

Agenda

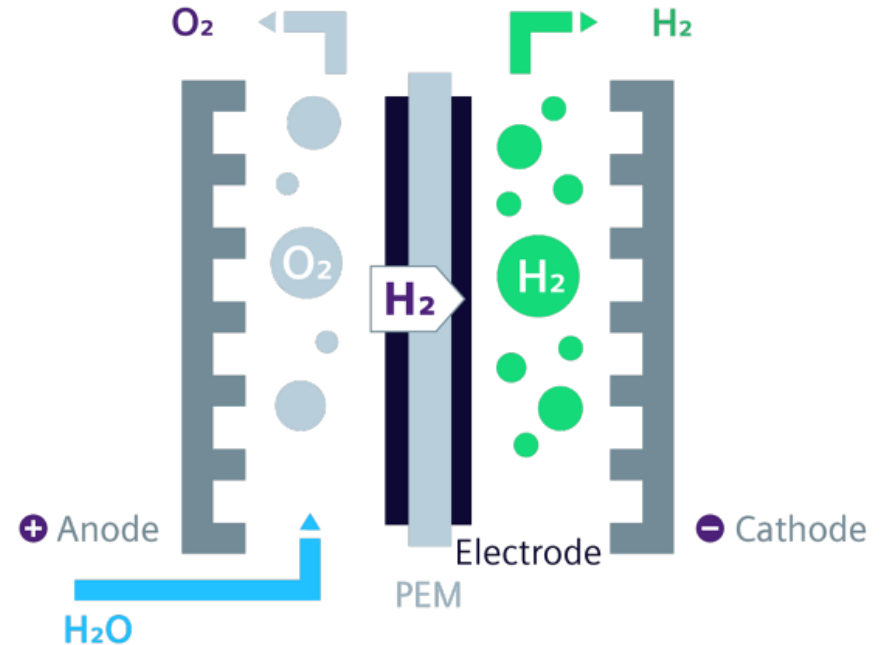
Short introduction of the institutes



I Biomass and Bioenergy

II Recycling of Plastic Waste

III Green Hydrogen and PtX



Green Hydrogen supply is of high relevance both in Europe and especially in Germany

- Germany will strongly depend on imports of hydrogen and derivatives
- Many companies that are currently focussing on new technologies and businesses in this field: Siemens, Linde, Thyssen, BASF but also SMEs: INERATEC, Hydrogenious Technologies, Sunfire etc.



Siemens ist auch in Chile aktiv

Experten gehen davon aus, dass in Deutschland höchstens 30 Prozent des Bedarfs an grünem Wasserstoff hergestellt werden kann. Der Rest muss importiert werden. Die im Juni von der Bundesregierung verabschiedete Nationale Wasserstoffstrategie trägt diesem Umstand Rechnung: Der Aufbau von internationalen Wasserstoffpartnerschaften nimmt darin großen Raum ein.

Als Kandidaten für Wasserstoffpartnerschaften bieten sich Länder mit großen Potenzialen für die Stromgewinnung aus erneuerbaren Energien an, neben Australien könnten das Länder wie Marokko, Saudi-Arabien oder auch Chile sein, wo Siemens Energy ebenfalls aktiv ist. In Chile plant der Konzern in der Nähe von Punta Arenas das sogenannte „Power-to-Methanol-Projekt“, bei dem Methanol als Träger für erneuerbare Energien dienen soll.

Die Region gilt als einer der besten Windkraftstandorte der Welt. Neben einer 3,4-Megawatt-Windkraftturbine von Siemens Gamesa soll ein Elektrolyseur von Siemens Energy errichtet werden. Dieser soll mithilfe der Windkraft klimaneutrales synthetisches Benzin und Methanol produzieren. Nach Einschätzung der Investoren, zu denen unter anderem Porsche, Siemens Energy und der italienische Energiekonzern Enel gehören, handelt es sich um die weltweit erste integrierte, kommerzielle Anlage zur Herstellung klimaneutraler Kraftstoffe. Axel Höpner, Klaus Stratmann

