

Investments in coupled energy sectors and market pricing

Jonas Egerer, Veronika Grimm, Julia Grübel, Johannes Wirth

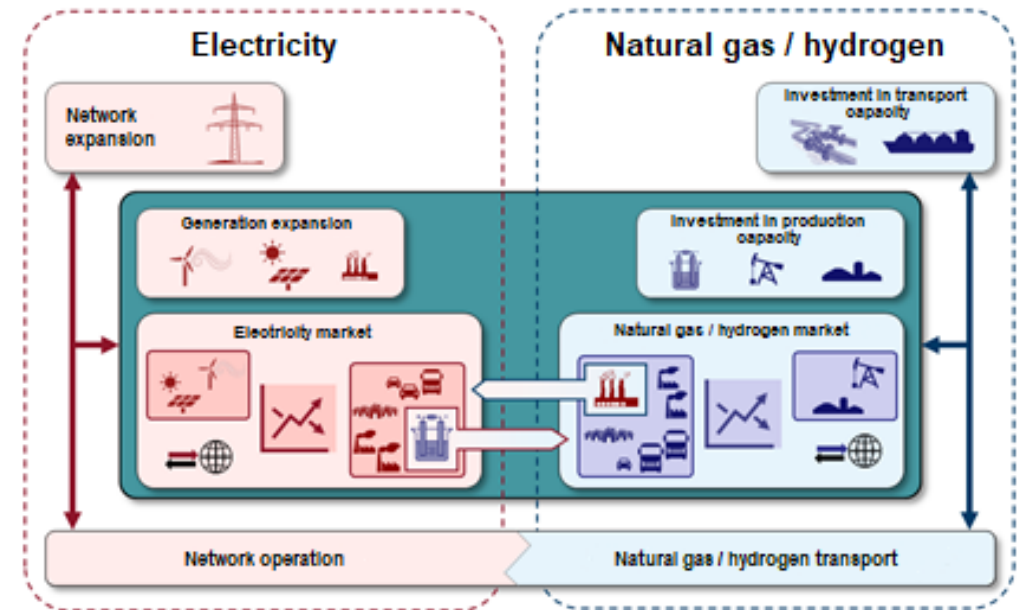
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen Nürnberg, Lehrstuhl für VWL, insbes. Wirtschaftstheorie

IEWT 2023 – 17.02.2023

Motivation

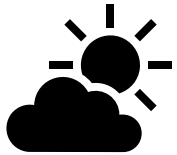
Sektorkopplung als Folge des Ersatzes von fossilen Energieträgern

- Möglichkeit direkter Elektrifizierung oder Nutzung Wasserstoff/wasserstoffbasierte Energieträger
- Kopplung von regionalen Strom- und Wasserstoffmärkten in Verbindung mit spezifischen Speichertechnologien
- Entwicklung eines gekoppelten Marktmodells
 - Sektorspezifische Technologien
 - Sektorkopplungstechnologien



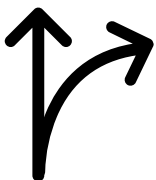
Forschungsfragen

Wie wirken sich Unsicherheiten in den klimatischen Bedingungen und den technologischen Kostenpfaden auf Investitionsentscheidungen in gekoppelten Energiesektoren aus?



Inwieweit beeinflusst die Unsicherheit über die klimatischen Bedingungen die Investitionsergebnisse?

- Einbezug unterschiedlicher „Klimajahre“
- Vergleich der Optimierung für:
 - Ein Referenzjahr
 - Verwendung Referenzjahr + zwei weitere Klimajahre, Investitionen unter Berücksichtigung aller drei Jahre




Welche Konfigurationen ergeben sich durch abweichende technologische Pfade, z.B. ausgelöst durch Versorgungsengpässe bei kritischen Materialien?

- Verwendung abweichender Technologiepfade
 - Hohe Investitionskosten Elektrolyseur (Iridiumknappheit)

Modell

- 1. Investition in Infrastruktur

- 
- 2. Investition in Erzeugung, Umwandlung, Speicherung (Spotmarkt)

- 3. Engpassmanagement

1st Level: Network Investment

TSOs of each sector choose *network investment* in order to
max overall cross-sector social welfare (regulated TSOs)
s.t. network investment in each sector

2nd Level: Private Investment and Spot Market Trading

Private firms choose their *investment* and *operation* in order to
max profits (competitive consumers and firms)
s.t. sector-coupling and sector-specific production investment
sector-coupling and sector-specific production constraints
storage investment and operation constraints
zonal flow balance and interzonal trading capacities in each sector

3rd Level: Redispatch

TSOs of each sector choose *redispatch measures* in order to
min overall cross-sector redispatch cost (regulated TSOs)
s.t. cross-sector and sector-specific production constraints
back-up capacity investment
network flow constraints

FIGURE 3. The trilevel cross-sector market model

Wohlfahrtsmaximierung

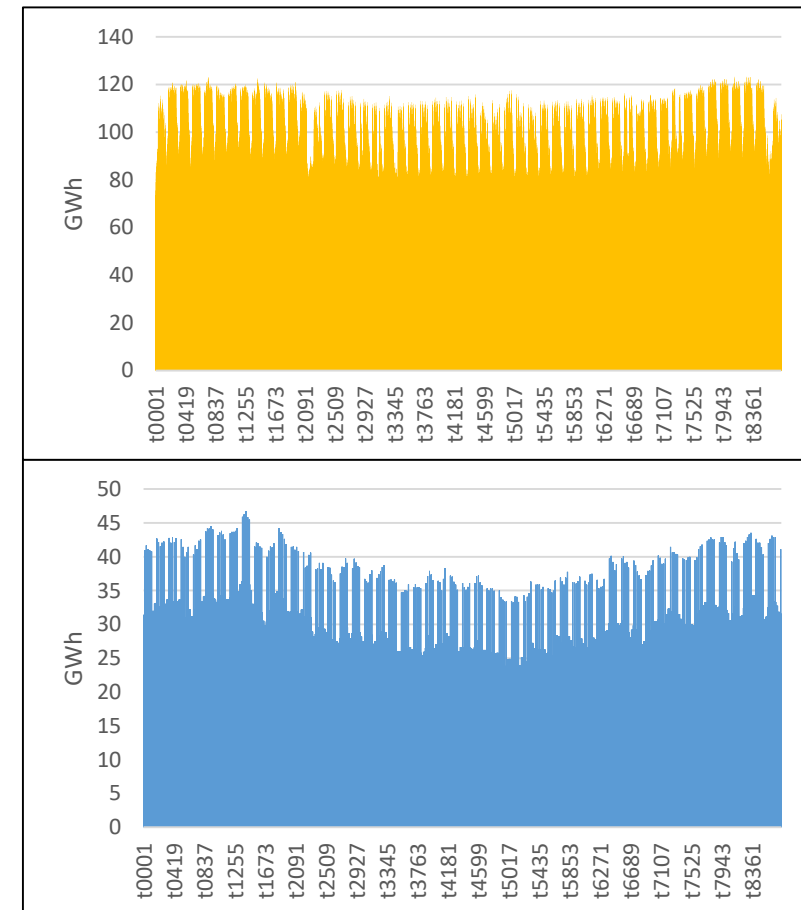
$$\begin{aligned}\psi_2 = & \sum_{y \in Y} A_y \left(\sum_{s \in S} \sum_{n \in N_s^{\text{dem}}} \sum_{t \in T_s} \left(\int_0^{d_{y,t,n}^{\text{spot}}} P_{y,t,n}(\mu) d\mu \right) \right. \\ & - \sum_{s \in S} \sum_{n \in N_s^{\text{gen}}} \sum_{g \in G_n} \left(\sum_{t \in T_s} (c_g^{\text{var}} y_{y,t,g}^{\text{spot}}) + c_g^{\text{fix}} y_g^{\text{spot}} \right) \\ & - \sum_{s \in S} \sum_{n \in N_s^{\text{sto}}} \sum_{e \in E_n} c_e^{\text{fix},v} e_{\text{spot},v} \\ & - \sum_{s \in S} \sum_{n \in N_s^{\text{sto}}} \sum_{e \in E_n} c_e^{\text{fix},c} e_{\text{spot},c} \\ & \left. - \sum_{s \in S} \sum_{n \in N_s} \sum_{\substack{x \in X \\ x=(m,n)}} \left(\sum_{t \in T_s} c_x^{\text{fix}} y_x^{\text{spot}} \right) \right)\end{aligned}$$

