

Trump kann die Dekarbonisierung nicht aufhalten



Das Rotorblatt mag zwar mit Stolz in den USA hergestellt worden sein – Präsident Donald Trump kann Windrädern dennoch nichts abgewinnen.

GETTY IMAGES NORTH AMERICA/AFP/SCOTT OLSON

Trotz aller Unsicherheiten, die die US-Regierung unter Donald Trump geschaffen hat, ist eines klar: „Klima“-Technologien sind out, „Energie“-Technologien sind in. Doch diese Kehrtwende ist bloß eine rhetorische. Die grundlegenden wirtschaftlichen und technologischen Kräfte, die die Welt weg von Öl, Kohle und Gas in Richtung CO₂-armer, hocheffizienter Technologien bewegen, haben nichts von ihrer Kraft verloren.

In den vergangenen zwei Jahrzehnten stand der Klimawandel ganz oben auf der globalen Agenda. Nun bekommen diese Bemühungen Gegenwind zu spüren, und das nicht nur in den Vereinigten Staaten. Auch Europa hat einen Gang zurückge-

Die USA scheinen sich zu einem Petrostaat zu entwickeln. China ist mit seiner grünen Industriepolitik konkurrenzlos. Doch die EU könnte ihre Vorreiterrolle bei sauberen Energien zurückgewinnen.

Gernot Wagner

derlich. In diesem Bereich konkurrieren klimapolitische Prioritäten jedoch mit anderen vorrangigen Zielen wie nationaler Sicherheit, die oft als dringlicher empfunden werden.

In der Auseinandersetzung mit diesen Zielkonflikten hat die Europäische Union genau die Effizienzmaßnahmen beschlossen, die Trumps Effizienzbehörde Department of Government Efficiency (Doge) zwar versprochen, aber nie umgesetzt hat. Europa hat beispiels-

vorn. Im vergangenen Jahr entfielen 40 Prozent der weltweiten Rekordinvestitionen von 2,1 Billionen US-Dollar in die Energiewende allein auf China – also mehr als auf die EU, das Vereinigte Königreich und die USA zusammen.

Noch unausgewogener präsentiert sich die Bilanz bei bestimmten Technologien für saubere Energien. China produziert rund 75 Prozent aller weltweit hergestellten Solarmodule und 80 Prozent der Lithium-lo-

stoff voranzutreiben. Heute ist das Unternehmen weltweit führend in der Herstellung von Elektrolyseuren.

Europas Chance

Haben Europa und die USA den Wettlauf um die Zukunft also bereits verloren? Während die USA nun offenbar fest entschlossen sind, sich zu einem Petrostaat zu entwickeln, hat die EU die Chance, ihre Vorreiterrolle im Bereich der saube-

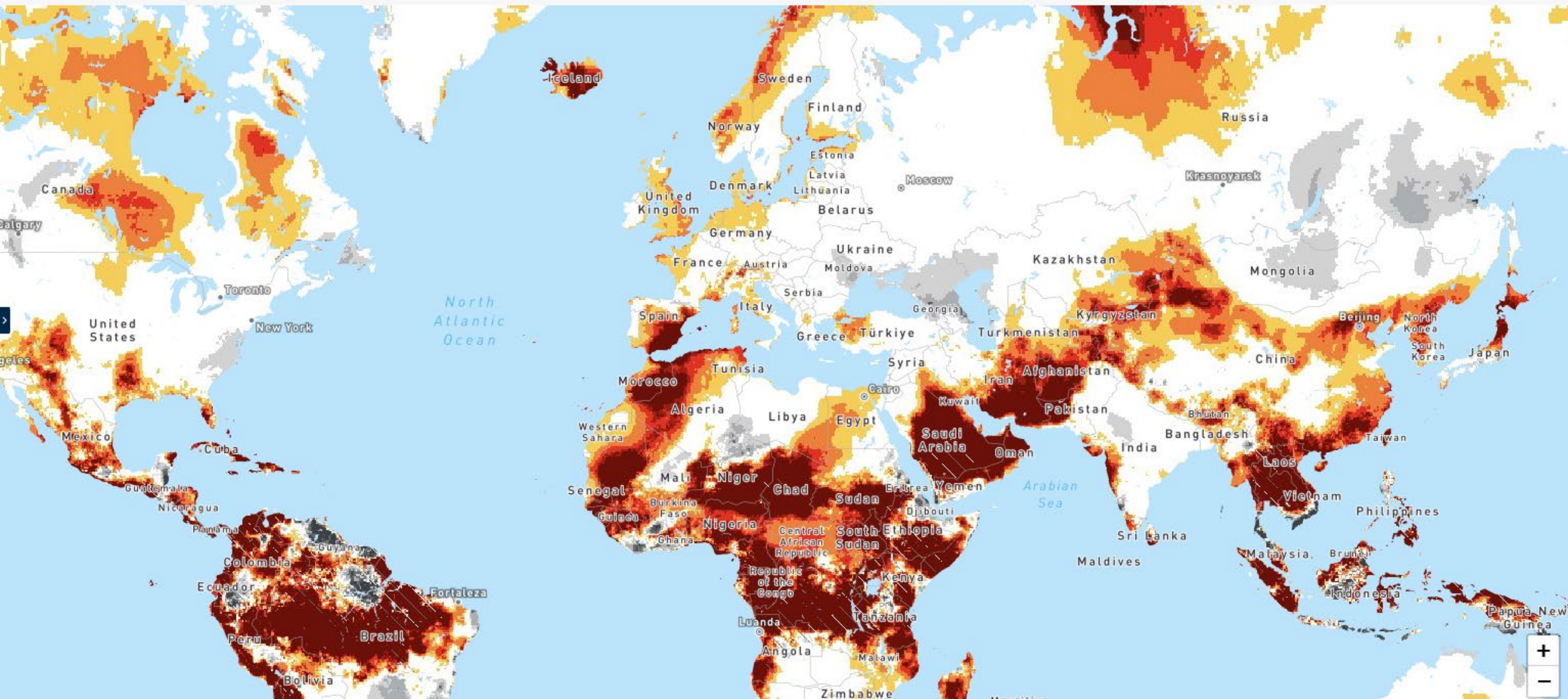
rei der anderen Firmen aus Europa. Das schwedische Start-up Stegra baut das weltweit erste kohlenstoffarme Stahlwerk mit Elektrolyseuren von ThyssenKrupp Nucera, an dem der deutsche Stahlhersteller eine Mehrheitsbeteiligung hält.

Trotz der jüngsten politischen Entwicklungen haben auch die USA gezeigt, dass ein rascher Wandel möglich ist. Obwohl Chinas Dominanz in der Solarproduktion schwer aufzubrechen sein wird, haben die USA in den letzten drei Jahren große Fortschritte erzielt. Anfang 2025 überschritten sie die 50-Gigawatt-Marke bei der Produktionskapazität für Solarmodule – das entspricht einer Verfünffachung seit 2022. Diese 50 Gigawatt an Modulkapazität

Climate Shift Index [Learn more...](#)

for average temperatures, Jun 2, 2026

Change in likelihood due to climate change



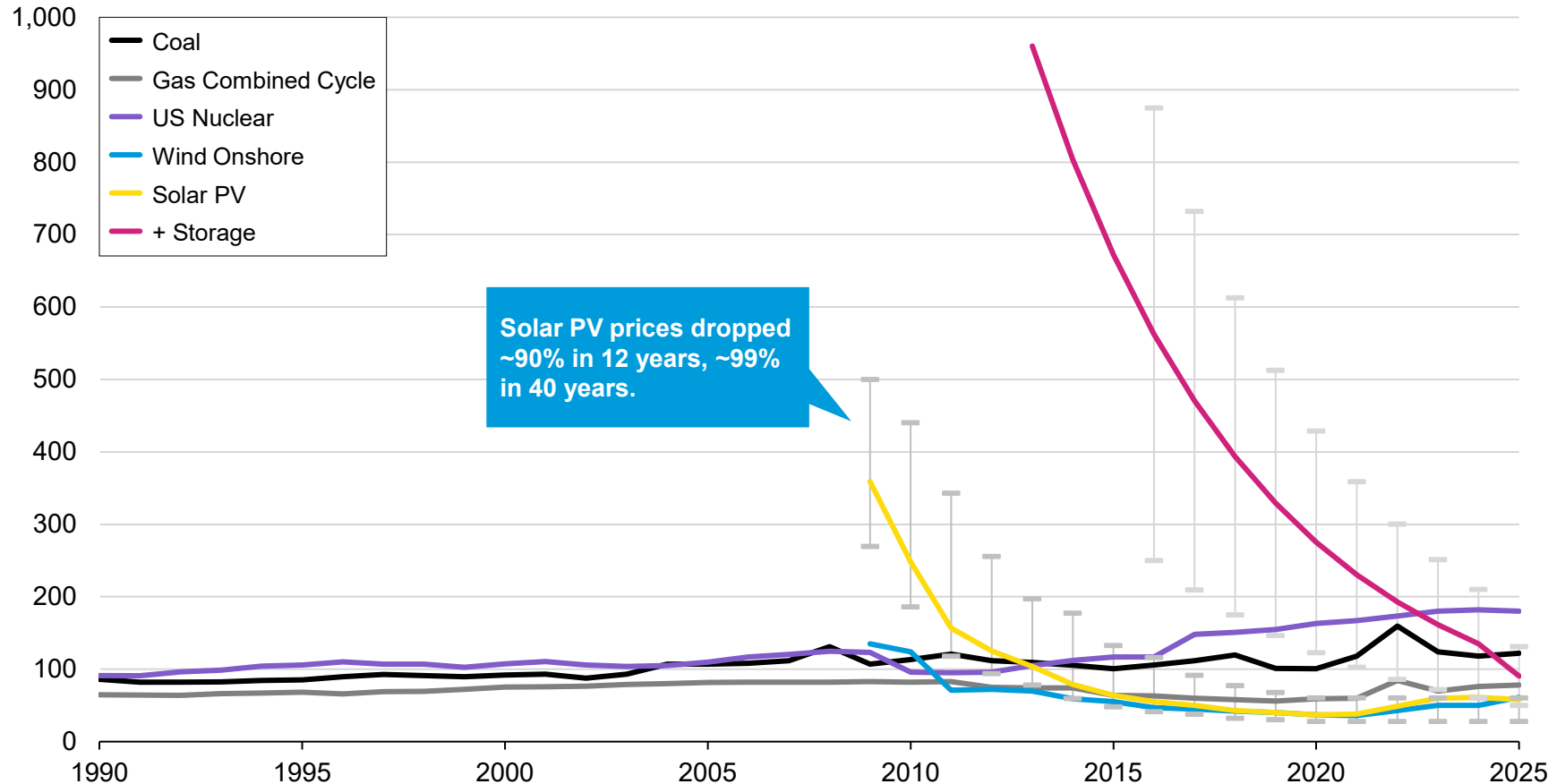
Source: climatecentral.org/climate-shift-index

