

Aktuelle Trends in der deutschen und europäischen Energie- und Umweltpolitik: Die Konsequenzen für die Entwicklung des Strommarktdesigns

e2m Wintertagung

» Biogas-Stromproduktion am Scheideweg? Energiewende erzwingt Neuausrichtung der Geschäftsfelder «

Dr. Felix Chr. Matthes

Lüneburg, 7. Februar 2024

Der zunehmend europäisierte Marktrahmen für die Energiewende

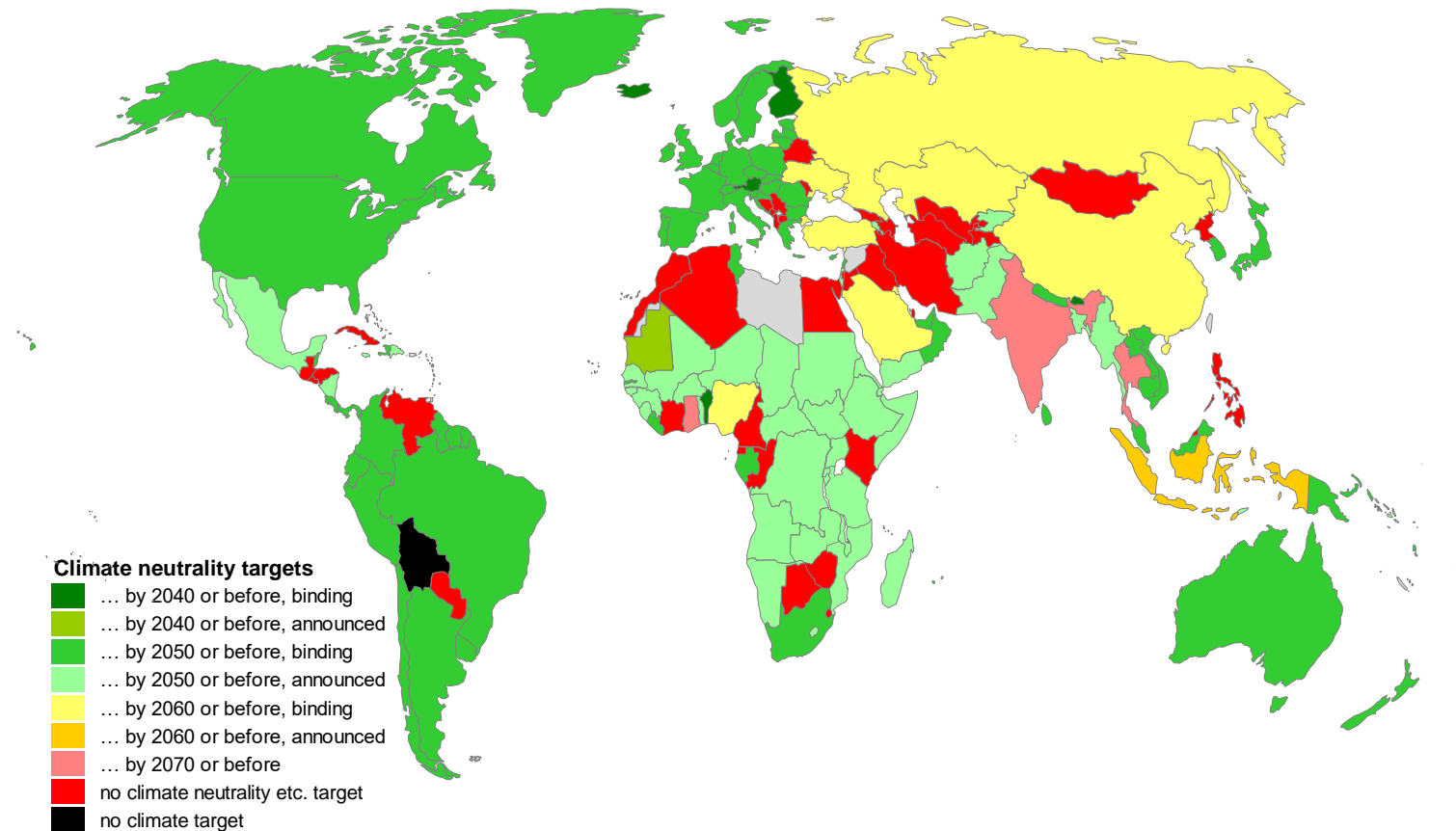
Ein ganzheitlicher Blick auf alte und neue Handlungsbedarfe und Regelungsbereiche



- Prozessbeschleunigungen in allen Bereichen
- Marktdesign
 - für Elektrizität (Gas und Wasserstoff)
 - Refinanzierungsinstrumente, Lokalisierungssignale
 - europäische Integration und Versorgungssicherheit
- Treibhausgas-Emissionsminderung
 - Klimaneutralitätsziele und –pfade
 - Treibhausgas-Bepreisung
 - andere Emissionsminderungsinstrumente
- Infrastruktur
 - Zielnetz-Planungen (für Übertragungs- und Verteilnetze)
 - integrierte Konzeption von Strom- und Wasserstoffnetzen
 - kommunale Wärmeplanung
- Industriepolitik
 - Sicherung der europäischen Wertschöpfungsketten
 - Energiekosten und smarte Industriestromkostenlösungen
- Regelungen: existierend, im Verfahren – und noch viele To-dos

