

# Emissionsfreie Energieversorgung von Chemiestandorten durch Power Purchase Agreements und thermische Energiespeicher

**Marco Prenzel<sup>1</sup>, Thomas Bauer<sup>1</sup>, Annelies Vandersickel<sup>2</sup>**

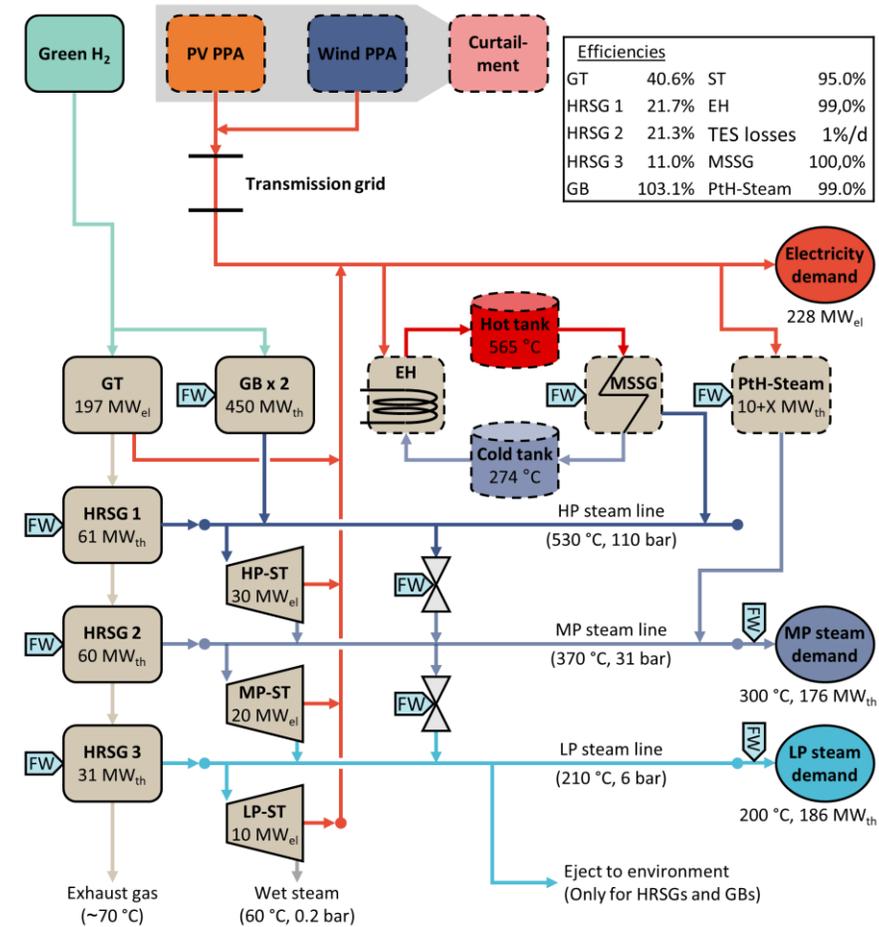
<sup>1</sup> Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für technische Thermodynamik, 51147 Köln

<sup>2</sup> Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für technische Thermodynamik, 70569 Stuttgart



# Modell einer emissionsfreien Energieversorgungsstruktur

- Basiert auf einem validierten und öffentlichem Modell einer typischen Chemiepark-Versorgungsstruktur: <https://doi.org/10.1002/cite.202100164>
- Stündlich aufgelöste Strom- und Dampfbedarfskurven
- Power-to-heat und Flüssigsalzspeicher als Flexibilitätsoptionen
- Integriert in TOP-Energy<sup>®</sup> zur Betriebs- und Strukturoptimierung



Abbreviations: EH: Electric heater, FW: Feedwater, GB: Gas boiler, GT: Gas turbine, HP: High-pressure, HRSG: Heat recovery steam generator, LP: Low-pressure, MP: Medium-pressure, MSSG: Molten salt steam generator, PPA: power purchase agreement, PtH: Power-to-heat, ST: Steam turbine

