

Die Rolle von Gasen im Energiesystem der Zukunft

ONTRAS.Netzforum 2025

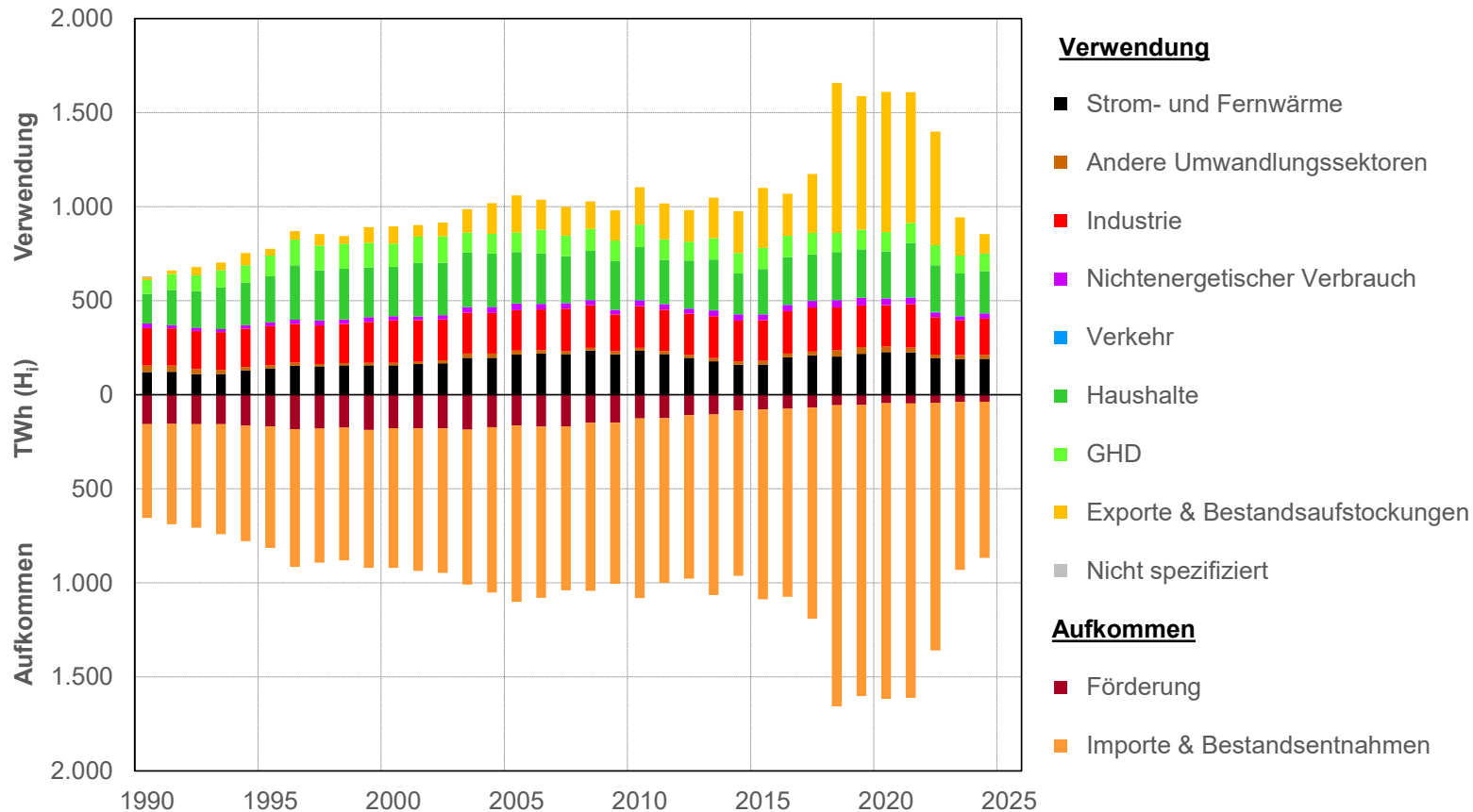
Dr. Felix Chr. Matthes

Leipzig, 5. November 2025

Erdgasaufkommen und –verbrauch im historischen Kontext

Verbrauch, einheimische Förderung, Importe und Transite

Erdgas-Aufkommen und –Verbrauch für Deutschland



Quellen: AG Energiebilanzen, BDEW, Öko-Institut

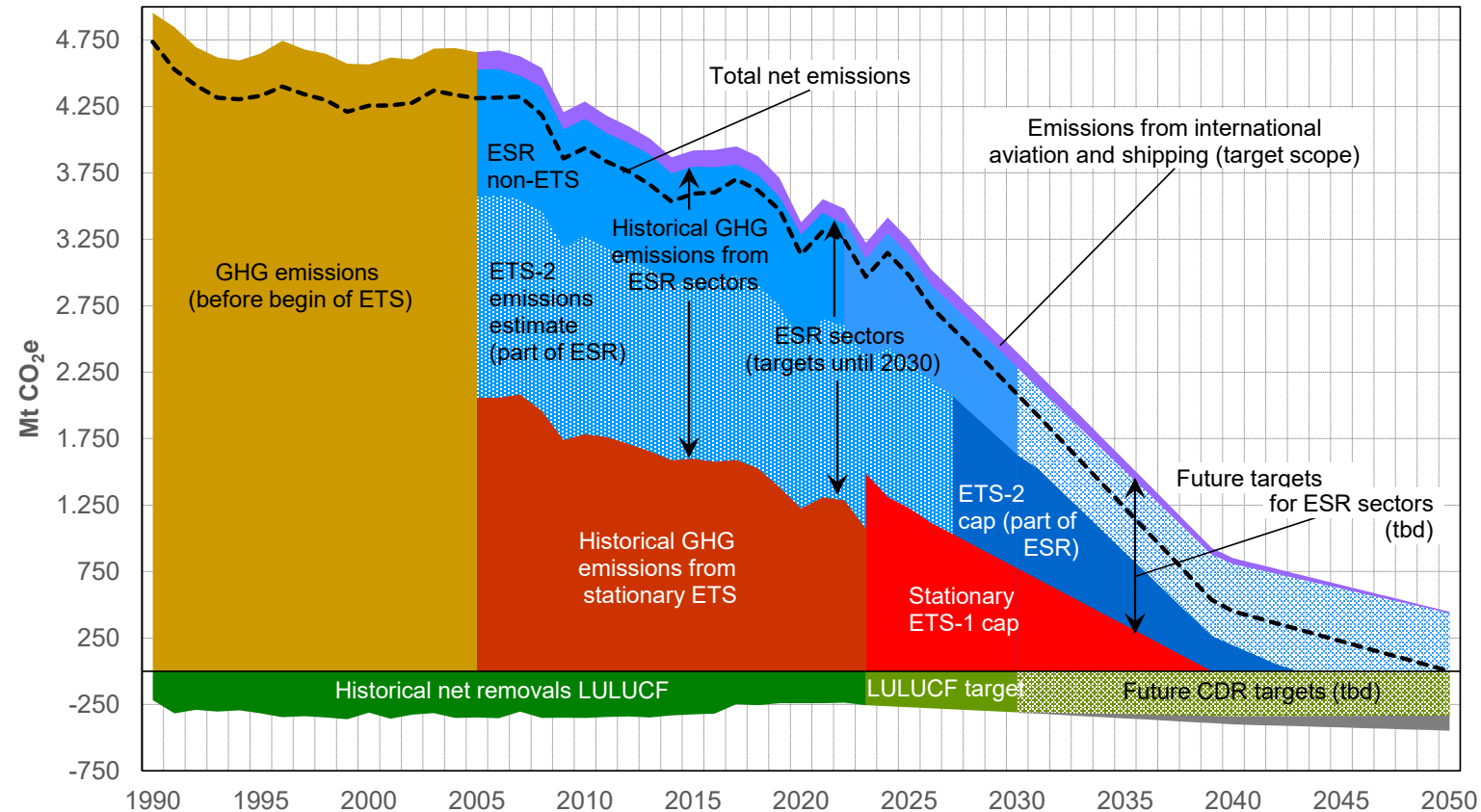
1990-2024: unterschiedliche Trends

- Verbrauch
 - stetiger Aufwuchs bis 2005
 - dann tendenziell stagnierend
 - ab 2022 deutlicher Rückgang
 - Gebäude und Industrie als durchgängig zentrale Treiber
- einheimisches Aufkommen gering
- Importe
 - stetig ansteigend bis 2017
 - danach bis 2021 massiver Anstieg
 - ab 2022 erheblicher Rückgang
- Transite
 - stetiger Aufwuchs bis 2005
 - Höchstniveaus 2018-2021
 - danach Rückgang auf sehr geringe Werte

