

# Einordnung zur Treibhausgaswirkung von Wasserstoff

Bestehende Literatur und Beispielrechnung mit Zahlen des PB 2023

Roman Mendeleevitch | Christoph Heinemann | ergänzter Foliensatz nach digitaler Präsentation; 23.01.2024  
r.mendeleevitch@oeko.de

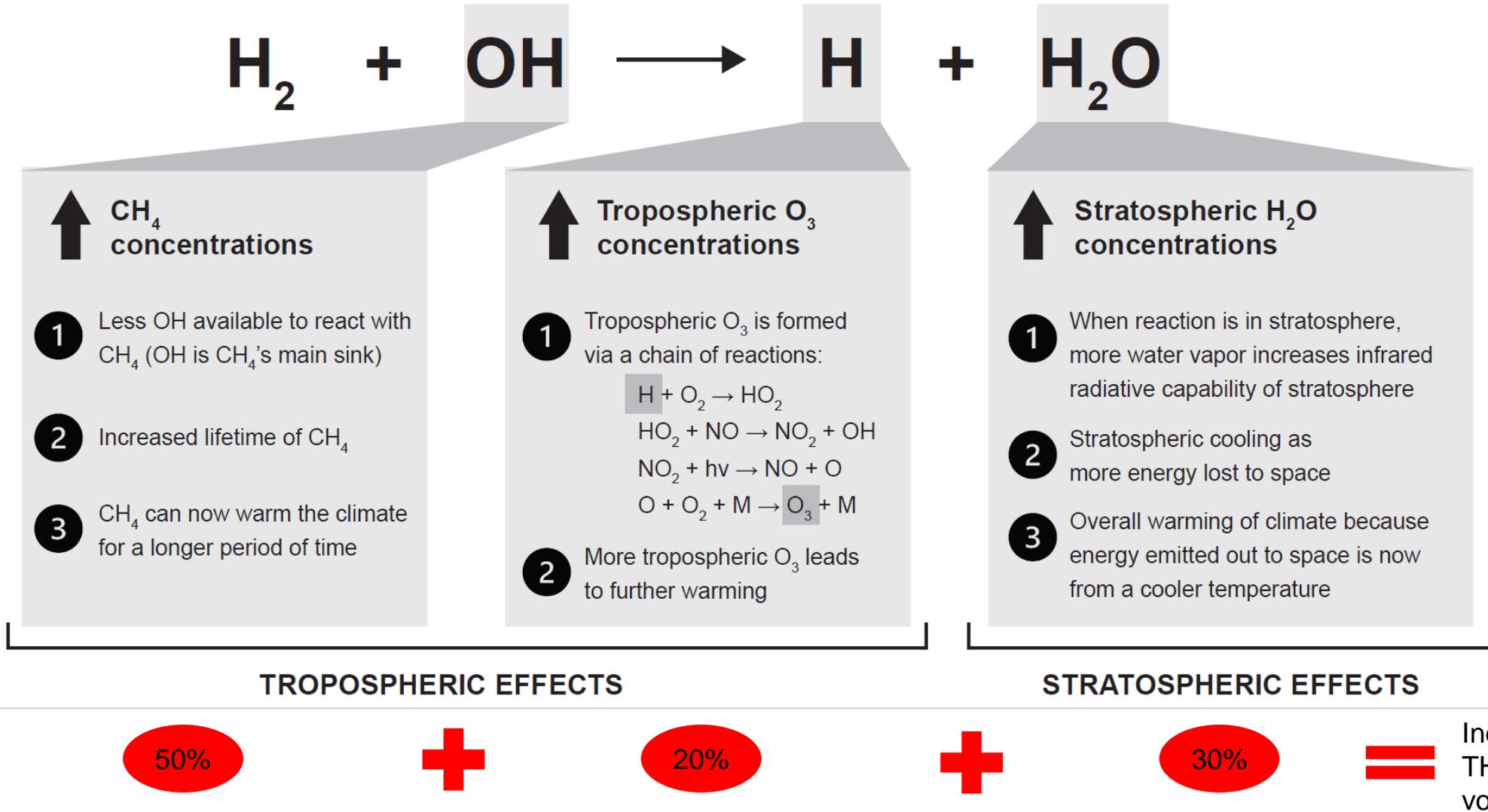
# Agenda

1. H2 als THG? Woher kommt die Wirkung und wie stark ist sie?
2. Ursachen von H2 Leckagen und Maßnahmen zu ihrer Vermeidung
3. Methodisches Vorgehen bei der Quantifizierung spezifischer H2-Leckagen entlang der Prozesskette
4. Bandbreite der THG-Emissionen durch H2 am Beispiel der Aktivitätsraten aus dem PB2023 sowie weitere Annahmen
5. Bandbreiten für die Emissionsbilanz für einzelne H2-Anwendungen
6. Fazit

## Treibhausgaswirkung von Wasserstoff

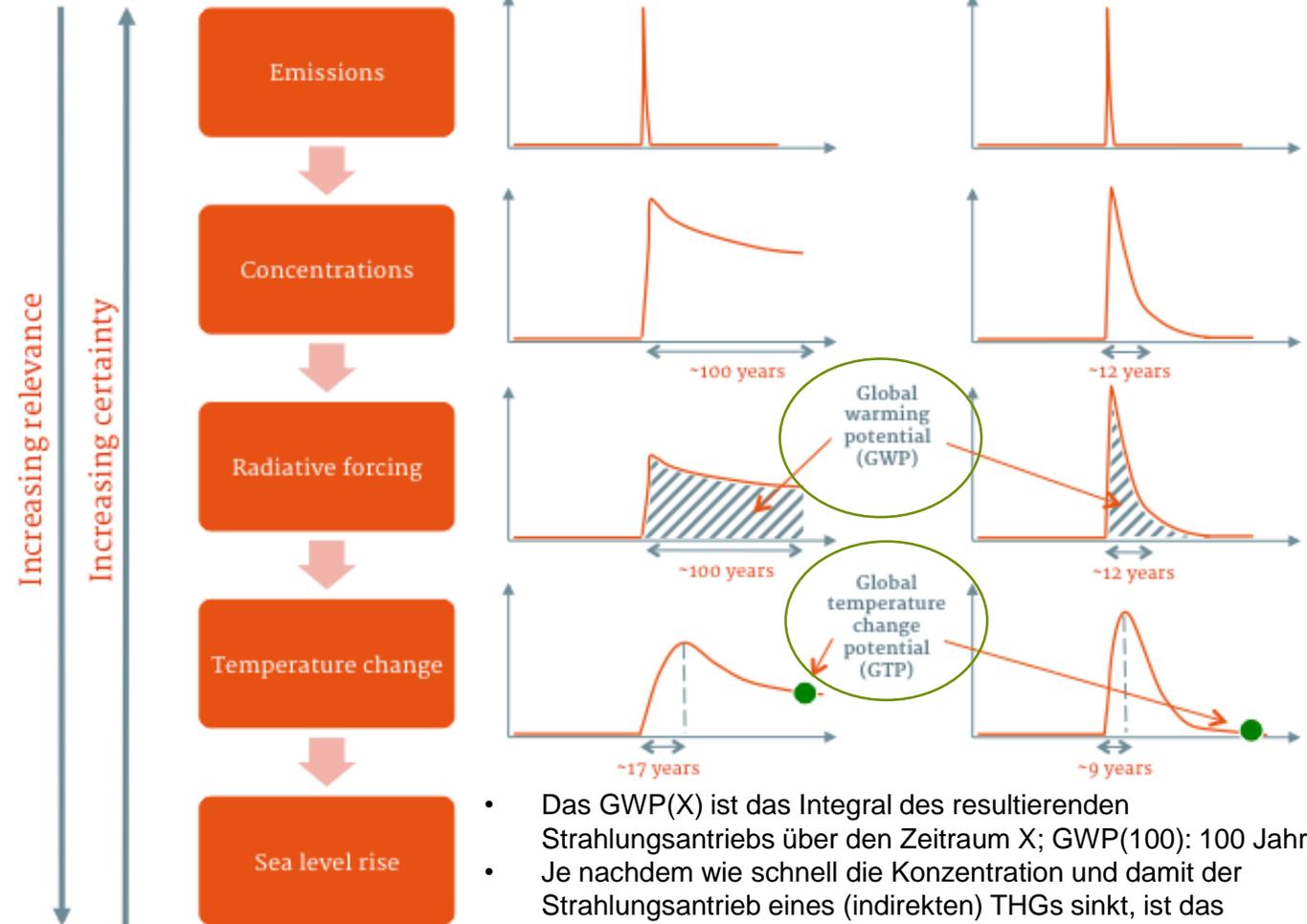
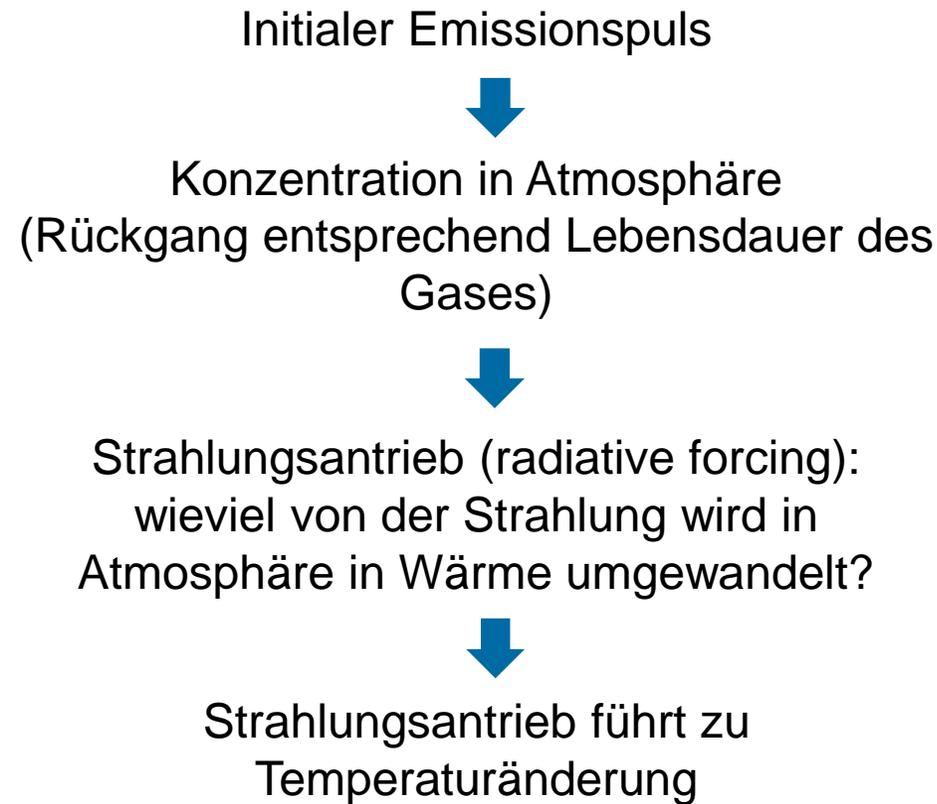
- Wasserstoff verflüchtigt sich bei Leckagen sehr schnell und entfaltet dann als Gas in der Atmosphäre seine indirekte Klimawirkung.
- Wasserstoff ist selbst kein Treibhausgas, aber es entsteht ein indirekter Effekt durch die Interaktion von Wasserstoff mit OH-Radikalen in der Atmosphäre, welche die Konzentration von Methan, Ozon und Wasserdampf beeinflusst (Warwick et al. 2022; Ocko und Hamburg 2022).
- Das (indirekte) Treibhausgaspotenzial (Global Warming Potential, GWP) wird für Wasserstoff auf **6 bis 16** über einen Zeitraum von 100 Jahren (GWP100) geschätzt. Dabei werden Effekte sowohl in der Troposphäre als auch in der Stratosphäre berücksichtigt (Derwent et al. 2020; Riemer und Wachsmuth 2022). Die Annäherungen eines Treibhausgaspotenzials von Wasserstoff sind allerdings mit großen Unsicherheiten behaftet.
- In den aktuellen Guidelines des IPCC zur Emissionsberichterstattung (IPCC, 2019) ist Wasserstoff nicht als Treibhausgas gelistet. Damit existieren auch keine einheitlichen Regelungen zur Abschätzung und Inventarisierung von anthropogenen Wasserstoffemissionen. Die vorliegenden Unterlagen bilden einen praktikablen Vorschlag, der der sonstigen Methode des GHG-Inventars folgt.