Not *if*, *when*



Utility-scale solar and wind now cheaper than fossil fuels, battery storage costs not far behind and falling fast

Levelized cost of electricity (LCOE) & storage (LCOS) (\$USD/MWh)



Observations

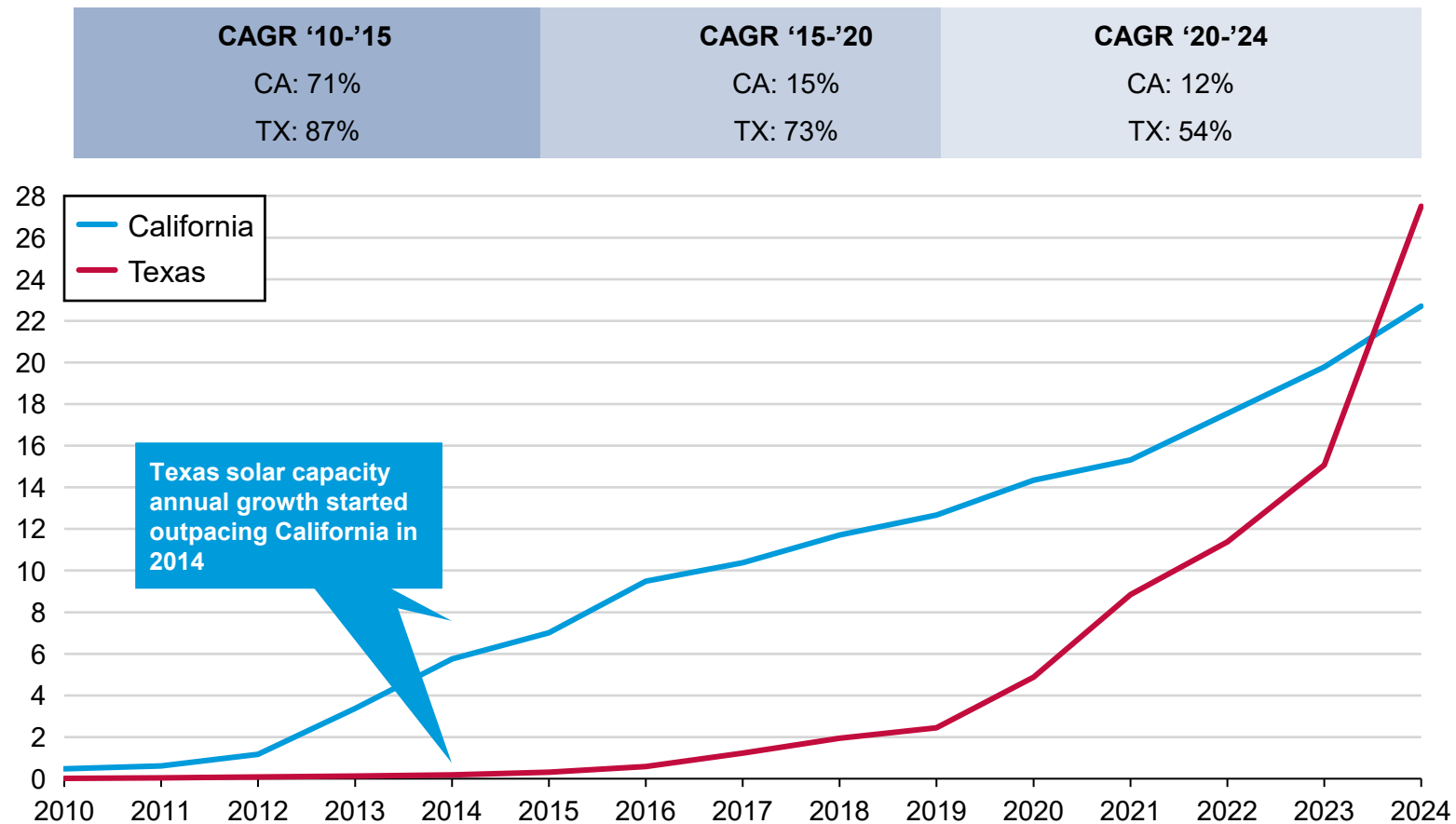
- **Solar photovoltaic (PV) prices dropped by ~80% in the past decade**, wind by ~70%, and lithium-ion battery costs by ~90%.
 - PV price drop primarily driven by **improvements in module efficiency and economies of scale.**
 - **Onshore wind** remained the cheapest for the longest, **now beaten by PV.**
 - **Lithium-ion battery costs fell 20% in 2023** alone.
- **Gas combined cycle power plants cheaper than coal**, more expensive than both solar and wind.
 - Rapid scale-up of utility-scale batteries “killer app” to replace gas on grid.
 - **Battery prices expected to continue falling** due to cell manufacturing overcapacity, economies of scale, and switch to lower-cost lithium-iron-phosphate (LFP) batteries.

Sources: Lazard, [LCOE+](#) (2025); Our World in Data, [Our World in Data](#) (2024); Energy Institute, [Statistical Review of World Energy](#) (2024); BNEF, [Battery Price Survey](#) (2024); Kavlak *et al.*, [Evaluating the Causes of Cost Reduction in Photovoltaic Modules](#) (2018).

Credit: Hyae Ryung Kim, Xiaodan Zhu, and Gernot Wagner. [Share with attribution: Kim *et al.*, “Scaling Solar”](#) (14 August 2025).

Deregulated Texas energy market boon for solar, surpassing California in 2024





















Total installed utility-scale solar capacity in Texas and California (GW)



Observations

- **Texas surpassed California** as leading solar PV state after **adding 1.6 GW in Q2 of 2024 (ACP)**.
- Texas installed nearly **9 GW of new solar by the end of 2024** – over one-fourth of the U.S. 2024 additions – for a **total capacity of 27.5 GW (ACP)**.
- Texas is **expected to install 11.6 GW** new utility-scale solar in 2025 (EIA).
- **Texas' advantage:**
 - ⊕ Deregulated, electricity-only energy market
 - ⊕ Streamlined approval process
 - ⊕ Abundant land
 - ⊖ Minimal state-incentives
- **California's challenge:**
 - ⊕ Strong state incentives
 - ⊖ Strict regulations
 - ⊖ Interconnection delays

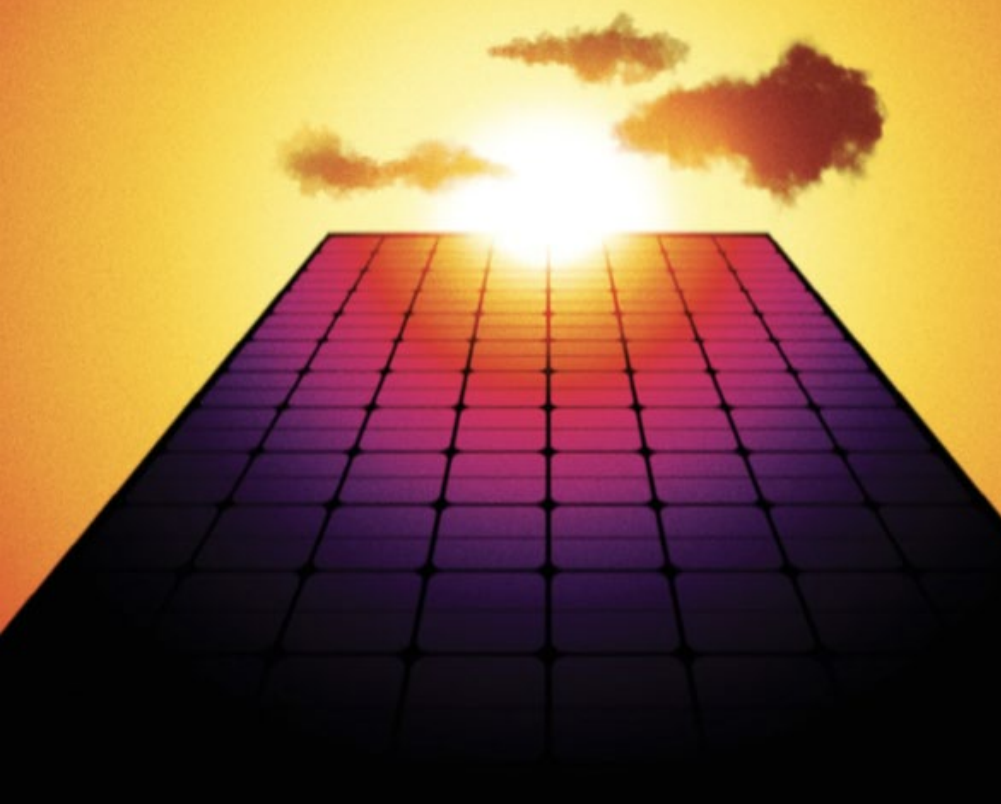
One Big Beautiful Bill Act phases out incentives for solar & wind, biggest impacts on EV adoption and US manufacturing