Klimaneutralitätsarchitektur- und instrumente in Deutschland und Europa

EU ETS-1/2 als Teil des Policy mix – EU ETS-1 aber hoch kritisch für das Gesamtsystem

Architektur, Mengengerüste und Mengensteuerungsinstrumente der EU-Klimapolitik



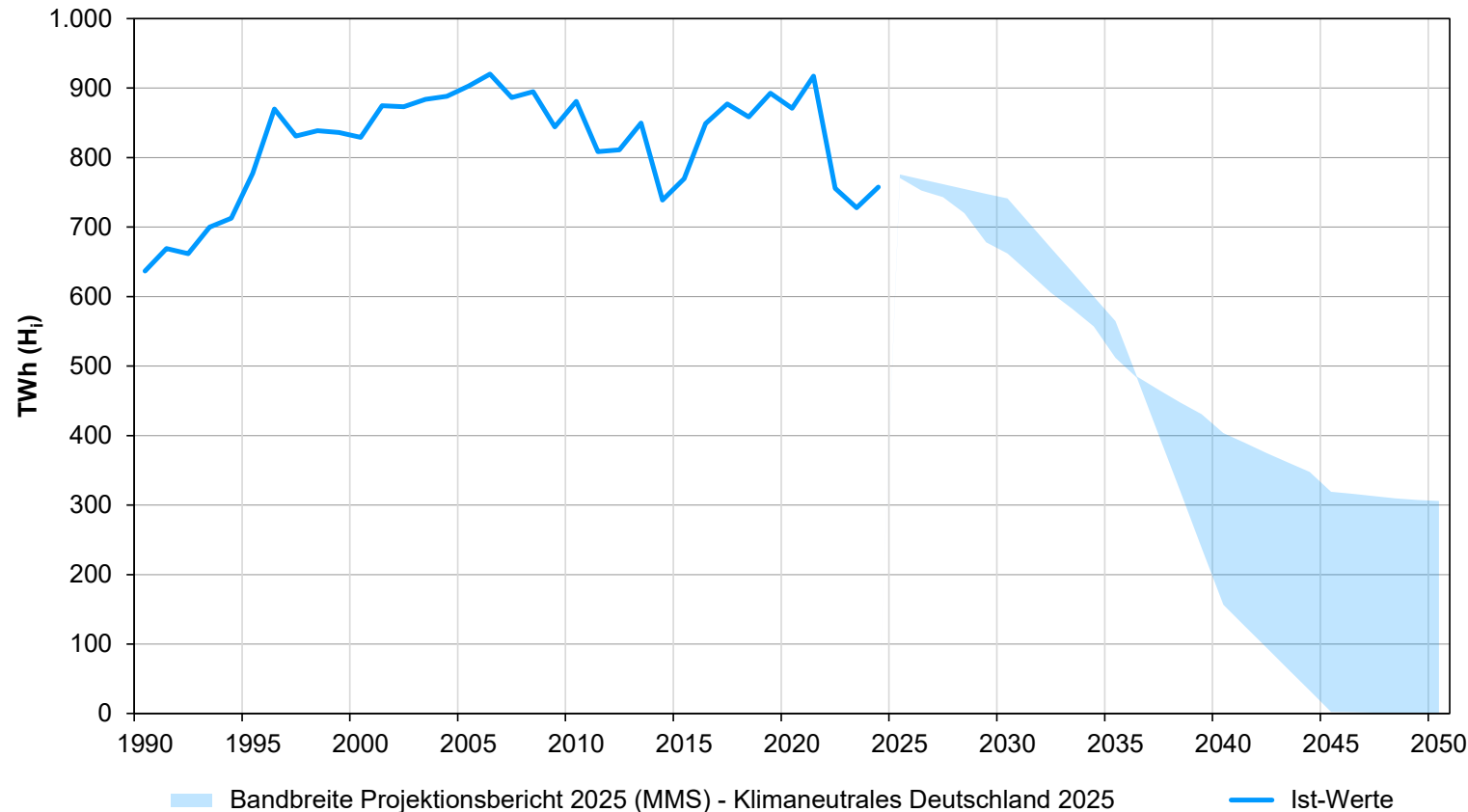
Quelle: Öko-Institut

- Übergeordneten Klimaneutralitätsziele Deutschland und EU-27 mit
 - 2045 für Deutschland
 - 2050 für die EU-27
- Aktueller (Rechts-) Stand EU-ETS
 - 2038 letzte Ausgabe von CO₂-Zertifikaten im EU ETS (Energiewirtschaft & energieintensive Industrien)
 - zuzüglich (eher weniger) CO₂-Zertifikate aus der MSR
 - im (neuen) ETS-2 (Verkehr, Gebäude) letzte Ausgabe von Zertifikaten in 2042
- Aktuelle (EU-) Diskussionen
 - ETS-2 massiv unter Beschuss
 - ETS-1 mit wachsender Kritik, Cap-Setzung hoch kritisch für EU-Klimaschutz-Architektur