# Flüssigsalzspeicher: Basics

- Kommerzielle Technologie mit 21 GWh (2020) bis ~ 500 GWh (Projektion 2030) installierter Speicherkapazität weltweit\*
- Wärmeträger in der Regel **Solarsalz** (60%  $\text{NaNO}_3$  and 40%  $\text{KNO}_3$ )
- 300-560 °C Einsatztemperaturen (Solarsalz)
- Max. Größe: 2 Tanks ( $D = 40$  m,  $H = 13$  m)  
→ ~ **3 GWh**
- Speicherdichte: ~  $1300 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^2$   
~  $100 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^3$

\*IRENA (2020), Innovation Outlook: Thermal Energy Storage, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, [www.irena.org/publications](http://www.irena.org/publications)



Flüssigsalzspeicher Andasol 3

Quelle: TSK Flagsol



[China Energy Engineering Corporation 50 MW Hami Solarturm mit 13 h Speicher](#), Lizenz: [CC-BY-SA-4.0](#)

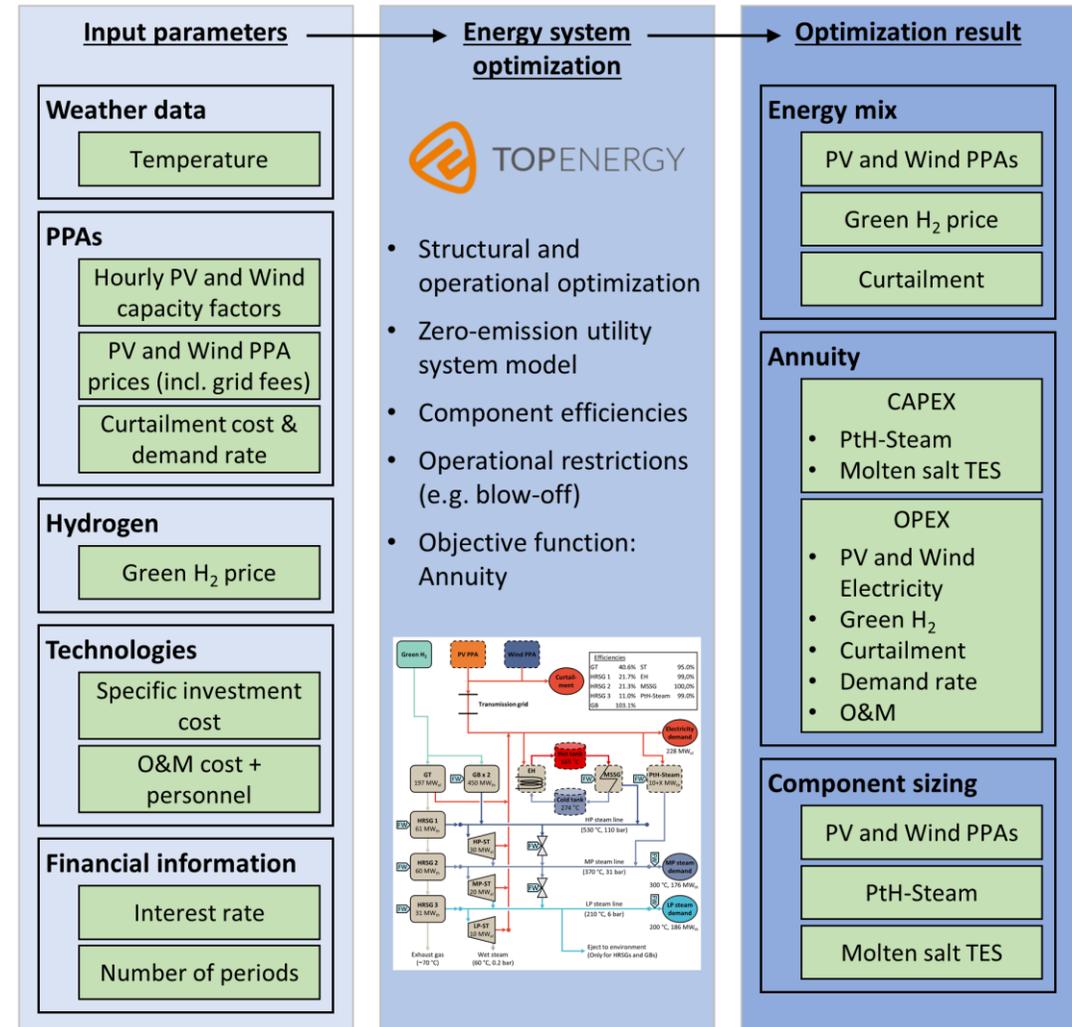
# Methodik

## Fixe Komponenten (Versorgungssicherheit)

- Gasturbine + Abhitzeessel
- Dampfkessel
- Dampfturbinen

## Optimierbare Komponenten

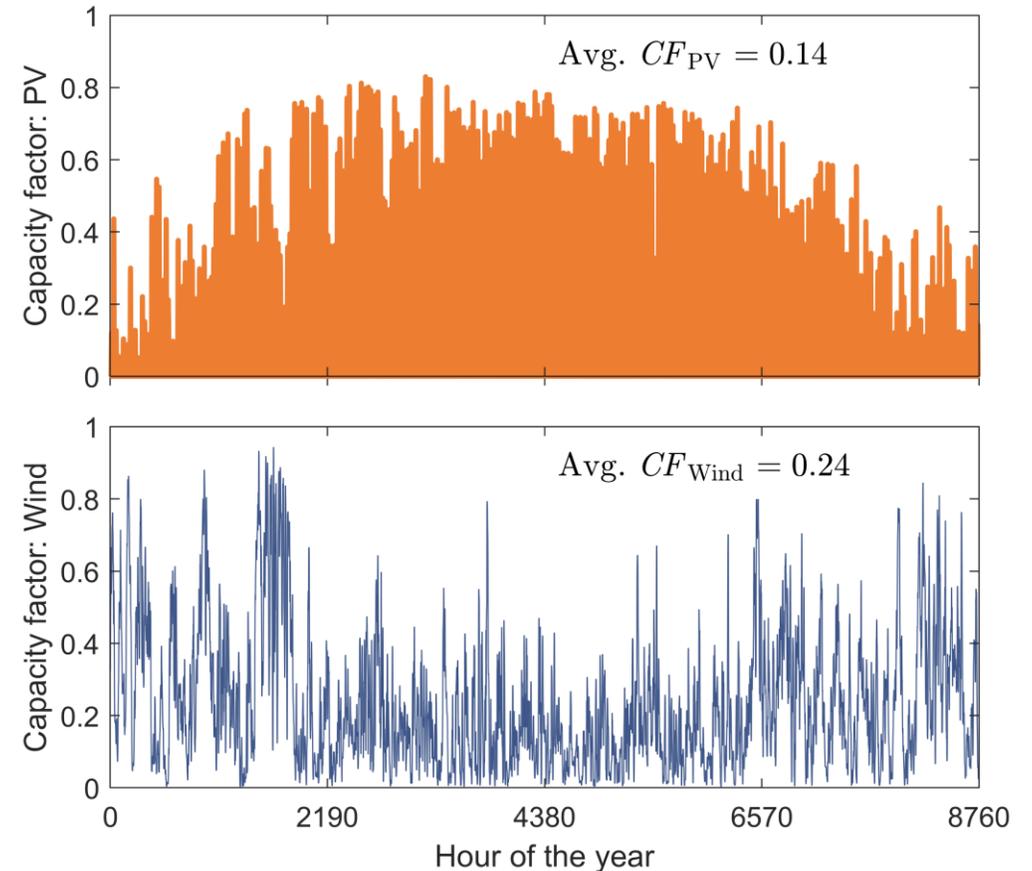
- PV und Wind PPAs (Inst. Leistung)
- PtH-Dampf
- Flüssigsalzspeicher
  - Elektroerhitzer
  - Speicher
  - Dampferzeuger



# Annahmen: Erneuerbare Erzeugungsprofile

- „Echte“ Versorgung mit erneuerbarem Strom durch **pay-as-produced PPAs**
  - Zeitliche Korrelation zwischen Erzeugung und Verbrauch
- Erzeugungsprofile abgeleitet von realen Anlagen in NRW
- Optimiert wird die **installierte Leistung** des PPA zugrundeliegenden PV- und/oder Wind-Anlagenparks

