



Wasserstoffspeicherung: Kosten und erwartete Kostenentwicklung

Hans Böhm

Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz

19.03.2024, IEA Task 41 – Workshop, AEC, Linz

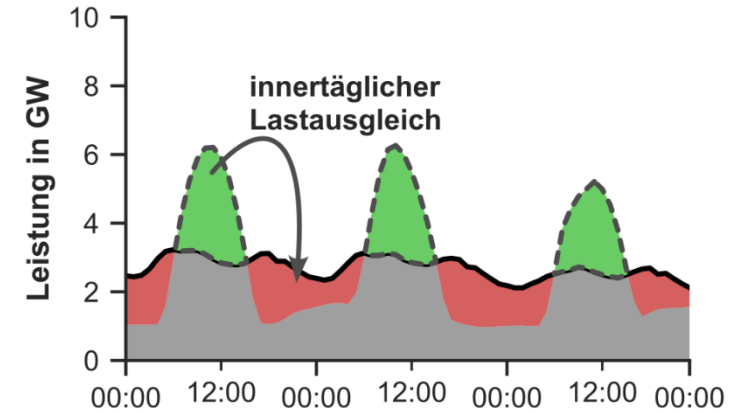
Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten

Auswirkungen auf die Wasserstoffproduktion

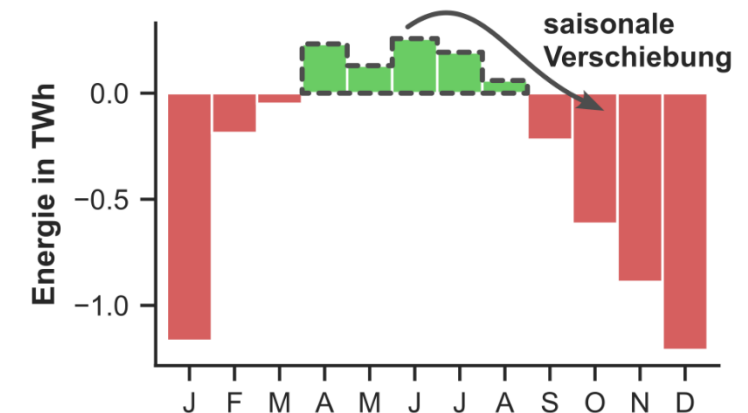
Die **Ausnutzung erneuerbarer Energiepotenziale**, insb. PV, wird langfristig zu (saisonalen) **Überschüssen** führen.

- **Nicht alle** Überschüsse werden **über Kurzzeitspeicher auszugleichen** sein.
- Gleichzeitig braucht es speicherbare & flexible Energieträger zum **Ausgleich von Spitzenlasten** (Strom & Wärme).
- Abhängig von der Balance von Wind- und PV-Kapazitäten wird ein **Bedarf an saisonalem Ausgleich** erwartet.