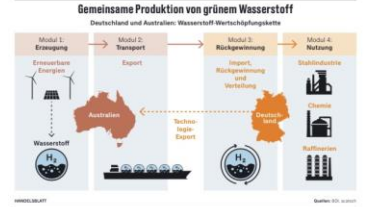
Siemens ist auch in Chile aktiv

Der Weg zu grünem Wasserstoff

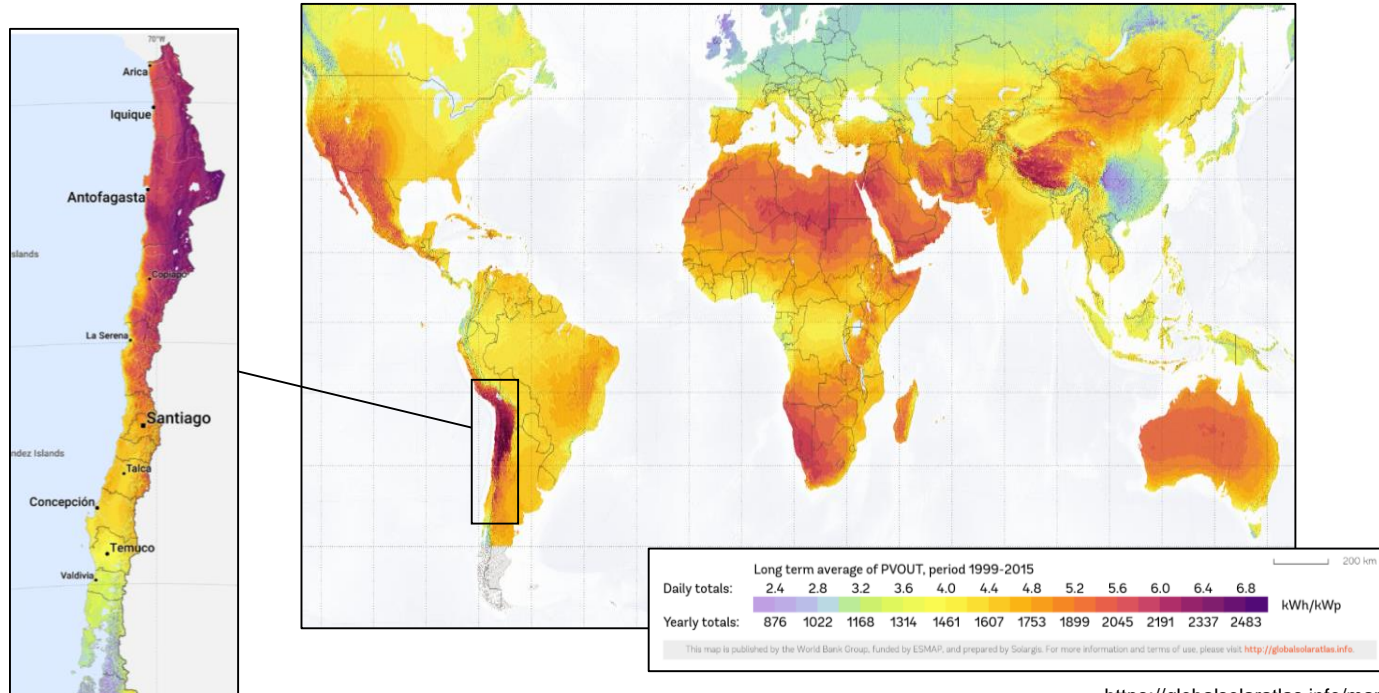
Deutschland und Australien steigen gemeinsam in die Produktion von Wasserstoff ein. Mit an Bord sind BASF, Eon, Lufthansa, Siemens Energy und Thyssen-Krupp.

Deutschland und Australien überein den Weg für die Entwicklung eines globalen Wasserstoffnetzes. In diesem Konzeptprojekt wollen sie als Vorschlaggeberin der Wasserstoffwirtschaft abbilden von der Herstellung bis zur Veranschaulichung der Transportwege. Die durch diese strategische Kooperation mit dem Namen „Hydrogen“ getragene Initiative soll zwei Jahre dauern. Die Bundesregierung unterstützt darüber hinaus die Fachwissenschaften (Acadix) und vom Bundesland der Deutschen Industrie (BDI) koordiniert wird. Auf der Basis der Erkenntnisse sollen Geschäftsmodelle entwickelt werden, die eine langfristige Wirtschaftlichkeit garantieren. „Dieses Projekt ist ein Meilenstein auf dem Weg in die Zukunft“, sagt Bundes-Energie- und Klimaschutzministerin Annalena Bauböck. „Als Innovationsland muss Deutschland gute Chancen nutzen für internationale grüne Wasserstoffpartnerschaften.“ Dabei ist es wichtig, dass die Unternehmen im grünen Wasserstoff- und Abnehmermärkten für Wasserstofftechnologien nicht zu verlieren.

Das Projekt trägt dazu bei, „das wir langfristig klimaneutralen Wasserstoff in vorwettbewerblichen Preisen importieren können“, sagt der stellvertretende CEO der Hauptgeschäftsführer der RWE. „Die wesentliche „die Technologiepartnerschaft in unkonventioneller Wasserstoffmarkt zu überbrücken.“ In Australien ist die Region gilt als einer der besten Windkraftstandorte der Welt. Neben einer 3,4-Megawatt-Windkraftturbine von Siemens Gamesa soll ein Elektrolyseur von Siemens Energy errichtet werden. Dieser soll mithilfe der Windkraft klimaneutrales synthetisches Benzin und Methanol produzieren. Nach Einschätzung der Investoren, zu denen unter anderem Porsche, Siemens Energy und der italienische Energiekonzern Enel gehören, handelt es sich um die weltweit erste integrierte, kommerzielle Anlage zur Herstellung klimaneutraler Kraftstoffe. Axel Höpner, Klaus Stratmann



