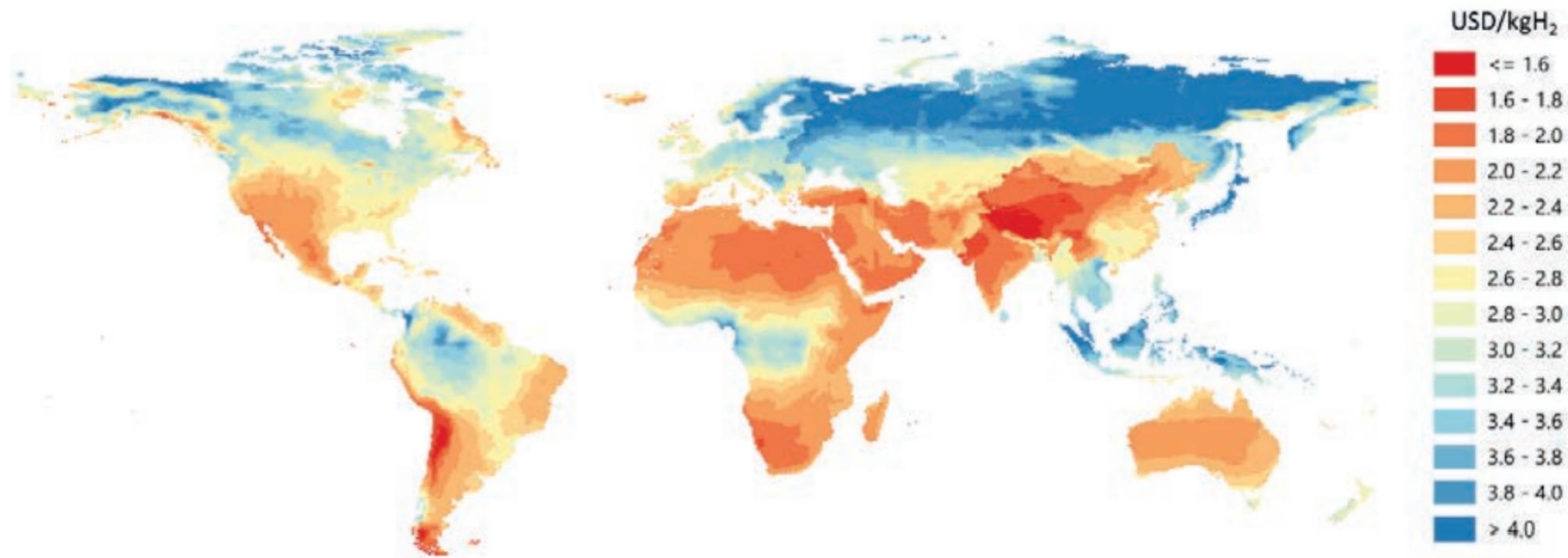


Notes: CAPEX = USD 800/kW_e; efficiency (LHV) = 64%; discount rate = 8%.

Source: IEA analysis based on Japanese electricity spot prices in 2018, JEPX (2019), *Intraday Market Trading Results 2018*.

Higher utilisation rates help to reduce the impact of CAPEX, but for grid-connected electrolysers this means higher electricity prices; the lowest hydrogen costs are achieved in mid-load operation.

Figure 14. Hydrogen costs from hybrid solar PV and onshore wind systems in the long term