- Zwei Energiesektoren: Strom und H₂, je zwei Knoten
- Gleiche Anzahl Handelsperioden: 24 pro Tag
- „Grüne Wiese“: keine existierenden Technologien
- Investition in: Solar PV, Wind an Land, Wasserstoffturbine (CCGT), Elektrolyse, Batterie, Wasserstoffspeicher
- Nur Spot-Markt: zonale Betrachtung („Kupferplatte“)

Case-Study

Parameter für Zieljahr 2040 und Deutschland

- EE-Zeitreihe (Solar PV und Wind an Land) von entsoe and entsog (2021a)
- Nachfragezeitreihe Strom als Referenznachfrage von entsoe and entsog (2021b)
 - Referenz: 840 TWh
- Nachfragezeitreihe H₂ als Referenznachfrage
 - Referenz: 289 TWh (dena, 2021)
 - Peak und Off-Peak Stunden (60% Industrie Base-Load; 20% Industrie Peak-Load; 20% Wärme)

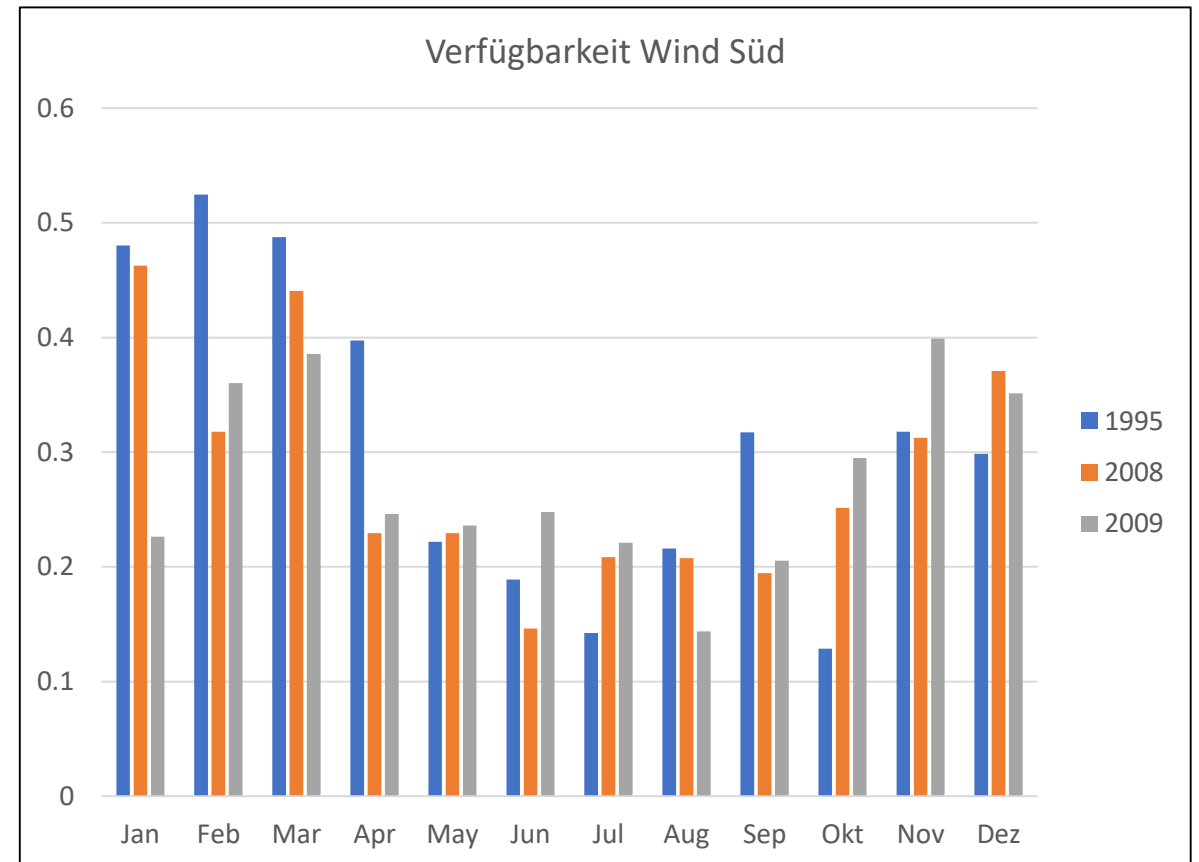
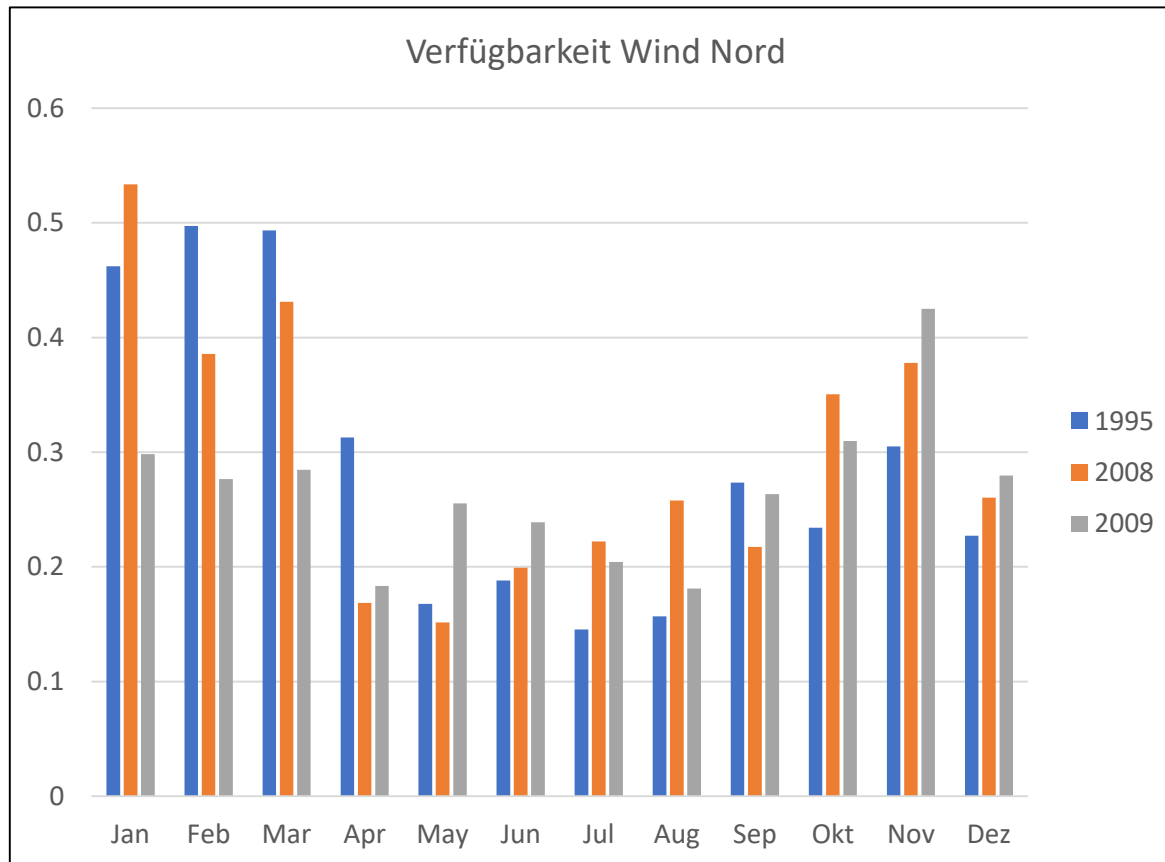