Technology	IRA Incentives (2022-2025) vs OBBBA Policy Changes (2025 onward)	Industry Outlook ² in the U.S. with OBBBA
Solar & Wind	 <ul style="list-style-type: none"> • 48E and 45Y credits available until 2033 • Phased out after 2027¹; sourcing rules tightened (FEOC) 	 <ul style="list-style-type: none"> • Continued growth trend through 2030, significant slow-down by 2035³ • Overall higher electricity end-user prices
Green Hydrogen	 <ul style="list-style-type: none"> • 45V credit available until 2033 • Phased out by 2028 	 <ul style="list-style-type: none"> • Deployment undermined by weak demand, loss of incentives, and sourcing restrictions
Electric Vehicles	 <ul style="list-style-type: none"> • 30D, 25E, and 45W credits for EVs; 30C for charging infrastructure • Phased out by 2026 (30D/25E/45W by Oct 2025, 30C by Jul 2026) 	 <ul style="list-style-type: none"> • Consumer adoption hit by loss of credits and policy uncertainty
Manufacturing	 <ul style="list-style-type: none"> • 45X and 28C credits support clean tech supply chain • 45X phased out after 2027 (wind) and 2028 (solar/storage); 48C compromised by sourcing rules 	 <ul style="list-style-type: none"> • Clean energy manufacturing hit by loss of credits and supply chain constraints • Subsidy loss threatens existing investments
Carbon Capture	 <ul style="list-style-type: none"> • 45Q credit available until 2033 • Preserved; EOR provisions enhanced 	 <ul style="list-style-type: none"> • Growth in oil and gas CCS, challenged by foreign entity restrictions
Energy Storage	 <ul style="list-style-type: none"> • 48E credit available until 2033 • Preserved in full 	 <ul style="list-style-type: none"> • Preserved credits support growth, challenged by foreign entity restrictions
Biofuels	 <ul style="list-style-type: none"> • 45Z credit available until 2027 • Extended to 2029; feedstock sourcing rules tightened; capped SAF 	 <ul style="list-style-type: none"> • Slow adoption, challenged by foreign entity restrictions
Geothermal	 <ul style="list-style-type: none"> • 48E and 45Y credits available until 2033 • Preserved in full 	 <ul style="list-style-type: none"> • Moderate growth from low baseline • R&D support for superhot geothermal
Nuclear	 <ul style="list-style-type: none"> • ITC/PTC for new, 45U for existing plants available until 2033 • Preserved in full; fuel sourcing rules apply after 2028 	 <ul style="list-style-type: none"> • Challenges remain for large ~1GW reactors • More optimistic outlook for SMRs, XMRs
Oil, Gas	 <ul style="list-style-type: none"> • No support • Gains tax breaks, public land access, and regulatory rollbacks 	 <ul style="list-style-type: none"> • Stable or rising share, as renewables face disadvantage

(1) Construction by 4 July 2026 = 4 years to completion, after = in service before 2028. (2) EV, Carbon Capture, Energy Storage, Biofuels, Hydrogen and Oil, Gas & Coal's Outlook use EIA's reference case and alternative transportation case. (3) Outlook expectations for solar and wind based on EIA's 2025 AEO, using "Reference" Case and "High Zero-Carbon Technology Cost" Case. Sources: Congress, [One Big Beautiful Bill Act](#) (2025); DOE, [Inflation Reduction Act](#) (2022); Norton Rose Fulbright, [Effects of "One Big Beautiful Bill" On Projects](#) (2025); CKI Analysis (2025). Credit: Mariana Castaño, Ariela Farchi, Nicolas Herrera Isaza, Isabel Hoyos, Hyae Ryung Kim, and [Gernot Wagner](#). Share with attribution: Castaño et al, "Climate Impact of One Big Beautiful Bill Act" (15 July 2025).

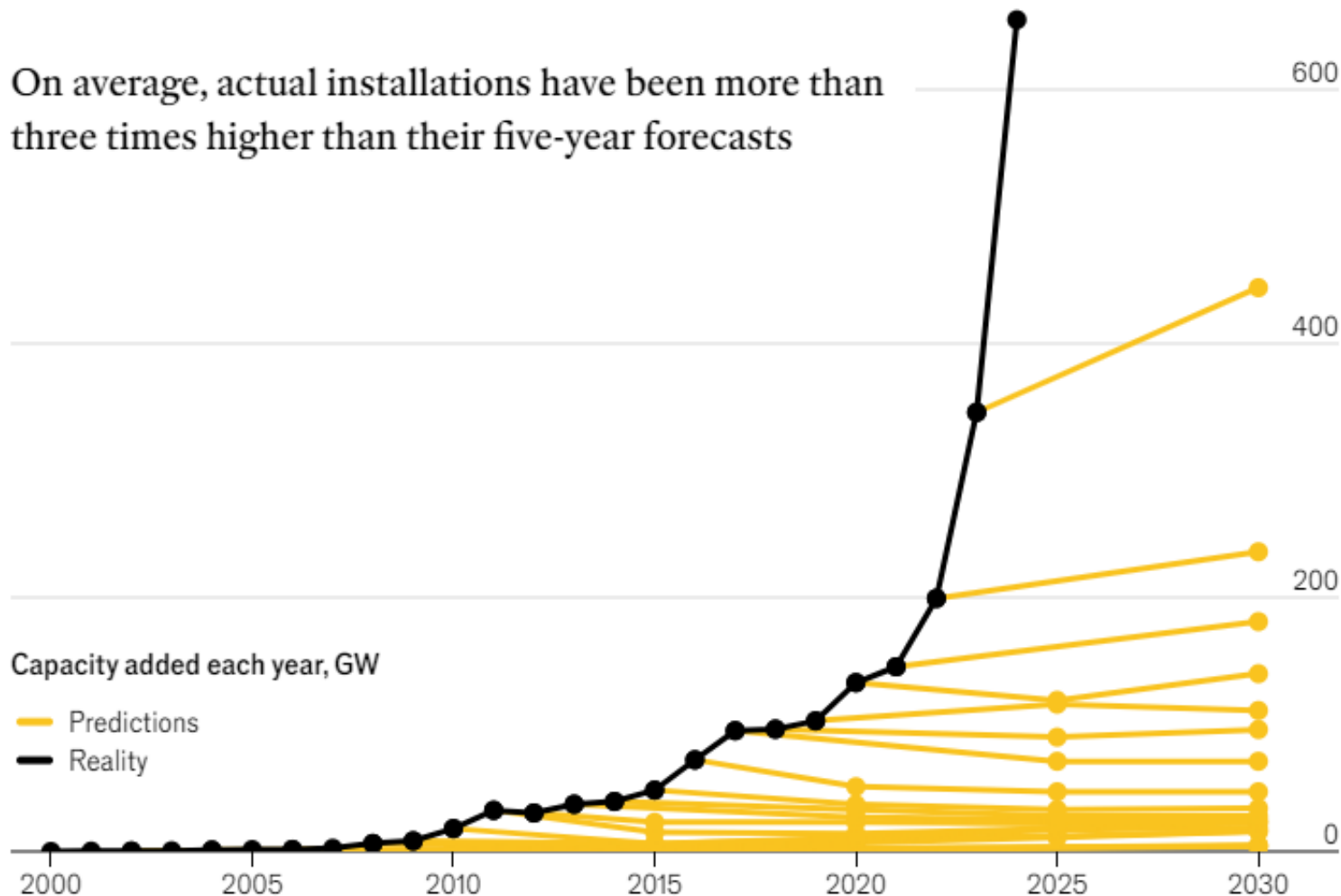
DAWN OF THE SOLAR AGE

A SPECIAL ISSUE



↓ EASY PV *how solar outgrew expectations*

On average, actual installations have been more than three times higher than their five-year forecasts

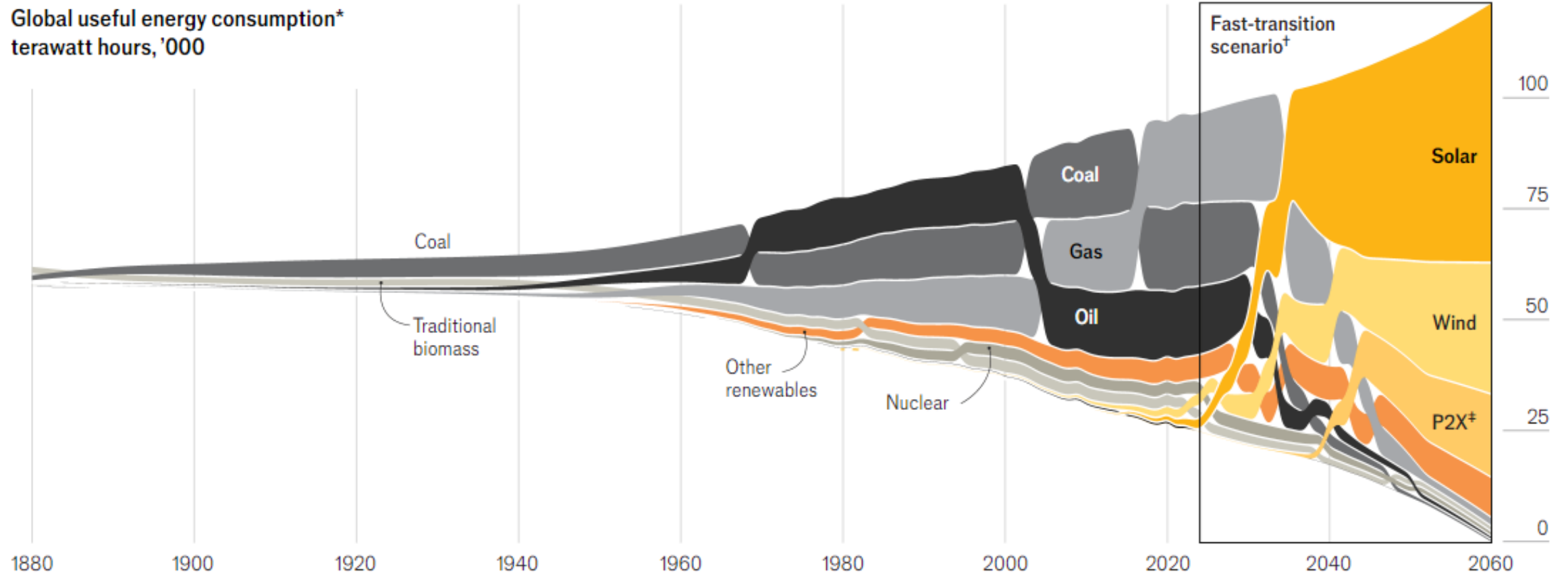


Installations for 2024 are an estimate from BloombergNEF for direct current solar capacity