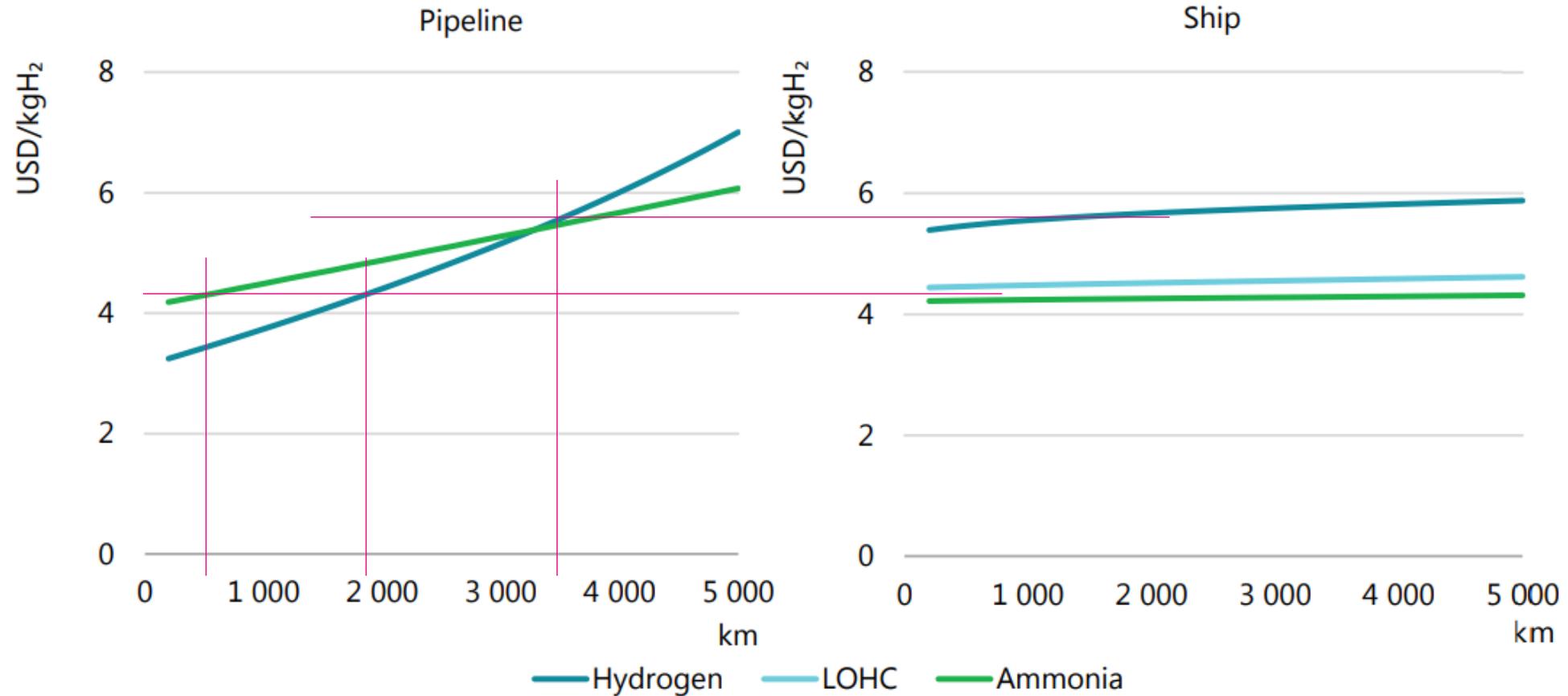


Notes: This map is without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area. Electrolyser CAPEX = USD 450/kW_e, efficiency (LHV) = 74%; solar PV CAPEX and onshore wind CAPEX = between USD 400–1 000/kW and USD 900–2 500/kW depending on the region; discount rate = 8%.

Source: IEA analysis based on wind data from Rife et al. (2014), *NCAR Global Climate Four-Dimensional Data Assimilation (CFDDA) Hourly 40 km Reanalysis* and solar data from renewables.ninja (2019).

The declining costs of solar PV and wind could make them a low-cost source for hydrogen production in regions with favourable resource conditions.

Figure 29. Full cost of hydrogen delivery to the industrial sector by pipeline or by ship in 2030 for different transmission distances



Notes: Hydrogen production cost = USD 3/kgH₂; assumes distribution of 100 tpd in a pipeline to an end-use site 50 km from the receiving terminal. More information on the assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

Delivering hydrogen to the industrial sector is cheaper by pipeline for transmission distances below 1 500 km; above this distance LOHC and ammonia are cheaper options.

Wasserstoffimport

❖ Optionen:

1. reinem Wasserstoff, als Gas via Pipeline oder
2. flüssig per Schiff bei minus 253°C (Kryogen),
3. als Methan
4. als Ammoniak
5. als Methanol
6. mittels einer flüssigen organischen Trägersubstanz (LOHC)

❖ Herausforderungen:

Süßwasser in Wüstenregionen, Kosten CO₂-Abscheidung, Pipelinebau,...

- Bundesregierung agiert nach dem Prinzip „Hoffnung“, ohne die Arbeit an Lösungen wirklich voranzutreiben