



Johann Dettendorfer Spedition Ferntrans GmbH & Co. KG

Wasserstoffstudie Inntal – Rosenheim – Traunstein

Marvin Krüger, Malte Radecke, Tim-Luca Knaack

05.07.2023

Zur Veröffentlichung



Inhaltsverzeichnis

1. Ziel und Methodik
2. Wasserstoffökosystem
3. Studienergebnisse und Hintergründe
 - Wasserstoff-Senken
 - Wasserstoff-Erzeugung und Infrastruktur
 - Energiequellen
 - Kostenbetrachtungen
4. Projektansätze, Standort, und Zeitplan
5. Fazit und Erwartungen an die Politik

Das Projekt wird gefördert durch das Bayerische Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten und den Europäischen Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des Ländlichen Raums (ELER).



Vielen Dank an unsere Partner



LANDKREIS
TRAUNSTEIN

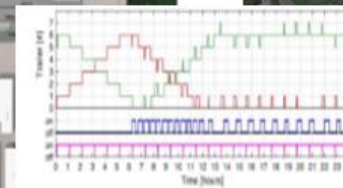
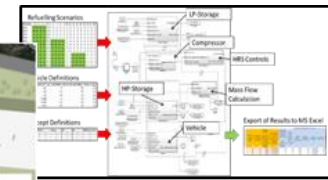
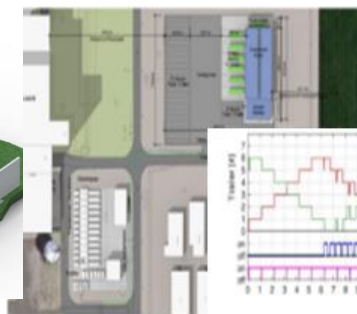
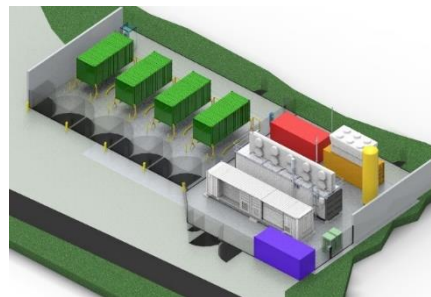
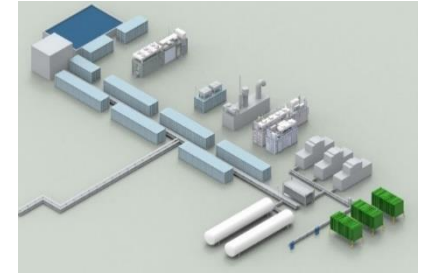


Wenger Engineering GmbH - Wasserstofftechnik und Thermodynamik



Von der Technik zum Ökosystem

- ✓ Seit 2007 erfolgreich von Kalifornien bis Japan
- ✓ Erfahrung aus 700 internationalen Projekten für über 400 Kunden
- ✓ Wasserstofftechnologie- und Komponentenentwicklung
- ✓ Entwicklung von Betankungsstandards für PKW, LKW, Busse und Züge
- ✓ Machbarkeitsstudien und Konzepte
- ✓ Entwicklung von Wasserstoff-Ökosystemen
- ✓ Planung und Bau von Wasserstoffanlagen
- ✓ Technologieberatung /Wasserstoffstrategieworkshop
- ✓ Mission Hydrogen - Weltweit größtes Branchennetzwerk





Ihre Ansprechpartner bei Wenger Engineering



David Wenger
Geschäftsführer

david.wenger@wenger-engineering.com
0163 / 864 16 21



Marvin Krüger
Projektleiter

marvin.krueger@wenger-engineering.com
0176 / 173 142 49



Ines Jacobs
Vertriebsmanagerin

ines.jacobs@wenger-engineering.com
0176 / 173 142 56



Ihre Ansprechpartner bei Wenger Engineering



Tim-Luca Knaack

Projektingenieur

tim-luca.knaack@wenger-engineering.com

0176 / 173 142 59



Malte Radecke

Projektingenieur

malte.radecke@wenger-engineering.com

0160 / 121 786 7



Inhaltsverzeichnis

1. **Ziel und Methodik**
2. Wasserstoffökosystem
3. Studienergebnisse und Hintergründe
 - Wasserstoff-Senken
 - Wasserstoff-Erzeugung und Infrastruktur
 - Energiequellen
 - Kostenbetrachtungen
4. Projektansätze, Standort, und Zeitplan
5. Fazit und Erwartungen an die Politik

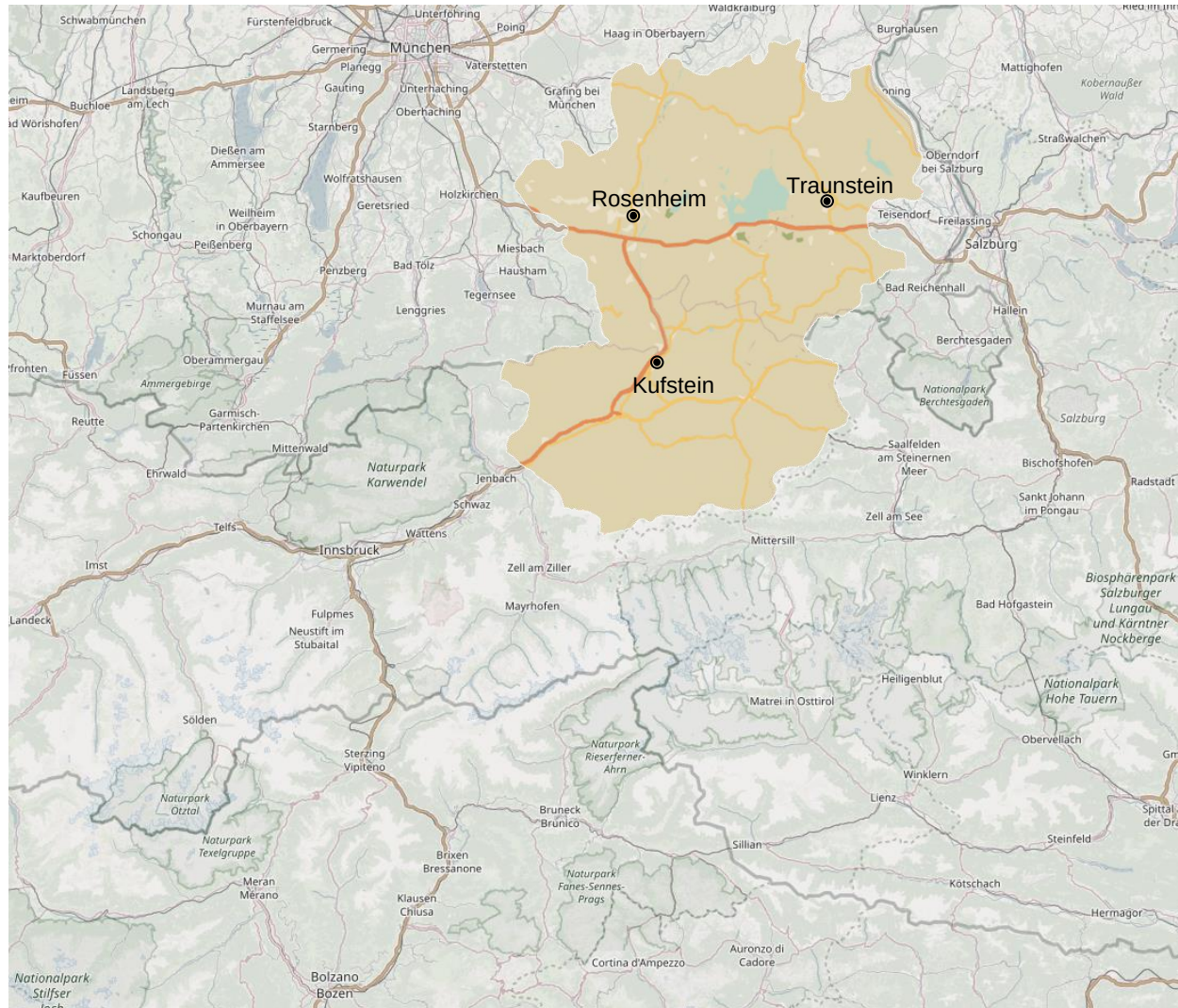


Projektübersicht

- **Ziel des Projekts**

- Machbarkeitsstudie zur Erörterung der Möglichkeiten einer ganzheitlichen Wasserstoffwirtschaft in der Region Inntal – Rosenheim – Traunstein
- Entwicklung eines Umsetzungskonzepts zur Schaffung eines regionalen Wasserstoffökosystems unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten
- Betrachtung der gesamten Wasserstoffwertschöpfungskette von Produktion, Verbrauch und Redundanz für verschiedene Sektoren wie Logistik, Industrie, regionale Energieversorgung, regionale Entsorgung, Mobilität, etc.
- Vorantreiben der Region wirtschaftlich und energetisch durch Wasserstoff
- Beweggrund zur Betrachtung eines H₂-Ökosystems ist der Klimawandel sowie die Möglichkeit des Einsatzes von Wasserstoff in verschiedenen Sektoren zur Minderung des Treibhausgasausstoßes

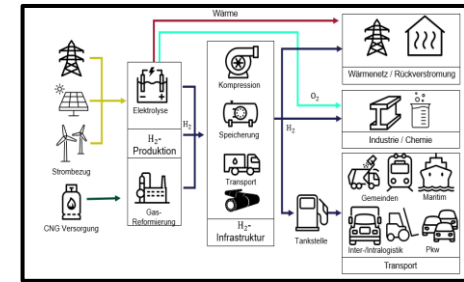
Konzentration auf gezeigte Region





Projektzeitplan

10.2022
Steuerkreis
und Partner
Kickoff



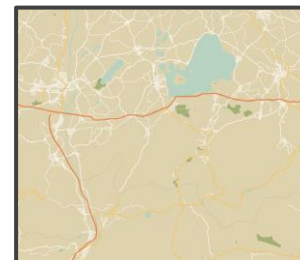
03.2023
Abschluss der
Standort-
bewertung

04.2023
Steuerkreis
Zwischen-
präsentation

11.2022
Bestandsaufnahme
Inntal – Rosenheim
– Traunstein

12.2022
Webinar

- Experteninterviews
- Produktionsstandorte
- Nutzungs- und
Entwicklungsperspektiven



06.2023
Fertigstellung
des
Wasserstoff-
konzept



Bestandsaufnahme / Experteninterviews

- Auf Basis der Longlist und einer Priorisierung vom Steuerkreis wurden Gespräche mit den aussichtsreichsten Akteuren geführt.
- 65 Anfragen Prio A Kontakte
 - 47 geführte Gespräche: 45 Interesse, 2 kein Interesse
 - 7 Logistikunternehmen
 - 6 Erzeuger
 - 5 Lebensmittel- und Getränkeindustrie
 - 5 Abfallentsorgung / Recycling
 - 5 Bus- und Verkehrsbetriebe
 - 3 H₂-Cluster-Management
 - 2 Holzindustrie
 - 2 Fahrzeughersteller
 - 2 Gemeinden
 - 2 Regionale Wirtschafts- und Energievernetzung
 - 1 Textilservice
 - 1 Landwirtschaft
 - 1 Freizeitbad
 - 1 Tankstellenbau
 - 1 Elektronikindustrie
 - 1 anonymes Großunternehmen
 - 13 keine Rückmeldung
 - 5 Direktabsagen

Reichweiteninformation:

Der Mailverteiler wurde für folgende Mails genutzt:

- Webinar Einladung: 195 Adressaten
- Webinar Nachfassung: 267 Adressaten
- H2B Verteilung Umfrage: 79 Adressaten
- EZRO-Webinar: 110 Adressaten (Dopplungen möglich)

Des Weiteren wurden Unternehmen und Private Personen durch andere Veranstaltungen erreicht:

- Treffen Wasserstoffkorridor Innsbruck: > 55 Adressaten
- EZRO-Webinar: > 80 Teilnehmer
- Experteninterviews: 65 Anfragen

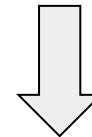
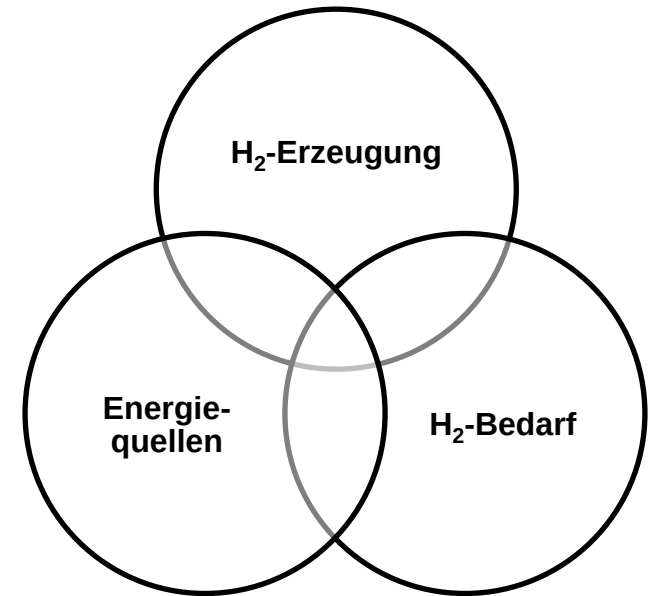
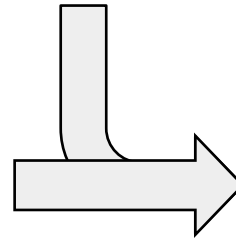
➤ 45 Akteure wurden in die Shortlist überführt für die weitere Betrachtung und Bewertung.