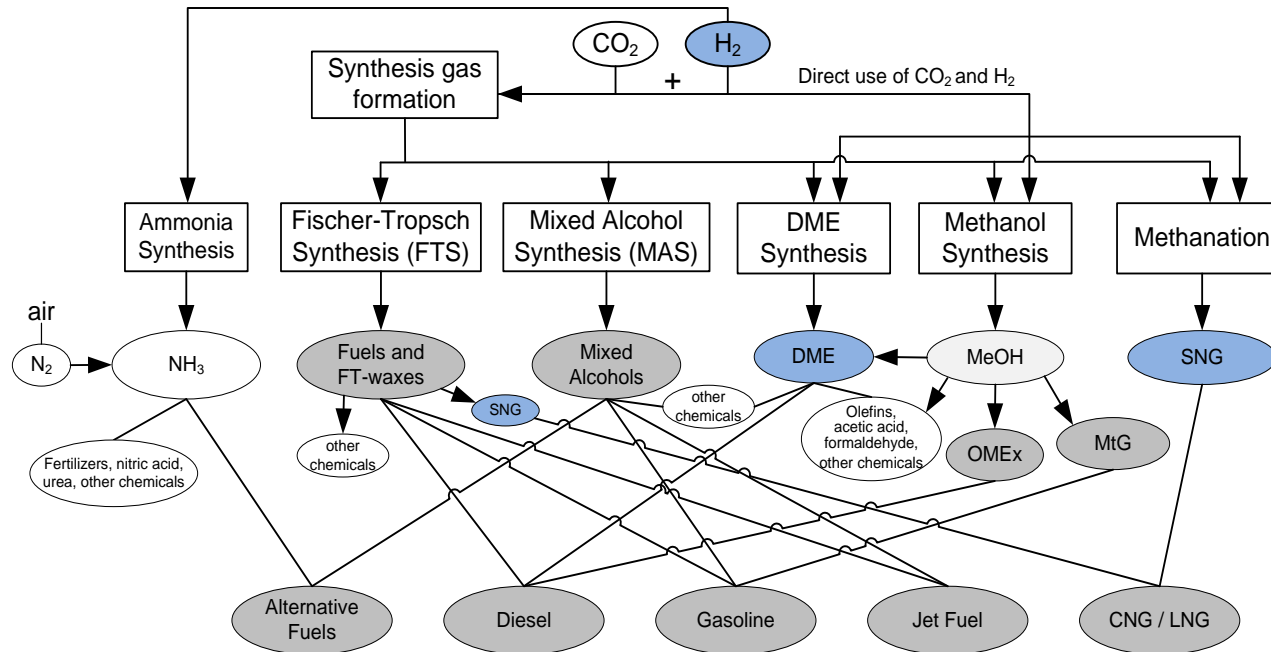
Global and Chilean solar potentials



<https://globalsolaratlas.info/map>

Chemical Synthesis Processes

Relevant processes for the generation of various fuel compounds and chemicals

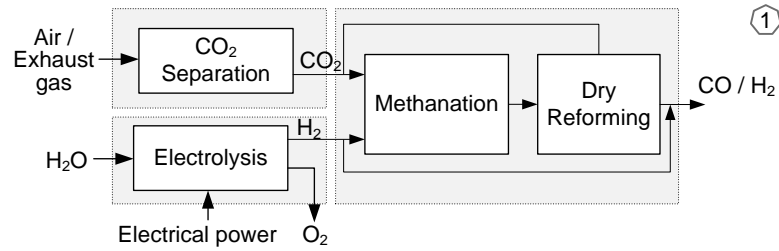


- Most of the relevant synthesis processes show high TRLs and are recently applied based on fossil energy resources
- The synthesis processes mainly differ in operating conditions, catalyst materials and available reactor concepts
- All synthesis processes can be supplied by synthesis gas (usual process route in fossil-based plants). DME and Methanol synthesis, as well as Methanation can be operated directly with a gaseous mixture of CO_2 and H_2 as educt.
- To generate liquid fuels, which are applicable in widely used recent combustion engines, the two main processing routes **via Fischer-Tropsch synthesis** and **Methanol synthesis** are usually considered.
- **Methanation** can be applied to supply **CNG and LNG** with the advantage of a highly selective and less complex synthesis.

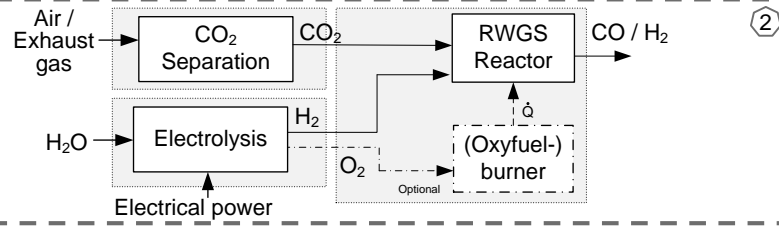
Abbr.: FTS: Fischer-Tropsch Synthesis; DME: Di-Methyl-Ether; SNG: Synthetic Natural Gas;
OME: Oxy-Methyl-Ethers; MtG: Methanol-to-Gasoline; MeOH: Methanol;

Pathways for the formation of synthesis gas

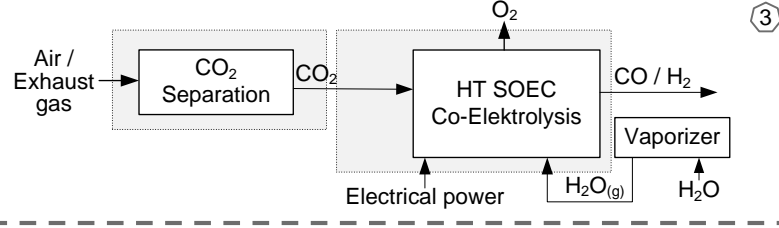
Differences in technological maturity and energy efficiency



- ①
- High technological maturity (all processes are offered in industrial scale)
 - Lowest energy efficiency



- ②
- Lower technological maturity (only used in laboratory and low capacity pilot plants)
 - Similarity to standard catalytic processes
 - Higher energy efficiency



- ③
- Lowest technological maturity
 - Low recent available production capacities connected to high CAPEX
 - Highest energy efficiency

| TRL | 2020 | 2030 | 2050 |
|-----|-------|-------|-------|
| 9 | | ① ② ③ | ① ② ③ |
| 8 | | ① ② ③ | ① ② ③ |
| 7 | | ① ② ③ | ① ② ③ |
| 6 | ① ② ③ | ① ② ③ | ① ② ③ |
| 5 | ① ② ③ | ① ② ③ | ① ② ③ |
| 4 | ① ② ③ | ① ② ③ | ① ② ③ |
| 3 | ① ② ③ | ① ② ③ | ① ② ③ |
| 2 | ① ② ③ | ① ② ③ | ① ② ③ |
| 1 | ① ② ③ | ① ② ③ | ① ② ③ |

