



# FACT SHEET SPEICHERTECHNOLOGIEN

## Wasserstoff-Speicherung

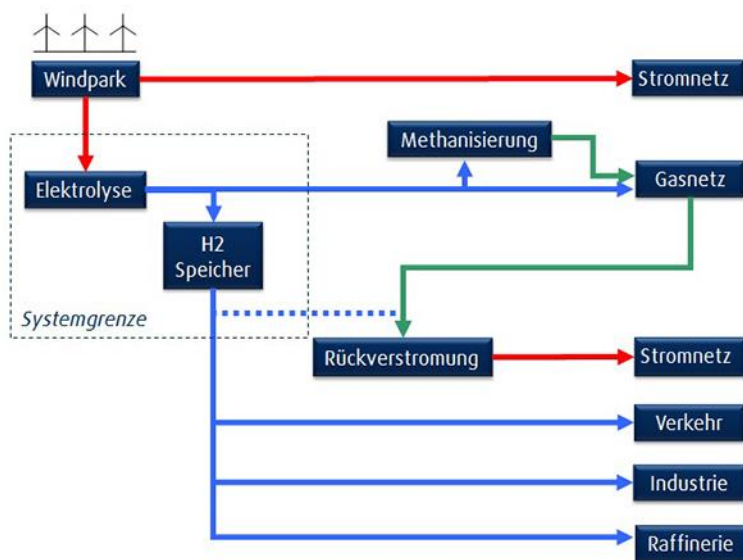
### ALLGEMEINE BESCHREIBUNG:

**Form der Energieaufnahme und -abgabe:** Strom zu chemischer Energie

**Kurzbeschreibung des Speicherprozesses:** In einem Elektrolyseur wird Wasser mittels überschüssigen Stroms aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Der Wasserstoff (H<sub>2</sub>) kann nun vorzugsweise in Druckbehältern zwischengespeichert und als chemischer Energieträger für eine Reihe von Endanwendungen zur Verfügung gestellt werden. Je nach Art des Elektrolyseurs (atmosphärisch oder druckaufgeladen, alkalisch, PEM-Protonenaustauschmembran, SOEC-Feststoffoxid) und der Speichertechnologien kann der Einsatz eines Kompressors notwendig sein, um den Wasserstoff auf den entsprechenden Speicherdruck zu verdichten.

**Speichersystem:** Für die Lagerung des Wasserstoffs kommen je nach Größenordnung verschiedene Technologien in Frage. Die Möglichkeiten reichen von Flaschenbündeln über Drucktanks bis hin zu untertägigen Salzkavernen mit mehreren 100.000 m<sup>3</sup> Fassungsvermögen. Ebenso besteht die Möglichkeit, Wasserstoff tiefkalt zu verflüssigen oder durch chemische (z.B. Ammoniak, Methan, Methanol) und physikalische Bindungen (z.B. Metallhydride, Adsorption) zu speichern. Alternativ zur ortsgebundenen Speicherung kann der Wasserstoff auch in geringen Konzentrationen direkt dem Erdgas beigemischt und somit im Erdgasnetz gespeichert werden.

**Fokus auf Leistungs- oder Energiebereitstellung:** Energiespeicher



**Geeignete Anwendungsgebiete:** Aufnahme überschüssiger Energie und Speicherung für Tage, Wochen und Monate; Bereitstellung von negativer Regenergie; Einsatz des Wasserstoffs in Verkehr (Treibstoff), Industrie (Grundstoff) und Energiesektor (Brennstoff)

**Stand der Entwicklung / kommerzielle Verfügbarkeit:** F&E, im Demonstrationsstadium

**Technology Readiness Level (TRL):** 6-7<sup>1</sup>

Abbildung 1: Power-to-Gas (H<sub>2</sub>) Routen

<sup>1</sup>Definition gemäß EU Horizon 2020

([http://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/wp/2014\\_2015/annexes/h2020-wp1415-annex-g-trl\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/wp/2014_2015/annexes/h2020-wp1415-annex-g-trl_en.pdf))