Zukünftige Perspektiven des Erdgasverbrauchs

Bandbreiten des Verbrauchs von Erdgas für Deutschland

Gesamter Erdgas-Verbrauch für Deutschland



Quellen: Agora (2024), UBA (2025), AG Energiebilanzen, Öko-Institut

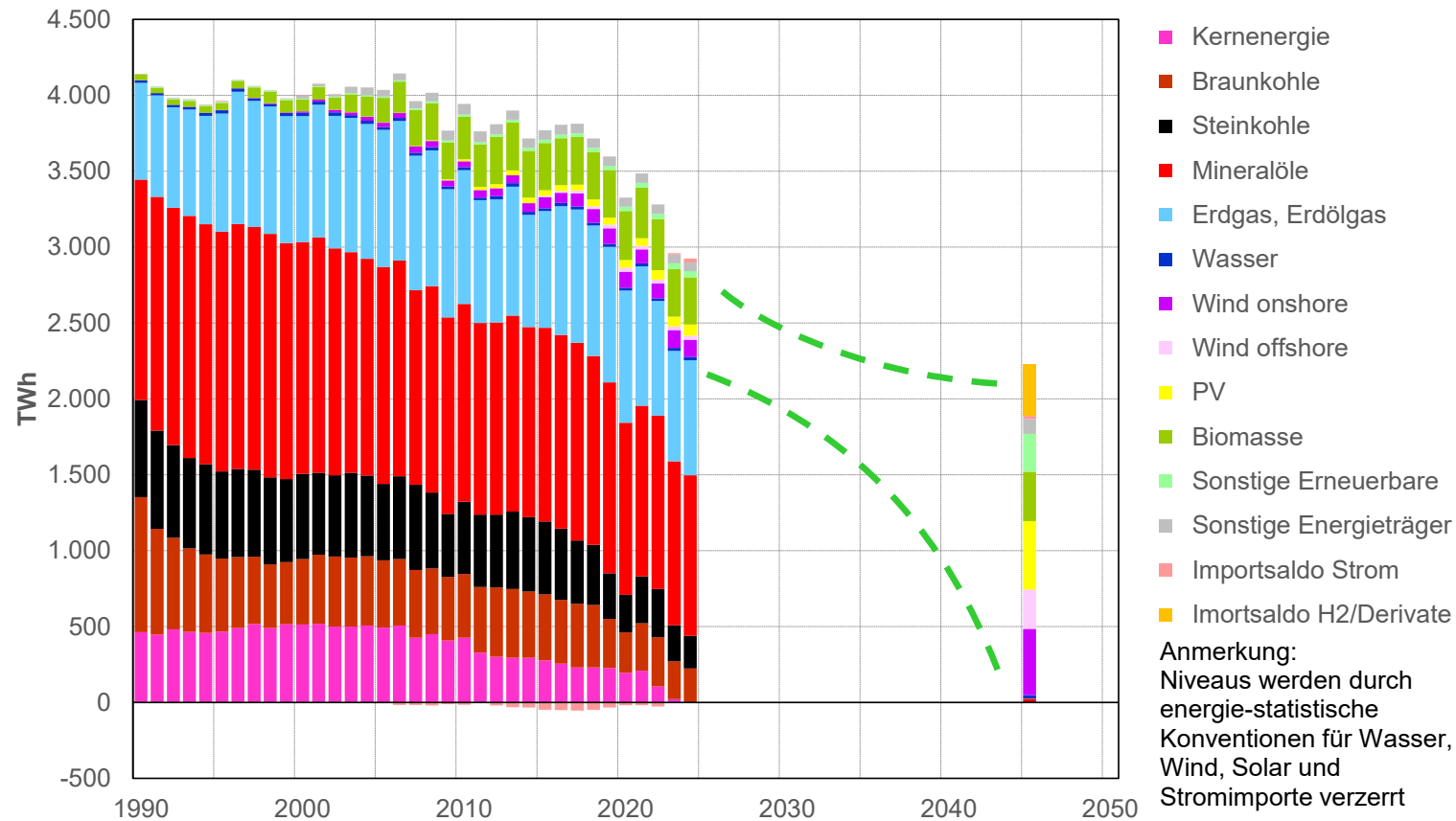
Erfolg von Klimapolitik determiniert zukünftigen Erdgasverbrauch

- Prototypische Bandbreiten aktueller Modellierungsarbeiten
 - Exploratives Szenario: Projektionsbericht 2025 (MMS) (Langfrist-Klimaziel verfehlt)
 - Ziel-Szenario: Klimaneutrales Deutschland 2045
- relativ enger Korridor bis ca. 2035
 - Rückgang auf ca. 500 TWh
 - Dekarbonisierung der Energiewirtschaft und von Teilen der Industrie und der Gebäude
- danach große Bandbreite
 - Rückgang auf ca. 0-300 TWh
 - (Miss-) Erfolg bei Umsetzung Klimaneutralität für Industrie & Gebäude

Das deutsche Energiesystem

Transformation jenseits des (heutigen) Stromsystems gewinnt massiv an Bedeutung

Primärenergie-Strukturen in Deutschland 1990-2045



Quellen: Agora (2024), AG Energiebilanzen, Öko-Institut

- **Langfristige Zielstruktur im Grundsatz: 10-33-17**
 - 1.000 TWh Strom
 - 300 TWh Biomasse
 - 300 TWh H₂-/Derivatimporte
 - 100 TWh H₂-Erzeugung
 - 70 Mio. t CO₂-Speicherung
- **Erhebliche Schwankungen und Unsicherheiten im Zeitverlauf**
 - makroökonomische und geopolitische Trends
 - industrie(-politische) Trends
 - Klimapolitische Stringenz
- **Richtungs- aber nicht trajektoriensicher: Anteil leitungsgebundener Optionen steigt massiv**

Ohne Wasserstoff keine Klimaneutralität – kein Wasserstoff ohne Klimaneutralität

Mindesteinsatzmengen H₂/Derivate & Alternativen zur Erreichung von Klimaneutralität

	2035	2045	2035	2045	
	TWh (H ₂) p.a.		Mio. t CO ₂ p.a.		
Wasserstoff	80	265	18	55	
Strom & Fernwärme	30	130	6	26	keine Verlagerung, tlw. CCS-Konkurrenz
Raffinerien	5	0	1	0	(faktisch) keine Verlagerung
Eisen & Stahl	10	40	2	8	Verlagerung (grün = Kosten, schwarz = hoch problematisch), ggf. CCS-Konkurrenz
Chemie	5	60	1	12	Verlagerung (grün = Kosten, schwarz = hoch problematisch), ggf. CCS-Konkurrenz
Sonstige	1	5	0	1	
Lkw	30	30	8	8	(faktisch) keine Verlagerung
Derivate	60	220	16	59	
Verkehr (v.a. Flug & Schiff)	50	120	13	32	(faktisch) keine Verlagerung
Industrie	10	100	3	27	Verlagerung (grün = Kosten, schwarz = hoch problematisch), ggf. CCS-Konkurrenz
Summe	140	485	34	114	
Zum Vergleich					
1 Prozentpunkt Emissionsminderung (zu 1990)				13	
10% Zugriff auf "DE-Anteil" CO ₂ -Lagerstätten Nordsee				8	