# THG-Wirkuna von H2



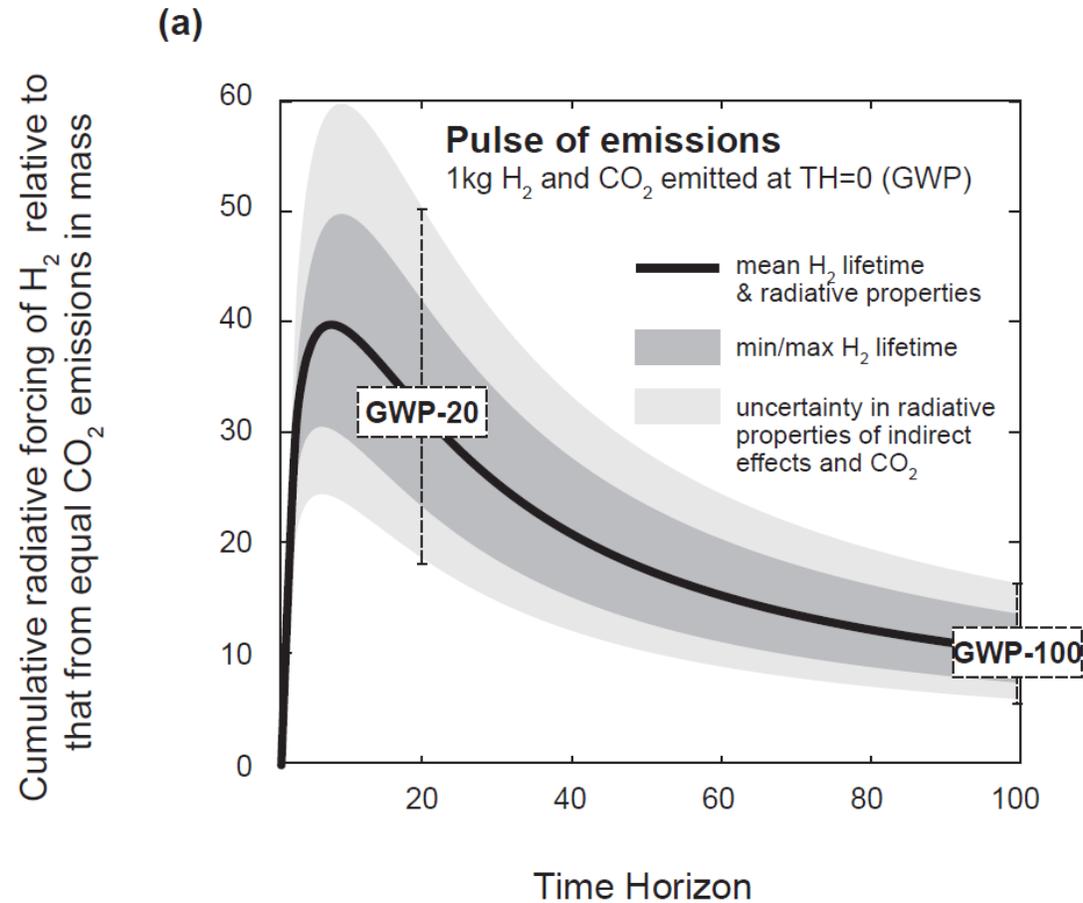
# Was ist das GWP(X)?

## Ursache-Wirkungs-Kette zwischen Emissionen und Temperaturerhöhung



- Das GWP(X) ist das Integral des resultierenden Strahlungsantriebs über den Zeitraum X; GWP(100): 100 Jahre
- Je nachdem wie schnell die Konzentration und damit der Strahlungsantrieb eines (indirekten) THGs sinkt, ist das GWP(X) relativ konstant (CO<sub>2</sub>) oder sinkt schnell (zb. CH<sub>4</sub>)

# GWP von H<sub>2</sub>



- Ähnlich wie bei CH<sub>4</sub> wird das H<sub>2</sub> in der Atmosphäre schnell abgebaut und die Strahlungswirkung nimmt mit der Zeit schnell ab
- Damit ergibt sich auch beim GWP(X) ein ähnlicher Verlauf mit einem hohen GWP(20): ~18 bis 50 kgCO<sub>2</sub>e/kgH<sub>2</sub> und einem deutlich niedrigeren GWP(100): ~6 bis 16 kgCO<sub>2</sub>e/kgH<sub>2</sub>
- Mit längerem Betrachtungszeitraum nimmt auch die Unsicherheitsspanne ab

# Agenda

1. H2 als THG? Woher kommt die Wirkung und wie stark ist sie?
2. Ursachen von H2 Leckagen und Maßnahmen zu ihrer Vermeidung
3. Methodisches Vorgehen bei der Quantifizierung spezifischer H2-Leckagen entlang der Prozesskette
4. Bandbreite der THG-Emissionen durch H2 am Beispiel der Aktivitätsraten aus dem PB2023 sowie weitere Annahmen
5. Bandbreiten für die Emissionsbilanz für einzelne H2-Anwendungen
6. Fazit

## Leckageraten von Wasserstoff (1)

- Bei den einzelnen Prozessschritten der Wasserstoffherstellung, des Transports und der Verwendung bestehen aktuell noch sehr große Unsicherheiten bezüglich der beabsichtigten und unbeabsichtigten Abgaben in die Atmosphäre (Cooper et al. 2022).
- Quellen beruhen insbesondere auf Emissionsschätzungen für die Erdgasversorgungsketten. Hier gibt es zwar Ähnlichkeiten, die Abschätzungen ersetzen aber nicht die Notwendigkeit für Primärdaten.
  - Einerseits sind die Daten der Erdgasversorgungsketten selbst mit hohen Unsicherheiten bezüglich der geschätzten Emissionen aufgrund von Faktoren wie Super-Emittenten und Diskrepanzen zwischen Top-down- und Bottom-up-Schätzungen.
  - Andererseits besteht Unsicherheit darüber, ob Wasserstoff mit einer ähnlichen Rate wie Methan/Erdgas entweicht: Obwohl Wasserstoff ein deutlich kleineres Molekül ist, wurde in Untersuchungen festgestellt, dass es mit der einer ähnlichen Rate wie Erdgas entweicht (Cooper et al. 2022).

## Leckageraten von Wasserstoff (2)

**Beabsichtigte oder unbeabsichtigte Abgaben von Wasserstoff entstehen insbesondere in folgenden drei Bereichen und können mit den jeweils genannten Maßnahmen reduziert werden (siehe Cooper et al. 2022):**

1. Flüchtige Emissionen durch Leckage in den Geräten, Dichtungen, Verschleiß, Versprödung, Diffusion und fehlerhafte Geräte oder Materialien.
  - Riemer und Wachsmuth (2022, nach Feck 2009) weist Wasserstoffemissionen aus ehemaligen Erdgaspipelines auf Grund der höheren Diffusivität von Wasserstoff als etwa dreimal so hoch wie die von Erdgas aus. Während Feck (2009) nur die Diffusivität berücksichtigt, betrachtet Cooper et al. (2022) auch die weiteren molekularen und Flusseigenschaften von Wasserstoff.
  - Unter der Annahme von dreimal höheren Drücken für die Wasserstoffpipeline ergeben sich 1,2 mal höhere Leckageraten als für Erdgas (Leckage von 1 kg CH<sub>4</sub> für bei dreimal höhere Drücken zu rund 1,2 kg H<sub>2</sub> Leckage; siehe Folien 37 - 39 für eine nähere Erläuterung). Im weiteren wird diese Annahme zu Grunde gelegt.
  - Durch regelmäßige Wartung und gezieltes Monitoring lassen sich diese Leckagen reduzieren. Ebenso spielt die Auswahl von Materialien für die Anfälligkeit für Versprödung und Diffusion eine Rolle.