$$\vec{P}_{el} = \overline{CF} \cdot P_{inst}$$



# Annahmen: Kostendaten

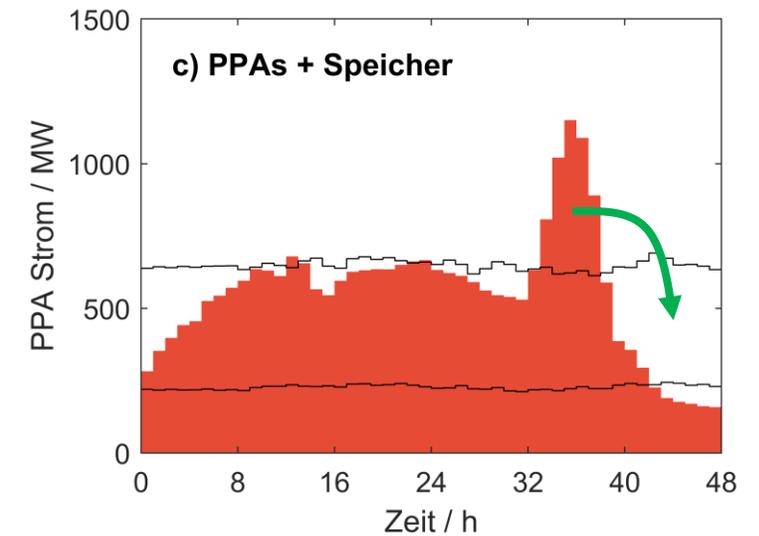
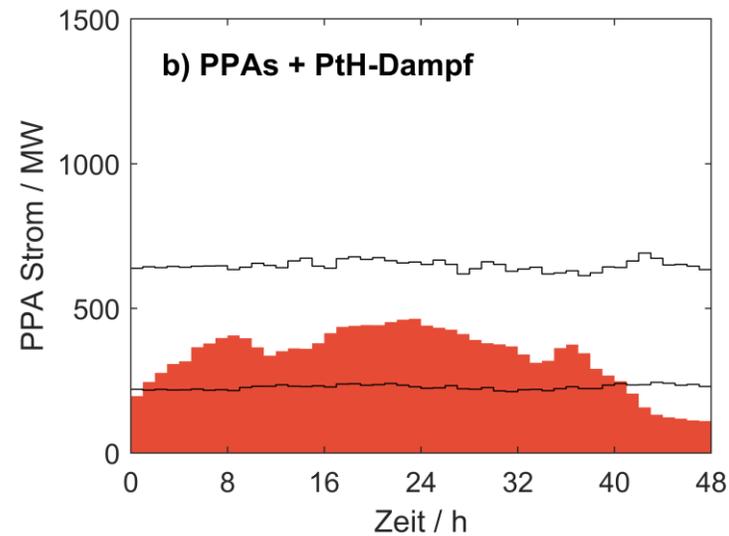
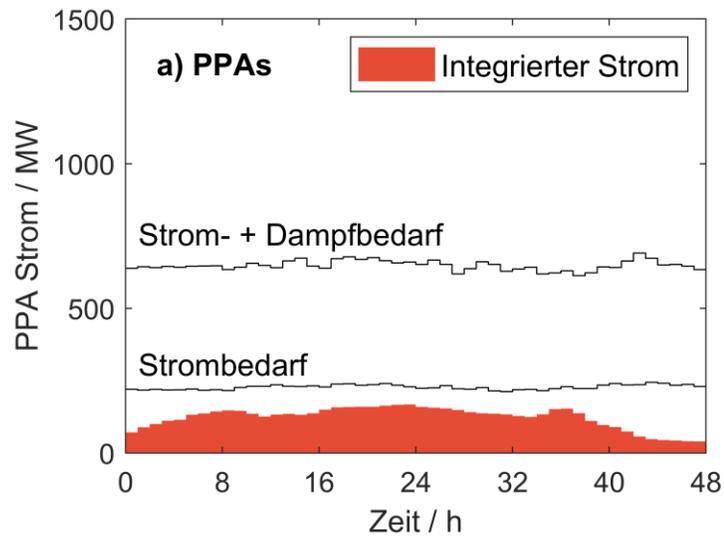


