

NEFI TECHNOLOGY TALK:

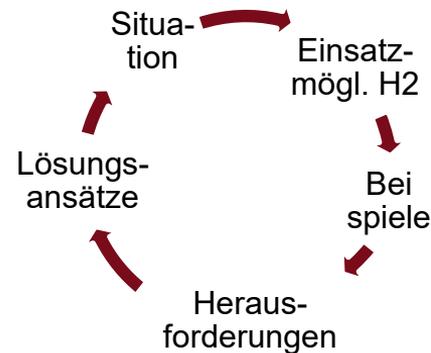
WASSERSTOFF: ANWENDUNG IN UNTERNEHMEN

Wasserstoff in der Industrie: Zukunftsperspektiven und Anwendungen

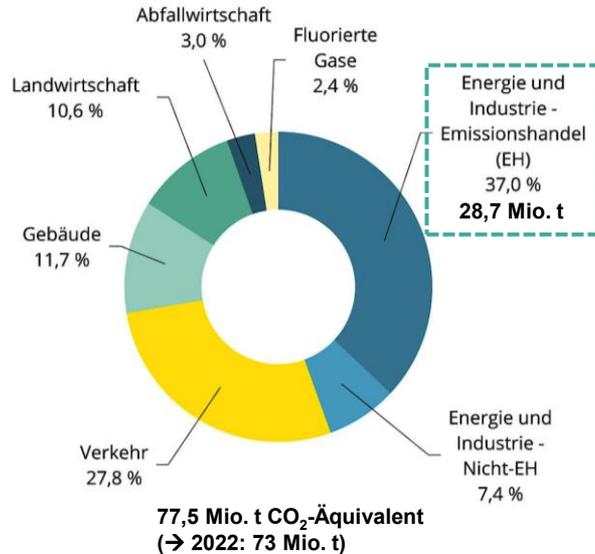
17.06.2025

Stephan Abermann

Center for Energy | AIT Austrian Institute of Technology



Sektorale Anteile 2021



Quelle: Umweltbundesamt

Quellen industrieller Treibhausgas(THG)-Emissionen

- 1. Direkte energiebedingte THG-Emissionen** aus der Verwendung von Brennstoffen zur Bereitstellung von Energie, z.B. Prozesswärme, Dampf oder Strom (in Industrie-Kraftwerken);
- 2. Indirekte energiebedingte THG-Emissionen** aus der vorgelagerten Erzeugung des eingesetzten Stroms, soweit dieser nicht in eigenen (Industrie-)Kraftwerken erzeugt wird;
- 3. Direkte prozessbedingte THG-Emissionen** aus der nicht-energetischen Verwendung kohlenstoffhaltiger Energieträger und sonstiger Rohstoffe, oder aus der prozessbedingten Freisetzung anderer Treibhausgase als CO₂.

MAßNAHMEN ZUR MINDERUNG

Nutzung regenerativer Strom			Substitution fossiler Bereitstellung			Substitutions-verhältnis Energie	Vermiedene THG-Emissionen in CO ₂ Äq
regenerative Bereitstellung			fossile Einsparung				
Input	Technik	bereitgestellte Energie / Nutzen	Technik	Input			
1 kWh reg. Strom	PtH Wärmepumpe	3,3 kWh Wärme	3,3 kWh Wärme	Brennwertkessel (105%)	3,14 kWh Erdgas	3,14	~ 640
1 kWh reg. Strom	E-Auto (80%)	4,6 km	4,6 km	Verbrennungsmotor (28%)	2,6 kWh fl. Kraftstoff	2,6	~ 690
1 kWh reg. Strom	PtH direktelektrisch	0,95 kWh Wärme	0,95 kWh Wärme	Brennwertkessel (105%)	0,91 kWh Erdgas	0,91	~ 185
1 kWh reg. Strom	PtG – H ₂ stofflich	0,74 kWh Wasserstoff	0,74 kWh Wasserstoff	Dampfreforming (85,2%)	0,87 kWh Erdgas	0,87	~ 180
1 kWh reg. Strom	PtG – CH ₄	0,58 kWh Methan	0,58 kWh Methan		0,58 kWh Erdgas	0,58	~ 120
1 kWh reg. Strom	PtL	0,5 kWh fl. Kraftstoff	0,5 kWh fl. Kraftstoff		0,5 kWh fl. Kraftstoff	0,5	~ 135