Sources: IEA; Energy Institute; BloombergNEF

↓ **HERE COMES THE SUN** *the past and a possible future*

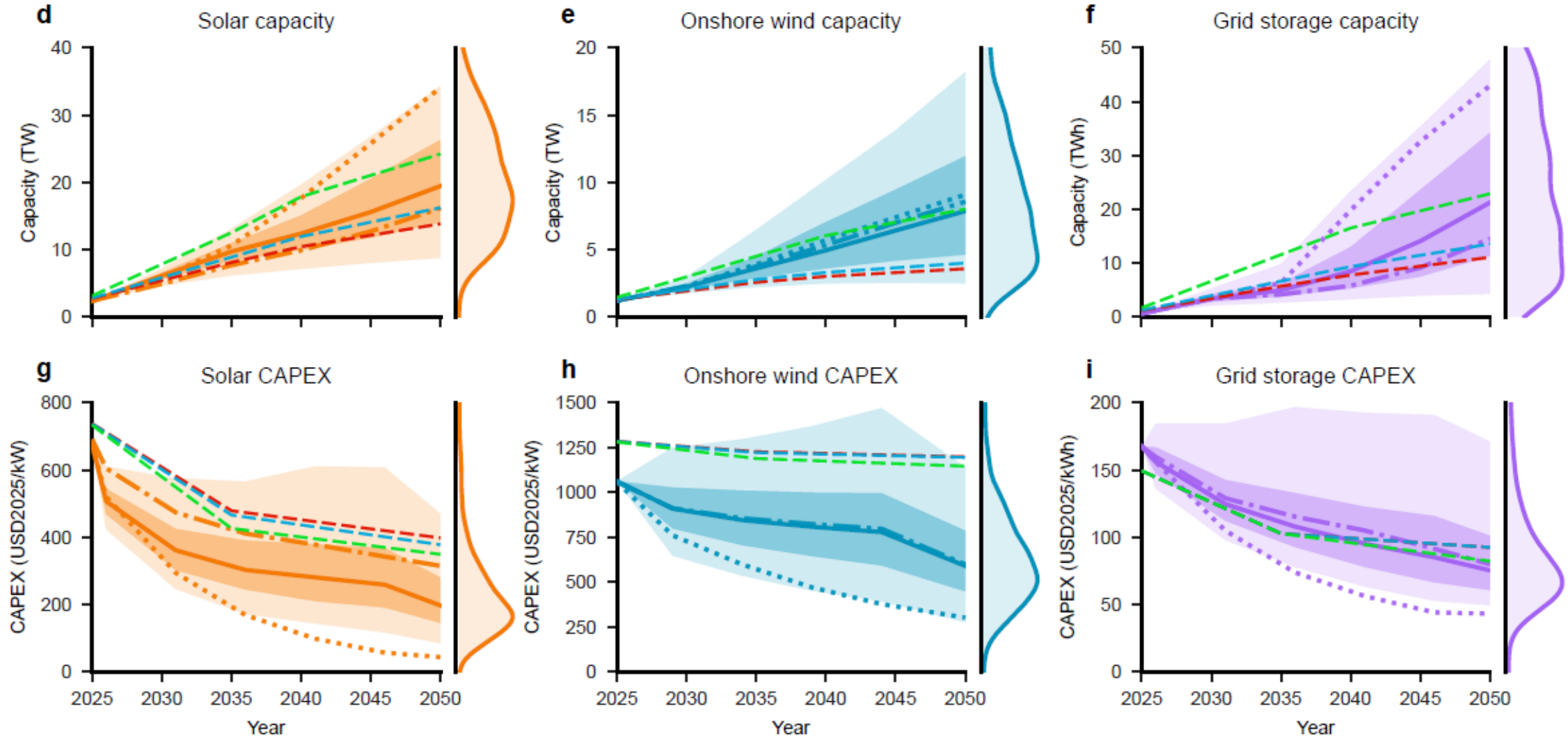
Global useful energy consumption*
terawatt hours, '000



Sources: Rupert Way; Our World in Data

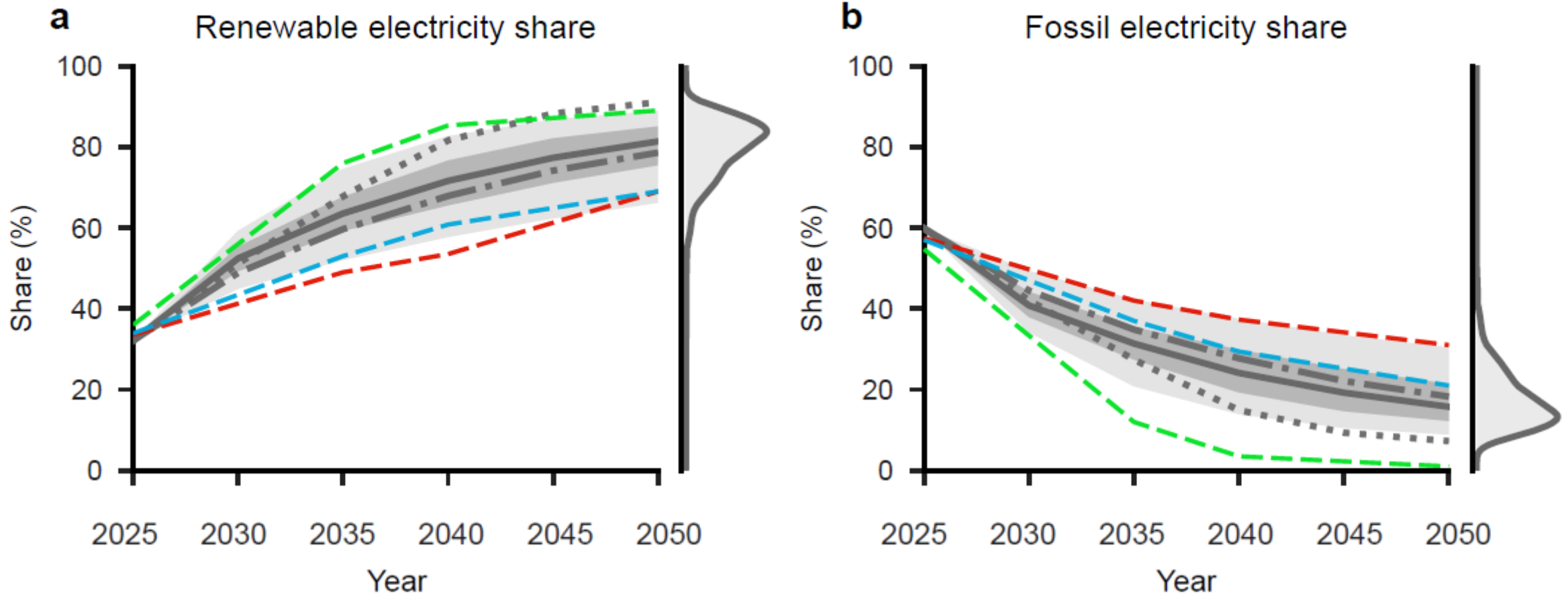
*Primary energy adjusted for waste-heat losses †From Way et al. (2022) ‡Electricity-conversion technologies (eg green hydrogen)

Large spread of solar, wind, and grid storage pathways...



Consistently high (>80%) renewables share by 2050

Correspondingly low fossil electricity share (<20%)





Nicht nur Windkraftanlagen
braucht das Land, auch
Netzausbau und Stromspeicher

Batterien statt Kraftwerke

Deutschland hat es versäumt, eine konsequente Energiepolitik für die Zukunft zu machen. Stattdessen lähmt eine übervorsichtige Industriepolitik den Wandel.
So bleibt man abhängig – von China und den USA EIN GASTBEITRAG VON MONIKA SCHNITZER UND GERNOT WAGNER

Der Klimawandel kennt keine Ländergrenzen – er lässt sich nur durch internationale Kooperation bewältigen. Doch während die USA bremsen und Europa noch über den richtigen Kurs diskutiert, schafft China Tatsachen. Peking investierte im vergangenen Jahr umgerechnet weit über 500 Milliarden Euro in saubere Energien, das entsprach fast einem Drittel der weltweiten Investitionen in diesem Bereich. Erneuerbare Technologien – von Solardächern und Windparks bis hin zu Netzen und Energiespeichern – machten erstmals mehr als zehn Prozent des chinesischen Bruttoinlandsproduktes aus.

China baut damit nicht nur Solarpanels und Batterien, sondern eine neue wirtschaftliche Ordnung. Grüne Energiepolitik wird zur Industriepolitik. Wenn Europa und besonders Deutschland ihren Wohlstand sichern wollen, müssen sie den Anschluss finden – aus ökonomischer ebenso wie aus ökologischer Vernunft.

Der russische Angriff auf die Ukraine hat Europas Achillesferse offengelegt: seine Energieabhängigkeit. In Deutschland wurde sie besonders sichtbar. Jahrzehntlang stützte sich die deutsche Industrie auf billiges russisches Gas und verlor dadurch den Anreiz, in erneuerbare Energien und Infrastruktur zu investieren. Als die Preise im Jahr 2022 fast über Nacht

explodierten, traf das die Wirtschaft besonders stark. Die Bundesrepublik schlitterte in eine über zwei Jahre währende Rezession. Im ersten Halbjahr 2025 meldeten in Deutschland 11.900 Unternehmen Insolvenz an, so viele wie seit einem Jahrzehnt nicht mehr. Das ist auch eine Folge der Abhängigkeit von Erdgas.