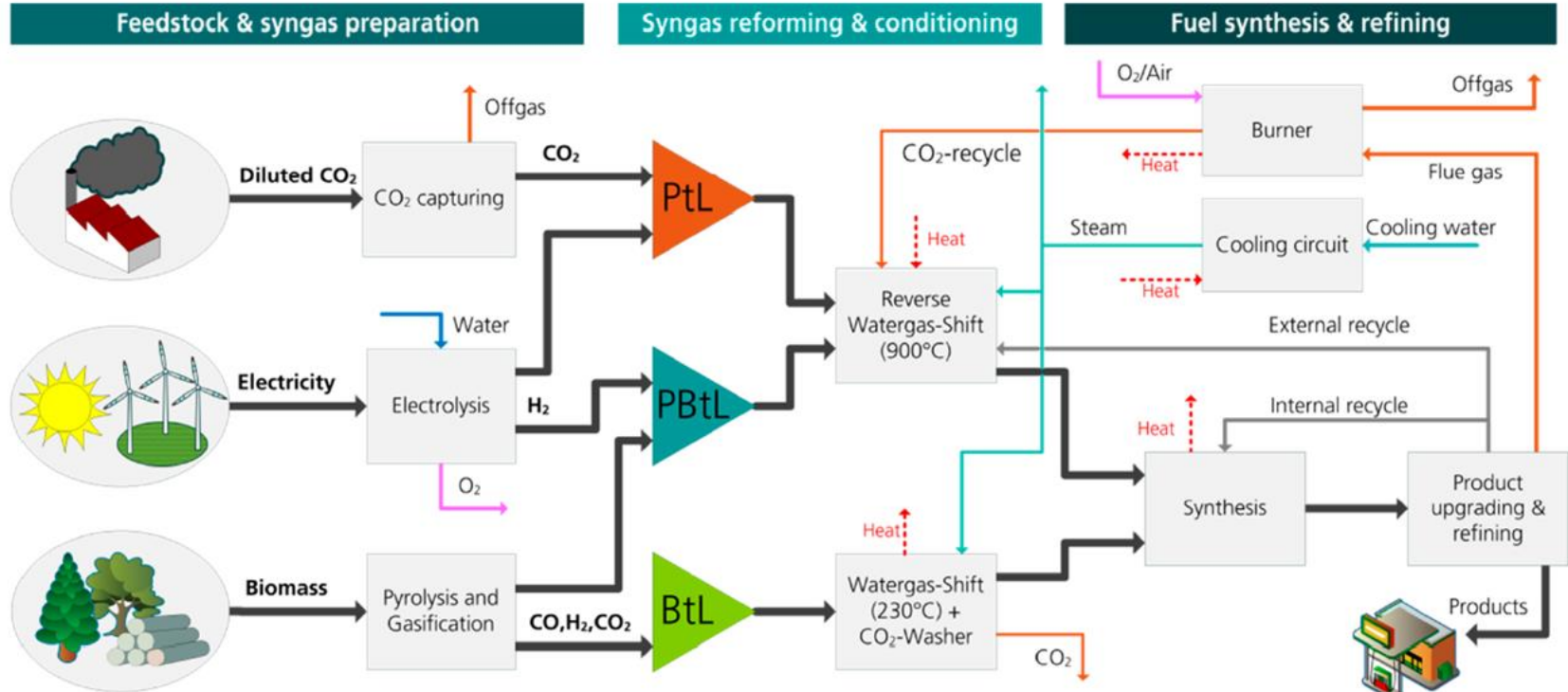
- Green synthesis gas can be generated by various technologies
- Recent commercial availability differs regarding modular capacity
- Expectations for the next decades show a wide step forward onto high TRLs
- HT SOEC Co-Electrolysis is able to improve energy efficiency via waste heat integration but needs massive production scale-up to lower investment costs

Haru Oni synthetic fuel project



<https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/renewable-energy/hydrogen-solutions/haru-oni.html>

PtL, BtL and PBtL



Pregger, T., Schiller, G., Cebulla, F., Dietrich, R.U., Maier, S., Thess, A., Lischke, A., Monnerie, N., Sattler, C., Clercq, P.L. and Rauch, B., 2020. Future Fuels—Analyses of the Future Prospects of Renewable Synthetic Fuels. *Energies*, 13(1), p.138.

PtL, BtL and PBtL

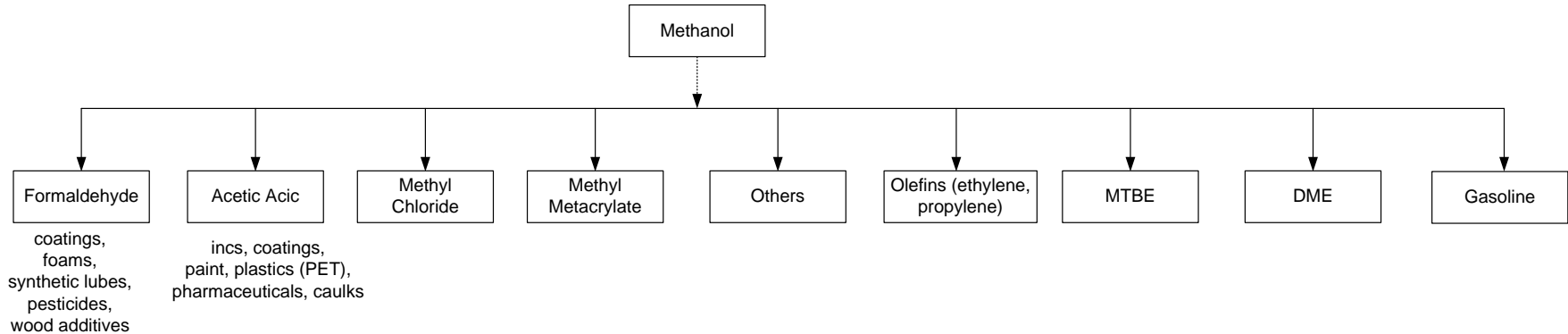
Table 1. Model results for the energy flows of a reference plant with 100 MW_{th} biomass input, reproduced with permission from [11].

| Energy Flows [MW] | BtL | PBtL | PtL Small/Large |
|---|--------------|--------------|-----------------|
| Electricity | +12.6 | -167.4 | -71.9/-271.7 |
| Biomass (heating value H _i) | -100 | -100 | 0 |
| Steam (4 & 25 bar) | 20.2 | 21.1 | 9.2/34.3 |
| District heat (T > 80 °C) | 13.4 | 15.3 | 2.5/9.7 |
| Fuel yield | 36.3 | 137.4 | 36.4/137.2 |
| <i>Efficiency</i> | | | |
| Fuel efficiency | 36.3% | 51.4% | 50.6% |
| Overall efficiency | 82.5% | 65.0% | 66.8% |
| Carbon conversion * | 24.9% | 97.7% | 98.0% |

* minor carbon losses due to a purge stream in the gas recycle loop.