Verwendung mehrerer Klimajahre

Verwendung mehrerer Klimajahre

Zeitreihe Wind an Land

TYNDP 2022: Referenzjahre 1995 (23%), 2008 (37%) und 2009 (40%)



Verwendung mehrerer Klimajahre

Vergleich

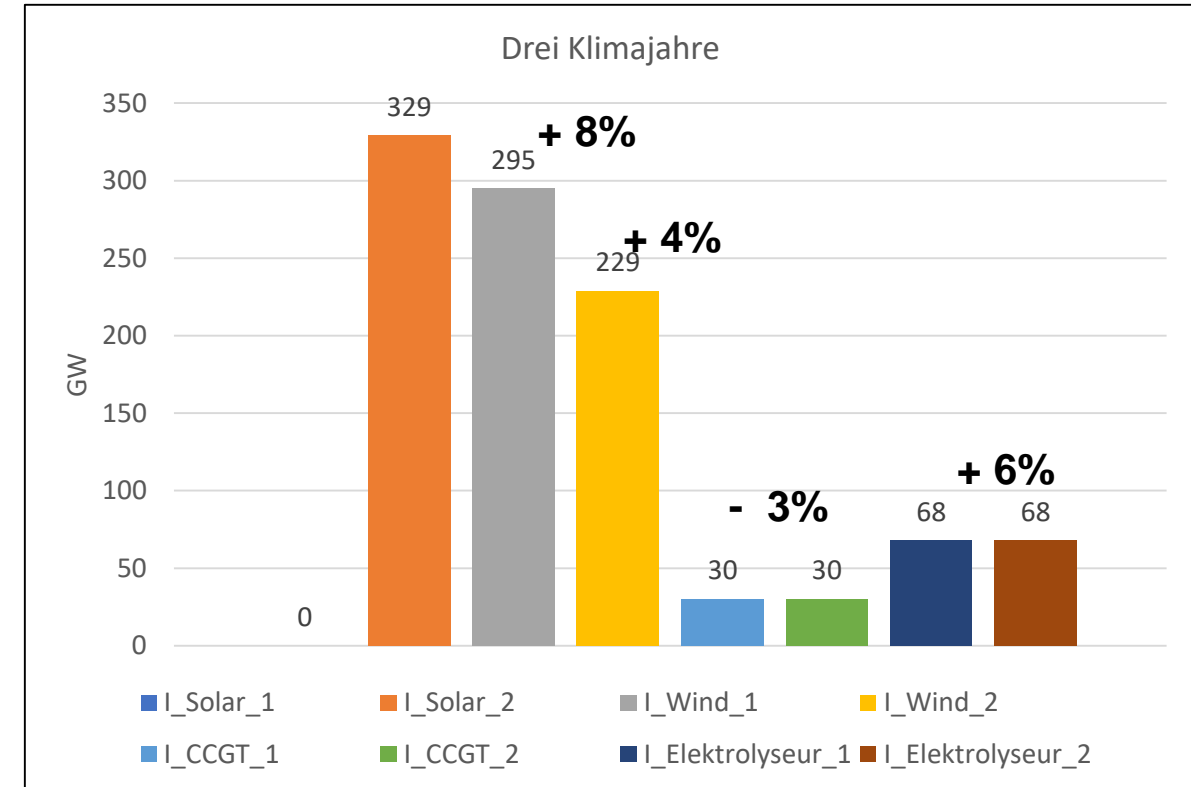
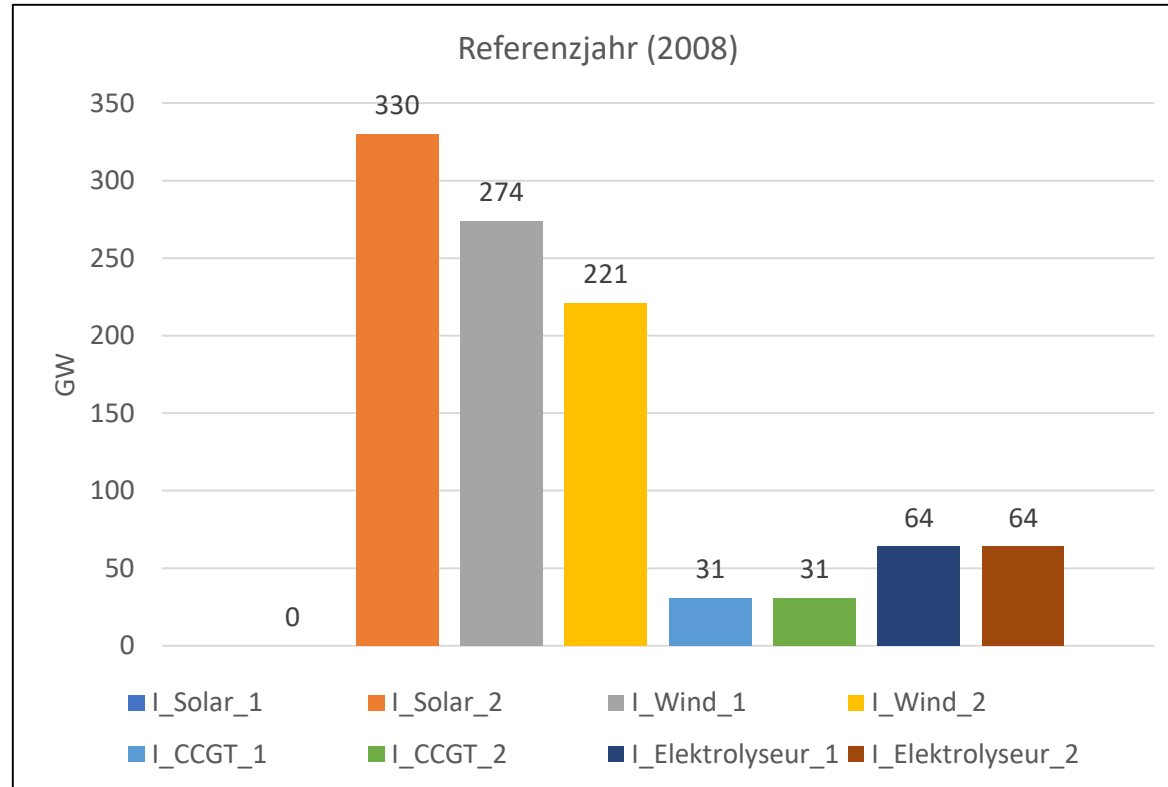
TYNDP 2022: Referenzjahre 1995 (23%), 2008 (37%) und 2009 (40%)

Referenzjahr	FLH solar PV		FLH Wind an Land	
	Nord	Süd	Nord	Süd
1995	831	917	2515	2702
2008	822	950	2595	2465
2009	829	941	2335	2417

➔ **Vergleich der optimalen Konfiguration für drei Klimajahre mit Gewichtungsfaktoren mit nur dem Referenzjahr 2008.**