Quelle: Umweltbundesamt

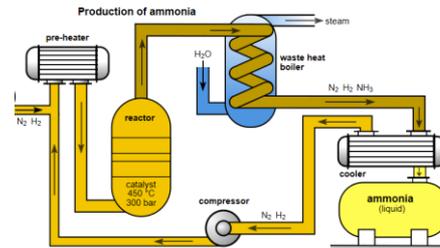
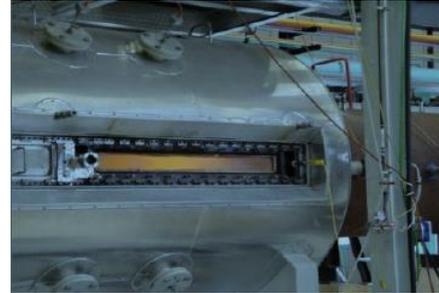


INDUSTRIELLE ANWENDUNG VON WASSERSTOFF (DERIVATEN):

Erneuerbarer bzw. kohlenstoffarmer

Wasserstoff für die Industrie als Rohstoff bzw. für Hochtemperaturprozesse als Alternative zu Erdgas oder Kohle

- Hydrocracken, Entschwefelung, Hydro-Behandlung in der Raffinerie
- Ammoniak- oder Methanol-Produktion in der chemischen Industrie
- Synthetische Kraftstoffe: e-Methan, e-Kerosin, e-Methanol, SAF
- Direkte Reduktion von Eisen (DRI) für die Stahlproduktion



ZUKÜNFTIGER WASSERSTOFFBEDARF DER ÖSTERREICHISCHEN INDUSTRIE

Mögliche Standorte (≥ 50 Beschäftigte; gemäß EU- Klassifikation der Wirtschaftszweige) für zukünftigen erneuerbaren Wasserstoffeinsatz. Es gilt zu beachten, dass Standorte in der Darstellung übereinander liegen können, und somit nicht unmittelbar ersichtlich sein können.