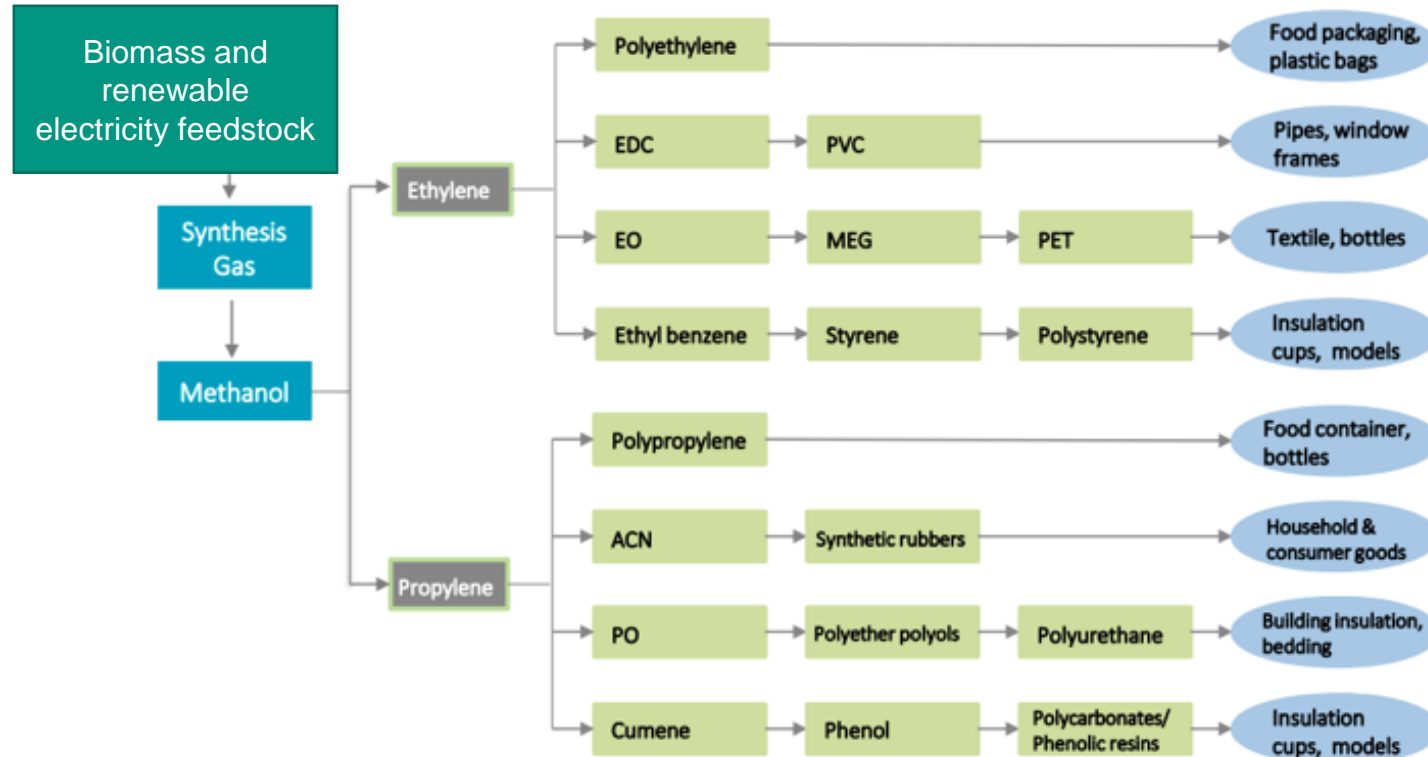
Pregger, T., Schiller, G., Cebulla, F., Dietrich, R.U., Maier, S., Thess, A., Lischke, A., Monnerie, N., Sattler, C., Clercq, P.L. and Rauch, B., 2020. Future Fuels—Analyses of the Future Prospects of Renewable Synthetic Fuels. *Energies*, 13(1), p.138.

Methanol value chain...



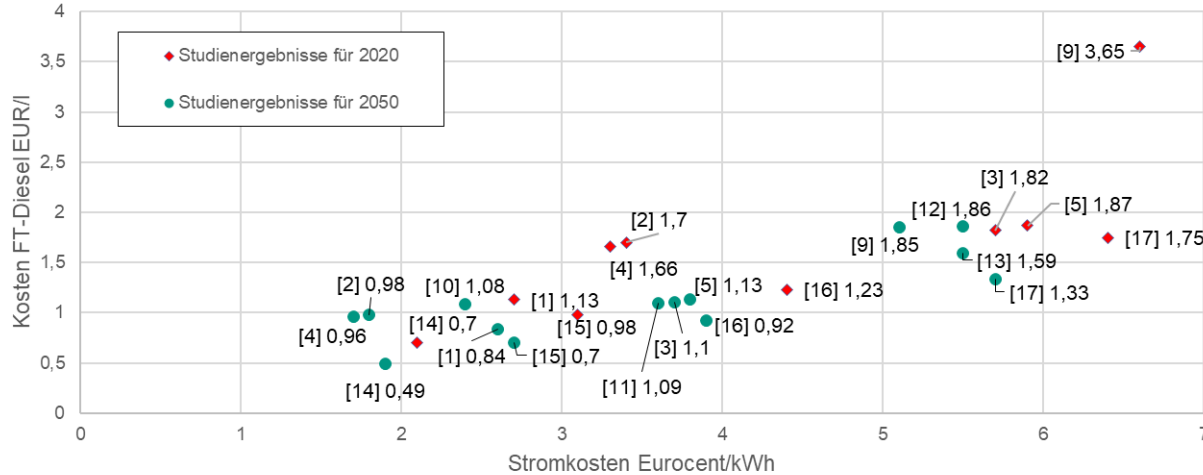
- Methanol not only relevant for fuel production (MTG)
- Huge chemical value chain starting von methanol
- Olefins (ethylen & propylene) are most important monomers for plastics production
- ...

