

Grüner Wasserstoff für die Industrie: Dezentrale Bereitstellungsstrategien für Spanien und Österreich



Jasmine Ramsebner
ramsebner@eeg.tuwien.ac.at



TU Wien, Gusshausstrasse 25-29/370-3, A-1040 Wien



Reinhard Haas
haas@eeg.tuwien.ac.at



Pedro Linares
pedro.linares@iit.comillas.edu

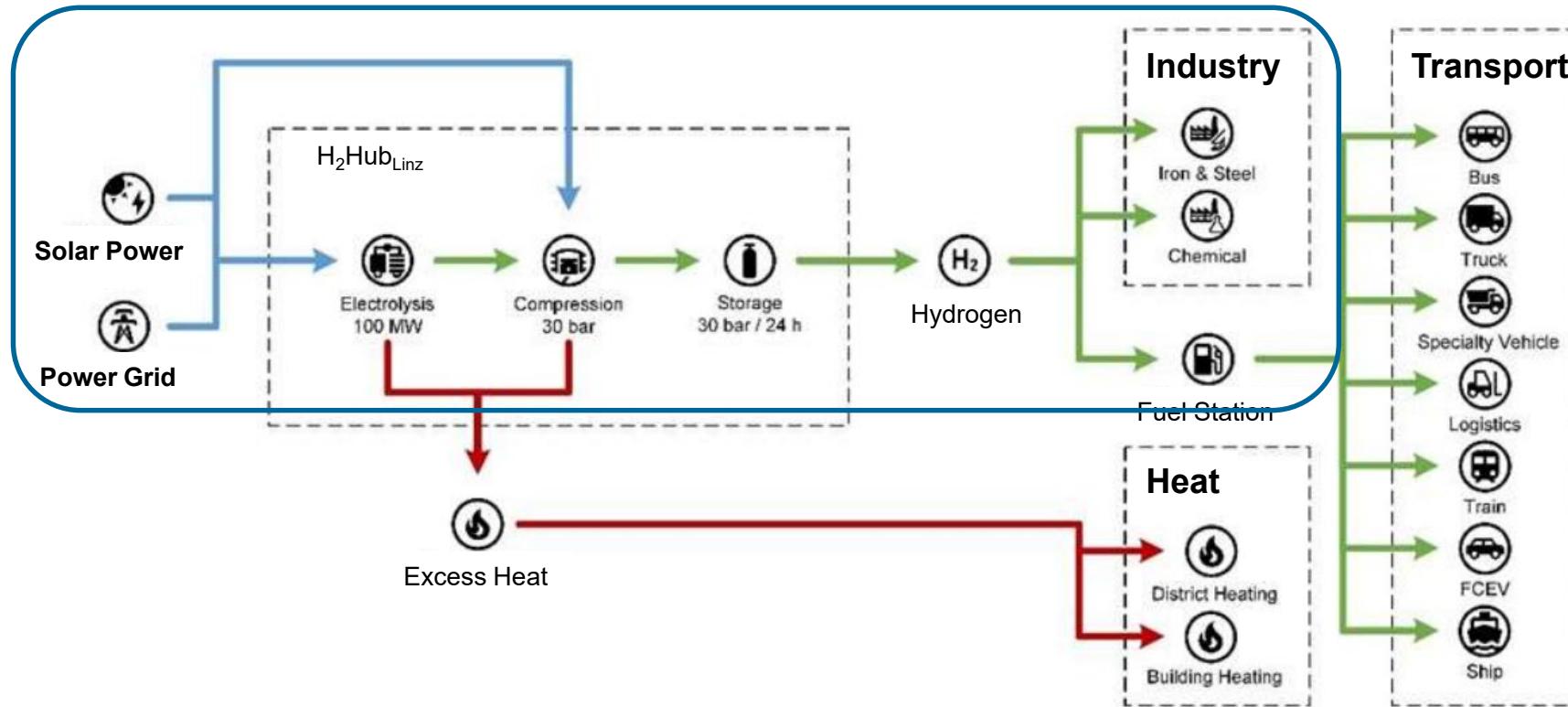
PRELIMINARY RESULTS

IIT, Universidad Pontificia Comillas, Calle de Santa
Cruz de Marcenado 26 28015 Madrid

Wasserstoff spielt eine zentrale Rolle in der Dekarbonisierung aller Endverbrauchssektoren

H₂Hub_{Linz}: Power to green hydrogen in Austria

- 100 MW PEM Elektrolyseur
- Stromkosten: 30€/MWh green electricity Power Purchase Agreement