Klimaneutralität weltweit Zeithorizonte 2050, 2060 und 2070

Klimaneutralitäts- (und ähnliche) Ziele und ihre Verbindlichkeit weltweit



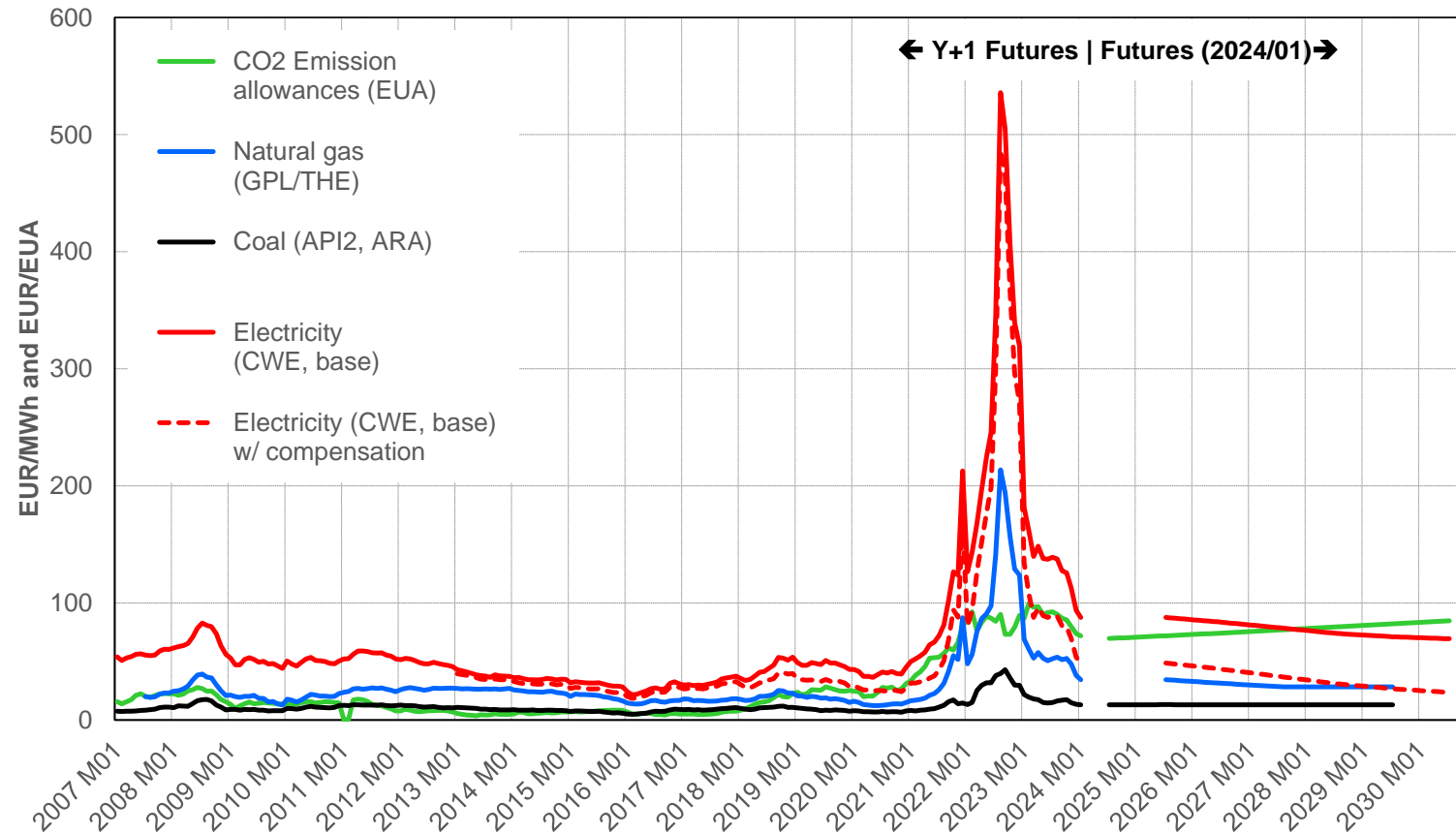
Quellen: NZT, eigene Berechnungen

- Viele Staaten haben sich zur Klimaneutralität verpflichtet.
- Die Spezifikation der Ziele unterscheidet sich, auch deren (bisherige) Verbindlichkeit
- Die wesentlichen Zeithorizonte
 - 2040 und zuvor
5% der Länder, 0,4% der Weltbevölkerung, <1% der globalen Wertschöpfung, <1% der globalen THG-Emissionen
 - 2041-2050
60%, 40%, 70%, 40%
 - 2051-2060
5%, 30%, 20%, 40%
(China, Russland ...)
 - 2061-2070
2%, 20%, 4%, 8%
(Indien ...)

Brennstoff-, Erdgas-, Strom- und CO₂-Preise

Preise, Kosten, Überbrückung des Death Valley & die längerfristigen Herausforderungen

Großhandelspreise für EUA, Erdgas, Strom (mit/ohne Strompreiskompensation)



Quellen: EEX, DEHSt, Europäische Kommission, eigene Berechnungen

- Russische Invasion in die Ukraine mit weitreichenden Folgen für Versorgungssicherheit und Energiepreise
- Preise für Brennstoffe, Strom sowie CO₂ massiv angestiegen
- Unsicherheiten bleiben groß
- Erneuerbaren-Anteile wirken langsam preissenkend, CO₂-Preise (für Base-Preis) wirken dem entgegen
- 2020er Jahre bleiben (trotz aktuell rückläufiger Preisniveaus) preisseitig kritisch
- Herausforderung Industriepolitik: Transformation wird flankiert, aber Koexistenz alt/transformativ, aktuelle Verlagerungen nicht Richtung grüner Produktion

Herausforderungen durch den U.S. Inflation Reduction Act

Überblick zu Ausgabenstrukturen (Memo item: der IRA hat auch eine Einnahmenseite!)

IRA clean energy and climate spending estimates

	billion USD
Clean electricity (wind, solar, battery)*	127...265
Energy efficiency buildings	47
Energy manufacturing and energy security*	37...256
Nuclear	30
Hydrogen*	13...33
Clean vehicles	12
Clean fuels	9
CCUS*	3...52
Clean vehicle refueling/recharging	2
Others	91
Total	369...795