Vorgehen: Standortauswahl und Bewertung



Ergebnisse aus
Gesprächen



Ableitung eines regionalen
Wasserstoffkonzepts

Standortanalysen:

- Wirtschaftliche Betrachtung
- Technische Betrachtung

➤ Zusammenführen von lokalen Gegebenheiten zur Erstellung eines realisierbaren Konzepts



Inhaltsverzeichnis

1. Ziel und Methodik
2. **Wasserstoffökosystem**
3. Studienergebnisse und Hintergründe
 - Wasserstoff-Senken
 - Wasserstoff-Erzeugung und Infrastruktur
 - Energiequellen
 - Kostenbetrachtungen
4. Projektansätze, Standort, und Zeitplan
5. Fazit und Erwartungen an die Politik

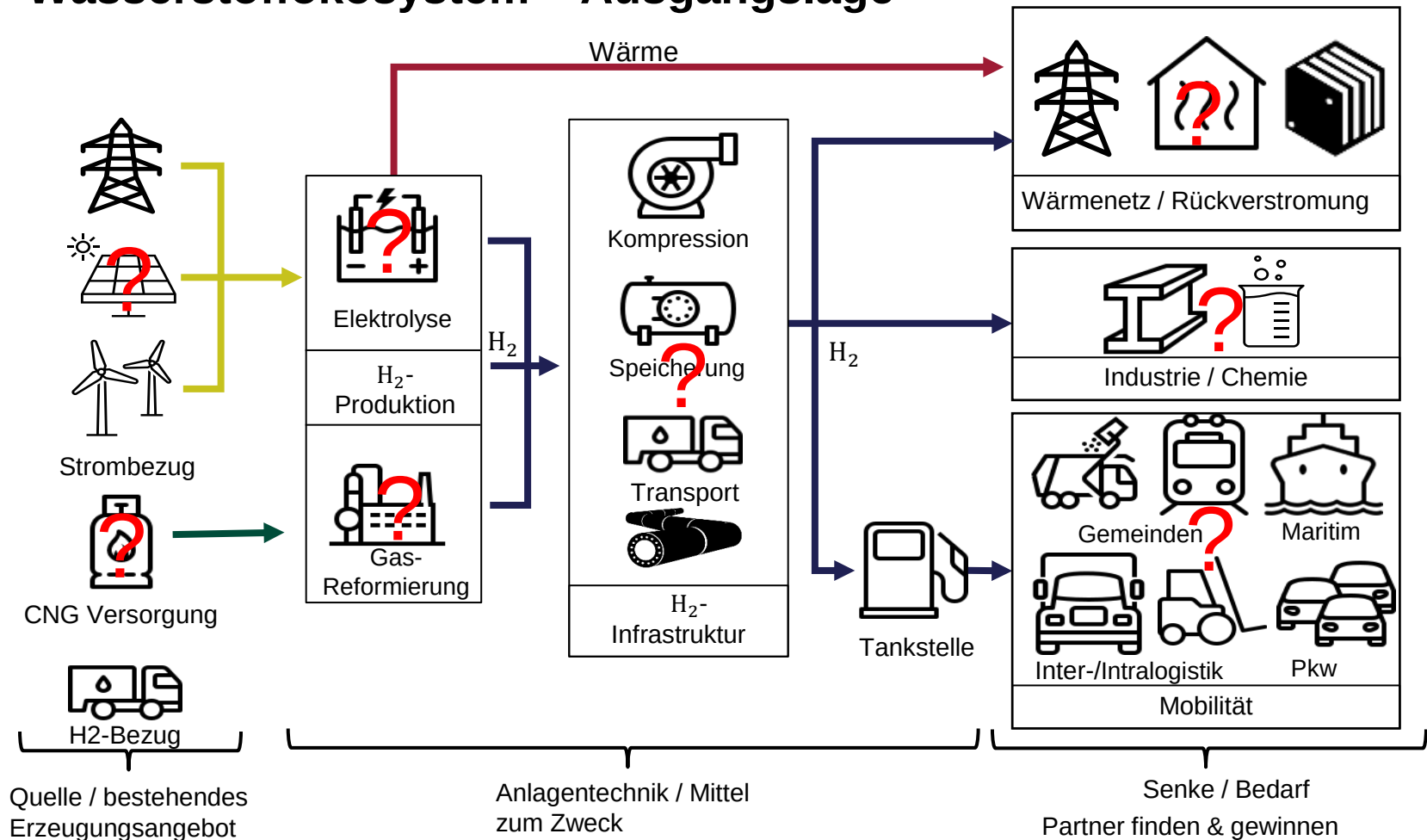


Wasserstoffökosystem

- Ein Wasserstoffökosystem besteht aus
 - Quellen (von Strom/Energie/H₂)
 - Anlagentechnik/Infrastruktur
 - Senken (von H₂/Wärme)
- Quellen lassen sich dabei auch als bestehendes Erzeugungsangebot bezeichnen
- Die Anlagentechnik kann als Mittel zum Zweck die Quellen und Senken verbinden, dazu gehört auch die Erzeugung von Wasserstoff aus dem bestehenden Energieangebot
- Senken entsprechen im Sinne der Machbarkeitsstudie den Bedarfen in der Region
- Das Ökosystem wird auf der nächsten Folie graphisch dargestellt

- Die einzelnen Ökosystemteile werden im Anschluss in den jeweiligen Abschnitten näher erläutert und analysiert

Wasserstoffökosystem – Ausgangslage



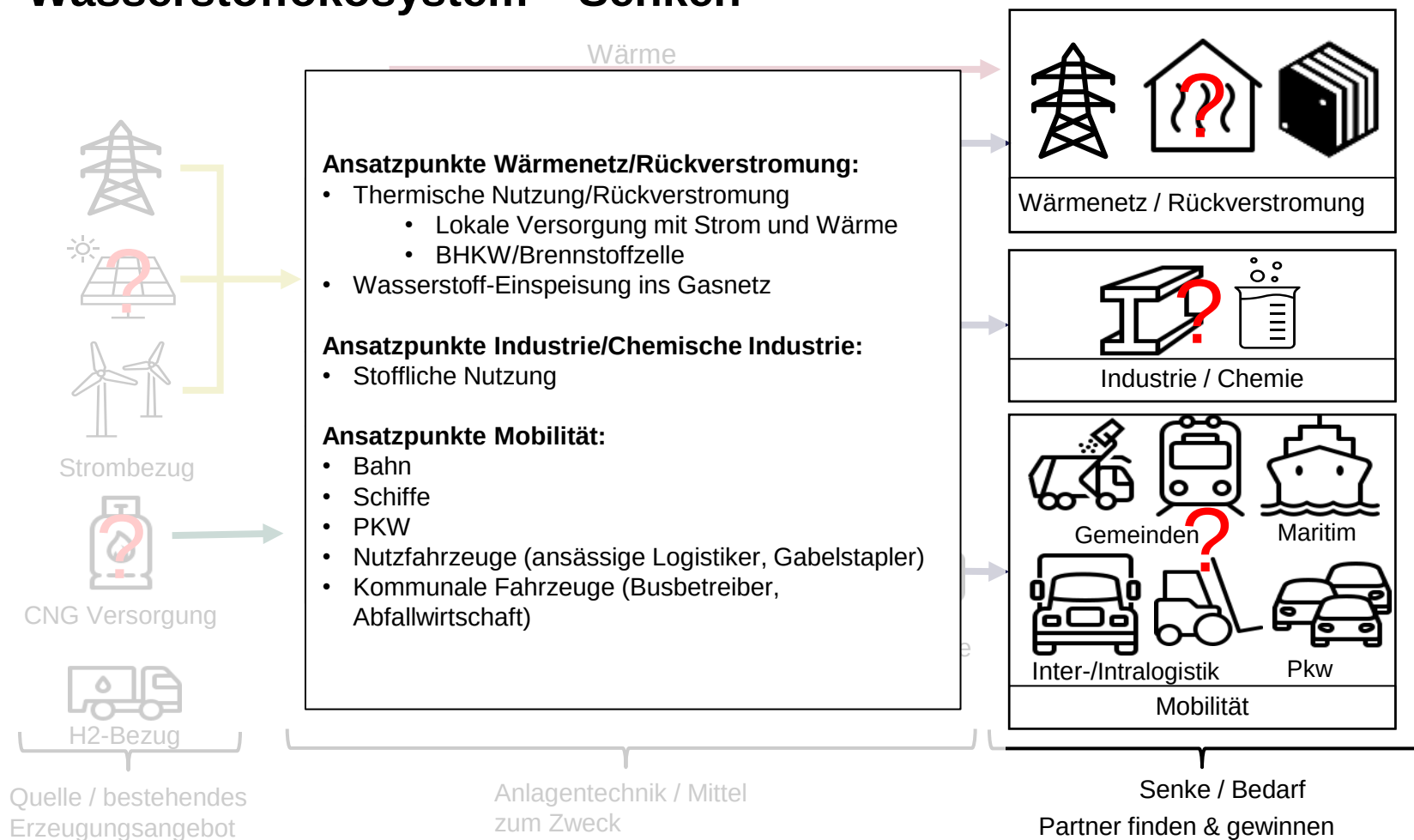
➤ Die Eignung der einzelnen Ökosystemteile ist nachfolgend zu ermitteln



Inhaltsverzeichnis

1. Ziel und Methodik
2. Wasserstoffökosystem
3. **Studienergebnisse und Hintergründe**
 - **Wasserstoff-Senken**
 - Wasserstoff-Erzeugung und Infrastruktur
 - Energiequellen
 - Kostenbetrachtungen
4. Projektansätze, Standort, und Zeitplan
5. Fazit und Erwartungen an die Politik

Wasserstoffökosystem – Senken



➤ 26 Experteninterviews mit Akteuren auf der Verbraucherseite



Rückverstromung und Sektorenkopplung



Rückverstromung /
Sektorenkopplung

- In diesem Abschnitt werden die Technologien zur Rückverstromung und elektrischen Sektorenkopplung betrachtet.
1. Technologieüberblick
 2. Beispielanlage
 3. Auszug der Shortlist mit relevanten Akteuren
 4. Möglichkeiten zur Stabilisierung der Stromnetze

Rückverstromung und Sektorenkopplung

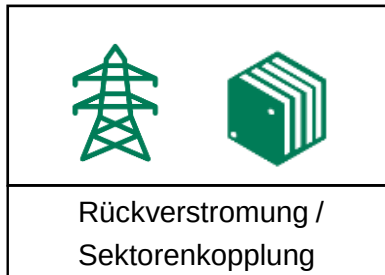


Rückverstromung /
Sektorenkopplung

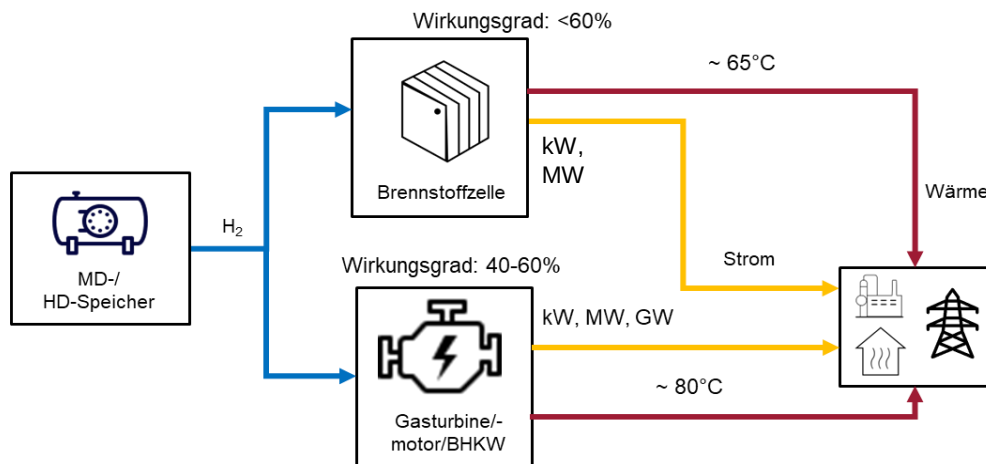
- Die Rückverstromung von Wasserstoff ist auf mehreren Wegen technisch umsetzbar:
 - Brennstoffzellen bieten sich bei Netzdienstleistungen oder dem Ausgleich von volatilen Stromangeboten aufgrund hoher elektrischer Wirkungsgrade an. Stand der Technik sind Anlagen unterhalb eines Megawatts
→ Hauptsächlich Stromerzeugung
 - Die Bereitstellung großer Strommengen lässt sich durch gasturbinenbasierte Kraftwerke oder Verbrennungsmotoren realisieren. Zudem lassen sich diese Anlagen auch mit Gasgemischen betreiben, was sie gerade für die Übergangsphase prädestiniert. Stand der Technik sind 50kW bis mehrere Megawatt
→ Strom- und Wärmeerzeugung
- Die Möglichkeiten der weiteren Sektorenkopplung durch H₂-Einspeisung ins Gasnetz wird im nächsten Kapitel näher beschrieben
- Die Rückverstromung ist dabei ein Teilelement der Sektorenkopplung indem das Energieangebot von der Energienachfrage zeitlich getrennt werden kann. Wasserstoff kann als chemischer Energieträger Speicherdauern von Tagen bis Monate abdecken. Batterien eignen sich nur als Kurzzeitspeicher.
- Weitere Hintergründe zur Speicherung und der darauf basierenden Sektorenkopplung folgen im nächsten Kapitel.

- Unterschiedliche Schwerpunkte der Brennstoffzellen (Fokus: Strom) und der Gasmotoren etc. (Strom+Wärme)
- Die Möglichkeit der Rückverstromung zum Beitrag der Sektorenkopplung ist auf der folgenden Folie aufgeführt
- Darauf folgt die Nutzung der Rückverstromung zur Stabilisierung des Stromnetzes

Beispiel: Rückverstromung zur Sektorenkopplung



- Beispiel einer Stromerzeugung aus Wasserstoff bei der Abwärme genutzt werden kann
- In der Praxis ist eine Einbindung in alle möglichen Energiesysteme denkbar und technisch darstellbar.
 - Die Energieerzeugung aus Wasserstoff ist für 4 Akteure vor Ort grundsätzlich interessant. Muss aber zu Marktpreisen geschehen. Dies ist aktuell nicht darstellbar.
- Technologischer Hauptunterschied elektrischer Wirkungsgrad und Skalierung. Beide eignen sich zur Netzstabilisierung und Stromerzeugung, auch im Blackoutfall, wobei ihre Aufgaben sich entsprechend der elektrischen Leistung unterscheiden.



- Technisch möglich und Stand der Technik.

Rückverstromung und Sektorenkopplung: Aussagen Akteure

- Auszug aus der Shortlist

Akteur	Ansatz	Treiber	Herausforderungen
Stadtwerke Rosenheim GmbH & Co. KG	H ₂ -Erzeugung mit anschließender Rückverstromung/ Wärmeerzeugung	- Nachhaltigkeit - Vorbereiten auf Technologiewandel - Treibhausgasneutralität - Erfahrungen sammeln - Strom- und Wärmeerzeugung, wo sie gebraucht wird (ohne Verluste)	- Hohe Investitionskosten der Anlagentechnik - Wirtschaftliche Darstellung der H₂-Erzeugung, -Speicherung und –Rückverstromung - Hohe Strompreise - Enger Rahmen der RED II DA (siehe Kapitel Ökosystem Quelle)
Brau Union Österreich AG	Brennstoffsubstitution zur Wärmeerzeugung	CO₂-Neutralität	- Förderungen - Wirtschaftlichkeit
Rosenberger Hochfrequenz- technik GmbH & Co. KG	Rückverstromung für Gebäudeenergie und Produktion	Nachhaltigkeit	Hohe Investitionskosten der Anlagentechnik
Chiemsee Marina GmbH	Strom- und Wärmeerzeugung für Schwimmbad	Nachhaltigkeit	- Hoher und volatiler Wasserstoffpreis - Entscheidungen der Stadt zu Investitionen

- Im Bereich der Rückverstromung stellen vor allem die hohen Investitionskosten der Anlagentechnik, Förderaufrufe und hohe Strompreise Herausforderungen dar.
- Die Nachhaltigkeit/CO₂-Neutralität der Wasserstofftechnologien gelten als starke Treiber.