Verwendung mehrerer Klimajahre

Ergebnisse – Investitionen drei Klimajahre vs. ein Klimajahr

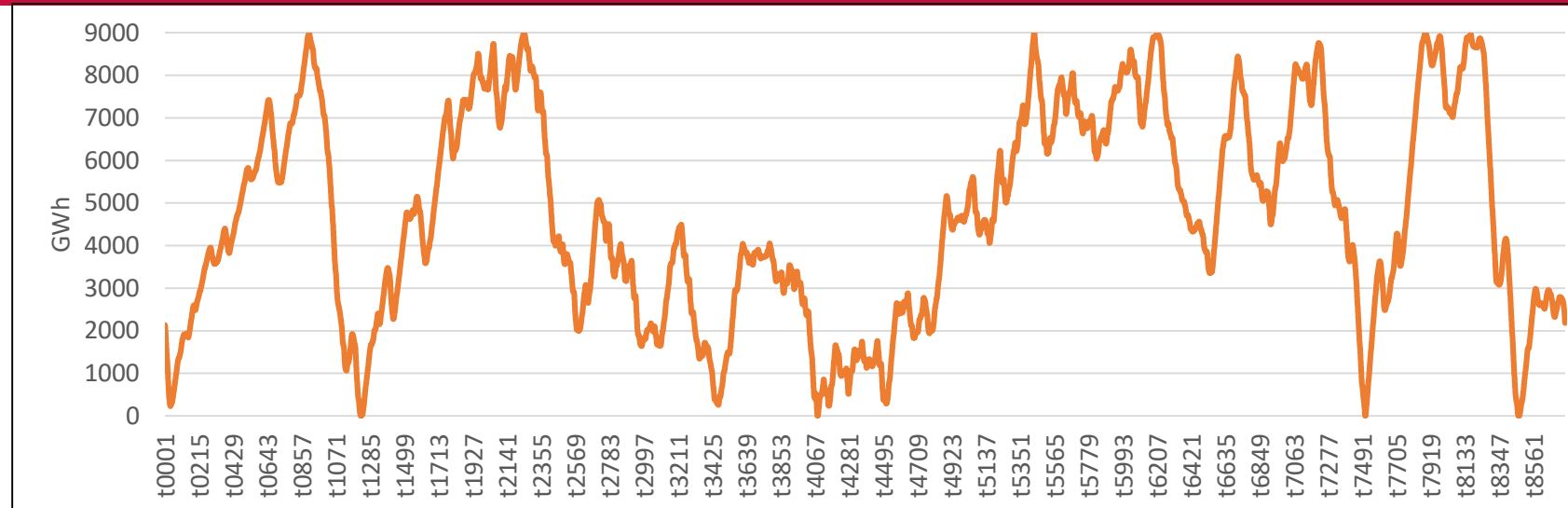


- Höhere EE-Investments durch Unsicherheit klimatische Bedingungen
- Elektrolyse nutzt Überschusskapazitäten EE
- Weniger Rückverstromung Wasserstoff zu Strom

Verwendung mehrerer Klimajahre

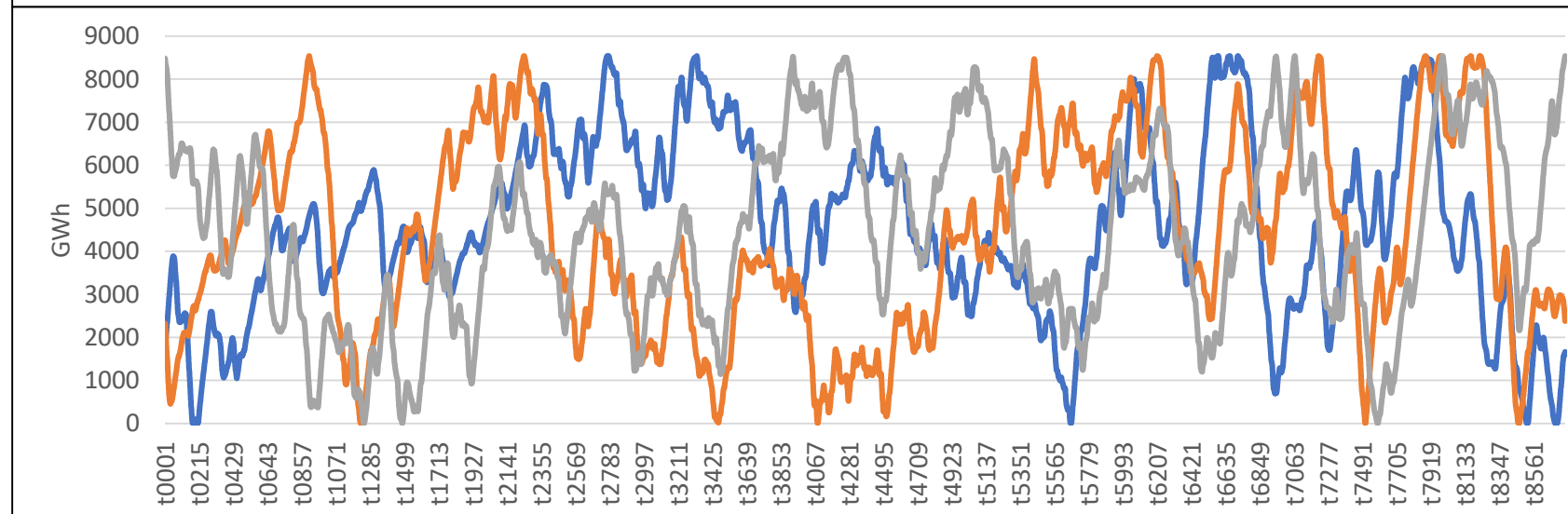
Ergebnisse – Verlauf H₂-Speicher Referenzjahr vs. drei Klimajahre

Referenzjahr (2008)



- Nutzung Windstrom zum Füllen Speicher
- voller Speicher zu Beginn 2009 durch schlechte Windverfügbarkeit