## Leckageraten von Wasserstoff (3)

**Beabsichtigte oder unbeabsichtigte Abgaben von Wasserstoff entstehen insbesondere in folgenden drei Bereichen und können mit den jeweils genannten Maßnahmen reduziert werden (siehe Cooper et al. 2022):**

2. Entlüftung, die in der ordnungsgemäßen Verwendung der Bauteile vorgesehen ist, die der Druckkontrolle dient oder die im Notfall erfolgt. Diese kann durch Technologieauswahl reduziert werden. Umfassendes Monitoring sowie vorausschauendes Risikomanagement können die Notwendigkeit von Notentlüftungen reduzieren.
3. Schlupf in Motoren, die für die Energiebereitstellung in den einzelnen Prozessschritten verwendet werden. Dieser ist besonders hoch bei suboptimaler Fahrweise der Motoren. Durch den Einsatz im optimalen Einsatzbereich der Motoren lässt sich dieser reduzieren. Dort wo mit externer Energiequelle beispielsweise über einen externen Strombezug aus erneuerbaren Energien alternative Energiequellen zur Verfügung stehen, lassen sich die Leckagen in diesem Bereich erheblich reduzieren.

# Agenda

1. H2 als THG? Woher kommt die Wirkung und wie stark ist sie?
2. Ursachen von H2 Leckagen und Maßnahmen zu ihrer Vermeidung
3. Methodisches Vorgehen bei der Quantifizierung spezifischer H2-Leckagen entlang der Prozesskette
4. Bandbreite der THG-Emissionen durch H2 am Beispiel der Aktivitätsraten aus dem PB2023 sowie weitere Annahmen
5. Fazit und nächste Schritte

## Welche Emissionsquellen werden hier berücksichtigt?

- Flüchtige Emissionen aus Herstellung und Transport, analog zu Erdgas (CRT1.B.2.b) → berücksichtigt
- Emissionen bei der Verbrennung, analog zu Erdgas (CRT 1A1-1A4) → berücksichtigt
- Stoffliche Nutzung in Raffinerien (1 B. 2.a und c) → bisher nicht berücksichtigt
- Stoffliche Nutzung in der chem. Industrie (z. B. 2.B.1) → bisher nicht berücksichtigt
- Stoffliche Nutzung in der Stahlerzeugung (z. B. 2.C.1) → bisher nicht berücksichtigt

Gemäß den Rechnungen des Projektionsberichts 2023 im MWMS-Szenario betrug der Anteil der stofflichen Nutzung von H<sub>2</sub> am Gesamt H<sub>2</sub>-Aufkommen in Deutschland ab 2030 relativ konstant rund 30 %.

# Wasserstoffemissionen entlang der Prozesskette je Prozessschritt

Prozessschritt	Druckwasserstoff (Pipeline-Transport)		Flüssigwasserstoff (Schiffstransport)	
	Min.	Max.	Min.	Max.
Herstellung	0,1 % <sup>1</sup>	4,0 % <sup>1</sup>	0,1 % <sup>1</sup>	4,0 % <sup>1</sup>
Konditionierung: Kompression auf 70 bar bei Pipeline; Verflüssigung bei Schiffstransport	0,1 % <sup>2</sup>	0,5 % <sup>2</sup>	0,14 % <sup>3</sup>	0,95 % <sup>3</sup>
Transport Pipeline: pro 1000 km Schiff: pro 1000 km	0,04 % <sup>4</sup>	0,24 % <sup>5</sup>	0,006 % <sup>6</sup>	0,27 % <sup>7</sup>
Regasifizierung	n. a.	n. a.	0,002 % <sup>8</sup>	0,024 % <sup>8</sup>
Speicherung	Großspeicher: 0,006 % <sup>9</sup> ; kleine Speicher: 0,94 % <sup>10</sup>		LH2 an Tankstellen: 0,49 % + 13 % <sup>11</sup>	
Verteilung	0,002 %/1000 km <sup>12</sup>	0,01 %/1000 km <sup>12</sup>	0,002 %/1000 km <sup>12</sup>	0,01 %/1000 km <sup>12</sup>
Endanwendung	0 % <sup>13</sup>	0,5 % <sup>14</sup> - 1,8 % <sup>15</sup>	0 % <sup>13</sup>	0,5 % <sup>14</sup> -1,8 % <sup>15</sup>

Anmerkungen: n.a.: nicht anwendbar. <sup>1</sup> Werte nach Feck (2009): der Minimalwert entspricht dem in der Literatur formulierten Zielwert für die Produktion; der Maximalwert gilt für dezentrale Anlagen mit Verlusten in der Gastrockung. <sup>2</sup> Werte nach Feck (2009): Der Maximalwert ergibt sich für kleinere Kompressoren und hohe Stillstandszeiten, der Minimalwert wird als erreichbarer Zielwert angenommen. <sup>3</sup> Werte nach Cooper et al. (2022): Wertebereich ergibt sich aus dem Einsatz unterschiedlicher Verflüssigungsprozesse und der entsprechenden Energiebedarfe; Emissionen stammen jeweils hauptsächlich aus Motorenschlupf. Annahme: Boil-off bei der Zwischenspeicherung wird für Energieversorgung der Verflüssigung eingesetzt und kein entweichen in Atmosphäre. <sup>4</sup> Werte nach Cooper et al. (2022): Basierend auf 1000 km Transport im Übertragungsnetz und neugebauter Pipeline. <sup>5</sup> Werte nach Bussa et al. (2021): Leckagerate für Erdgaspipeline in Nordamerika, Russland und im Nahen Osten; Umrechnung mit Faktor 1,2 entsprechend Berechnungen von Cooper et al. (2022). <sup>6</sup> Annahme von Hochdruck-Dual-Fuel-Motor (HPDF) mit 1,5 % Motorenschlupf und Umrechnung von Methan auf Wasserstoff mit Faktor 1,2. <sup>7</sup> Ohne Nutzung des Boil-Off für den Schiffsantrieb. Boil-off 0,2 % pro Tag bei einer Geschwindigkeit von 733 km pro Tag. <sup>8</sup> Werte nach Cooper et al. (2022). Hier wurde insbesondere Schlupf in der energetischen Verwendung unterstellt. Vergleicht man den Wert mit dem für die Regasifizierung von LNG berichteten Wert von Marcogaz (2018) von 0,02 %, scheint der angegebene Wert zu gering. Deshalb wurde als Obergrenze der für LNG berichtete Wert mit dem Korrekturfaktor 1,2 angenommen. <sup>9</sup> Analog zu Erdgasgroßspeicher mit Anpassung für H<sub>2</sub>: 0,005%\*1,2 (eigene Berechnung nach Böttcher, 2023). <sup>10</sup> Analog zu Erdgas oberirdische Speicherung mit Anpassung für H<sub>2</sub>: 0,78%\*1,2 (eigene Berechnung nach Böttcher, 2023). <sup>11</sup> Annahme: Boil-off 0,07% pro Tage nach (TransHyde 2023) bei Befüllung alle 14 Tage; zusätzlich 13% für Boil-off bei Be- und Entladung. <sup>12</sup> Analog zu geringeren Verlusten bei Methan. Verhältnis Niederdruck zu Hochdruck: 21/500. <sup>13</sup> Minimalwerte bei Einsatz in Gasturbine und Brennstoffzelle. <sup>14</sup> Zulässige Leckage Hausanschluss: 8,6m<sup>3</sup>/a; bei 5000kWh Jahresverbrauch~0,5%. <sup>15</sup> Maximalwert bei Einsatz in H<sub>2</sub>-Motoren mit Schlupf wie in 6 spezifiziert.

# Vorgehen analog zur Berechnung der Emissionen der Gasversorgung nach NIR (siehe UBA, 2023)

Diffuse Emissionen aus der Energieerzeugung: Gas (1.B.2.b)	Enthaltene Emissionen Erdgas	Übertragung auf Wasserstoff
<b>i) Exploration</b>	Die Emissionen sind der Kategorie 1.B.2.a.i zugeordnet, da keine Differenzierung möglich	Nicht anwendbar
<b>ii) Förderung</b>	Diffuse Emissionen bei der Förderung von Erdgas	Nicht anwendbar
<b>iii) Verarbeitung</b>	Emissionen aus der Entschwefelung und Aufbereitung von Sauerogas sowie der Aufbereitung von Stadtgas (bis 1997)	Emissionen aus der Produktion Emissionen aus der Vorverdichtung zur Übergabe ins Netz
<b>iv) Transport</b>	Emissionen aus Hochdruckfernleitungen sowie unterirdischer Gasspeicherung (Kavernen- und Porenspeicher)	Emissionen aus Hochdruckfernleitungen sowie unterirdischer H2-Speicherung
<b>v) Verteilung</b>	Emissionen aus Erdgasverteilungsleitungen, Obertagespeicher	Emissionen aus H2-Verteilnetzleitungen sowie Obertagespeicher
<b>vi) Sonstiges</b>	Diffuse Emissionen aus Hausinstallationen in Haushalten und Kleinverbrauchern diffuse Entweichungen aus Tanks von Erdgasfahrzeugen	Diffuse Emissionen aus Hausinstallationen in Haushalten und Kleinverbrauchern diffuse Entweichungen aus Tanks von H2-Fahrzeugen
<b>c) i) Ausblasen</b>	In Transport und Verteilung enthalten	In Transport und Verteilung enthalten

$$\begin{array}{c}
 \text{Aktivitätsrate} \\
 \text{[kg,m3,km, etc. im Jahr x]}
 \end{array}
 \times
 \begin{array}{c}
 \text{Emissionsfaktor} \\
 \text{[kgY/} \\
 \text{kg,m3,km, etc. im Jahr x]}
 \end{array}
 =
 \begin{array}{c}
 \text{Emissionen} \\
 \text{[kgY im Jahr x]}
 \end{array}$$