- **(Mindest-) Bedarfe an H₂-/Derivaten für Klimaneutralität**
 - Summen-Zielwerte für 2035 jeweils ca. 1/3 von 2045
 - für EU jeweils etwa um Faktor 3 bis 4 höher
- **Klimaschutz-Alternativen**
 - nicht durchgängig verfügbar (jenseits des Senken-ausgleichs von Residual-emissionen)
 - aber auch mit (volks-) wirtschaftlichen Konsequenzen, inkl. Carbon/Green Leakage
- **Klimaschutz-Architektur**
 - Rolle und (längerfristiges) Niveau internationaler Gutschriften

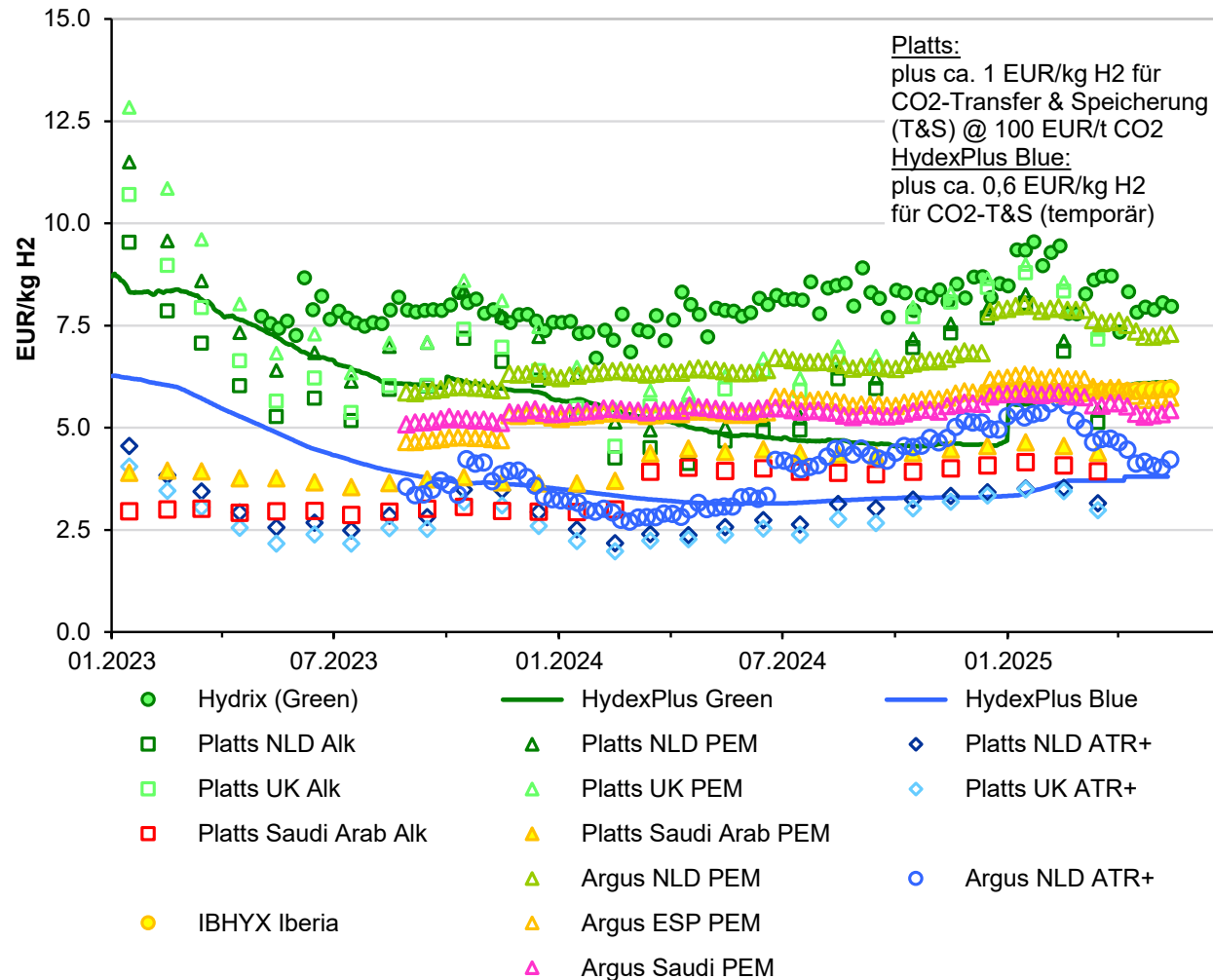
Initiierung des H₂-Hochlaufs & Entwicklung des H₂-Marktes ist eine Gestaltungsaufgabe

Schlüsselemente robuster Strategien und zielführender Policy Mixes

Schaffung der Grundlagen	Aufbau belastbarer Anreizmechanismen für Ankersektoren 	Aufbau einer Basis-Infrastruktur mit hinreichender Voraussicht 	Aufbau robuster Zertifizierungssysteme Normen & Standards 
	Schaffung von Preistransparenz mit pragmatischen Ansätzen 	Etablierung/Unterstützung von Midstream-Akteuren 	Schaffung pragmatischer Lösungen für First-mover-Nachteile 
	Innovationsförderung für die gesamte Wertschöpfungskette 	Sicherung des Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung 	Schaffung der Grundlagen für internationale Kooperation/Handel 
Eher restriktive Ansätze bei	Angebots-Förderung ohne Beitrag zur Preistransparenz-Schaffung	Local-content-Regelungen mit hohen Preiseffekten	Großteils auf ausländischen Subventionen basierende Importe

Wasserstoff-Kosten und –Preise sind deutlich höher als (ursprünglich) erwartet

Hintergründe und Konsequenzen



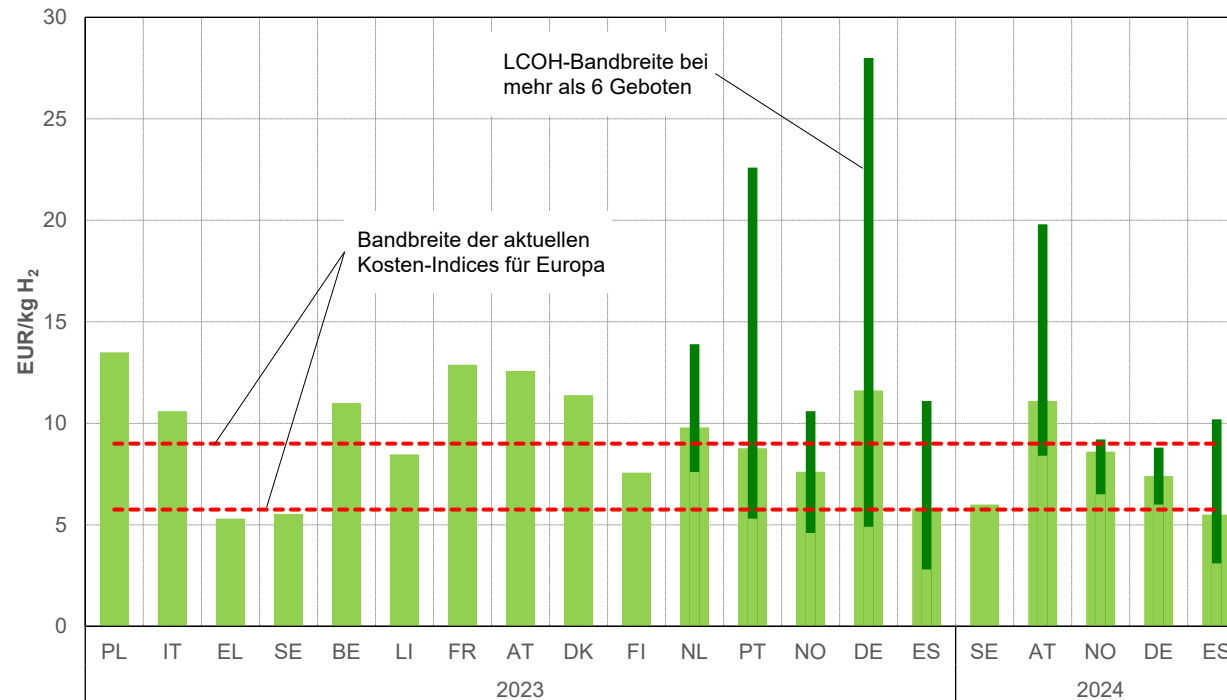
H₂-Kosten/-Preise sind deutlich höher als erwartet (für grünen wie auch für blauen H₂)