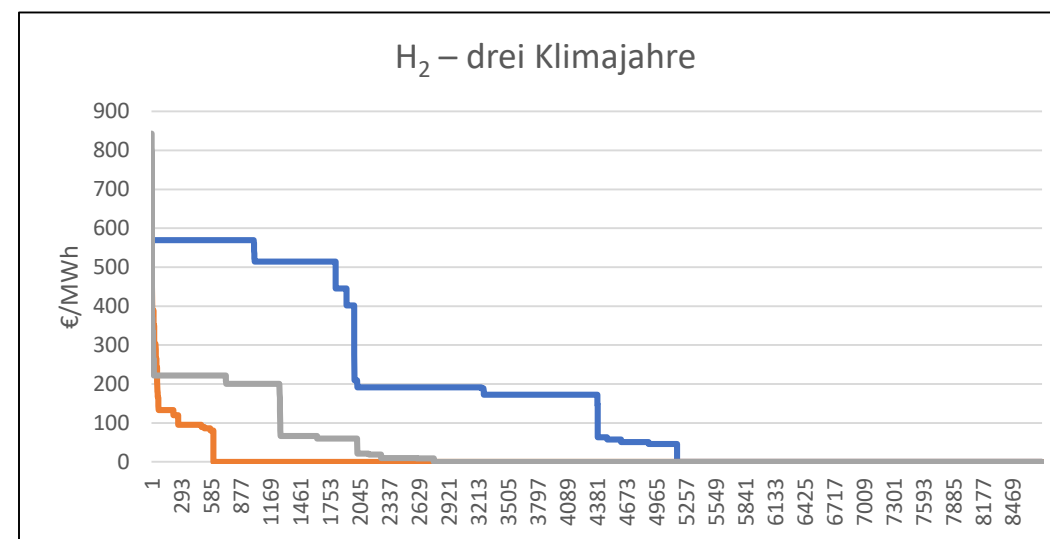
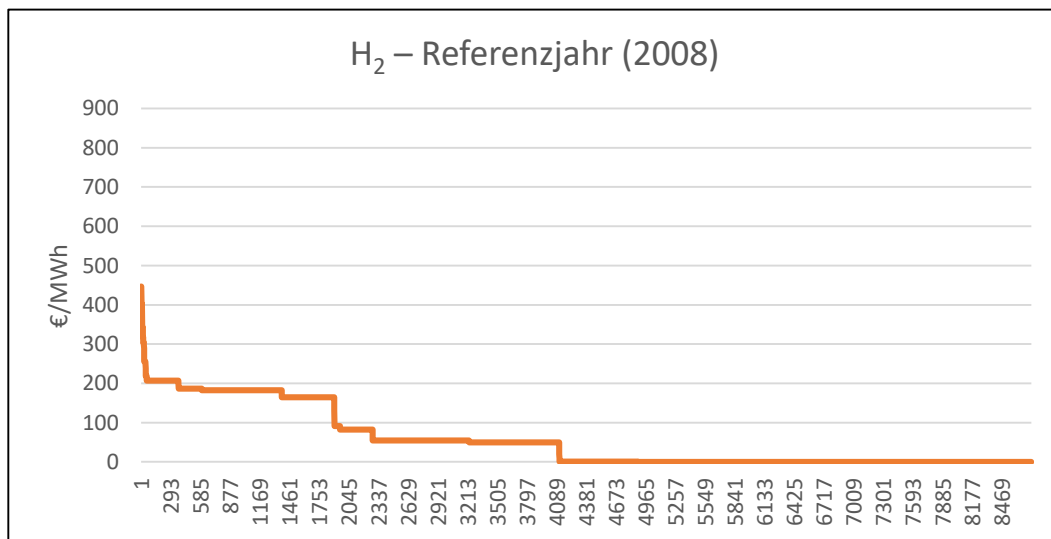
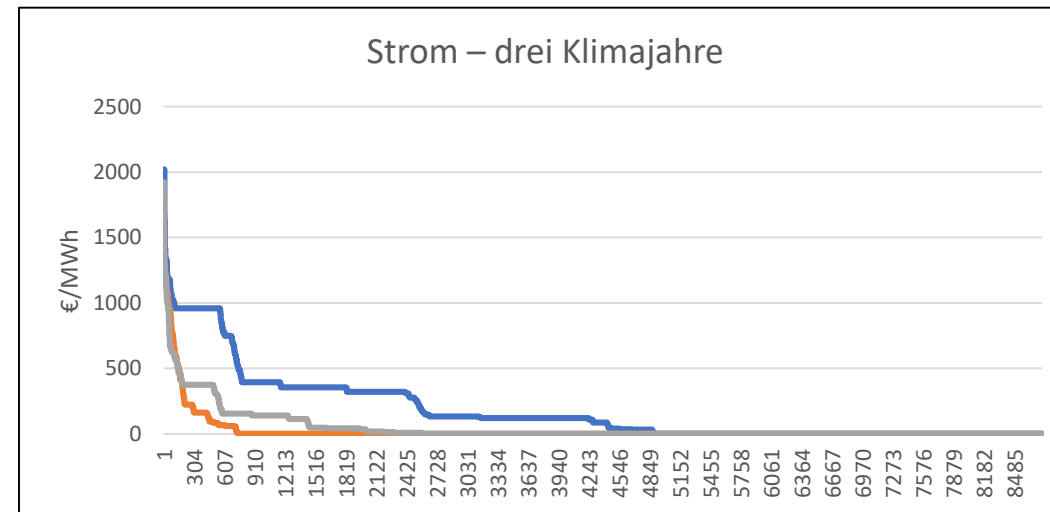
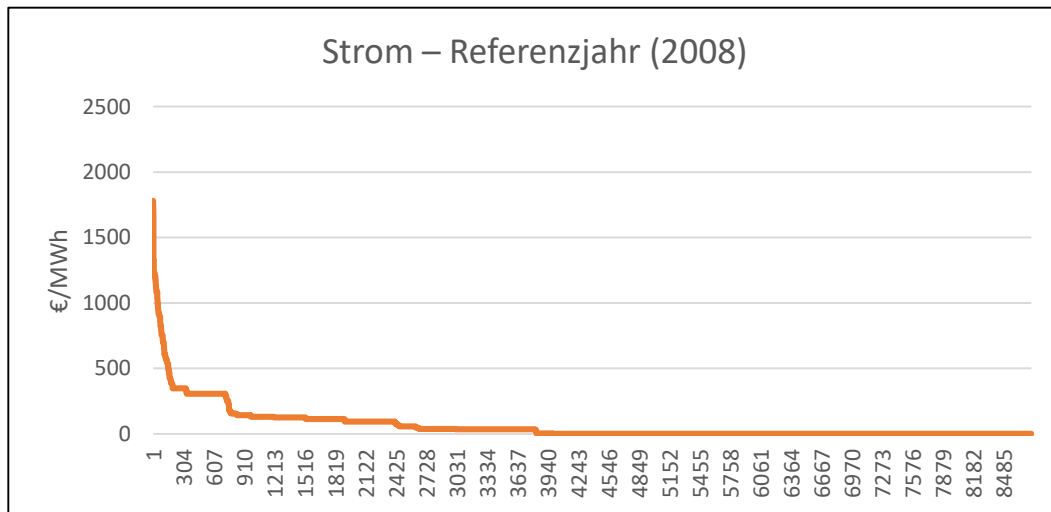
Drei Klimajahre



