

Szenarienreport-Webinar, 6. März 2025

Ariadne-Szenarienreport 2.0: Energiewirtschaft & Infrastruktur

Tom Brown (TUB), Michael Lindner (TUB), Norman Gerhardt (Fhg-IEE), Toni Seibold (TUB), Julian Geis (TUB), Helen Ganal (Fhg-IEE), alle Gesamtsystemmodellierende



GEFÖRDERT VOM

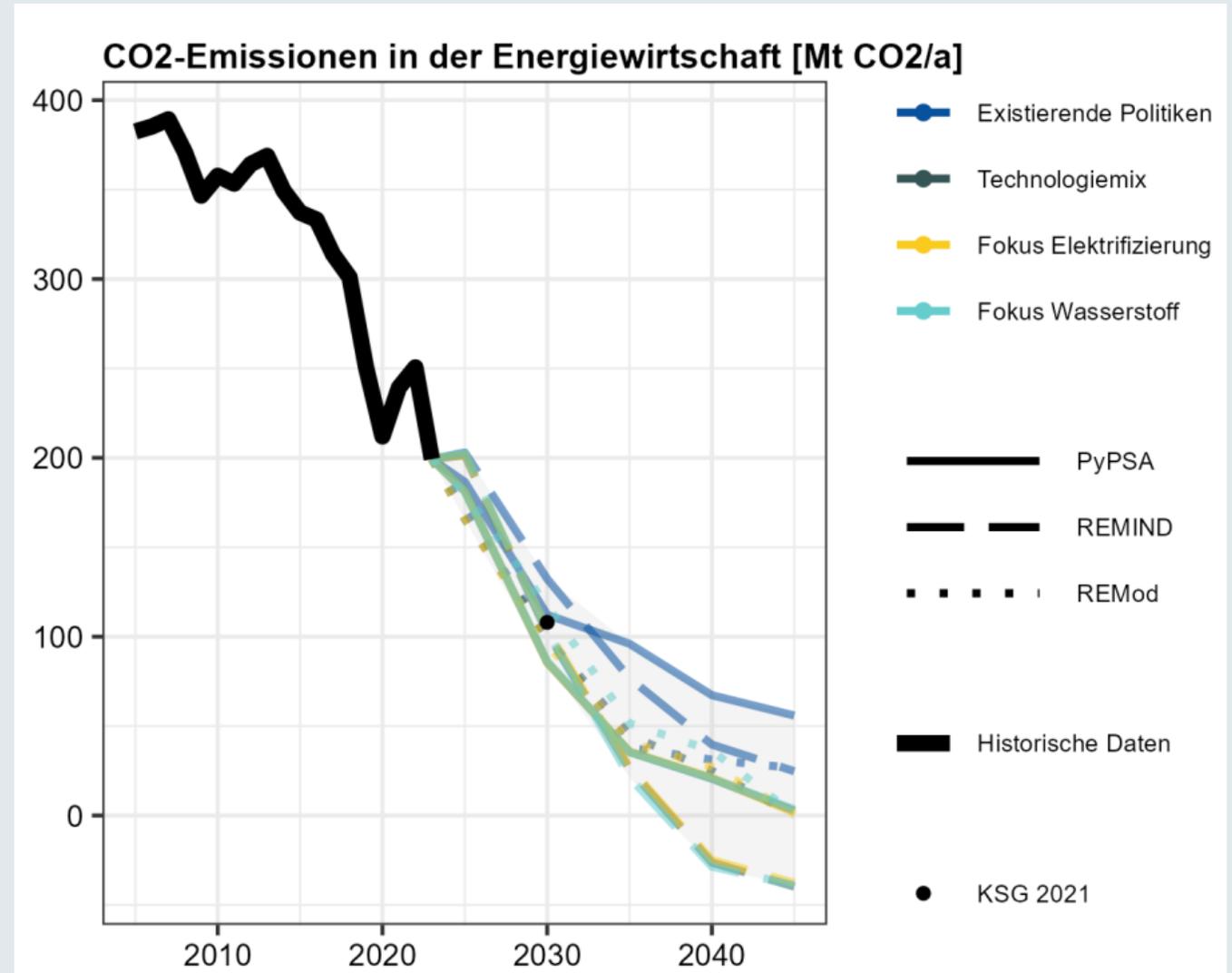
TRANSFORMATIONSDYNAMIK



GEFÖRDERT VOM

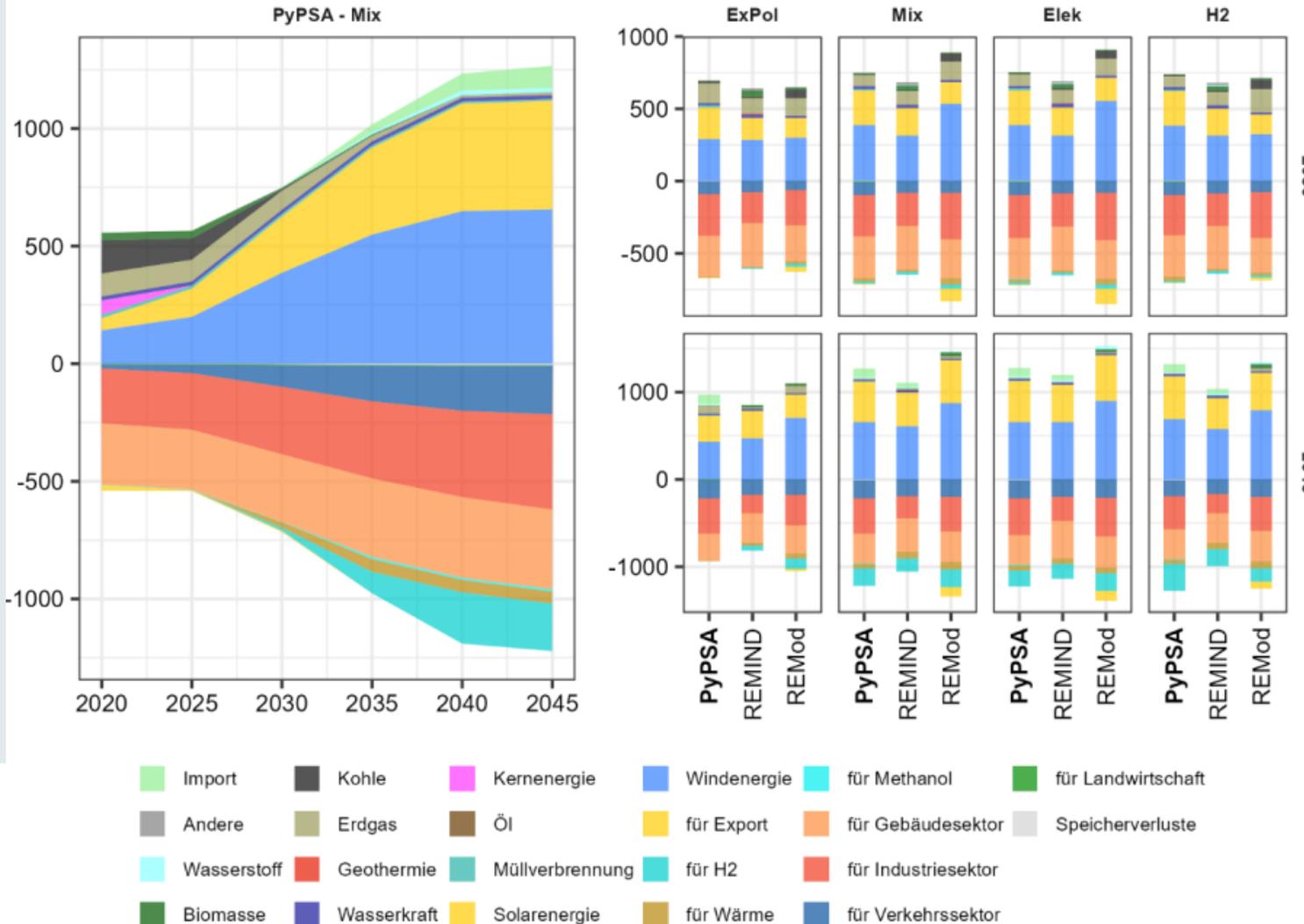
CO₂-EMISSIONEN IN DER ENERGIEWIRTSCHAFT

- **Einordnung:** Energiewirtschaft umfasst neben **Stromsektor** auch die Umwandlung anderer Energieträger und die Bereitstellung von **Wasserstoff**
- Ursprüngliches Ziel des KSG 2021 für Emissionen in der Energiewirtschaft im Jahr 2030 **in den meisten Szenarien erreicht**
- Bandbreite in den Zielszenarien für 2045 liegt zwischen -40 und 0 MtCO₂äq/a (Bioenergie mit CCS wird in REMIND stark eingesetzt)
- Mit existierenden Politiken verbleiben **Restemissionen** von bis zu 56 MtCO₂äq/a



STROMERZEUGUNG UND -NACHFRAGE

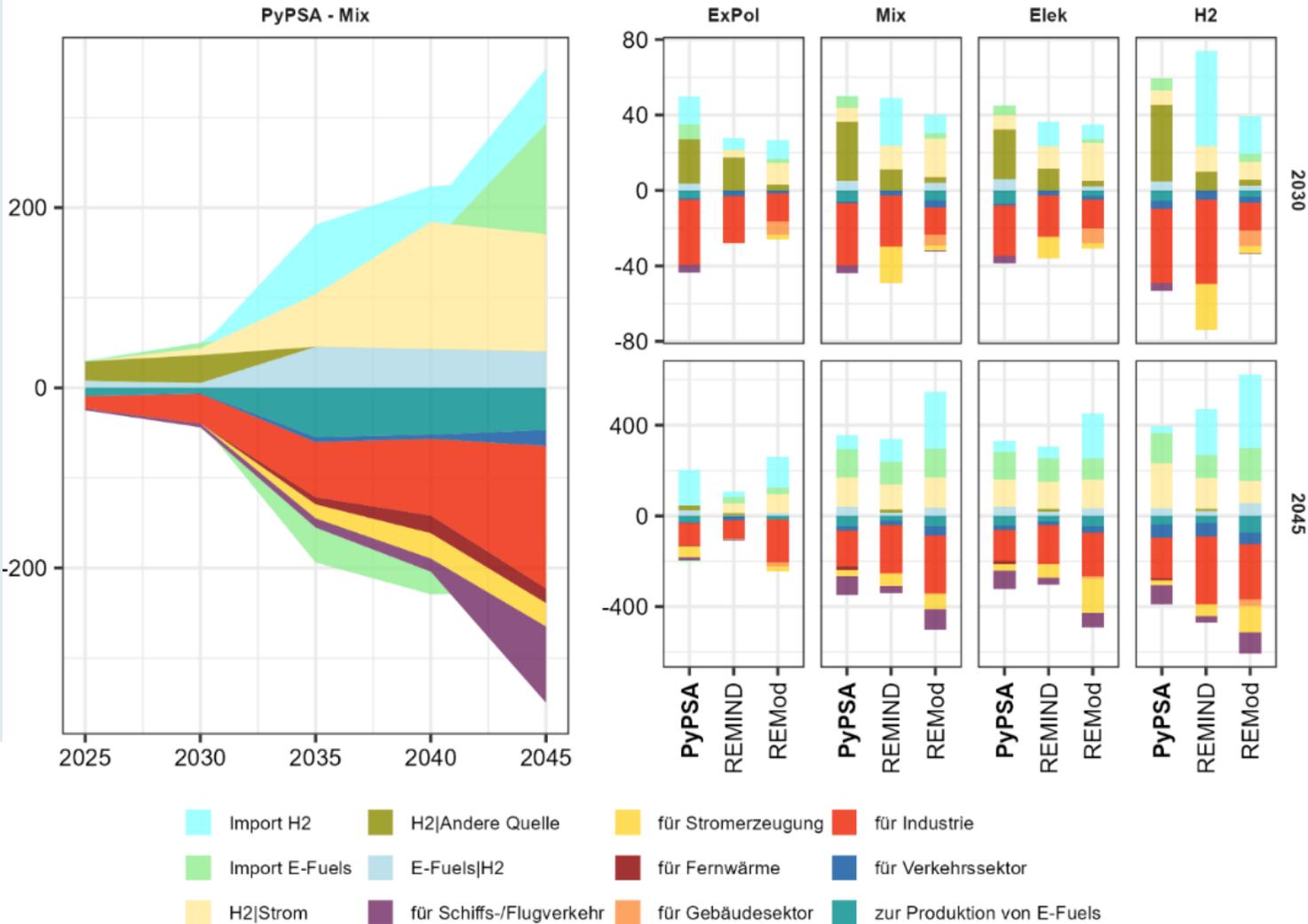
Stromerzeugung und -einsatz [TWh/a]



