

Ökologische Bewertung der Wasserstoffbereitstellung

Maximilian Heneka, Friedemann Mörs | 17.05.2022

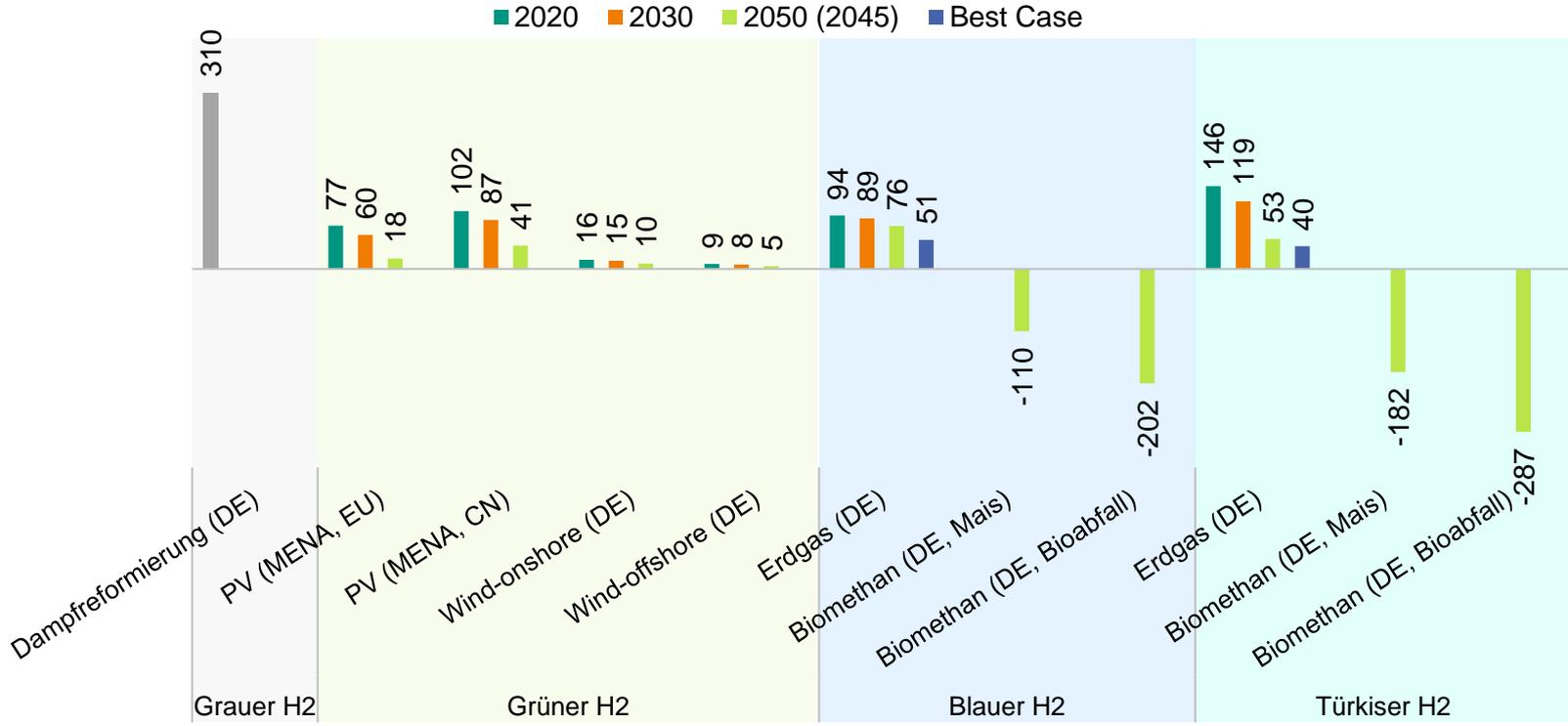
AT 22 01 003: Sensitivitätsanalyse zu THG-Emissionen von grünem Wasserstoff

Zusammenfassung

- ➊ Die Erzeugung von blauem, türkisen und grünem Wasserstoff hat schon heute das Potenzial, die spezifischen THG-Emissionen im Vergleich zum Stand der Technik (grauer Wasserstoff) um 50 - 95 % zu senken. Die Produktion von grünem Wasserstoff aus Offshore-Windstrom in Deutschland besitzt das höchste Minderungspotenzial.
- ➋ Über die Erzeugung von blauem und türkisen H₂ aus Biomethan können negative THG-Emissionen dargestellt werden, da das beim Biomassewachstum aufgenommene CO₂ als fester Kohlenstoff oder gasförmig CO₂ sequestriert werden kann.
- ➌ Perspektivisch können mit blauem, türkischem und grünem Wasserstoff THG-Minderungen von 75 bis >95 % erreicht werden.
 - Im Falle von grünem H₂ bestimmen die Vorkettenemissionen der Strombereitstellung über die THG-Emissionen des Wasserstoffs. Je nach Standort der H₂-Produktion sind gegebenenfalls auch die Transportaufwendungen für den Pipelinetransport zu berücksichtigen. Im Falle der Produktion von grünem Wasserstoff aus PV-Strom sind zudem auch die Vorkettenemissionen für die Herstellung der PV-Module entscheidend. Demnach ist der Carbon Footprint von PV-Strom bei Verwendung von Modulen aus China (Produktionsjahr 2020) um einen Faktor von ca. 1,75 höher als bei in Europa hergestellten Modulen. Haupteinflussfaktor ist dabei der Strommix des jeweiligen Produktionslandes.
 - Für blauen und türkisen H₂ haben die Vorkettenemissionen des eingesetzten Erdgasen/Methan einen entscheidenden Einfluss auf die THG-Emissionen des Wasserstoff. Eine weitere Reduktion der Vorkettenemissionen von Erdgas/Methan über das 30 % Reduktionsziel (Best-Case) der EU muss daher angestrebt werden.

Ergebnisübersicht

Carbon Footprint in g CO₂-eq/kWh



Aufgabenstellung

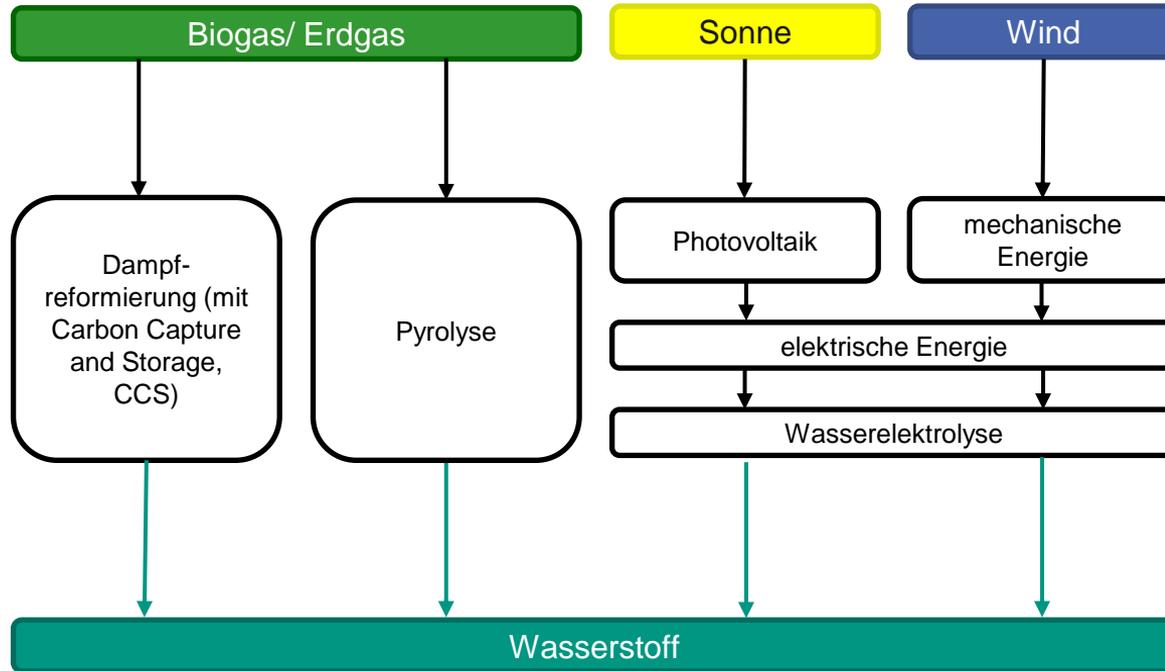
In Rahmen dieser Kurzstudie werden die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) der folgenden Wasserstoffbereitstellungspfaden analysiert. Die notwendigen verfahrenstechnischen Daten wurden im DVGW-Leitprojekt „Roadmap Gas 2050“ erhoben (siehe Bericht D 1.1):

- Blauer Wasserstoff aus der Dampferomierung mit Carbon Capture and Storage (CCS)
- Türkiser Wasserstoff aus der Erdgaspyrolyse mit der Lagerung von festem Kohlenstoff
- Grüner Wasserstoff aus Wasserelektrolyse mit erneuerbaren Strom

Aufbauend auf den Arbeiten in „Roadmap Gas 2050“ wurde eine **Sensitivitätsanalyse zu den THG-Emissionen** durchgeführt. In der hier vorliegenden Studie werden folgende Schwerpunkte gesetzt:

- Entwicklung der THG-Emissionen von PV- und Windstrom bis 2050 und Einordnung in Literatur
- Entwicklung der THG-Emission von grünem Wasserstoff aus PV- und Windstrom bis 2050
- Entwicklung der THG-Emissionen von blauem, türkisenem H₂ inkl. Best-Case-Betrachtung

Betrachtete H₂-Bereitstellungspfade



- ➔ THG-Emissionen PV-, Wind- und Netzstrom
 - ➔ Einführung, Methodik
 - ➔ Hintergrunddaten
 - ➔ Ergebnisse und Einordnung in Literatur
- ➔ THG-Emissionen Grüner Wasserstoff
- ➔ THG-Emissionen Blauer und Türkiser Wasserstoff

THG-Emissionen

PV-, Wind- und Netzstrom

Einführung, Methodik

➡ THG-Emissionen wurden mit GEMIS Version 5.0 berechnet

Was ist GEMIS?

- ➡ Frei verfügbares Computermodell mit integrierter Datenbank für Ökobilanzierung und Stoffstromanalysen
- ➡ Entwickler: *Öko-Institut*
- ➡ Erste Programmversion 1989 veröffentlicht, seitdem kontinuierlich weiterentwickelt; Förderung u.a. durch BMUV, BMBF und UBA.
- ➡ Im April 2012 wurde GEMIS vom *Internationalen Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien* (IINAS) übernommen.
- ➡ Aktuellste Version: 5.0 (veröffentlicht Februar 2021).