— 1995
— 2008
— 2009

Verwendung mehrerer Klimajahre

Ergebnisse - Preisdauerlinien

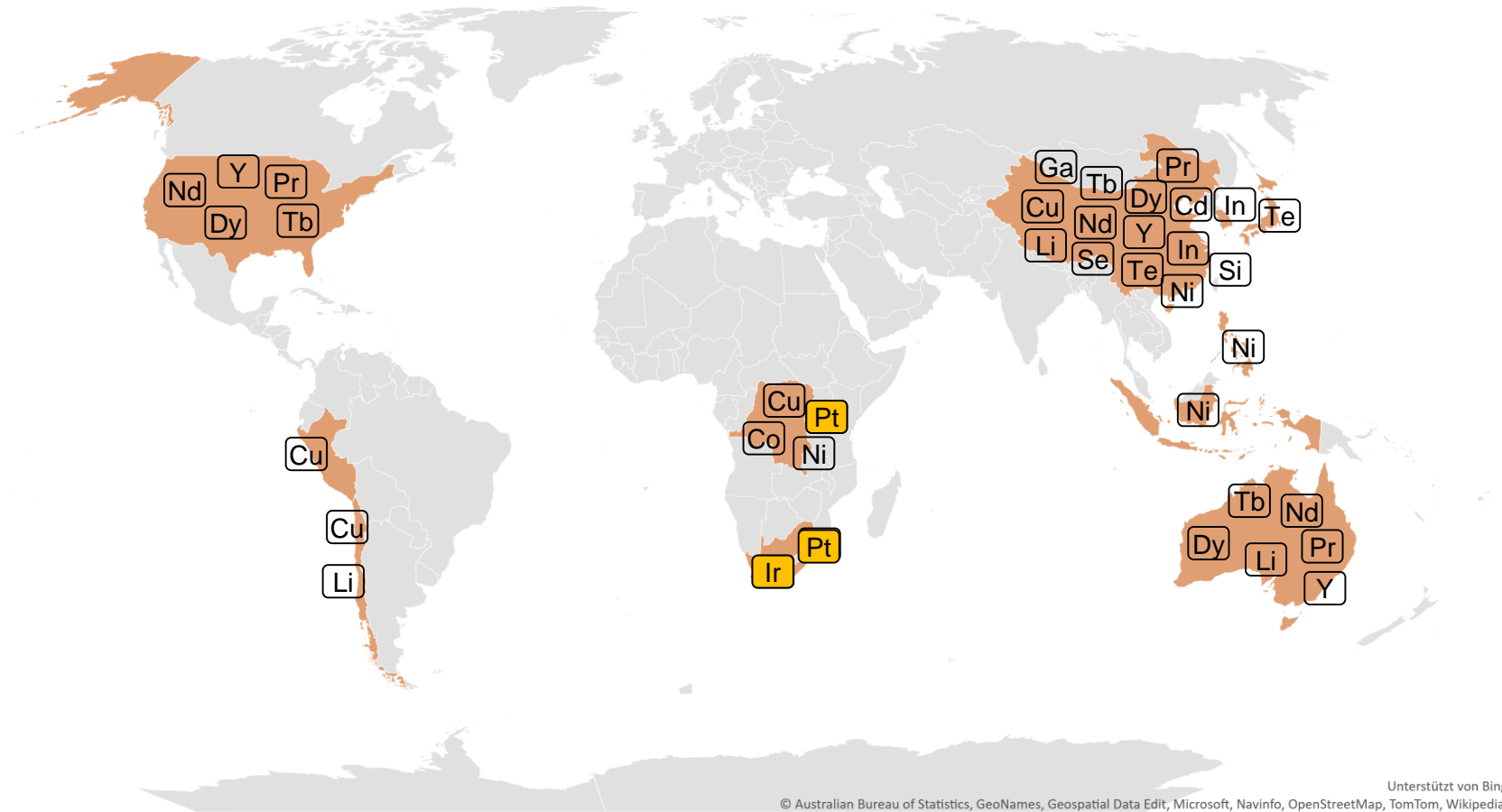


Analyse abweichender Technologiepfade

Analyse abweichender Technologiepfade

Globale Gewinnung kritischer Rohmaterialien

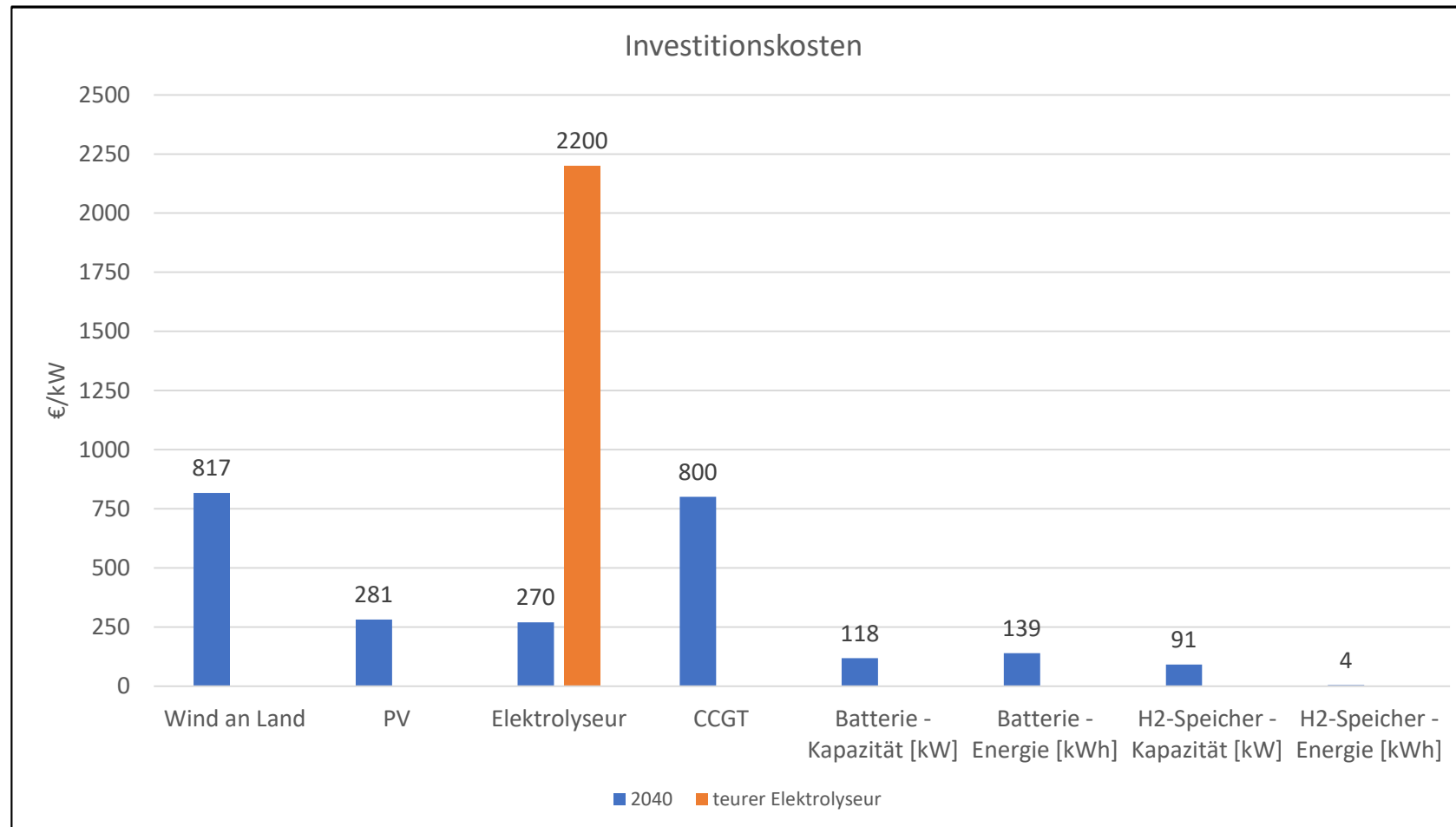
Kritischer Rohstoff	Anwendung
Kupfer	Windturbinen, PV Module
Neodym	Permanentmagnete (Wind)
Dysprosium	Permanentmagnete (Wind)
Indium	PV Module
Gallium	PV Module
Selen	PV Module
Cadmium	PV Module
Tellur	PV Module
Praseodym	Permanentmagnete (Wind)
Terbium	Permanentmagnete (Wind)
Silicium	PV Module
Yttrium	Permanentmagnete (Wind), SOEC Elektrolyseure
Lithium	Batteriespeicher
Cobalt	Batteriespeicher
Nickel	E-Autos, Alkaline & SOEC Elektrolyseure
Iridium	PEM Elektrolyseure
Platin	PEM Elektrolyseure, Brennstoffzellen



Source: American Chemical Society (ACS) (2023); Buchholz and Brandenburg (2018); European Commission et al. (2020); IEA (2022); IEA (2023); Minke et al. (2021); Rasmussen et al. (2019); Smith Stegen (2015)