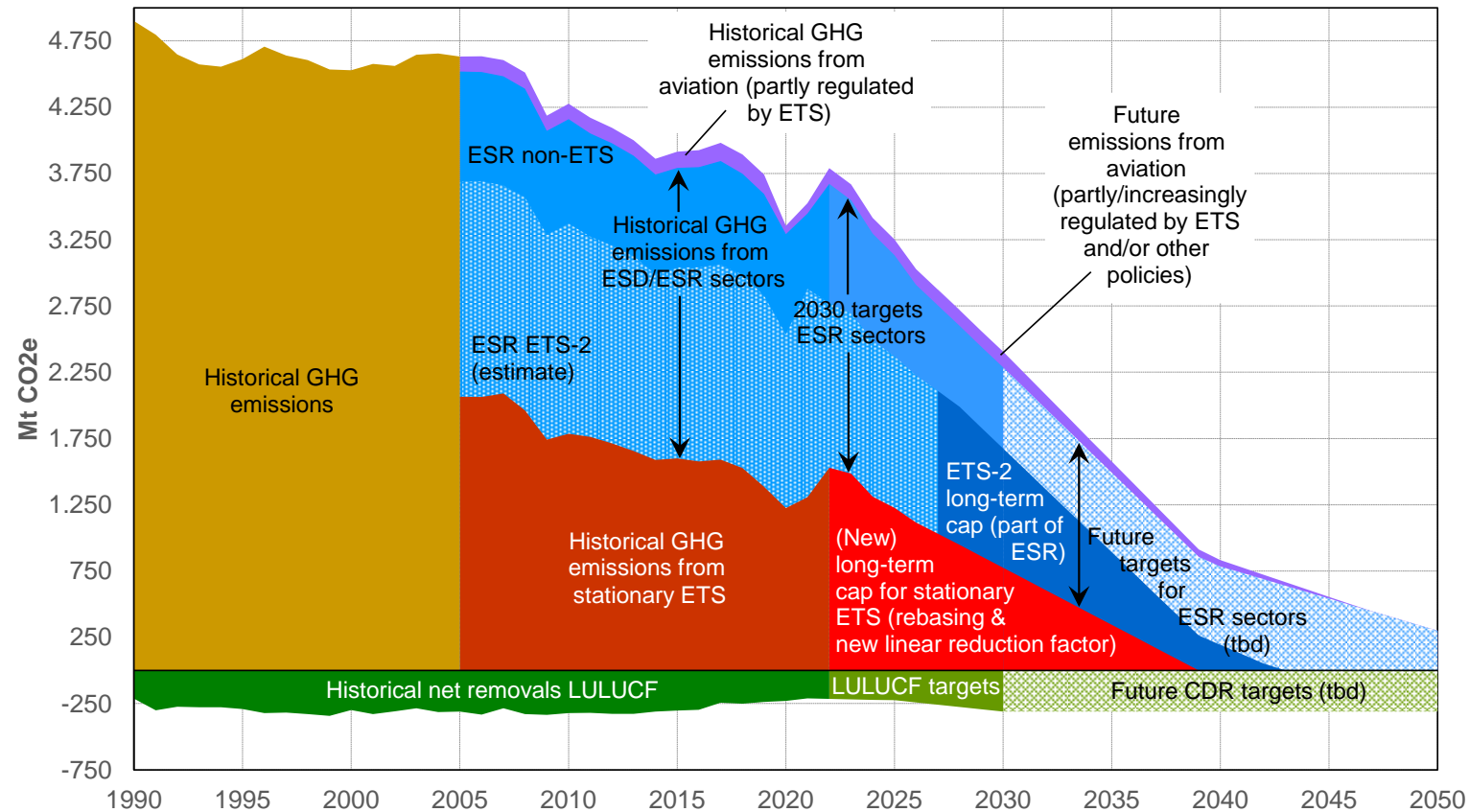
Note: * Range due to different expectations on the volume of production and investment tax credits

Quellen: CBO, Credit Suisse

- Die IRA-Finanzierung konzentriert sich stark auf die wichtigsten Energie- und Klimaoptionen
 - Schwerpunkt auf der Angebotsseite bei Energie- rohstoffen (Elektrizität, Kernenergie, Wasserstoff, saubere Kraftstoffe) und der Herstellung von Energieanlagen
 - bedeutende Rolle der Nachfrageseite (Energieeffizienz in Gebäuden, saubere Fahrzeuge)
 - wichtige Rolle von CCUS und Infrastruktur (zusätzliche Investitionen durch IIJA)
- Produktionssteuergutschriften und Investitionssteuergutschriften (als robuste und einfach anzuwendende Mechanismen) machen den größten Teil der Finanzierung aus und erreichen ein beträchtliches (aber auch schwer berechenbares) Niveau.
- Soziale und regionale Merkmale (i.S.v. benachteiligten Regionen) spielen eine wichtige Rolle bei der Ausgestaltung der Mechanismen

Massiv erstarkte Klimaneutralitätsinstrumente in Deutschland und Europa Zeithorizont 2050 (EU-27), 2045 (Deutschland) oder 2038/2042 (EU-ETS, ETS-2)