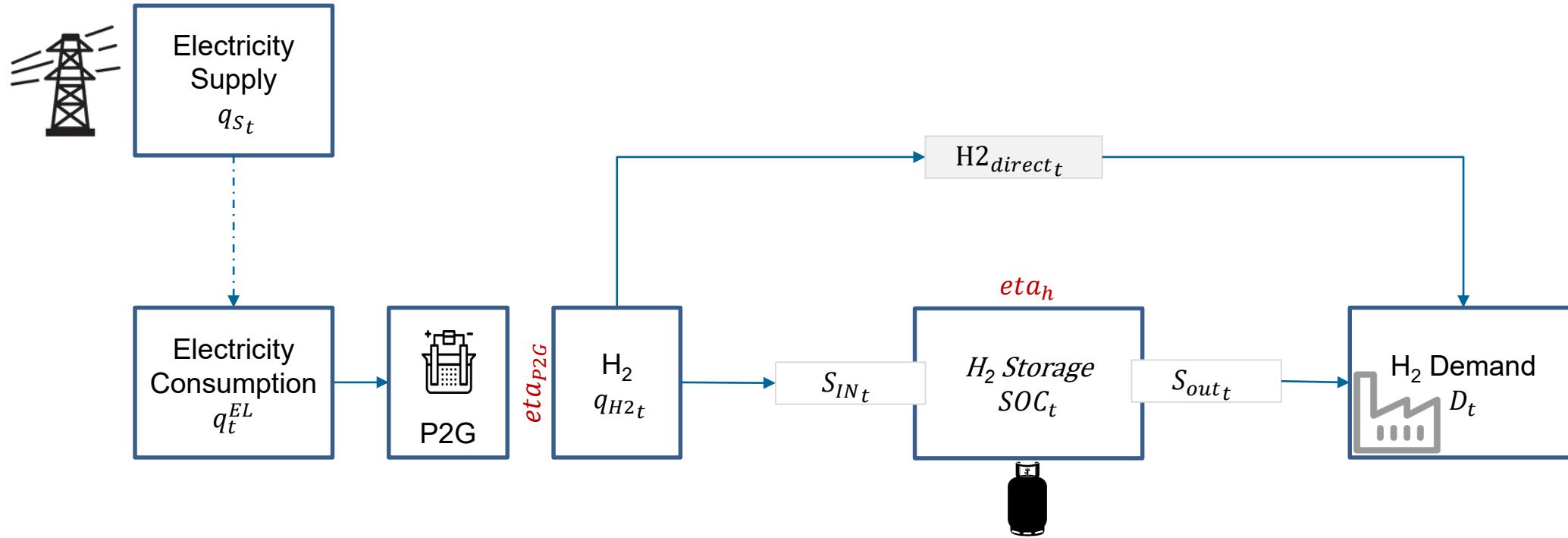


*...die Analyse verschiedener Bereitstellungsstrategien
für grünen Wasserstoff
in der Industrie
und die Bewertung der Gesamtkosten
für Produktion und Speicherung je MWh H_2 .*

Als Fallstudien ziehen wir Österreich und Spanien heran.

- a) **Strompreis-optimiert:** H₂ Erzeugung zu günstigen Strompreisen und H₂ Speicherung
- b) **Just in time (JIT):** Erzeugung anhand der Nachfrage unabhängig vom Strompreis
- c) **JIT mit Power Purchase Agreement (PPA):** Erzeugung mit fixem Strompreis (30-60€/MWh)
- d) **Kontinuierliche Produktion mit PPA**
- e) **Kontinuierliche Produktion basierend auf Strompreis**

H_2 Bereitstellungsprozess



q_t^{EL} Electricity consumption/quantity
 S_{outt} H₂ from storage
 S_{INt} H₂ into storage
 η_s Storage efficiency
 η_{P2G} P2G efficiency

D_t Gas Demand
 $H2_{direct}$ H₂ directly from P2G plant
 q_{H2t} H₂ production quantity
 q_{st} Electricity supply

Daten und Optimierung

INPUT

| | | |
|------------------------------------|-----|---------------|
| Stündlicher Strompreis [ES] | [h] | 2019 |
| Jahresbedarf Gas Industrie [ES] | | 2050 (97 TWh) |
| Nachfrageprofil Gas Industrie [ES] | [d] | 2019 |
| Stromerzeugung [ES] | [h] | 2019 |

Elektrolyseur & Speicherkosten:

| | |
|--------------------------------|------------------|
| CAPEX | high-medium-low |
| OPEX | 3 / 1% der CAPEX |
| WACC | 9 % |
| Nutzungsdauer | 20 Jahre |
| P2G Effizienz | 0.7 |
| Speichereffizienz (round-trip) | 0.86 |