Zusammenfassung: Aussagen Akteure im Bereich Rückverstromung und Sektorenkopplung

Herausforderungen:

- **Kosten/Wirtschaftlichkeit**
 - Hoher und volatiler Wasserstoffpreis, hohe Investitionskosten der Anlagentechnik
 - Hohe Stromkosten
 - Wirtschaftliche Darstellung der H₂-Erzeugung, -Speicherung und –Rückverstromung
- **Regularien und Politik**
 - Förderungen
 - Enger Rahmen der RED II DA

Treiber:

- **Technologie**
 - Nachhaltigkeit/CO₂- und Treibhausgasneutralität
 - Erfahrungen sammeln
 - Strom- und Wärmeerzeugung, wo sie gebraucht wird (ohne Verluste)
- **Lage in Deutschland und regional**
 - Vorbereiten auf Technologiewandel

Herausforderungen oder Treiber:

- **Regularien und Politik**
 - Teilweise: Abhängig von Entscheidungen der Stadt für oder gegen Investitionen

Exkurs: Technologievergleich Rückverstromung

	Brennstoffzelle	Gasturbine	Gasmotor
Vorteile	- Hohe Wirkungsgrade - Keine Feinstaub-Emissionen - Geringe Bereitschaftsverluste und Start-Stopp-Zyklen - Künftig Wirkungsgradsteigerungen denkbar, da im Vergleich zu anderen Technologien größere Effizienzpotenziale vorhanden	- Große Spanne der Zündgrenzen von Wasserstoff (4 – 77 Vol.-% in Luft) ermöglicht extremes Abmagen des Gemischs → niedrige adiabate Verbrennungstemperaturen → niedrige NOx-Emissionen - Bestehende Gasturbinen sollen zukünftig mit Anpassungen (primär Brennersystem) mit H₂ betrieben werden können - Zunehmende Wirkungsgradsteigerung bei wachsender Anlagenleistung	- Entwicklungsreife sehr hoch → Ökonomisch günstigste Variante - Weitere Effizienzsteigerungen durch optimierte Einspritzverfahren, Aufladungen und höhere Verdichtungsverhältnisse erwartbar - Verfügbare / Bestehende Technologie kann mit geringfügigen Anpassungen (hauptsächlich Verbrennungssystem und Brennstoffzuführung) auf H₂ angepasst werden, einige Hersteller bieten bereits Lösungen an.
Nachteile	- Degradation - Niedertemperatur Wärme, insofern nicht nutzbar, stellt Verlust dar → Minimierung nötig bei Rückverstromung	- Hohes Selbstzündungsrisiko - Flexible H₂-Erdgas-Volumenanteile noch Stand der Forschung - Hohe Flammtemperaturen erhöhen die NOx Abgaswerte	- Geringe Klopffestigkeit: Kühlung notwendig, um Selbstentzündungen und lokale Heißstellen zu vermeiden → Wirkungsgrad ↓ - Erzielbare Wirkungsgradsteigerungen: rund 10% → η_{el} = 50 – 55 % → Wirkungsgrad geringer als Turbinen und FC-Lösung - Hoher Anteil an Abwärme, vor allem im Vergleich zur Brennstoffzelle
Leistungsbereich / η_{el}	Stand der Technik: ≤ 1 MW. Größer möglich / η_{el} ~ 60 %.	kW- bis GW-Bereich / η_{el} bis 63 %	kW- und MW-Bereich Fa. Jenbacher bspw. bis 10MW / η_{el} ~ 40 – 45 %
Hersteller	u.A. Ballard / Proton Motors / Plugpower / Cummins	Mitsubishi Heavy Indsutreis, General Electric, Siemens Energy	u.A.: 2G, Innio Jenbacher, Wolf Power Systems



Möglichkeiten zur Stabilisierung des Stromnetzes

- Auf den kommenden Folien werden Möglichkeiten der allgemeinen Stromnetzstabilisierung hin zur Stromnetzstabilisierung innerhalb des H₂-Ökosystems dargelegt.
- Dabei sind die Maßnahmen der Stromnetzstabilisierung auch innerhalb eines Brownouts enthalten.
- Insbesondere im Fall eines Blackouts spielt die Schwarzstartfähigkeit eine große Rolle, weswegen diese auf den kommenden Folien genauer untersucht wird.



Grundlagen: Möglichkeiten zur Stabilisierung des Stromnetzes

- Begriffsklärung Blackout/Brownout
 - Ein **Blackout** ist ein unkontrolliertes und unvorhergesehenes Versagen von Netzelementen. Ein Blackout ist also grundsätzlich durch eine Unterversorgung mit Energie ausgelöstes Ereignis, sondern bedingt durch Störungen im Netzbetrieb.
 - Ein kontrollierter **Brownout** kann notwendig werden, wenn im Vergleich zur nachgefragten Menge zu wenig Strom produziert werden kann, z.B. aufgrund eines Brennstoffmangels für Kraftwerke oder einer allgemein zu geringen Erzeugung, bspw. auch durch Nichtverfügbarkeiten von Erzeugungsanlagen. Speziell bedeutet dies das kurzfristige Abschalten bestimmter Verbrauchergruppen, um Stromnachfrage und –angebot ins Gleichgewicht zu bringen.



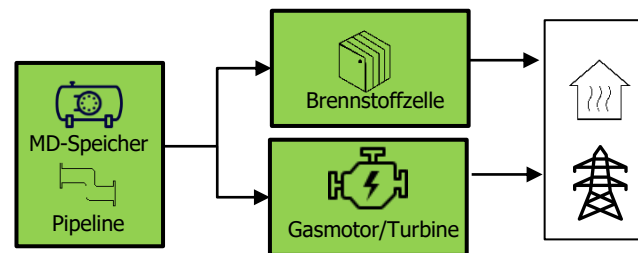
Grundlagen: Möglichkeiten zur Stabilisierung des Stromnetzes

- Mögliche Szenarien und Stellschrauben:
 - Stromüberschuss:
 - Reduktion der Stromerzeugung durch Mittellastkraftwerke/Gasturbine
 - Aktivierung Pumpspeicherkraftwerke/Elektrolyseur
 - Stromexport ins Ausland
 - Strommangel:
 - Aktivierung von Mittellastkraftwerken/Gasturbinen
 - Einkauf von Strom aus dem Ausland
 - Im Extremfall: Kontrollierter Brownout
- Praktischer Ansatz:
 - Stromüberschuss: Elektrolyseure sind flexibel in den Lastkurven und können typischerweise im Bereich zwischen 20-120% der maximalen Anschlussleistung gefahren werden. Sie können netzdienlich gefahren werden.
 - Strommangel: Wasserstoffbetriebene Turbinen oder BHKWs sind analog zu Erdgasanlagen flexibel fahrbar.

➤ Innerhalb des H2-Ökosystems sind bei Produktion und Rückverstromung Möglichkeiten zur Netzstabilisierung vorhanden.

Stromerzeugung im Blackoutfall

- Stromerzeugung im Blackoutfall denkbar über Wasserstoff möglich
- Niedertemperatur PEM-Brennstoffzellen
 - Schnelle Abgabe der Nennleistung ($< 1\text{min}$)
 - Betriebstemperatur ($60\text{-}80^\circ\text{C}$) nur knapp über Umgebungsniveau → Schnelles Erreichen der Betriebstemperatur
 - Nicht schwarzstartfähig, Bereitstellung der elektrischen Energie für Anlaufphase über
 - Superkondensatoren (bei kleinen Leistungen) oder Batterien/Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)
- Turbine/Gasmotor/BHKW:
 - Größere Leistungen verfügbar
 - Verhalten analog zu bisherigen Gaskraftwerken



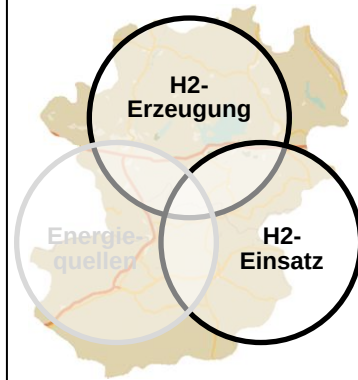
- Wasserstoff kann, wie bisherige Gaskraftwerke, zur Stromerzeugung im Blackoutfall genutzt werden.

Wärmeerzeugung aus H₂-Anlagen



Wärmenetz

- In diesem Abschnitt werden die Technologien zur Wärmeerzeugung aus H₂-Anlagen und thermischen Sektorenkopplung betrachtet.
1. Technologieüberblick
 2. Beispielanlage
 3. Auszug der Shortlist mit relevanten Akteuren



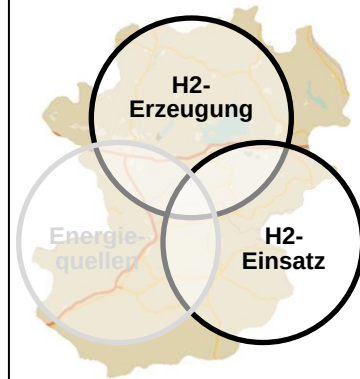
Wärmeerzeugung und Verwendung aus H₂-Anlagen



Wärmenetz

Siehe Folie
34

- Möglichkeiten der Wärmeerzeugung und Nutzung
 - Direkte Verbrennung des Wasserstoffs
 - Abwärme aus Umwandlungsprozessen: Strom $\rightleftharpoons$ Wasserstoff
 - Wärmeverbrauch zur Herstellung von Wasserstoff
- Wärmeerzeugung
 - Wasserstoffbrenner: Hohe Temperaturen $>1.000\text{ °C}$
 - Dies ist für 2 Akteure für die Dampf und Prozesswärmeproduktion generell interessant. Hemmnis: verfügbare Wasserstoffmengen und Preis
 - NT-Elektrolyse: niedrige Temperaturen 55 °C
 - Niedrige Temp. bei Rückverstromung (durch BZS/BHKW): $65-80\text{ °C}$
 - Niedriges Temperaturniveau eignet sich nur für ortsnahe Verwendung
- Wärmeverbrauch
 - Nutzung von Wärme zur Herstellung von Wasserstoff nicht innerhalb marktverfügbarer Technologien



- Wasserstoff kann auf verschiedenen Arten Synergien mit Abwärme bieten
- Die genauen möglichen Umsetzungen werden dabei auf den folgenden Folien näher betrachtet

Übersicht Wärme und Abwärme bei H₂-Erzeugung und -Nutzung

	H ₂ - Erzeugung				H ₂ - Nutzung		
	NT-EL*	NT-EL + WP*	CH ₄ -SMR (fossil)	HT-EL	H ₂ -BZ (PEM)*	H ₂ -BHKW*	Verbrennung
Richtung Wärme							
Niveau In °C	Ca. 55 nutzbar	Ca. <120 nutzbar	Ca. 700 – 1.000	Ca. ab 150, bis 700 – 900	Ca. 65 nutzbar	Ca. 80 nutzbar	Ca. 1.000 – 2.250
Nutzbarkeit	Bspw. Versorgung im NT-Nahwärmenetz	Bspw. Versorgung im HT-Fernwärmenetz	Prozess-relevant. Deckung meist durch Edukt (Erdgas)	Prozess-relevant. Erhöhung Wirkungsgrad durch externe Wärmequelle	Bspw. Versorgung im NT-Nahwärmenetzen	Bspw. Versorgung im HT-Fernwärmenetzen	Je Einsatz. HT-Prozess-wärme. Gemische möglich.
Stand der Technik	Markt		Markt (fossil)	Forschung	Markt		Entwicklungs-stand variiert je nach Art der Verbrennung
	AEL / PEMEL			SOEC			

*Projekte bei Wenger Engineering

- Sinnvolle Nutzung von Abwärme im NT-Bereich: NT-EL, H₂-BZ, und H₂-BHKW; Kombination mit HT-Wärmepumpen für höhere Temperaturniveaus
- Verbrennung erreicht die höchsten Temperaturen
- Für die Wahl der Technologie ist der Anwendungsfall (H₂-, Strom-, Wärmeproduktion) sowie das benötigte Temperaturniveau entscheidend
- Erlöse für Abwärme oder Strom können die Wirtschaftlichkeit verbessern

Wärmebereitstellung – Bei H₂-Produktion oder H₂-Nutzung

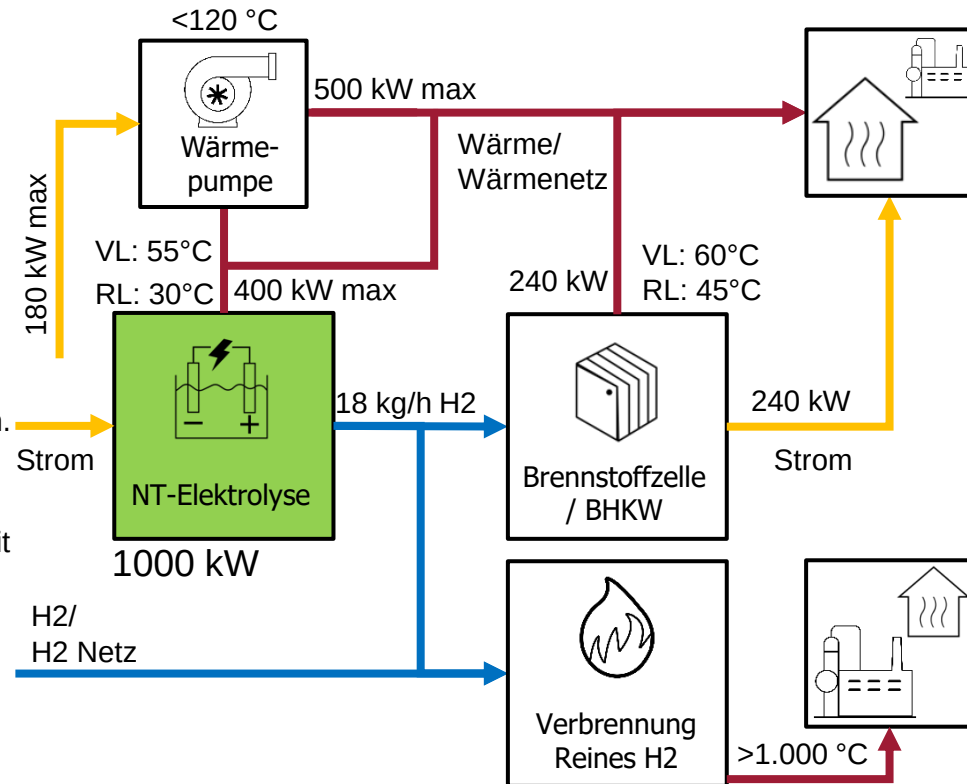
- Bei den marktreifen Technologien fällt Niedertemperaturwärme ab. Typische Temperaturniveaus sind dabei:

- Niedertemperatur (NT)-Elektrolyse:
 - Alkalische/PEM Elektrolyse ca. 55 °C
- Rückverstromung
 - Brennstoffzelle: 60 °C
 - BHKW/Motor: 80-90 °C
- Über Wärmepumpen kann die Temperatur auf höhere Niveaus (~120 °C) gehoben werden

- Für die Praxis heißt das:

- Die Abwärmenutzung ist bei jedem Einsatz einer Elektrolyse oder Brennstoffzelle / BHKW möglich, sollte aber in räumlicher Nähe erfolgen.
- Entsprechende Schnittstellen können von Herstellern angeboten werden
- Die Abwärmenutzung kann zur Wirtschaftlichkeit beitragen, wird aber nie der alleinige Treiber sein
- Dies ist für 5 Akteure für die Gebäude- / Nahwärme interessant, scheitert allerdings an den verfügbaren Wasserstoffmengen und dem Preis

Siehe Folie
34

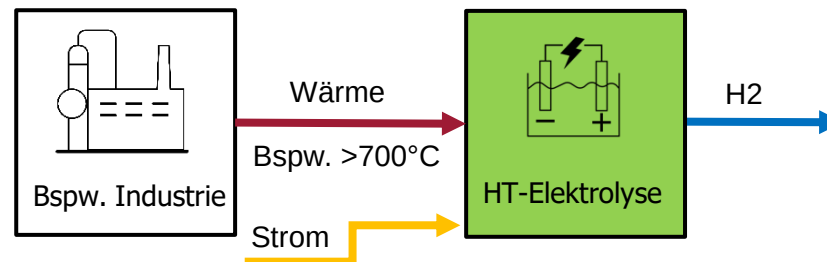


- Wasserstoff kann als Energiespeicher zur Bereitstellung von Wärme/Abwärme genutzt werden; →Sektorenkoppler Strom/Wärme
- Abwärmenutzung kann zur Wirtschaftlichkeit beitragen, wird aber nie der alleinige Treiber sein



Wärmenutzung – Bei H₂-Produktion oder H₂-Nutzung

- Nutzung von Abwärme innerhalb der Wasserstofferzeugung
 - Hochtemperatur (HT)-Elektrolyse:
 - Elektrolysen mit deutlich höheren Temperaturen aktuell noch in Erprobung
 - SOEC (Festoxid-Elektrolysezelle) Betriebstemperaturen: ca. 700 – 900 °C
 - Vorhandene Wärme ersetzt teilweise den Strombedarf
 - Teilweise auch Wärme ab 150 °C zuführbar
- Keine Berücksichtigung finden aufgrund von u.A. geringer Wärmemenge/-niveau, Entwicklungsstadium und Anwendungsfall:
 - Dampfreformierung (fossile H₂-Herstellung)
 - Weiterverarbeitung (Bspw. Kraftstoffsynthese, LOHC-Speicherung, Verflüssigung)
 - Nebenprozesse (Kompression, Kühlung, etc.)