Download: <https://iinas.org/downloads/gemis-downloads/>

Berechnung des Carbon Footprint (CF) mit GEMIS 5.0

- Die GEMIS-Datenbank enthält über 10.000 Prozesse aus den Bereichen Energieträger, Strom und Wärme, Stoffherstellung und Transport (inkl. Quellenangaben)
- Jeder Prozess liefert u.a. Informationen zu **Technologiedaten** (z. B. Prozesswirkungsgrad), **Rohstoff-/Energiebedarf** oder **Umweltdaten** (z.B. direkte Emissionen)
- Dabei werden auch **Transportprozesse** und deren Energiebedarfe berücksichtigt.
- Zudem werden für jeden Prozess **Bauvorleistungen** bzw. die hierzu erforderlichen Grundstoffe und Materialien berücksichtigt.
- Auf diese Weise ergibt sich ein **Prozess-Netzwerk**, das einzelne Prozesse über Verknüpfungen koppelt und so die Lebenswege integriert.
- Damit können z.B. Umwelteffekte (Carbon Footprint) über die gesamte Prozesskette erfasst, also auch indirekte Effekte durch vorgelagerte Prozesse erfasst werden.
- Die Technologiedaten/Rohstoff- und Energiebedarfe der Prozesse können angepasst bzw. es können eigene Prozesse erstellt werden.

THG-Emissionen

PV-, Wind- und Netzstrom

Hintergrunddaten

THG-Emissionen: PV-, Wind- und Netzstrom

Methodik

Vorbemerkungen:

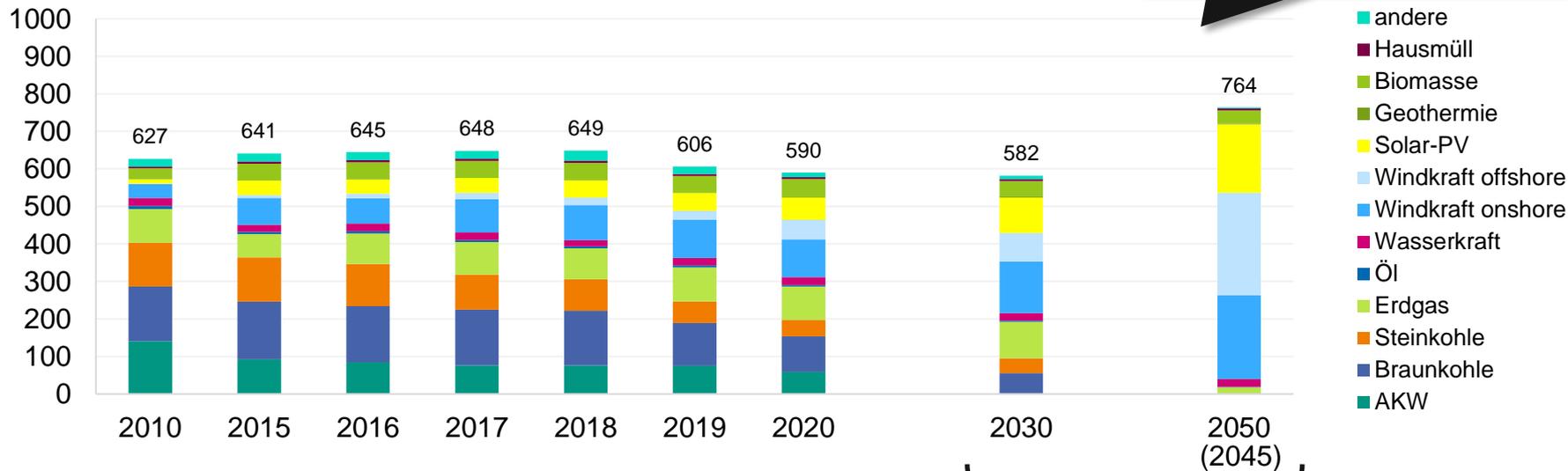
- ➔ Für den Carbon Footprint von grünem Wasserstoff spielt die Art der erneuerbaren Stromquelle die entscheidende Rolle
- ➔ Die Herstellung der Stromerzeugungsanlagen ist mit Treibhausemissionen verbunden, die in der Vorkette, also hauptsächlich in der Herstellung der Materialien (z. B. Stahl, Beton, Kupfer und Aluminium) entstehen. Das ist auch noch im Jahr 2050 der Fall, auch wenn sich die Herstellungsverfahren (Wirkungsgrade), Materialbedarfe und Hintergrundprozesse (Strommix, Energieaufwand Rohstoffbereitstellung) verbessern.
- ➔ Die Herstellungsprozesse der benötigten Materialien und der damit verbundenen Energiebedarfe und Emissionen (= Hintergrundsystem) ist in GEMIS in Form einer Datenbank hinterlegt.
- ➔ Durch Abbilden der PV- und Windanlagen in GEMIS v 5.0 (= Definition der Anlagengröße, Fahrweise bzw. Volllaststunden, Nutzungsdauer) können die spezifischen THG-Emissionen der Strombereitstellung (inkl. Vorkettenemissionen) berechnet werden.

Entwicklung – Deutscher Strommix

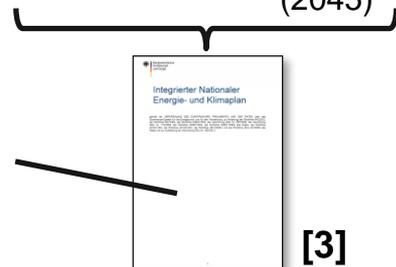
Quelle: GEMIS v5.0 (NECP)

Strommix-Projektionen für 2030 und 2050 (2045) entsprechend „Nationaler Energie- und Klimaplan“ (NECP)

Bruttostromerzeugung in DE in TWh



NECP: EU-Mitgliedsstaaten sind verpflichtet Auskunft über nationale Energie- und Klimapolitik zu geben. Finale Version wurde am 10. Juni 2020 an EU-Kommission übermittelt



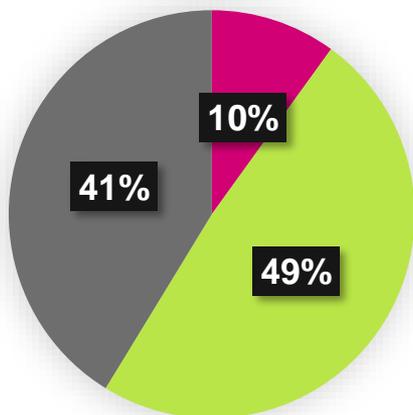
[3]

Carbon Footprint – Deutscher Strommix (ohne Netzverluste)

Quelle: GEMIS v5.0 (NECP)

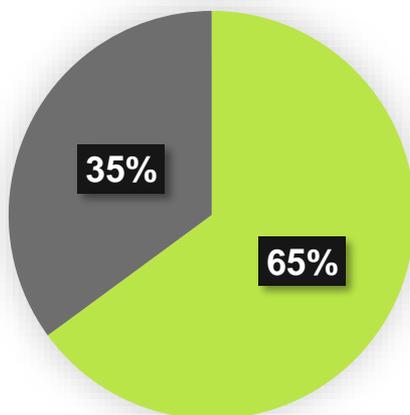
■ AKW ■ Erneuerbar ■ Nichterneuerbar

2020



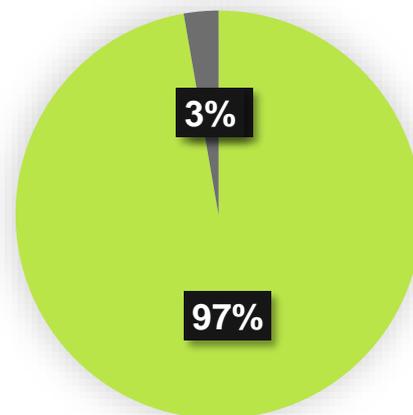
352 g CO₂-eq/kWh

2030



261 g CO₂-eq/kWh

2050 (2045)



30 g CO₂-eq/kWh



Aufgrund des novellierten Klimaschutzgesetzes 2021 ist davon auszugehen, dass schon bis **2030** deutlich höhere THG-Minderungen erreicht werden. Die hier ermittelten Werte für 2030 sind dementsprechend als **konservativ** anzusehen.

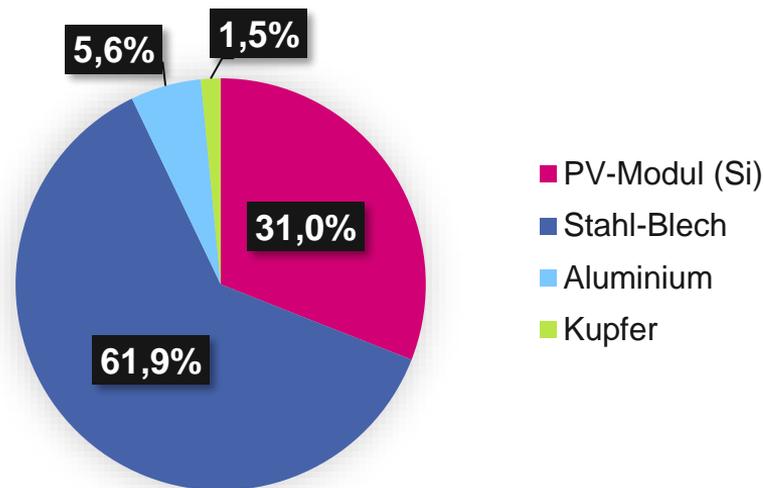
Carbon Footprint – PV-/ Windstrom

GEMIS-Annahmen

➔ PV-Anlage (PVA):

- ➔ Monokristalline Silizium-Module
- ➔ Standort: MENA
- ➔ Einstrahlung: 2000 kWh/(m²*a)
- ➔ Volllaststunden: 2475 h/a
- ➔ Modulwirkungsgrad:
 - 2020: 18 %
 - 2030: 20 %
 - 2050: 22 %