Methanol value chain...



Importkosten Fischer-Tropsch-Kraftstoffe für 2020 und 2050

Auswertung von 20 Importstrategien aus 9 verschiedenen Studien



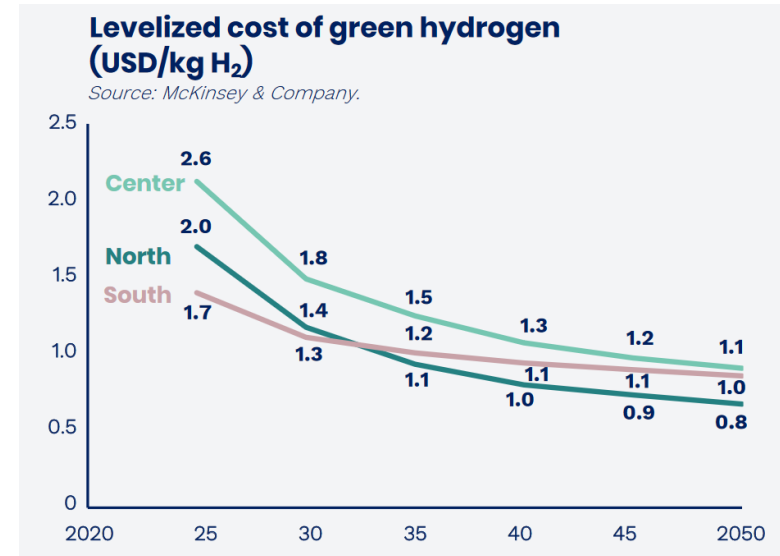
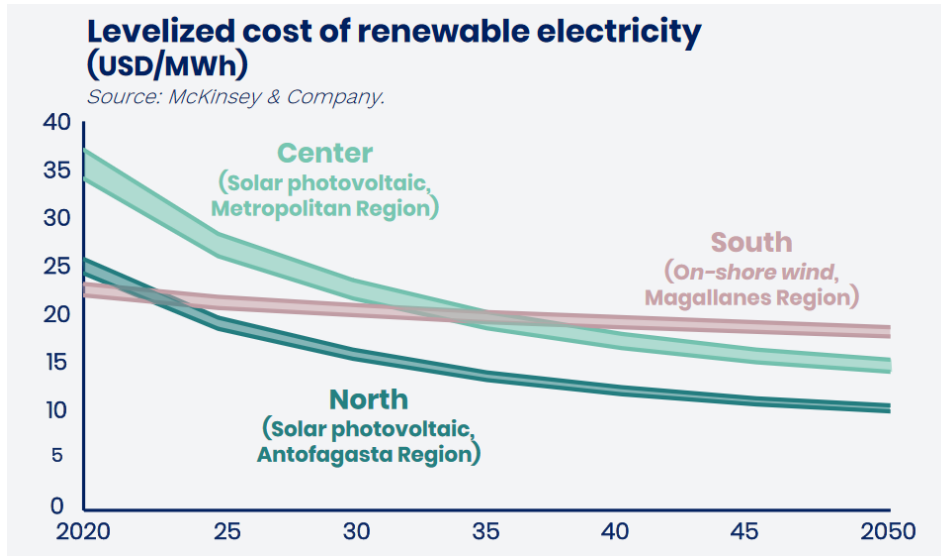
Weitere Studienergebnisse ohne Angabe von Stromkosten (in EUR/l)

| Quelle | Kosten 2020 | Kosten 2050 |
|--------|-------------|-------------|
| [6] | 1,62 | 0,9 |
| [7] | 1,13 | 0,9 |
| [11] | 2,52 | 1,09 |
| [18] | 2,16 | 1,04 |
| [19] | 1,89 | 0,9 |
| [20] | 2,61 | 1,07 |

Legende (inkl. Standort, Stromerzeugungs- und Elektrolyse-Technologie)