- Nutzung von Abwärme/Wärme für H₂-Produktion oder -Nutzung bei Stand der Technik nicht angewandt
- HT-EL benötigt Abwärme für einen höheren Wirkungsgrad. Durch Temperaturniveau nur für den Dauerbetrieb sinnvoll.
- Variante wird in Übersicht der nächsten Folie aufgeführt

Nutzung der Abwärme: Aussagen Akteure

Akteur	Ansatz	Treiber	Herausforderungen
Vertraulich			
Textilservice Stangelmeyer GmbH	Wärmeerzeugung/Abwärmennutzung aus Wäscherei für Gebäudeenergie	- Erfahrungen sammeln - CO₂-Neutralität	-
Stadtwerke Rosenheim GmbH & Co. KG	Abwärmennutzung aus H ₂ -Erzeugung/Rückverstromung	- Nachhaltigkeit - Treibhausgasneutralität - Vorbereiten auf Technologiewandel - Erfahrungen sammeln	- Hohe Investitionskosten für Anlagentechnik - Wirtschaftliche Darstellung der H₂-Erzeugung, -Speicherung und – Rückverstromung - Hohe Strompreise - Enger Rahmen der RED II DA
Brau Union Österreich AG	Wärmeerzeugung/Abwärmennutzung aus H ₂ -Erzeugung	CO₂-Neutralität	- Förderungen - Wirtschaftlichkeit
Rosenberger Hochfrequenztechnik GmbH & Co. KG	Abwärmennutzung aus Rückverstromung	Nachhaltigkeit	Hohe Investitionskosten für Anlagentechnik
Bergader Privatkäserei GmbH	Dampferzeugung für Produktion	-	-
Chiemsee Marina GmbH	Wärmeerzeugung/Abwärmennutzung aus Wärmeerzeugung für Schwimmbad	CO₂-Reduktion	- Hoher und volatiler Wasserstoffpreis - Entscheidungen der Stadt zu Investitionen

- Die größten Herausforderungen bestehen für die Akteure in der wirtschaftlichen Darstellbarkeit der laufenden – sowie der Investitionskosten sowie den Gesetzmäßigkeiten (Förderungen und politische Entscheidungen).
- Als Treiber sehen die Akteure vor allem den Nachhaltigkeitsaspekt/ CO₂-Neutralität/CO₂-Reduktion.



Zusammenfassung: Aussagen Akteure im Bereich Rückverstromung und Sektorenkopplung

Herausforderungen:

- **Kosten/Wirtschaftlichkeit**
 - Hoher und volatiler Wasserstoffpreis, hohe Investitionskosten für Anlagentechnik
 - Hohe Strompreise
 - Wirtschaftliche Darstellung der H₂-Erzeugung, -Speicherung und –Rückverstromung
- **Regularien und Politik**
 - Förderungen
 - Enger Rahmen der RED II DA
- **Lage in Deutschland und regional**
 - Mangelnder günstiger grüner Strom für grünen H₂

Treiber:

- **Technologie**
 - Nachhaltigkeit/CO₂- und Treibhausgasneutralität/CO₂-Reduktion
 - Erfahrungen sammeln
- **Lage in Deutschland und regional**
 - Vorbereiten auf Technologiewandel

Herausforderungen oder Treiber:

- **Regularien und Politik**
 - Teilweise: Abhängig von Entscheidungen der Stadt für oder gegen Investitionen

Bewertung Wasserstoff-Abnehmer: Shortlist

Wärmeerzeugung/Rückverstromung und Sonstige

Einordnung durch Wenger Engineering:
Synergie in Klammern optional;

Weiß: keine Veröffentlichung
Grün: Hoch; Gelb: Mittel; Rot: Gering/Kein;
Grau: nicht abschätzbar/nicht anwendbar

Unternehmen/Institution	Vorrangige Synergie zum regionalen H2-Ökosystem	Interesse / Bedarf / Angebot	Technologie-Verfügbarkeit	Technische Umsetzbarkeit	Förderfähigkeit
Rosenberger Hochfrequenztechnik GmbH & Co. KG	Rückverstromung				
Chiemsee Marina GmbH	Rückverstromung +				
Adelholzener Alpenquellen GmbH	Wärmeerzeugung				
Bergader Privatkäserei GmbH	Wärmeerzeugung				
Vertraulich					
ITU Innovative Tank- und Umweltschutzsysteme GmbH	Bau				
Wendelsteinbahn GmbH	EE-Erzeugung				
Herr Schinnagl					
Bayerngas Energy GmbH	Forschung H2-Erzeugung				
Gemeinde Schechen	Gemeinde				
Gemeinde Ebbs					
Busbetrieb Josef Ettenhuber GmbH	(H2-Abnehmer)				
Verbund AG	H2-Erzeugung				
TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG					
Stadtwerke Rosenheim GmbH & Co.KG					
MPREIS - Demo4Grid Anlage / MPREIS Warenvertriebs GmbH					
FAUN Austria GmbH	Hersteller				
MAN Truck & Bus SE					
H2.B Zentrum Wasserstoff Bayern	Koordinationsstelle				
AMETHyST - Energiewende Oberland	Studie				
Handelskammer Bozen	Vernetzung				
Hydrogen AustriaStandortagentur Tirol GmbH					

- Wasserstoff Rückverstromung / Wärmeerzeugung ist noch nicht zu marktüblichen Preisen darstellbar. Es wird für die Akteure später interessant → die technische Umsetzbarkeit ist dabei insbesondere durch die H2-Menge und die lokale Verfügbarkeit unterschiedlich bewertet
- Die H2-Erzeuger sind grundsätzlich als hoch bewertet, es kommt jedoch auf die genaue weitere Nutzung und mögliche Synergie in der Region an

Einflüsse
auf
Kategorien:

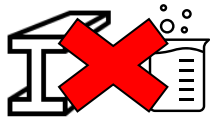
Abnahmemenge / Interesse,
Standort, Zeithorizont.
Preis ist inkludiert über
Kombination Interesse +
Zeithorizont.

Inklusive
Marktverfügbarkeit.

Kombination aus Standortauswirkung
auf den Prozess (z.B. Anlieferung,
Routen) sowie H2-Menge.

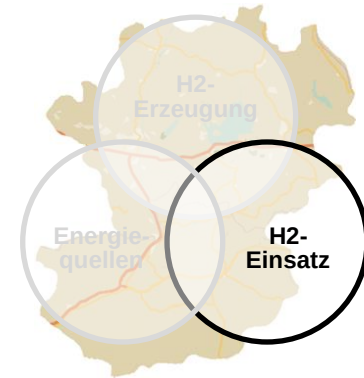
Momentaufnahme. Einige
angenommen. (Siehe Exkurs:
Fördermöglichkeiten) Neue
Energienutzung durch Unternehmen
grundsätzlich als förderfähig eingestuft

Stoffliche Nutzung



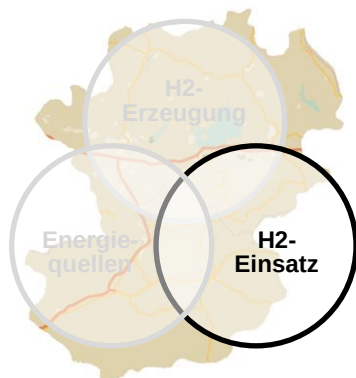
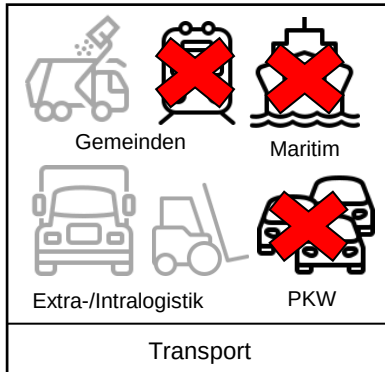
Industrie / Chemie

- Wasserstoff findet die meiste Anwendung in der Industrie bspw. zur Ammoniakherstellung oder in Raffinerieprozessen. Aktuell ist H₂ auch zur CO₂-armen Stahlherstellung oder zur Herstellung beliebiger Kohlenwasserstoffketten denkbar
- Aufgrund ihres Tätigkeitsfeldes wurden lokale Firmen der stofflichen Nutzung zugeordnet. Aus den Anfragen ergab sich:
 - keine stoffliche Nutzung zu aktuellen Preisen & Regulatorik
 - Unternehmen aus dem Chemiedreieck verfolgen eigene Ansätze, nehmen an der Studie aber nicht Teil
- Die Hauptherausforderung für grünen H₂ in der Industrie ist die Konkurrenz zu aktuell deutlich günstigerem grauem H₂
 - Die Industrie benötigt generell große Mengen zu geringen Preisen (Beispiel in der Stahlindustrie: 70 kg H₂ je 1 t Stahl)
- Aufgrund der fehlenden Akteure sowie der schwierigen Ausgangsbedingungen für einen Markthochlauf im Rahmen der Randbedingungen Machbarkeitsstudie → **verworfen**



- Evtl. ließen sich in der Umgebung weitere Akteure finden, durch den hohen Kostendruck und in der ersten Entwicklung nur geringen Mengen bietet die stoffliche Nutzung vorerst keinen Ansatzpunkt

Mobilität



• Schienen- und maritime Anwendungen:

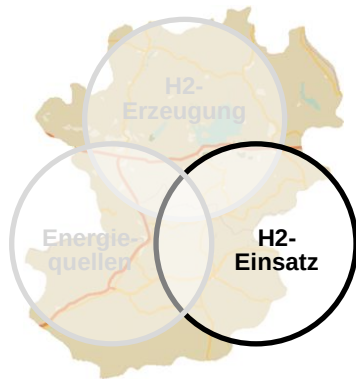
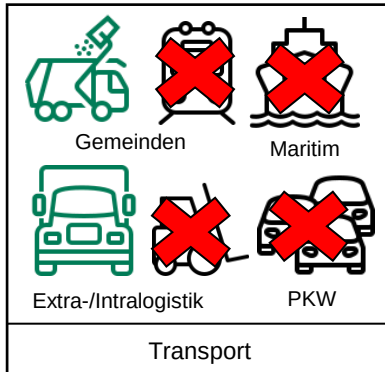
- Weder Zug/Schiff noch Tankstelle in Umgebung verfügbar → Für den lokalen Bedarf besteht ein erhöhter Entwicklungsaufwand
- Umsetzbarkeit schwierig und kostenintensiv
- In Westbayern ist der Einsatz von Wasserstoffzügen geplant
- **Allerdings keine Akteure und Anwendung in der betrachteten Region**

• PKW:

- Es besteht bereits eine Tankstelleninfrastruktur. Die Auslastung ist gering und rechtfertigt keine weiteren Tankstellen
- Nur wenige förderfähige Serienfahrzeuge, fehlende Infrastruktur im ländlichen Raum
- Entwicklung der PKW-Infrastruktur auch in neuen Plänen zum transeuropäischen Verkehrsaufbaues
- **Die Interviews ergaben kein Interesse an Wasserstoff-PKW in der Region**
- **schwer abschätzbar, keine explizite Betrachtung**

- Schienen-, maritime Anwendungen und PKW sind aktuell noch schwer umsetzbar und kostenintensiv
- Wirtschaftlich schwer darstellbar

Mobilität



• Kommunale Fahrzeuge:

- Brennstoffzellenfahrzeuge sind prädestiniert bei langen Umläufen und geringer Siedlungsdichte; Vorteil ggü. Elektrofahrzeugen
- Reichweite und Berggängigkeit vergleichbar mit konventionellen Fahrzeugen. Die Routen können im Gegensatz zu Batteriefahrzeugen gleich bleiben.
- Im ländlichen Raum gibt es viele verschiedene, private Dienstleister im ÖPNV
- Durch entsprechende Förderprogramme (80% der Investitionsmehrkosten) und gesetzliche Vorgaben (z.B. Clean Vehicles Directive) besteht **Interesse bei der Abfallwirtschaft und bei kommunalen Busbetreibern**

• Nutzfahrzeuge:

- CO₂-Steuer, Flottengrenzwerte u.A. sorgen für Umdenken in der Branche, aber auch Bewusstsein und Wunsch von Endkunden nach CO₂-neutrale Waren nimmt zu
- Bereitschaft auch gewisse Mehrkosten zu tragen, ergänzt durch Förderprogramme
- Immer größer werdender Abnehmerkreis im ländlichen Raum → **Interesse besteht**

• Gabelstapler:

- Serienfahrzeuge sind vorhanden, z.B. Toyota oder Linde
- Infrastruktur beim Kunden nötig
- **Interesse der Akteure liegt bei anderen Einsatzzwecken**
- Im Vergleich zu LKW geringe H₂ Mengen
- ➔ **Im Markthochlauf eher untergeordnet**

- Potenziale in der Mobilität in der Region im Bereich Busse, LKW, Nutzfahrzeuge wie Müllfahrzeuge → Betrachtung in den Kapiteln TCO und Konzept

Bewertung Wasserstoff-Abnehmer: Shortlist

Mobilität/Nutzfahrzeuge

Einordnung durch Wenger Engineering:
Synergie in Klammern optional;

Weiß: keine Veröffentlichung

Grün: Hoch; Gelb: Mittel; Rot: Gering/Kein;

Grau: nicht abschätzbar/nicht anwendbar

Unternehmen/Institution	Vorrangige Synergie zum regionalen H2-Ökosystem	Interesse / Bedarf / Angebot	Technologie-Verfügbarkeit	Technische Umsetzbarkeit	Förderfähigkeit
Auerbräu GmbH	LKW				
Binderholz GmbH					
Brau Union Österreich AG					
BTK Befrachtungs- und Transportkontor GmbH					
Johann Dettendorfer Spedition Ferntrans GmbH & Co. KG					
Eberl Internationale Spedition GmbH & Co. KG					
Gebrüder Weiss GmbH					
Gruber Logistics S.p.A.					
Lettl Transporte GmbH					
Schenker AG					
Textilservice Stangelmayer GmbH					
Remondis GmbH & Co KG					
Zosser GmbH	Müllfahrzeuge / (LKW)				
DAKA GmbH & Co. KG	Müllfahrzeuge				
Landratsamt Rosenheim: Landkreismüllabfuhr					
Vertraulich					
Ledermair Verkehrsbetriebe GmbH	Busse				
Hövels GmbH & Co. KG					
Regionalverkehr Oberbayern GmbH					
Martin Geldhauser Omnibusunternehmen im Linien- und Reiseverkehr GmbH & Co. KG	Kleinbusse / (H2-Abnehmer)				
Hamberger Flooring GmbH & Co. KG	(Flurförderfahrzeuge)				

- Bis auf vereinzelte Ausnahmen zeigt die Shortlistmatrix viele Akteure mit hohem Interesse / Bedarf sowie hoher technischer Umsetzbarkeit
- Die Förderfähigkeit wird fast überall als Hoch angenommen (siehe späteren Exkurs der Studie)
- Die Technologie-Verfügbarkeit wird am besten bei den Müllfahrzeugen eingestuft, gefolgt von den H2-LKW → Aggregation der resultierenden Fahrzeuge im Konzept Kapitel

Einflüsse auf Kategorien:

Abnahmemenge / Interesse, Standort, Zeithorizont.
Preis ist inkludiert über Kombination Interesse + Zeithorizont.