OPTIMIERUNG

Min

$$TC = \frac{ca^{P2G} + \sum p_t^{EL} q_t^{EL} + \sum ca^h}{\sum q_{H2}}$$

Subject to

$$D_t = S_{out,t} + H2_{direct,t}$$

$$q_{H2,t} = S_{IN,t} + H2_{direct,t}$$

$$q_{EL,t} = q_{H2,t} / \eta_{P2G}$$

$$SOC_t = SOC_{t-1} + S_{IN,t} \eta_s - S_{out,t} / \eta_s$$

$$q_{EL,t} \leq q_{st}$$

$$SOC_1 = SOC_T$$

All variables ≥ 0

OUTPUT

Optimierung der Kosten für die H₂ Bereitstellung in €/MWh

| | |
|------------|----------------------------------|
| p_t^{EL} | Electricity Price |
| q_t^{EL} | Electricity consumption/quantity |
| ca^{P2G} | Yearly P2G capacity cost [€/kW] |
| ca^h | Storage cost |
| C_t^h | Storage Capacity |

| | |
|--------------|--------------------|
| $S_{out,t}$ | H2 from storage |
| $S_{IN,t}$ | H2 into storage |
| η_s | Storage efficiency |
| η_{P2G} | P2G efficiency |
| D_t | Gas Demand |

| | |
|---------------|------------------------------------|
| $H2_{direct}$ | H2 directly from P2G plant |
| $q_{H2,t}$ | H ₂ production quantity |
| q_{st} | Electricity supply |
| T | 8760 |
| t | hourly time steps |

Szenarien: Annahmen für die Elektrolyseur & H₂ Speicher Kosten

P2G Kapazität - Kosten¹:

Table 3. Techno-economic characteristics of different electrolyser technologies

| | Alkaline electrolyser | | | PEM electrolyser | | | SOEC electrolyser | | |
|-------------------------------|-----------------------|-------|-----------|------------------|-------|-----------|-------------------|-------|-----------|
| | Today | 2030 | Long term | Today | 2030 | Long-term | Today | 2030 | Long term |
| Electrical efficiency (% LHV) | 63–70 | 65–71 | 70–80 | 56–60 | 63–68 | 67–74 | 74–81 | 77–84 | 77–90 |
| CAPEX (USD/kW _e) | 500 | 400 | 200 | 1 100 | 650 | 200 | 2 800 | 800 | 500 |
| | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| | 1 400 | 850 | 700 | 1 800 | 1 500 | 900 | 5 600 | 2 800 | 1 000 |

Speicherkapazität - Kosten*:

Gorre et al.² 375-500€/kg H₂ 11.4-15 €/kWh

H₂Hub_{Linz}³ 245€/kg/h 7.4 €/kWh

Gewählte Szenarien

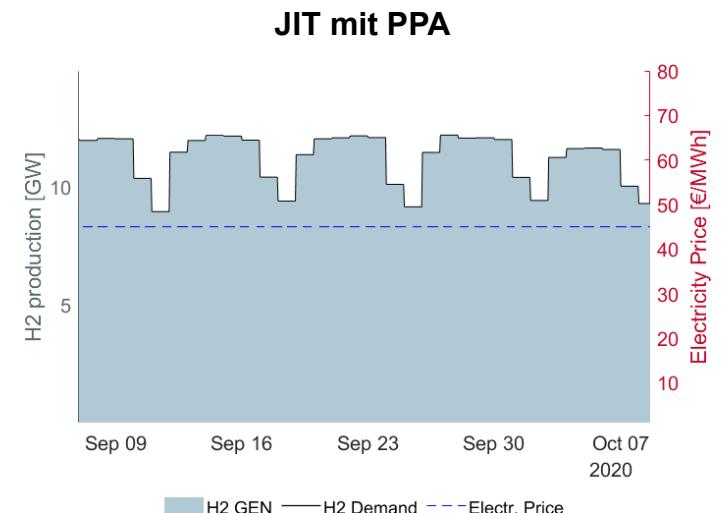
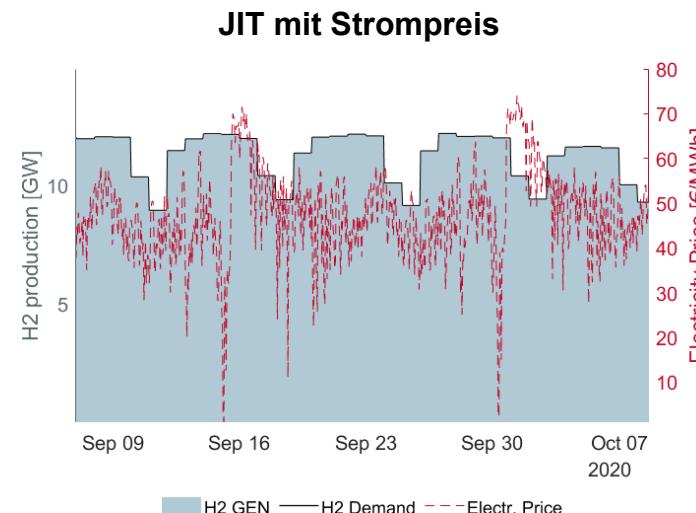
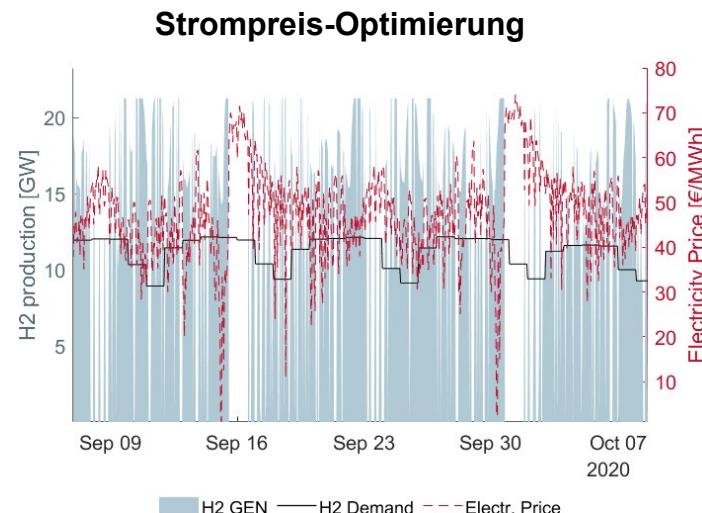
| | P2G [€/kW] | Storage [€/kWh] |
|---|------------------|-----------------|
| 1 | 100 | 1 2 |
| 2 | 250 ³ | 2 5 |
| 3 | 650 ² | 3 7.4 |
| 4 | 1000 | 4 15 |
| 5 | | 5 24 |
| 6 | | 6 39 |