- aus (sehr) unterschiedlichen Gründen
 - Zertifizierungsanforderungen
 - Anlagen- und Materialpreise
 - Risiko-Zuschläge
 - fehlende Midstream-Akteure
 - Preisrealität bei CO₂-Transfer und -Speicherung
 - etc.
- Finanzierungsbedarfe steigen
 - Anhaltswerte: für 10 TWh H₂ in den nächsten 10-15 Jahren jährliche Kostenlückenschließung von ca. 1,4 Mrd. € (grüner H₂) bzw. 0,8 Mrd. € (blauer H₂) nötig
 - deutlich geringerer Spielraum öffentlicher Budgets und begrenzte Kostentragungsbereitschaft von z.B. Gasverbrauchern

Wasserstoff-Kosten und –Preise sind deutlich höher als (ursprünglich) erwartet

Hintergründe und Konsequenzen

Wasserstoff-Kosten aus den ersten beiden EHB-Auktionen



Quellen: Europäische Kommission, Öko-Institut

H₂-Kosten/-Preise sind deutlich höher als erwartet (für grünen wie auch für blauen H₂)

- aus (sehr) unterschiedlichen Gründen
 - Zertifizierungsanforderungen
 - Anlagen- und Materialpreise
 - Risiko-Zuschläge
 - fehlende Midstream-Akteure
 - Preisrealität bei CO₂-Transfer und -Speicherung
 - etc.
- Finanzierungsbedarfe steigen
 - Anhaltswerte: für 10 TWh H₂ in den nächsten 10-15 Jahren jährliche Kostenlückenschließung von ca. 1,4 Mrd. € (grüner H₂) bzw. 0,8 Mrd. € (blauer H₂) nötig
 - deutlich geringerer Spielraum öffentlicher Budgets und begrenzte Kostentragungsbereitschaft von z.B. Gasverbrauchern

Wasserstoff als zukünftiger Energieträger und Feedstock

Die Herausforderung Kosten und/oder Innovationsvorleistung

Wasserstoff-Kosten grün (aktuell, Europa, westliche Technologie)

aktuell		Auslastung Elektrolyseur - jährliche Betriebsstunden [h/a]														
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000	7.500
Strom-Einstandskosten [EUR2023/MWh]	0	21,8	10,9	7,3	5,5	4,4	3,6	3,3	2,9	2,6	2,4	2,2	2,0	1,9	1,8	1,7
	10	22,3	11,4	7,8	6,0	4,9	4,2	3,8	3,4	3,1	2,9	2,7	2,5	2,5	2,3	2,3
	20	22,9	12,0	8,4	6,6	5,5	4,7	4,4	4,0	3,7	3,4	3,2	3,1	3,0	2,9	2,8
	30	23,4	12,5	8,9	7,1	6,0	5,3	4,9	4,5	4,2	4,0	3,8	3,6	3,6	3,4	3,3
	40	24,0	13,1	9,5	7,7	6,6	5,8	5,5	5,1	4,8	4,5	4,3	4,2	4,1	4,0	3,9
	50	24,5	13,6	10,0	8,2	7,1	6,4	6,0	5,6	5,3	5,1	4,9	4,7	4,6	4,5	4,4
	60	25,1	14,2	10,6	8,7	7,7	6,9	6,5	6,2	5,9	5,6	5,4	5,3	5,2	5,1	5,0
	70	25,6	14,7	11,1	9,3	8,2	7,5	7,1	6,7	6,4	6,2	6,0	5,8	5,7	5,6	5,5
	80	26,2	15,3	11,7	9,8	8,8	8,0	7,6	7,3	7,0	6,7	6,5	6,4	6,3	6,2	6,1
	90	26,7	15,8	12,2	10,4	9,3	8,6	8,2	7,8	7,5	7,3	7,1	6,9	6,8	6,7	6,6
	100	27,3	16,4	12,8	10,9	9,9	9,1	8,7	8,4	8,1	7,8	7,6	7,5	7,4	7,3	7,2

- Wasserstoffkosten/-preise
 - großer Regulatorik-Einfluss
 - einheimisch (grün): derzeit 7,50 €/kg H₂ (und darüber)

Quelle: Matthes & Brauer (2025)

Wasserstoff als zukünftiger Energieträger und Feedstock

Die Herausforderung Kosten und/oder Innovationsvorleistung

Wasserstoff-Kosten grün (mittelfristig, Importe, ggf. chinesische Technologie/Kosten)

mittelfristig		Auslastung Elektrolyseur - jährliche Betriebsstunden [h/a]														
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000	7.500
Strom-Einstandskosten [EUR2023/MWh]	0	10,2	5,1	3,4	2,6	2,0	1,7	1,5	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8
	10	10,7	5,6	3,9	3,1	2,6	2,2	2,0	1,9	1,7	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3
	20	11,2	6,1	4,4	3,6	3,1	2,7	2,5	2,4	2,2	2,1	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8
	30	11,7	6,6	4,9	4,1	3,6	3,2	3,0	2,9	2,7	2,6	2,5	2,5	2,4	2,4	2,3
	40	12,2	7,1	5,4	4,6	4,1	3,7	3,6	3,4	3,2	3,1	3,0	3,0	2,9	2,9	2,8
	50	12,7	7,6	5,9	5,1	4,6	4,3	4,1	3,9	3,8	3,6	3,6	3,5	3,4	3,4	3,3
	60	13,2	8,1	6,5	5,6	5,1	4,8	4,6	4,4	4,3	4,2	4,1	4,0	3,9	3,9	3,8
	70	13,7	8,7	7,0	6,1	5,6	5,3	5,1	4,9	4,8	4,7	4,6	4,5	4,4	4,4	4,4
	80	14,2	9,2	7,5	6,6	6,1	5,8	5,6	5,4	5,3	5,2	5,1	5,0	4,9	4,9	4,9
	90	14,7	9,7	8,0	7,1	6,6	6,3	6,1	5,9	5,8	5,7	5,6	5,5	5,4	5,4	5,4
	100	15,2	10,2	8,5	7,6	7,1	6,8	6,6	6,4	6,3	6,2	6,1	6,0	6,0	5,9	5,9