Inklusive Marktverfügbarkeit. H2-LKW generell als „mittel“ eingestuft, da nicht alle Varianten als Serienfahrzeuge verfügbar sind.

Kombination aus Standortauswirkung auf den Prozess (z.B. Anlieferung, Routen) sowie H2-Menge.

Momentaufnahme. Einige angenommen. (Siehe Exkurs: Fördermöglichkeiten) Neue Energienutzung durch Unternehmen grundsätzlich als förderfähig eingestuft

Mobilität: Aussagen Akteure

Akteur	Ansatz	Treiber	Herausforderungen
Auerbräu GmbH	Extralogistik	Nachhaltigkeit	- Wirtschaftlichkeit - BEV-Reichweite ausreichend
BTK Befrachtungs- und Transportkontor GmbH	Extra-/Intralogistik	CO₂-Neutralität	Hoher und volatiler Wasserstoffpreis
DAKA GmbH & Co. KG	Abfallentsorgung	- Nachhaltigkeit - Energieautarkie	- Hohe Investitionskosten für Fahrzeuge - Entscheidungen der Bezirkshauptmannschaft zu den Förderungen
Busbetrieb Josef Ettenhuber GmbH	Personenbeförderung	Vorbereiten auf Technologiewandel	Hoher und volatiler Wasserstoffpreis
Zosseder GmbH	Abfallentsorgung	- Nachhaltigkeit - Energieautarkie - Innovationsdrang - Unzureichende Reichweite BEV	Hoher und volatiler Wasserstoffpreis
Schenker AG	Extra-/Intralogistik	- Technologieoffenheit - Erfahrungen sammeln	Hoher und volatiler Wasserstoffpreis
Hamberger Flooring GmbH & Co. KG	Intralogistik	- Nachhaltigkeit - CO₂-Bepreisung	- Hohe Investitionskosten für Fahrzeuge - BEV-Technologie (Reichweite und Ladezeiten) ausreichend
Johann Dettendorfer Spedition Ferntrans GmbH & Co. KG	Extralogistik	- Nachhaltigkeit - Innovationsdrang	- Hoher und volatiler Wasserstoffpreis - Hohe Investitionskosten für Fahrzeuge - Fehlende Tankstelleninfrastruktur

Mobilität: Aussagen Akteure

Akteur	Ansatz	Treiber	Herausforderungen
Martin Geldhauser Omnibusunternehmen im Linien- und Reiseverkehr GmbH & Co. KG	Personenbeförderung	- Nachhaltigkeit - Technologieoffenheit	- Hoher und volatiler Wasserstoffpreis - Hohe Investitionskosten für Fahrzeuge
Landratsamt Rosenheim: Landkreismüllabfuhr	Abfallentsorgungslogistik	- Erfahrungen sammeln - Entscheidungsträger zum Kauf der Fahrzeuge: Verwaltung oder Politik (Treiber und Herausforderung zugleich)	- Wirtschaftlichkeit - Förderungen - Aktuelle Verfügbarkeit der Fahrzeuge (Müllfahrzeuge) - Komplexität der Brennstoffzellenfahrzeuge - Entscheidungsträger zum Kauf der Fahrzeuge: Verwaltung oder Politik - Sicherheit und Akzeptanz der Technologie
Textilservice Stangelmeyer GmbH	Extralogistik	- Erfahrungen sammeln - CO₂-Neutralität	-
Gebrüder Weiss GmbH	Extralogistik	- Nachhaltigkeit - Reichweite der Brennstoffzellenfahrzeuge - Interesse auch außerhalb Region → Synergien mit Durchfahrtsverkehr	- Fehlende Tankstelleninfrastruktur - Aktuelle Verfügbarkeit der Fahrzeuge (LKW's) - Förderungen - Hoher und volatiler Wasserstoffpreis
Remondis GmbH & Co KG	Abfallentsorgungslogistik	-	- Verfügbarkeit der Fahrzeuge (Müllfahrzeuge) - Fehlende Tankstelleninfrastruktur - Hohe Investitionskosten für Fahrzeuge - Förderungen
Vertraulich			

Mobilität: Aussagen Akteure

Akteur	Ansatz	Treiber	Herausforderungen
Lettl Transporte GmbH	Extralogistik	-	Verfügbarkeit der Tankstellen/Fahrzeuge → Henne/Ei-Problematik
Eberl Internationale Spedition GmbH & Co. KG	Extralogistik	- Innovationsdrang - Nachhaltigkeit	- Hoher und volatiler Wasserstoffpreis - Fehlende Tankstelleninfrastruktur
Ledermair Verkehrsbetriebe GmbH	Personenbeförderung	Erfahrungen sammeln	- Hoher und volatiler Wasserstoffpreis - Hohe Investitionskosten für Fahrzeuge (Busse) - Förderungen
Brau Union Österreich AG	Extralogistik	- CO₂-Neutralität - Reichweite der Brennstoffzellenfahrzeuge	- Wirtschaftlichkeit - Förderungen
Hövels GmbH & Co. KG	Personenbeförderung	-	- Hoher und volatiler Wasserstoffpreis - Hohe Investitionskosten für Fahrzeuge (Busse) - Komplexität der Technologie → Schulungsaufwände für Fahrer - Wartung/Reparatur der Fahrzeuge
Regionalverkehr Oberbayern GmbH	Personenbeförderung	Vertraulich	
Binderholz GmbH	Intralogistik	- Technologieoffenheit - Nachhaltigkeit	BEV-Technologie ausreichend

- Die größten Herausforderungen bestehen für die Akteure in der wirtschaftlichen Darstellbarkeit (laufende – und Investitionskosten), bei den unzureichenden Förderungen (Verfügbarkeit und Summen) sowie der Verfügbarkeit der Fahrzeuge/Tankstellen.
- Als Treiber sehen die Akteure vor allem den Nachhaltigkeitsaspekt und die Reichweite der Fahrzeuge.



Zusammenfassung: Aussagen Akteure im Bereich Mobilität

Herausforderungen:

- **Kosten/Wirtschaftlichkeit**
 - Hoher und volatiler Wasserstoffpreis, hohe Investitionskosten für Fahrzeuge (LKWs, Müllfahrzeuge)
- **Regularien und Politik**
 - Förderungen
 - Entscheidungsträger zum Kauf der Fahrzeuge: Verwaltung oder Politik
 - Entscheidungen der Landkreise zu den Förderungen
- **Technologie**
 - Fehlende Tankstelleninfrastruktur
 - Sicherheit und Akzeptanz der Technologie
 - Verfügbarkeit der Tankstellen/Fahrzeuge → Henne/Ei-Problematik
 - Wartung/Reparatur der Fahrzeuge



Zusammenfassung: Aussagen Akteure im Bereich Mobilität

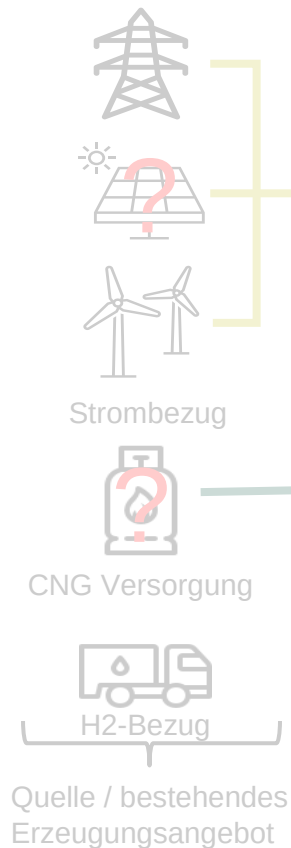
Treiber:

- **Technologie**
 - Nachhaltigkeit/CO₂-Neutralität/CO₂-Reduktion
 - Energieautarkie
 - CO₂-Bepreisung
 - Erfahrungen sammeln
 - Reichweite der Brennstoffzellenfahrzeuge
- **Lage in Deutschland und regional**
 - Vorbereiten auf Technologiewandel
 - Hoher Innovationsdrang und Technologieoffenheit
 - Interesse auch außerhalb Region → Synergien mit Durchfahrtsverkehr

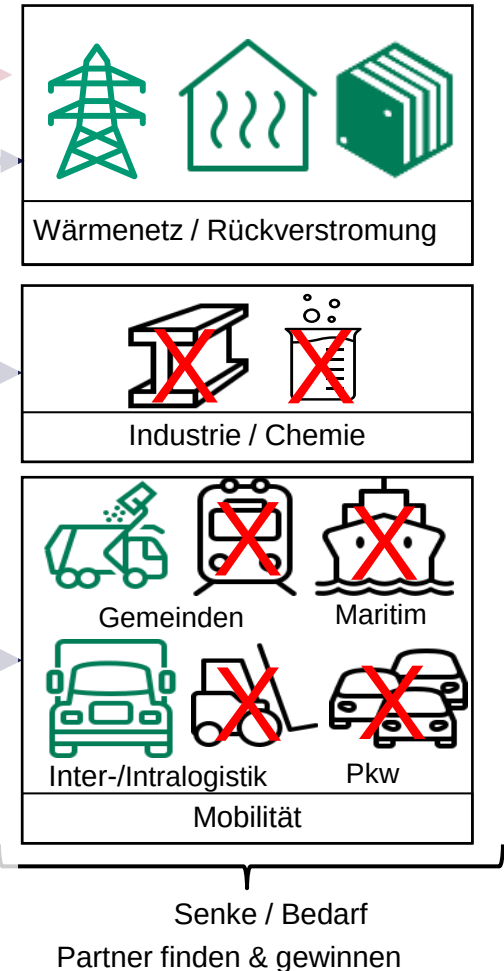
Herausforderung und Treiber zugleich:

- **Technologie:**
 - Unzureichende Reichweite BEV ↔ BEV-Technologie (Reichweite und Ladezeiten) ausreichend → Abhängig vom Anwendungsfall
- **Regularien und Politik**
 - Teilweise: Abhängig von Entscheidungen der Stadt für oder gegen Investitionen

Wasserstoffökosystem – Senken Fazit



- Aktuell konzentriert sich eine mögliche Nutzung auf die **Logistik, Personentransport und Nutzfahrzeuge**
- Weitere Ansätze sind in der **Wärme- und Stromgewinnung** zur Versorgung von Bedarfen sowie zur Netzstabilisierung durch Rückverstromung → Technisch machbar, jedoch aktuell nicht zu Marktpreisen
- Abwärmenutzung kann zur Wirtschaftlichkeit beitragen, wird aber nie der alleinige Treiber sein
- Sinnvolle Nutzung von **Abwärme** im NT-Bereich: NT-EL, H2-BZ, und H2-BHKW; Kombination mit HT-Wärmepumpen für höhere Temperaturniveaus
 - Verbrennung erreicht die höchsten Temperaturen
- **Industrie** und chemische Industrie in der Region haben nicht an der Studie teilgenommen. Große Mengen möglich zu niedrigen benötigten Preisen



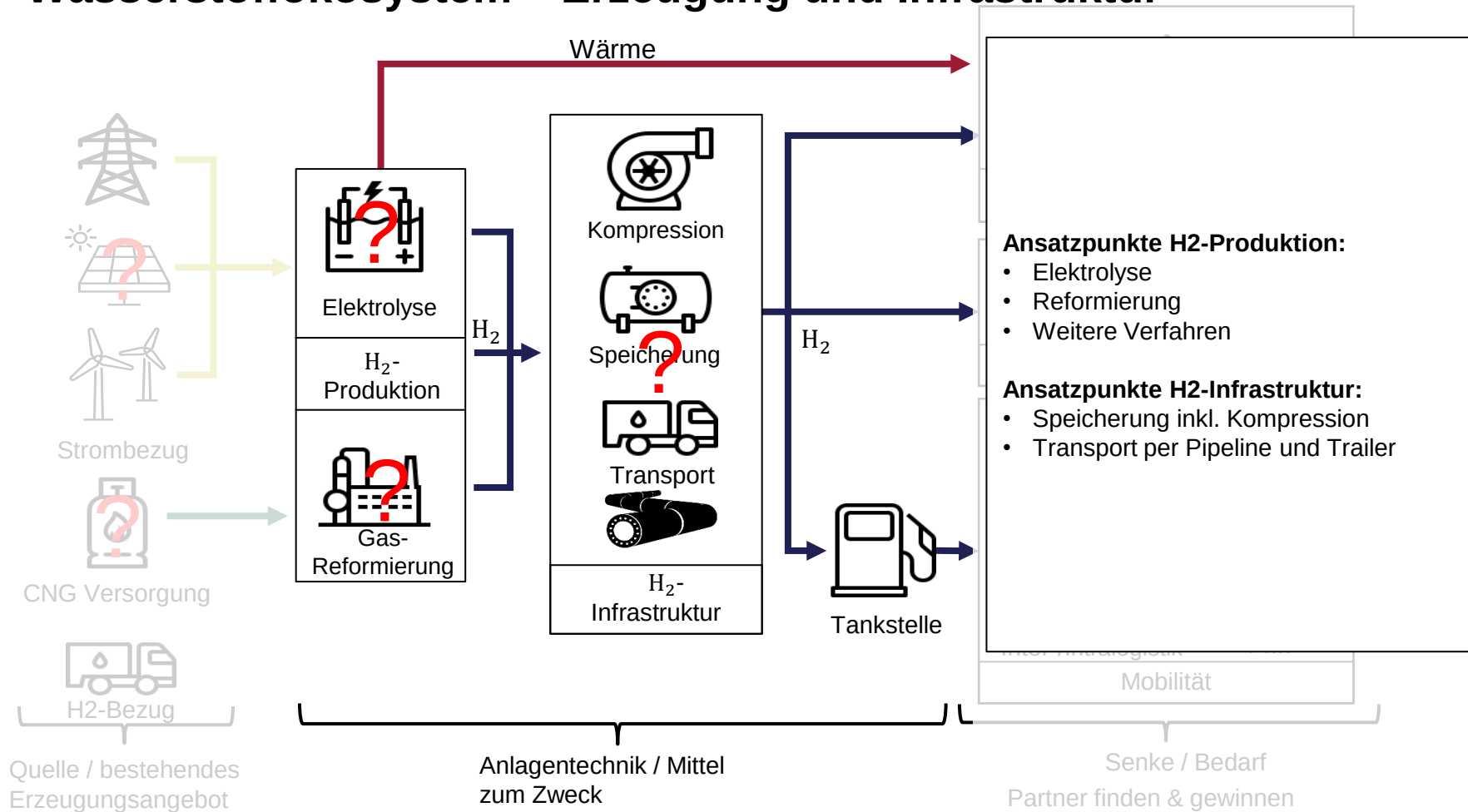


Inhaltsverzeichnis

1. Ziel und Methodik
2. Wasserstoffökosystem
3. **Studienergebnisse und Hintergründe**
 - Wasserstoff-Senken
 - **Wasserstoff-Erzeugung und Infrastruktur**
 - Energiequellen
 - Kostenbetrachtungen
4. Projektansätze, Standort, und Zeitplan
5. Fazit und Erwartungen an die Politik