Statt den Bruch als Wendepunkt zu nutzen, greift die Politik erneut zu Übergangslösungen. Bis zum Jahr 2030 sollen 30 bis 40 neue Gaskraftwerke entstehen. Gleichzeitig will die Bundesregierung das sogenannte Heizungsgesetz, das den Umstieg auf erneuerbare Wärme fördern sollte, wieder abschaffen. Und während über neue Kraftwerke gestritten wird, bleiben die eigentlichen Probleme ungelöst: fehlende Stromleitungen, unzureichende Speicher, veraltete Verteilinfrastruktur. Der Ausbau von Netzen und Speichern hält mit dem Tempo der Umstellung auf Erneuerbare nicht Schritt. Immer häufiger müssen Windräder abgeregelt werden, weil Strom nicht eingespeist werden kann. Schon heute bleiben rund vier Prozent des erneuerbaren Stroms deshalb ungenutzt. Weil es im Energiemarkt Fehlanreize gibt, wird überschüssiger Strom produziert. Das verursacht hohe Kosten, 2024 kostete allein das Engpassmanagement knapp 2,8 Milliarden Euro. Beispielsweise bekommen Windanlagenbetreiber Geld für die Produktion, auch wenn ihre Windräder abgeregelt sind. Diese Verstummsie

in der Energiepolitik sind ein Problem für den Wirtschaftsstandort.

Hinzu kommt ein blinder Heck bei der Planung des künftigen Energiebedarfs. Rechenzentren, Elektromobilität, Wärmepumpen und künstliche Intelligenz könnten den Stromverbrauch weitaus stärker treiben, als viele Prognosen, einschließlich jene des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, bisher annehmen. Wer hier konservativ rechnet, riskiert Netzüberlastungen, Versorgungsengpässe und damit eine abermalige Wachstumsbremse. Gerade in den Bereichen, die für die Wirtschaft der Zukunft zentral sein werden.

Gleichzeitig lähmt eine übervorsichtige Industriepolitik den Wandel. Milliarden fließen in den Erhalt traditioneller Branchen wie Auto, Chemie und Stahl, produziert mit Kohle, während Zukunftsfelder wie Batterien und Wasserstoff für die Produktion von grünem Stahl oder wissensintensive Dienstleistungen mitunter zu wenig Dynamik entfalten. Die erneute Diskussion über das Verbrenner-Aus ab 2035 verunsichert Unternehmen wie Käufer gleichermaßen. Sollte die Frist verschoben werden, fehlt den Firmen der Anreiz, sich von fossiler Technologie zu lösen. Derweil sind große Märkte wie China längst umgestiegen.

Dabei mangelt es nicht an der nötigen Innovationskraft. Europa hält mehr Patente in grünen Schlüssel-

technologien als China: allein zwischen 2016 und 2019 registrierte die EU in Bereichen wie Solar-, Wind- und Batterietechnik fast dreimal so viele Schutzrechte. Doch während Europa erfindet, produziert China: Fast alle in Europa genutzten Solarmodule und Batterien stammen aus chinesischer Fertigung. Die EU entwirft die Energiewende, baut sie aber nicht und droht im globalen Technologie-Wettlauf weiter zurückzufallen.

Die Zusagen im Handelsstreit, den USA über die nächsten Jahre im großen Stil Flüssiggas abzukufen, machen es nur komplizierter. Deutschlands Energiepolitik steckt zwischen den Fronten: Die USA sichern sich durch fossile Förderung Unabhängigkeit, China dominiert mit Elektrifizierung, Netzen und grüner Industrie. Bleibt Europa beim jetzigen Tempo, droht doppelte Abhängigkeit von fossilen Importen aus dem Westen und grünen Technologien aus dem Osten.

Deutschland und die EU müssen jetzt handeln, um Strom bezahlbar, die Versorgung sicher und die Wirtschaft wettbewerbsfähig zu halten. Dafür braucht es keine neuen Debatten, sondern konkrete Investitionen in Netze, Speicher und Systemintegration. Hochspannungsleitungen, smarte Verteilnetze, Elektrolyse-Anlagen zur Herstellung von grünem Wasserstoff und große Batteriespeicher

sind das Rückgrat einer klimaneutralen Energiezukunft. Der Ausbau von Wind- und Solarenergie und der dafür notwendigen Infrastruktur müssen Hand in Hand gehen, denn nur im Zusammenspiel entfalten sie ihre volle Effizienz.

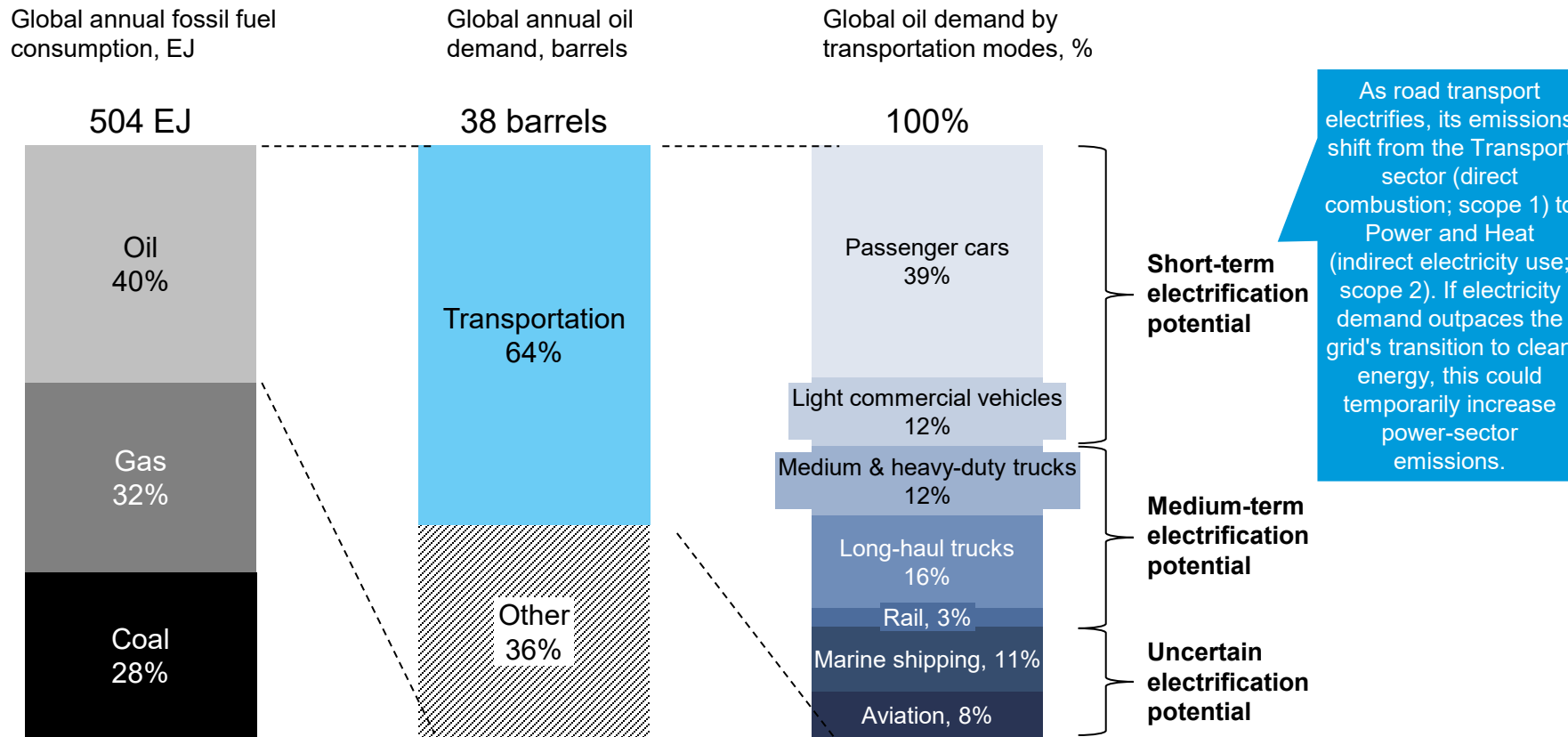
In Brüssel lässt sich dafür eine wichtige Grundlage schaffen. Wenn wie bisher in jedem Mitgliedstaat der EU andere Vorschriften gelten, entsteht kein Wettbewerbsvorteil gegenüber den USA oder China. Ein gemeinsamer Binnenmarkt für Energie hingegen, abgestimmte Ausbauziele und eine gezielte Industrie- und Investitionspolitik, angetrieben von der lange anvisierten Kapitalmarktunion, könnten Europa wieder zu einem Standort machen, der nicht nur importiert, sondern auch produziert.

Am Ende entscheidet Energiepolitik über mehr als nur über die Strompreise. Sie ist Industrie-, Sicherheits- und Standortpolitik zugleich und damit der Schlüssel dafür, ob Europa seine Zukunft selbst gestaltet – oder sie von anderen geliefert bekommt.

Monika Schnitzer ist Vorsitzende des Sachverständigenrats zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung und Professorin in München. Gernot Wagner ist Klimakonom an der Columbia Business School in New York.