Batteriespeicher



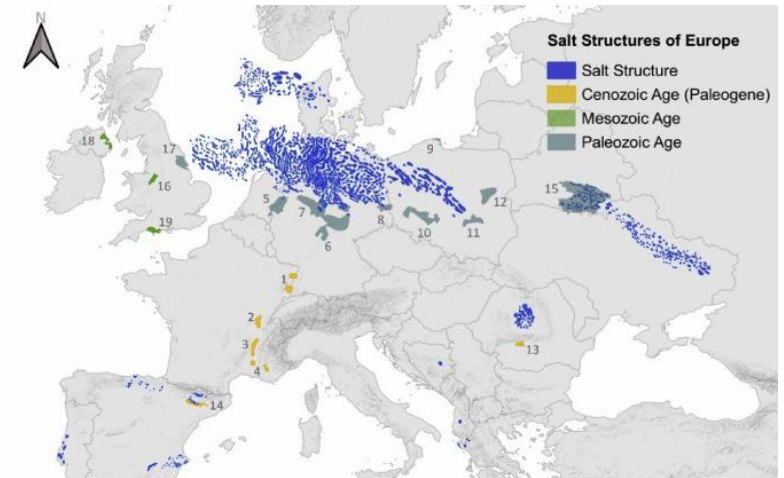
vs.
Wasserstoffspeicher



Potenziale für Wasserstoffspeicher

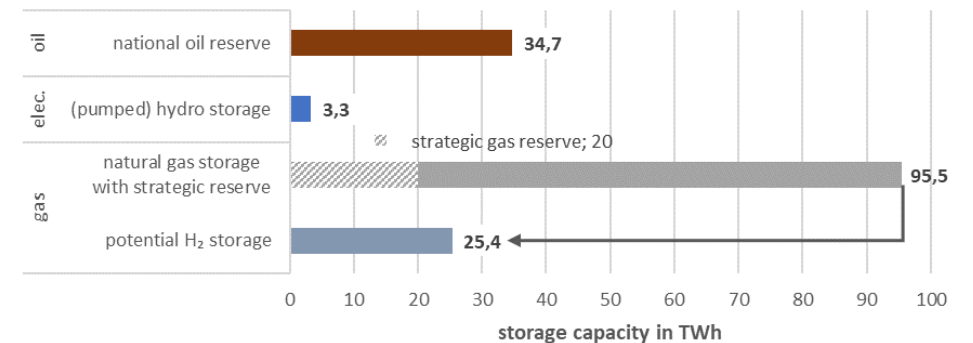
Möglichkeiten und Schwächen

- Speicherkapazität in Onshore- und **Offshore-Salzkavernen in Europa** wird mit **etwa 85 PWh** abgeschätzt.
- Auch ausgeförderte **Erdgas- (und Erdöl-) Lagerstätten** können für Wasserstoff-Speicherung genutzt werden (+750 TWh aktuell).
- Allerdings ist die **Speicherkapazität gegenüber Methan** aufgrund der geringeren Energiedichte **deutlich reduziert**.
→ Für ein gleichbleibendes Ausmaß an **Versorgungssicherheit** werden Speicherkapazitäten erweitert werden müssen.



Source: Caglayan et al. (2020), <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>

Austrian energy storage capacities



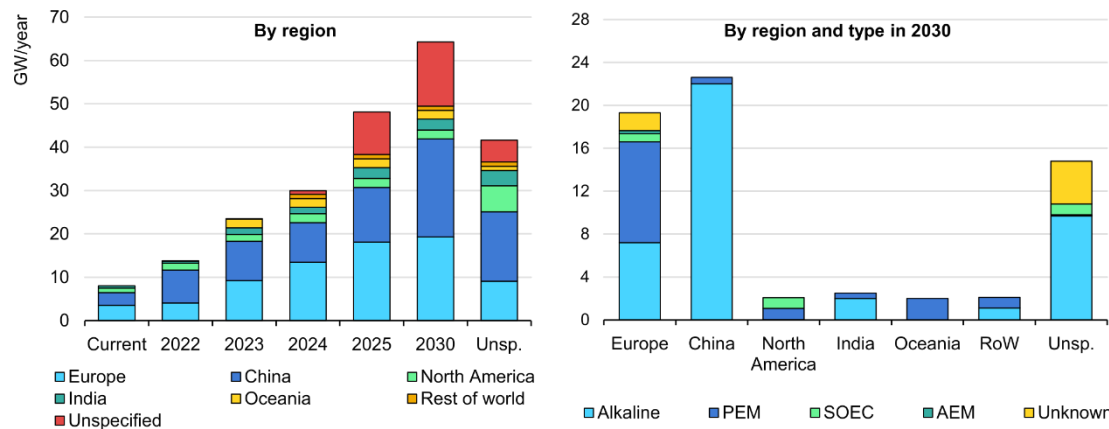
Source: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz

Globaler Bedarf

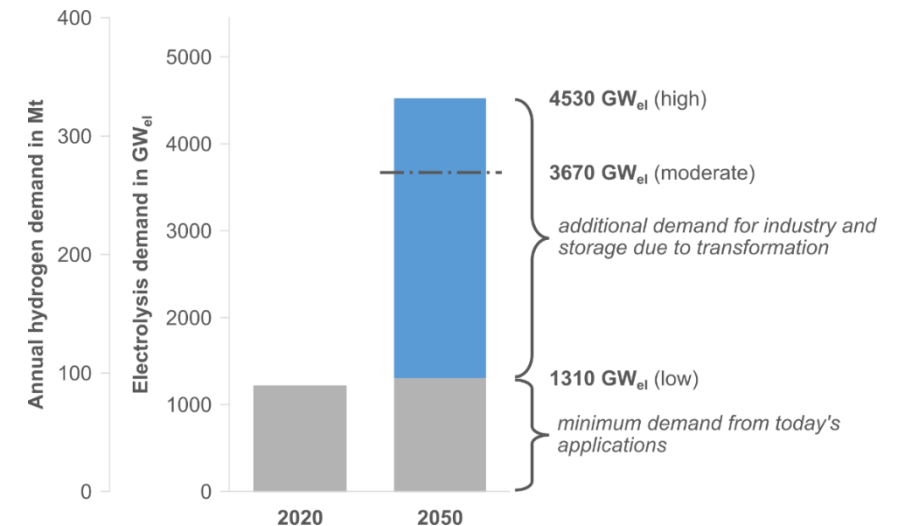
Bedarfs-getriebene Kostenreduktion

- **Bedarf** für Industrie und Speicherung wird sich **ggü. heute mind. verdreifachen**.
- Wachsender Bedarf muss zu einem signifikanten **Hochskalieren der Elektrolyseurproduktion** führen.
- Resultierende **Skaleneffekte werden Technologiekosten massiv reduzieren**.
- **Europa ist hier (noch) Technologieführer**, insb. für PEMEC und SOEC.