Bezeichnung	Wert	Kommentar
Preis PPA Strom (PV)	62.57 €/MWh	Inkl. Netzentgelt (Hochspannungsnetz)
Preis PPA Strom (Wind onshore)	66.66 €/MWh	Inkl. Netzentgelt (Hochspannungsnetz)
Leistungspreis Stromnetz	57.87 €/kW <sub>year</sub>	Basierend auf max. Leistung innerhalb eines Jahres
Gebühren für Abregelung	138.71 €/MWh	Gesamtkosten für abgeregelte MWh
Preis grüner Wasserstoff	205.58 €/MWh <sub>LHV</sub> (6.85 €/kg)	Abgeleitet anhand „Renewable Energy Directive“, Produktion in Deutschland
PtH-Dampf	300 €/kW <sub>th</sub>	Inkl. Transformator, Schaltanlage, Kabel
Speicherbeladung (Elektroheizer)	300 €/kW <sub>th</sub>	Inkl. Transformator, Schaltanlage, Kabel
Speicherung (Flüssigsalzspeicher)	35 €/kWh <sub>th</sub>	Fundament, Wärmedämmung, Pumpen, Systemperipherie, Hilfsaggregate
Speicherentladung (Dampferzeuger)	150 €/MW <sub>th</sub>	Rohrleitungen, Wärmedämmung, Stahlkonstruktion, Instrumentierung
Investitionszeitraum	10 Jahre	Berechnung der Annuität einer Investition
Zinssatz	8%	„

\*Detaillierte Auflistung der zugrundeliegenden Quellen in <https://doi.org/10.1016/j.est.2025.115667>

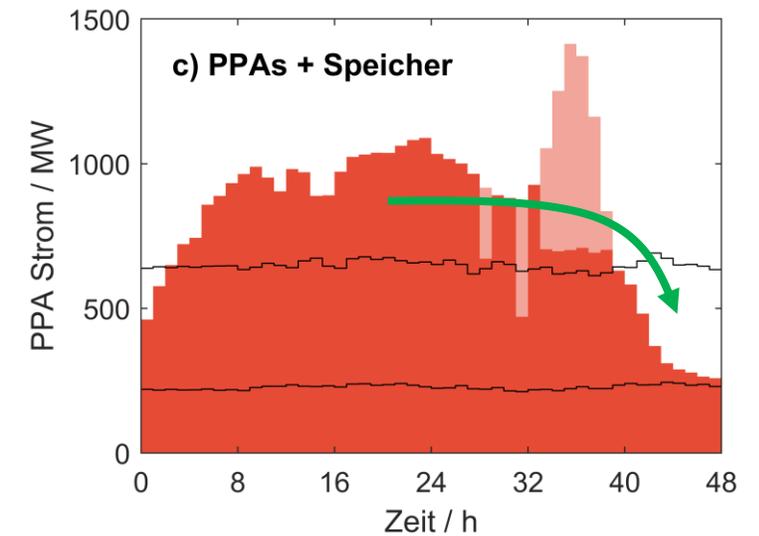
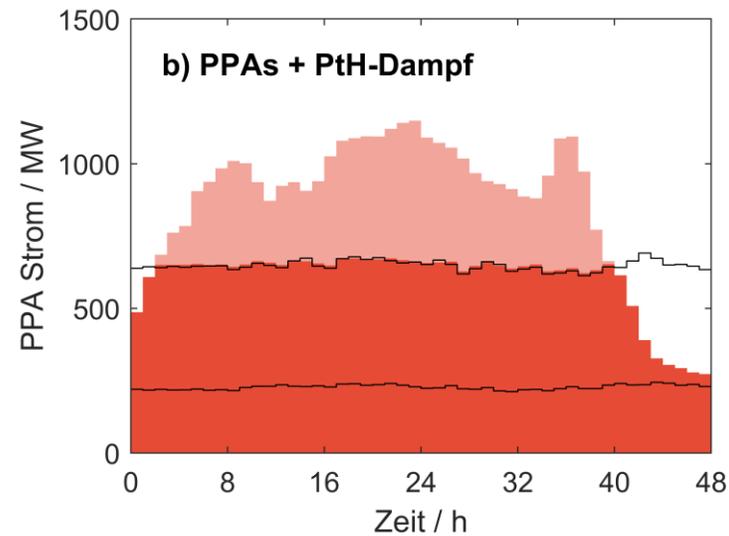
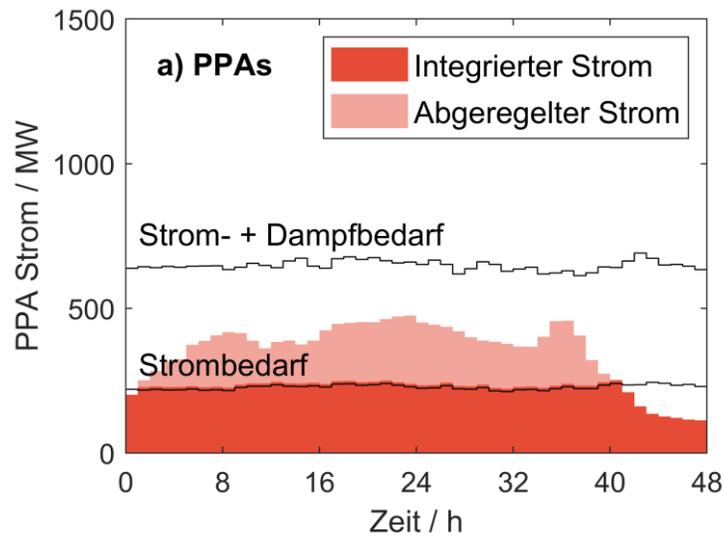
# Integration von erneuerbarem Strom: Ohne Abregelung