- Wasserstoffkosten/-preise
 - großer Regulatorik-Einfluss
 - einheimisch (grün): derzeit 7,50 €/kg H₂ (und darüber)
 - längerfristig 2,5 bis 4 €/kg H₂ möglich

Quelle: Matthes & Brauer (2025)

Wasserstoff als zukünftiger Energieträger und Feedstock

Die Herausforderung Kosten und/oder Innovationsvorleistung

Wasserstoff-Kosten grün (langfristig, Importe, ggf. chinesische Technologie/Kosten)

langfristig		Auslastung Elektrolyseur - jährliche Betriebsstunden [h/a]														
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000	7.500
Strom-Einstandskosten [EUR2023/MWh]	0	4,6	2,3	1,5	1,2	0,9	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
	10	5,1	2,8	2,0	1,6	1,4	1,3	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8
	20	5,5	3,3	2,5	2,1	1,9	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3
	30	6,0	3,7	3,0	2,6	2,3	2,2	2,1	2,0	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8
	40	6,5	4,2	3,4	3,0	2,8	2,7	2,6	2,5	2,4	2,4	2,3	2,3	2,3	2,3	2,2
	50	7,0	4,7	3,9	3,5	3,3	3,1	3,0	3,0	2,9	2,9	2,8	2,8	2,8	2,7	2,7
	60	7,4	5,1	4,4	4,0	3,8	3,6	3,5	3,4	3,4	3,3	3,3	3,3	3,2	3,2	3,2
	70	7,9	5,6	4,8	4,5	4,2	4,1	4,0	3,9	3,8	3,8	3,8	3,7	3,7	3,7	3,6
	80	8,4	6,1	5,3	4,9	4,7	4,5	4,4	4,4	4,3	4,3	4,2	4,2	4,2	4,1	4,1
	90	8,8	6,5	5,8	5,4	5,2	5,0	4,9	4,8	4,8	4,7	4,7	4,7	4,6	4,6	4,6
	100	9,3	7,0	6,3	5,9	5,6	5,5	5,4	5,3	5,3	5,2	5,2	5,1	5,1	5,1	5,1

- Wasserstoffkosten/-preise
 - großer Regulatorik-Einfluss
 - einheimisch (grün): derzeit 7,50 €/kg H₂ (und darüber)
 - längerfristig 2,5 bis 4 €/kg H₂ möglich
 - international: derzeit 4 bis 6 €/kg H₂, längerfristig 1,50 bis 3,5 (grün) möglich
 - Importkosten Pipeline <1 €, Schiff (Derivate) 1,5 €/kg H₂

Quelle: Matthes & Brauer (2025)

Wasserstoff als zukünftiger Energieträger und Feedstock

Die Herausforderung Kosten und/oder Innovationsvorleistung

Wasserstoff-Kosten blau

		Erdgas-Einstandskosten (GCV) [EUR2023/MWh]														
		10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
Kosten für CO ₂ -Abtransport und -Speicherung [EUR2023/t CO ₂]	15	2,0	2,2	2,5	2,8	3,0	3,3	3,6	3,8	4,1	4,4	4,6	4,9	5,1	5,4	5,7
	30	2,1	2,3	2,6	2,9	3,1	3,4	3,7	3,9	4,2	4,5	4,7	5,0	5,3	5,5	5,8
	45	2,2	2,5	2,7	3,0	3,3	3,5	3,8	4,0	4,3	4,6	4,8	5,1	5,4	5,6	5,9
	60	2,3	2,6	2,8	3,1	3,4	3,6	3,9	4,2	4,4	4,7	5,0	5,2	5,5	5,8	6,0
	75	2,4	2,7	3,0	3,2	3,5	3,7	4,0	4,3	4,5	4,8	5,1	5,3	5,6	5,9	6,1
	90	2,5	2,8	3,1	3,3	3,6	3,9	4,1	4,4	4,7	4,9	5,2	5,5	5,7	6,0	6,2
	105	2,7	2,9	3,2	3,4	3,7	4,0	4,2	4,5	4,8	5,0	5,3	5,6	5,8	6,1	6,4
	120	2,8	3,0	3,3	3,6	3,8	4,1	4,4	4,6	4,9	5,1	5,4	5,7	5,9	6,2	6,5
	135	2,9	3,1	3,4	3,7	3,9	4,2	4,5	4,7	5,0	5,3	5,5	5,8	6,1	6,3	6,6
	150	3,0	3,3	3,5	3,8	4,1	4,3	4,6	4,8	5,1	5,4	5,6	5,9	6,2	6,4	6,7
	165	3,1	3,4	3,6	3,9	4,2	4,4	4,7	5,0	5,2	5,5	5,8	6,0	6,3	6,6	6,8

- Wasserstoffkosten/-preise
 - großer Regulatorik-Einfluss
 - einheimisch (grün): derzeit 7,50 €/kg H₂ (und darüber)
 - längerfristig 2,5 bis 4 €/kg H₂ möglich
 - international & blau: derzeit 4 bis 6 €/kg H₂, längerfristig 1,50 bis 3,5 (grün) bzw. 2,50 bis 4 €/kg H₂ (blau) möglich
 - Importkosten Pipeline <1 €, Schiff (Derivate) 1,5 €/kg H₂

Quelle: Matthes & Brauer (2025)

Wasserstoff als zukünftiger Energieträger und Feedstock

Die Herausforderung Kosten und/oder Innovationsvorleistung

Brennstoffwechselkosten Erdgas -> Wasserstoff

		#1	0	EUR/t CO ₂ or less													
		#2	50														
		#3	100														
		#4	150														
		#5	200														
		#6	250														
		#7	300														
		#8	350														
		#9	400														
		#10	> 400	EUR/t CO ₂ or more													
		Hydrogen costs [EUR/kg H ₂]															
		1,00	1,50	2,00	2,50	3,00	3,50	4,00	4,50	5,00	5,50	6,00	6,50	7,00	7,50		
Natural gas costs [EUR/MWh(GCV)]	10	95	170	245	320	395	470	545	620	695	770	845	920	995	1.070	10	Natural gas costs [EUR/MWh(GCV)]
	15	67	142	217	292	367	442	517	592	667	742	817	892	967	1.042	15	
	20	39	114	189	264	339	414	489	564	639	714	789	864	939	1.014	20	
	25	11	86	161	236	311	386	461	536	611	686	761	836	911	986	25	
	30	-16	59	134	209	284	359	434	509	584	659	734	809	884	959	30	
	35	-44	31	106	181	256	331	406	481	556	631	706	781	856	931	35	
	40	-72	3	78	153	228	303	378	453	528	603	678	753	828	903	40	
	45	-99	-24	51	126	201	276	351	426	501	576	651	726	801	876	45	
	50	-127	-52	23	98	173	248	323	398	473	548	623	698	773	848	50	
	55	-155	-80	-5	70	145	220	295	370	445	520	595	670	745	820	55	
60	-182	-107	-32	43	118	193	268	343	418	493	568	643	718	793	60		
65	-210	-135	-60	15	90	165	240	315	390	465	540	615	690	765	65		
70	-238	-163	-88	-13	62	137	212	287	362	437	512	587	662	737	70		
		1,00	1,50	2,00	2,50	3,00	3,50	4,00	4,50	5,00	5,50	6,00	6,50	7,00	7,50		
		Hydrogen costs [EUR/kg H ₂]															