### iii) Verarbeitung : Aktivitätsraten und Emissionsfaktoren

Aus NIR: Diffuse Emissionen aus der Energieerzeugung: Gas (1.B.2.b)	Aus NIR: Enthaltene Emissionen Erdgas	Übertragung auf Wasserstoff
<b>iii) Verarbeitung</b>	Emissionen aus der Entschwefelung und Aufbereitung von Sauerogas sowie der Aufbereitung von Stadtgas (bis 1997)	Emissionen aus der Produktion Emissionen aus der Vorverdichtung zur Übergabe ins Netz Emissionen bei der Regasifizierung
<b>Aktivitätsrate</b>	Schwefelproduktion	- H <sub>2</sub> -Produktion in Jahr Y in Deutschland - Als flüssiges H <sub>2</sub> angelandete Importmenge in Jahr Y nach Deutschland (mit Spanne 0 % - 100 % der Importe)
<b>Emissionsfaktor</b>	NMVOC: 0,004 kg/Tsd. m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> : 0,06 kg/Tsd. m <sup>3</sup> CO <sub>2</sub> : 340 kg/Tsd. m <sup>3</sup>  LNG: Import/Exporte : 1666 tCH <sub>4</sub> /Terminal entspricht ~ 0,02 %; 14,687tCO <sub>2</sub> /Terminal (IPCC, 2019)	Aus Produktion: 0,1 – 4 % der Produktion in D Aus Verdichtung: 0,1 - 0,5 % der Produktion in D Aus Regasifizierung: 0,002 - 0,024 % der als flüssiges H <sub>2</sub> angelandeten Importmenge  Annahme: Direkte Einleitung ins Transportnetz mit geringer Zwischenspeicherung; Boil-off der Zwischenspeicherung kann ins Netz abgegeben werden.

## v) Transport: Aktivitätsraten und Emissionsfaktoren

Aus NIR: Diffuse Emissionen aus der Energieerzeugung: Gas (1.B.2.b)	Aus NIR: Enthaltene Emissionen Erdgas	Übertragung auf Wasserstoff
<b>iv) Transport</b>	Emissionen aus Hochdruckfernleitungen sowie unterirdischer Gasspeicherung (Kavernen- und Porenspeicher)	Emissionen aus Hochdruckfernleitungen sowie unterirdischer H <sub>2</sub> -Speicherung
<b>Aktivitätsrate</b>	Länge der Hochdruckfernleitungen, im km Unterirdische Gasspeichervolumina, im Mrd. m <sup>3</sup>	Länge der H <sub>2</sub> -Hochdruckfernleitungen, im km Unterirdische Gasspeichervolumina, im Mrd. m <sup>3</sup>
<b>Emissionsfaktor</b>	Transport: Alte Methode: 2140 kgCH <sub>4</sub> /km; neue Methode: 500 kgCH <sub>4</sub> /km  Speicher: Alt: 0,05 - 0,18 kgCH <sub>4</sub> /1000m <sup>3</sup> ; neue Schätzung: 0,03 kgCH <sub>4</sub> /1000 m <sup>3</sup> gespeichertes Gas, entspricht: 0,005 %; Annahme: neuester Stand der Technik, keine Schadensfälle (Böttcher, 2023)	Transport: 0,04 - 0,24 %*1000 km  Speicher: 0,005 %*1,2 des gespeicherten Gases; Annahme Speicher sind im Verlauf des Jahres im Mittel zur Hälfte gefüllt

## iv) Verteilung: Aktivitätsraten und Emissionsfaktoren

Aus NIR: Diffuse Emissionen aus der Energieerzeugung: Gas (1.B.2.b)	Aus NIR: Enthaltene Emissionen Erdgas	Übertragung auf Wasserstoff
<b>v) Verteilung</b>	Emissionen aus Erdgasverteilungsleitungen sowie Obertagespeicher	Emissionen aus H2-Verteilnetzleitungen sowie Obertagespeicher
<b>Aktivitätsrate</b>	Gasverteilungsnetz, Angaben in km	H2-Verteilnetz, Angaben in km
<b>Emissionsfaktor</b>	Transport: Alte Methode: 160 kgCH <sub>4</sub> /km; neue Methode: 21 kgCH <sub>4</sub> /km  Oberirdische Speicherung: 5 kgCH <sub>4</sub> /1000m <sup>3</sup> Speicherkapazität; entspricht 0,78 %	Transport: Geringere Leckagen durch geringere Drücke; Verhältnis analog zu Erdgas: 21/500=4 % des Wertes fürs Ü-Netz →0,002 % - 0,01 %/1000 km  Speicherung: LH2: An Tankstellen: 0,07 % pro Tag → alle 2 Wochen ~0,49 % Bei Be- und Entladung: 13 %  GH2: Analog zu CH <sub>4</sub> → 0,78 %*1,2

## vi) Sonstige: Aktivitätsraten und Emissionsfaktoren

Aus NIR: Diffuse Emissionen aus der Energieerzeugung: Gas (1.B.2.b)	Aus NIR: Enthaltene Emissionen Erdgas	Übertragung auf Wasserstoff
<b>vi) Sonstiges</b>	Diffuse Emissionen aus Hausinstallationen in Haushalten und Kleinverbrauchern diffuse Entweichungen aus Tanks von Erdgasfahrzeugen	Diffuse Emissionen aus Hausinstallationen in Haushalten und Kleinverbrauchern diffuse Entweichungen aus Tanks von H2-Fahrzeugen
<b>Aktivitätsrate</b>	Anzahl der Gaszähler in Haushalten und Kleinverbrauchern Anzahl Erdgasfahrzeuge	Anzahl H2-Anschlüsse in Haushalten und Kleinverbrauchern H2-Nachfrage der LH2-Fahrzeuge
<b>Emissionsfaktor</b>	<p>Hausinstallationen: Aus Untersuchung: 1,8 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/a und Anschlussstelle Aus max. zulässigem Wert für Hausinstallation: 0 – 1 l/h</p> <p>Erdgasfahrzeuge: Hohe Sicherheitsanforderungen bei Betankung; Emissionen im Wesentlichen bei Druckprüfung</p>	<p>Hausinstallationen: Analog zum max. zulässigen Wert für Hausinstallation: 8,6 m<sup>3</sup> H<sub>2</sub>/a und Anschluss; ~0,5 %</p> <p>LH2-Fahrzeuge: Am Fahrzeug: 0,18 % pro Tag, aber mit Boil-off-Management wird das H<sub>2</sub> zu Wasser aufoxidiert → keine THG-relevante Emission von H<sub>2</sub></p> <p>H2 Schlupf in Motoren: Analog zum Methanschlupf: 1,5 %*1,2 → 1.A.3</p>

# Agenda

1. H2 als THG? Woher kommt die Wirkung und wie stark ist sie?
2. Ursachen von H2 Leckagen und Maßnahmen zu ihrer Vermeidung
3. Methodisches Vorgehen bei der Quantifizierung spezifischer H2-Leckagen entlang der Prozesskette
4. Bandbreite der THG-Emissionen durch H2 am Beispiel der Aktivitätsraten aus dem PB2023 sowie weitere Annahmen
5. Bandbreiten für die Emissionsbilanz für einzelne H2-Anwendungen
6. Fazit

# Zentrale Annahmen

## Zugrundeliegendes Szenario: Projektionsbericht 2023 MWMS

### Umgerechnete Werte aus ENUSEM

	Einheit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
H2 Produktion in D	TWh	-	1.44	31.93	57.19	85.53	104.10	121.48
H2 Import nach D	TWh	-	-	25.32	81.33	96.87	80.29	52.96
H2-Nachfrage Verkehr	TWh	0.01	0.14	4.13	26.68	41.57	26.34	13.57
H2-Nachfrage in Verteilnetz	TWh	-	-	-	-	-	-	-
Anzahl Hausanschlüsse im Verteilnetz	#	-	-	-	-	-	-	-
H2-Nachfrage in Motorkraftwerken	TWh	-	-	-	-	0.58	0.49	0.96