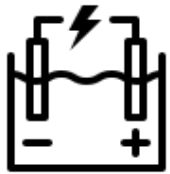
Wasserstoffökosystem – Erzeugung und Infrastruktur



H₂-Erzeugung – Elektrolyse/ Dampfreformierung



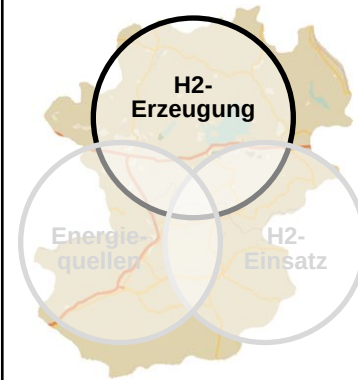
Gas-
Reformierung



Elektrolyse

In diesem Abschnitt werden die Technologien zur Erzeugung von Wasserstoff betrachtet

- Technologieüberblick
- Auszug der Shortlist mit relevanten Akteuren

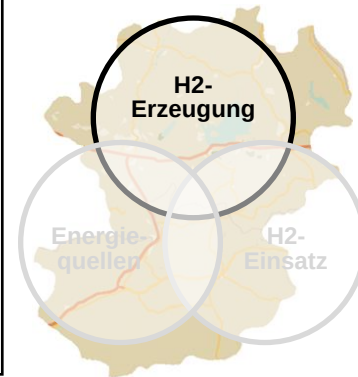


H₂-Erzeugung – Elektrolyse/ Dampfreformierung



Gas-
Reformierung

- Über 95 % des weltweiten Bedarfs von 117 Millionen t_{H₂} werden fossil hergestellt, Dampfreformierung (SMR) aus Erdgas bildet den Großteil
- Ausgereift, hohe Mengen, zurzeit geringe Preise (je nach Erdgaspreis)
- Erdgas theoretisch durch Biomethan ersetzbar, diverse Biogasanlagen in der Region
- Aktuelle Politik und Förderlandschaft setzt jedoch zunehmend auf erneuerbaren H₂ nicht-biologischem Ursprungs
- → **Verworfen**, inkl. Alternativen im Forschungsstadium wie Pyrolyse/Plasmapolymerisation von Erdgas / Biomethan



Elektrolyse

- Aufspaltung von Wasser in Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff unter Anlegung einer elektrischen Spannung. Seit über 100 Jahren angewandt; erzeugt hochreinen Wasserstoff
- Auf dem Markt verfügbar: Alkalische Elektrolyse (AEL, bewährte Technologie) sowie die PEM-Elektrolyse (PEMEL, neuere Technologie)
- Beides Elektrolysen auf niedrigem Temperaturniveau; Verhalten ähnlich
- Technologien wie Hochtemperatur Elektrolysen (z.B. SOEC) oder neuere Niedertemperatur Elektrolysen (z.B. AEM) keine marktreifen Lösungen
- In der Region ist vorrangig Interesse an Elektrolyse zur H₂-Herstellung (11 Akteure; siehe Folie 53f), mehrere Bestandsprojekte wie beispielsweise von der TIWAG in Kufstein oder Planungen wie bei den Stadtwerken Rosenheim
- → **Konzentration der Betrachtung auf generische Niedertemperatur-Elektrolyse (AEL oder PEMEL) für erneuerbaren H₂**

- Einige regionale Akteure planen auch Herstellungsverfahren abseits der Elektrolyse, deren Förderbarkeit sowie Einbindbarkeit in das H₂-Ökosystem gilt es regulatorisch im genauen Einzelfall zu prüfen.
- Fokus auf Betrachtungen mit Elektrolyse

Möglichkeiten der Wasserstofferzeugung – Technologievergleich

	SMR Erdgas	SMR Biogas	AEL	PEMEL	SOEC	Pyrolyse Biogas	Plasmalyse
Defossilierend	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Biologischer Ursprung	-	✓	x	x	x	✓	✓ / Divers
Marktreif	✓	✓	✓	✓	x	x	x
Reinheit des Wasserstoffs	Gering	Gering	Hoch	Hoch	Hoch	Gering	Gering
Betriebs-temperaturen	Hoch	Hoch	Niedrig	Niedrig	Hoch	-	-
Dynamik	Gering	Gering	Hoch	Hoch	Gering	-	-
Effizienz	-	-	Mittel	Mittel	Höher	-	-
Kosten	Gering	-	Höher	Höher	-	-	-

- : bereits aus anderen Gründen ausgeschlossen und nicht näher betrachtet

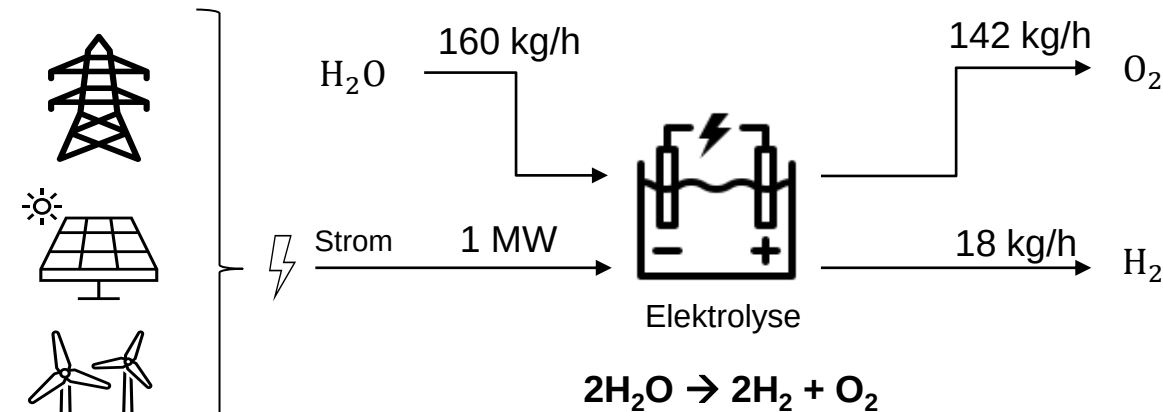
Ausschlusskriterium in Machbarkeitsstudie

Eingrenzung der Technologien für die Studie:

- Keine Verwendung von fossilen Verfahren sowie Konzentration auf Varianten ohne biologischen Ursprung durch Förderlandschaft: Ausschluss SMR, Pyrolyse, Plasmalyse
- Konzentration auf marktreife Systeme: Ausschluss SOEC, (Pyrolyse, Plasmalyse)
- Konzentration auf Verfahren mit ausreichend hoher Dynamik für Nutzung mit EE-Strom: NT-EL (AEL, PEMEL)
- **Zur Wasserstofferzeugung empfehlen sich aktuell alkalische und PEM-Elektrolysen**



Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyse



Vorteile:

- Keine CO₂ Emissionen (abhängig von Strom)
- Voraussichtlich Fokus auf Förderungen für grünen Wasserstoff (Stand grüner Wasserstoff: mittels Elektrolyse von Wasser)
- Unterschiedliche Stromquellen denkbar

Nachteile:

- Vollaststundenzahl ist abhängig von der Stromquelle
- Eventuell Speicher nötig
- Höherer Wasserbedarf als bei Biogasreformierung

➤ Produktion von „grünem Wasserstoff“ mittels Elektrolyse mit Strom aus Erneuerbaren Energien möglich

H2-Erzeugung: Aussagen Akteure

Akteur	Ansatz	Treiber	Herausforderungen
Zosseder GmbH	H2-Erzeugung für Sektorenkopplung	- Nachhaltigkeit - Energieautarkie - Hoher Innovationsdrang	-
Binderholz GmbH	H2-Erzeugung für Wärmeerzeugung	- Technologieoffenheit - Nachhaltigkeit	-
Stadtwerte Rosenheim GmbH & Co.KG	H2-Erzeugung für Rückverstromung	- Nachhaltigkeit - Treibhausgasneutralität - Vorbereiten auf Technologiewandel - Erfahrungen sammeln	- Hohe Investitionskosten der Anlagentechnik - Wirtschaftliche Darstellung der H2-Erzeugung, -Speicherung und -Rückverstromung - Hohe Strompreise - Enger Rahmen der RED II DA
Schenker AG	H2-Erzeugung für Logistik	- Technologieoffenheit - Erfahrungen sammeln	-
Herr Schinnagl	H2-Erzeugung für Vertrieb	- Vorbereiten auf Technologiewandel - Erneuerbare Energien: Konkurrenz Veräußerung Strommarkt ggü. Wasserstoff (Treiber und Herausforderung zugleich)	- Wirtschaftlichkeit - Erneuerbare Energien: Konkurrenz Veräußerung Strommarkt ggü. Wasserstoff
Hamberger Flooring GmbH & Co. KG	H2-Erzeugung für Wärmeerzeugung	- Nachhaltigkeit - CO₂-Bepreisung	Wirtschaftlichkeit
Johann Dettendorfer Spedition Ferntrans GmbH & Co. KG	H2-Erzeugung für Logistik	- Nachhaltigkeit - Innovationsdrang - Erneuerbare Energien: Konkurrenz Veräußerung Strommarkt ggü. Wasserstoff (Treiber und Herausforderung zugleich)	- Wirtschaftlichkeit - Erneuerbare Energien: Konkurrenz Veräußerung Strommarkt ggü. Wasserstoff
TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	H2-Erzeugung für Logistik/Vertrieb	- Nachhaltigkeit - Vorbereiten auf Technologiewandel	-

H2-Erzeugung: Aussagen Akteure

Akteur	Ansatz	Treiber	Herausforderungen
Ledermair Verkehrsbetriebe GmbH	H2-Erzeugung für Personenbeförderung	Erfahrungen sammeln	- Hohe Investitionskosten der Anlagentechnik - Förderungen
Brau Union Österreich AG	H2-Erzeugung für Logistik/Gebäudeenergie	CO₂-Neutralität	- Wirtschaftlichkeit - Förderungen
MPREIS - Demo4Grid Anlage / MPREIS Warenvertriebs GmbH	H2-Erzeugung für Logistik/Vertrieb	-	Förderungen
Vertraulich	H2-Erzeugung aus Biomasse für Vertrieb	Energieautarkie	Aktuelle Gesetze und deren Entwicklung/Aktuelle EU-Politik

- Die größte Herausforderung besteht für die Akteure in der wirtschaftlichen Darstellbarkeit.
- Als Treiber sehen die Akteure vor allem den Nachhaltigkeitsaspekt.



Zusammenfassung: Aussagen Akteure im Bereich H₂-Erzeugung

Herausforderungen:

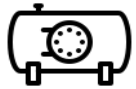
- **Kosten/Wirtschaftlichkeit**
 - Hohe Investitionskosten der Anlagentechnik
 - Erneuerbare Energien: Konkurrenz Veräußerung Strommarkt ggü. Wasserstoff
 - Wirtschaftliche Darstellung der H₂-Erzeugung, -Speicherung und –Rückverstromung
- **Regularien und Politik**
 - Förderungen
 - Aktuelle Gesetze und deren Entwicklung/Aktuelle EU-Politik
 - Enger Rahmen der RED II DA

Treiber:

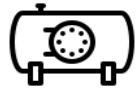
- **Technologie**
 - Nachhaltigkeit/CO₂- und Treibhausgasneutralität
 - Energieautarkie
 - CO₂-Bepreisung
 - Erfahrungen sammeln
- **Regularien und Politik**
 - Entscheidungen der Stadt zu Investitionen
- **Lage in Deutschland und regional**
 - Vorbereiten auf Technologiewandel
 - Hoher Innovationsdrang und Technologieoffenheit



Speicherung



LH₂

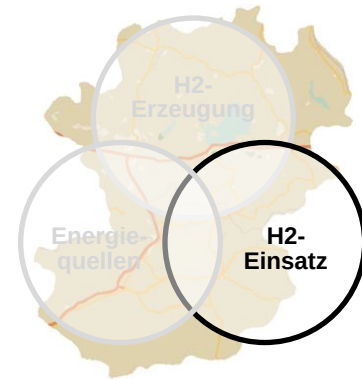


CGH₂

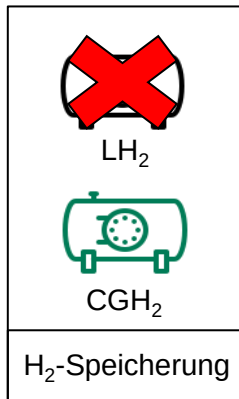
H₂-Speicherung

In diesem Abschnitt werden die Technologien zur Wasserstoffspeicherung betrachtet

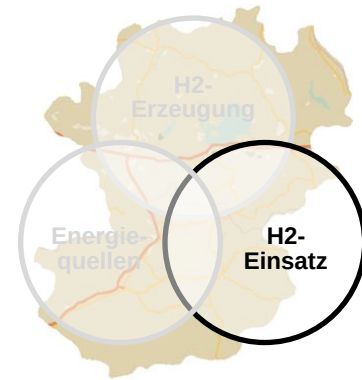
- Technologieüberblick



Speicherung



- Aktuell existieren für druckverdichteten (CGH₂) und flüssigen Wasserstoff (LH₂) marktverfügbare Speichertechnologien für verschiedene Anwendungsfälle
- Weitere physikalische/stoffliche Speichertechnologien wie Cryo-compressed Hydrogen (CCH₂), Slush Hydrogen (SH₂), Metallhydridspeicher, Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHCs) sowie Sorbente (Zeolithe, Nanotubes) sind keine marktverfügbaren Lösungen → zum aktuellen Zeitpunkt **verworfen**
- CGH₂ stellt den aktuellen Speicherungsstandard in der Fahrzeugbranche sowie für die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse dar, während LH₂ nur für den Transport großer Mengen von Wasserstoff wirtschaftlich ist
- Für den Markthochlauf wird LH₂ dabei **verworfen**
- Für die Region bietet die Kompression des erzeugten Wasserstoffs und Zwischenspeicherung als druckverdichtete Variante eine technologisch sinnvolle Lösung und findet je nach gewünschten Anwendungszwecks des Wasserstoffs Anwendung



- LH₂ kann für den Import von großem Mengen an Wasserstoff aus anderen Erzeugungsgebieten zukünftig genutzt werden, stellt sonst jedoch keine wirtschaftlich umsetzbare Lösung dar. Fokus auf CGH₂.
- CGH₂ und LH₂ werden auf den nächsten Folien in den Vergleich gebracht, sowie die sinnvolle Integration der Speicherung in die Anwendungen des Ökosystems graphisch dargestellt.
- Die Speicherung bildet eine Grundlage zur Sektorenkopplung und ist im Anschluss näher erläutert.

