

PyPSA-Eur Modellanwendungen: Strategien für Wasserstoffwirtschaft & Carbon Management

<https://resilient-project.github.io/>

Dr. Fabian Neumann

f.neumann@tu-berlin.de

Technische Universität Berlin, Germany

RESILIENT Industry Workshop – October 8, 2024



Supported by:



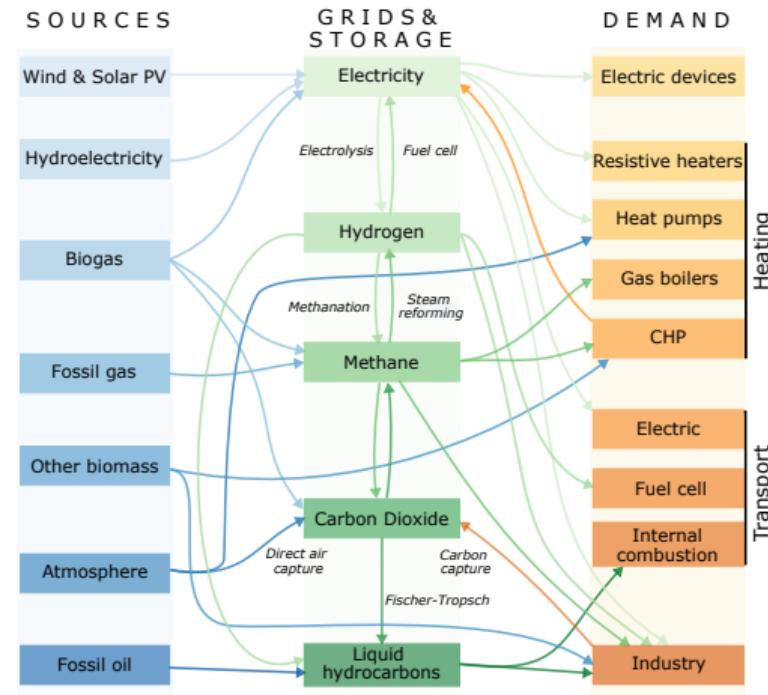
Federal Ministry
for Economic Affairs
and Climate Action

on the basis of a decision
by the German Bundestag



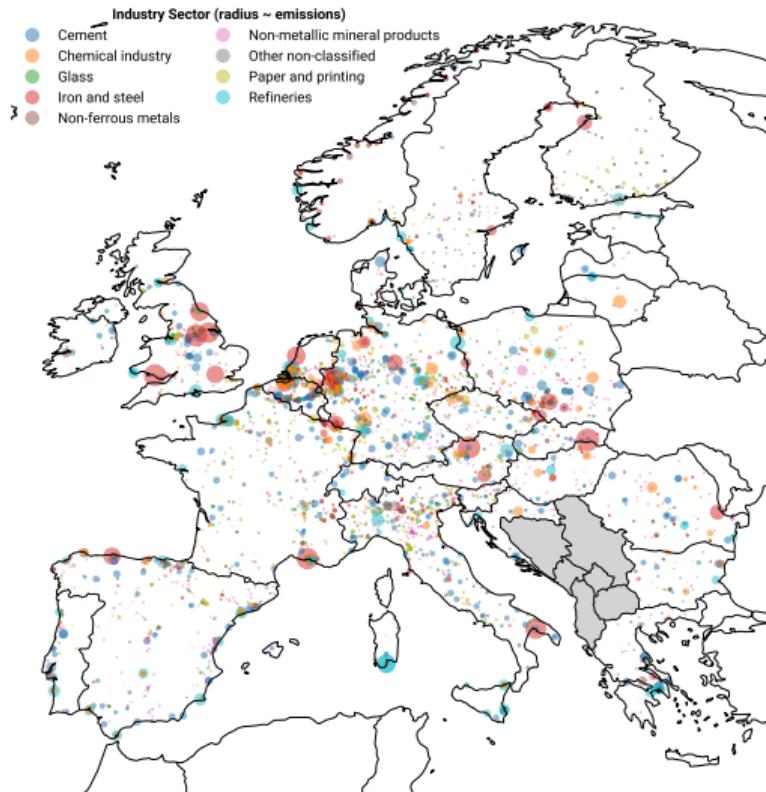
Eine typische Konfiguration für Modellierung mit PyPSA-Eur

- Alle Energiesektoren (Strom, Wärme, Verkehr, Industrie, Rohstoffe, Landwirtschaft)
- Infrastrukturplanung von Erzeugung, Übertragung, Speicherung und Power-to-X mit Technologieprognosen
- 100-200 Regionen in Europa
- 2-3-stündig segmentierte Zeitreihen
- Netto-Null-Emissionen bis 2050
- Minimiere Systemkosten in Optimierung
- Viele Szenarien durchspielen