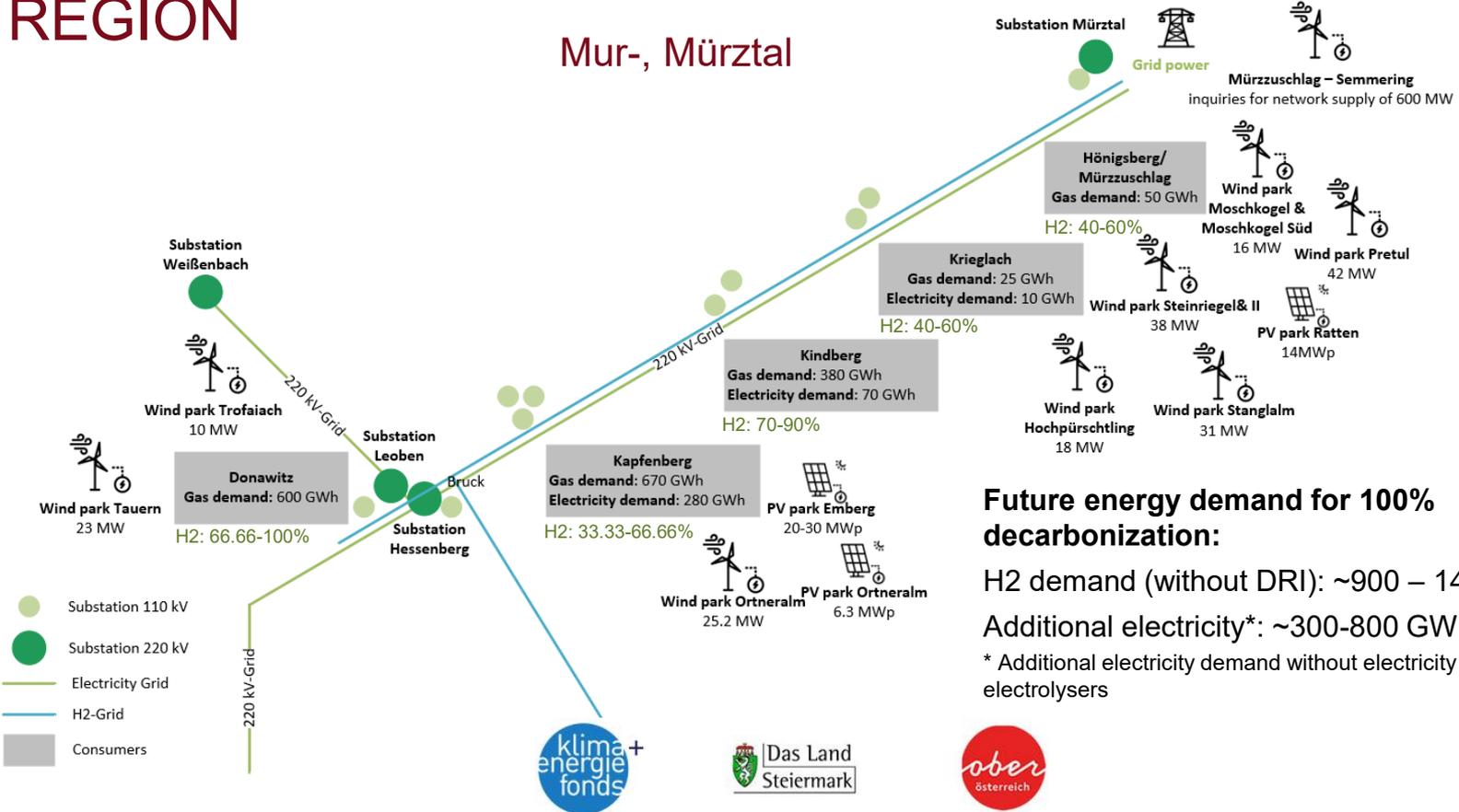


Standorte mit potentiellm Wasserstoffeinsatz nach NACE-Klassifizierung

- | | | |
|---|---|--|
| ▲ 19.1 - Kokerei | ▲ 23.1 - Herstellung v. Glas u. Glaswaren | ▲ 23.5 - Herstellung v. Zement, Kalk u. gebranntem Gips |
| ▲ 19.2 - Mineralölverarbeitung | ▲ 23.2 - Herstellung v. feuerfesten keramischen Werkstoffen u. Waren | ▲ 24.1 - Erzeugung v. Roheisen, Stahl u. Ferrolegierungen |
| ▲ 20.14 - Herstellung v. sonst. organischen Grundstoffen u. Chemikalien | ▲ 23.3 - Herstellung v. keramischen Baumaterialien | ▲ 24.45 - Erzeugung u. erste Bearbeitung v. sonst. NE-Metallen |
| ▲ 20.15 - Herstellung v. Düngemitteln u. Stickstoffverbindungen | ▲ 23.4 - Herstellung v. sonst. Porzellan- u. keramischen Erzeugnissen | ▲ 26.11 - Herstellung v. elektronischen Bauelementen |

DECARBONIZATION OF AN INDUSTRIAL REGION

Mur-, Mürztal



Future energy demand for 100% decarbonization:

H2 demand (without DRI): ~900 – 1400 GWh

Additional electricity*: ~300-800 GWh

* Additional electricity demand without electricity demand for electrolyzers

THE GREEN HYDROGEN VALUE CHAIN

RENEWABLE HYBRID POWER PLANTS



PRODUCTION FROM
PV, WIND, WATER



(BATTERY) ENERGY
STORAGE

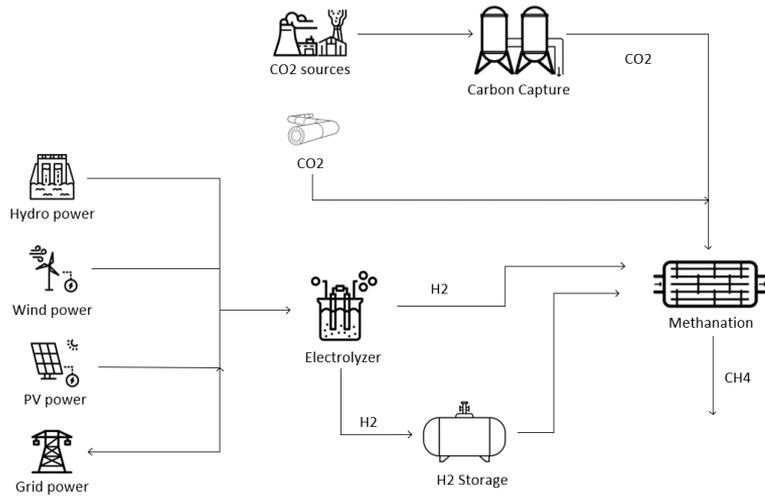


POWER SYSTEM
COMPONENTS

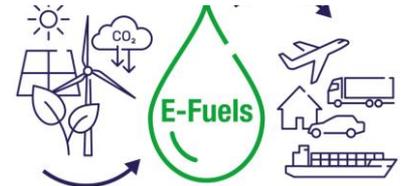
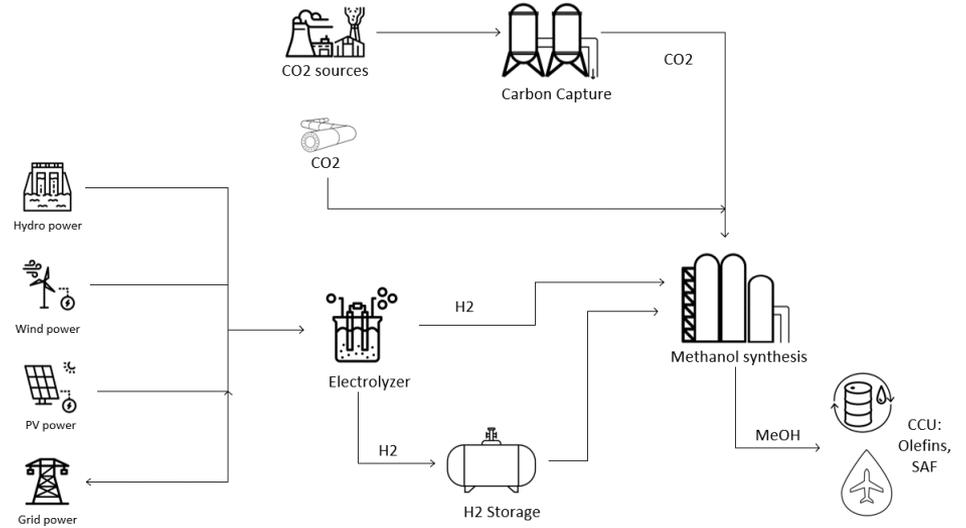