Quelle: Matthes & Brauer (2025)

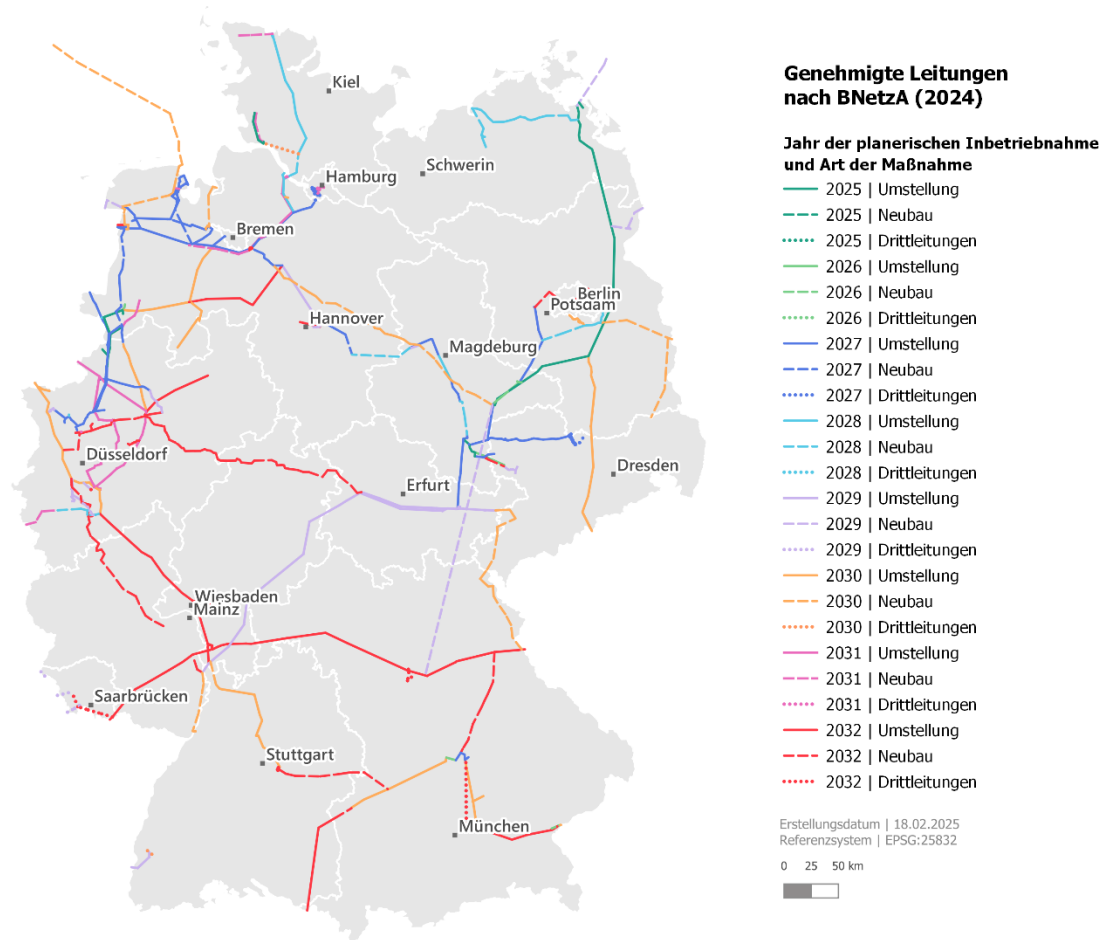
- Wasserstoffkosten/-preise
 - großer Regulatorik-Einfluss
 - einheimisch (grün): derzeit 7,50 €/kg H₂ (und darüber)
 - längerfristig 2,5 bis 4 €/kg H₂ möglich
 - international & blau: derzeit 4 bis 6 €/kg H₂, längerfristig 1,50 bis 3,5 (grün) bzw. 2,50 bis 4 €/kg H₂ (blau) möglich
 - Importkosten Pipeline <1 €, Schiff (Derivate) 1,5 €/kg H₂
- für Brennstoffwechsel von Erdgas zu H₂ erhebliche CO₂-Preise/ Kosten nötig (direkt/indirekt)
- für Stahl-/ Chemie-Industrie & Verkehr sind nötige CO₂-Preise teilweise niedriger (>30%)

Wasserstoff-Markthochlauf erfordert Bearbeitung einer Vielzahl von Handlungsfeldern Aber: ohne Lösung der „Geldfrage“ ist alles nichts

- **„Geldbeschaffung“ für Kostenlückenschließung: 0,8 (blau) - 1,4 (grün) Mrd. € je 10 TWh p.a.**
 - öffentliche Haushalte (mit/ohne Zusatzaufkommen): z.B. Klimaschutzverträge, auch: KSV 2.0
 - Umlage auf Energie-/Produktverbraucher (bei nicht-marginalen Mengen: nicht marginale Beiträge)
 - mit/ohne Privilegierungen
 - direkt (Umlagen oder Energiesteuern) oder indirekt (Quoten-/Leitmarktmodelle)
- **„Geldbeschaffung“, die den Abschluss von Langfristverträgen erlaubt (mit wem auch immer)**
 - öffentliche Haushalte: mit/ohne Zusatzaufkommen in jedem Fall möglich
 - Quotenverpflichtete – zumindest in stark wettbewerblichen Märkten mit konservativen Hedging-Strategien und ggf. breiterem Portfolio an Erfüllungsoptionen: hoch fraglich (Grundüberzeugung)
- **Absicherung von Fristen- und Mengentransformationen (Midstream im engeren Sinne)**
 - öffentliche Finanzierung, Versicherungslösungen, Mischformen
- **„Geldverwendung“: Sektorale Fokussierung der Flankierung ist und bleibt eine zentrale Aufgabe**
- **In einigen Bereichen: Problem „Geldverschwendung“ (H2Global, Beimischung etc.)**