Produktionskapazitäten für Elektrolyse nach Region und Typ



Bedarfsentwicklung für Wasserstoff- & Power-to-Gas-Kapazitäten bis 2050



Source: own representation based on Böhm, et al. (2020): "Projecting cost development for future large-scale power-to-gas implementations by scaling effects", doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114780

Source: adapted from IEA (2022), "Global Hydrogen Review 2022", doi: [10.1787/a15b8442-en](https://doi.org/10.1787/a15b8442-en)

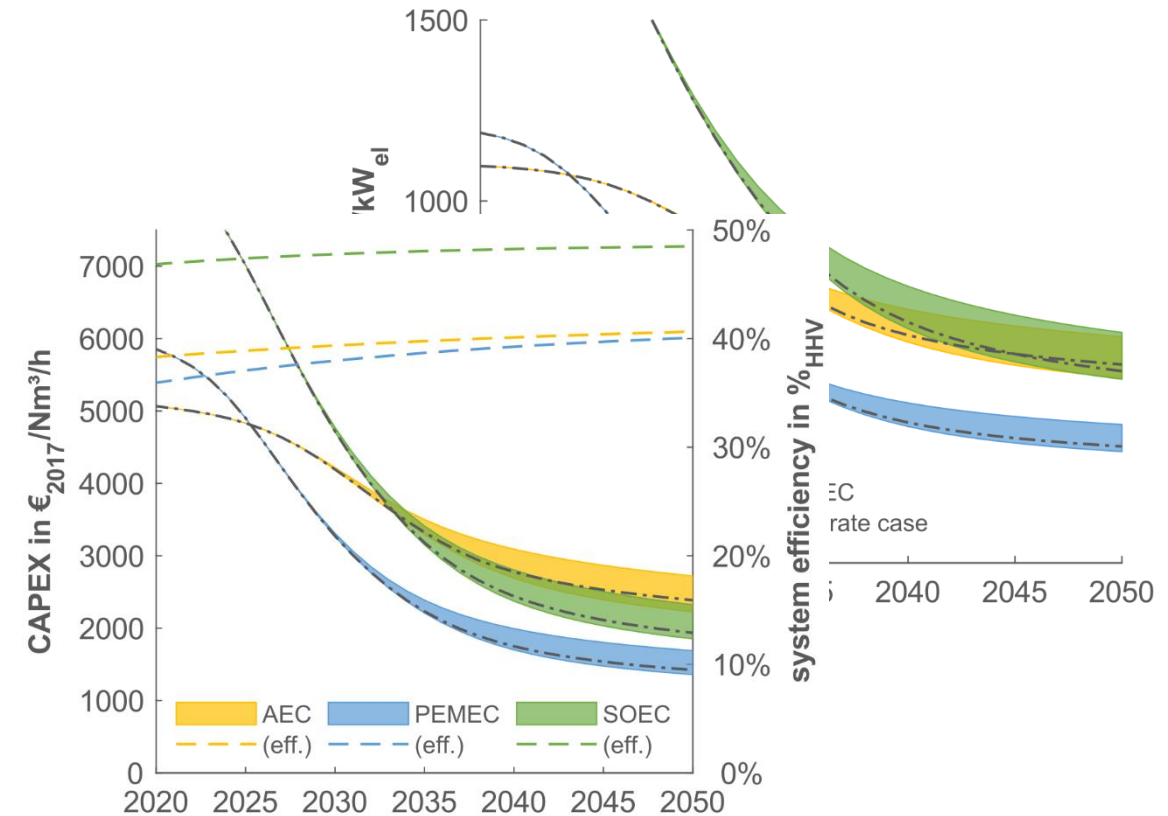
Lernkurven für Elektrolysesysteme

Technologische Unterschiede

- Für alle Elektrolysetechnologien werden **signifikante technologische Lerneffekte erwartet** – am höchsten für PEM- und Festoxid-Systeme.
- **PEMEC** wird mittel- und langfristig die **günstigste Technologie** darstellen.
- **Alkalische und Hochtemperatur-Elektrolyse** werden langfristig ein **ähnliches Niveau** erreichen.
- Zusätzliche **Vorteile** ergeben sich **bei SOEC bezogen auf die erzeugte H₂-Menge** aufgrund des höheren Wirkungsgrads.