USE-CASES

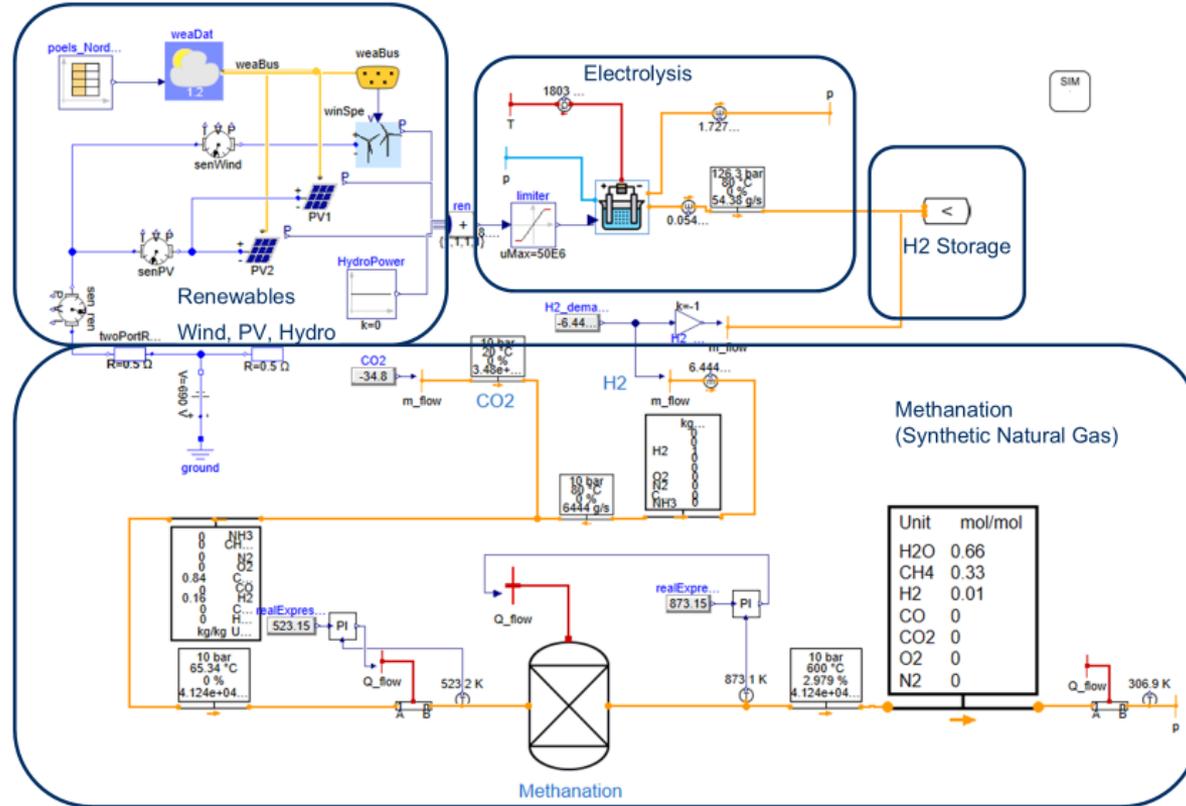
SNG PRODUCTION



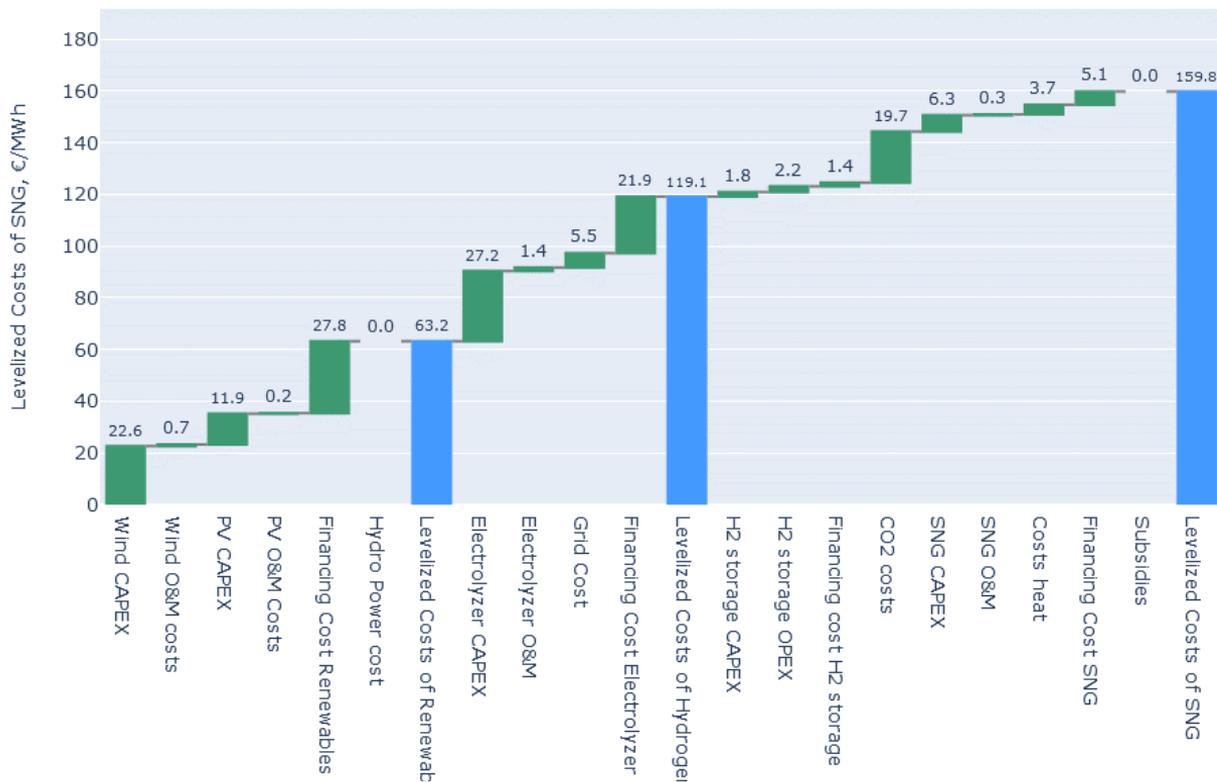
E-METHANOL PRODUCTION



USE-CASE MODELLING



LEVELIZED COSTS OF SNG



Wind	€/kW	1000
PV	€/kW	610
Electrolyzer	€/kW	1000
Methanation	€/kW	1100
H2 compressor (storage)	€/Mio	9.5
Wells (retrofit)	€/km	270