Materialmix PV-A

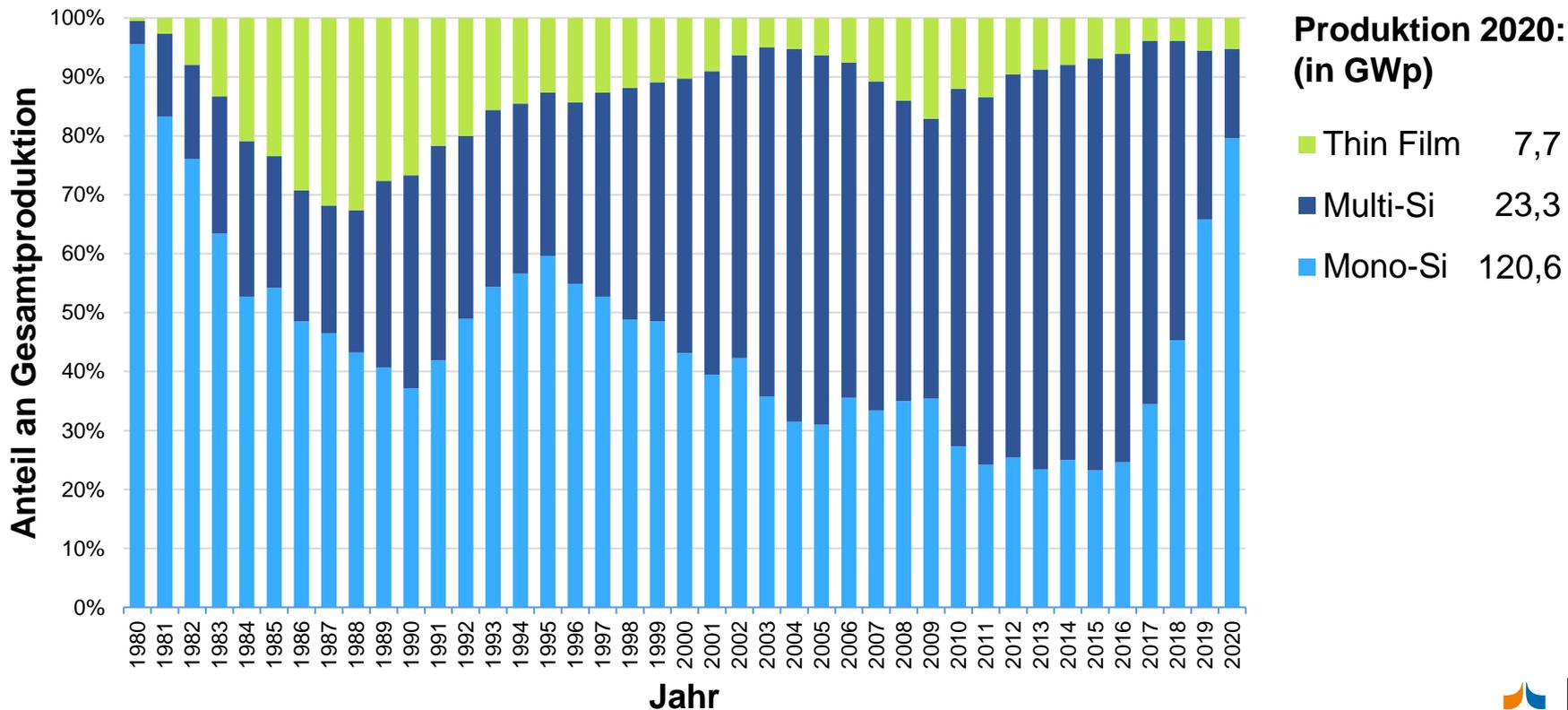


➔ Entwicklung bis 2050 (2045):

Materialmix bleibt konstant, jedoch verändern sich die zugrundeliegenden Industrieprozesse (Effizienz, Strommix, Herstellungsverfahren)

Exkurs: PV-Anlagen

PV-Modultypen



Quelle: Eigene Darstellung, Daten aus Fraunhofer ISE 2022 [4]

Carbon Footprint – PV-/ Windstrom

GEMIS-Annahmen

☛ Windenergieanlage Onshore (WEA):

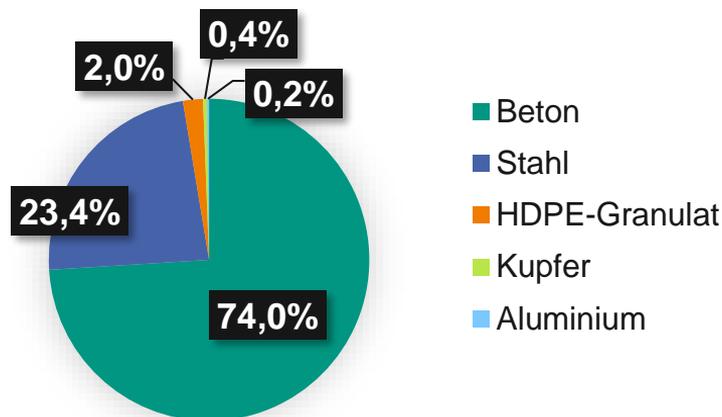
☛ Leistung¹:

- 2020: 2,2 MW
- 2030: 3,3 MW
- 2050: 6 MW

☛ Volllaststunden: 2200 h/a

☛ Lebensdauer: 20 a

Materialmix WE-A (onshore)



➡ Entwicklung bis 2050 (2045):

Materialmix bleibt konstant, jedoch verändern sich die zugrundeliegenden Industrieprozesse (Effizienz, Strommix, Herstellungsverfahren)

¹: Annahmen angelehnt an UBA 2021 [5]

Carbon Footprint – PV-/ Windstrom

GEMIS-Annahmen

☛ Windenergieanlage Offshore (WEA):

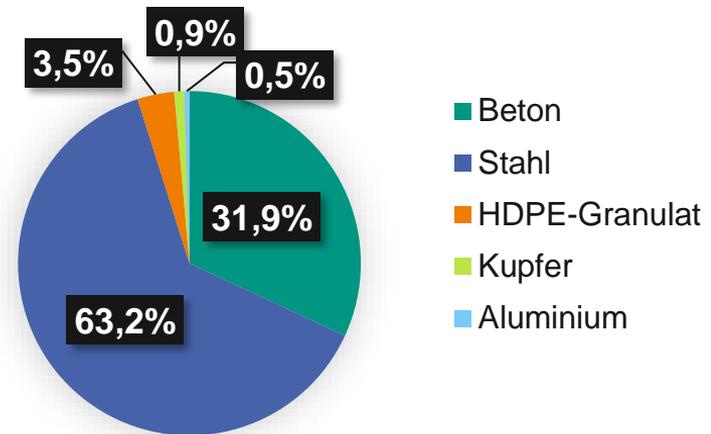
☛ Leistung¹:

- 2020: 3,6 MW
- 2030: 11 MW
- 2050: 20 MW

☛ Volllaststunden: 3800 h/a

☛ Lebensdauer: 20 a

Materialmix WE-A (offshore)



➡ Entwicklung bis 2050 (2045):

Materialmix bleibt konstant, jedoch verändern sich die zugrundeliegenden Industrieprozesse (Effizienz, Strommix, Herstellungsverfahren)

¹: Annahmen angelehnt an UBA 2021 [5]

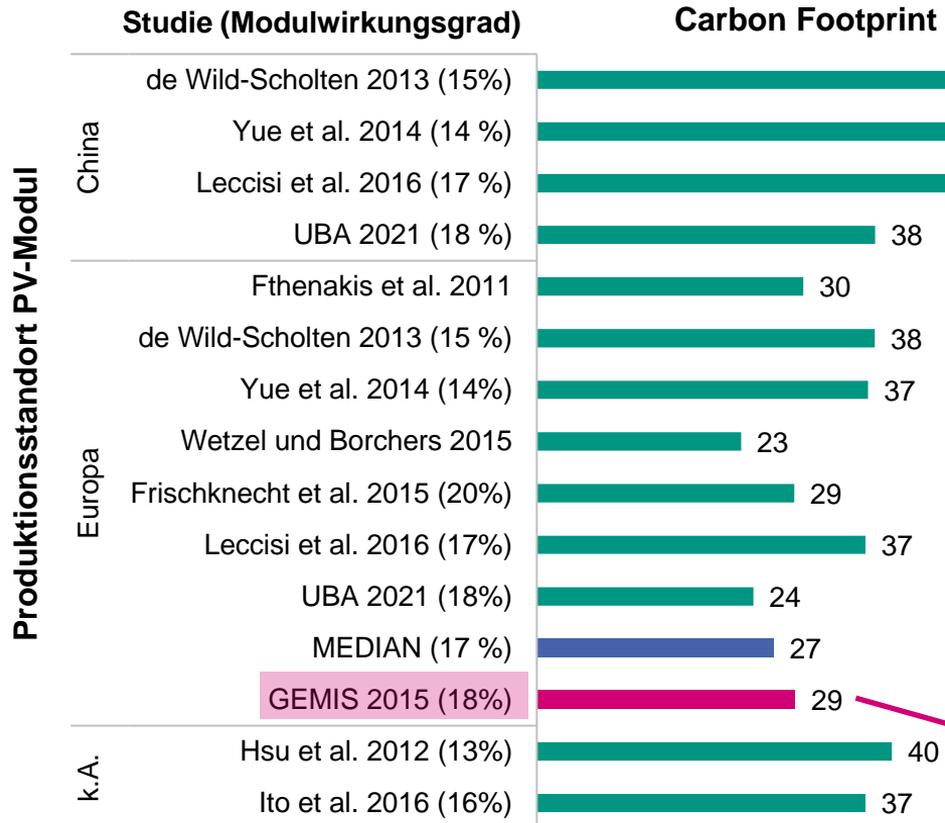
THG-Emissionen

PV-, Wind- und Netzstrom

Ergebnisse und Einordnung in Literatur

Literaturwerte – PV-Anlage (monokristallines Si-Modul)