Architektur, Mengengerüste und Mengensteuerungsinstrumente der EU-Klimapolitik



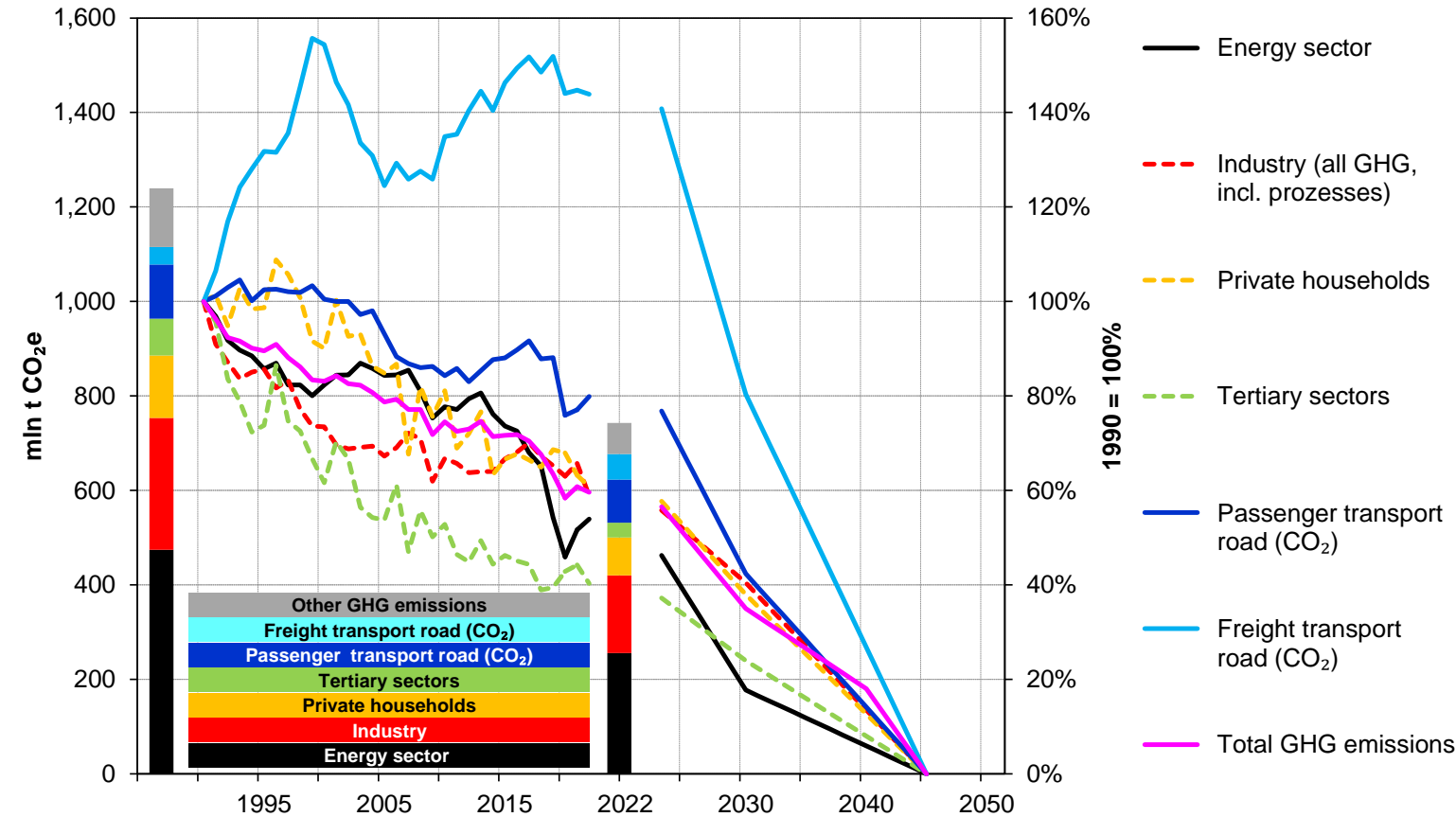
Quelle: Öko-Institut

- Deutschland und die EU-27 mit übergeordneten Klimaneutralitätszielen
 - 2045 für Deutschland
 - 2050 für die EU-27
- Nach der aktuellen Revision des EU-ETS (rechtlich verbindlich und sanktionsbewehrt) muss Klimaneutralität in den ETS-Sektoren deutlich früher erzielt werden
 - 2038 letztmalige Ausgabe von CO₂-Zertifikaten im EU ETS (Energiewirtschaft & energieintensive Industrien)
 - zuzüglich (eher weniger) CO₂-Zertifikate aus der MSR
 - im (neuen) ETS-2 (Verkehr, Gebäude) letztmalige Ausgabe von Zertifikaten in 2042

Entwicklung der gesamten und sektoralen Treibhausgasemissionen in Deutschland

Sehr gemischte Bilanz

Historische Entwicklung und Ziele für die Treibhausgasemissionen in Deutschland



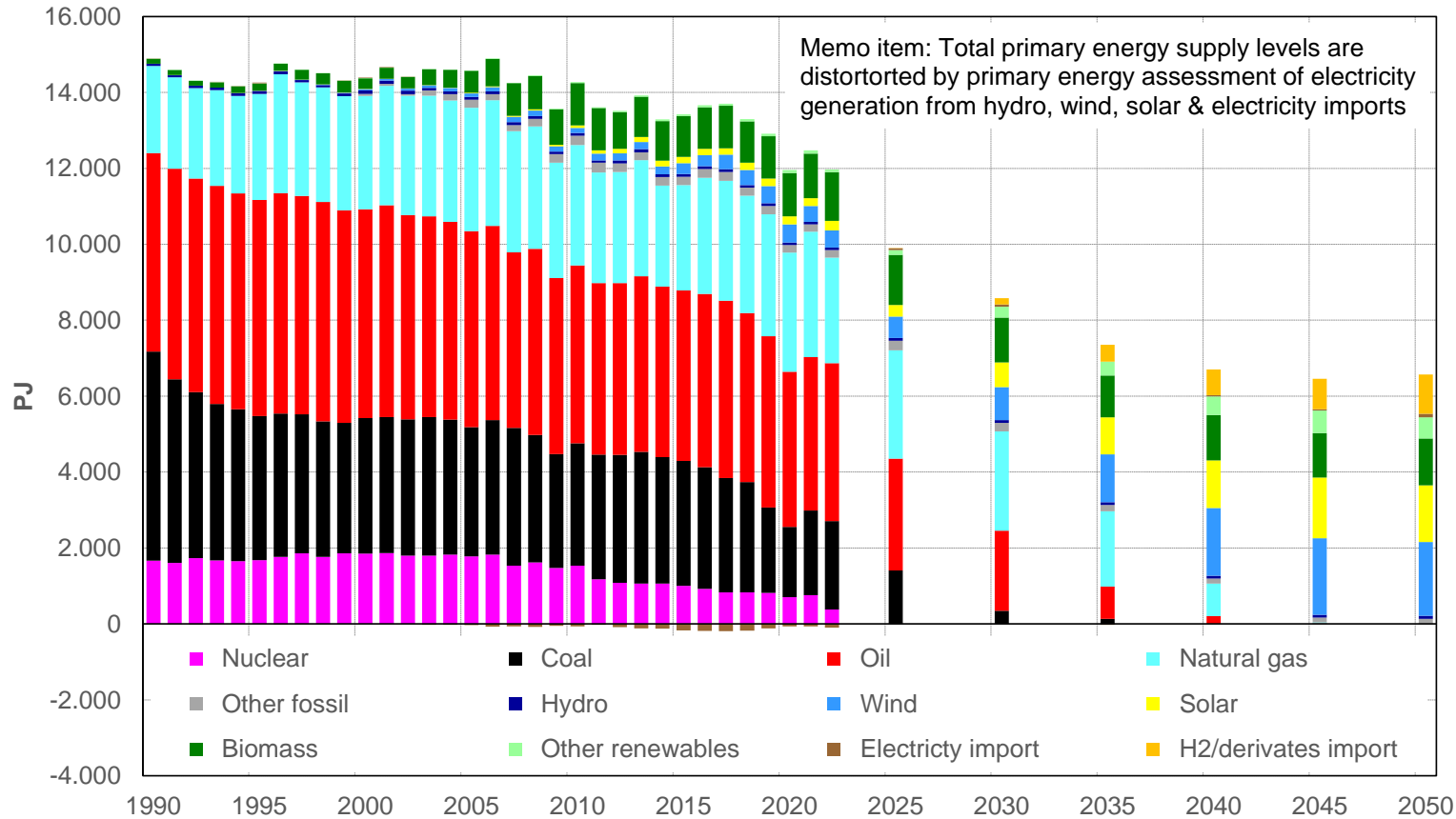
Quellen: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen

- Gesamte THG-Emissionen
 - Zielerreichung 2030 unklar (kumulierte Emissionen klar überschritten)
- Energiesektor (v.a. Strom)
 - größter Minderungsbeitrag
 - erhebliche Emissions-senkungen absehbar (2023 ca. -35 Mio. t CO₂)
- Industriesektor
 - seit 2015 Stagnation, aktuell krisenbedingte Emissionsminderung
 - erhebliche Beiträge Stahl etc. in 2020ern absehbar
- Große Problembereiche
 - Straßenverkehr (Personen- und Güter)
 - Gebäude

Das Zielbild von Klimaneutralität ist ein Moving Target. Trotzdem sind die Strukturen klar

Das 10-43-17 Zielbild und die langfristige Systemcharakteristik K²RIA

Historische Entwicklung und Projektion des Primärenergieverbrauchs in Deutschland



Quellen: AG Energiebilanzen, eigene Projektionen und Berechnungen

Zielsystem

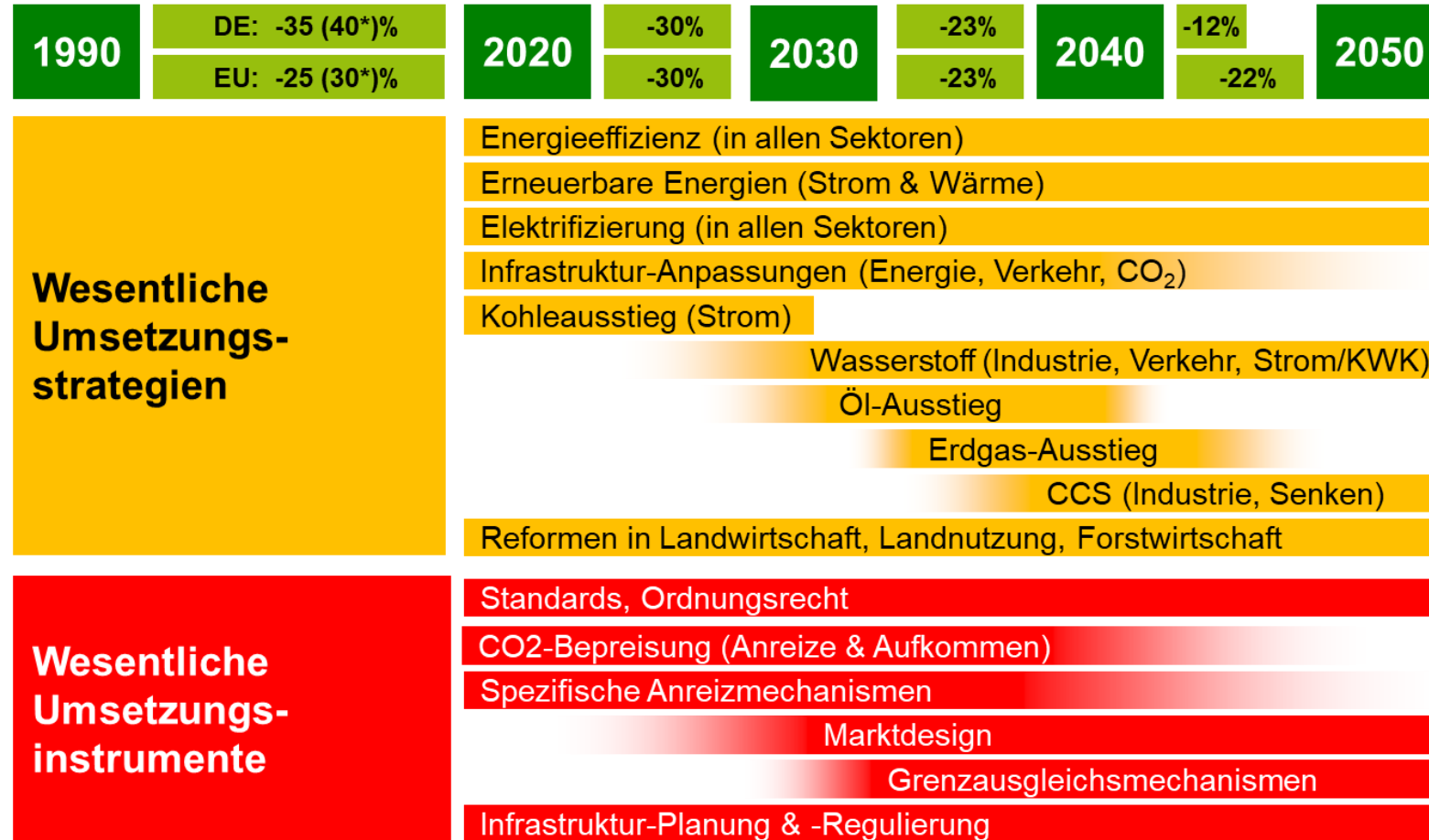
- 1,000 TWh erneuerbarer Strom (v.a. Wind und Solar, Landverfügbarkeit als Restriktion)
- 400 TWh importierter Wasserstoff- und -Derivate
- 300 TWh Biomasse (v.a. in Kaskadennutzung)
- 100 TWh einheimische H₂- und -Derivateerzeugung
- 70 Mio. t CO₂ in geologischen Formationen abgelagert

Strukturwandel im umfassenden Sinne

- koordinationsintensiv
- kapitalintensiv
- neue räumliche Strukturen
- infrastrukturintensiv
- akzeptanzsensitiv