Analyse abweichender Technologiepfade

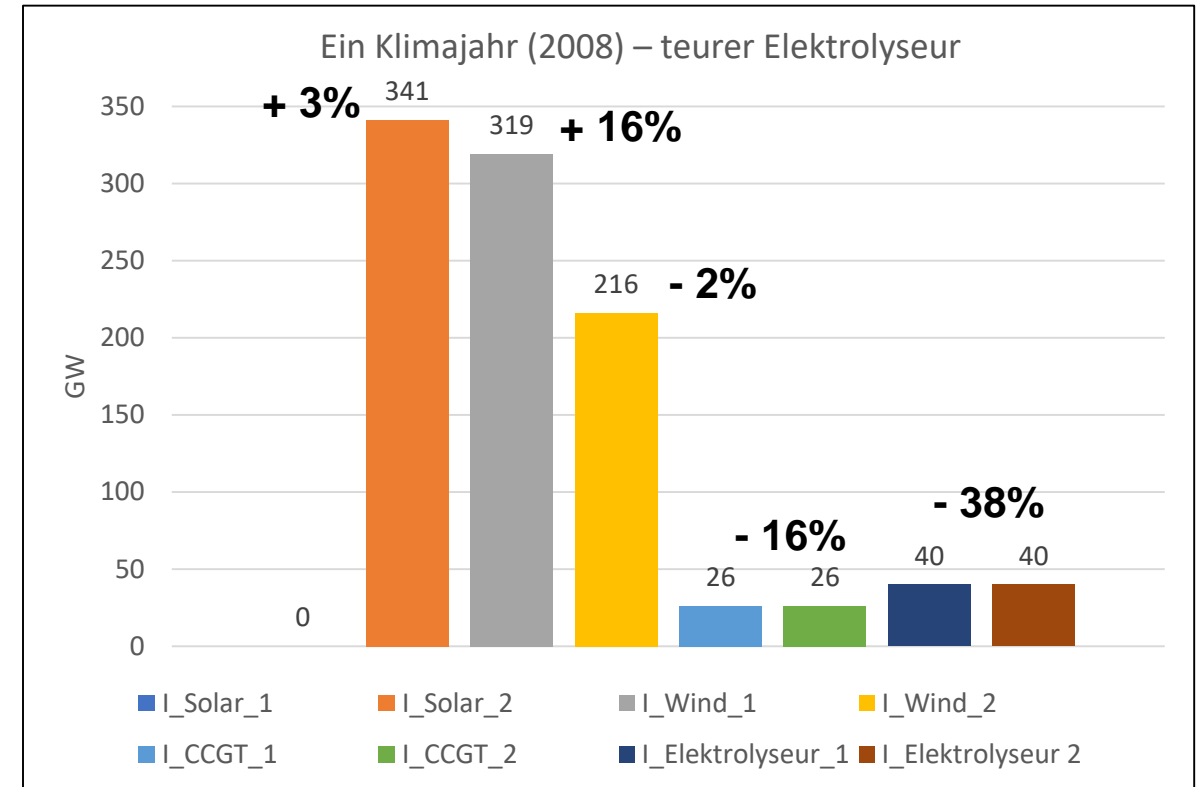
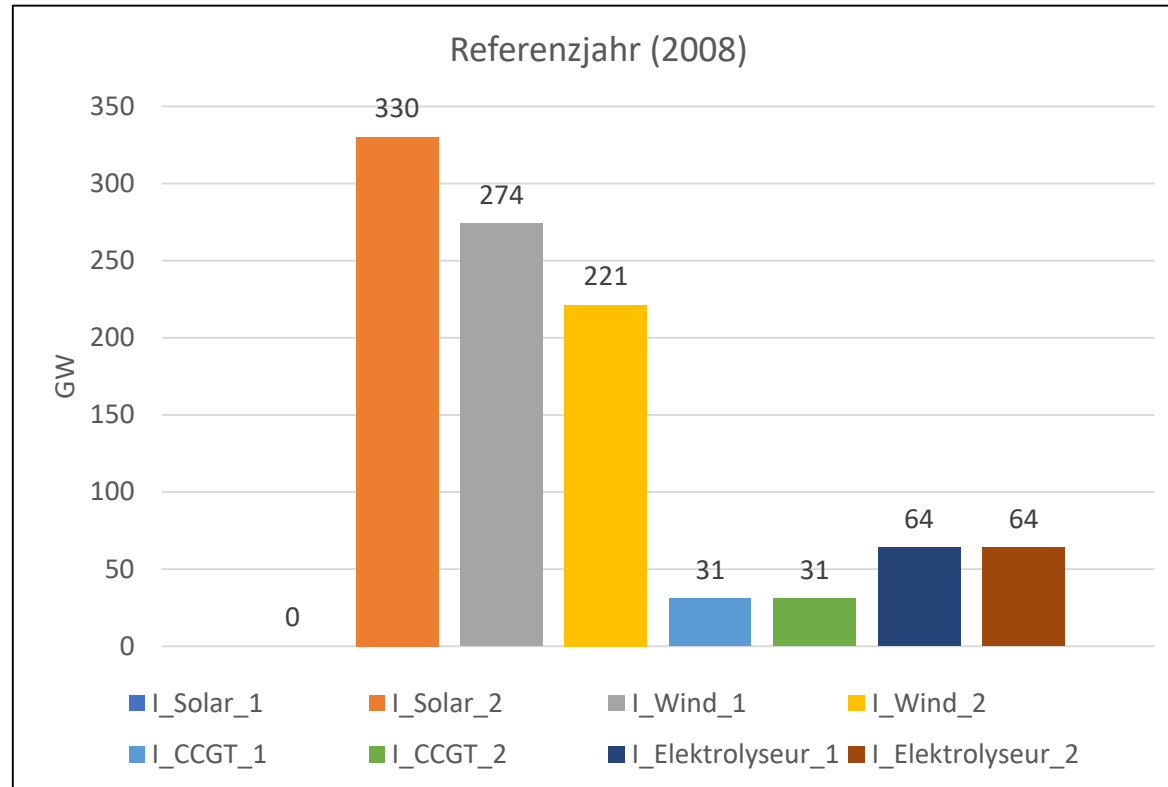
Hohe Investitionskosten Elektrolyseur