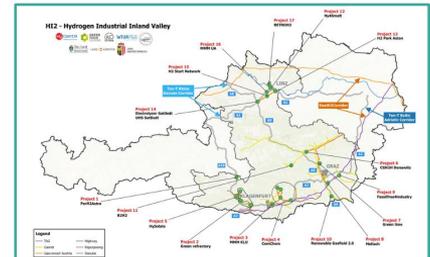
Lifetime of assets	a	20
Interest	%	3
Electricity price (grid)	€/MWh	80
CO2	€/t	100
Process heat	€/MWh	16

Total CAPEX costs		
Wind	€	2.500.000.000
PV	€	1.311.500.000
Electrolyzer	€	3.000.000.000
Methanation	€	698.500.000
H2 Storage	€	4.531.018

- **Produktion sowie wirtschaftliche und regulatorische Herausforderungen**
 - Hohe **Produktionskosten**, **Infrastrukturbeschränkungen** und Fehlen eines soliden **Regulierungsrahmens**
 - „**Makroökonomischer Gegenwind**“: erhöhte Inflation, höhere Zinssätze bis hin zu Turbulenzen auf den globalen Energiemärkten und Einschränkungen in der Lieferkette infolge der geopolitischen Krisen
 - **Grüner Wasserstoff**: Praktische Umsetzung durch höhere Preise für erneuerbaren Strom, hohen Energieverbrauch, Ineffizienzen bei der Umwandlung und komplexe Lieferketten erschwert
 - **Verzögerungen und Stornierungen von Projekten, insbesondere für erneuerbaren Wasserstoff**
- **Technologischer Reifegrad, Skalierbarkeit und Marktführerschaft**
 - **Vielversprechende Lösungen** (z.B. AEMEL, SOEL) noch weit von der industriellen Reife entfernt
 - **Sektorweite Integration**: Große Kapazitäten an erneuerbaren Energien sowie Infrastrukturinvestitionen nötig
 - **China** (erneut) weltweit führend auf dem Markt für Elektrolyseure, auf den ca. 40 % der endgültigen Investitionsentscheidungen im Jahr 2024 entfallen
- „**Henne-Ei - Problem**“: Die **Endverbraucher** in der Industrie wollen eine Garantie, dass es genügend Kapazitäten gibt, während die **Wasserstoffproduzenten** eine Garantie brauchen, dass es eine ausreichende Nachfrage gibt

LÖSUNGSANSÄTZE IN EU UND AT

- **Hydrogen Strategy** und **HyPA** - Hydrogen Partnership Austria
- **Hydrogen Bank**
 - 1. Auktion: bis Feb. 2024 mit 7 Projekten; $\Sigma = 720$ Mio. € Förderung; Auktionspreis = €0.48/kg of H₂
 - 2. Auktion: bis Feb. 2025 mit 15 Projekten; $\Sigma = 992$ Mio. € Förderung; Auktionspreis = €0.6/kg of H₂; Begrenzte Beschaffung von Stacks aus China (max. 25%)
→ + € 400 Mio. aus AT für Projekte in AT!
 - 3. Auktion geplant für Ende 2025 (+ € 425 Mio. aus AT für 2025-2026)
- **Förderung in Forschung, Entwicklung und Innovation**
 - FWF-Cluster MECS, FFG: Basis- und thematische Programme, FTI „Transformation der Industrie“, NEFI, WIVA, etc.
- **Hydrogen Valleys** H2REAL bzw. Hydrogen Industry Valley Austria:
 - Wasserstoff-Ökosysteme in einem bestimmten geografischen Bereich (lokal oder regional) mit dem Ziel das „Henne-Ei – Problem“ zu adressieren



THANK YOU!

Daniela Leibetseder
Philipp Moser
Nicolas Neubauer
Christoph Zauner

Linus Knecht
Matthias Traninger
Sophie Knöttner
Stefan Reuter



Stephan Abermann | stephan.abermann@ait.ac.at | [linkedin.com/in/stephanabermann](https://www.linkedin.com/in/stephanabermann) | www.ait.ac.at