*Bei 33.33kWh/kg H₂

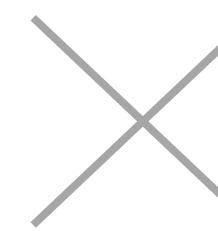
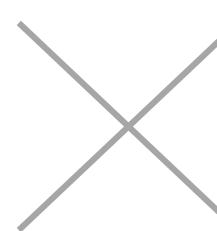
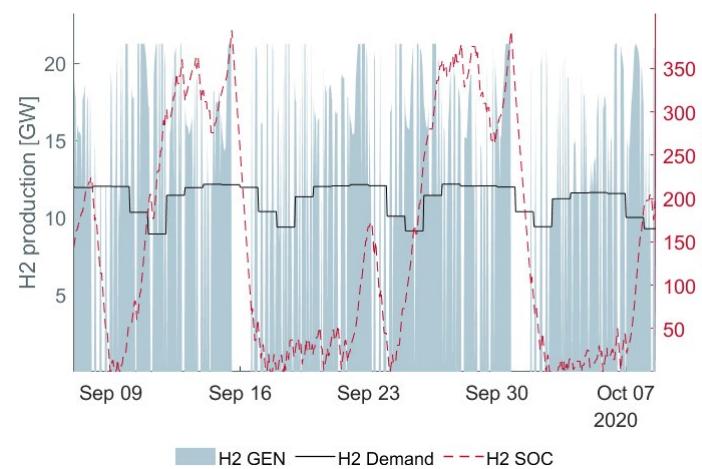
Ergebnisse

Übersicht über die H2 Bereitstellungsstrategien

Strompreis/PAA



H2 State of charge



Pro und Contra je Strategie

$$\text{COE/S} = \frac{\text{P2G Kosten} + \text{Speicherkosten}}{\sum_{t=1}^T q_{H2}}$$

| | |
|---|-----------------------|
| P2G Kosten | Speicherkosten |
| $c_a^{P2G} (1+OPEX_{P2G}) + \sum_{t=1}^T q_t^{EL} p_t^{EL}$ | $c_a^h (1+OPEX_h)$ |