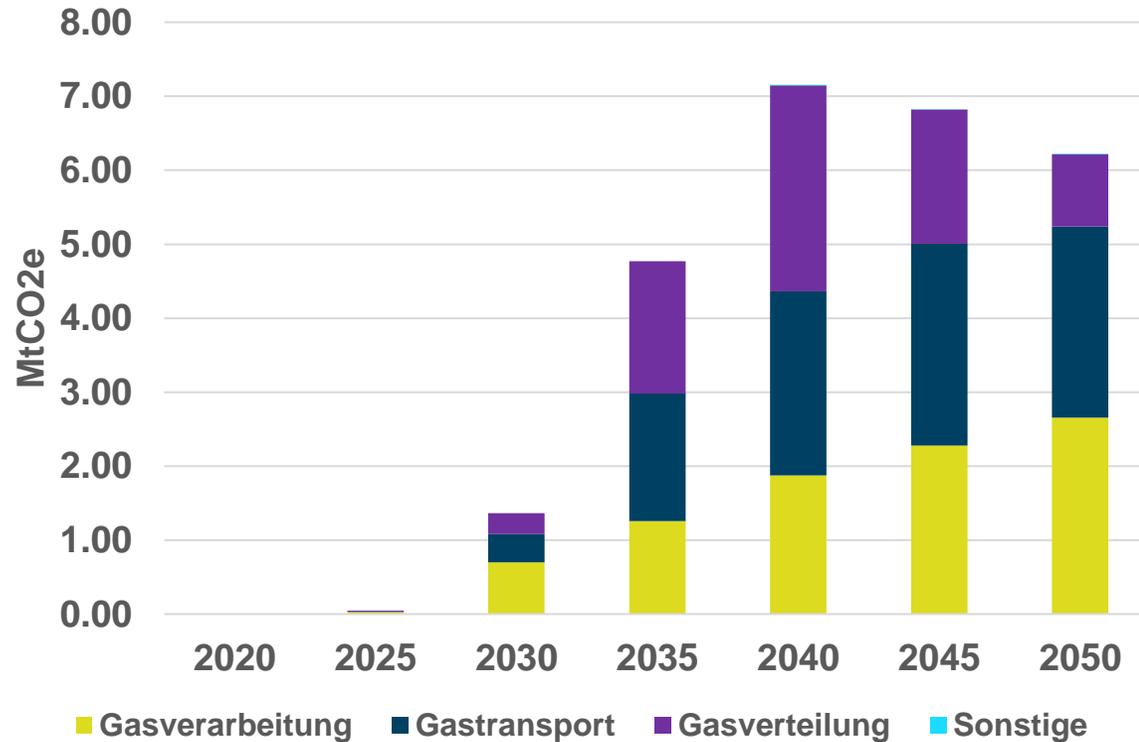
### Annahmen: geschätzt

	Einheit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
H2-Transportnetz in D	1000km	-	1.21	7.28	10.70	11.70	12.70	12.70
H2-Großspeicher	TWh	-	5.00	10.00	30.70	50.00	70.00	70.00
H2-Verteilnetz	1000km	-	-	0.20	1.00	2.00	3.00	3.00
GH2-Speicher	TWh	-	1.50	3.00	10.00	15.00	20.00	20.00

Für die Berechnung wurde unterstellt, dass die Nachfrage nach H2 aus den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie an das Fernnetz angeschlossen ist, die Nachfrage aus den Sektoren GHD, Haushalte und Landwirtschaft an das Verteilnetz; für den Verkehr wurde eine Belieferung der Tankstellen über LH2-Trailer unterstellt.

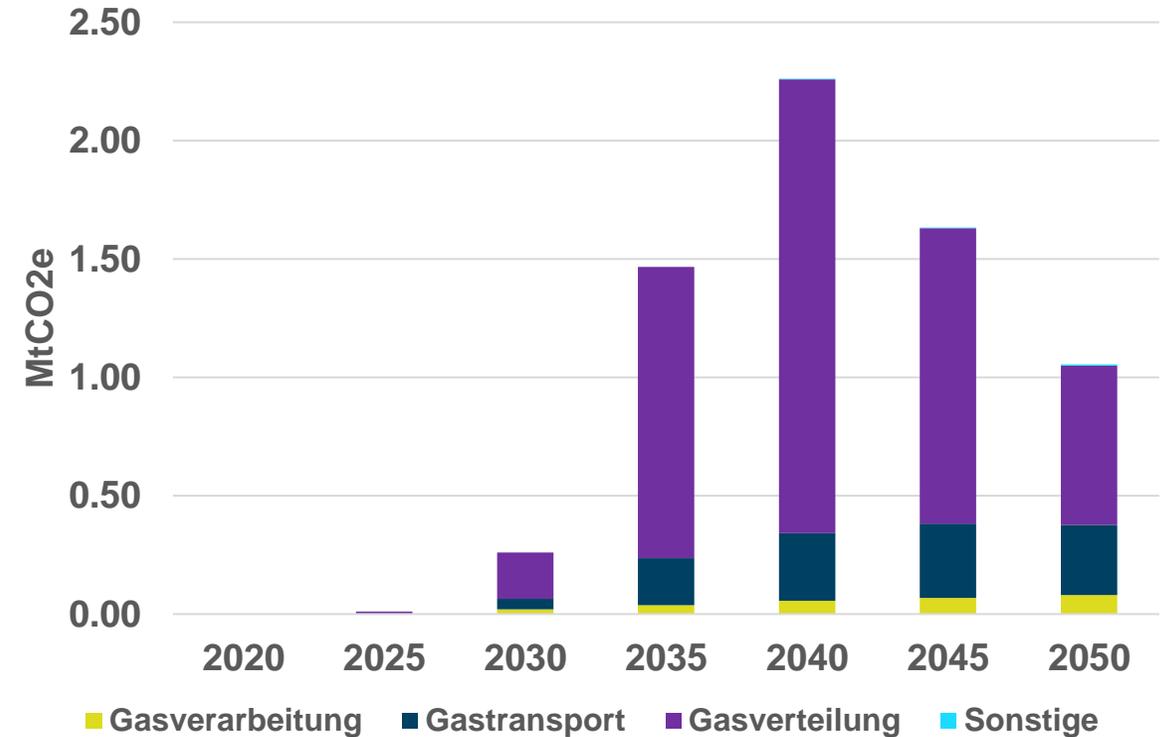
# Erste Ergebnisse mit eigenen Annahmen zu Aktivitätsraten

## Maximale Annahmen zu Leckagen und THG-Wirkung



Zentrale Annahmen: GWP(100) von H<sub>2</sub>: 16tCO<sub>2</sub>e pro t H<sub>2</sub>; G-Verarb.: 4%+0,5% Leckage bei Produktion und Verdichtung (eher Pilotanlagen); G-Trans.: 0,24%/1000km Leckage im Fernnetz (eher typische Werte in USA, Russland, Naher Osten); G-Verteil.: 13,5% Leckage bei Tankstellenversorgung (hohe Verluste beim Umfüllen vom Tankwagen)

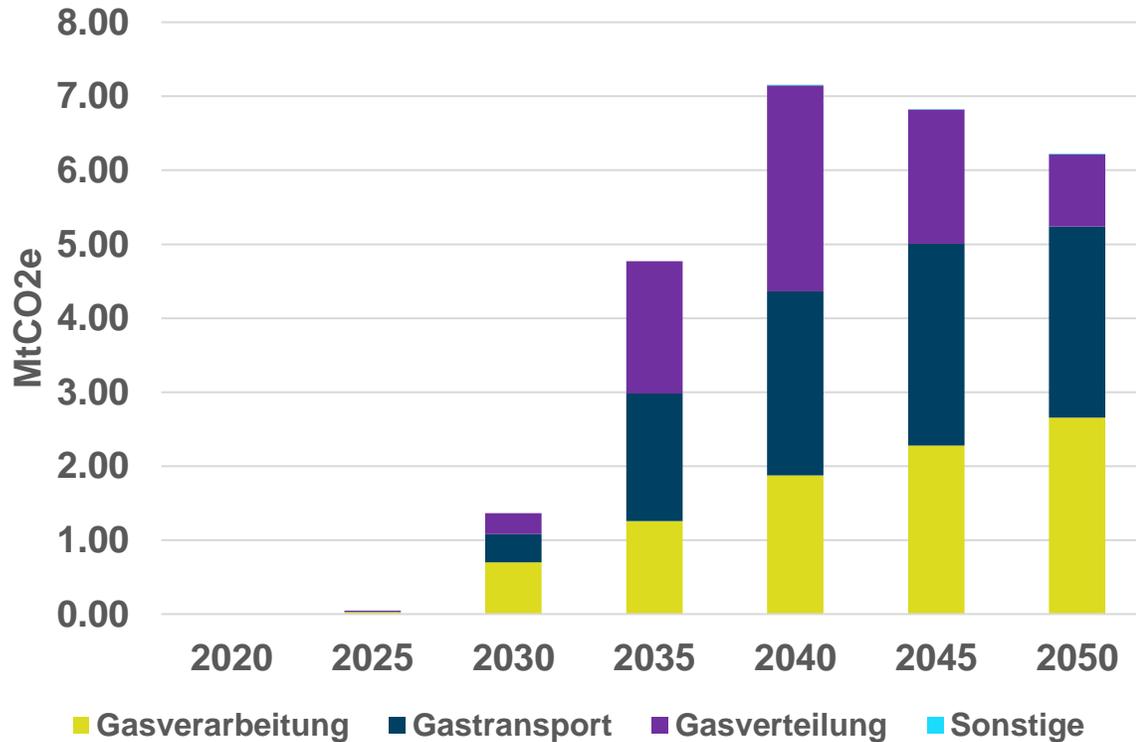
## Minimale Annahmen zu Leckagen, mittlere THG-Wirkung



Zentrale Annahmen: GWP(100) von H<sub>2</sub>: 11tCO<sub>2</sub>e pro t H<sub>2</sub>; G-Verarb.: 0,1%+0,1% Leckage bei Produktion und Verdichtung (großindustrielle Anlage); G-Trans.: 0,04%/1000km Leckage im Fernnetz (neu gebaute Pipeline); G-Verteil.: 13,5% Leckage bei Tankstellenversorgung (hohe Verluste beim Umfüllen vom Tankwagen)

# Einordnung und erste Schlussfolgerungen

## Maximale Annahmen zu Leckagen und THG-Wirkung



Zentrale Annahmen: GWP(100) von H<sub>2</sub>: 16tCO<sub>2</sub>e pro t H<sub>2</sub>; G-Verarb.: 4%+0,5% Leckage bei Produktion und Verdichtung (eher Pilotanlagen); G-Trans.: 0,24%/1000km Leckage im Fernnetz (eher typische Werte in USA, Russland, Naher Osten); G-Verteil.: 13,5% Leckage bei Tankstellenversorgung (hohe Verluste beim Umfüllen vom Tankwagen)