- Optimierer versucht teuren grünen H<sub>2</sub> mit PPA Strom zu verdrängen
- Ohne Abregelung ist die Integration von erneuerbarem Strom stark begrenzt
- Nur mit Speicher kann Strom jenseits des Gesamtenergiebedarfs integriert werden



# Integration von erneuerbarem Strom: Mit Abregelung

- Mit Abregelung kann deutlich mehr erneuerbarer Strom integriert werden
- Es lohnt sich, die Kosten der Abregelung zu tragen, um grünen H<sub>2</sub> zu reduzieren
- Mit Speicher muss weniger überschüssiger Strom abgeregelt werden



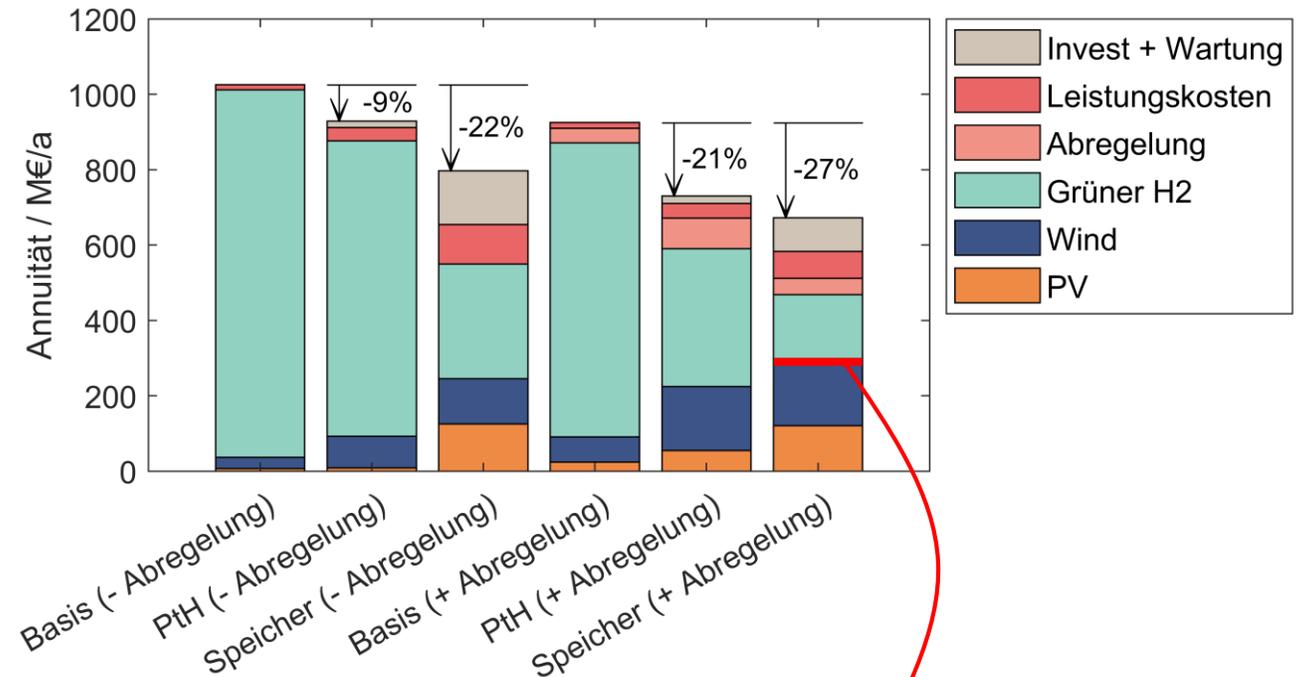
# Vergleich der Flexibilitätsoptionen: Annuität