a) Strompreis Optimierung

- + Optimierte Produktion
- Speickerkosten
- Variable Produktion

JIT - b) Strompreis c) PPA

$$q_{H2t} = D_t$$

- + Keine Speickerkosten
- + PPA Preissicherheit
- Keine Preisoptimierung

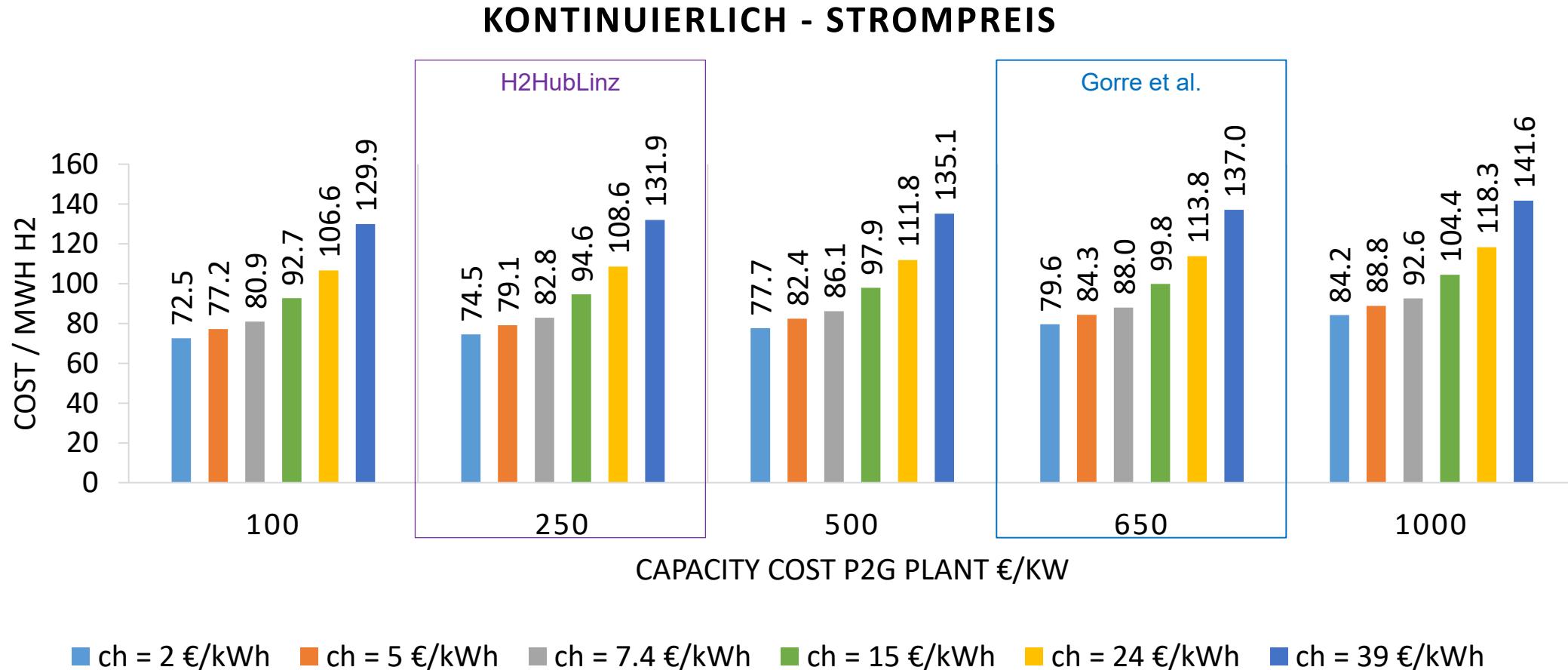
Kontinuierlich – d) PPA e) Strompreis

$$q_{H2t} = C_t^{P2G}$$

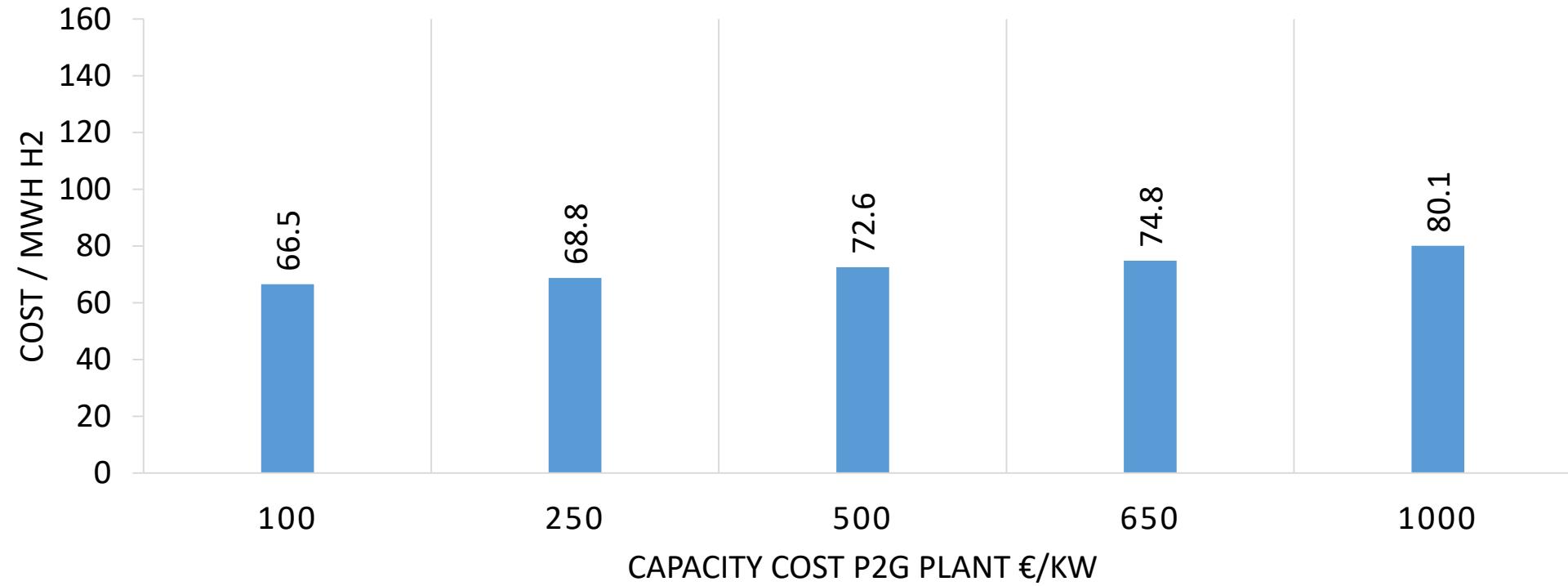
- + Effizienzgewinne durch Kontinuität
- + PPA Preissicherheit
- Hoher Speicherbedarf
- Keine Preisoptimierung