Vergleich CGH₂ vs. LH₂

	CGH ₂	LH ₂
Vorteile	• Technologisch am weitesten entwickelt und für viele Anwendungen verfügbar • Vorhandene Tankstelleninfrastruktur	• Höhere Energiedichte gegenüber CGH₂ möglich → Transport großer Mengen auf kleinem Raum • Einfach umwandelbar in CGH₂
Nachteile	• Aktuell fast ausschließlich 700 bar-Tankstellen für PKWs verfügbar ➢ H₂-Kompressoren sind nicht für LKWs dimensioniert ➢ Problem: Aktueller LKW-Standard = 350 bar • Niedrigere Energiedichten erreichbar gegenüber LH₂	• Hoher Energieaufwand für die Verflüssigung: Gegenüber CGH₂ liegt dieser Wert bei zusätzlichen 5-15% des Heizwerts → Kostensteigerung → Technologie lohnt sich nur großskalig • <i>Boil-off</i> : Wasserstoffverlust aufgrund des unvermeidbaren Wärmeeintrags → Druckaufbau im Tank → Abblasen von H₂ nötig • führt zu Verlusten zwischen 0,3 – 3 Ma.-% pro Tag • Zur Vermeidung großer Durchsatz + wenig Stillstand nötig • Fehlende Tankstelleninfrastruktur
Anwendungsbereich	• Treibstoff für: ➢ Schwerlastverkehr (Mittelsecke), - Flurförderfahrzeuge, PKWs • Sektorenkopplung, Chemische Industrie	• Treibstoff für: ➢ Schwerlastverkehr (Langstrecke). Aktuell noch in Entwicklung von bspw. Daimler ➢ Raumfahrt • Transport großer H₂-Mengen per Schiff/LKW
Beispielprojekt	➢ Hyundai XCIENT Fuel Cell ➢ Reichweiten bis zu 400 km möglich	➢ GenH2 Truck von Daimler ➢ Reichweiten von über 1000 km möglich, Serienfertigung ab 2027 geplant

- CGH₂-Anwendungen sind weiter entwickelt, einfacher in der Handhabung und günstiger in der Erzeugung → Fokus auf CGH₂
- Eine exemplarische Übersicht verschiedener CGH₂ Druckniveaus folgt auf der nächsten Folie

Überblick CGH₂ Wasserstoff-Speicherungsmöglichkeiten

Wasserstoff	Druck [bar]	Temperatur [°C]	Dichte [kg/m ³]	Energiegehalt [kWh]
1 Nm ³	1	25	0,08	3,0
1 m ³ Gas	200	25	14,5	468
1 m ³ Gas	350	25	23,3	731
1 m ³ Gas	750	25	39,3	1.188
(1 m ³ flüssig)	1	-253	70,8	2.360)

- Unter atmosphärischen Bedingungen ist die Energiedichte deutlich geringer als im druckverdichteten/flüssigen Zustand. → Durch die Verdichtung kann deutlich mehr Energie pro Volumen gespeichert werden
- Viele Vorgänge in der Gastechnik werden durch Überströmung von höheren in niedrigere Druckniveaus bewerkstelligt → Eine höhere Druckstufe ist generell energetisch wertvoller und ermöglicht mehr Nutzungsmöglichkeiten unter höherem Aufwand der Kompression
- Mit steigenden Drücken oder auch der Verflüssigung wachsen die Anforderungen an die Tanksysteme.
- ➔ CGH₂ sinnvoll, das Druckniveau ist dabei an die Anwendung anzupassen



Technologien für den Transport



Pipeline

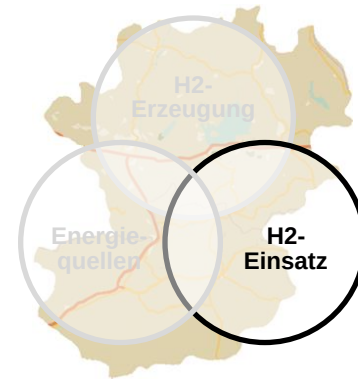


Trailer

H₂-Transport

In diesem Abschnitt werden die Technologien zum Transport von Wasserstoff betrachtet

- Technologieüberblick
- European Hydrogen Backbone
- H₂-Transport im deutschen Gasnetz
- Steuerliche Betrachtung des Transports von Wasserstoff über Landesgrenzen
- Auszug der Shortlist mit relevanten Akteuren



Technologien für den Transport



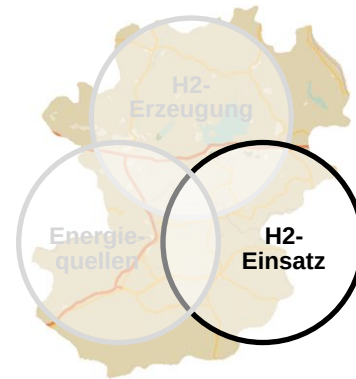
Pipeline



Trailer

H₂-Transport

- Im aktuellen Gasinfrastrukturnetz können bis zu 20 Vol.-%, lokal auch bis zu 30 Vol.-%, Wasserstoff beigemischt werden
- Bis 2040 sollen im Verteilnetz 100 Vol.-% Wasserstoff möglich sein (Bedingung: Verteilnetze müssen dies ebenfalls ermöglichen)
- Eine Pipeline lohnt sich bei großen Mengen (>70 t/d) und großen Entfernungen (>100 km) → **hier aktuell nicht zutreffend**
- Straßen oder Schienentransport wirtschaftlicher: Aktueller Standard für H₂-Trailer:
 - Druckstufen: >200, 380, 500 und 640 bar
 - State of the art: zunehmend >=500 bar
 - Größe: 20- oder 40-Fuß-Container
 - Massen: 500 – 1000 kg
- Ansatz:
 - Bei Markthochlauf ist für 4 regionale Firmen der Transport von Wasserstoff denkbar. Deutlich mehr möglich.

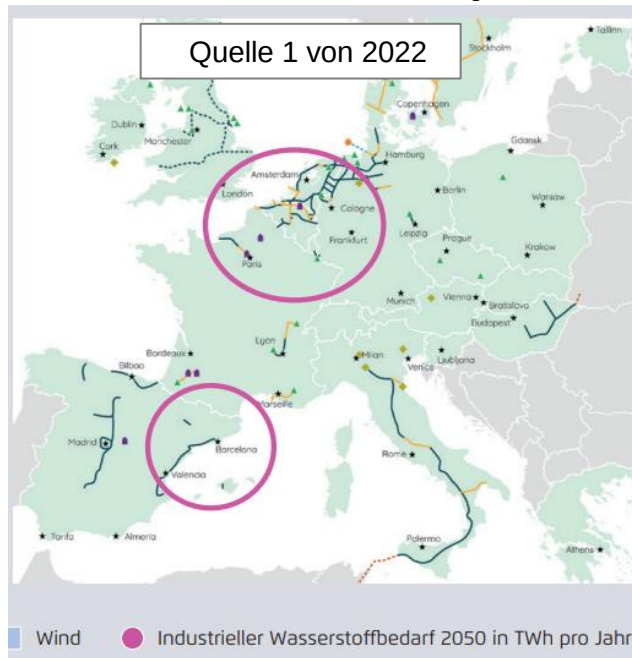


Siehe Folie
68

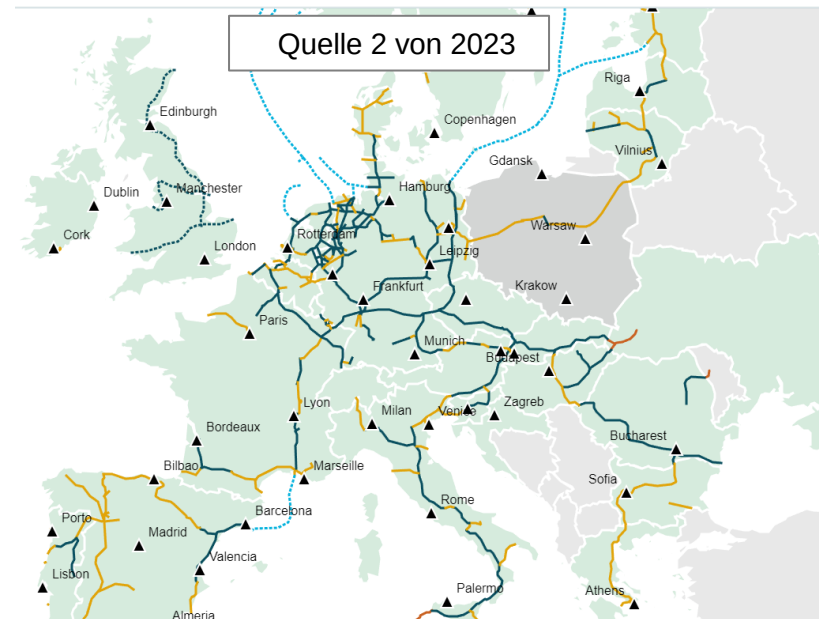
- Der Bezug von Wasserstoff durch eine Pipeline stellt in naher Zukunft keine Lösung dar aufgrund des fehlenden Anschlusses. Genauere Einordnung auf den folgenden Folien.
- Der Transport von Wasserstoff mithilfe von Trailern kann für den Markthochlauf genutzt werden.

Transeuropäische Netze – „European Hydrogen Backbone“

- Aktuell existieren in Europa noch keine großen H2 Pipelinesetze
- Geplant wird ein „European Hydrogen Backbone“
 - Je nach Aktualität und Quelle unterschiedliche Prognosen für das **Gasnetz 2030**:



Agora Energiewende, Agora Industrie (2022): 12 Thesen zu Wasserstoff

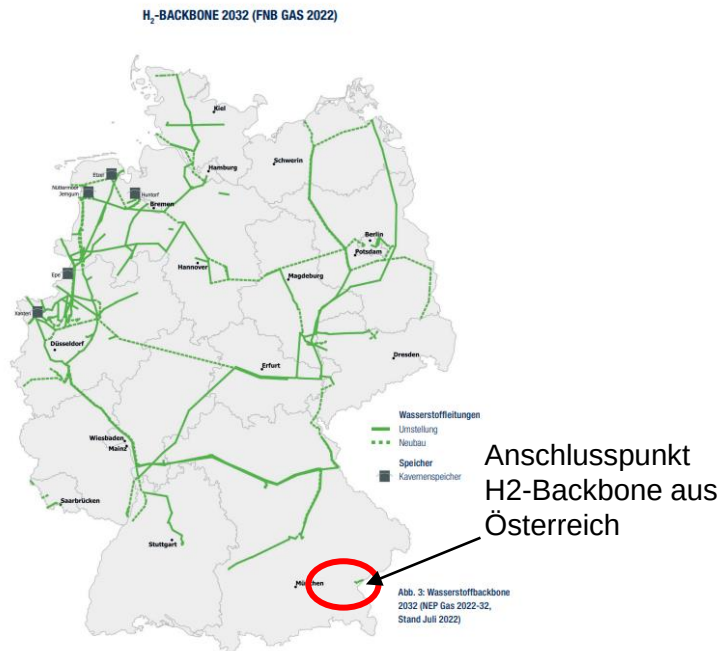


European Hydrogen Backbone Maps | EHB European Hydrogen Backbone

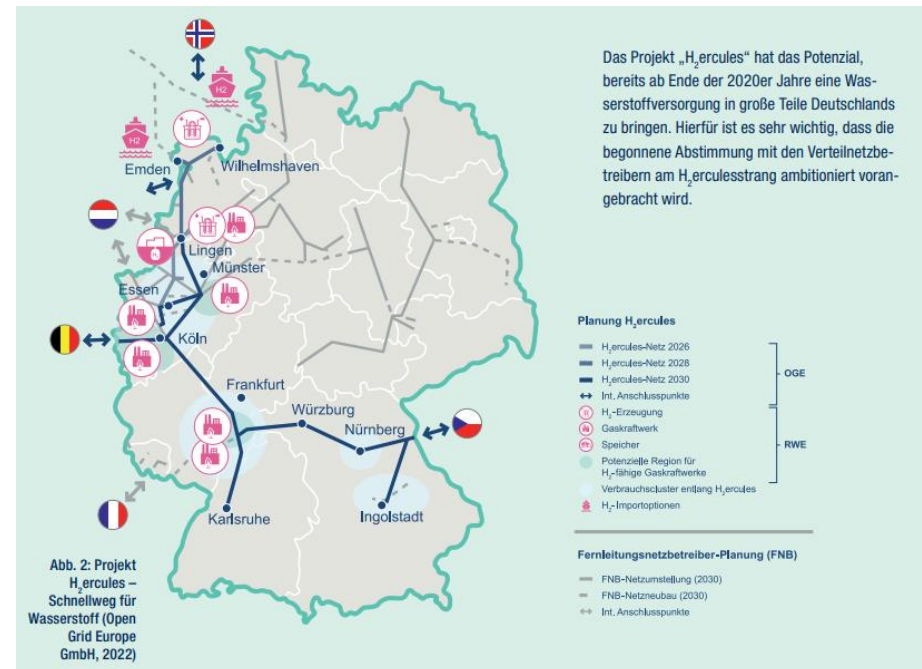
- Es gibt zurzeit keine transeuropäischen H2 Pipelines und die Prognosen des Ausbaus weichen stark voneinander ab
- Ob die Region an eine Transeuropäische Pipeline angeschlossen wird ist fraglich

Deutsches Gasnetz

- Auch durch den späteren Aufbau eines H2 Gasnetzes in Europa erwachsen in Deutschland unterschiedliche Prognosen der Gasnetzprojekte
 - Eine Einbindung der Region der Machbarkeitsstudie ist dabei nicht garantiert