- **Stromnachfrage steigt** in den Kernszenarien 1100-1300 TWh/a im Jahr 2045 aufgrund der **Elektrifizierung und Elektrolyse**
- **80% EE-Ziel für 2030** wird in PyPSA-DE und REMod erreicht
- Der Anteil von Wind und Solar am Strommix steigt **bis 2035 auf 84–91%**
- Der **Restbedarf** wird durch eine Mischung aus Wasserstoff, Erdgas, Wasserkraft, Bioenergie und Importe gedeckt
- **Kapazitäten** in PyPSA Mix im Jahr 2045: 64 GW Offshore-Wind, 180 GW Onshore, 468 GW PV, 68 GW Wasserstoff-Kraftwerke, 19 GW verbleibende Gaskraftwerke, 436 GWh Batterien

WASSERSTOFF UND DERIVATE: ANGEBOT UND NACHFRAGE

H2 und Derivate - Angebot und Nachfrage [TWh/a]

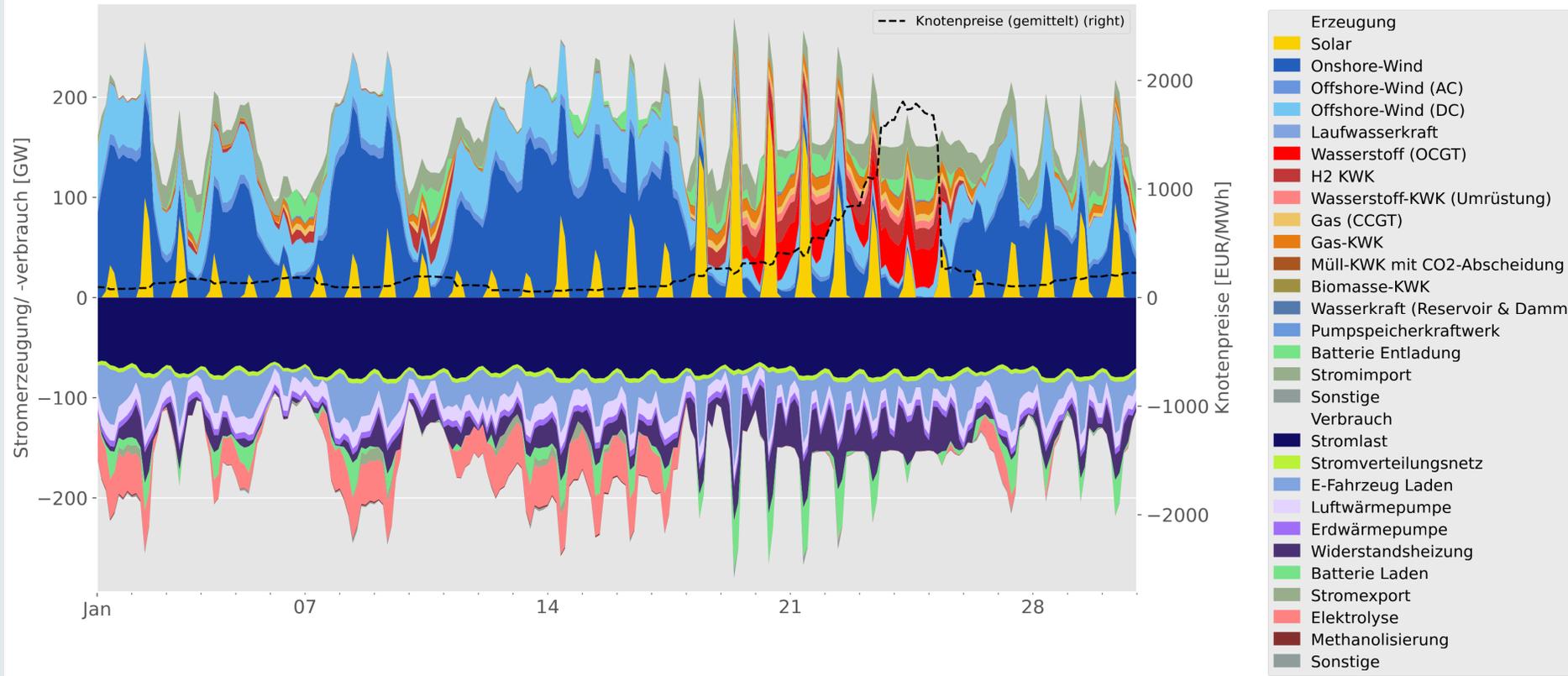


- **Wasserstoffnachfrage** steigt je nach Szenario und Modell im Jahr 2045 auf etwa 175–420 TWh/a
- Außerdem werden 85–165 TWh/a **Wasserstoff-Derivate** verwendet
- Nachfrage vor allem durch Industrie, Backup-Kraftwerke zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie Schiffs-/Flugverkehr
- Nachfrage überwiegend durch **einheimische Elektrolyse und Importe** gedeckt
- **Importe** von 60–250 TWh Wasserstoff und 100–130 TWh E-Fuels (Vergleich: 2010–2019: 943 TWh Erdgas und 1.041 TWh Rohöl)

STÜNDLICHER EINSATZ IM STROMSEKTOR (BEISPIEL DUNKELFLAUTE)

Einsatz [GW]; Angebot positiv, Nachfrage negativ; PyPSA TechMix

Strombilanz Technologiemix [GW]



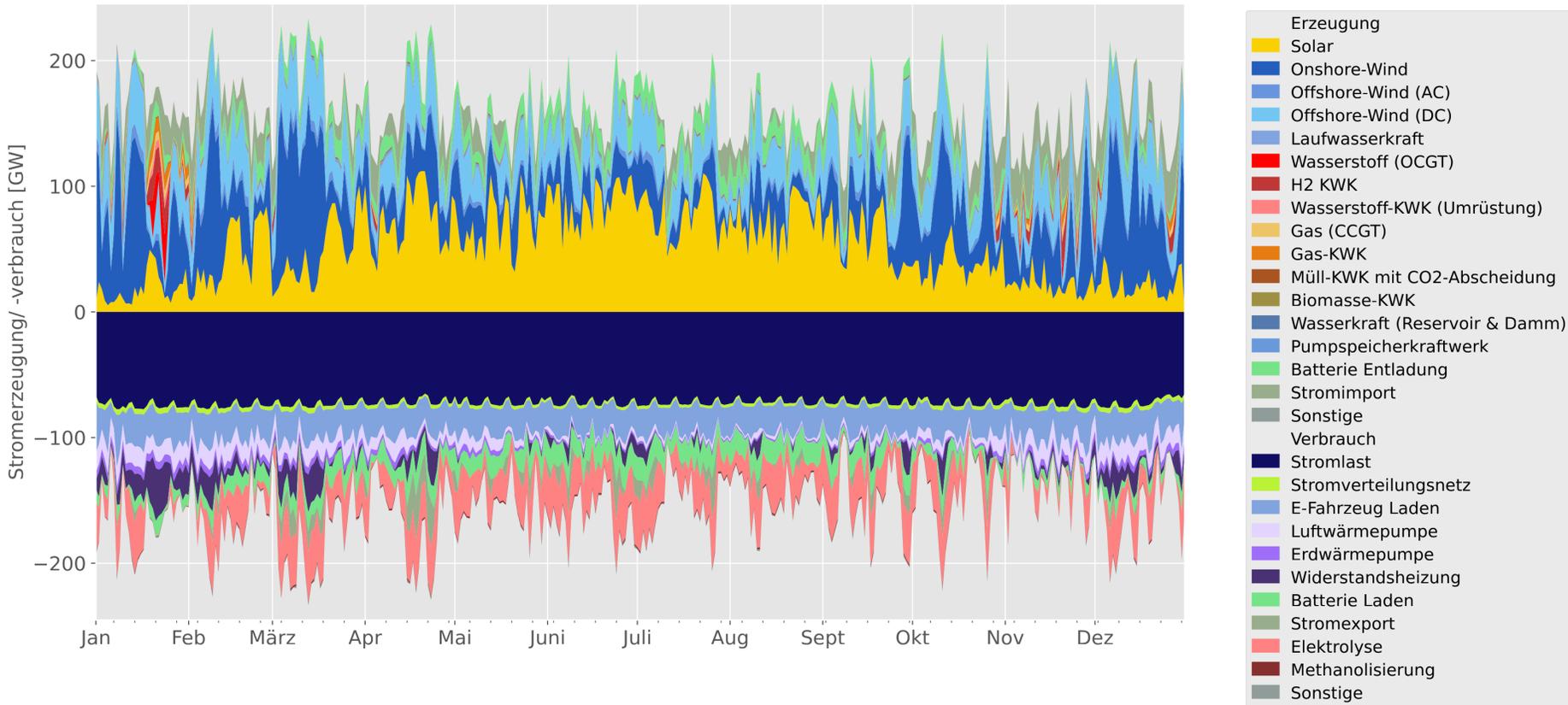
- **Stündliche Flexibilität** bereitgestellt durch Lastmanagement von e-Fahrzeuge (blau) und Batterien (grün)
- **Mehrtägige Flexibilität** durch Importe, Wasserstoffkraftwerke und Elektrolyse
- **Backup in Dunkelflaute:** H2-Kraftwerke (68 GW), Gas Kraftwerke (19 GW), Importe (bis 30 GW)

GEFÖRDERT VOM

JÄHRLICHER EINSATZ IM STROMSEKTOR

Tägliche Mittelwerte des Einsatzes [GW]; Angebot positiv, Nachfrage negativ; PyPSA TechMix

Strombilanz Technologiemix [GW]

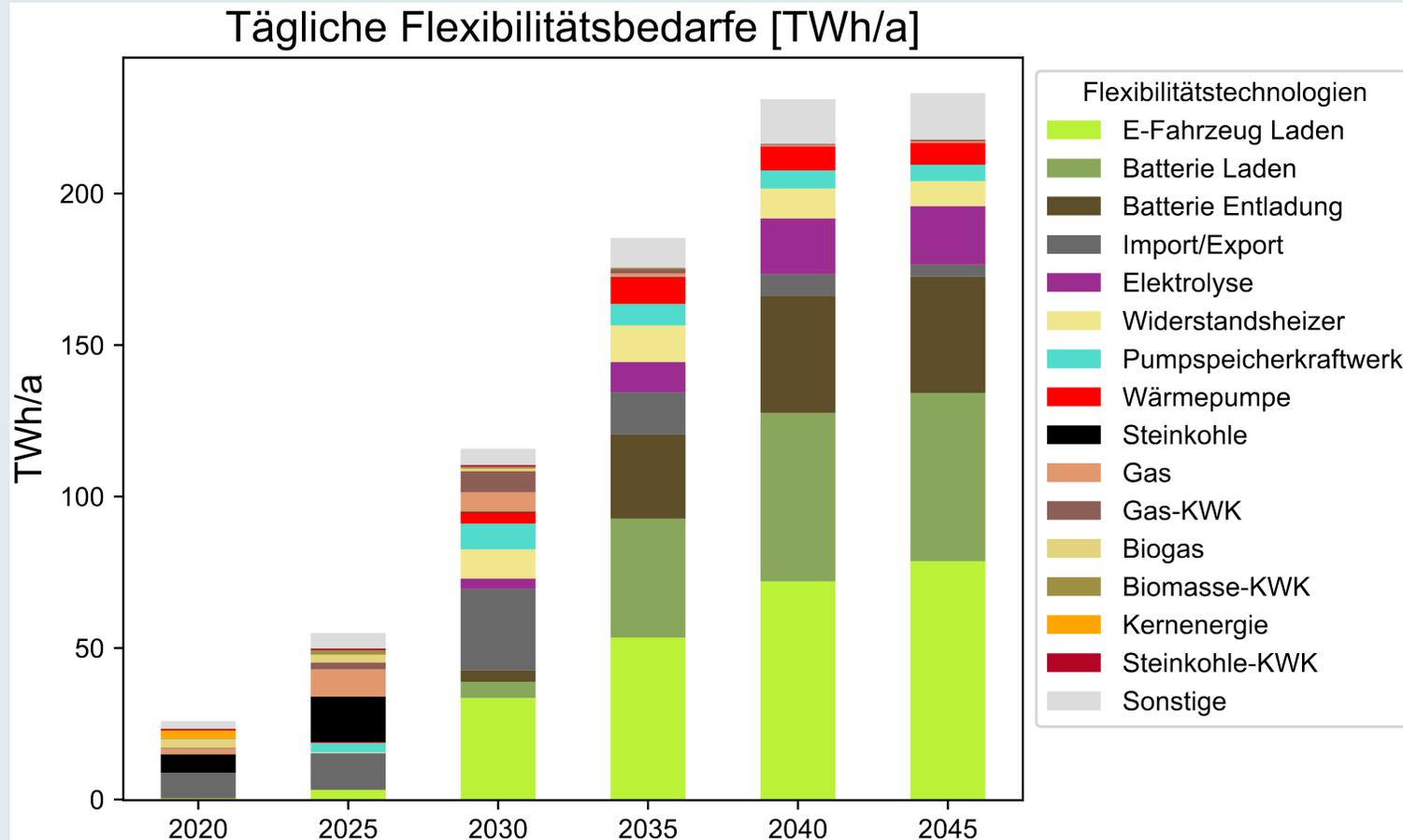


- **Saisonale Erzeugung** sichtbar
- Wind und Solar **ergänzen sich gut**
- **PtH-Spitzen** (violett) im Winter eine Herausforderung
- **Elektrolyse** (rosa) eher im Sommer
- Einsatz von **H2-Kraftwerken** konzentriert sich auf Nov-Feb