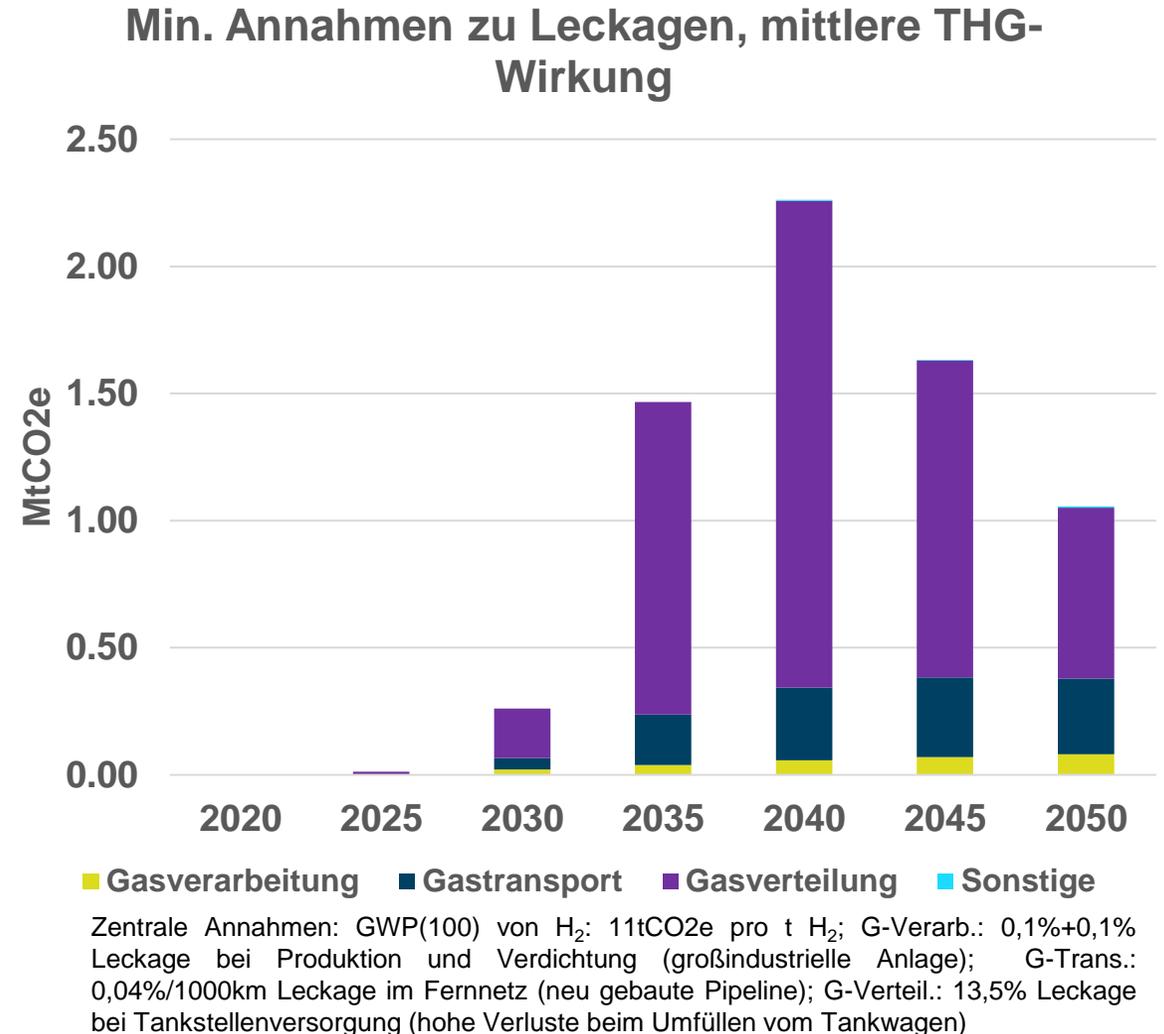
- Mit maximalen Annahmen zu Leckagen ergeben sich signifikante Emissionen durch den Einsatz von H<sub>2</sub>.
- Auf Grund der sehr hohen Unsicherheiten ist zunächst nicht möglich, klar einzelne Aktivitäten zu isolieren, die den größten Beitrag zu den Gesamtemissionen haben.
- Im Max.-Fall stellen Elektrolyseure und der H<sub>2</sub>-Transport die Hauptemissionsquellen dar.
- Hier liegen die Gesamtemissionen für die Jahre 2040 - 2050 bei 6 bis 7 MtCO<sub>2</sub>e pro Jahr.

Die maximalen Annahmen erscheinen aber insgesamt als zu konservativ, insbesondere für das Energiesystem ab 2045:

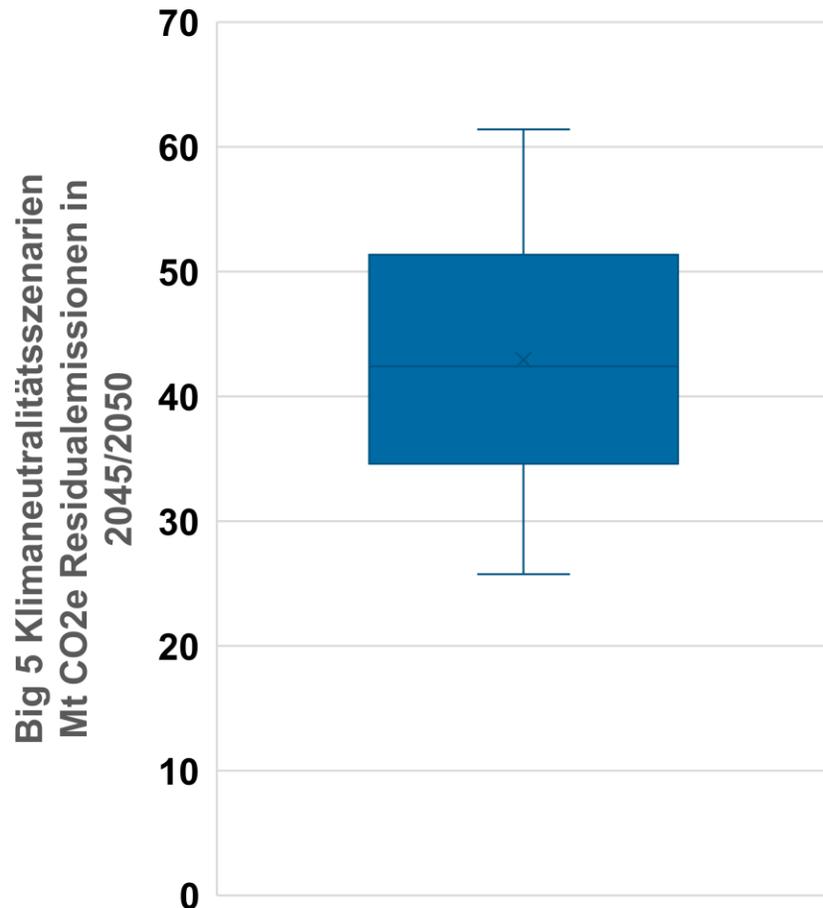
- Der bei der Elektrolyse unterstellte Wert von 4 % bezieht sich auf Pilotanlagen. In der großtechnischen Anwendung sollte dieser schnell sinken.
- Der Emissionsfaktor für den Transport erscheint mit 0,24 % pro 1000 km sehr hoch. Vergleicht man diesen mit dem aktuellen Emissionsfaktor des Gasnetzes und passt ihn wie sonst auf H<sub>2</sub> an, ergibt sich ein Wert von nur 1/6 der Leckagerate, die als optimistische Annahme in die Berechnungen eingeht.

# Einordnung und erste Schlussfolgerungen

- Im Min.-Fall bildet die H<sub>2</sub>-Verteilung und hier insbesondere die Verteilung an H<sub>2</sub>-Tankstellen die größte Emissionsquelle; da die Nachfrage hier zunächst steigt und dann wieder sinkt, verhalten sich die Emissionen entsprechend.
- Hier liegen die Gesamtemissionen für die Jahre 2040 - 2050 bei 1 bis 2 MtCO<sub>2</sub>e pro Jahr.