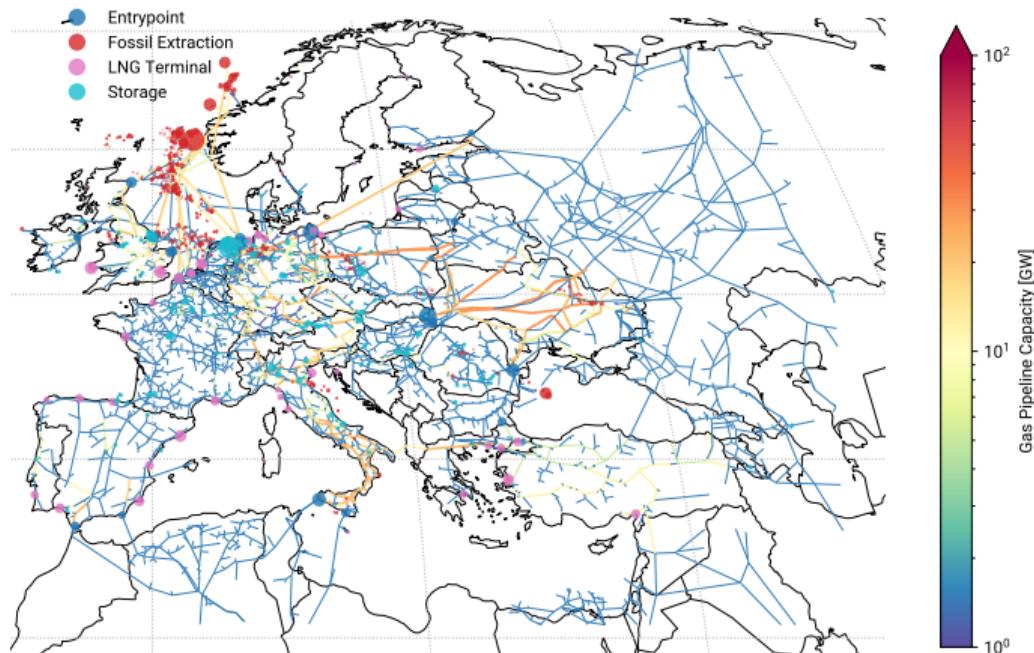
Quelle: <https://pypsa-eur.readthedocs.io/>

Daten Spotlight 1: Industriestandorte



- Annahmen zu Recycling und Kreislaufwirtschaft
- Annahmen zur Bereitstellung von Prozesswärme
- Abscheidung von Prozessemissionen
- Modellierung von Kohlenstoffkreisläufen
- Modellierung von Industrieverlagerung

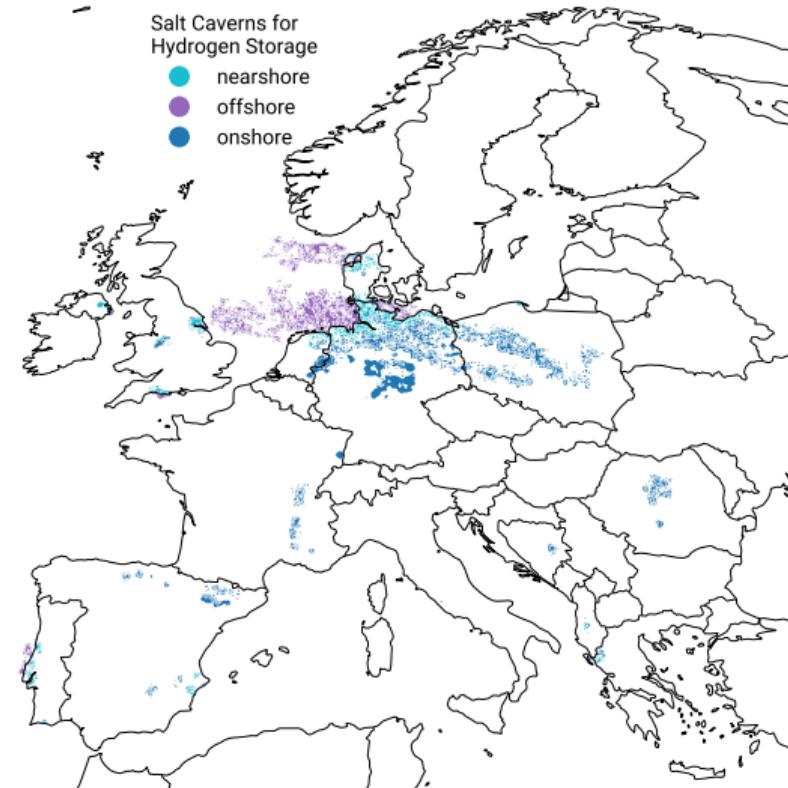
Daten Spotlight 2: Gasnetz und LNG Terminals



- offener Datensatz des europäischen Gastransportnetzes von **SciGRID_gas**
- Ergänzung des Datensatzes um **bestehende und geplante LNG-Terminals** von www.gem.wiki

Quelle: SciGRID.gas, <https://www.gas.scigrid.de/>, Pluta et al. (2022)