GEFÖRDERT VOM



FLEXIBILITÄTSBEDARF VERVIELFACHT SICH BIS 2045



- **Vierfacher Flexibilitätsbedarf** bis 2045 für die Variabilität von Angebot und Nachfrage
- **Technologische Lösungen:** Flexibles Laden von E-Fahrzeugen, Batterien, Elektrolyseure & Wärmepumpen
- **Zeitvariable Stromtarife nötig:** Flexible Nutzung setzt dynamische Strompreise voraus
- **Vorteile für Haushalte:** Flexibles Verhalten senkt Haushaltskosten & stabilisiert das Stromsystem

GEFÖRDERT VOM

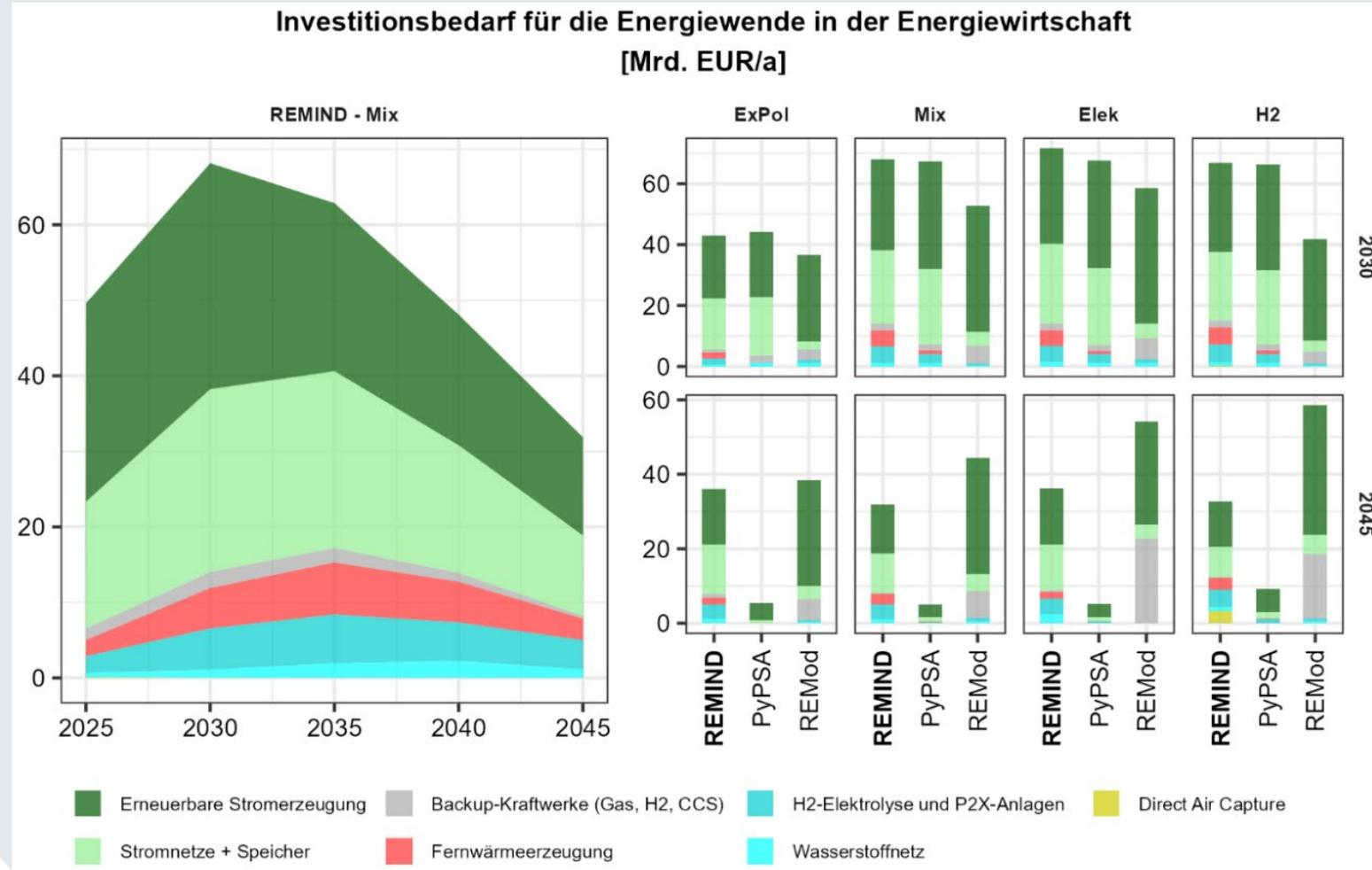
INVESTITIONEN, KOSTEN, PREISE



GEFÖRDERT VOM

INVESTITIONSBEDARFE IN DER ENERGIEWIRTSCHAFT

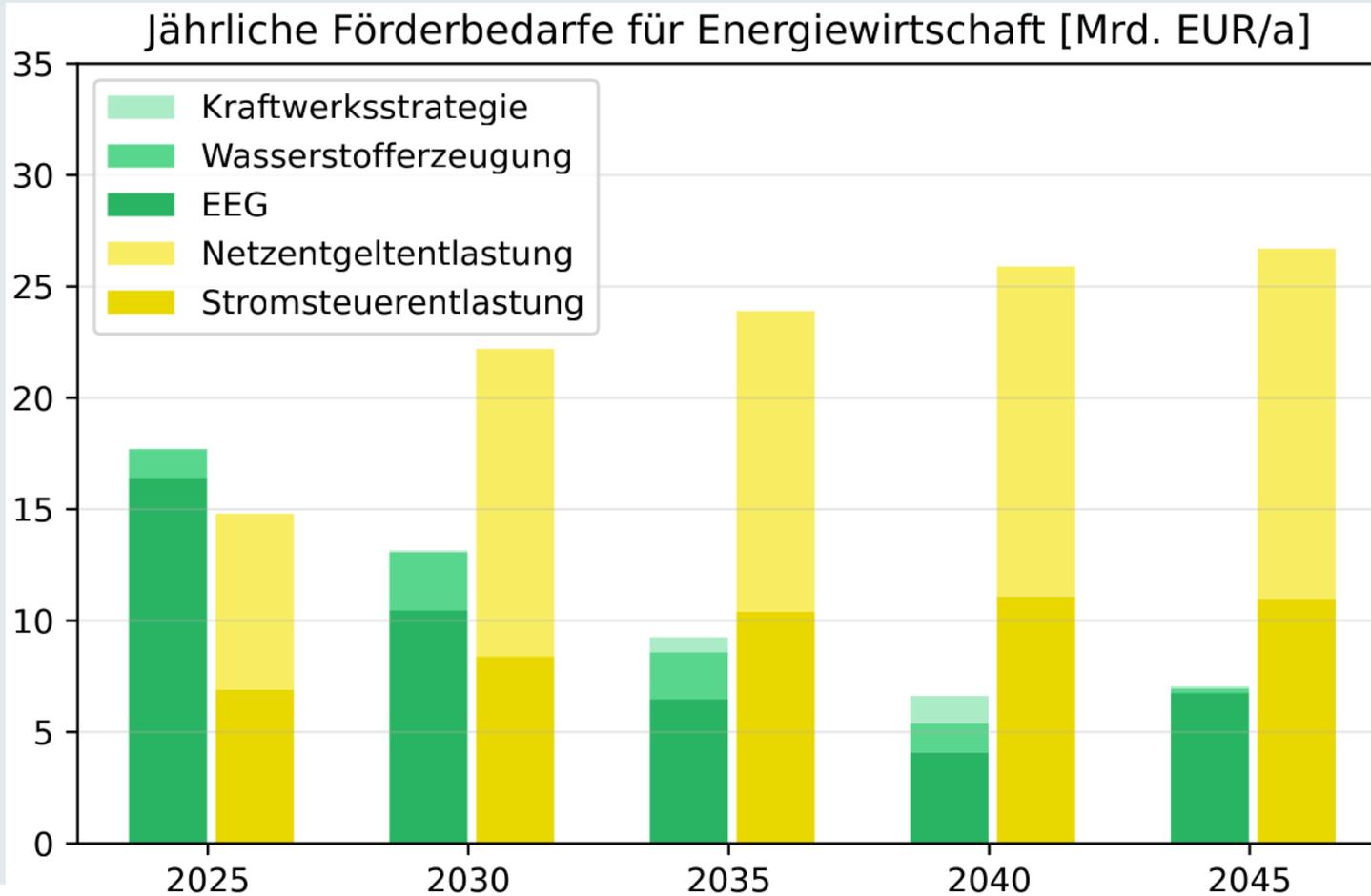
- Die **Investitionen** erreichen ein Maximum von **70 Mrd. EUR/a** in den Jahren 2030-2035 und sinken danach
- Investitionen in **Erneuerbaren Energien und Stromnetzen** in ähnlicher Größenordnung (jeweils circa 600 Mrd. EUR von 2020 bis 2045)
- Modellunterschiede in 2045: noch hohe Investitionen in REMOD, Investitionen flachen in PyPSA-DE ab 2040 ab