## Abregelung als Flexibilitätsoption

- Senkt die Gesamtkosten
- Kleinere Investitionen in thermische Energiespeicher notwendig

## Nutzen des therm. Energiespeichers

- Niedrigste Gesamtkosten
- Maximiert Integration Erneuerbarer (bis 85% des Energiebedarfs)
- Abregelung wird minimiert (6% des PPA Stroms)

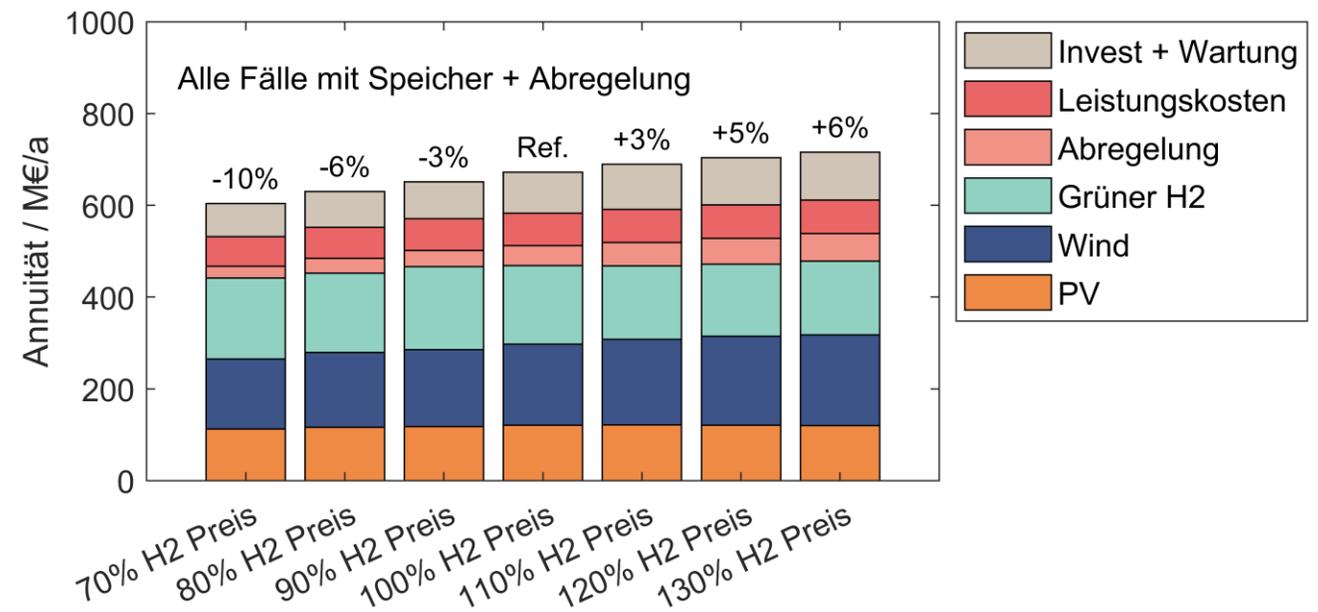


Energiekosten (~300 M€) einer Vergleichsstudie mit Netzstrom und -Gas in 2035 (CO<sub>2</sub>-emissionsbehaftet): [https://doi.org/10.2991/978-94-6463-156-2\\_25](https://doi.org/10.2991/978-94-6463-156-2_25)