Daten Spotlight 3: Geologische Speicherpotenziale für Wasserstoff



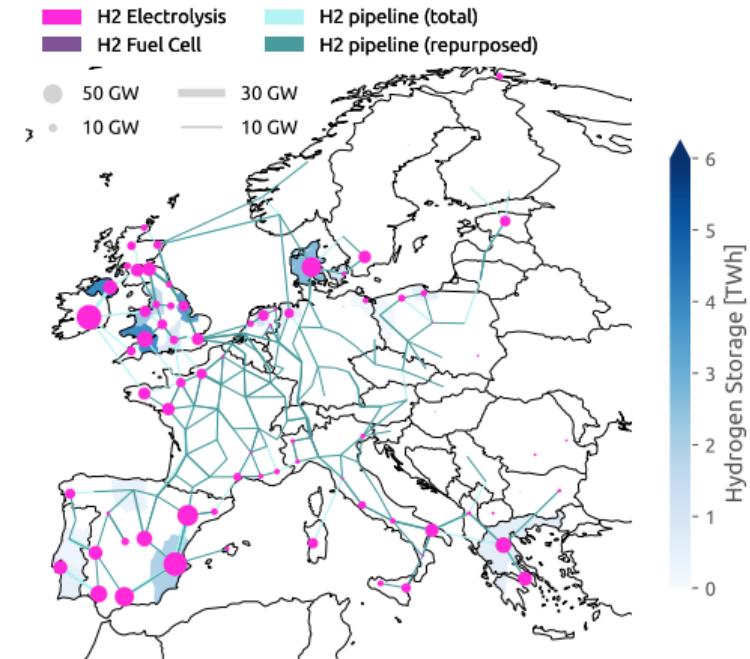
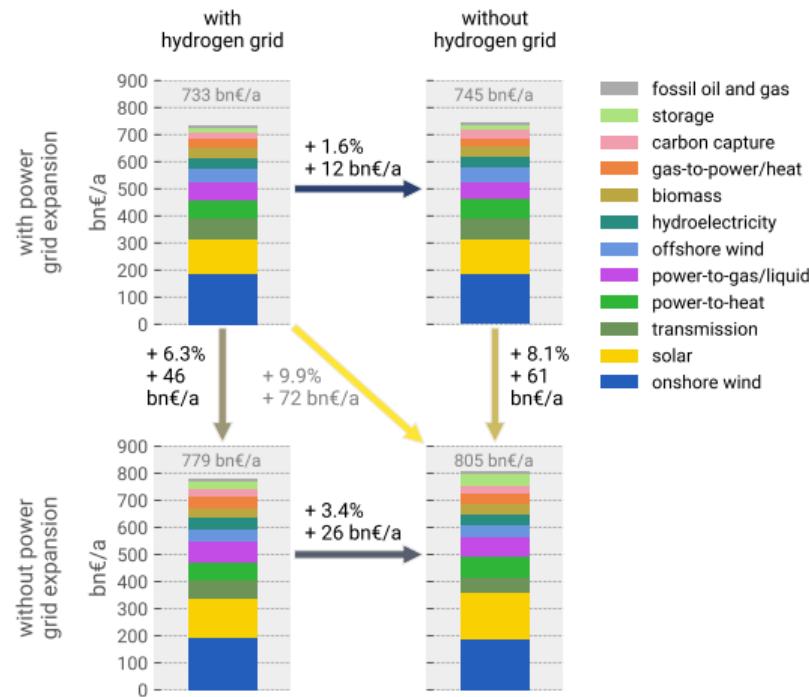
- Basierend auf Caglayan et al. (2020)
- Unterscheidung nach Küstennähe bzw. Onshore/Offshore

Beispiel 1: Braucht Europa ein Wasserstoffnetz?

Zum Einstieg, ein paar Argumente:

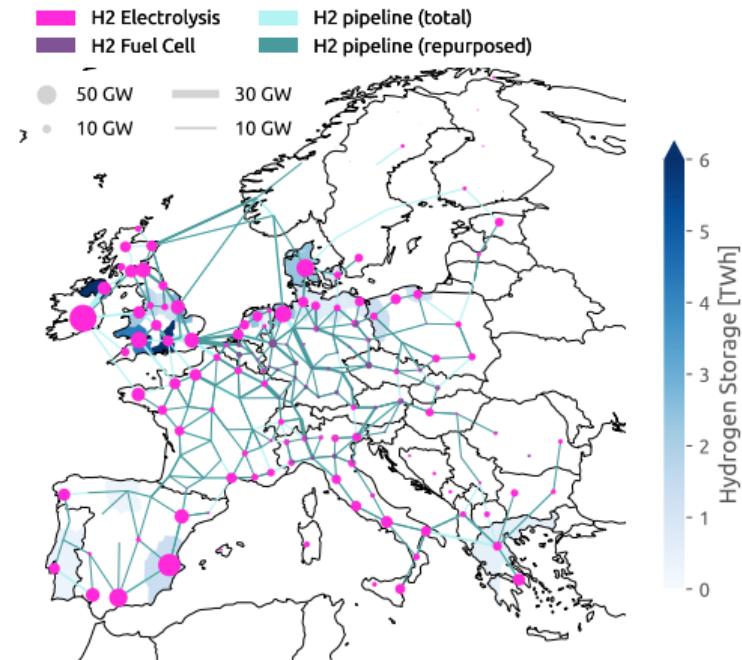
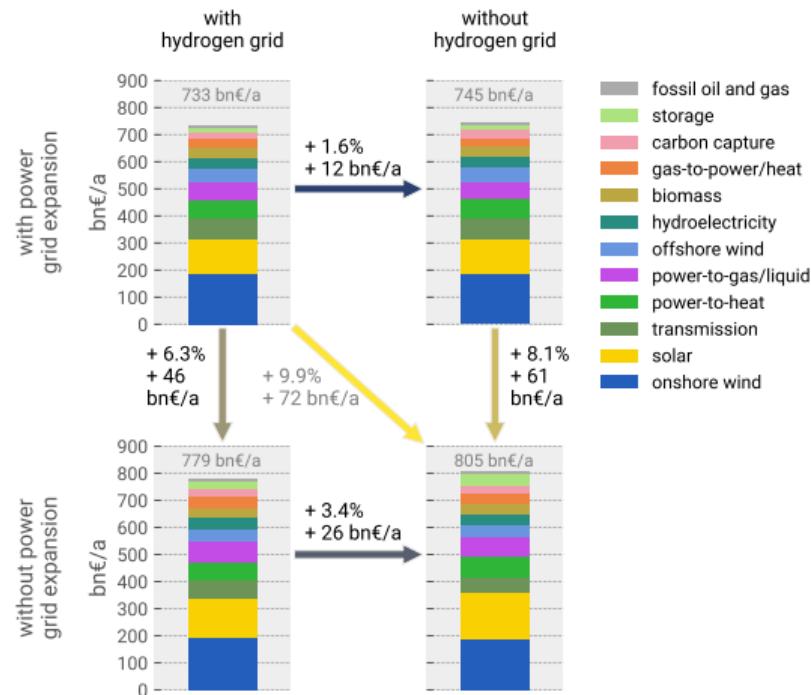
- 1 Beste **Wind- und Solarpotenziale** in der Peripherie.
- 2 **Engpässe** im Stromnetz und begrenzte Akzeptanz für Netzausbau.
- 3 **Wasserstoffbedarf** für Industrie (Stahl, Dünger) in Regionen mit geringen Potenzialen.
- 4 Nicht überall geologische Bedingungen für günstige **untertägige Speicherung**.
- 5 **CO₂ aus Punktquellen** für synthetische Kraftstoffe in Industrieclustern.