# Einordnung und erste Schlussfolgerungen

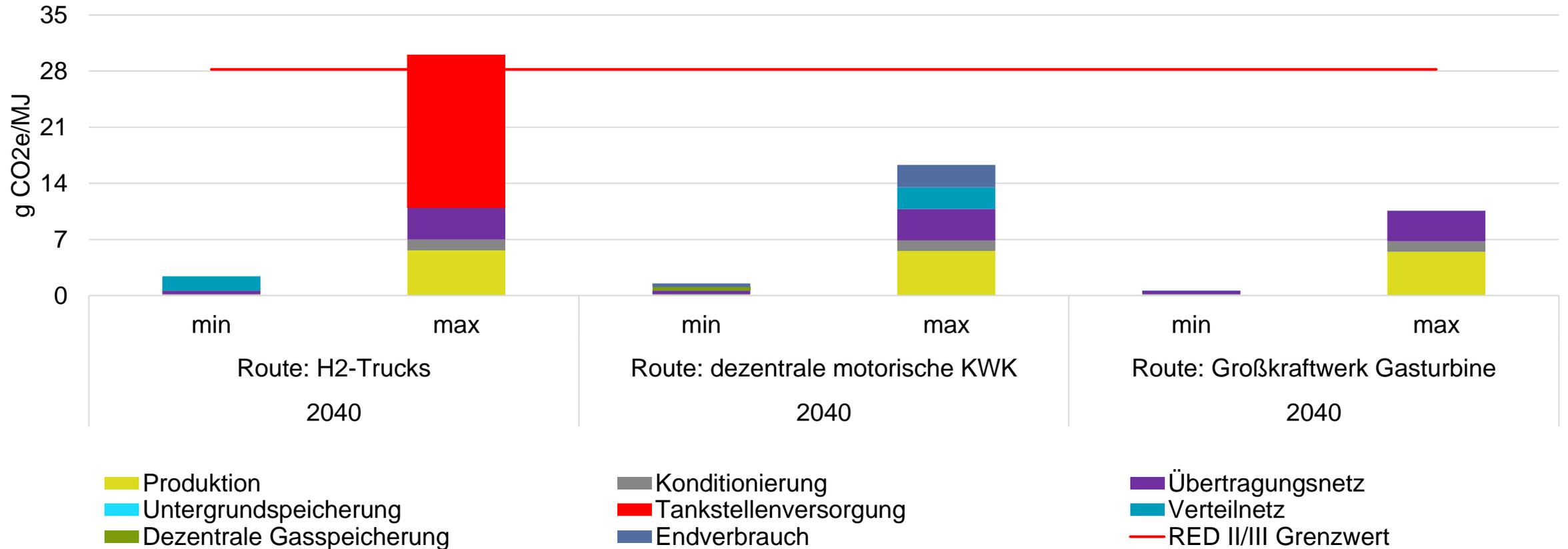


- Einordnung der Ergebnisse durch Vergleich mit den in den Big 5 Klimaneutralitätsszenarien ermittelten Residualemissionen (insbesondere aus diffusen Quellen in der Landwirtschaft und Abfallwirtschaft)
- Selbst die im Min. Fall abgeschätzte THG-Wirkung von rund 1 bis 2 MtCO<sub>2</sub>e stellt eine relevante Größenordnung im Kontext des Klimaneutralitätsziels darstellen.
- Auf Grundlage der vorliegenden Daten, überwiegt klar die positive Klimawirkung, wenn grüner Wasserstoff als Ersatz für fossile Energieträger und Kraftstoffe verwendet wird.

# Agenda

1. H2 als THG? Woher kommt die Wirkung und wie stark ist sie?
2. Ursachen von H2 Leckagen und Maßnahmen zu ihrer Vermeidung
3. Methodisches Vorgehen bei der Quantifizierung spezifischer H2-Leckagen entlang der Prozesskette
4. Bandbreite der THG-Emissionen durch H2 am Beispiel der Aktivitätsraten aus dem PB2023 sowie weitere Annahmen
5. Bandbreiten für die Emissionsbilanz für einzelne H2-Anwendungen
6. Fazit

# Vergleich unterschiedlicher Nutzungsfälle von H2 und dabei entstehender spezifischer THG-Emissionen



Zentrale Annahmen: GWP(100) von H<sub>2</sub>: min 11tCO<sub>2</sub>e/tH<sub>2</sub>, max 16tCO<sub>2</sub>e/tH<sub>2</sub>; Produktion: min 0,1% (großindustrielle Anlage), max 4% (Pilotanlage); Konditionierung: min 0,1% (laut Lit. erreichbarer Zielwert), max 0,95% (mit Leckage bei Verflüssigung); Übertragungsnetz: min 0,04%/tkm\*11,7tkm (neu gebaute Pipeline), max 0,24%/tkm\*11,7tkm (mit typischen Leckagerate für USA, Russland und Naher Osten); Untergrundspeicher: 0,006%\*27% (Verhältnis Aufkommen H<sub>2</sub> zu Speichervolumen); Tankstellenversorgung: min 0% (keine Versorgung über Tankwagen, Leckage im Verteilnetz berücksichtigt), max 13,5% (hohe Verluste beim Umfüllen vom Tankwagen); Verteilnetz: min 0% (keine Nutzung in der Anwendung), max 0,01%/tkm\*11,7tkm\*16,6 (Verhältnis: Ü-Netz zu V-Netz für Erdgas); Dezentrale Gasspeicherung: min 0% (Versorgung über Verteilnetz), max 0,94%/2 (im Schnitt nur Hälfte gefüllt); Endverbrauch: min 0,5% (stöchiometrische Verbrennung), max 2% (magere Verbrennung); RED II/III Grenzwert: 70% Reduktion zum fossilen Komparator mit 94gCO<sub>2</sub>e/MJ.

# Agenda

1. H2 als THG? Woher kommt die Wirkung und wie stark ist sie?
2. Ursachen von H2 Leckagen und Maßnahmen zu ihrer Vermeidung
3. Methodisches Vorgehen bei der Quantifizierung spezifischer H2-Leckagen entlang der Prozesskette
4. Bandbreite der THG-Emissionen durch H2 am Beispiel der Aktivitätsraten aus dem PB2023 sowie weitere Annahmen
5. Bandbreiten für die Emissionsbilanz für einzelne H2-Anwendungen
6. Fazit

## Fazit (1)

- Gesamtemissionen:
  - In der vorliegenden Untersuchung war die Erfassung der H<sub>2</sub>-Leckagen bisher nicht vollständig über alle Anwendungsfälle und Sektoren möglich. Darüber hinaus bestehen erhebliche Unsicherheiten über aktuelle Leckageraten und deren zukünftige Entwicklung.
  - Auf Grundlage der vorliegenden Daten, überwiegt klar die positive Klimawirkung, wenn grüner Wasserstoff als Ersatz für fossile Energieträger und Kraftstoffe verwendet wird.
  - Der Vergleich mit den in den Big 5 Klimaneutralitätsszenarien ermittelten Residualemissionen, welche insbesondere aus diffusen Quellen in der Landwirtschaft und Abfallwirtschaft kommen, zeigt das selbst die im Fall mit minimalen Leckageraten abgeschätzte THG-Wirkung von rund 2 MtCO<sub>2</sub>e eine relevante Größenordnung im Kontext des Klimaneutralitätsziels darstellen.
  - Die abgeschätzten Emissionen gehen vom Import von grünem H<sub>2</sub> aus und berücksichtigen nach dem Territorialprinzip nur Emissionen in Deutschland. Je nachdem wie H<sub>2</sub> im Exportland produziert wurde (bspw. grünes vs. blaues H<sub>2</sub>) und über welche Transportroute H<sub>2</sub> in Deutschland anlandet, kann dieses bereits erhebliche Vorkettenemissionen aufweisen.

## Fazit (2)

- Spezifische Emissionen
  - Für verschiedene Anwendungen von H<sub>2</sub> ergeben sich aus den verschiedenen notwendigen Prozess-, Transport-, Speicher- und Bereitstellungsschritten unterschiedliche spezifische Emissionsfaktoren.
  - Für die Nutzung von H<sub>2</sub> im Schwerlastverkehr ergeben sich aus der Belieferung der Tankstellen hohe spezifische Emissionen, die einen relevanten Teil der Emissionseinsparung im Vergleich zum fossilen Komparator wieder aufwiegen.
- Unter sehr konservativen Annahmen können die beim Einsatz von H<sub>2</sub> in motorischen KWK-Anlagen zur dezentralen Strom- und Wärmeversorgung entstehenden H<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Verteilnetz und Motorschlupf, die THG-Minderungswirkung schmälern.

## Fazit (3)

In der vorliegenden Untersuchung war die Erfassung der H<sub>2</sub>-Leckagen bisher nicht vollständig über alle Anwendungsfälle und Sektoren möglich.

Darüber hinaus bestehen erhebliche Unsicherheiten, die sich aufaddieren über

- THG-Wirkung: Große Bandbreite bei GWP
- Nachfrage: Unsichere Absatzmengen in den verschiedenen Sektoren und Anwendungen
- Infrastruktur: Dimensionierung der Transport und Speicher-Infrastruktur und dessen Hochlauf
- Leckageraten in den unterschiedlichen Prozessschritten sowie deren zeitliche Entwicklung

Es besteht erheblicher weiterer Forschungsbedarf, um die hier getätigten ersten Schlussfolgerungen als robuste Ergebnisse überprüfen und ableiten zu können.

## Quellen (1)

- Böttcher (2023): Update of methane emission factors for natural gas supply. Comparison of previous greenhouse gas reporting methods with new findings from emission measurements in Germany. Texte 143/2023. UBA. Dessau-Roßlau.
- Bussa, Maresa; Jungbluth, Niels; Meili, Christoph (2021): Life cycle inventories for long-distance transport and distribution of natural gas. Hg. v. ESU-services commissioned by the Federal Office for the Environment (FOEN). Schaffhausen. Online verfügbar unter [https://www.researchgate.net/publication/352632568\\_Life\\_cycle\\_inventories\\_for\\_long-distance\\_transport\\_and\\_distribution\\_of\\_natural\\_gas](https://www.researchgate.net/publication/352632568_Life_cycle_inventories_for_long-distance_transport_and_distribution_of_natural_gas)
- Cooper, Jasmin; Dubey, Luke; Bakkaloglu, Semra; Hawken, Paul (2022): Hydrogen emissions from the hydrogen value chain emissions profile and impact to global warming. In: The Science of the total environment (830), S. 154624.
- Derwent, Richard G.; Stevenson, David S.; Utembe, Steven R.; Jenkin, Michael E.; Khan, Anwar H.; Shallcross, Dudley E. (2020): Global modelling studies of hydrogen and its isotopomers using STOCHEM-CRI: Likely radiative forcing consequences of a future hydrogen economy. In: International Journal of Hydrogen Energy 45 (15), S. 9211–9221. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.01.125.
- Feck, T. (2009): Wasserstoff-Emissionen und ihre Auswirkungen auf den arktischen Ozonverlust. Risikoanalyse einer globalen Wasserstoffwirtschaft (Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt, 51).
- Höhne und Blok (2005): Calculating Historical Contributions To Climate Change - Discussing The 'Brazilian Proposal'. In: Clim.Change 71 (1), S. 141–173.
- IPCC (2019): 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2019rf/img/pdf.gif>
- Marcogaz (2018): Survey methane emissions for gas distribution in Europe. Update 2017. Technical Association of the European Natural Gas Industry. Brüssel, Belgien, Alekseev, A. et al. (2023): Wasserstoff-Verflüssigung, Speicherung, Transport und Anwendung von flüssigem Wasserstoff. TransHyDE. Online verfügbar unter DOI: 10.5445/IR/1000155199, zuletzt geprüft am 18.12.2023.