GEFÖRDERT VOM

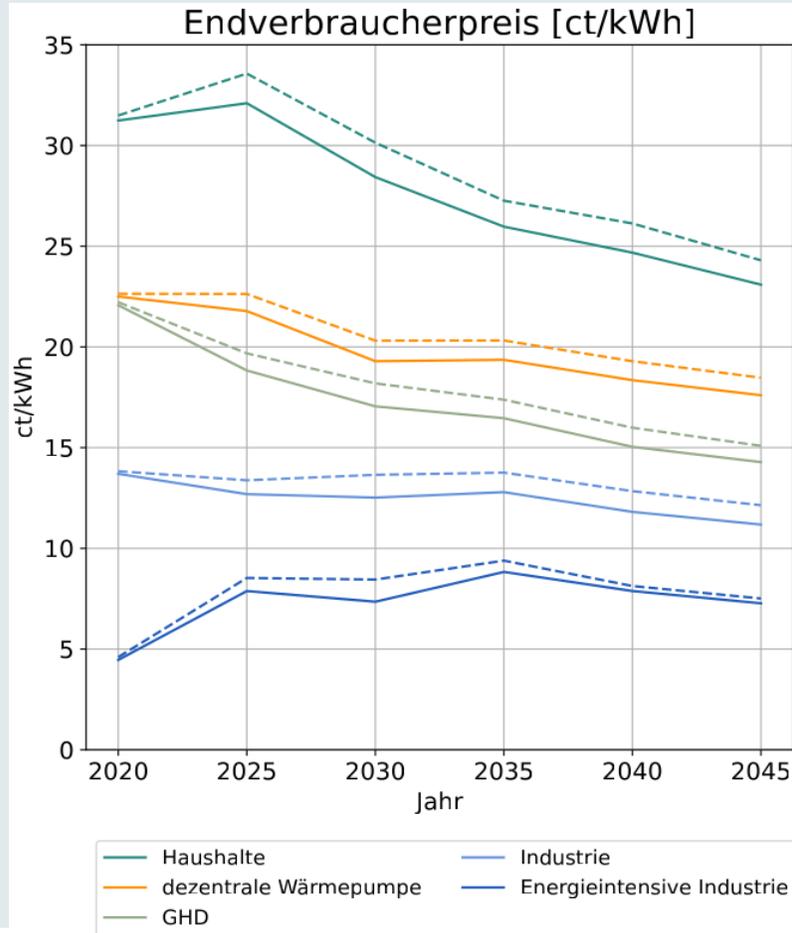


FISKALISCHE BEDARFE IN DER ENERGIEWIRTSCHAFT

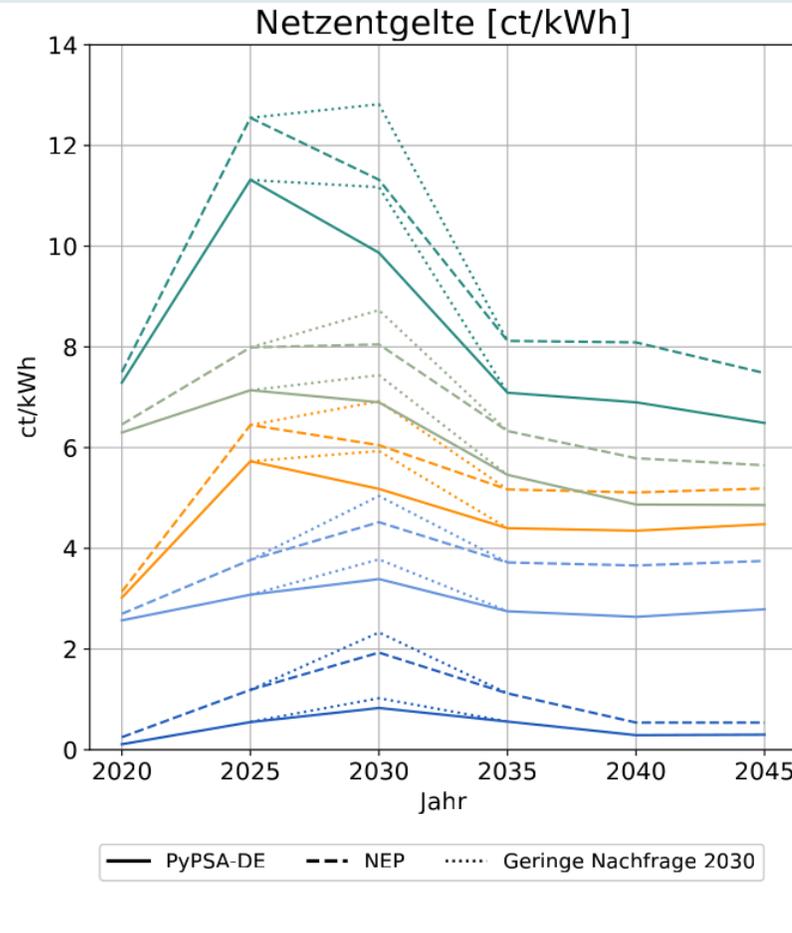


- **EEG Ausgaben sinken ab 2030**, weil Bestandsanlagen aus der Förderung fallen; ab 2027 werden zweiseitige Differenzverträge abgeschlossen
- EEG-Förderung übernimmt die Rolle einer **Investitionsversicherung** gegen Strompreisschwankungen
- **Reduktion der Stromsteuer** auf das europäische Minimum kostet bis zu 12 Mrd. EUR/a im Jahr 2045
- **Entlastung der Netzentgelte:** Die Kosten, um die Netzentgelte für alle Stromkunden auf dem Niveau von 2020 zu halten, fallen noch höher aus

ENDKUNDENSTROMPREISE SINKEN AB 2025



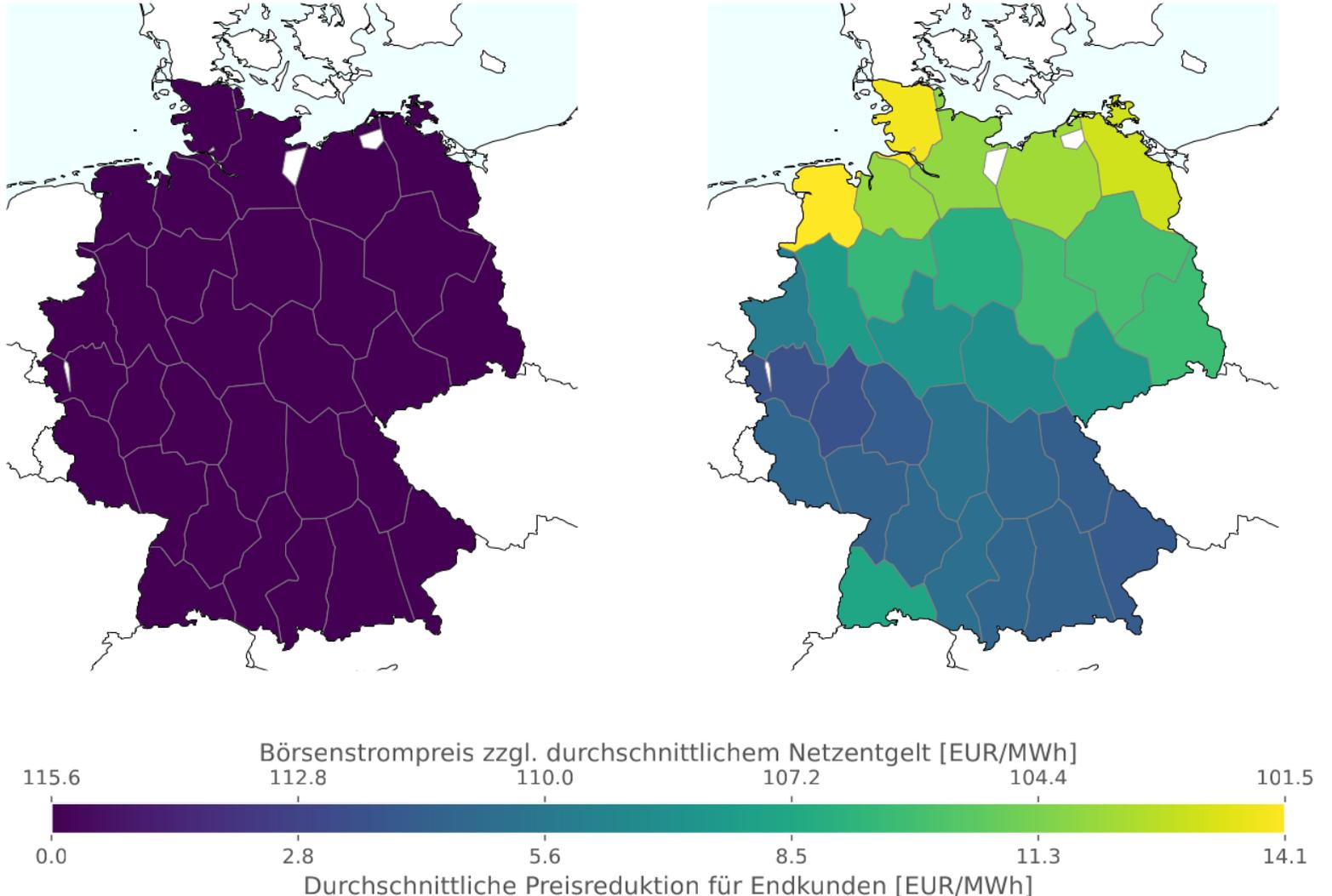
GEFORDERT VOM



- **Großhandelspreis** für Strom stabilisiert sich langfristig bei **70-80 EUR/MWh**
- **Endkundenstrompreise sinken** ab dem Jahr 2025 aufgrund sinkender Großhandelspreise und Netzentgelte
- **Netzentgelte** berechnet sowohl für Übertragungs-Netzausbau aus Netzentwicklungsplan (NEP) als auch für PyPSA-Szenario
- In PyPSA-Szenario wird **durchschnittlich 7,5 EUR/MWh an Netzentgelten gespart**. Gründe: flexible Anbindung Offshore Wind, Freileitungen für HGÜ, regionale Preise

REGIONALE STROMPREISE SENKEN KOSTEN BUNDESWEIT

Durchschnittspreis, NEP Ausbau [EUR/MWh] Regionale Preise, PyPSA-DE Ausbau [EUR/MWh]



- **Vergleich: Einheitsgebotszone** mit NEP-basierten Netzentgelten versus **regionale Preise** mit Netzentgelten vom PyPSA-Netzausbau
- **Integrierte Planung** mit regionalen Preisen führt zu weniger Netzausbau und Redispatch, höhere Engpassrente => **Netzentgelte sinken im Schnitt um 7,5 EUR/MWh**
- Wegen niedrigerer Netzentgelte **sinken die Endkundenpreise in allen Regionen Deutschlands**, Bandbreite der Reduktion: 3,5 - 14,1 EUR/MWh