## RELEVANTE TECHNISCHE SPEZIFIKATIONEN<sup>1)</sup>:

Spezifische Energiespeicherdichte	kWh/m <sup>3</sup>	kWh/t
	100 - 1.200	Für diese Technologie nicht relevant
Spezifische Leistungsdichte	kW/m <sup>3</sup>	kW/t
	Für diese Technologie nicht relevant	Für diese Technologie nicht relevant
typische / realisierbare Speichergröße	MWh <sub>out</sub>	MW <sub>out</sub>
	0,005 - 200.000	0,001 - 100
Systemwirkungsgrad in % <sup>2)</sup>	65 (kWh <sub>H2,HU</sub> / kWh <sub>el</sub> )	
Speicherwirkungsgrad in %	55 (kWh <sub>el</sub> / kg H <sub>2</sub> )	
Speicherdauer	Std. - Monate	
Reaktionszeit	Sekunden	
Lebensdauer (maximal)	Zyklen	a
	10.000	15 Jahre
Verluste pro Zeit in %	-	

### Erläuterungen:

- 1) Die Angaben sind bezogen auf die alkalischen Elektrolyse und PEM-Elektrolyse (Stand der Technik)
- 2) Der Systemwirkungsgrad umfasst das System von der Strombereitstellung bis zur Erzeugung und Speicherung des Wasserstoffs, eine weitere Nutzung des Wasserstoffs z.B. für eine Rückverstromung ist nicht berücksichtigt. HU beschreibt hierbei den unteren Heizwert des Wasserstoffs.

## ÖKONOMISCHE SPEZIFIKATIONEN:

Investitionskosten pro kW:	2.000 – 2.500 EUR	(2030 <sup>1)</sup> : 900 – 1.400 EUR)
Investitionskosten pro kWh:	8,33 – 385 EUR	(2030 <sup>1)</sup> : 3,75 – 200 EUR)

### Erläuterungen:

Die angegebenen spezifischen Kosten sind für alkalische und PEM-Elektrolyse gegeben. Sie beziehen sich jeweils auf die Gesamtinvestition des Systems Elektrolyseur, Verdichter und Speicherbehälter inklusive Engineering, Genehmigung und Installation. Für die Kostenspanne sind eine bisher noch nicht existierende Großanlage mit einer 500 MW<sub>el</sub> Elektrolyse, dem entsprechenden Verdichter und einer Kaverne mit 120 GWh<sub>H2,HU</sub> Speicherkapazität (2030) sowie eine Kleinanlage mit einer 5 MW<sub>el</sub> Elektrolyse, dem entsprechenden Verdichter und Druckbehälter mit 32,5 MWh<sub>H2,HU</sub> Speicherkapazität



zu Grunde gelegt. <sup>1</sup>Die Angaben für eine Großanlage in 2030 basiert auf den Ergebnissen der Studie „Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem“; wobei für den unteren Wert eine stärkere Kostendegression der Elektrolyse gemäß „FCH-JU Storage Commercialisation Study“ auf 500 €/kW zugrunde gelegt wurde.

Betriebs- und Instandhaltungskosten: 2-5 % der Gesamtinvestition pro Jahr

**Kosten für bereitgestellte Energie in konkreter Anwendung:** Aufgrund der Vielseitigkeit der Anwendungsgebiete und Strombezugsmodelle wird hier auf die Darstellung konkreter Beispiele verzichtet. Diese können aber mithilfe der Investitionskosten, des Systemwirkungsgrades und der Randbedingungen des jeweiligen spezifischen Anwendungsfalls berechnet werden.



Abbildung 2: PEM Elektrolyse (6 MW) – Energiepark Mainz

**Weitere Informationen unter:**

The Linde Group: [http://www.the-linde-group.com/de/clean\\_technology/clean\\_technology\\_portfolio/energy\\_storage/hydrogen\\_energy\\_storage/index.html](http://www.the-linde-group.com/de/clean_technology/clean_technology_portfolio/energy_storage/hydrogen_energy_storage/index.html)