Wasserstoffpolitik in Deutschland

Die Wasserstoff-Infrastruktur



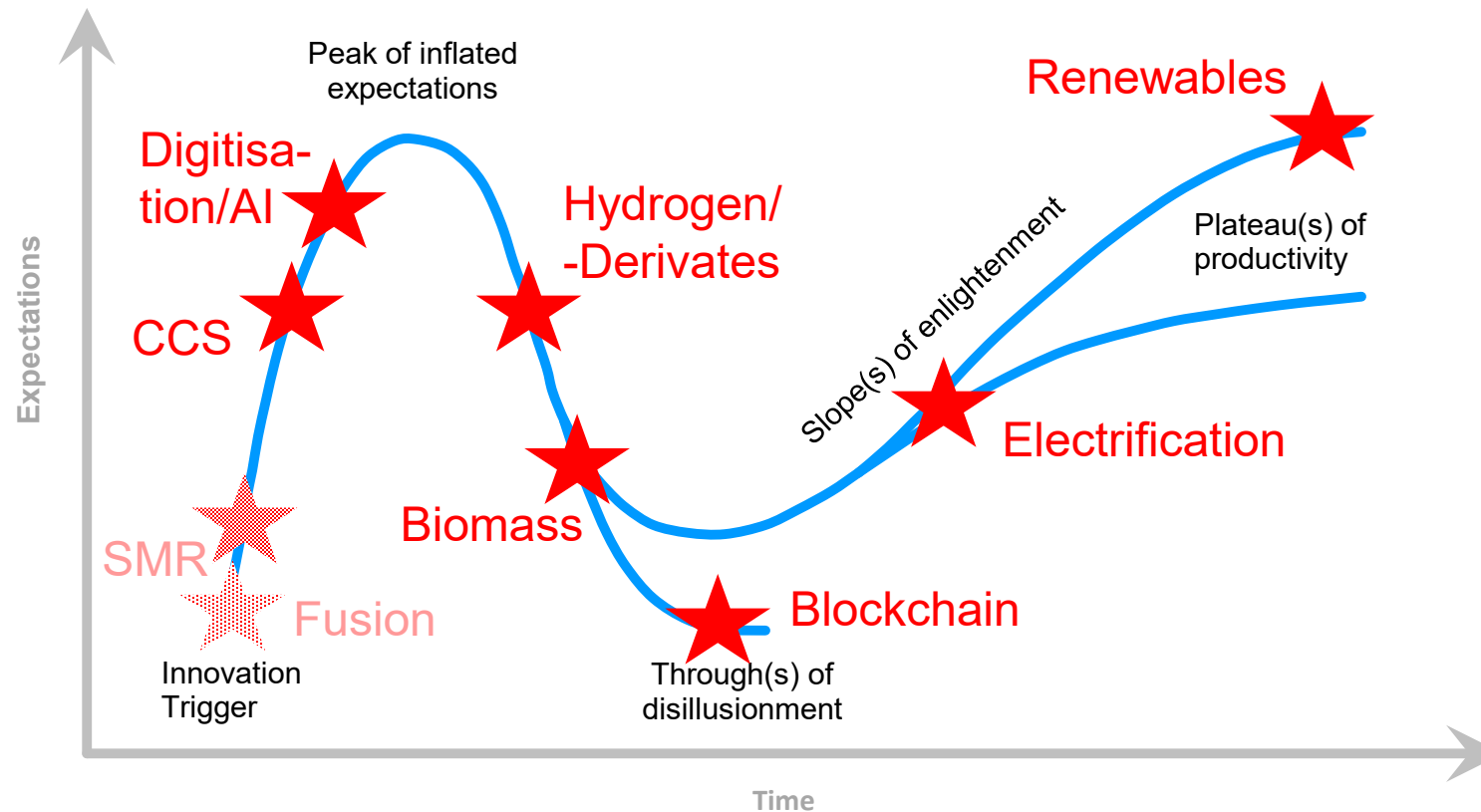
- **Das Wasserstoff-Kernnetz**
 - ein wichtiger planerischer Schritt
 - mit einem innovativen Finanzierungsmodell
 - noch nicht für alle Teile Vorhabenträger definiert
 - aus heutiger Sicht deutlich (zu früh) zu groß dimensioniert
- **Was steht auf der Agenda**
 - Aktualisierung/Anpassung (= mindestens zeitliche Streckung) mit dem NEP Gas und Wasserstoff 2025
 - aber: politische (und weitgehend illusorische) Ansprüche auf zusätzliche Wasserstoffleitungen
- **Anbindungen jenseits des Kernnetzes**
 - weitgehend ungeklärte Frage
 - aber: teilweise überspannte Erwartungen zu Wasserstoff-Verteilnetzen, viele Graubereiche
- **Noch nicht ausreichend adressiert: Wasserstoffspeicher (als eine Flexibilitätsoption)**

Die Überwindung des Tals der Ernüchterungen (Mein persönlicher) Vorschlag für ein Acht-Punkte-Paket

- 1. Aktivierung aller Kostenentlastungshebel (Zertifizierung, NNE, SPK, Genehmigungen etc.)**
- 2. Gezielte Aktivierung der THG-Quote für den H₂-Einsatz in den Raffinerien (Unterquote, Mehrfachanrechnung, konditionierter *Book and Claim*-Ansatz)**
- 3. Schaffung eines spezifischen H₂-Segments in den nächsten Runden der Klimaschutzverträge**
 - vorzugsweise mit einem (einfachen) CfD-Ansatz auf der Brennstoffseite ... und entsprechende finanzielle Ausstattung der nächsten Runden für die KSV
- 4. Ergänzungsinstrumente für die begonnenen KUEBLL-Wasserstoffprojekte**
 - vorzugsweise mit einem (einfachen) CfD-Ansatz ... und entsprechende finanzielle Ausstattung
- 5. Schaffung/Sicherung eines (kleineren) Wasserstoff-Pilotsegments in der Kraftwerksstrategie**
- 6. Infrastrukturoffensive für H₂-Betankungsstruktur für Schwerlast-LKWs**
- 7. Schaffung eines Absicherungsinstruments für Geschäftsmodelle der Fristen- und Mengen-transformation (Midstream-Absicherung)**
- 8. Pragmatische Ansätze zur Abbildung eines realistischeren H₂-Hochlaufs im NEP Gas/H₂ 2025**

Nachbemerkung: Gesellschaftliche Stimmung und Politik werden auch in der Energie-/Klimapolitik teilweise von Hype-Zyklen getrieben. Aufgeklärter Umgang damit ist nötig.

Gartner Hype Cycle - erweitert für die Energie- und Klimapolitik



(Auch) die nächsten Jahre werden durch eine Abfolge von Hype-Cycle-Durchläufen geprägt sein:

- Implikation der Klimaneutralitäts-Ziele in einigen Bereichen werden deutlicher und erfordern Neueinordnungen (z.B. CCS)
- Konsolidierung der Lösungsbeiträge zentraler Energiewende-Säulen auf der Agenda (Erneuerbare, Elektrifizierung)
- Objektivierung der Erwartungen zu wesentlichen Säulen der Energiewende im Prozess (Wasserstoff-/Derivate)
- Austragung von Verteilungskonflikten über Entwicklungsnarrative
- Technologieneutralitätsgrenzen über Infrastrukturbindungen

Besten Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Dr. Felix Chr. Matthes
Energy & Climate Division
Büro Berlin
Borkumstraße 2
D-13189 Berlin
f.matthes@oeko.de
www.oeko.de
twitter.com/FelixMatthes