Quelle: entsoe and entsog (2022), Vita et al. (2018), LIMES

Analyse abweichender Technologiepfade

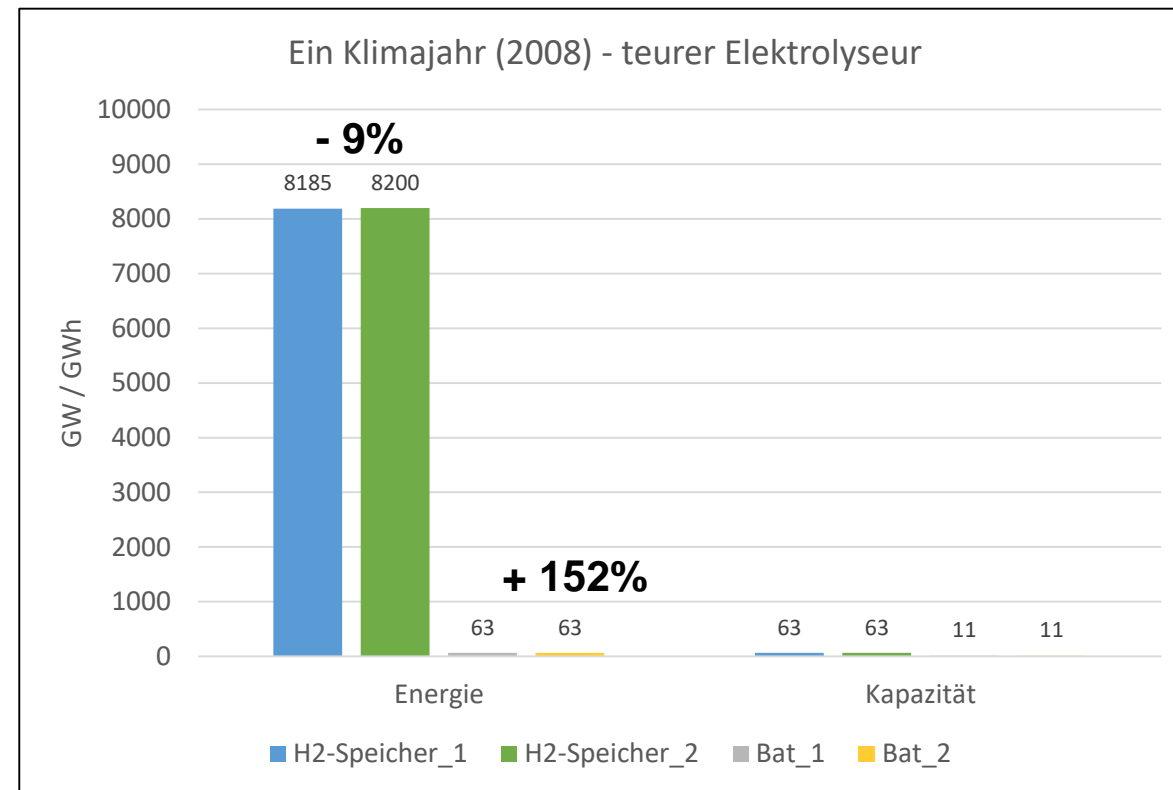
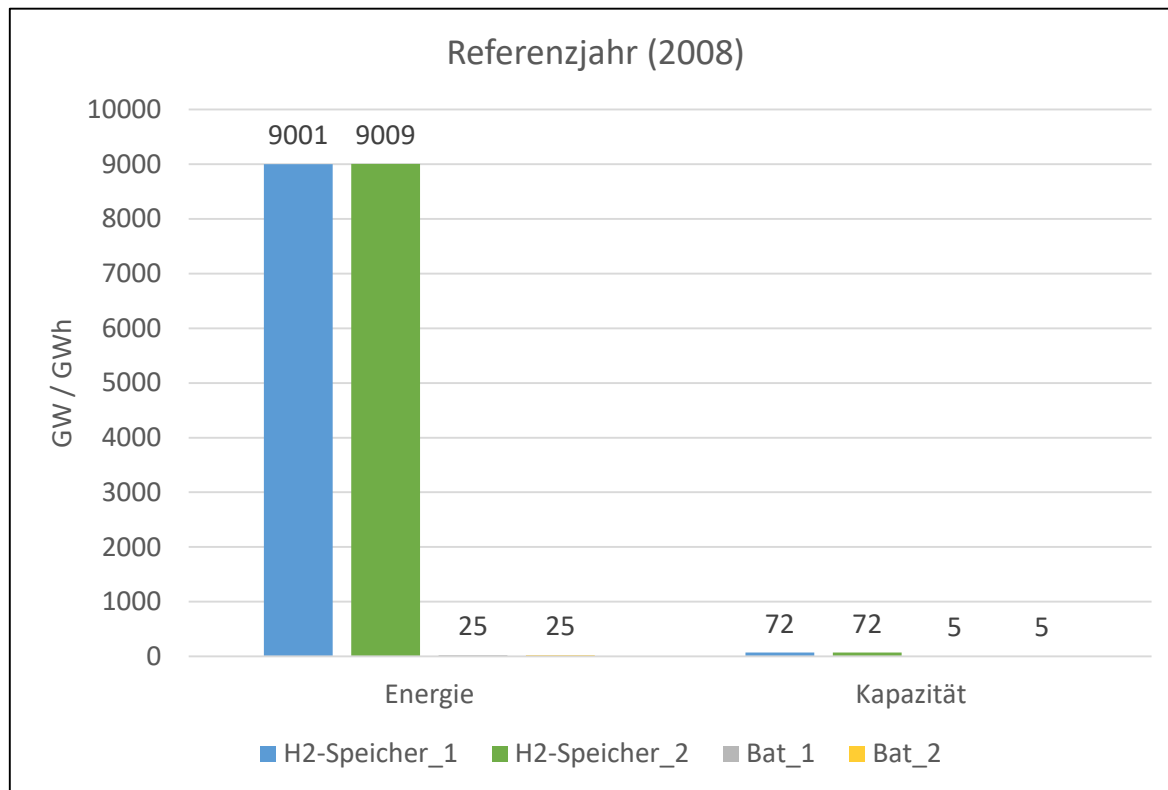
Vergleich Investitionsentscheidungen – teurer Elektrolyseur



- Reduktion Elektrolyse Investition – dafür höhere Auslastung
- Ersatz Rückverstromung durch zusätzliche EE-Investitionen

Analyse abweichender Technologiepfade

Vergleich Investitionsentscheidungen – teurer Elektrolyseur



- Reduktion H₂-Speicher da weniger Elektrolyse
- Ersatz H₂-Speicherung durch Batterie

- Unsicherheit bei klimatischen Bedingungen erhöht die Investitionen in EE in einem 100% erneuerbaren Energiesystem, durch höhere EE-Investitionen wird weniger Rückverstromung benötigt.
- Am Spot-Markt ergeben sich insgesamt sehr volatile Preisverläufe, sehr niedrige Preise bis zu null Euro werden ergänzt durch extreme Preissprünge.
- Teure Elektrolyseure werden ersetzt durch zusätzliche EE-Investitionen und Batterien, die nicht mehr mögliche Rückverstromung ersetzen.
- Nächste Schritte: Einbezug von H₂-Importen, Betrachtung von Szenarien mit teuren EE und/oder Batterien, Analyse von unterschiedlichen Gebotszonenkonfigurationen und Marktstrukturen (Handelsperioden)

Danke für die Aufmerksamkeit!

American Chemical Society (ACS) (2023). Indium. Retrieved January 16, 2023, from <https://www.acs.org/greenchemistry/research-innovation/endangered-elements.html>.

Buchholz, P., & Brandenburg, T. (2018). Demand, Supply, and Price Trends for Mineral Raw Materials Relevant to the Renewable Energy Transition Wind Energy, Solar Photovoltaic Energy, and Energy Storage. *Chemie Ingenieur Technik*, 90(1-2), 141–153.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Ed.) (2021). dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität: Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Retrieved January 19, 2023, from https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf.

entsoe & entsog (2021a). TYNDP 2022 Scenario Report - additional downloads: Climate Data - PECD. Retrieved January 17, 2023, from <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/download/>.

entsoe & entsog (2021b). TYNDP 2022 Scenario Report - additional downloads: Demand Time Series 2040 Distributed Energy. Retrieved January 17, 2023, from <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/download/>.

entsoe, & entsog (2022). TYNDP 2022 Scenario Building Guidelines. Retrieved January 17, 2023, from https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2022/04/TYNDP_2022_Scenario_Building_Guidelines_Version_April_2022.pdf.

European Commission, Joint Research Centre, Alves Dias, P., Pavel, C., Plazzotta, B., & Carrara, S. (2020). Raw materials demand for wind and solar PV technologies in the transition towards a decarbonised energy system. Publications Office. Retrieved January 10, 2023, from <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/19aae047-7f88-11ea-aea8-01aa75ed71a1/language-en>.

IEA (2019). The Future of Hydrogen: IEA G20 Hydrogen report: Assumptions. Retrieved October 19, 2021, from <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a02a0c80-77b2-462e-a9d5-1099e0e572ce/IEA-The-Future-of-Hydrogen-Assumptions-Annex.pdf>.

IEA (2022). The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions: World Energy Outlook Special Report (World Energy Outlook Special Report). Retrieved January 17, 2023, from <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ffd2a83b-8c30-4e9d-980a-52b6d9a86fdc/TheRoleofCriticalMineralsinCleanEnergyTransitions.pdf>.

Minke, C., Suermann, M., Bensmann, B., & Hanke-Rauschenbach, R. (2021). Is iridium demand a potential bottleneck in the realization of large-scale PEM water electrolysis? *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(46), 23581–23590.

Rasmussen, K. D., Wenzel, H., Bangs, C., Petavratzi, E., & Liu, G. (2019). Platinum Demand and Potential Bottlenecks in the Global Green Transition: A Dynamic Material Flow Analysis. *Environmental science & technology*, 53(19), 11541–11551.

Smith Stegen, K. (2015). Heavy rare earths, permanent magnets, and renewable energies: An imminent crisis. *Energy Policy*, 79, 1–8.

Vita, A. de, Kielichowska, I., Mandatowa, P., Capros, P., Dimopoulou, E., Evangelopoulou, S., et al. (2018). Technology pathways in decarbonisation scenarios. ASSET Advanced System Studies for Energy Transition.

Weibezahn, J., Weinhold, R., Gerbaulet, C., & Kunz, F. (2020). Conventional power plants.