c_a^{P2G} Yearly P2G capacity cost [€/kW]
 p_t^{EL} Electricity Price
 q_t^{EL} Electricity consumption/quantity
 C_t^h Storage Capacity
 q_{H2t} H₂ production quantity

Kontinuierliche Produktion mit Strompreis (e)



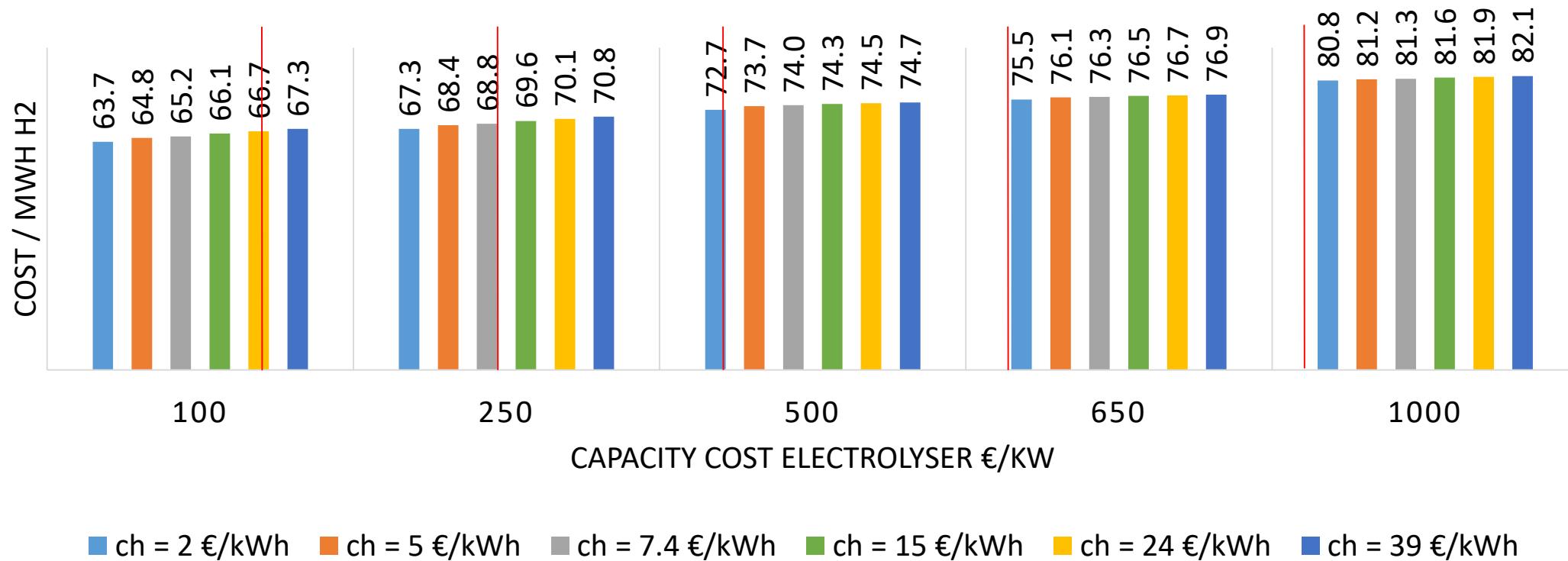
JIT - ELECTRICITY PRICE



Strompreis Optimierung und H2 Speicherung (a)

Bis zu P2G Kapazitätskosten von 250€/kW kann die Strompreisvariabilität erfolgreich ausgenutzt werden