Combustion engines account for >60% global oil consumption, with ~50% of those vehicles electrifiable in the short term

Oil is the largest fossil fuel due to transportation, where only passenger vehicles (~50% demand) have a clear electrification path; shipping and aviation lack ready alternatives



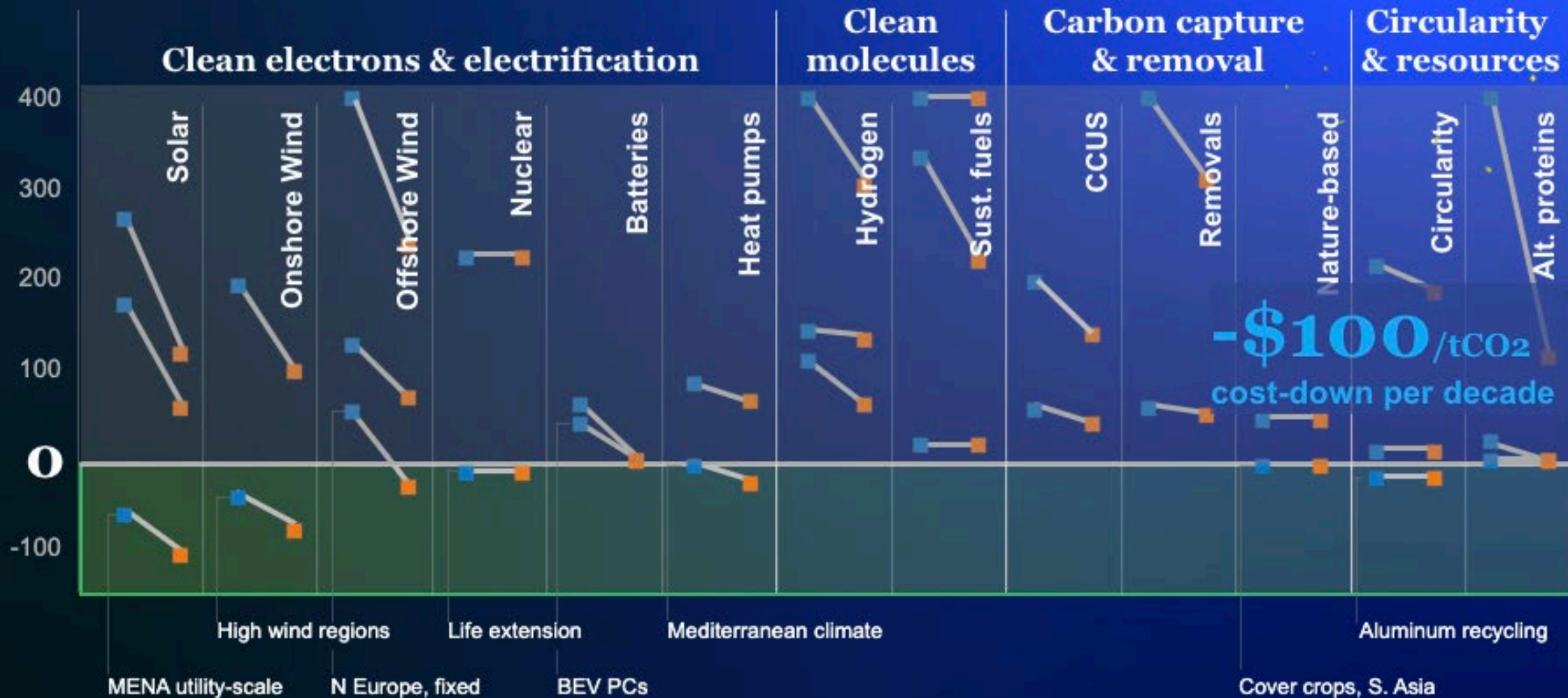
Observations

- Transportation is still the major off-taker of current oil production – with over 64% of around 38 billion barrels of oil being consumed
- Smaller engines, making up around 60% of the transportation sector and used in passenger and light commercial vehicles, are easier to electrify
- Direct electrification faces structural constraints in high energy-density applications, as used in shipping, trucking and aviation. Decarbonization pathways likely rely on synthetic fuels, biofuels, hydrogen derivatives, and efficiency improvements rather than direct electrification

Sources: IEA, [World – IEA Oil \(2024\)](#); Visual Capitalist, [Charted: What Powered the World in 2023? \(2024\)](#); Credit: Anika Behrndt, Soraya van Beek, Paul Greitemann, Isabel Hoyos, and [Gernot Wagner](#), [Share with attribution: Wagner et al. "Decarbonizing Transport" \(8 May 2026\)](#).

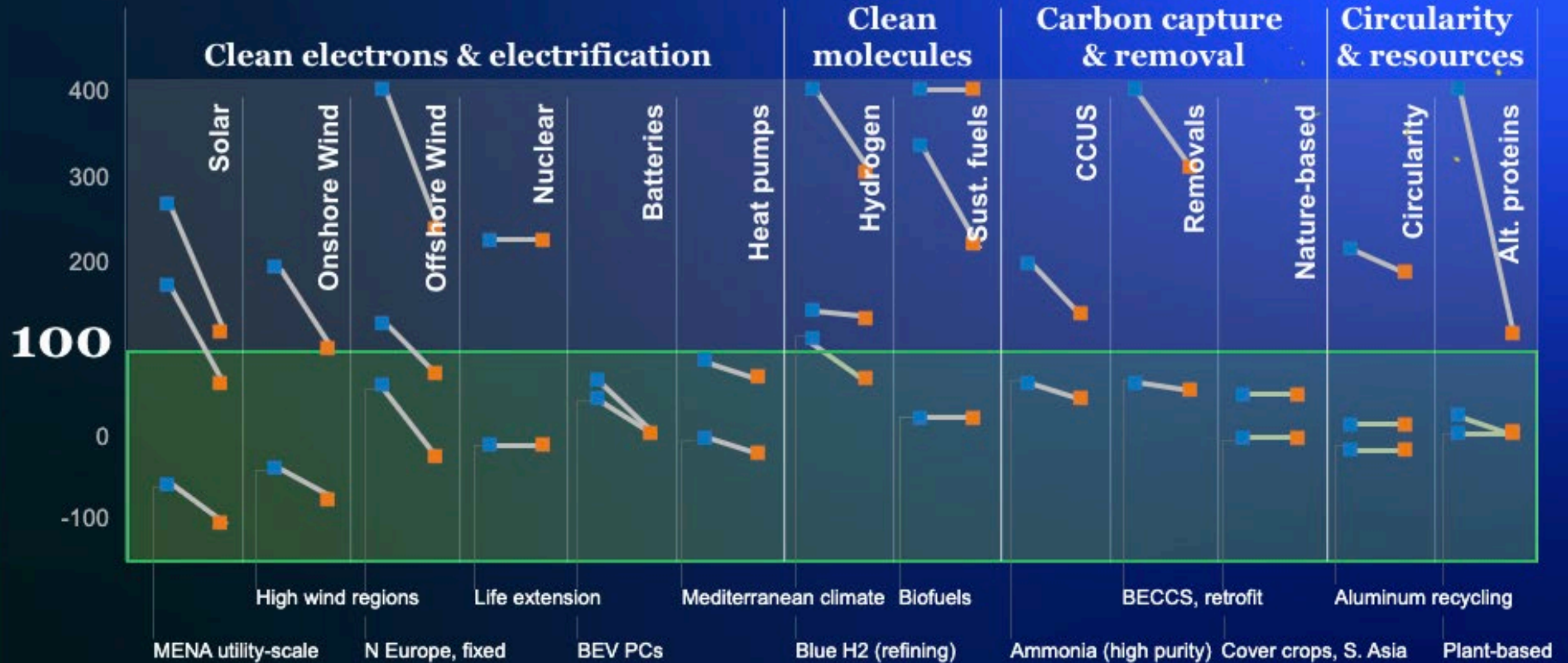
10 % of techs in the money today – steep cost-down to 2030

Estimated abatement costs, USD/tCO₂e



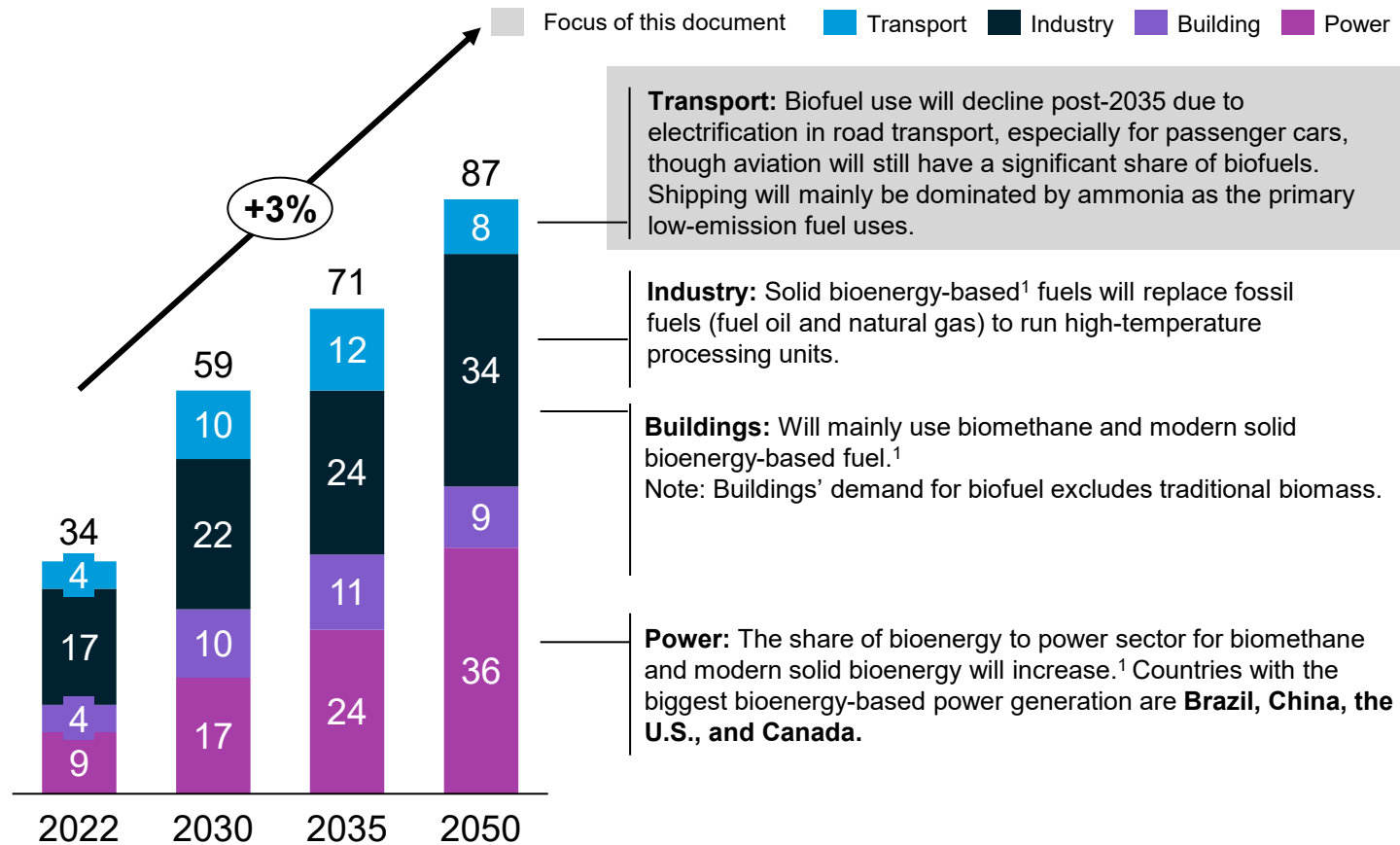
100\$/tCO₂ carbon tax would make most techs competitive

Estimated abatement costs, USD/tCO₂e



Biofuels rapidly expanding in heavy trucking, with long-term growth in power, industry, aviation, and maritime

Global biofuels demand projection in NZE scenario, EJ



Observations

Power generation will account for a major share of biofuel production toward net-zero emissions, mainly from biomethane and advanced fuels from biomass feedstock, which will comprise ~60% of total bioenergy.