# Sensitivitätsstudie: Grüner Wasserstoff

## Speicher steigert Resilienz gegenüber H<sub>2</sub>-Preisschwankungen

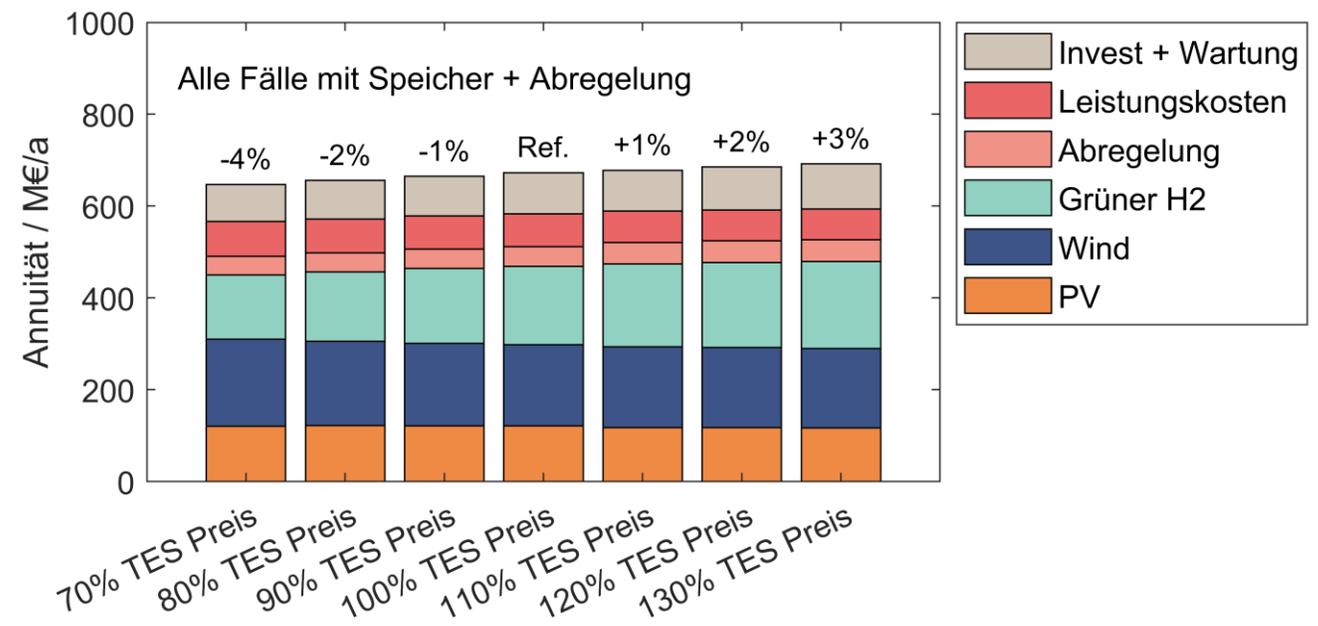
- 30% Anstieg des grünen H<sub>2</sub>-Preises
  - Größere therm. Speicher benötigt
  - Speicher dämpft Anstieg der Gesamtkosten auf +6%
- Ohne Speicher würden höhere H<sub>2</sub>-Preise nahezu direkt auf die Gesamtkosten durchschlagen
  - H<sub>2</sub>-Preis +30% → Annuität +25% (nicht im Diagramm dargestellt)



# Sensitivitätsstudie: Investitionskosten Speicher

## Investitionskosten des Speichers haben kaum Auswirkung auf Annuität

- 30% Anstieg der Investitionskosten
  - Speicher wird kleiner gebaut
  - Integration erneuerbaren Stroms sinkt
  - Anteil grüner H<sub>2</sub> steigt
  - Anteil Speicher an Annuität insgesamt gering
  - Gesamtkosten steigen nur +3%



- **Thermische Energiespeicher**, in Kombination mit **Abregelung**, sind wichtige Bausteine für eine emissionsfreie Energieversorgung von Chemiestandorten
  - Senkung der jährlichen Gesamtkosten um bis zu 27%
  - Steigert Resilienz gegenüber Preisschwankungen von grünem H<sub>2</sub>
  - Speicher finden Anwendung selbst bei konservativen Investitionskosten
- Herausforderungen bleiben
  - Deutliche Kostenzunahme im Vergleich zu CO<sub>2</sub>-behafteter Energieversorgung
  - Ausbau der Stromnetzinfrastruktur notwendig
  - Flächen für PV und Wind
  - Regulatorische Hemmnisse (z.B. Netzentgelte)

**Vielen Dank!**

**Dr. Marco Prenzel**

Institut für Technische Thermodynamik, Köln

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt

Email: [marco.prenzel@dlr.de](mailto:marco.prenzel@dlr.de)

Link zu Paper: <https://doi.org/10.1016/j.est.2025.115667>