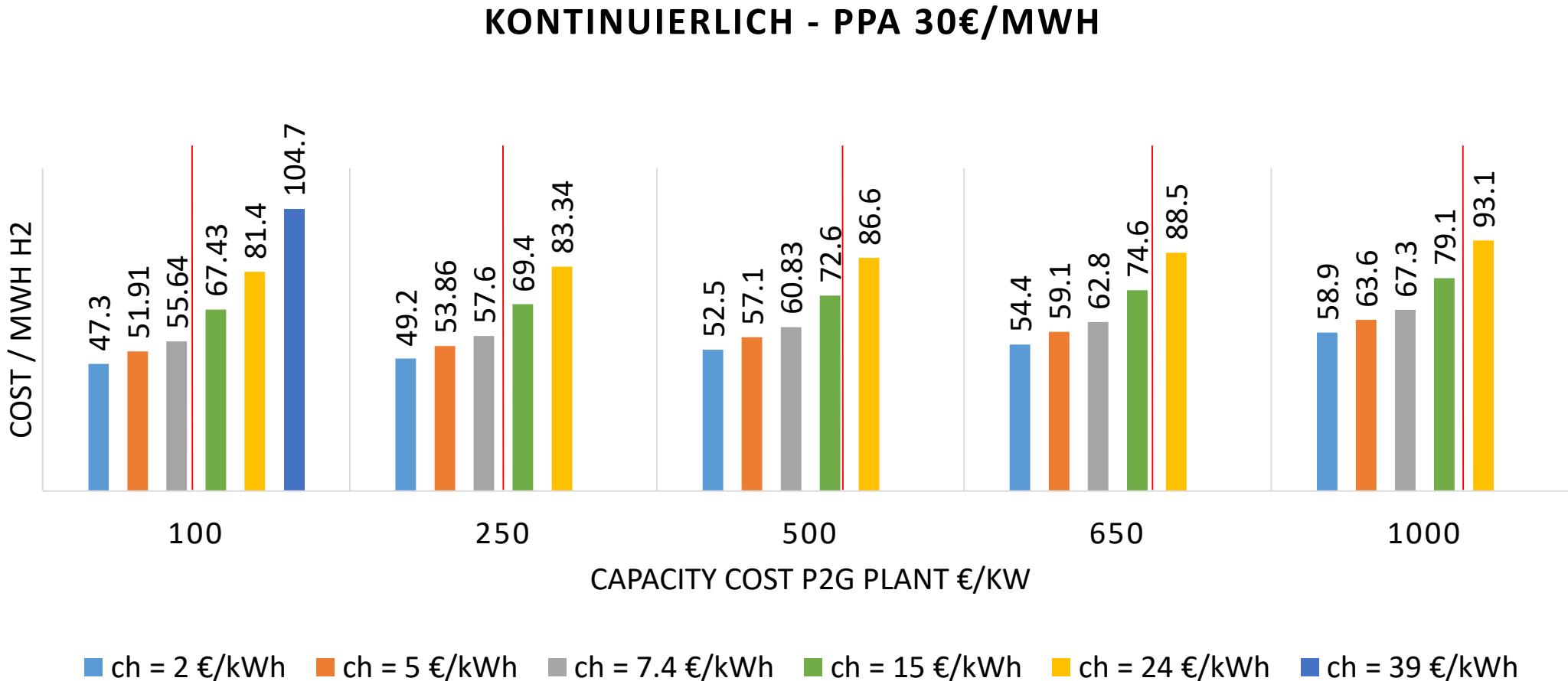
STROMPREIS OPTIMIERUNG



Kontinuierliche H2 Produktion basierend auf PPA von 30€/MWh

(d)

Diese Strategie erzielt eine weitere Kostenreduktion – allerdings nur bei einem PPA <45€/MWh