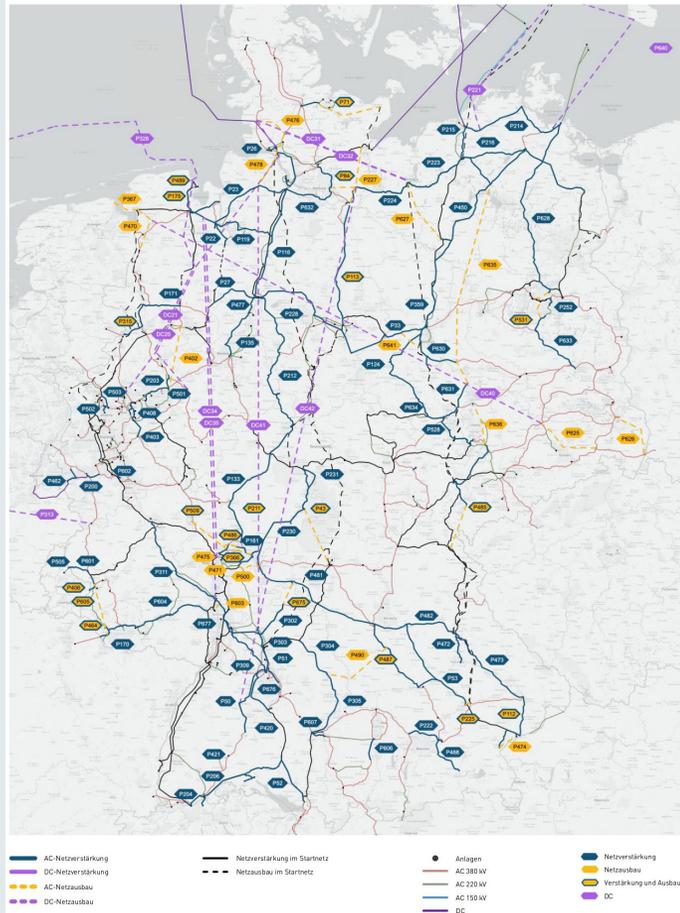
INFRASTRUKTUR



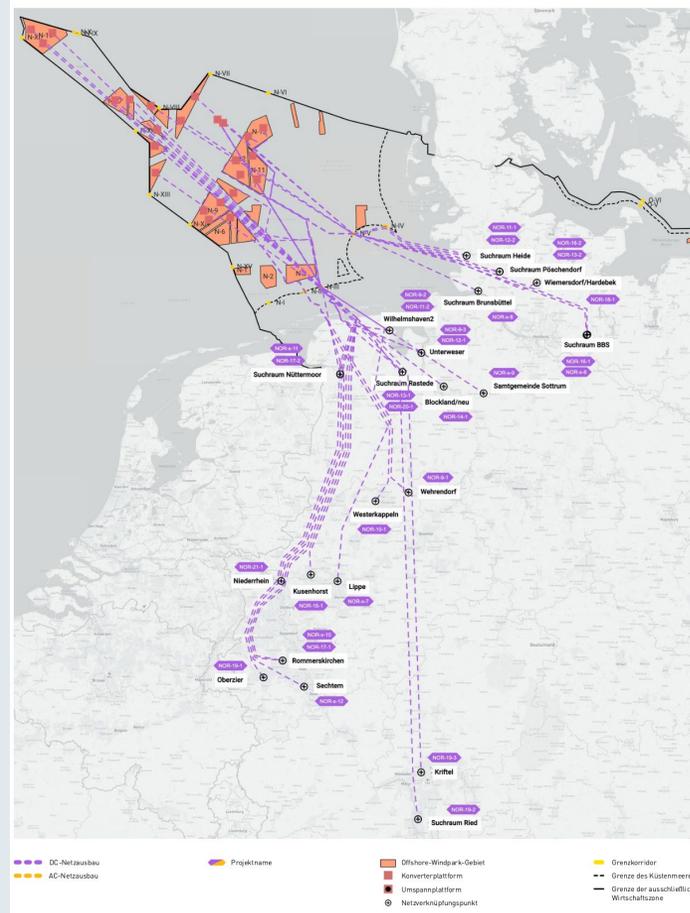
GEFÖRDERT VOM

STROM ÜBERTRAGUNGSNETZAUSBAU: NETZENTWICKLUNGSPLAN 2023

Onshore-Zubaunetz Szenarien A/B/C 2037, A/B/C 2045, nur Leitungsbauprojekte*



Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in den Szenarien A/B/C 2045



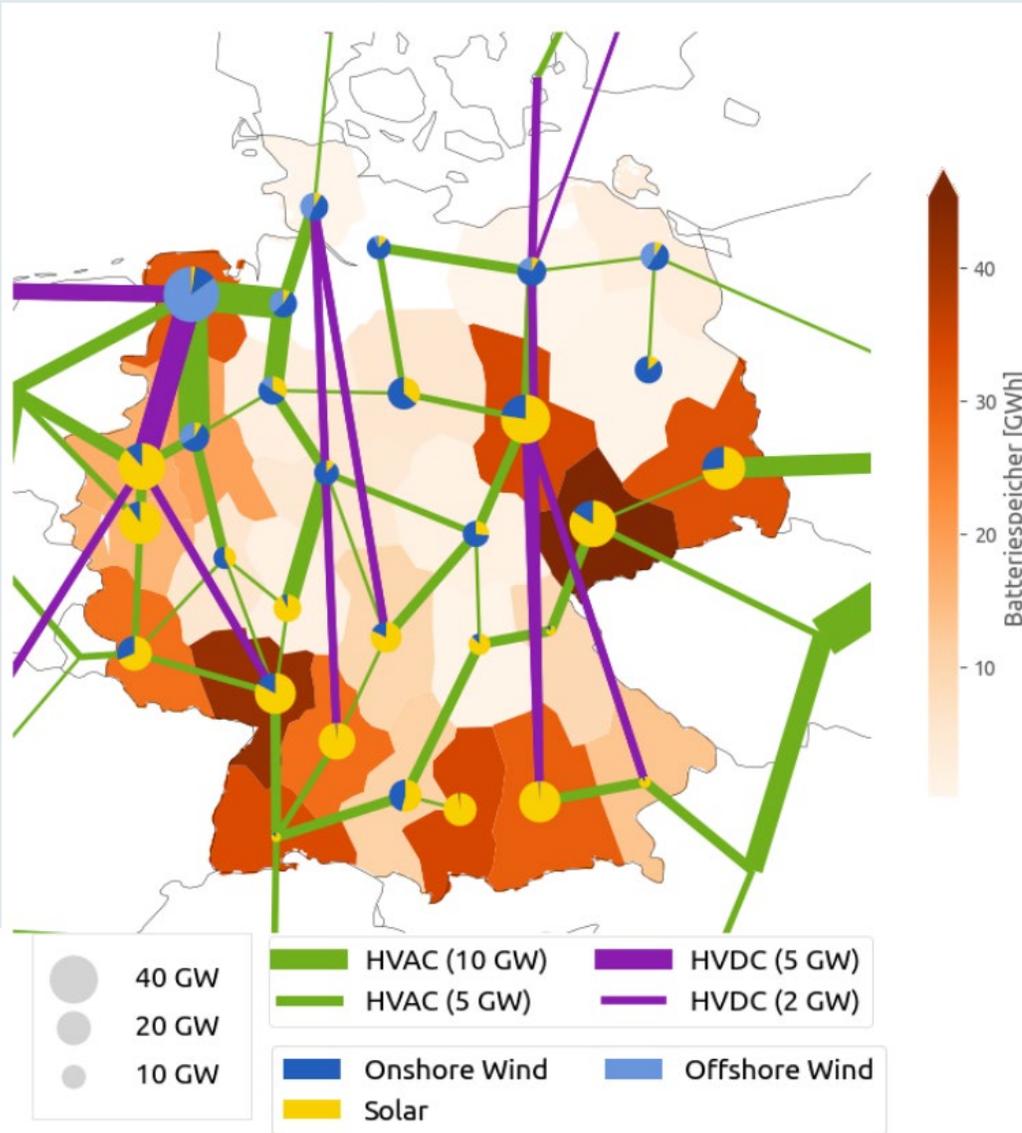
- Übertragungsnetzbetreiber planen Ihre Netze auf Basis einer **sicheren Übertragung der Flüsse**, die aus dem Einsatz eines Marktmodells für die **einheitliche Gebotszone** entstehen
- **Keine durchgehende Wohlfahrtsoptimierung** (z.B. Abwägung Redispatch- versus Netzausbaukosten), keine lokale Koordinierung von Flexibilitäten, geringe Steuerung der Platzierung von Anlagen
- **Alle 70 GW Offshore-Wind müssen ins Stromnetz aufgenommen werden**; führt zu Netzanschlüssen, die bis Südhessen reichen (Alternative wäre: Platzierung von Elektrolyse an der Küste/Offshore)
- Dazu kommt: HGÜs werden **unterirdisch** verlegt, **Kosteninflation NEP 2021 zu NEP 2023 bis 2x**
- **Führt zu extrem hohen Investitionskosten im NEP 2023 bis 2045: 283 Mrd. EUR₂₀₂₀ = (142 Offshore + 141 Onshore) Mrd. EUR**

GEFÖRDERT VOM

Quelle: Netzentwicklungsplan 2023

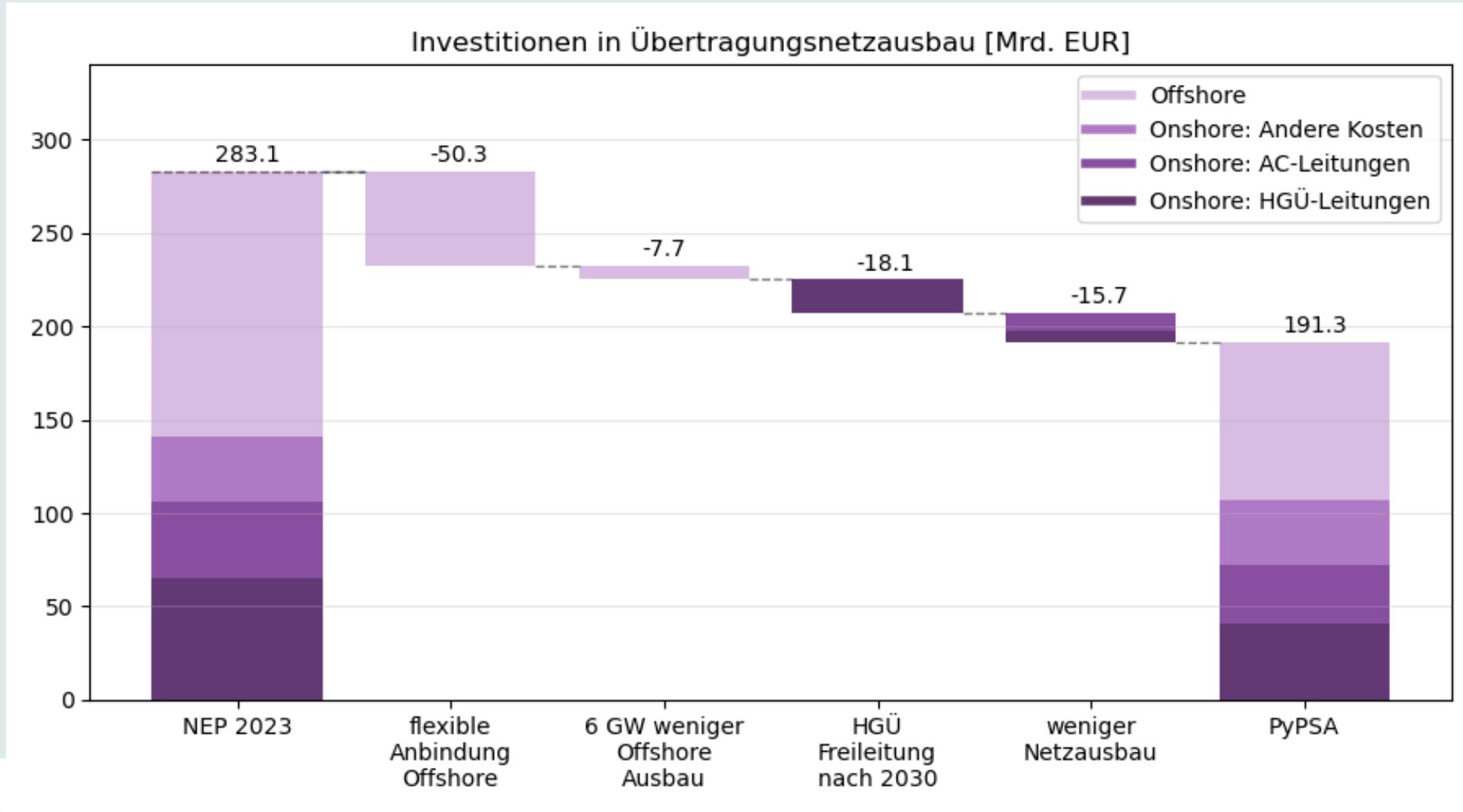
SZENARIENERGEBNISSE: INTEGRIERTE PLANUNG SPART KOSTEN

Netzausbau/-verstärkung in GW; Wind+Solar Kapazitäten in GW; Batterien in Gwh; PyPSA TechMix



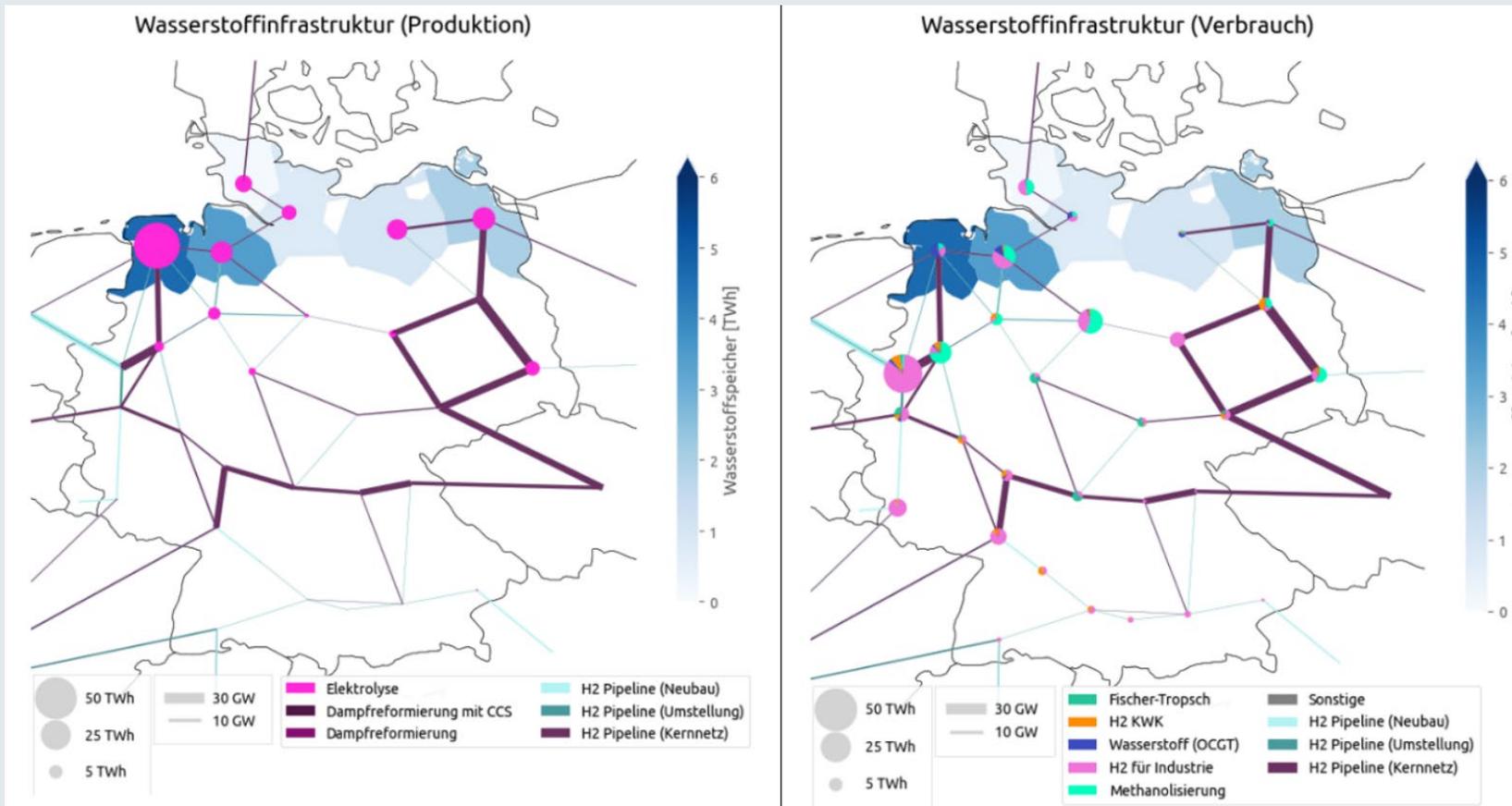
- Andere Methodik in PyPSA: **integrierte wohlfahrtsorientierte Planung** zusammen mit Investitionen in Kraftwerken, Flexibilität, Wasserstoff; **first-best regionale Preissignale**
- Startnetz und alle bis 2030 geplante Maßnahmen exogen vorgegeben, danach **frei optimiert**; Freileitungen für HGÜs erlaubt ab 2030; spezifische Kosten des NEP 2023 übernommen
- Ersetzt eine volle Netzplanung nicht (z.B. nur 30 Knoten für Deutschland, linearisierte Lastflussberechnung), aber **indikativ**, wo mit integriertem Ansatz gespart werden kann
- **Netz wird stark ausgebaut**: Netzausbaukosten von 191 Mrd. EUR bis 2045 (68% des NEP-Ergebnisses von 283 Mrd. EUR2020)
- Gespart wird an: **Flexible Anbindung von Offshore** über Strom oder Elektrolyse an der Küste (50 Mrd. EUR); 64 GW statt 70 GW Offshore (8 Mrd. EUR); **Freileitungen** für Onshore-HGÜs (18 Mrd. EUR); geänderter Szenarienrahmen (16 Mrd. EUR) – **Summe Einsparung: 92 Mrd. EUR**
- **Entlastet Netzentgelte um circa 7,5 EUR/MWh im Durchschnitt**