Nutzenvergleich von Stromnetzausbau und Wasserstoffnetz



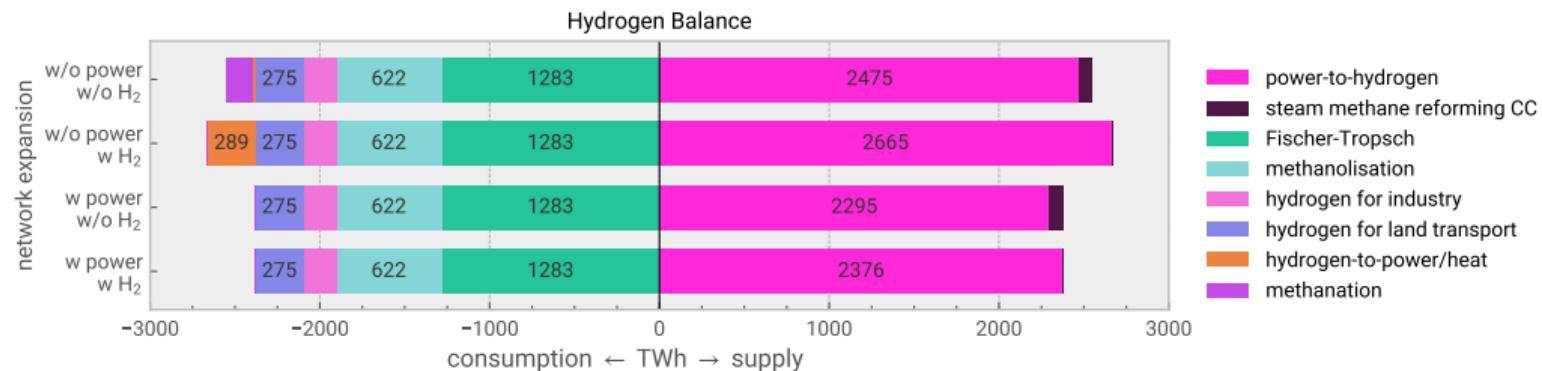
→ Wasserstoffnetz **reduziert Systemkosten**, aber **Stromnetzausbau** ist attraktiver.

Nutzenvergleich von Stromnetzausbau und Wasserstoffnetz



→ Bis zu 69% des Wasserstoffnetzes basierend auf umgewidmeten Gaspipelines.

Wasserstoffnutzung hauptsächlich für Derivate und als Grundstoff

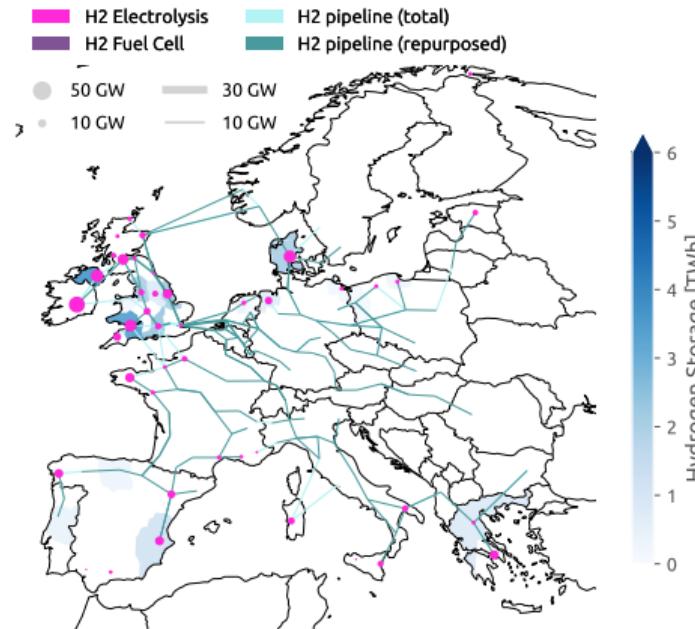
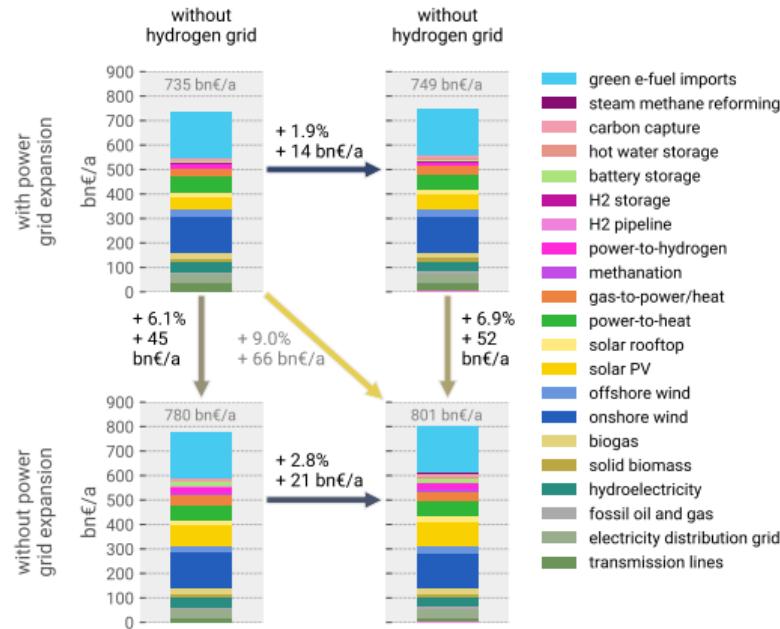


Wenige direkte Anwendungen von Wasserstoff; meist zur Synthese anderer Derivate:

- Ammoniak für Düngemittel
- Vorstufen für hochwertige Chemikalien
- Direktreduktion von Eisen für Stahl
- Backup für Wärme- und Stromversorgung
- Schiffs- und Flugkraftstoffe
- Einsatz evtl. im Schwerlastverkehr