Carbon Footprint in g CO₂-eq/kWh

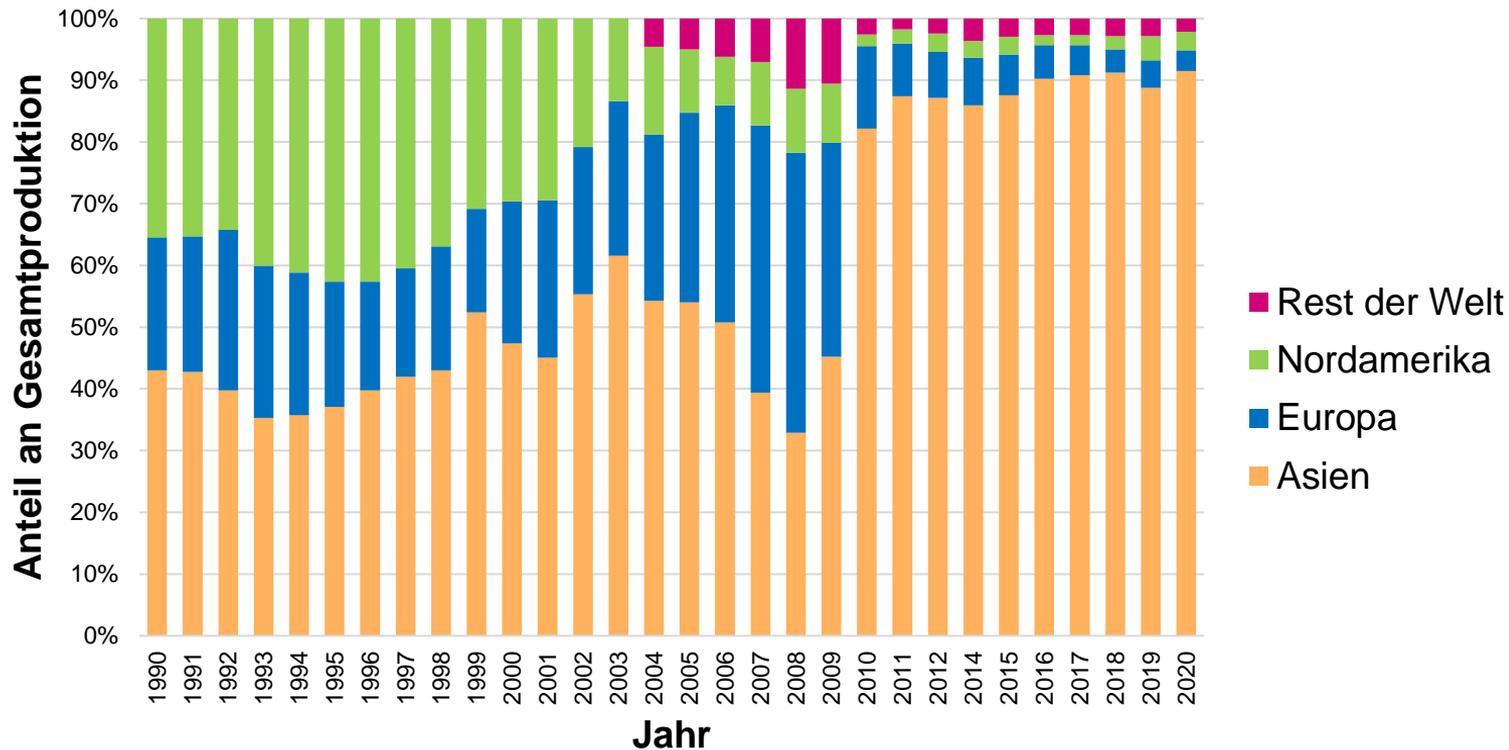


- **Funktionelle Einheit:**
„kWh Strom eingespeist in Netz“
- Ergebnis abhängig von Standort (hier: solare Einstrahlung: 1700 W/(m²*a)), Performance Ratio (hier: 0,8) und Modulwirkungsgrad (hier: 14-20 %)
- Außerdem hoher Einfluss des Produktionsstandorts und des zugrundeliegendem Strommixes!

Mit GEMIS berechneter Wert (Bezugsjahr 2015)

Exkurs: PV-Anlagen

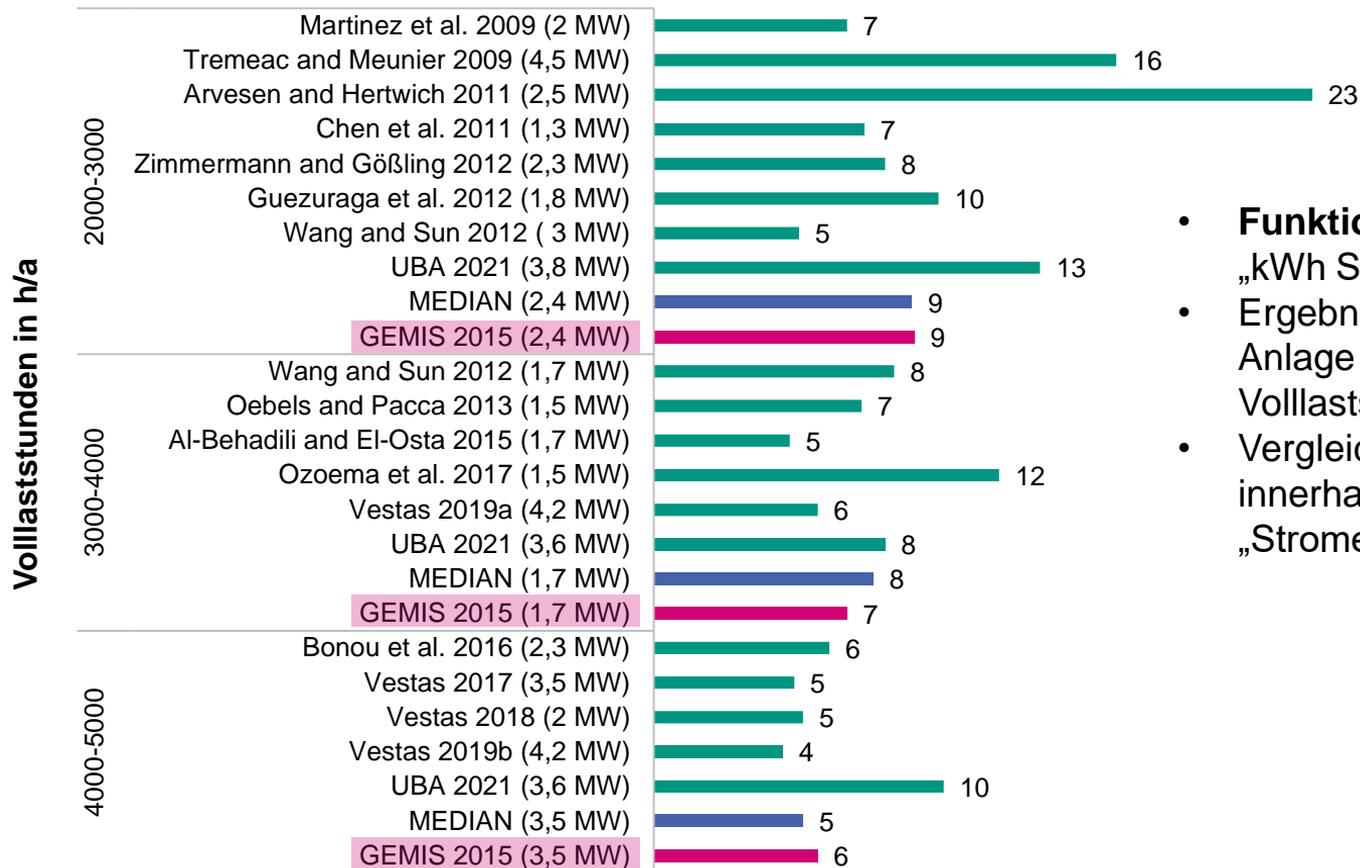
Produktionsstandorte PV-Module



Quelle: Eigene Darstellung, Daten aus Fraunhofer ISE 2022 [4]

Literaturrecherche – Windenergieanlage (Onshore)

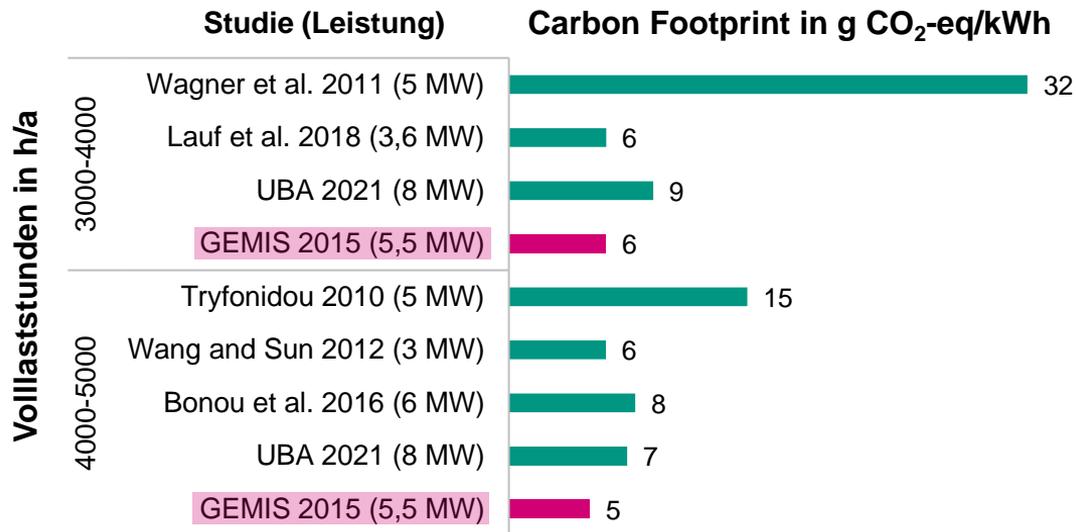
Carbon Footprint in g CO₂-eq/kWh



- **Funktionelle Einheit:** „kWh Strom eingespeist in Netz“
- Ergebnis abhängig von Leistung der Anlage (hier: 1,5 – 4,5 MW) und Volllaststunden
- Vergleichbarkeit nur eingeschränkt innerhalb ähnlicher „Stromertragsbereiche“ möglich!

Literaturrecherche – Windenergieanlage (Offshore)

Carbon Footprint in g CO₂-eq/kWh



- **Funktionelle Einheit:**
„kWh Strom eingespeist in Netz“
- Ergebnis abhängig von Leistung der Anlage (hier: 3 – 8 MW) und Volllaststunden
- Vergleichbarkeit nur eingeschränkt innerhalb ähnlicher „Stromertragsbereiche“ möglich!

➡ **Kein wesentlicher Unterschied zwischen Offshore- und Onshore-Anlagen.**

Höhere Leistung wird durch Mehraufwand bei Anlagenaufbau und Netzanschluss kompensiert (Unterseekabel).

Zwischenfazit

Literaturlauswertung

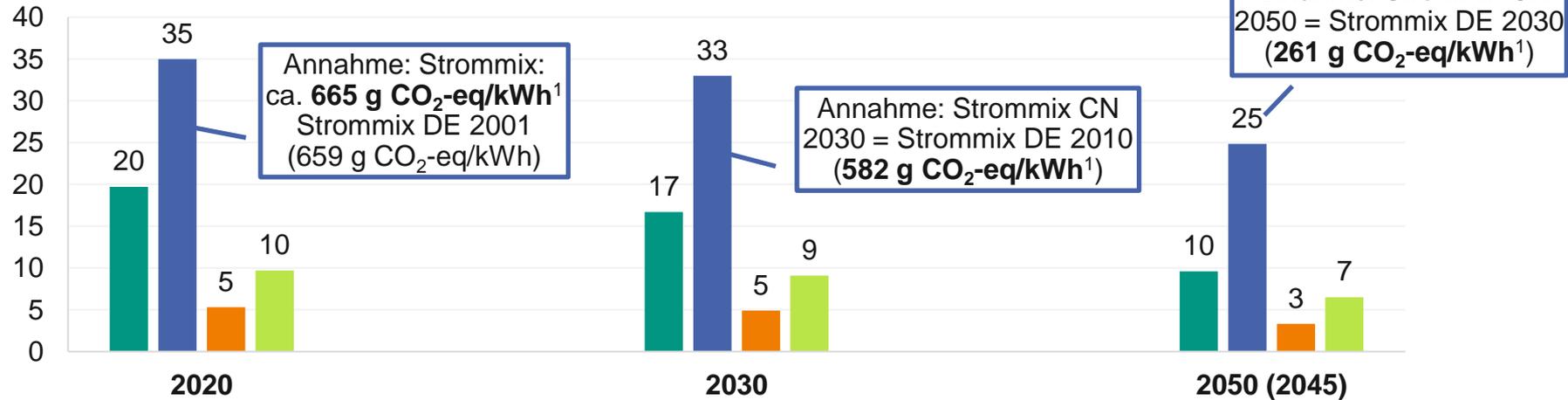
- ➔ LCA-Studien blicken ausschließlich in die Vergangenheit (Primärdaten)
- ➔ Berechnungen in GEMIS fügen sich gut in bisherige Studienlandschaft ein
- ➔ Im Falle von PV basiert GEMIS auf deutschen Produktionsstandortdaten. Über 90 % der PV-Module werden jedoch in Asien (67 % in China) gefertigt. Daher wurde der Produktionsort China als weitere Sensitivität berücksichtigt (→ Literaturwert UBA 2021 [5]).