INTEGRIERTE PLANUNG SPART NETZKOSTEN



WASSERSTOFFNETZ

Pipeline-Kapazitäten in GW; Nachfrage/Angebot in TWh/a; PyPSA TechMix



- **Integrierte Planung**, alle bis 2028 geplante Maßnahmen vom Kernnetz, ICPEI, PCI exogen vorgegeben, danach frei optimiert; Umwidmen von Gas-Pipelines oder Neubau
- **H₂-Nachfrage**: 191 TWh/a (60 Stahl, 42 Ammoniak, 47 HVC und synthetische Kraftstoffe, 42 Strom+Fernwärme)
- 32% der H₂-Nachfrage durch **Pipeline-Importe** gedeckt, 68% durch **einheimische Elektrolyse** fast ausschließlich an der Küste
- **Größenordnung des Kernnetzes bestätigt**: Investitionskosten von 18 Mrd. EUR
- **Auslastung der Pipelines bei 16%**, da einige große 48-Zoll Erdgas-Pipelines (EUGAL, usw.) umgerüstet werden
- Mit **Restrukturierung** energieintensiver Schritte ins Ausland (Eisenerzreduktion, Ammoniak) wäre die Auslastung noch niedriger

GEFÖRDERT VOM

FAZIT



GEFÖRDERT VOM

FAZIT

- › Die **Stromnachfrage verdoppelt sich** bis 2045 in Folge der **Elektrifizierung** von anderen Sektoren
- › Die Stromerzeugung wird bis 2030 weitgehend und bis 2035 **nahezu vollständig dekarbonisiert**
- › Der **Flexibilitätsbedarf vervielfacht sich**, Anreize müssen durch **zeitvariable Endkundpreise** geschaffen werden
- › Der Investitionsbedarf erreicht in den Jahren 2030-2035 einen Höhepunkt von bis zu **70 Mrd. EUR pro Jahr**
- › Die **Großhandelsstrompreise stabilisieren sich** langfristig im Bereich von 70-80 EUR/Mwh
- › Die **Endkundenpreise sinken** ab 2025, getrieben durch sinkende Börsenpreise und Netzentgelte
- › Eine **integrierte Planung** von Strom und Flexibilität, ermöglicht durch **regionale Preise**, kann **ein Drittel der Ausbaukosten im Übertragungsnetz sparen** (Senkung um 92 Mrd. EUR von 283 Mrd. EUR auf 191 Mrd. EUR)
- › Ersparnisse durch flexible Anbindung von Offshore, Freileitungen und regionale Preissignale sollten in der **Systementwicklungsstrategie** der künftigen Bundesregierung untersucht werden
- › Ersparnisse im Netz **senken Preise in allen Regionen Deutschlands**, im Durchschnitt um 7,5 EUR/MWh

AUSBLICK

- › PyPSA-DE ist ein **quelloffenes Modell auf Basis offener Daten**, und steht für alle zur Verfügung, wenn Modellierende Anpassungen und Änderungen vornehmen wollen
- › Im Ariadne-Projekte werden jetzt weitere hunderte Szenarien gerechnet, um die **Robustheit der Ergebnisse** zu sichern, und andere Möglichkeiten mit anderen Technologien zu explorieren:
 - **Restrukturierung von Wertschöpfungsketten** für Stahl, Ammoniak und andere Chemikalien, sodass energieintensive Produktionsschritte wie die Reduktion von Eisenerz im Ausland stattfinden
 - **Andere Energieträger für Backup-Kraftwerke**, z.B. Biomethan, Synthetisches Methan, Methanol, Ammoniak und deren Einfluss auf den Bedarf und die Auslastung des H₂-Netzwerks
 - **Pfadabhängigkeiten**, z.B. wenn kurzfristig nur Gaskraftwerke gebaut werden
 - **Robustheit** gegen windarme Wetterjahre, langsamen Netzausbau, Nichtverfügbarkeit von importierem Wasserstoff, Vulkanausbrüche, Sabotage
 - **Optionen/Redundanzen** für zukünftiges Reagieren auf unerwartete Ereignisse
 - **Knappheiten im System**, räumlich und zeitlich (z.B. in Dunkelflauten)

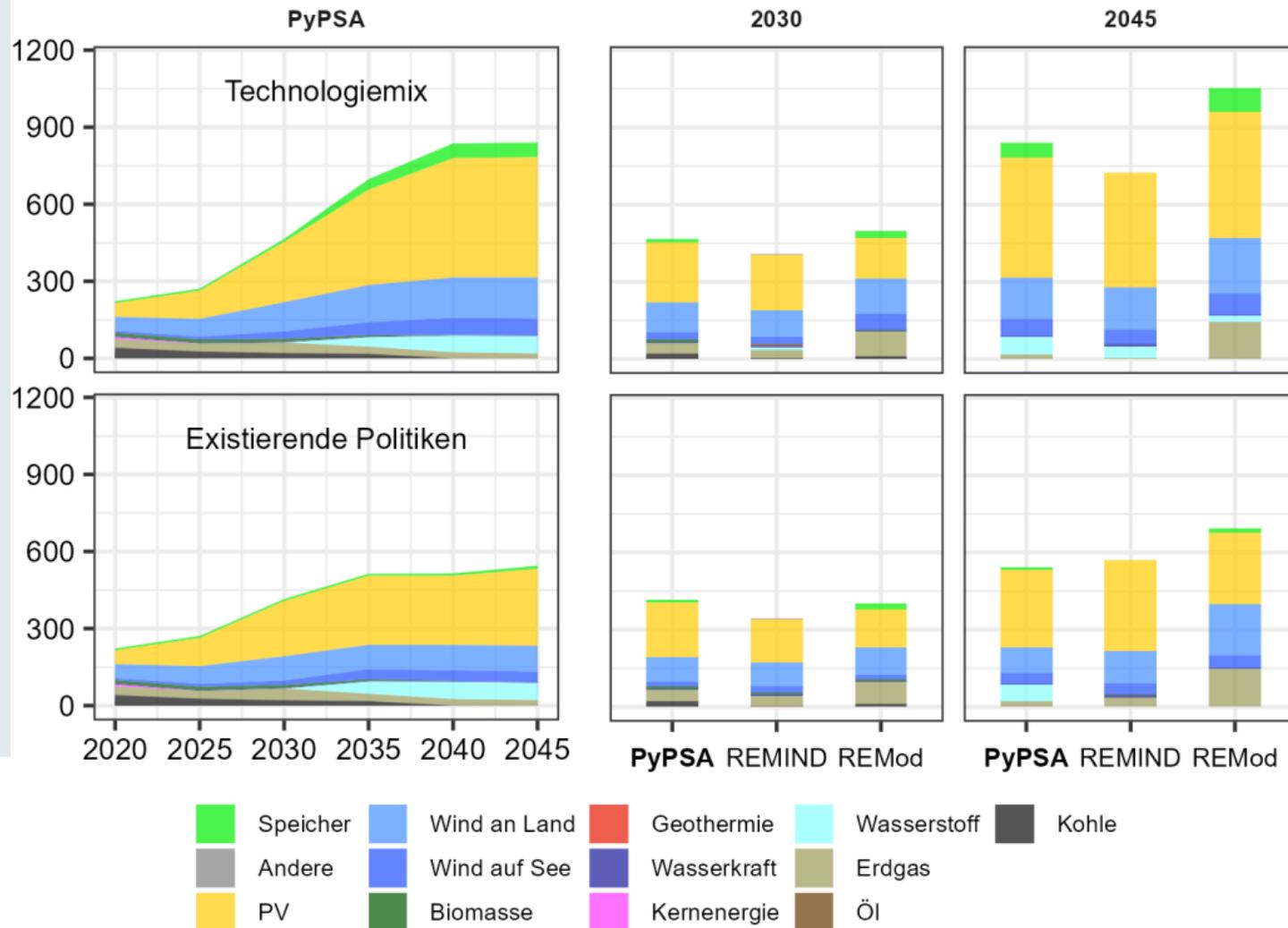
BACKUP



GEFÖRDERT VOM

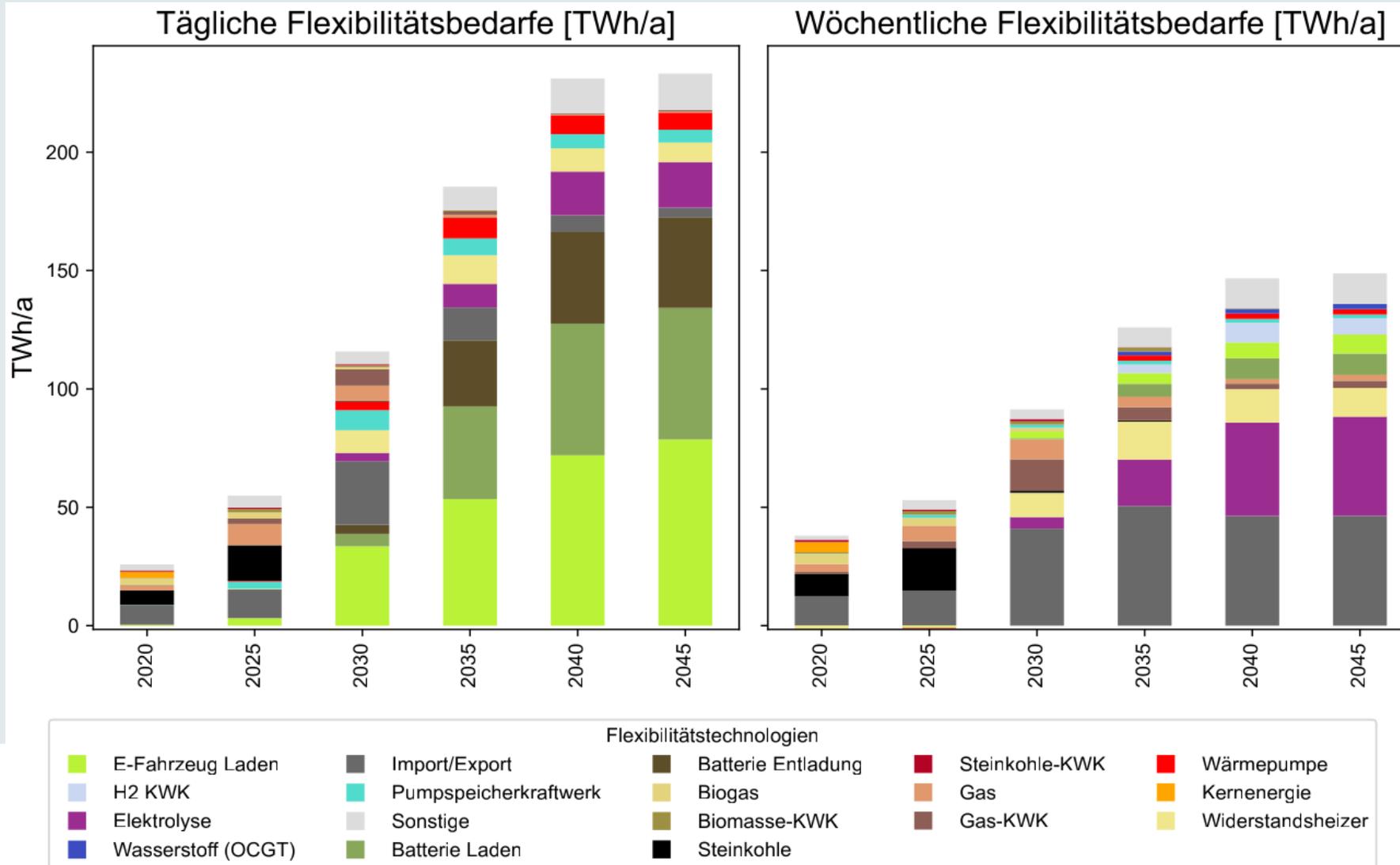
AUSBAU: KAPAZITÄTEN IM STROMSEKTOR

Kapazitäten Stromerzeugung [GW]