→ Insgesamt wird eine Kostenreduktion von **>75% für Multi-MW-Systeme (50 MW)** durch Skalierungseffekte erwartet.

Ermittelte Lernkurven für Elektrolysetechnologien



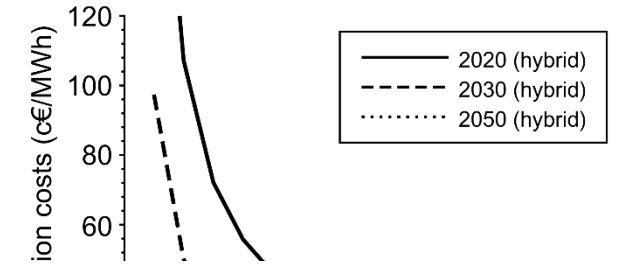
Source: from Böhm, et al. (2020): "Projecting cost development for future large-scale power-to-gas implementations by scaling effects", doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114780

Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas

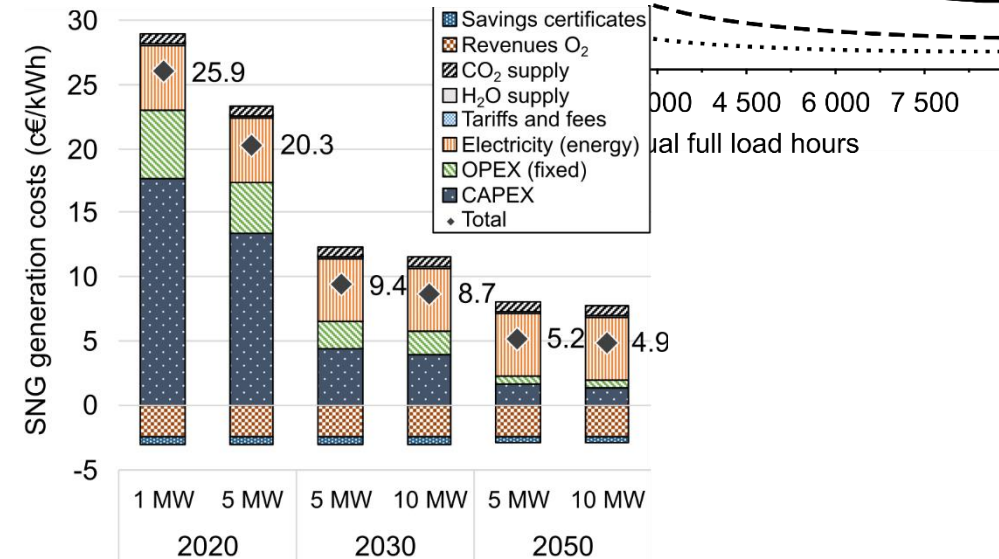
Entwicklung von H₂- und SNG-Kosten

- **Abhängigkeit** der Gesteungskosten von den jährl. **Volllaststunden flacht ab.**
- **Primäre Kostentreiber** werden auch langfristig **CAPEX (+fixed OPEX) ↓** und **Stromkosten ↑** sein.
- Für **langfristige Wirtschaftlichkeit** von braucht es
 - **hohe Anlagenkapazitäten** (in Anzahl & Leistung) zum Aktivieren von Skaleneffekten,
 - **günstige erneuerbare** Stromproduktion,
 - **hoch-effiziente Technologien** und Systeme,
 - Nutzung von **Synergieeffekten** (Abwärme, O₂-Nutzung).

Abhängigkeit der Gesteungskosten von den jährl. Volllaststunden



Verteilung der Kostenanteile für SNG-Gesteungskosten



Source: from Böhm, et al. (2021): "Techno-economic assessment of thermally integrated co-electrolysis and methanation for industrial closed carbon cycles", doi: 10.3389/frsus.2021.726332

DI Dr.mont. Hans Böhm

Senior Researcher – Energy Technologies

**Energieinstitut an der Johannes Kepler
Universität Linz**

Altenberger Straße 69

4040 Linz, AUSTRIA

Tel: +43 723 2468 5665

e-mail: boehm@energieinstitut-linz.at



Wasserstoffspeicherung: Kosten und erwartete Kostenentwicklung