| | |
|--|--|
| [1]: Agora/Frontier Economics 2018; Geothermie/Wasser in Island; Alkalisch/PEM | [11]: Dena/EWI 2018; Algerien/GB; Alkalisch |
| [2]: Agora/Frontier Economics 2018; PV in Nordafrika; Alkalisch/PEM | [12]: FVV/LBST 2016; Nordafrika; Alkalisch/PEM |
| [3]: Agora/Frontier Economics 2018; PV/Onshore Nordafrika; Alkalisch/PEM | [13]: FVV/LBST 2016; Nordafrika; SOEC |
| [4]: Agora/Frontier Economics 2018; PV im Nahen Osten; Alkalisch/PEM | [14]: Prognos/Fraunhofer Umsicht/DBFZ 2018; Import günstig Mittlerer Osten/Nordafrika mit 2 % WACC; SOEC; Angaben für 2030 bzw. 2050 |
| [5]: Agora/Frontier Economics 2018; PV/Onshore Naher Osten; Alkalisch/PEM | [15]: Prognos/Fraunhofer Umsicht/DBFZ 2018; Import günstig Mittlerer Osten/Nordafrika mit 7 % WACC; SOEC; Angaben für 2030 bzw. 2050 |
| [6]: Leopoldina/Acatech 2017; PV Dubai; k.A. | [16]: Prognos/Fraunhofer Umsicht/DBFZ 2018; Import realistisch Mittlerer Osten/Nordafrika mit 2 % WACC; SOEC; Angaben für 2030 bzw. 2050 |
| [7]: Leopoldina/Acatech 2017; Wind Marokko; k.A. | [17]: Prognos/Fraunhofer Umsicht/DBFZ 2018; Import realistisch Mittlerer Osten/Nordafrika mit 7 % WACC; SOEC; Angaben für 2030 bzw. 2050 |
| [8]: UBA 2019; Hybrid PV/Wind onshore Süd-Marokko; k.A. | [18]: EA NRW/Enervis 2019; PV FFA Nordafrika; k.A. |
| [9]: UBA/Öko-Institut/KIT/Infras 2016; Türkei/Ägypten; k.A. | [19]: EA NRW/Enervis 2019; Wind Onshore Nordafrika; k.A. |
| [10]: FVV 2018; PV-Wind-Hybrid MENA; Alkalisch | [20]: EA NRW/Enervis 2019; Wind Offshore Nordafrika; k.A. |

Long-term cost of Chilean hydrogen



National Green Hydrogen Strategy (MME)

Export and shipping cost of hydrogen

Gallardo et al. (2020): *A Techno-Economic Analysis of solar hydrogen production by electrolysis in the north of Chile and the case of exportation from Atacama Desert to Japan*

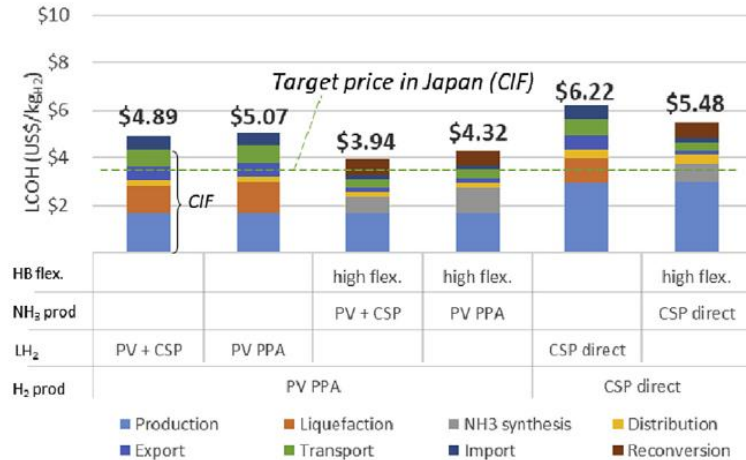


Fig. 15 – LCOH for exportation case study at Osaka, Japan (2025-2030)

Comparison with industrial wood pellets

Visser et al. (2020): *Wood pellet supply chain costs – A review and cost optimization analysis*

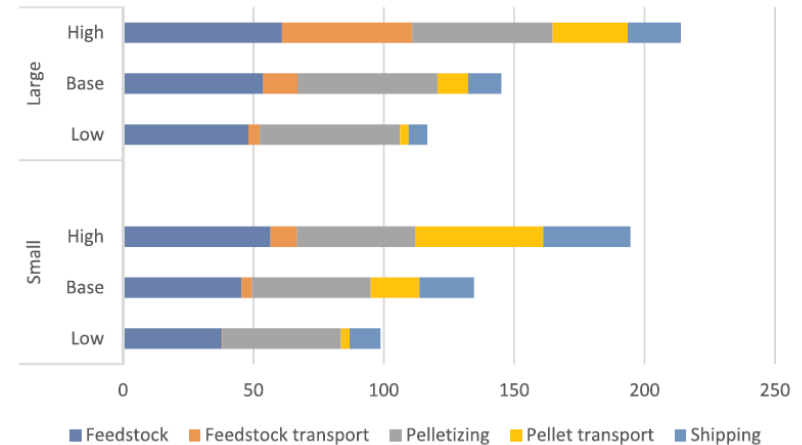
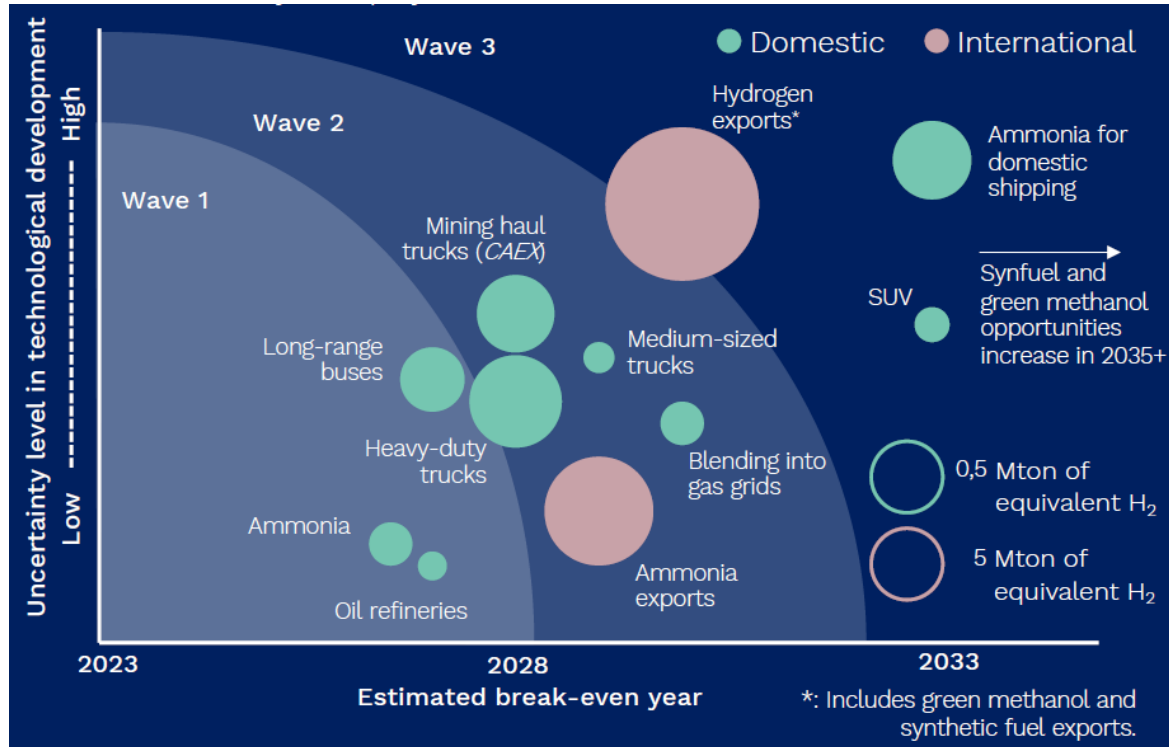