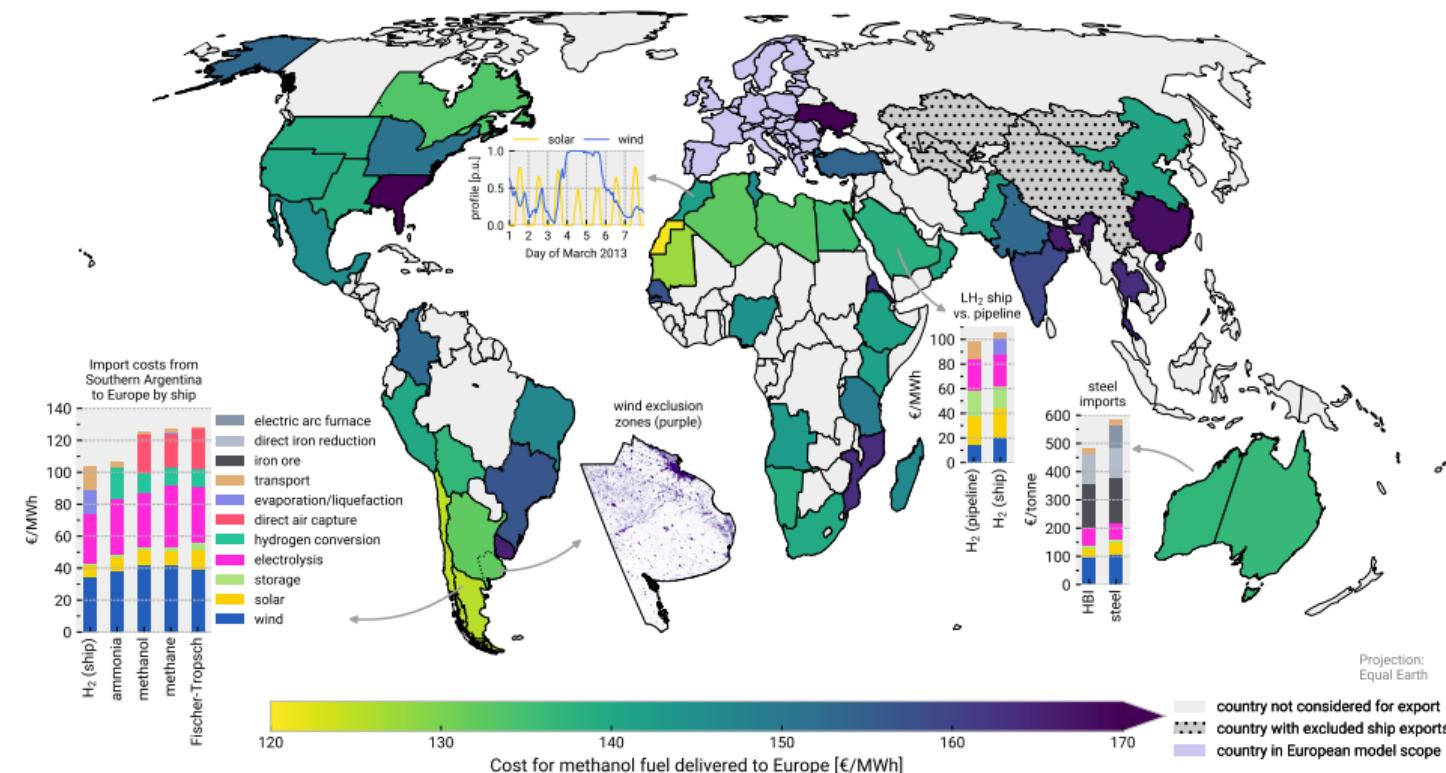
Prinzipiell einige **denkbare Alternativen** zum Transport von Wasserstoff

Gedankenexperiment: Alle Wasserstoffderivate aus dem Ausland?



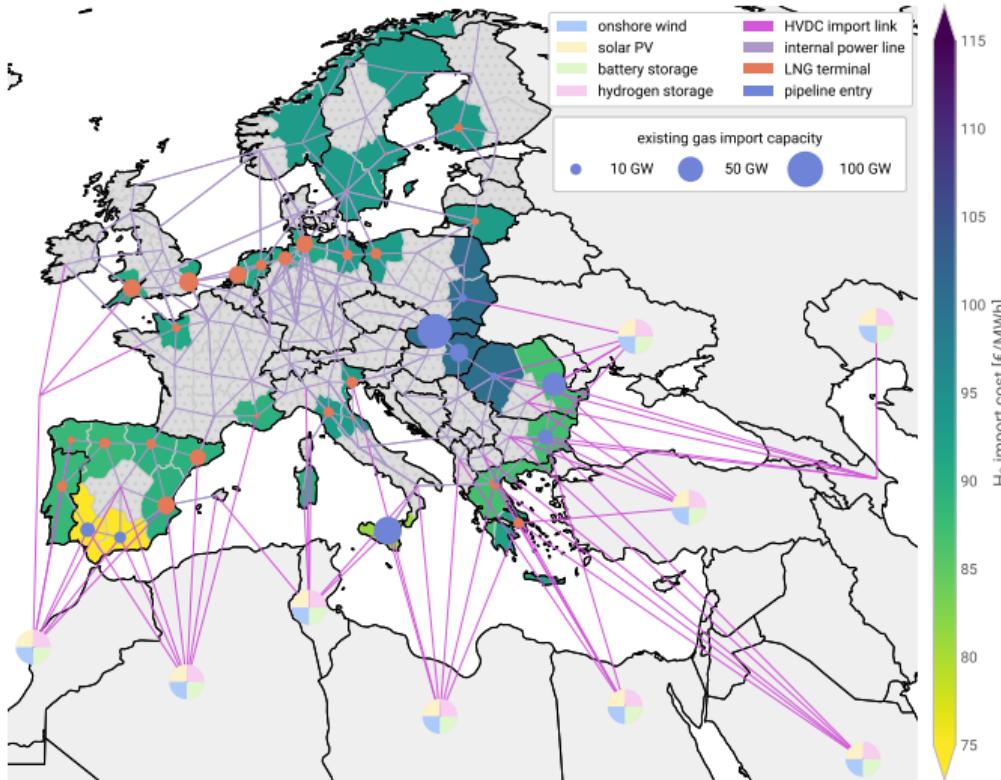
→ Deutlich reduzierter Ausbau des Wasserstoffnetzes.