Hard to abate industries (e.g., cement) will gradually shift to bioenergy, in addition to increasing efficiency and expanding electrification and carbon capture efforts.

Transport: Biofuel growth in the transport sector is significantly influenced by the expansion of electric vehicles in road transport and the **cost competitiveness of hydrogen.**

Road transport: Biofuels remain the dominant pathway for avoiding oil demand in the diesel segments. EVs outpace biofuels in the gasoline segment, leading to the potential decline of biofuel post-2035.

Aviation: Biofuel and hydrogen-based (synfuel) sustainable aviation fuel will have the majority share. Synfuel share is expected to pick up by 2035, as the technology is maturing.

Shipping: Biodiesel currently holds a small share in the bunker market but is expected to reach ~20% by 2050, with hydrogen and ammonia accounting for the remainder.

1) Includes charcoal, fuelwood, dung, agricultural residues, wood waste, and other solid biogenic wastes — except the traditional use of biomass.
Sources: IEA, [Net Zero Roadmap](#) (2023); IEA, [Transport biofuels](#) (2023); Boston University, [What Countries Have the Greatest Bioenergy Power Capacity?](#) (2023).
Credit: Birru Lucha, Hyae Ryoung Kim, and [Gernot Wagner](#). [Share with attribution](#): Lucha et al., "[Biofueling Transport](#)" (19 November 2025).

SAF is the only near-term option for aviation emissions abatement, but production capacity remains insufficient and uncompetitive

Types of SAF

○ R&D / pilot scale ◐ Ready for commercialization ● Mature and commercialized

	1	2	3	4
Fuel products	Fischer-Tropsch (FT)	HEFA ²	Alcohol to Jet (AtJ)	Power to Liquid (PtL)
Use in Aviation	Aviation (drop-in SAF)	Aviation (drop-in SAF)	Aviation (drop-in SAF)	Aviation (drop-in SAF)
Technology	Gasification	Hydrotreating	Alcohol to Jet	Power-to-Liquid (DAC and Renewable Electricity)
Technology maturity	◐	●	◐	◐
Max Blend % (ASTM)	Up to 50%	Up to 50%	Up to 50%	Up to 50%
Est. Cost (USD/gal)	~\$5.00–9.00	~\$4.00–6.00	~\$3.00–8.00	~\$6.00–12.00
CO₂ Reduction	~60–80%	~60–80%	~50–85% (depends on feedstock & tech)	>90% (if powered with 100% renewable electricity)
Challenges	Depends on renewable feedstock	Feedstock availability	Tech complexity, feedstock scale	Cost, electricity need, carbon source purity

Observations

- **HEFA is leading** SAF deployment due to technical maturity, wide feedstock base (e.g., UCO, animal fats), and ASTM certification (Annex A2). However, **feedstock scarcity may limit scale**
- **Advanced SAF and FT**, offers **diverse feedstocks** and higher potential CO₂ reductions, but technologies face **complex scale-up and cost challenges**
- **Power-to-Liquid (PtL)** has the **highest climate benefit**, but is currently **cost-prohibitive**, highly energy-intensive, and depends on **availability of green electricity and pure CO₂ streams**
- **Policy frameworks like CORSIA³, ReFuelEU, and the U.S. SAF Grand Challenge** are accelerating commercialization, but **infrastructure, incentives, and mandates** are still needed to bridge the cost gap

¹ Sustainable Aviation Fuel (SAF) refers to non-fossil-derived aviation fuels that meet strict technical and sustainability criteria; ²HEFA: Hydrotreated Esters and Fatty Acids.

SAF can be "drop-in," meaning it can be used in existing aircraft engines and infrastructure with no modifications, while reducing lifecycle CO₂ emissions by up to 90% compared to conventional Jet-A.

³Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation.

Sources: IEA, [Net Zero Roadmap](#) (2023); IEA, [Transport Biofuel](#) (2023); ICCT, [Fact Policies](#) (2024).

Credit: Augusto Agazzi, Andrea Castro, and Gernot Wagner. [Share with attribution](#): Wagner et al. "Decarbonizing Transport" (8 May 2026).

Energy efficiency leverages bio-based fuels as a cost-effective, deployable solution that can partially abate cement emissions

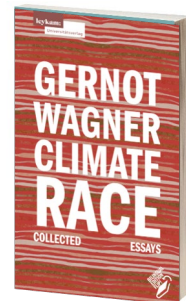
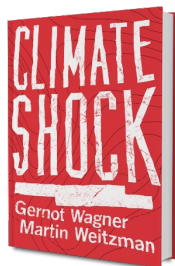
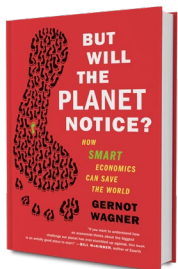
○ R&D/Lab stage ◐ Pilot plant stage ◑ Ready for commercialization ● Mature and commercialized

	Energy efficiency		Clinker substitution		Alternative production technologies			Carbon capture
	Heat optimization	Alternative fuels: biomass/waste	Blended cement: Traditional SCMs	Blended cement: LC3	Thermal batteries ⁶	Alternative feedstock	Electrochemical production	CCUS/CCS
Description	Levers include: <ul style="list-style-type: none"> Vertical mills or high-pressure grinding rolls Kiln preheaters and improved insulation Waste heat use Digital process control 	<ul style="list-style-type: none"> Using biomass and waste as heat sources can lower thermal emissions. <ul style="list-style-type: none"> Current kiln heat supply is fossil-fuel dominated (70% coal, 25% oil and gas). 	<ul style="list-style-type: none"> Supplementary cementitious materials (SCMs) Can partially replace clinker in blended cements. SCMs include CCR, steel furnace slag, and natural pozzolans. 	<ul style="list-style-type: none"> Limestone calcined clay cement (LC3) Blended cement that uses limestone and calcined clay Can replace more clinker than traditional SCMs. 	<ul style="list-style-type: none"> High-temperature thermal batteries, powered by cheap electricity, can replace fossil-fueled rotary kilns. Can be connected to the grid or powered by off-grid renewables. 	<ul style="list-style-type: none"> Non-carbonate rocks can replace limestone as feedstock. Can avoid the chemical emissions of limestone calcination. 	<ul style="list-style-type: none"> Electrochemistry can break down limestone instead of high-heat kilns. Combined with non-carbonate feedstock, it can fully decarbonize cement production. 	<ul style="list-style-type: none"> Retrofitting plants with carbon capture can remove CO₂ released during clinker production. Captured CO₂ can serve as feedstock, fuels, or building materials.
Addressed emissions	Thermal	Thermal	Thermal and chemical	Thermal and chemical	Thermal	Chemical	Thermal	Thermal and chemical
Limiting factor	CapEx	Feedstock availability and cost	Material availability and depletion	Retrofit and CapEx	New tech, CapEx, energy cost	New tech, CapEx	New tech, CapEx, energy cost	High CapEx, infrastructure
TRL	●	●	●	● ⁵	◐	◐	◐	◑
Abatement potential ¹	~9% (2030) ~19% (2050)	~4% (2030) ~27% (2050)	~12% (2030) ~39% (2050)	~8% (2030) ~32% (2050)	~4% (2030) ² ~12% (2050)	~4% (2030) ~11% (2050)	~15-20% (2030) ² ~70-80% (2050)	~19% (2030) ~69% (2050) ⁴
Abatement cost, \$/tCO ₂ e	-46.3 / 39 (2030) -26.9 / 14 (2050)	-80 / -40 (2030) -25.4 / -8 (2050)	-97.7 / - 35 (2030) -48.2 / - 19 (2030)	-82.7 / - 32.2 (2030) -33.2 / -11.5 (2050)	159 / 414 (2030) ³ 37 / 132 (2050)	-44.2 / 9 (2030) ³ -15.4 / 2 (2050)	287 / 593.4 (2030) ³ 74 / 152 (2050)	167 / 364 (2030) ³ 46.3 / 101 (2050)

¹Unconstrained theoretical abatement potential for a given tonne of cement produced for each approach in isolation. ²Assumes clean energy source. ³Abatement cost of emerging technologies is based on estimates and has high uncertainty. ⁴Reflects the approximate emissions gap after other measures, not a fixed technical limit. ⁵Despite TRL9, market penetration remains minimal due to slow standards adoption, limited supply chain coordination, and conservative procurement practices. ⁶Thermal batteries abatement potential and cost are based on off-grid renewables.

Sources: DOE, [Liftoff Report](#) (2023); Mission Possible, [Net-zero concrete and cement](#) (2023); CATF, [Recasting the Future](#) (2025); ACA, [Roadmap to Carbon Neutrality](#) (2021); GCCA, [Concrete Future](#) (2022); ClimateWorks Foundation, [Low-carbon cement](#) (2023); Energies, [Alternative Fuels and Energy Efficiency in Cement](#) (2023); International Journal of Greenhouse Gas Control, [BioCCS in cement](#) (2023); IEA, [Bioenergy Annual Report](#) (2022); RMI, [The Business Case for LC3](#) (2024); Energy Innovation, [Industrial Thermal Batteries](#) (2023).