- Im TechnologieMix 2045:
- Kapazitäten durch Wind und Solar dominiert (jeweils 244 GW und 468 GW)
- Offshore-Kapazitäten von 64 GW in PyPSA erreichen 2045 Ausbauziel nicht
- 2045 Backup-Kapazitäten: 87–169 GW je nach Modell und Szenario sichern Versorgung in Dunkelflauten
- PyPSA: 68 GW Wasserstoff-Kraftwerke, 19 GW verbleibende Gaskraftwerke, 436 GWh Batterien

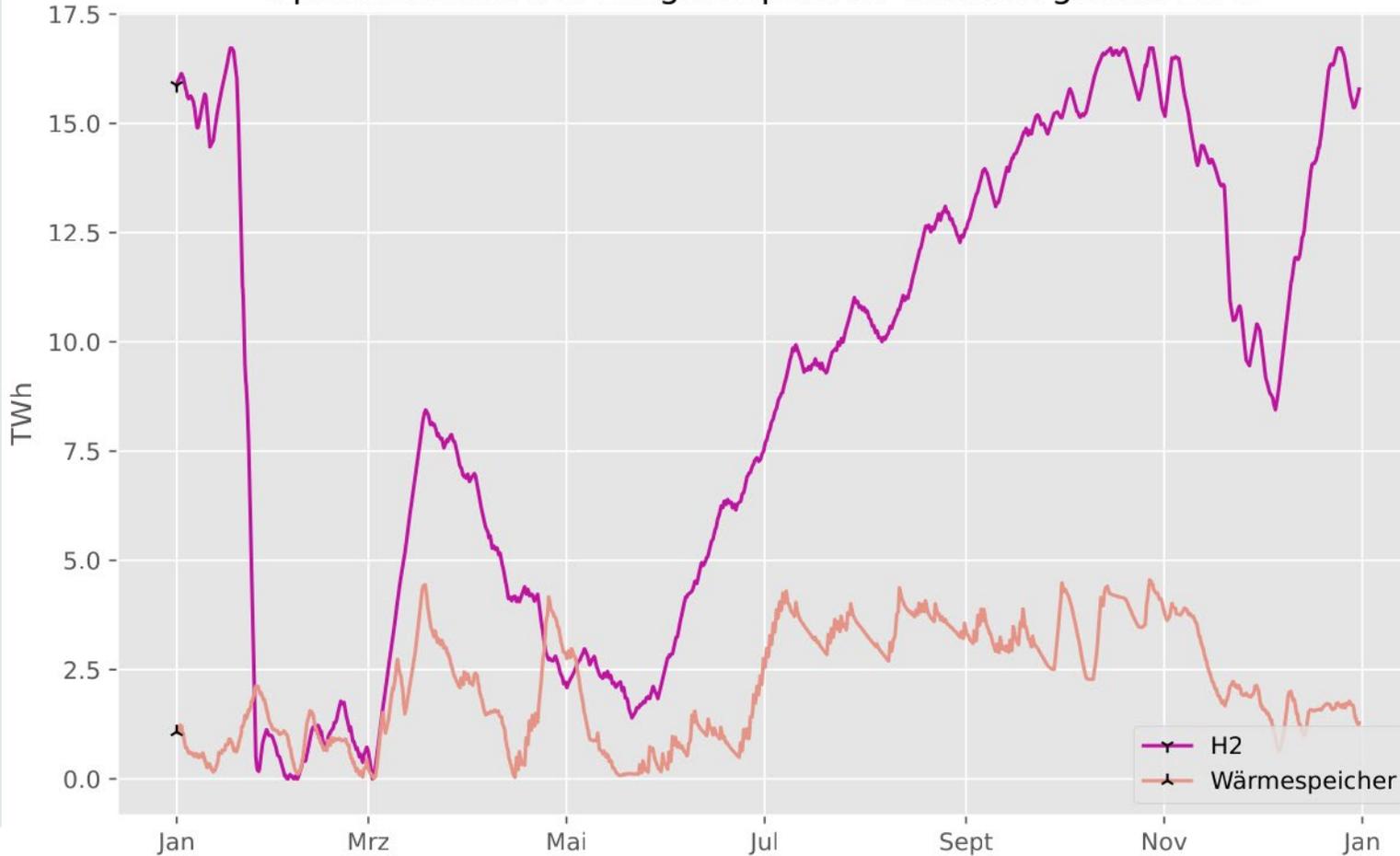
FLEXIBILITÄTSBEDARF VERVIELFACHT SICH VON 2020 BIS 2045



- Tägliche Flexibilität 2045 durch Lastmanagement von e-Fahrzeugen und Batterien, kleinere Beiträge von Elektrolyse, Wärmepumpen
- Mehrtägige Flexibilität durch Importe, Elektrolyse, Wasserstoffkraftwerke, Fernwärme

LANGZEITSPEICHER

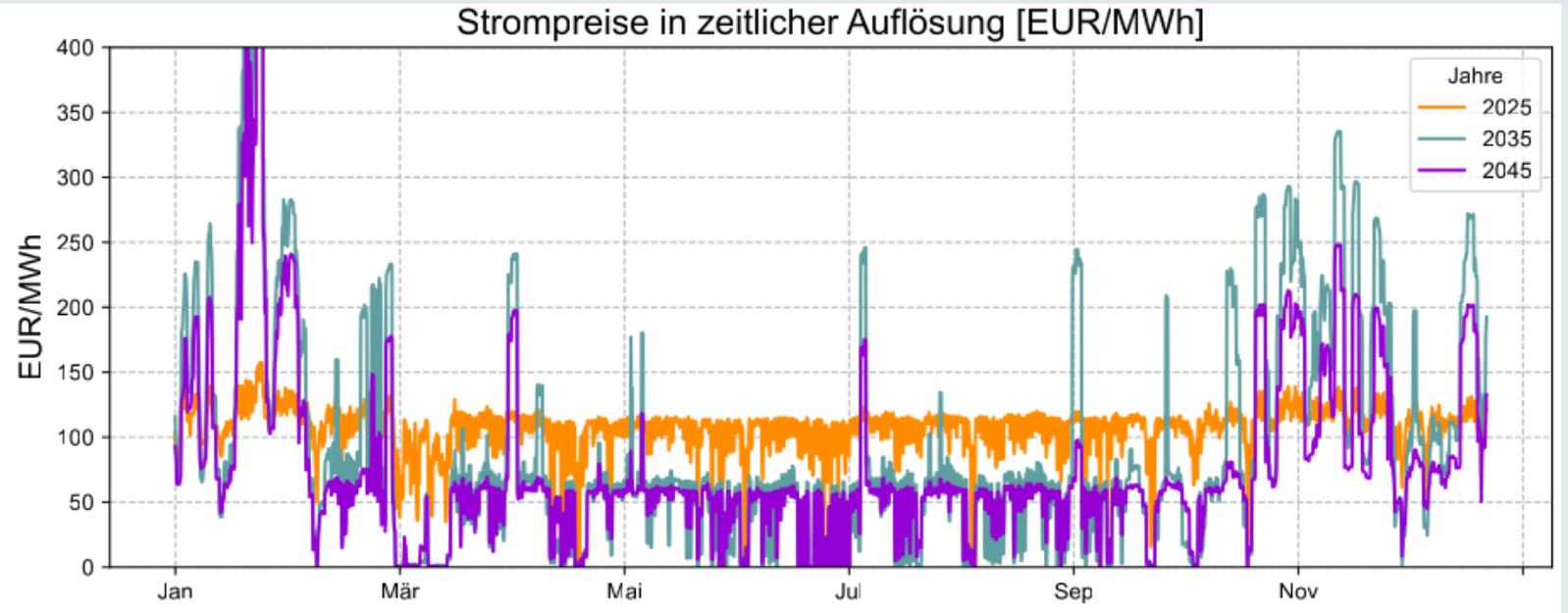
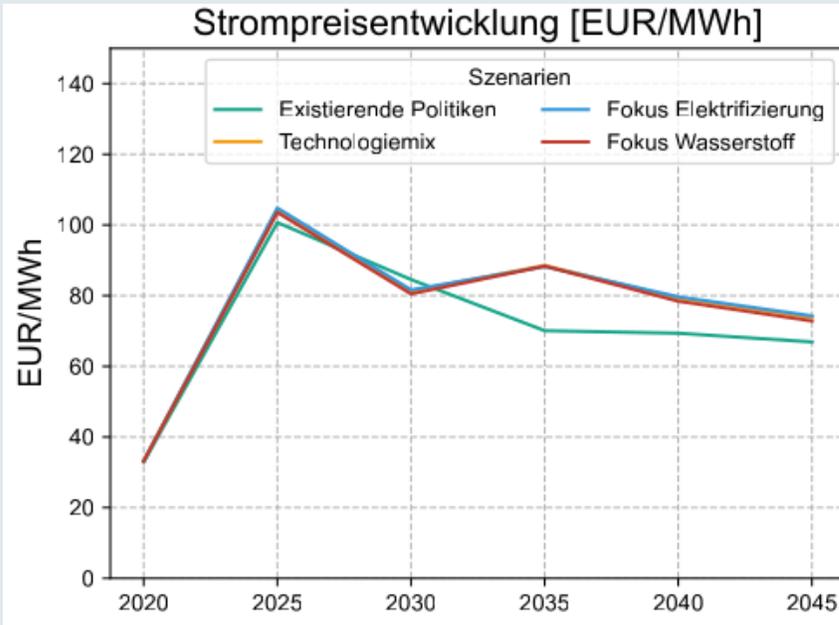
Speicherstand der Langzeitspeicher Technologiemitmix 2045