Beispiel 2: Globale Wertschöpfungsketten für grüne Energie...



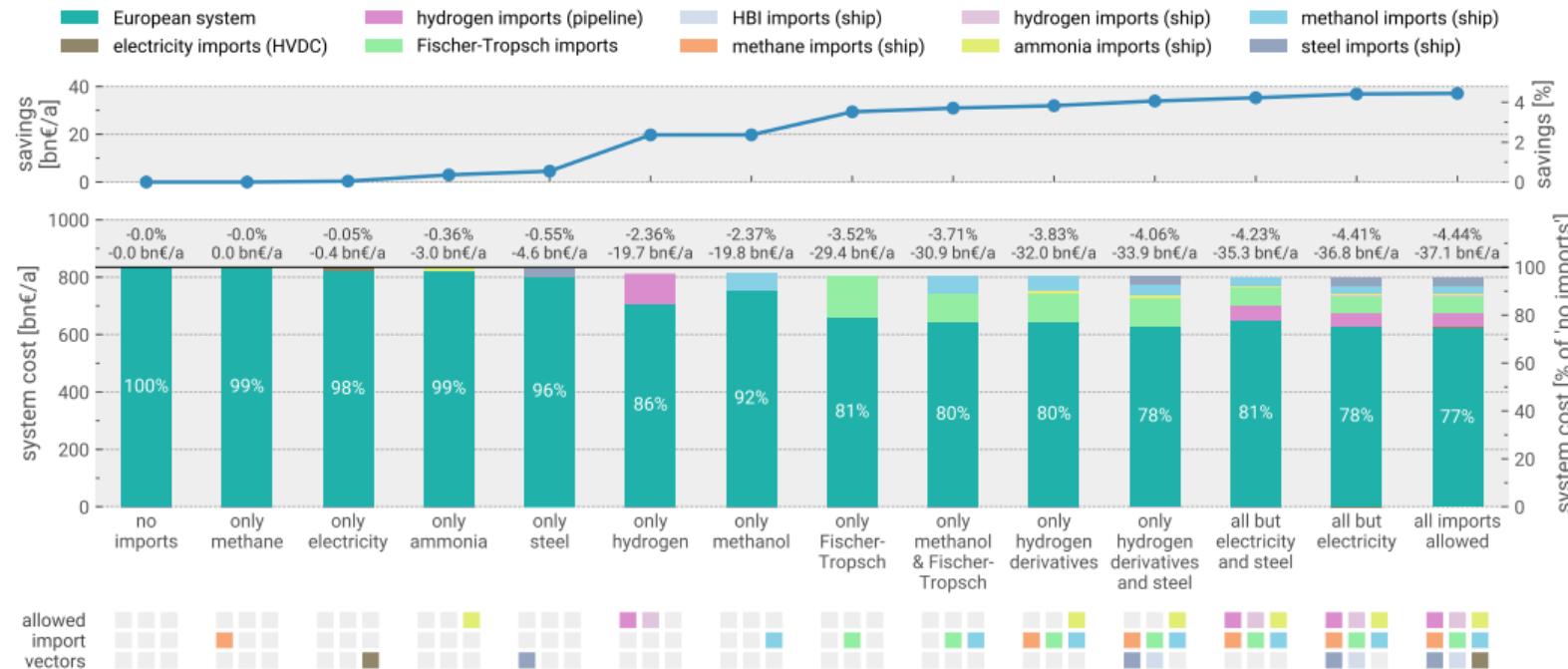
Quelle: Erweiterung von Hampp & Brown, 2023;
<https://doi.org/10.1371/journal.pone.0281380>