Fig. 12. Low and High costs for small-scale and large-scale pellet plants at existing pellet plant locations in the United States, in €₂₀₁₇/t pellets.

Research topics and activities of the IIP with Chilean partners

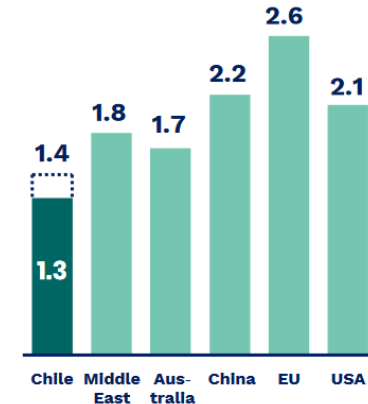
IECO Days
Breakout Session T2

Ramp-up and export preparation



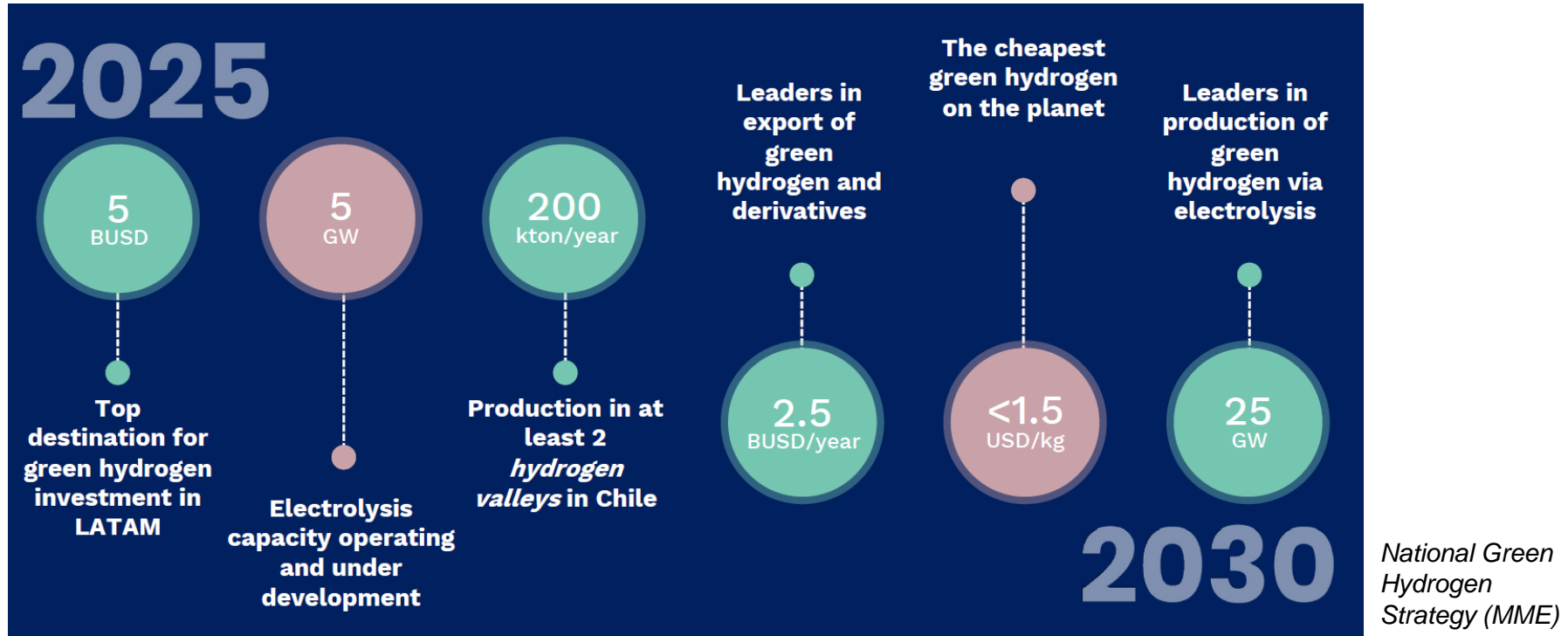
Green hydrogen produced in the Atacama Desert and in the Magallanes Region will achieve the lowest levelized cost of production* on the planet by 2030. **The quality and abundance of the renewable resources found in these regions will enable a large-scale competitive production.**

**Does not consider compression, transport, and distribution costs, which vary according to the end-use of hydrogen.
Source: McKinsey & Company.*



National Green Hydrogen Strategy (MME)

Ambition and goals



reFuels: Alternative Fuel Production Pathways

- Techno-economic assessment of alternative fuel production (bio-fuels & e-fuels)
- Cooperation with various KIT institutes
- Project funded by the federal state of Baden-Württemberg
- Duration: 2019-2021