Energie-, klima-, industrie- und landwirtschaftspolitische Strategien

Alle Strategien bleiben richtig, die Startpunkte und Pfade sind wichtig



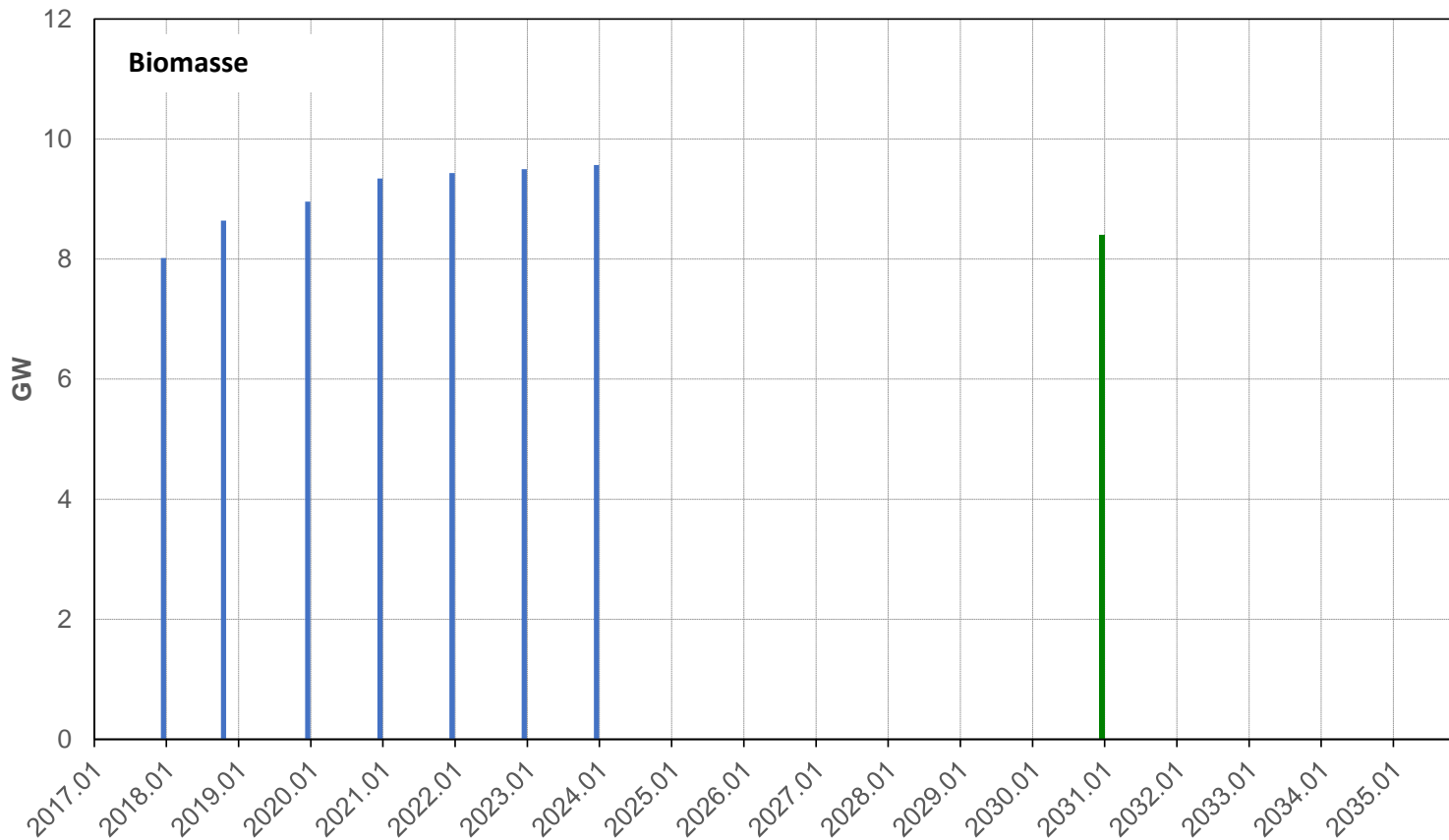
* Spezifische Randbedingungen durch die Covid-19-Pandemie im Jahr 2020

Sechs zentrale Strategieelemente für eine erfolgreiche Transformation zur Klimaneutralität

- Den Weg für die transformativen Optionen öffnen
- Den Ausstieg aus den nicht nachhaltigen Optionen aktiv gestalten
- Die notwendigen Infrastruktur-anpassungen (Aus-/Um-/ Rückbau) mit ausreichenden Vorlaufzeiten initiieren
- Den Hochlauf der erforderlichen Wertschöpfungsketten rechtzeitig flankieren
- Innovationen zeitgerecht verfügbar machen und das Innovationsdilemma vermeiden
- (Internationale) Lern- und Diffusionsprozesse berücksichtigen

Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energiequellen Historische Entwicklungen und aktuelle (gesetzliche) Ziele

Historische Entwicklung und Ausbauziele für PV, Wind onshore/offshore & Biomasse



Quellen: BNetzA, eigene Berechnungen

- EEG 2023 und WindSeeG 2023 enthalten sehr ambitionierte Ausbauziele und Ausschreibungsmengen
 - PV: derzeitige hohe monatliche Ausbauzahlen, Zielerreichung sehr wahrscheinlich
 - Windkraft an Land: Ausbauzahlen deutlich hinter den notwendigen Größenordnungen, Engpass jenseits des EEG, Zielerreichung eher unwahrscheinlich
 - Windkraft auf See: große Inbetriebnahmewellen absehbar, Zielerreichung ambitioniert aber möglich
 - Biomasse: Ziel 8,4 GW (2030), netto leicht sinkend

Ein frischer Blick auf den Reformbedarf beim Strommarktdesign

Themencluster 1: Koordination und Flexibilität

- **Traditionelle Stärke des aktuelle Strommarktdesigns (auf der Großhandelsstufe)**
- **Baustellen**
 - Flexibilitätsanreize Endkunden: Netznutzungsentgelte, andere Strompreiskomponenten
 - Rolle und Erschließung dezentraler Optionen – ggf. über dezentrale Plattformen?
 - Speicherung als Systemelement
 - Erweiterung/Öffnung der Systemdienstleistungsmärkte
 - Flexibilität als Begrenzung des massiven Verfalls der Marktwerte
 - etc.

Ein frischer Blick auf den Reformbedarf beim Strommarktdesign

Themencluster 2: Refinanzierung von Investitionen (1)

- **Variable erneuerbare Energien: auf dem Weg zu 600+ MW regenerativer Leistung**
 - weiter so (einseitige CfDs und PPAs)?
 - zweiseitige CfDs (verpflichtend oder als Optionsmodell mit Blick auf PPAs)
 - „revolutionäre“ Optionen (Vergütung systemdienlicher Kapazitäten, CfDs für geplante Erzeugung)
 - jeweils als verpflichtender Mechanismus, Wahloption oder als Kombinationsmodelle
- **Einlastbare Optionen (Angebots- und Nachfrageseite): auf dem Weg zu 60+ GW Gaskraftwerken und XX GW Nachfrageflexibilität**
 - weiter so (*Energy-only*-Markt 2.0 + KWKG + Kapazitätsreserven)?
 - Erweiterung des CRM-Dschungels (H₂-Kraftwerke im EEG, KW-Modernisierungsprogramm etc.)
 - Kapazitätsmärkte (EU-rechtlich nur noch selektive Varianten möglich): für Neuanlagen oder für Neu- und Altanlagen mit gemeinsamem oder separater Preisformation
 - Versorgungssicherheits- (*Reliability*-) Optionen
 - spezielle Herausforderung H₂-Kraftwerke: Kombination mit spezifischer H₂-Förderung