Beispiel 2: ... und Auswirkungen auf Europa's Energieinfrastruktur



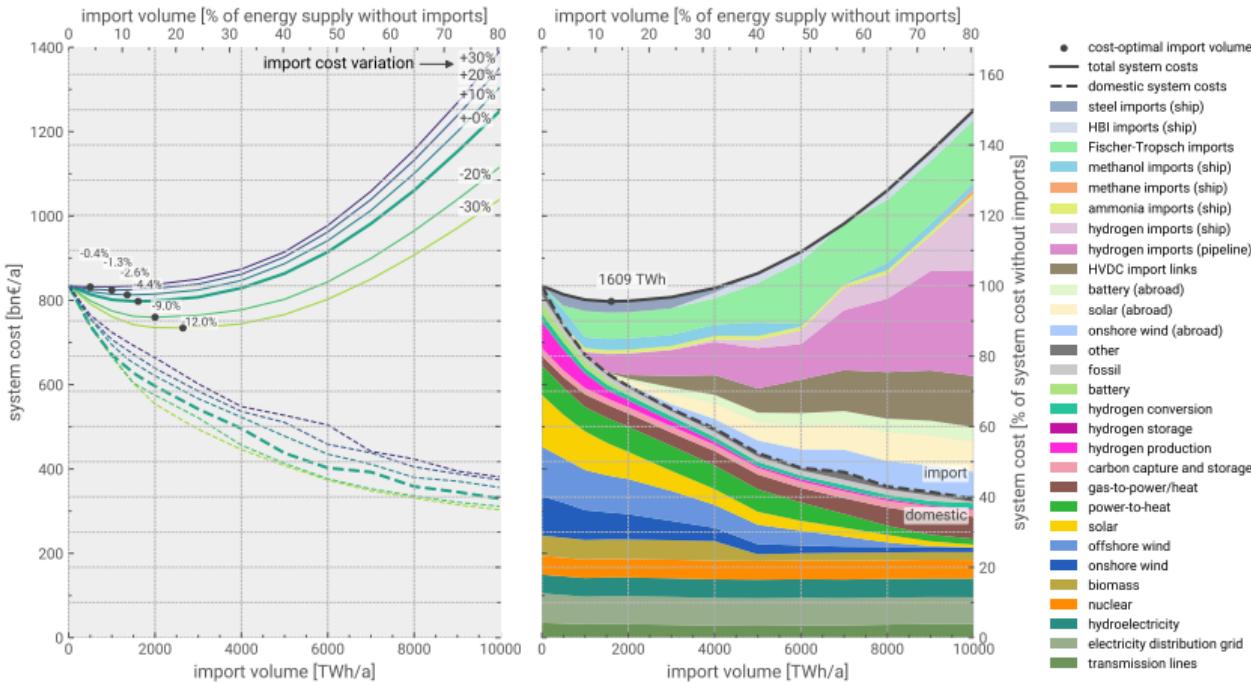
- Welche Energieträger?
- Welche Importvolumina?
- Welche Exportländer?
- Welche Importländer?
- Wechselwirkung mit heimischer Infrastruktur?
- Wechselwirkung mit heimischer Industrie?

Mögliche Kostenreduktionen hängen von Importvektoren ab.



→ Insb. Import von kohlenstoffhaltigen H₂-Derivaten und Stahl/HBI reduziert Kosten.

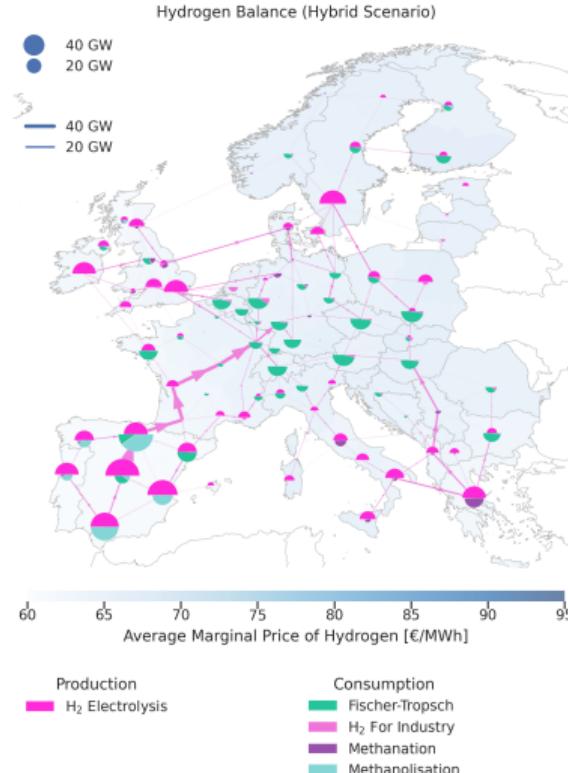
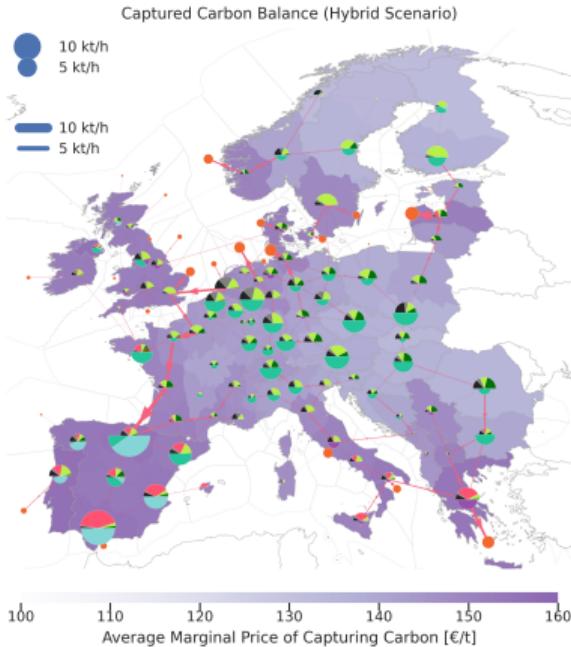
Abnehmender Grenznutzen von Importen bei steigenden Mengen.



→ Niedrige Importmengen erzielen bereits hohen Kosten-Nutzen-Effekt.

→ Je nach angenommenen Importpreisen, Kosteneinsparungen zwischen 0% und 12%.