## Quellen (2)

- Prognos et al. (2022): Szenarienvergleich der "Big 5" Klimaneutralitätsszenarien. [https://ariadneprojekt.de/media/2022/03/2022-03-16-Datentemplate\\_Indikatoren\\_final.xlsx](https://ariadneprojekt.de/media/2022/03/2022-03-16-Datentemplate_Indikatoren_final.xlsx), zuletzt aufgerufen am 08.12.2023.
- Prognos, Öko-Institut und IREES (2023): Systemischer Vergleich verschiedener Wasserstofftransportrouten. [https://www.prognos.com/sites/default/files/2023-07/20230718\\_H2\\_Transportouten\\_Abschlussbericht.pdf](https://www.prognos.com/sites/default/files/2023-07/20230718_H2_Transportouten_Abschlussbericht.pdf)
- Ocko, Ilissa B.; Hamburg, Steven P. (2022): Climate consequences of hydrogen emissions. In: Atmos. Chem. Phys. 22 (14), S. 9349–9368. DOI: 10.5194/acp-22-9349-2022.
- Riemer, Matia; Wachsmuth, Jakob (2022): Ist Wasserstoff treibhausgasneutral? Stand des Wissens in Bezug auf diffuse Wasserstoffemissionen und ihre Treibhausgaswirkung. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/dokumente/uba\\_ist\\_wasserstoff\\_treibhausgasneutral.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/dokumente/uba_ist_wasserstoff_treibhausgasneutral.pdf), zuletzt geprüft am 15.03.2023.
- Warwick, N.; Griffiths, P.; Keeble, J.; Archibald, A.; Pyle, J. (2022): Atmospheric implications of increased hydrogen use. Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS). Online verfügbar unter <https://www.gov.uk/government/publications/atmospheric-implications-of-increased-hydrogen-use>.
- UBA, 2023: Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2023 Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2021. Climate Change 28/2023

## Backup

- Detaillierte Beschreibung der Annahmen
- Erläuterungen zum Zusammenhang zwischen CH<sub>4</sub> und H<sub>2</sub>-Leckageraten

# Annahmen zur Berechnung der spezifischen Emissionen entlang der jeweiligen Nutzungsrouten: H2-Truck

H2-Trucks	Info min	Info max
Produktion	Großskalige Industrieanlage	Pilotanlage
Konditionierung	Zielwert für Kompressor	Schlupf in Motoren bei der Regasifizierung
Übertragungsnetz	mit 11.700 km Netz in 2040	
Untergrundspeicherung	Skalierung anhand des Verhältnisses Gesamtnachfrage zu Volumen Großspeicher	
Tankstellenversorgung	Versorgung der Tankstellen über das Verteilnetz	Leckage beim Umfüllen
Verteilnetz	Großskaliges Verteilnetz notwendig: Verhältnis von Verteilnetz zu Übertragungsnetz wie bei Erdgas in 2020 (16,5/1)	
Dezentrale Gasspeicherung	Speichervolumen für eine Jahresmenge in 2040; im Schnitt zur Hälfte gefüllt	
Endverbrauch	Keine THG-wirksamen Emissionen von H2	

# Annahmen zur Berechnung der spezifischen Emissionen entlang der jeweiligen Nutzungsrouten: Dezentrale motorische KWK (BHKWs)

Dezentrale motorische KWK (BHKWs)	Info min	Info max
<b>Produktion</b>	Großskalige Industrieanlage	Pilotanlage
<b>Konditionierung</b>	Zielwert für Kompressor	Schlupf in Motoren bei der Regasifizierung
<b>Übertragungsnetz</b>	mit 11.700 km Netz in 2040	
<b>Untergrundspeicherung</b>	Skalierung anhand des Verhältnisses Gesamtnachfrage zu Volumen Großspeicher	
<b>Tankstellenversorgung</b>	Nicht zutreffend	
<b>Verteilnetz</b>	Keine	Verhältnis von Verteilnetz zu Übertragungsnetz wie bei Erdgas in 2020 (16,5/1)
<b>Dezentrale Gasspeicherung</b>	Speicherung vor Ort in Gasspeicher	keine
<b>Endverbrauch</b>	Motorschlupf: 0.5% Schlupf bei ausreichender Sauerstoffmenge für Verbrennung ( $\lambda \geq 1$ )	Motorschlupf: 2 % Schlupf bei Sauerstoffmangel für vollständige Verbrennung ( $\lambda < 1$ )

# Annahmen zur Berechnung der spezifischen Emissionen entlang der jeweiligen Nutzungsrouten: Großkraftwerk Gasturbine

Großkraftwerk Gasturbine	Info min	Info max
Produktion	Großskalige Industrieanlage	Pilotanlage
Konditionierung	Zielwert für Kompressor	Schlupf in Motoren bei der Regasifizierung
Übertragungsnetz	mit 11.700 km Netz in 2040	
Untergrundspeicherung	Skalierung anhand des Verhältnisses Gesamtnachfrage zu Volumen Großspeicher	
Tankstellenversorgung	Nicht zutreffend	
Verteilnetz	nur kleines Gesamtnetz: 10.000 km	Verhältnis von Verteilnetz zu Übertragungsnetz wie bei Erdgas in 2020 (16,5/1)
Dezentrale Gasspeicherung	Nicht zutreffend	
Endverbrauch	Kein Schlupf in der Gasturbine	

# Berechnung von H<sub>2</sub>-Leckageraten aus CH<sub>4</sub> Leckageraten (1)

Annahme: Selbes Rohr (Volumen) mit Transportdruck Dreimal höher als bei Erdgas, sodass die Energiemenge gleich bleibt

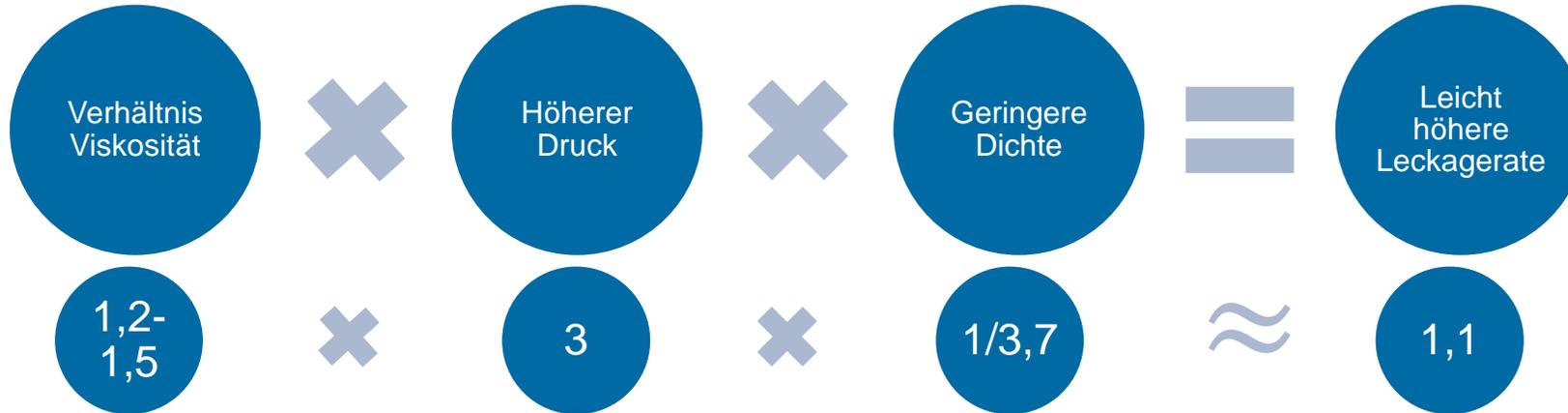
- Leckagerate = Volume\*Druckänderung/pro Zeit;  
Volumen und Zeit sind für beide gleich; damit ist nur die Druckänderung relevant
- Für die Druckänderung spielt die Viskosität des Gases eine Rolle
  - Laminare Flüsse (größere Leckageraten, z. B. Loch):
 
$$Leckagerate_{H_2} = Viskosität_{CH_4} / Viskosität_{H_2} \times Leckagerate_{CH_4}$$
  - Molekulare Flüsse (geringe Leckageraten, z. B. Porösität):
 
$$Leckagerate_{H_2} = \sqrt{Viskosität_{CH_4} / Viskosität_{H_2}} \times Leckagerate_{CH_4}$$
  - Je nach Außentemperatur und Druck ist die Viskosität von CH<sub>4</sub> 1,2 - 1,5-mal höher als die von H<sub>2</sub>

## Berechnung von H<sub>2</sub>-Leckageraten aus CH<sub>4</sub> Leckageraten (2)

- Für laminar
  - Dreimal höherer Druck und geringere Viskosität → 3,7 - 4,5-mal höherer Volumenverlust
  - Um Energieverlust zu berechnen:  
Verhältnis der Dichte: 0,72 kgCH<sub>4</sub>/m<sup>3</sup> zu 0,09 kgH<sub>2</sub>/m<sup>3</sup> ~ 8-fach niedriger  
(aber es müsste die Dichte entsprechendem Druck berücksichtigt werden:  
CH<sub>4</sub> bei 100 bar und 20°C: 78 kg/m<sup>3</sup><sup>1</sup>; H<sub>2</sub> bei 300 bar und 20°C: 21 kg/m<sup>3</sup><sup>2</sup>).
  - Bei dreimal höherem Druck ist die **Leckagerate 1,1-mal so hoch**
- Für molekular (langsame Flüsse)
  - Hier zählt die Wurzel das Verhältnis der molekularen Gewichte und die Wurzel aus dem Verhältnis der Viskositäten  
(Molare Masse H<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> ≈ 2/16)
  - Bei dreimal höherem Druck ist die **Leckagerate 1,2-mal so hoch**

# Berechnungsschritte für die Bestimmung des Verhältnisses der Leckagen in Masseeinheiten

## Laminarer Fluss



## Molekularer Fluss