Versorgungssicherheit im Stromsektor

Erheblicher Ausbau der einlastbaren Stromerzeugungskapazitäten dringend notwendig

Entwicklung der installierten Leistung einlastbarer Erzeugungsoptionen

	2022	2025			2030			2035		
		KNS	LFS 3		KNS	LFS 3		KNS	LFS 3	
		2035	min	max	2035	min	max	2035	min	max
	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW
Einlastbare Kraftwerke	85	78	73	100	64	72	105	76	57	97
davon										
Erdgas/H2	30	37	22	49	46	27	60	61	32	72
Biomasse	8	8	9	9	8	9	9	6	7	7
Netto-Zubau ggü. 2022										
Einlastbare Kraftwerke		-7	-12	+15	-21	-13	+20	-9	-28	+13
davon										
Erdgas/H2		+7	-8	+19	+16	-3	+30	+31	+2	+42
Biomasse		+0	+2	+2	+0	+1	+1	-1	-1	-1

Große Bandbreite Gas-/H2-Kraftwerksbestand (Strombedarf, Ausland, Nachfrageflexibilität), Nettozubau wohl >>20 GW

Ein frischer Blick auf den Reformbedarf beim Strommarktdesign

Bis 2030: Vergrößerung des CRM-Dschungels – langfristig konsistentere Lösungen?!

- **Kraftwerksstrategie (Kenntnisstand 5. Februar 2024)**
 - EEG
 - Hybridkraftwerke (bis zu 4,4 GW → 0 GW?): geringer Beitrag zur Versorgungssicherheit!
 - Sprinterkraftwerke (bis zu 4,4 GW → 0,5 GW?): ausreichende Verfügbarkeit von 100%-Wasserstoffkraftwerken in den nächsten Jahren?
 - H₂-ready-Kraftwerke (Erdgas, Umstellung auf Wasserstoff bis 2035/2040) nach Art. 4.1 KUEBLL
 - Ausschreibung 2024-2026: 10 GW, [bis zu 6 GW reserviert für neue Kraftwerke?]
 - Ausschreibung nach 2025 (nach Evaluierung): 5 GW → 0 GW?
 - spezifisches Wasserstoff-Ergänzungsinstrument für H₂-Hochlauf sinnvoll/notwendig?
 - KWKG: bis 2030 bis zu 7 GW (zusätzlich?)
- **Ab 2028: Übergang auf systematischere Kapazitätsmechanismen (Art. 4.8 KUEBLL?)**
 - zentrales/dezentrales Modell, Kapazitätsprodukte, welche Options-Offenheit (Neubau, Bestand, Nachfrage, andere Flexibilitäten)?

Exkurs: Ein realistischer Blick auf zukünftige Wasserstoffkosten Für den Differenzkostenausgleich notwendige CO₂-Preisniveaus

Brennstoffwechselkosten Erdgas -> Wasserstoff

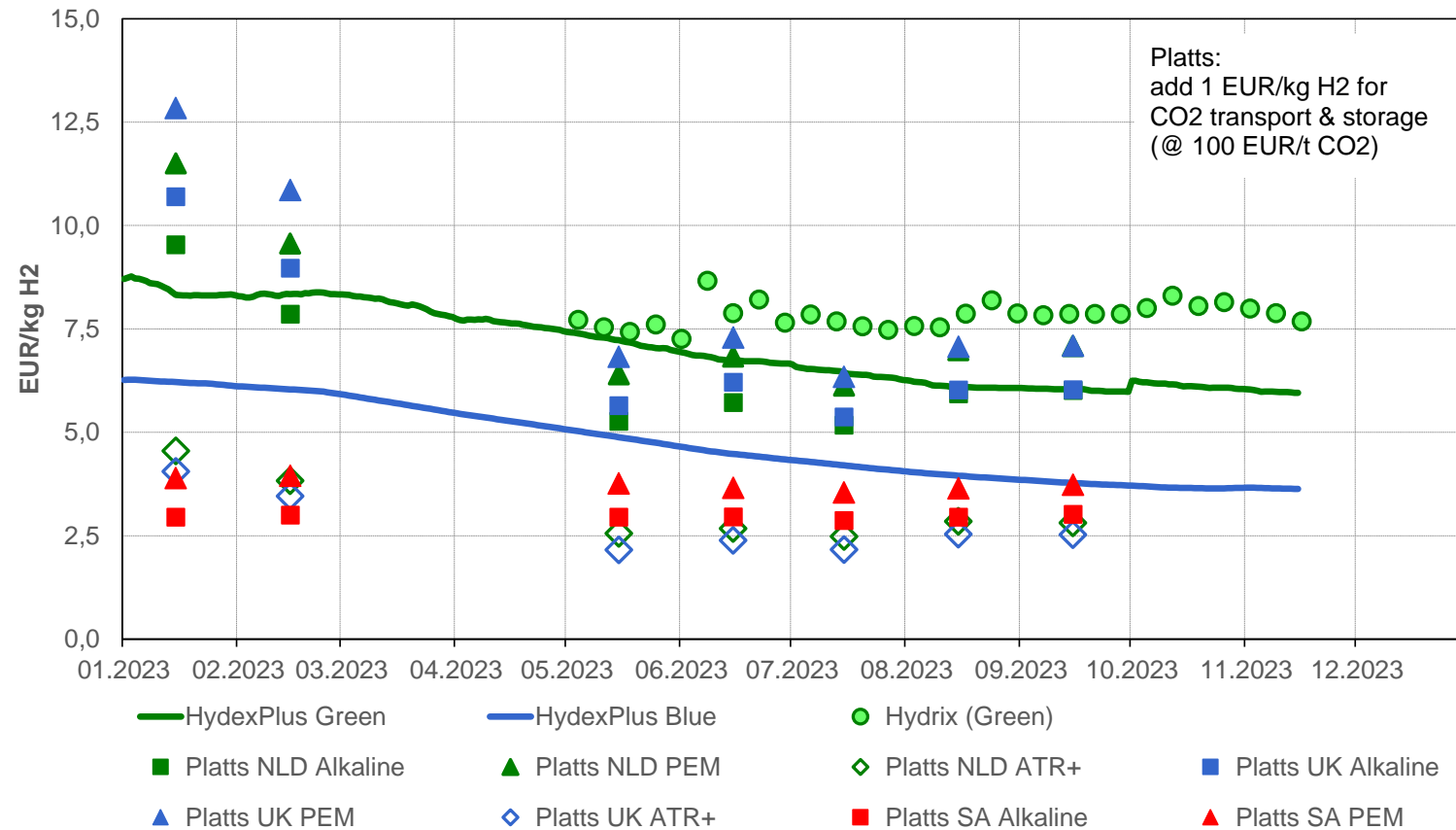
		#1	EUR/t CO ₂ or less												#6		
		#2													#7		
		#3													#8		
		#4													#9		
		#5													#10	EUR/t CO ₂ or more	
		Hydrogen costs [EUR/kg H ₂]															
		1.50	1.75	2.00	2.25	2.50	2.75	3.00	3.25	3.50	3.75	4.00	4.25	4.50	4.75		
Natural gas costs [EUR/MWh(GCV)]	10	170	207	245	282	320	357	395	432	470	507	545	582	620	657	10	
	15	142	179	217	254	292	329	367	404	442	479	517	554	592	629	15	
	20	114	152	189	227	264	302	339	377	414	452	489	527	564	602	20	
	25	86	124	161	199	236	274	311	349	386	424	461	499	536	574	25	
	30	59	96	134	171	209	246	284	321	359	396	434	471	509	546	30	
	35	31	69	106	144	181	219	256	294	331	369	406	444	481	519	35	
	40	3	41	78	116	153	191	228	266	303	341	378	416	453	491	40	
	45	-24	13	51	88	126	163	201	238	276	313	351	388	426	463	45	
	50	-52	-15	23	60	98	135	173	210	248	285	323	360	398	435	50	
	55	-80	-42	-5	33	70	108	145	183	220	258	295	333	370	408	55	
60	-107	-70	-32	5	43	80	118	155	193	230	268	305	343	380	60		
65	-135	-98	-60	-23	15	52	90	127	165	202	240	277	315	352	65		
70	-163	-125	-88	-50	-13	25	62	100	137	175	212	250	287	325	70		
		Hydrogen costs [EUR/kg H ₂]															