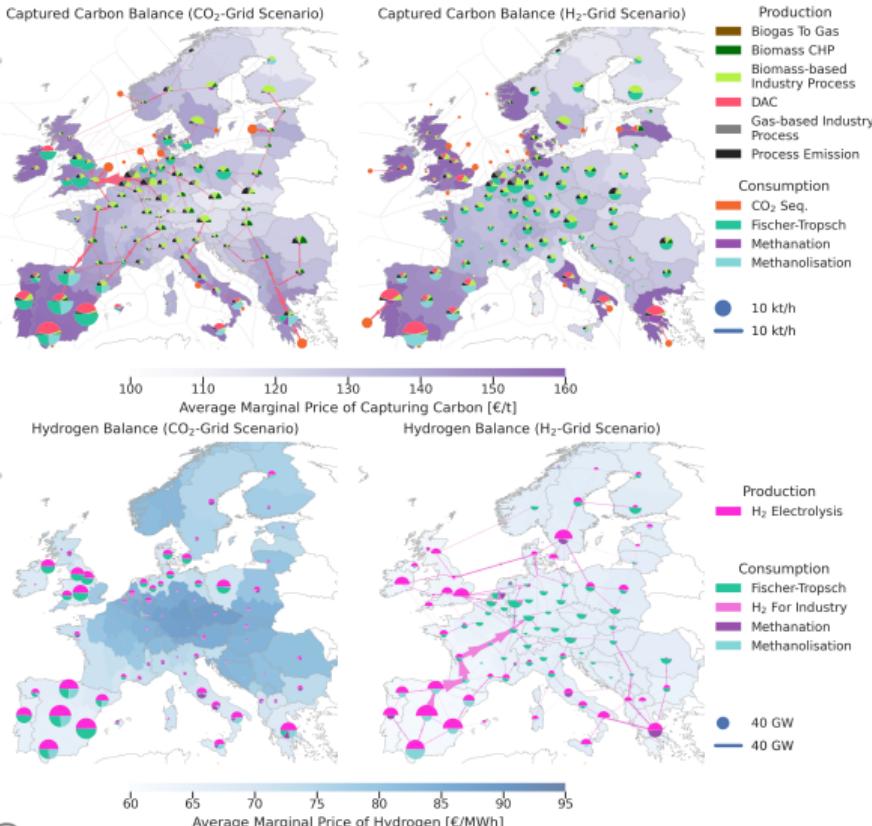
Beispiel 3: Transport von CO₂ zu H₂ oder H₂ zu CO₂?



→ Präferenz für Transport von Wasserstoff zu industriellen Punktquellen in Zentraleuropa.

→ Transport von CO₂ zur Sequestrierung auf See bzw. PtX in Spanien.

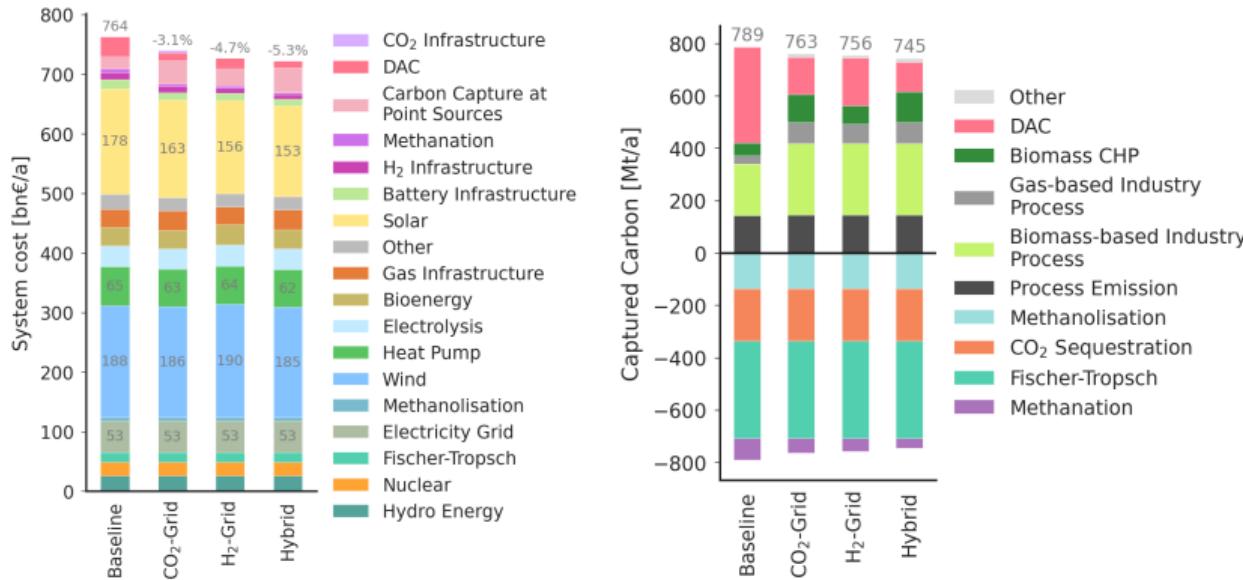
Komplementarität zwischen CO₂-Pipelines und H₂-Pipelines



- Auch alternative Modelle mit überwiegendem Transport von CO₂ und ohne Transport von Wasserstoff denkbar für Kostenaufschlag von 2-3%.

- Direct Air Capture (DAC) vor allem in Südeuropa, sofern biogene oder fossile Punktquellen in Europa ausgeschöpft sind.

Carbon Management: Capture, Use, Transport, Speicherung



- CCS für Prozessemissionen (z.B. Kalzinierung in der Zementindustrie)
- CCU für E-Fuels und E-Chemicals (insb. internationale Schifffahrt, Luftfahrt, Kunststoffe)
- CDR für unvermeidbare und negative Emissionen (z.B. für unvollständige Abscheidungsraten)

Quelle: Hofmann, Tries, Neumann, Zeyen, Brown, 2024;
<https://arxiv.org/abs/2402.19042v2>

Zusammenfassung

- 1 **Wasserstoffnetz und CO₂-Pipelines:** Pfade vergleichbar hinsichtlich Systemkosten, aber mit schnellem Stromnetzausbau nimmt Vorteil des Wasserstoffnetzes ab.
- 2 **Energieimporte:** Nutzen am deutlichsten für 1000-3000 TWh/a, insbesondere für Stahl und flüssige kohlenstoffhaltige Energieträger, aber mit abnehmenden Grenzerträgen.
- 3 Infrastrukturpolitik braucht **Koordination** zwischen den verschiedenen nationalen und europäischen Wasserstoff-, Import- und Carbon-Management-Strategien.
- 4 Große **Unsicherheiten**, aber auch **viel Handlungsspielraum** zur Berücksichtigung weiterer (weicher) Faktoren: geopolitische Beweggründe, Wiederverwendung von Infrastruktur, Resilienz von Lieferketten, Diversifizierung und reduzierte Landnutzung.