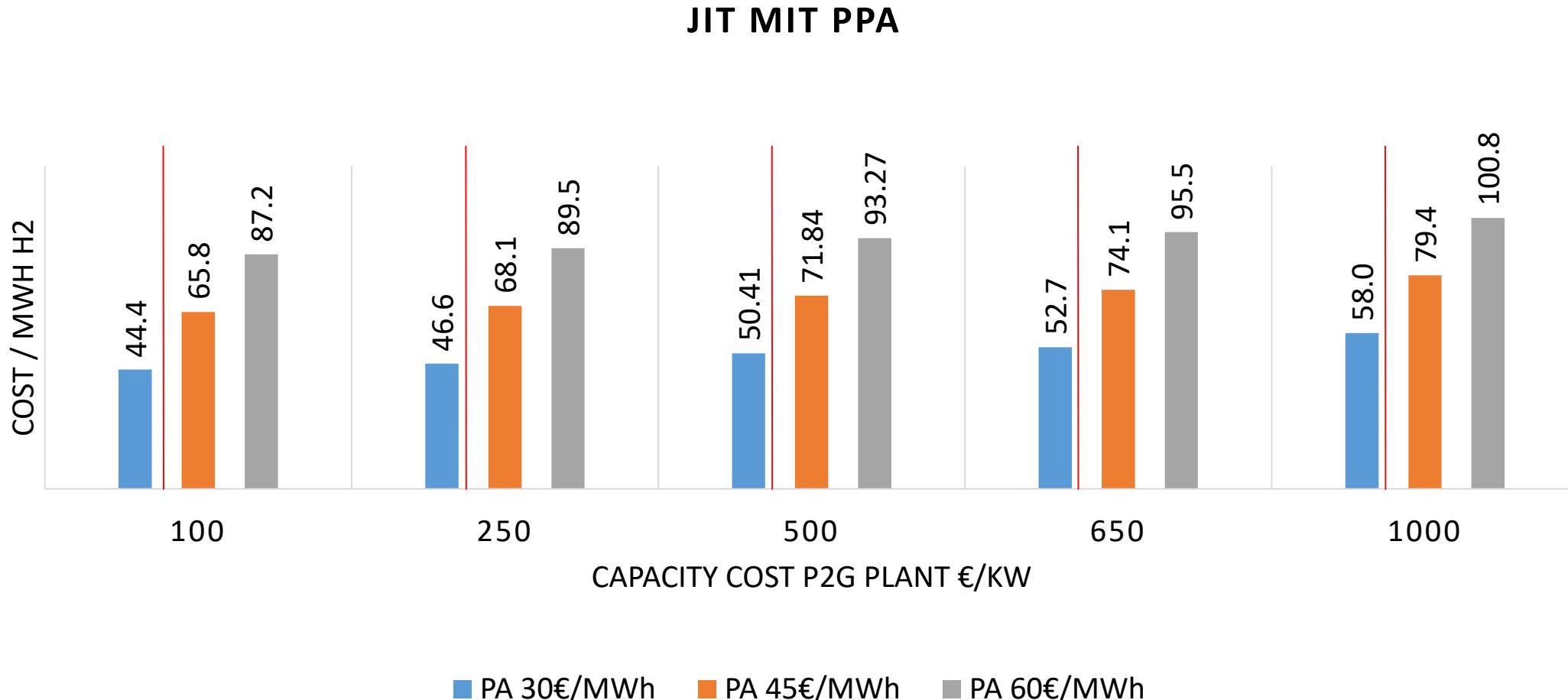


Günstigstes Szenario aus vorhergehender Strategie

Grüner Wasserstoff für die Industrie: Dezentrale Bereitstellungsstrategien

ch... storage cost
JIT...Just in Time
PPA... Power Purchase Agreement

Die geringsten Kosten in dieser Studie: JIT Produktion mit PPA von 30€/MWh (c)



- Die Strompreis Optimierung ist wertvoll wenn
 - Die Elektrolyseur Kapazitätskosten niedrig sind
 - Dadurch zu niedrigen Strompreisen viel H₂ erzeugt werden kann
 - Die Speicherkosten nicht zu hoch sind
 - Ausreichend Strompreis-Variabilität gegeben ist
- Kontinuierliche Produktion mit einem PPA von <45€/MWh bietet große Sicherheit zu niedrigen Gesamtkosten
- JIT Produktion ist bei höheren Investitionskosten für Elektrolyseur/Speicher sinnvoll
- JIT Produktion mit PPA (sofern das Abkommen flexible Stromabnahme zulässt) kann sehr gute Ergebnisse erzielen

Ausblick auf weitere Analysen

- Effizienzverlust bei niedriger Auslastung des Elektrolyseurs bei Strompreisoptimierung
- Möglichkeit eines vorgelagerten Stromspeichers (recht hohe Kosten)
- H₂ Nachfrageprofil aus dem Industriesektor (z.B. Stahlerzeugung)
- Vergleiche der Strategie-Tendenzen in Spanien und Österreich

References

- Gorre et al. 2020. 'Cost Benefits of Optimizing Hydrogen Storage and Methanation Capacities for Power-to-Gas Plants in Dynamic Operation'. *Applied Energy* 257:113967. doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113967.
- International Energy Agency (IEA). 2019. *The Future of Hydrogen. Report prepared by the IEA for the G20, Japan.*
- Tlili, Olafa, Sébastien de Rivaz, and Paul Lucchese. 2020. *POWER-TO-HYDROGEN AND HYDROGEN-TO-X: SYSTEM ANALYSIS OF THE TECHNO-ECONOMIC, LEGAL AND REGULATORY CONDITIONS*. CEA-Université-Paris-Saclay.
- H2Future. 2021. 'H2FUTURE PROJECT - Startseite'. Retrieved 6 September 2021 (<https://www.h2future-project.eu/>).