Carbon Footprint – PV-/ Windstrom

Quelle: GEMIS v5.0

THG-Emissionen der Strombereitstellung in g CO₂-eq/kWh

■ PV-A (Europa) ■ PV-A (China) ■ WE-A (offshore) ■ WE-A (onshore)



➡ **PV-Anlagen haben einen höheren Carbon-Footprint als Windenergie-Anlagen.**
Offshore WE-A zeigen den geringsten Carbon Footprint (höhere Volllaststunden und Anlagenleistung)

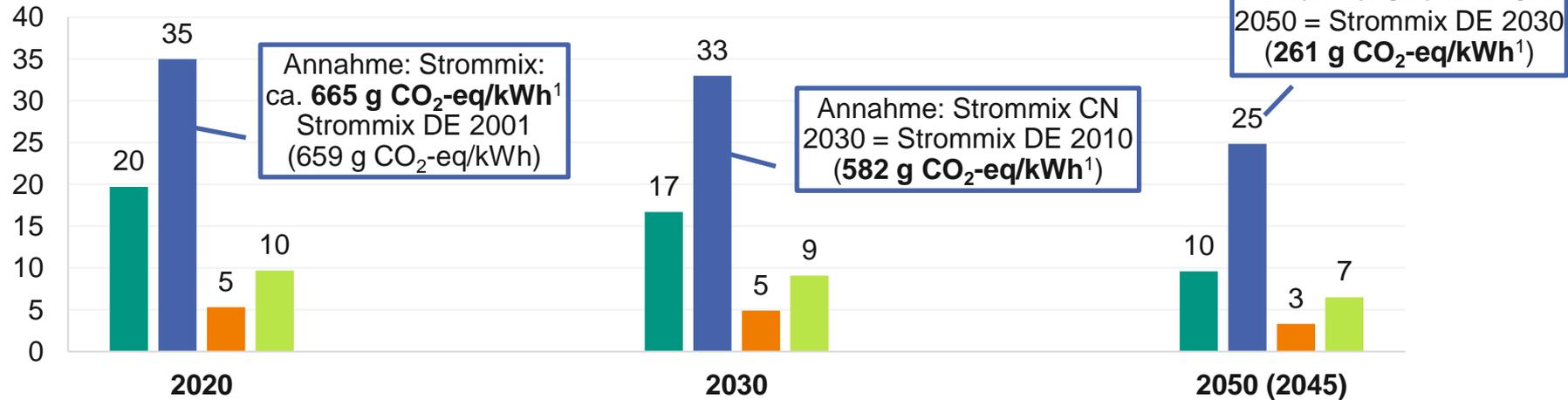
¹: Quelle: GEMIS v 5.0, Carbon Footprint PV-Modul (China) nach UBA 2021 [5]

Carbon Footprint – PV-/ Windstrom

Quelle: GEMIS v5.0

THG-Emissionen der Strombereitstellung in g CO₂-eq/kWh

■ PV-A (Europa) ■ PV-A (China) ■ WE-A (offshore) ■ WE-A (onshore)



➡ **PV-Anlagen haben einen höheren Carbon-Footprint als Windenergie-Anlagen.**
Offshore WE-A zeigen den geringsten Carbon Footprint (höhere Volllaststunden und Anlagenleistung)

¹: Quelle: GEMIS v 5.0, Carbon Footprint PV-Modul (China) nach UBA 2021 [5]

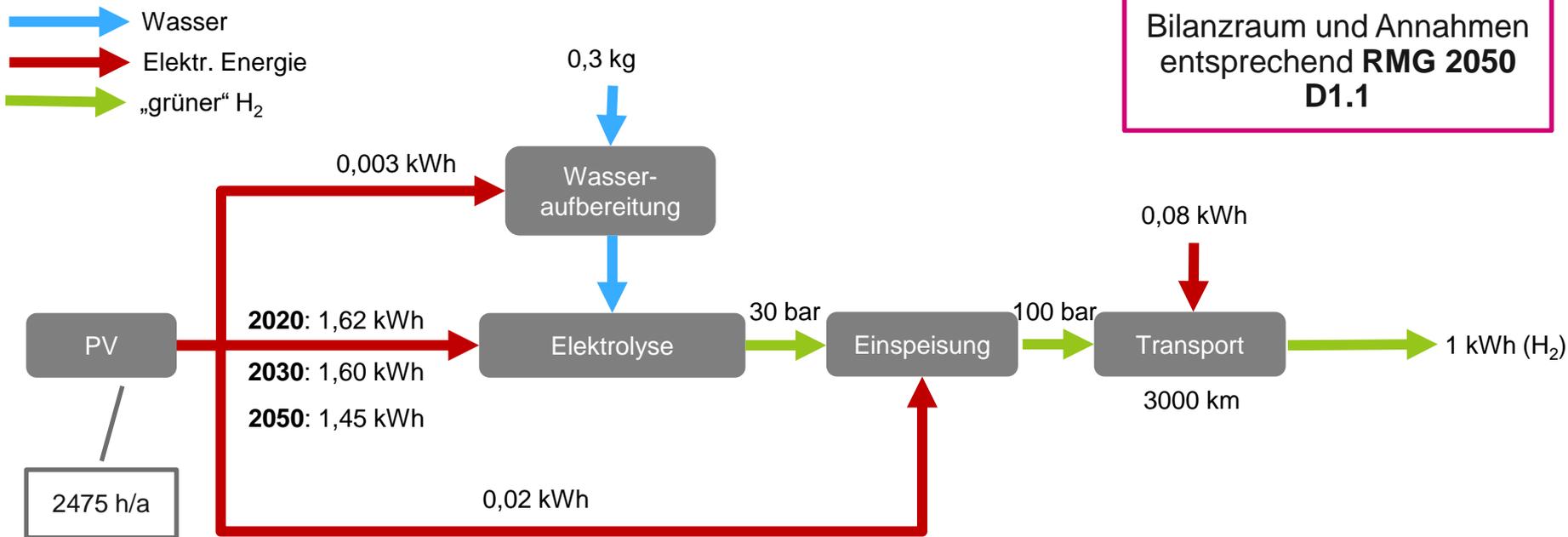
THG-Emissionen

Grüner Wasserstoff

Berechnung des Carbon Footprint (CF) mit GEMIS 5.0

- Die **funktionelle Einheit** wurde festgelegt auf 1 kWh (unterer Heizwert) Wasserstoff bei 30 bar
- Die Bereitstellung der Energieträger erfolgt in **Deutschland**. Findet die H₂-Produktion nicht in Deutschland statt, so wird ein Transport bis zur Landesgrenze berücksichtigt.
- Es wurden drei unterschiedliche **Stützjahre** betrachtet: Die heutige Situation, basierend auf dem Jahr 2020, eine mittelfristige Entwicklung („2030“) und eine langfristige Entwicklung („2050“)
- **Bilanzraum**: Für diese Kurzstudie wurde ein „**von der Wiege zum Produkt**“-Ansatz (cradle-to-product) gewählt. Dabei werden sämtliche Prozesse entlang der Wasserstofferzeugung und -bereitstellung betrachtet. Die nachfolgende Nutzungsphase sowie End-of-Life-Prozesse befinden sich außerhalb des Bilanzraums.
- **Betriebsweise** EE-Anlagen: Die Betriebsstunden der Elektrolyseure entsprechen denen der zugeordneten Stromquelle. Beispiel: PV-Anlagen in MENA kommen auf 2475 Volllaststunden pro Jahr. Ungeachtet des Tagesverlaufs werden die Syntheseanlagen jährlich nur für diese Zeit betrieben. Mögliche technische Konsequenzen des intermittierenden Betriebs (Katalysatoralterung, Wirkungsgrade der Anfahrprozesse) werden vernachlässigt
- Bauvorleistungen der Elektrolyse und Infrastruktur wurden vernachlässigt, da diese über die Lebensdauer nur einen sehr geringen Anteil am Carbon Footprint aufweisen [6, 7, 8, 9].