- Für reine Energieanwendungen impliziert der Brennstoffwechsel von Erdgas zu Wasserstoff erhebliche CO₂-Kosten
 - geringe Erdgaskosten (<30 €/MWh) erfordern bei moderaten H₂-Kosten (~3 €/kg H₂) sehr hohe CO₂-Kosten (>200 €/t CO₂)
 - durchgängig moderate CO₂-Kosten (<150 €/t CO₂) entstehen nur geringen H₂- (<3 €/kg H₂) und hohen Erdgaskosten (>50 €/MWh)
- Nebenbemerkung: Jenseits reiner Energieanwendungen (Stahl-/ Chemie-Industrie) liegen die anlegbaren CO₂-Preise teilweise (deutlich) niedriger

Wasserstoff-Kosten- und Transaktionsindikatoren

Ähnliche Differenzen und robuste Unterschiede für Produktionsrouten und -regionen

Lange Reihen für Wasserstoff-Kosten bzw. Preise: HydrexPlus, Hydrix & S&P/Platts



Quellen: E-Bridge/Energate, EEX, S&P/Platts

- E-Bridge HydrexPlus (Vollkosten, für KSV genutzt)
 - optimierter Betrieb
 - für grünen und blauen Wasserstoff
- EEX Hydrix: transaktionsbasierter Indikator (Market Maker)
- Platts/S&P Hydrogen Costs Assessment (Vollkosten)
 - Ermittlung für grünen (Alkali & PEM) und blauen Wasserstoff (ATR+CCS)
 - für blauen Wasserstoff sind CO2-Transport- und Speicherkosten nicht beinhaltet (~1 €/kg H2 je 100 €/t CO2)
 - zum exemplarischen internationalen Vergleich: grüne H2-Produktion in Saudi Arabien

Ein frischer Blick auf den Reformbedarf beim Strommarktdesign

Themencluster 3: Lokalisierungssignale

- **Wackelige Ausgangssituation: Wie lange lässt sich die einheitliche deutsche Gebotszone noch aufrechterhalten**
- **Entwicklungsoptionen**
 - Aufspaltung in zwei/drei Gebotszonen
 - *Nodal Pricing*
 - G-Komponenten
 - Integration in Refinanzierungsmechanismen (auf Angebots- und Nachfrageseite)
 - Kombinationen

Ein frischer Blick auf den Reformbedarf beim Strommarktdesign

Themencenter 4: Stromkostenentlastung

- **Grundfrage: Ist Stromkostenentlastung ein konstitutives Ausgestaltungsmerkmal des Strommarktdesigns?**
- **Optionen**
 - weiter so (direkte Kompensation, Finanzierung von Teilen des Stromsystems aus dem Staatshaushalt, ggf. inkl. Abschöpfungsmechanismen)?
 - Umfinanzierung weiterer Preiskomponenten der Endverbraucherpreise (Stromsteuer, Netznutzungsentgelte etc.)
 - Marktsegmentierungen
 - starke Marktsegmentierungen (umfassende CfDs auch jenseits der variablen Erzeugungsoptionen, *Pay-as-bid*-Clearing und Durchschnittskosten-Preisbildung etc.)
 - leichte Marktsegmentierungen (CfD-Pools für Industriestrompreise oder ähnliche Modelle)

Marktdesign der Energiewende

Alte und neue Herausforderungen, zunehmende Rolle europäischer Integration

- **Koordinationsfunktion des Strommarktes**
 - Merit-Order-Prinzip bleibt von zentraler Bedeutung und sollte gesichert werden!
 - leichte Marktsegmentierung (Industriestrompreise) unvermeidlich?
- **Refinanzierung variabler erneuerbarer Energien**
 - PPA für reine Merchant-Projekte und symmetrische CfDs für staatliche flankierte Projekte, Abbau von Barrieren für PPAs und smarte Gestaltung von CfDs als Handlungsbereiche?!
- **Refinanzierung von Residuallastkraftwerke und Nachfrageflexibilität**
 - zunehmende Rolle von Kapazitätsmechanismen, Vermeidung des Refinanzierungsdschungels!
 - Wasserstoff-Readiness als dezidierte Gestaltungsaufgabe!
- **Lokalisierungssignale**
 - Neuzuschnitt von Gebotszonen sinnvoll (und letztlich unausweichlich?)
 - Integration von Lokalisierungssignalen in die Refinanzierungsinstrumente?!
 - Integration von (subventionsintensiven) Hochlaufstrategien für Wasserstoff!

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