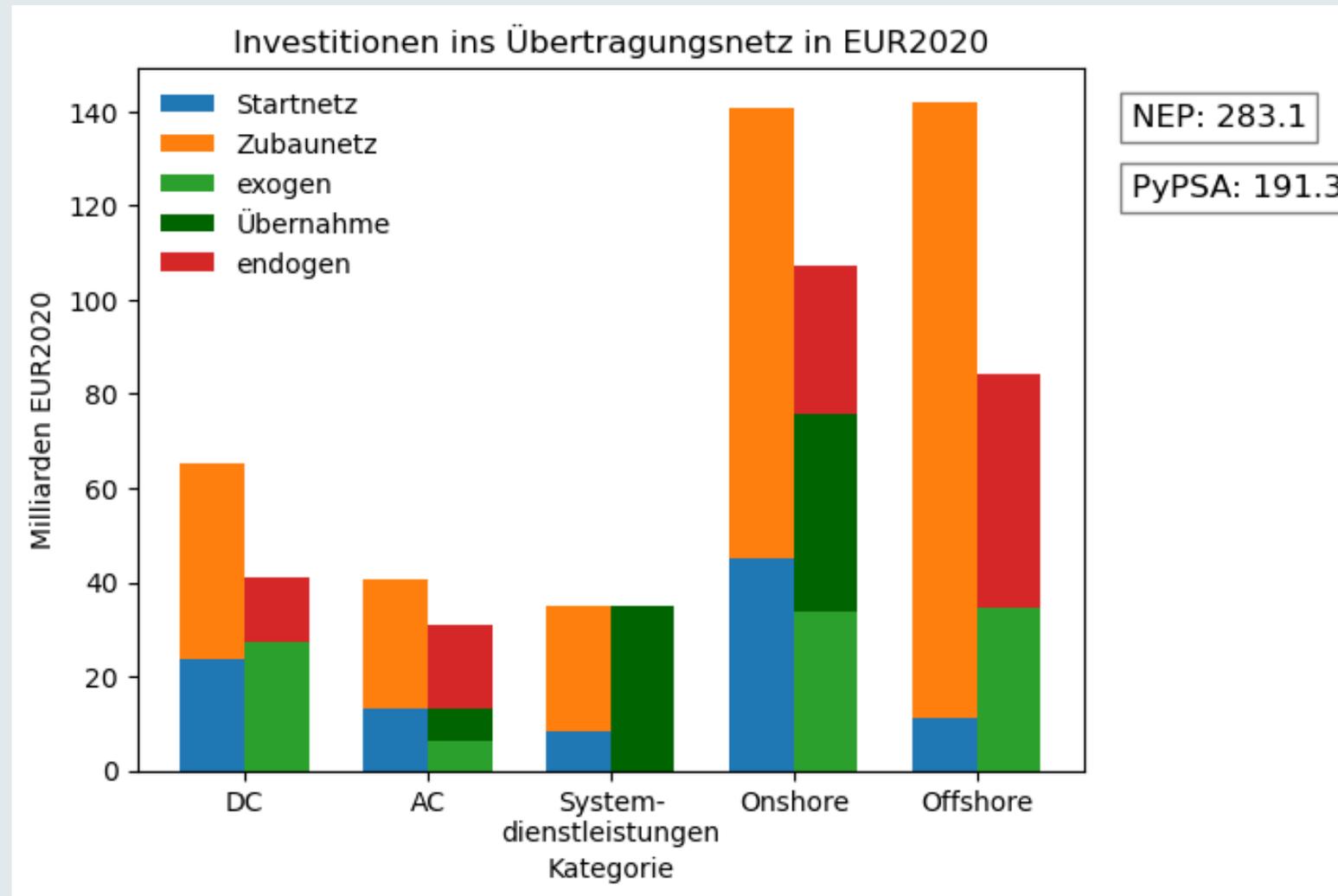
- PyPSA: **Wasserstoffspeicher** in Salzkavernen von 17,4 TWh, um Dunkelflauten zu überbrücken
- H₂-Speicher kleiner als in anderen Studien, weil auch Gaskraftwerke und das Wetterjahr 2019 angenommen werden
- **Beckenspeicher** von 4,5 TWh werden in der Fernwärme eingesetzt, um Wärme über den Zeitraum von Wochen zu speichern

STROMPREISE STABILISIEREN SICH LANGFRISTIG AUF 70-80 EUR/MWh

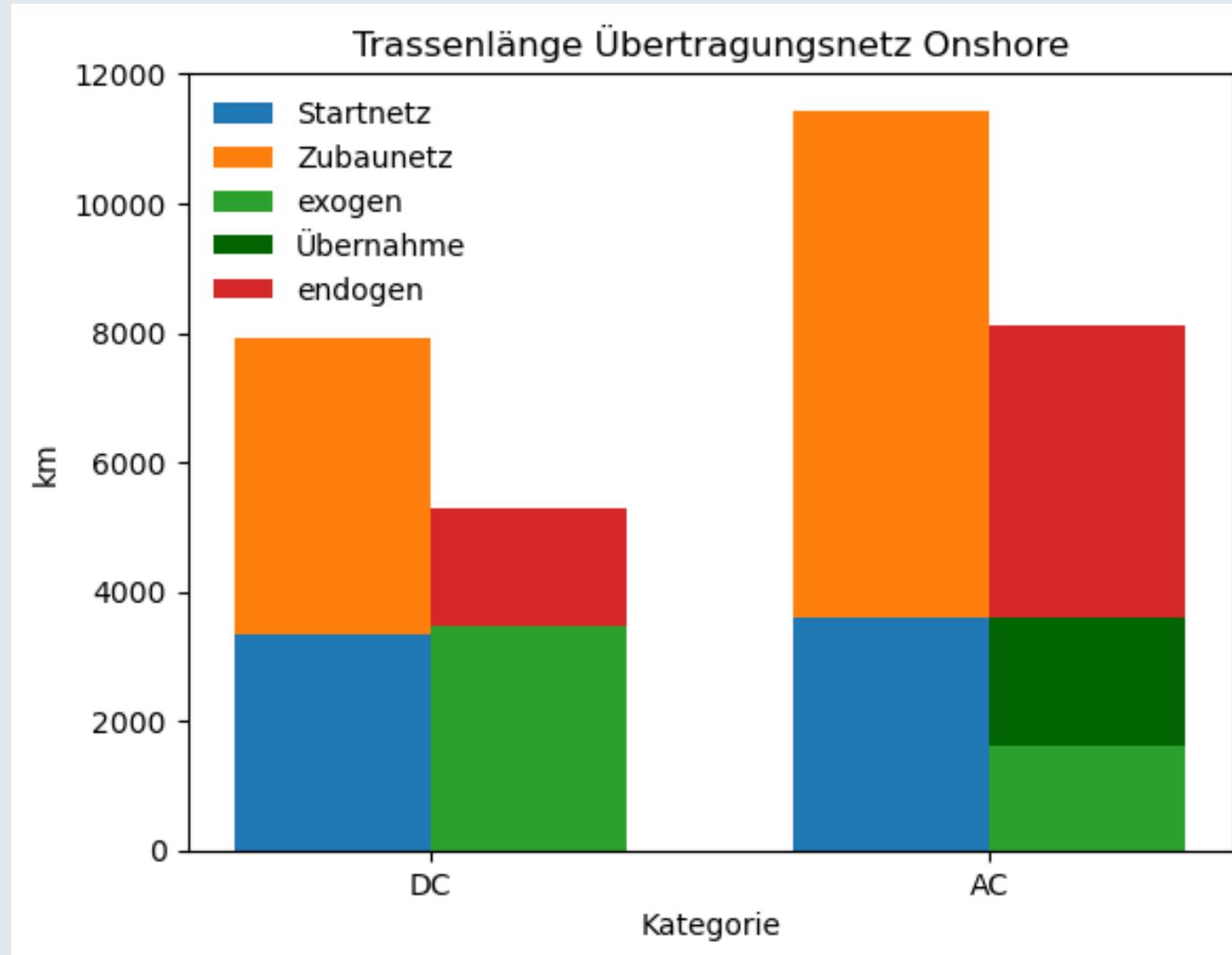
- ...aber die Variabilität nimmt mit der Zeit zu. Höhere Preisphasen während Dunkelflauten.



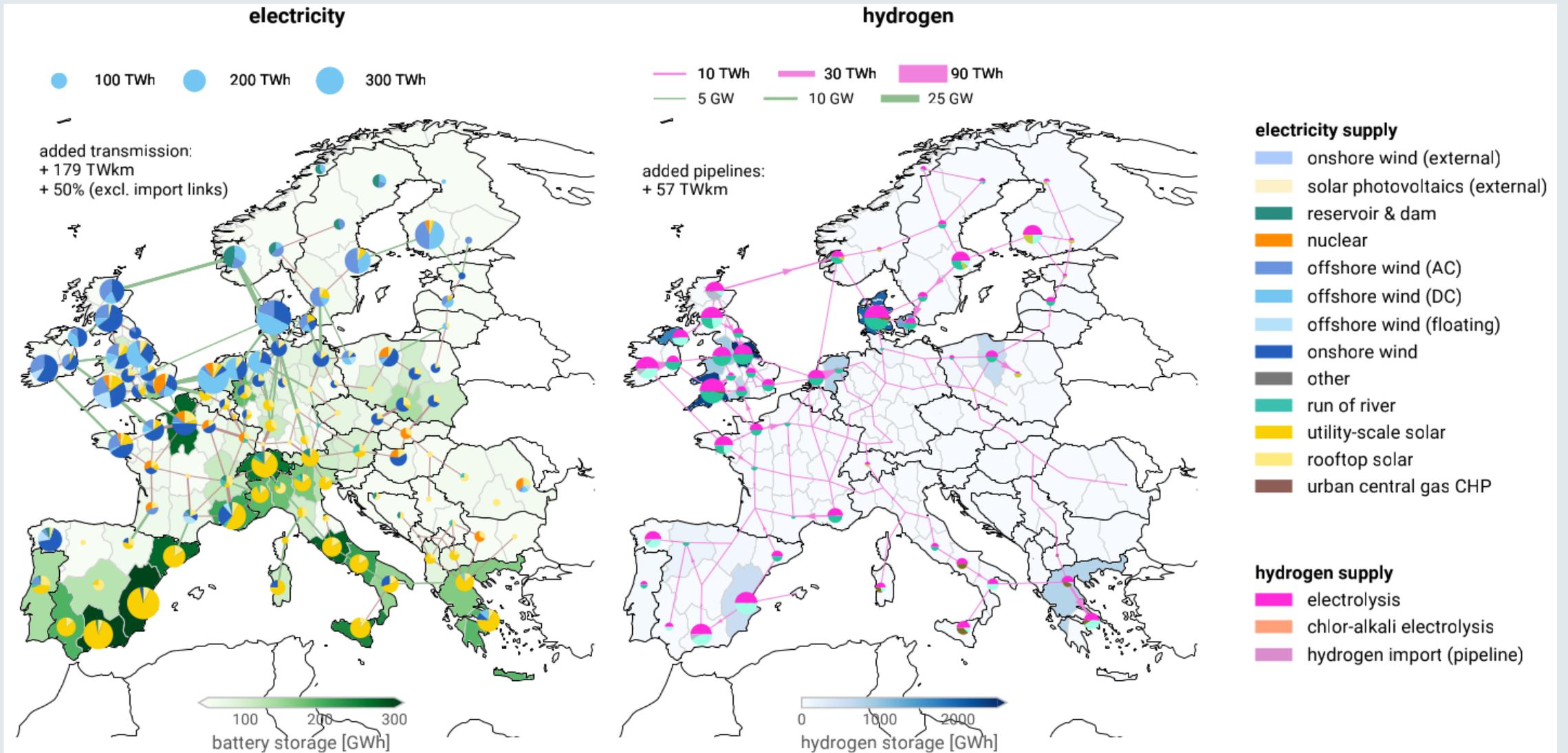
AUFSCHLÜSSELUNG: KOSTEN IM ÜBERTRAGUNGSNETZ



AUFSCHLÜSSELUNG: LÄNGEN IM ÜBERTRAGUNGSNETZ



VERLAGERUNG VON EISENERZREDUKTION UND AMMONIAK INNERHALB EUROPAS



Quelle: Neumann et al, 2024, <https://arxiv.org/abs/2404.03927>

WINDAUSBAU VERSUS NEP-SZENARIEN UND 2%-ZIEL

NUTS_NAME	pypsa-de	p_max	A 2045	B/C 2045	2% Ziel
Baden-Württemberg	8.65	20.09	5.6	7.3	19.5
Bayern	4.87	55.09	8.9	11.6	38.3
Berlin	0.50	0.50	0.1	0.1	0.5
Brandenburg	16.65	16.65	16.7	18.9	17.7
Bremen	0.29	0.29	0.2	0.2	0.3
Hamburg	0.43	0.43	0.1	0.1	0.5
Hessen	7.98	11.33	7.3	9.4	11.9
Mecklenburg-Vorpommern	12.26	12.26	10.2	13.1	14.6
Niedersachsen	32.81	32.82	21.0	24.7	29.7
Nordrhein-Westfalen	19.66	19.70	11.1	12.7	20.6
Rheinland-Pfalz	10.46	10.54	7.4	8.8	11.3
Saarland	1.53	1.53	0.9	1.0	1.5
Sachsen	9.13	9.16	4.6	6.1	10.9
Sachsen-Anhalt	13.52	13.54	13.5	15.7	12.2
Schleswig-Holstein	10.22	10.22	10.8	11.4	10.3
Thüringen	9.32	10.01	6.7	8.8	9.2
total	158.28	224.16	125.1	149.9	209.0

- PyPSA-DE: TechMix Ausbau 2045
- p_max: im Modell hinterlegtes Potenzial
- A/B/C 2045: NEP2023 Szenarien
- 2% Ziel