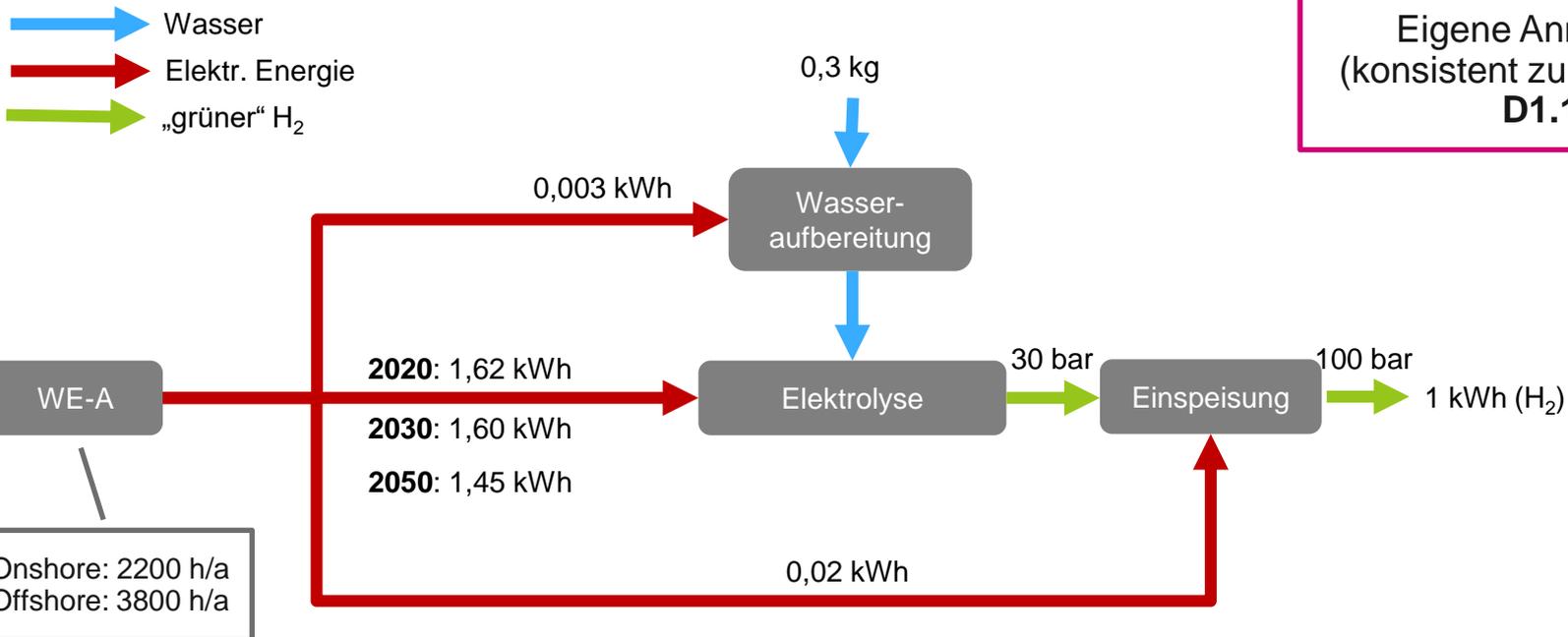
Bilanzraum – Grüner H₂ aus PV-Strom aus MENA



➡ **Betrachtete Stützjahre: 2020, 2030, 2050**

Bauvorleistungen der Elektrolyse vernachlässigt [6, 7, 8, 9]

Bilanzraum – Grüner H₂ aus Windenergie (DE)



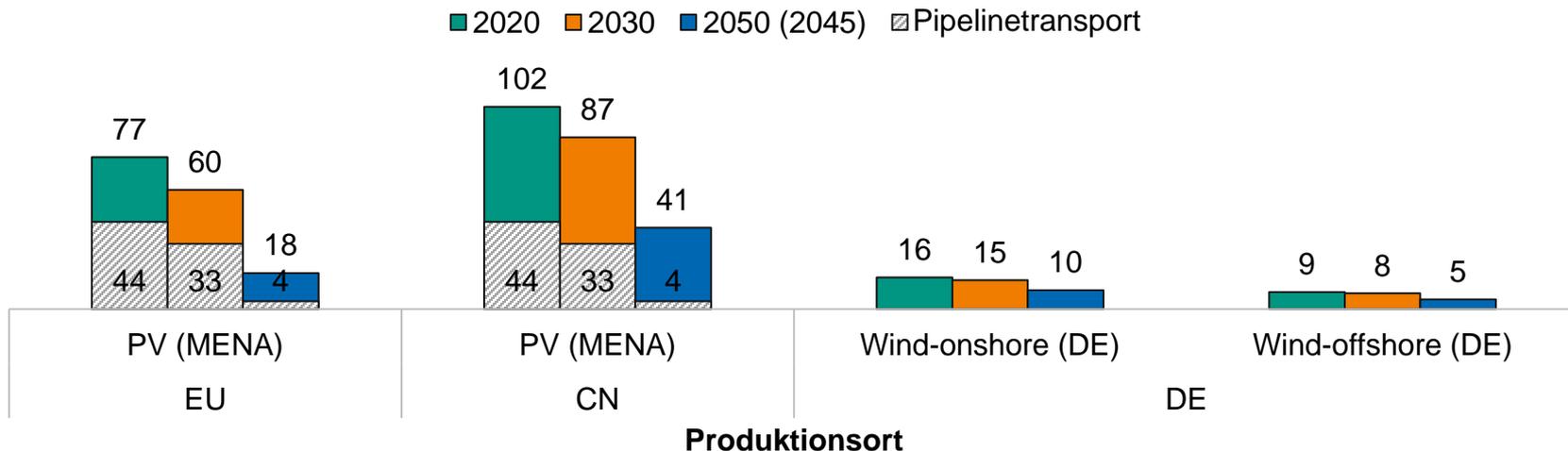
Eigene Annahmen
(konsistent zu **RMG 2050**
D1.1)

➡ **Betrachtete Stützjahre: 2020, 2030, 2050**

Bauvorleistungen der Elektrolyse vernachlässigt [6, 7, 8, 9]

Ergebnisse – THG-Berechnungen grüner H₂

Carbon Footprint grüner H₂ in g CO₂-eq/kWh



➔ Bei grünem H₂ aus MENA (PV) wird ein Großteil der Emissionen durch den Pipelinetransport verursacht (Annahme: Verdichter mit Netzstrom betrieben)

THG-Emissionen

Blauer und Türkiser Wasserstoff

THG-Emissionen von blauem und türkisen Wasserstoff

Methodik

Das Vorgehen zur Berechnung der THG-Emissionen von blauem und türkisenem Wasserstoff basiert auf dem Deliverable 1.1 des Projekts „RoadmapGas2050“ [17]. Die Massen- und Energiebilanzen basiert auf einer detaillierteren Prozessmodellierung mit der Software CHEMCAD®. Auf dieser Basis wurden die THG-Emissionen der Eingangsstoffström, die direkten CO₂-Emissionen aus dem Prozess und die Emissionen des CO₂-Transport und Sequestrierung bestimmt. Die Vorkettenemissionen wurden wie folgt festgelegt:

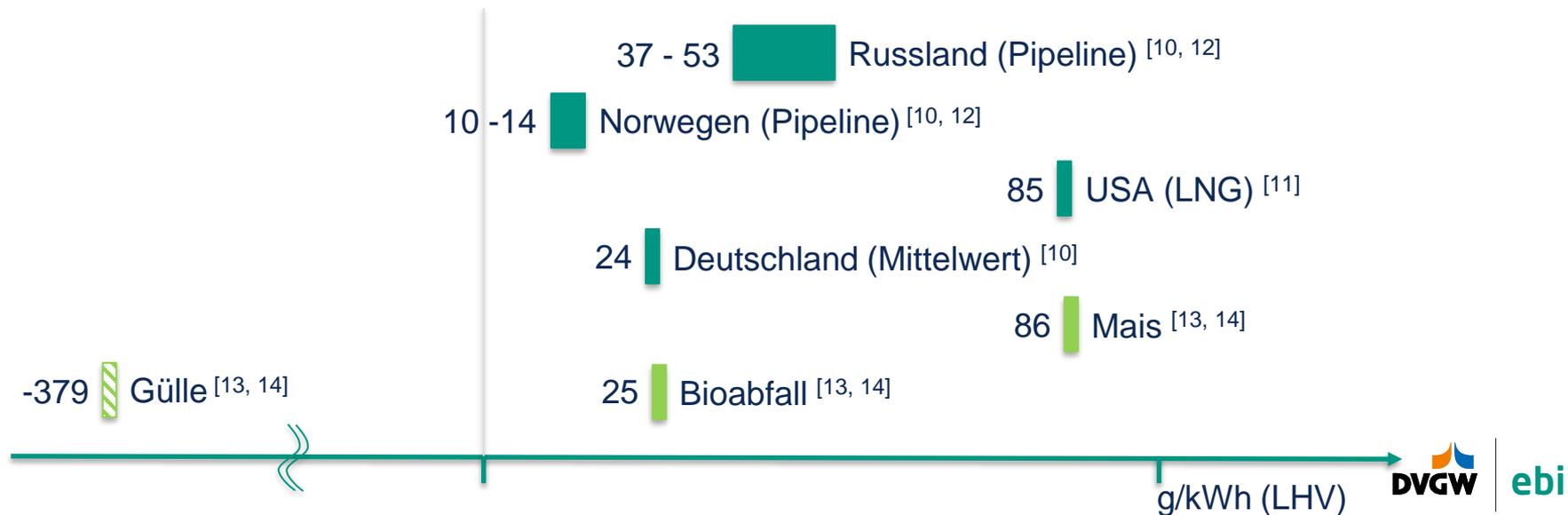
- Für die **Erdgas/Methan-Vorkettenemissionen** werden die folgenden Quelle berücksichtigt: Erdgas via Pipeline aus Russland und Norwegen, Erdgas via LNG aus den USA und heimisches Biogas (siehe nächste Folie). Es wurde auf dieser Basis eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt.
- Die **Vorkettenemissionen des deutschen Strommix** heute, 2030 und 2050 basieren auf dem NECP (siehe Berechnung zum grünen Wasserstoff)
- Die **Vorkettenemissionen des eingesetzten Wassers** wurden mit 10 g CO₂-eq/kg (H₂O) festgelegt [17]
- Die **Emissionen CO₂-Abtrennung, Transport und Sequestrierung** setzten sich wie folgt Zusammen: der elektrische Energiebedarf (Vorkettenemissionen Strom) für die CO₂-Abtrennung (Carbon Capture) und die direkten CO₂-Emissionen basieren auf der Prozessmodellierung. Für den CO₂-Transport und Sequestrierung (Carbon Storage) wurden 35 g CO₂-eq/kg (CO₂) festgelegt [18]

Die Emissionen für Bauvorleistungen können auf Grund der langen Betriebsdauer und den hohen Stoffdurchsätzen vernachlässigt werden [6].