Credit: Camilo Avilés, Nicolas Herrera Isaza, Soraya Van Beek, Isabel Hoyos, Hyaee Ryung Kim, and Gernot Wagner. [Share with attribution: Wagner et al., "Decarbonizing Cement" \(8 May 2026\).](#)

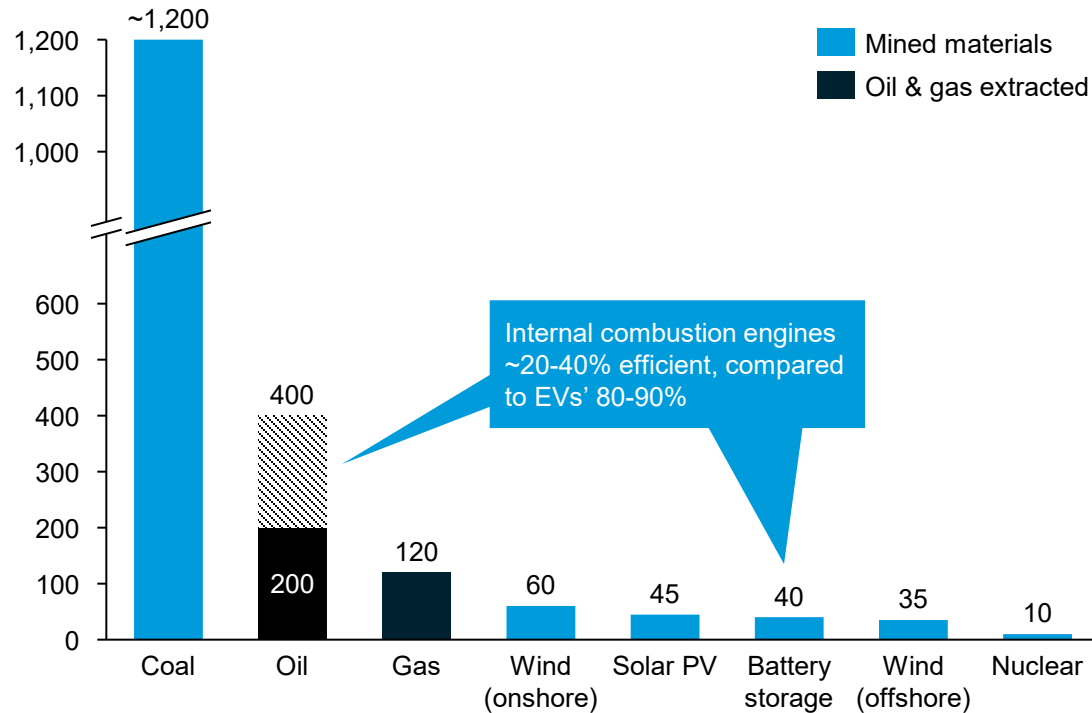


Gernot Wagner
gwagner@columbia.edu
gwagner.com

Despite its dependence on critical minerals, energy transition's material footprint lower than that of the fossil-fuel economy

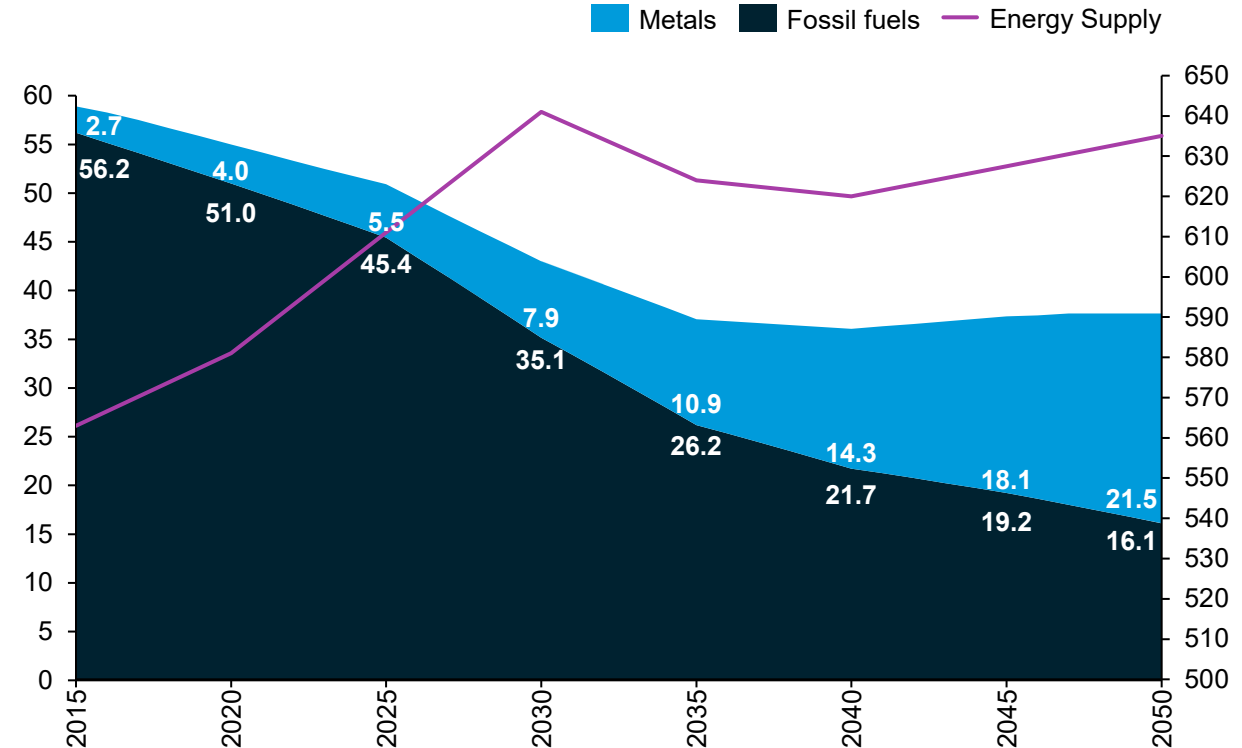
Fossil fuels have higher material intensity and, unlike renewables, require continuous mining & extraction

Mining requirements for energy sources, *tonnes of material/GWh*



The energy transition will increase mineral demand, but decrease total material footprint, despite growing energy supply

Material requirements of the energy transition (electricity and transport) v. growing global energy supply¹, 2015-2050, *Gt/year v. EJ/year*



¹ Based on the IEA scenario keeping temperature rise to 1.75°C by 2100.

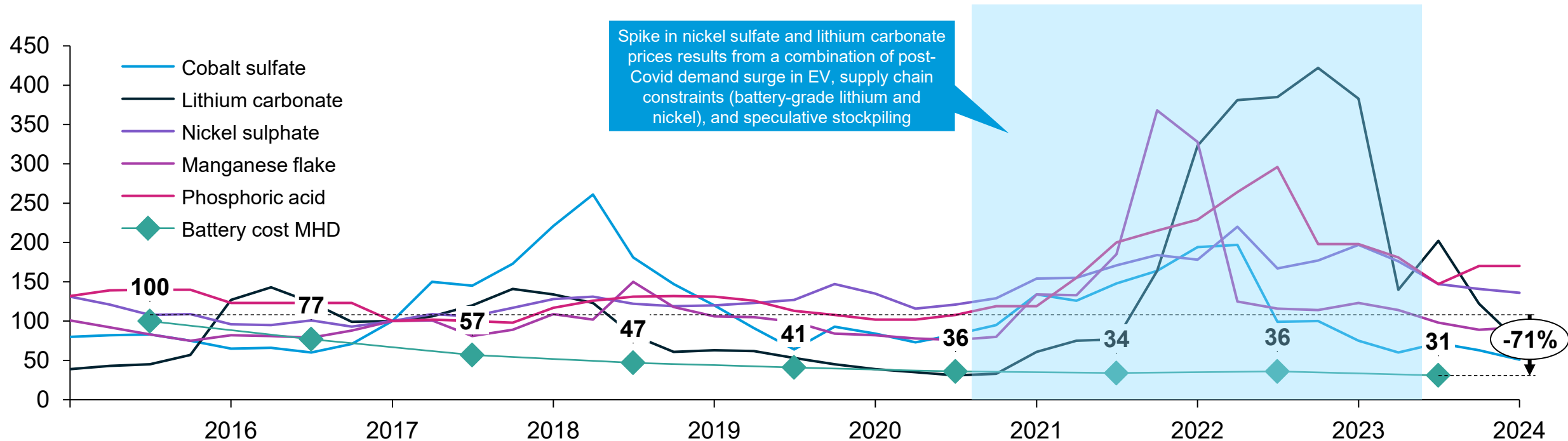
Sources: Wurmsdobler, [Mineral Resource Usage for the Energy Transition](#) (2025); [Sustainable Energy Transitions Require Enhanced Resource Governance](#) (Journal of Cleaner Production, 2021);

[Energy Outlook 2025](#) (IEA, 2024).; Mining for Electricity (Our World in Data, 2022).

Credit: Leo Gordon, Isabel Hoyos, Ariela Farchi, Hyae Ryung Kim, and [Gernot Wagner](#). [Share with attribution](#): Wagner et al., "Mining for the Energy Transition" (10 April 2026).

Battery prices are falling, strengthening the case for electrified medium trucks, though input costs remain volatile

Price of select battery materials relation with battery cost of medium trucks, USD between 2015 and 2024



Global battery prices are projected to fall to ~ \$80/kWh by 2026, nearly a 50% drop from 2023 levels, and mainly driven by technological advancements such as **30% higher energy density cells**. While innovations like that reduce the TCO of LDV and **smallest medium-duty trucks (class 3-6)**, this doesn't extend to heavy-duty trucks (class 7-8) immediately, whose battery cost is projected to remain above \$100/kWh by 2026 in the U.S., even under an aggressive technological progress.