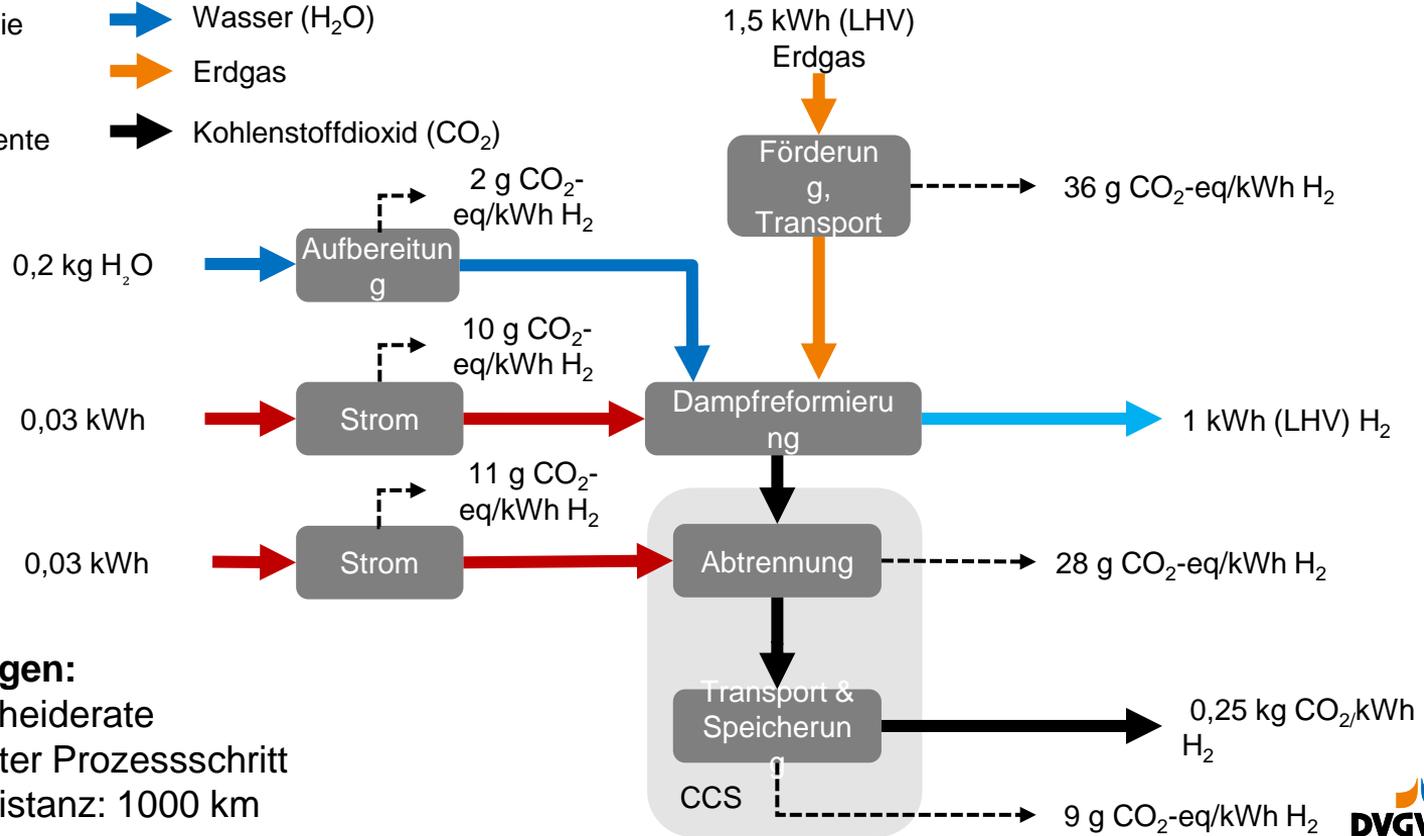
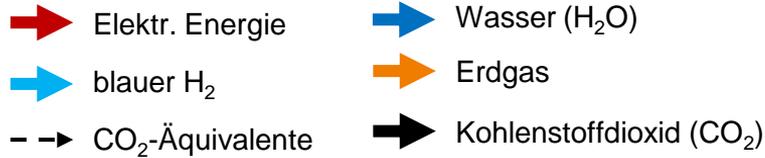
Literaturübersicht zu den CO₂-Vorkettenemissionen von Erdgas und heimischen Biogas

In Vorkettenemissionen enthalten:

- Förderung, Aufbereitung, Transport, Verteilung in D (CO₂ und Methanemissionen)
- Für LNG zusätzlich: Verflüssigung, LNG-Transport, Regasifizierung
- Biogas: Substratbereitstellung, Anlage, Anlagenbetrieb



THG-Emissionen blauer Wasserstoff - Deutschland (Mittelwert) 2020



Randbedingungen:

90 % CO₂-Abscheiderate

CCS als separater Prozessschritt

CO₂-Transportdistanz: 1000 km

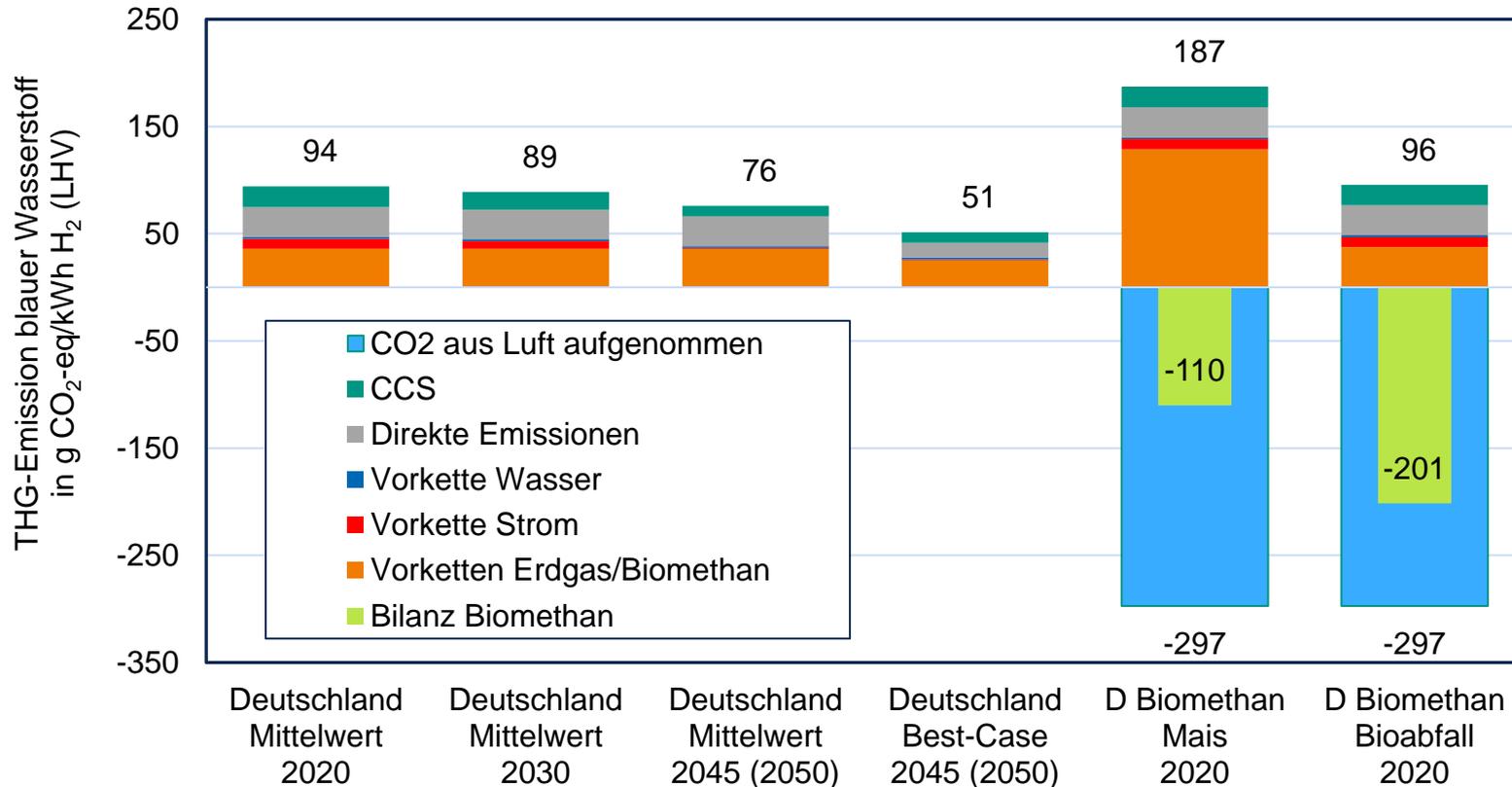
Blauer Wasserstoff

Best-Case-Annahme

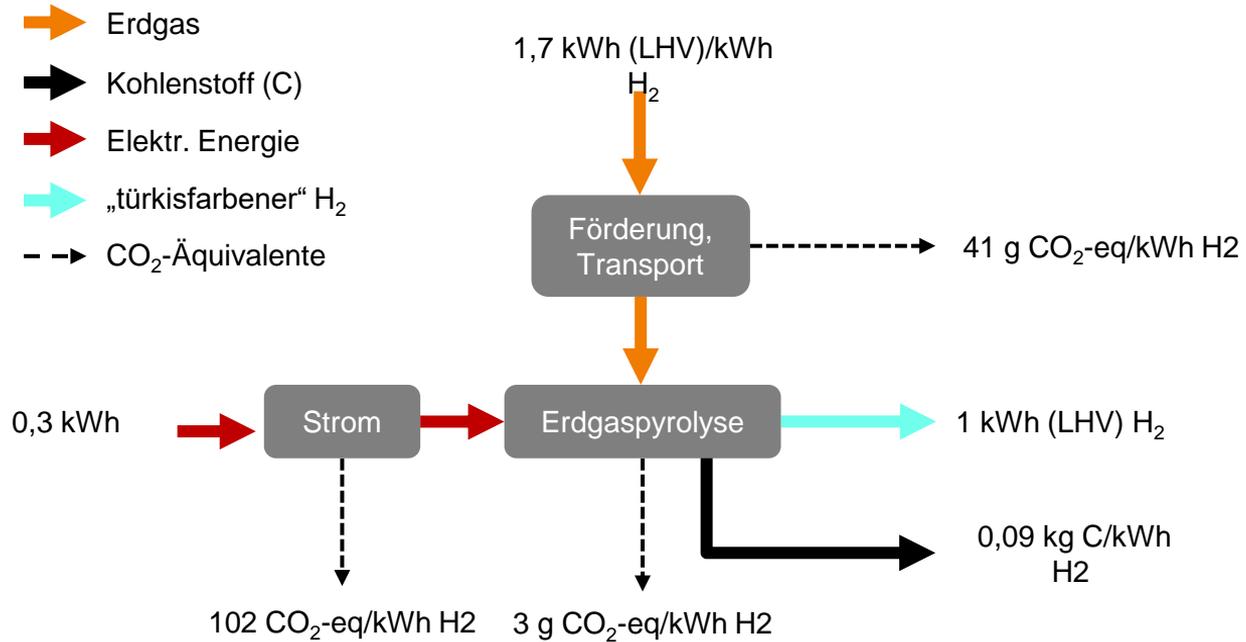
Für die Best-Case von blauem Wasserstoff produziert in Deutschland wurden die folgenden Annahmen getroffen:

- ➔ 30 % Reduktion der Erdgas/Methanvorkettenemission ausgehend von der Vorkettenemissionen in Deutschland (Mittelwert) [1]
- ➔ 95 % Abscheidegrad statt 90 % Abscheidegrad. Hierbei wurde keine Zunahme des Strombedarf für die CO₂-Abtrennung und keine Erhöhung der THG-Emissionen des CO₂-Transport und Sequestrierung (Carbon Storage) berücksichtigt.

THG-Emissionen blauer Wasserstoff



THG-Emissionen türkiser Wasserstoff - Deutschland Mittelwert 2020



Randbedingungen:
Keine Nachnutzung des Kohlenstoffs betrachtet

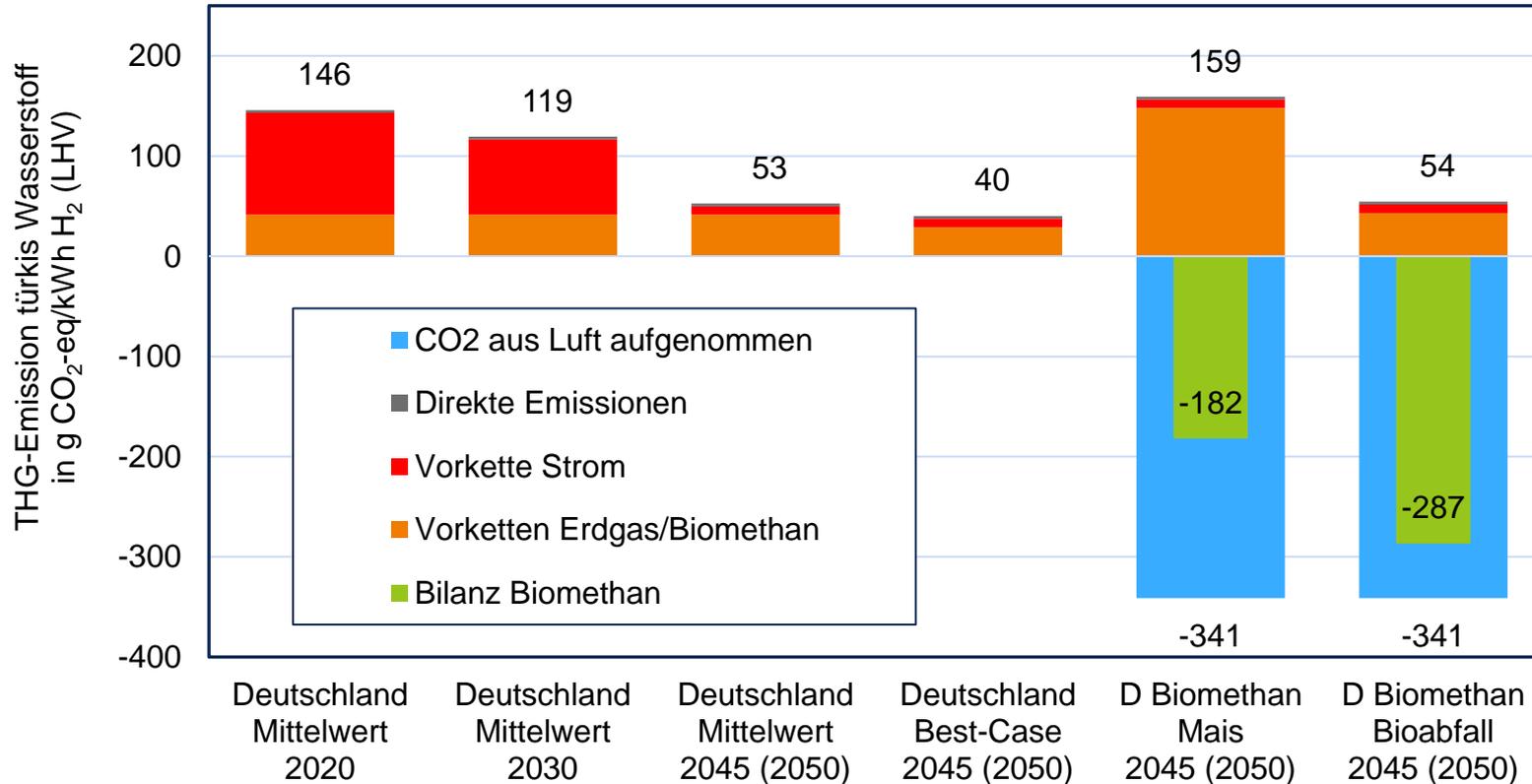
Türkiser Wasserstoff

Best-Case-Annahme

Für die Best-Case von türkischem Wasserstoff produziert in Deutschland wurden die folgenden Annahmen getroffen:

- ➔ 30 % Reduktion der Erdgas/Methanvorkettenemission ausgehend von der Vorkettenemissionen in Deutschland (Mittelwert) [1]

THG-Emissionen türkiser Wasserstoff



Exkurs:

H₂-Zertifizierung

Exkurs: H₂ – Zertifizierung

Beispiel: TÜV SÜD, CertifHy

	CertifHy	TÜV SÜD
Typ	Freiwilliger Standard	Freiwilliger Standard
Kategorien	„Green“ oder „Low- Carbon“ (CCS)	„Green“
Bilanzraum	Well-to-Gate	Well-to-Gate (Nutzung optional)
Produkt	H ₂ (3 MPa, Reinheit: 99,9 %)	H ₂ (3 MPa, Reinheit: 99,9 %)
Bauvorleistungen	Nicht berücksichtigt	Nicht berücksichtigt
Referenzwert	91 g CO ₂ -eq/MJ (Heizwert) 328 g CO ₂ -eq/kWh (Heizwert)	94 g CO ₂ -eq/MJ (Heizwert) 338 g CO ₂ -eq/kWh (Heizwert)
Minderungsziel	-60 % ggü. Referenzwert (Update auf -70 % vorgesehen)	-70 % ggü. Referenzwert
Grenzwert	36 g CO ₂ -eq/MJ (Heizwert) 131 g CO ₂ -eq/kWh (Heizwert)	28 g CO ₂ -eq/MJ (Heizwert) 101 g CO ₂ -eq/kWh (Heizwert)

[15, 16]

- ➔ Gebundene THG-Emissionen aus der Herstellung, dem Bau oder der Stilllegung von Anlagen werden nicht berücksichtigt
- ➔ Keines der Systeme legt einen künftigen Kurs für seine THG-Schwellenwerte fest. Die Schwellenwerte für „green H₂“ bzw. „Low-Carbon H₂“ werden höchstwahrscheinlich bei Bedarf auf der Grundlage umfassenderer politischer Beschlüsse (z. B. RED II) aktualisiert.

Anhang

Nr.	Quelle
[1]	Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL: on methane emissions reduction in the energy sector and amending Regulation (EU), 2021.
[2]	Umweltbundesamt, Treibhausgasminderungsziele Deutschlands. [Online] Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgasminderungsziele-deutschlands#inter-nationale-vereinbarungen-weisen-den-weg (Zugriff am: 11. Februar 2022).
[3]	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan: gemäß der VERORDNUNG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Richtlinie 94/22/EG, der Richtlinie 98/70/EG, der Richtlinie 2009/31/EG, der Verordnung (EG) Nr. 663/2009, der Verordnung (EG) Nr. 715/2009, der Richtlinie 2009/73/EG, der Richtlinie 2009/119/EG des Rates, der Richtlinie 2010/31/EU, der Richtlinie 2012/27/EU, der Richtlinie 2013/30/EU und der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 525/201“, Jun. 2020. [Online] Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/I/integrierter-nationaler-energie-klimaplan.pdf?__blob=publicationFile&v=4 . Zugriff am: 17. Februar 2022.
[4]	Fraunhofer ISE, „Photovoltaics Report 2022,“ Feb. 2022. [Online] Verfügbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/photovoltaics-report.html . Zugriff am: 18. März 2022
[5]	Jasmin Hengstler, Manfred Russ, Alexander Stoffregen, Aline Hendrich, Dr. Michael Held, Ann-Kathrin Briem, „Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen“, Umwelt Bundesamt (UBA), 2021. Zugriff am: 12. November 2021.
[6]	IFEU, DLR - Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt und JOANNEUM RESEARCH, „Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien: Abschlussbericht“, Dessau-Roßlau, Texte 68/2020, Nov. 2019.
[7]	M. Delpierre, J. Quist, J. Mertens, A. Prieur-Vernat und S. Cucurachi, „Assessing the environmental impacts of wind-based hydrogen production in the Netherlands using ex-ante LCA and scenarios analysis“, Journal of Cleaner Production, Jg. 299, S. 126866, 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2021.126866.
[8]	K. Bareiß, C. de La Rua, M. Möckl und T. Hamacher, „Life cycle assessment of hydrogen from proton exchange membrane water electrolysis in future energy systems“, Applied Energy, Jg. 237, S. 862–872, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.001.
[9]	R. Bhandari, C. A. Trudewind und P. Zapp, „Life cycle assessment of hydrogen production via electrolysis – a review“, Journal of Cleaner Production, 2013, doi: 10.1016/j.jclepro.2013.07.048.

Nr.	Quelle
[10]	Große et al. (2021): Carbon Footprint of Natural Gas 1.1. Abschlussbericht. Hg. v. Zukunft Gas GmbH
[11]	Russ, Manfred (2017): Treibhausgas-Profile für Erdgas-Transporte. Vergleich zusätzlicher Erd-gas-Importe nach Europa durch die Nord Stream 2 Pipeline und LNG-Importalternativen. Abschlussbericht. Hg. v. thinkstep AG
[12]	Wachsmuth et al. (2021): Wie klimafreundlich ist LNG? Kurzstudie zur Bewertung der Vorkettenemissionen bei Nutzung von verflüssigtem Erdgas (LNG). Hg. v. Umweltbundesamt (UBA)
[13]	Prussi et al. (2020): JEC Well-to-Tank report v5. Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context.
[14]	Heneka et al. (2018): Vergleichende Bewertung von PtX-Prozessen zur Bereitstellung von Kraftstoffen aus erneuerbaren Quellen. Abschlussbericht PtX-Studie
[15]	E4tech und Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, „Options for a UK low carbon hydrogen standard: Final report“, London, Mai 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1024173/Options_for_a_UK_low_carbon_hydrogen_standard_report.pdf f. Zugriff am: 1. April 2022.
[16]	German Energy Agency und World Energy Council - Germany, Hg., „Global Harmonisation of Hydrogen Certification: Overview of global regulations and standards for renewable hydrogen“, Berlin, Jan. 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/REPORT_Global_Harmonisation_of_Hydrogen_Certification.pdf . Zugriff am: 2. Mai 2022.
[17]	Leiblein et al. (2020): Roadmap Gas 2050 Deliverable D1.1. Bewertung von alternativen Verfahren zur Bereitstellung von grünem und blauem H2. DVGW-Förderkennzeichen G 201824. Hg. v. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW). DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut; DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH; Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.
[18]	Anvik, Harald (2019):Report - Full chain CO2 footprint.

Carbon Footprint – Deutscher Strommix

Quelle: Bundesklimaschutzgesetz [2]

Zulässige Jahresemissionsmengen nach Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) [2]