DVGW – Der Gasnetztransaktionsplan Ergebnisbericht 2022



DVGW – Der Gasnetztransaktionsplan Ergebnisbericht 2022

- Es gibt aktuell keinen Konsens und Sicherheit, dass eine Pipelineinfrastruktur in der Region für Wasserstoff in naher Zukunft existiert/genutzt wird → Aktuell nicht abschätzbar

H2-Transport im deutschen Gasnetz

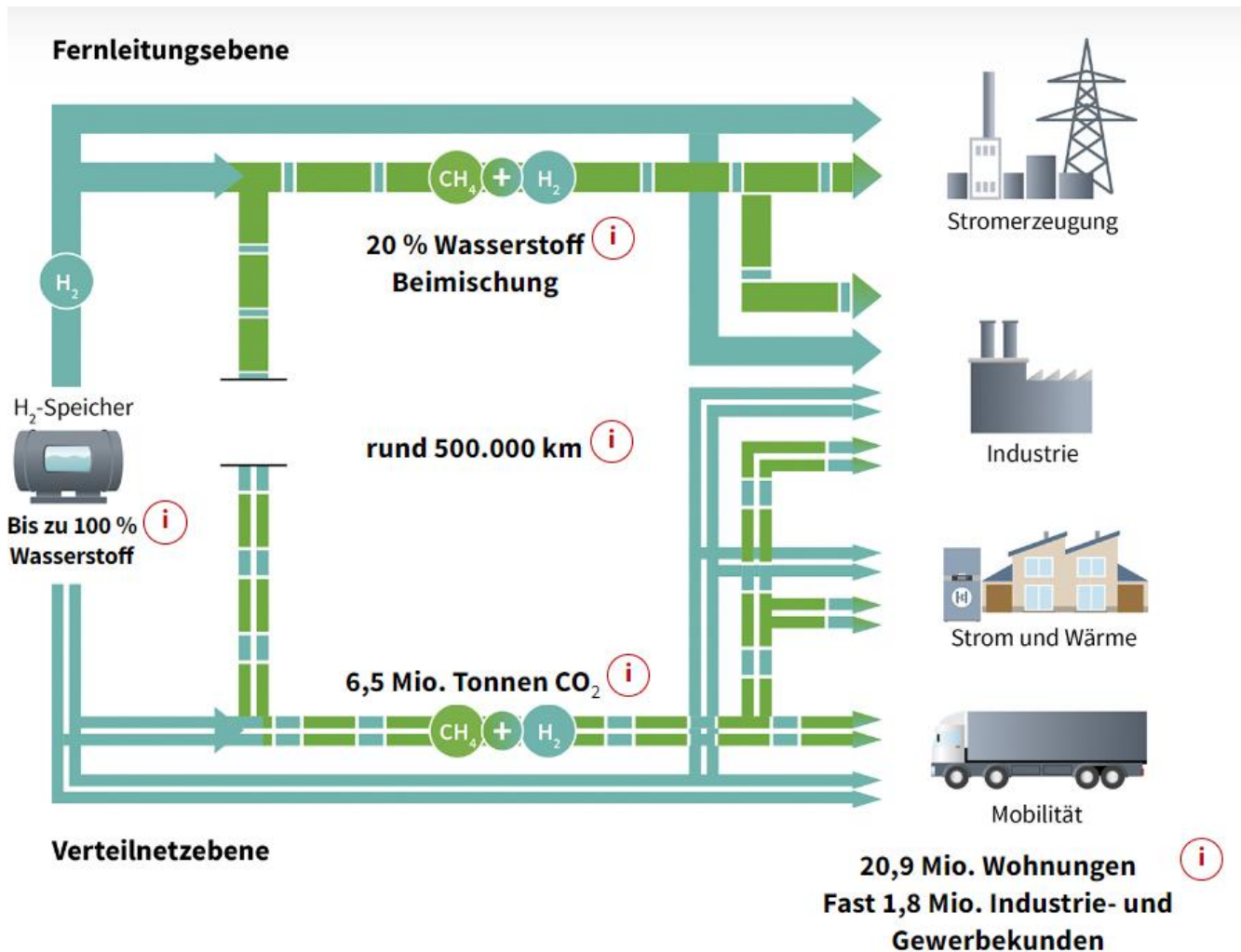
- Je nach Pipeline Art sind bereits bestehende Rohrleitungen für H2 bzw. ein Gemisch aus H2 und Erdgas geeignet
 - Genaue Umsetzung auf welchen Ebenen der Leitungsnetze wird sich zeigen: Fernleitungsebene <> Verteilnetz <> Haushaltskundenebene
 - Pläne Umwidmung und Aufbau der Infrastruktur im Gasnetzgebietstransaktionsplan (GTP)
 - Ziel ist im Jahr 2025 eine investitionsfähige Planung vorzulegen
 - Jährliche Erstellung von Berichten/standardisierten Verfahren mit jeweils steigender Analysetiefe in Abstimmung mit den Fernleitungsnetzbetreibern
 - Ein Leitfaden wurde im Jahr 2022 vorgestellt
 - Bis Mitte des Jahres 2023 werden die Verteilnetzbetreiber und deren Planungen im Planungshandbuch einbezogen, um am Ende des Jahres die Ergebnisse vorzustellen
 - Einflüsse von: Einspeisepunkten, Großkunden, Erzeugungsanlagen, Potenzialanalysen, etc.
- Aktuell keine klare Aussage möglich, wie sich das bestehende Gasnetz entwickeln wird
 - Bewertung im weiterfortgeschrittenen Stadium nötig
 - Viele Projekte in Deutschland befassen sich mit der Einspeisung von H2 in bestehende Infrastruktur und deren Auswirkungen
 - Die Einspeisung kann in der Machbarkeitsstudie ebenfalls als H2-Senke erprobt werden; Wirtschaftlichkeit dabei in Konkurrenz zu Erdgas im Gasnetz
 - Eine Bereitstellung von H2 per Pipeline ist aktuell nicht weiter betrachtet
 - Für eine ausschließlich lokale Pipeline (100% H2) fehlen die Durchsatzmengen. Für eine überregionale Pipeline kann zurzeit noch keine Aussage getroffen werden. Übergangsphasen sind durch ein Gemisch (<100% H2) nicht für alle H2-Senken zu gebrauchen.
 - Weitere Information zu der Umwidmung des Netzes sind dem Kapitel als Exkurs angehängen



Exkurs: H₂-Transport im deutschen Gasnetz durch Umwidmung

- Das bestehende Deutsche Erdgasnetz ist grundsätzlich werkstofftechnisch für den Transport von H₂ geeignet:
 - 550k km können für etwa 30 Mrd. € umgerüstet werden.
 - Von Erzeugung, Transport und Nutzbarmachung in Deutschland wäre der Transport damit theoretisch geklärt
- Pfad der möglichen Umstellung lt. H₂: H₂ Kampagne (vku.de)
 - Anpassung der Rechtsgrundlagen (Energiewirtschaftsgesetz, Regulierungsrahmen, technischen Regelwerke) sowie der Infrastruktur (Gesamtinfrastruktur und Hausgeräte)
 - Ab jetzt: Beimischung von 20 Vol-% im Gasverteilnetz, lokal bis 30 Vol-%. Aus regionaler Erzeugung oder aus Fernleitungen an Netzkopplungspunkten
 - AB 2040: Transport von 100 Vol-% H₂ im Verteilnetz sofern alle Fernleitungsnetze auch 100 Vol-% (H₂-Backbone in Betrieb). Einzelne Verteilungen können auch frühzeitiger umgestellt werden.
 - Umstellung entlang sektionierter Netzabschnittsgebiete nach Bedarf. Neuaufbau paralleler Infrastruktur ineffizient
 - Vorschlag der Finanzierung über Erdgas- und H₂-Kunden sowie über die CO₂-Bepreisung des Wärmemarktes. Netzbetreiber brauchen Investitionsanreize und Planungssicherheit, gerade durch Übernahme regulatorischer Rahmen
 - Reihenfolge stets: Energieeffizienz, Nutzung EE, Umstellung Gassysteme und Verwendung Abwärme
 - Novellierung KWKG und Bundesförderung für eff. Wärmenetze auch für H₂ ermöglichen. Kostenwälzung auf Netznutzer sollte ermöglicht werden. Anerkennung von dekarbonisierten Brennstoffen muss im GEG erfolgen und die BZ-Technologie gefördert werden.

Exkurs: Beispiel der sektionierten Nutzung des Gasnetzes



Steuerliche Betrachtung des Transports von Wasserstoff über Landesgrenzen



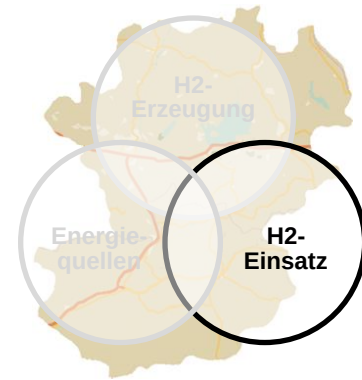
Pipeline



Trailer

H₂-Transport

- Aussage Zoll: Innerhalb der EU sind energiesteuerrechtlich für den Transport von Wasserstoff mit Bezug auf die Verbrauchsteuer **keine** Kosten vorgesehen
 - Allgemein unterliegt Wasserstoff:
 - **einer** Energiesteuer, wenn es in einem Verbrennungsmotor zum Antrieb des Motors verwendet wird.
 - **keiner** Energiesteuer, wenn es in einer Brennstoffzelle genutzt wird, da lediglich der entstehende Strom zum Antrieb des Fahrzeugs genutzt wird.
- Die Beurteilung, inwiefern Umsatzsteuern beim Transport von Wasserstoff innerhalb der EU anfallen, sind mit einem Steuerberater zu klären. Das Finanzamt kann und darf dazu keine Aussage treffen.



- Der Transport des Wasserstoffs über die Landesgrenzen innerhalb der EU mit Bezug auf die Verbrauchsteuer erzeugt keine weiteren Kosten.

Transport über Trailer / Schiene: Aussagen Akteure

Akteur	Ansatz	Treiber	Herausforderungen
Zosseder GmbH	Transport von H ₂ für interne Sektorenkopplung	- Nachhaltigkeit - Energieautarkie - Innovationsdrang	Wirtschaftlichkeit
Johann Dettendorfer Spedition Ferntrans GmbH & Co. KG	Transport von H ₂ über Trailer/Umschlag auf Schiene	- Innovationsdrang - Nachhaltigkeit	Wirtschaftlichkeit
Eberl Internationale Spedition GmbH & Co. KG	Transport von H ₂ über Trailer	- Innovationsdrang - Nachhaltigkeit	Wirtschaftlichkeit
MPREIS - Demo4Grid Anlage / MPREIS Warenvertriebs GmbH	Transport von H ₂ über Trailer	-	-

- Die größte Herausforderung besteht für die Akteure in der wirtschaftlichen Darstellbarkeit und bei den unzureichenden Fördersummen
- Als Treiber sehen die Akteure vor allem den Nachhaltigkeitsaspekt.



Zusammenfassung: Aussagen Akteure im Bereich H₂-Erzeugung

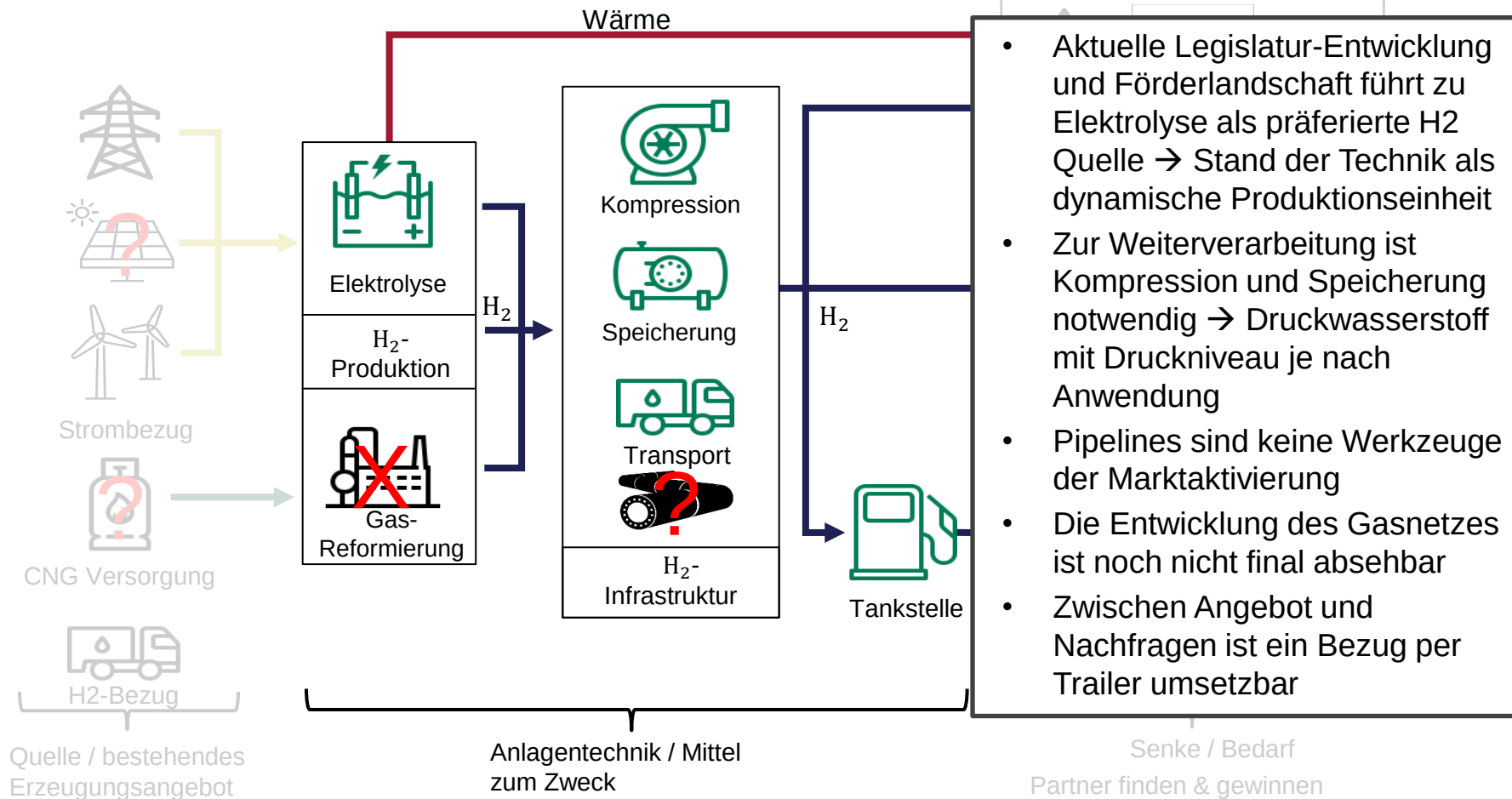
Herausforderungen:

- **Kosten/Wirtschaftlichkeit**

Treiber:

- **Technologie**
 - Nachhaltigkeit
 - Energieautarkie
- **Lage in Deutschland und regional**
 - Innovationsdrang

Wasserstoffökosystem – Fazit Erzeugung und Infrastruktur

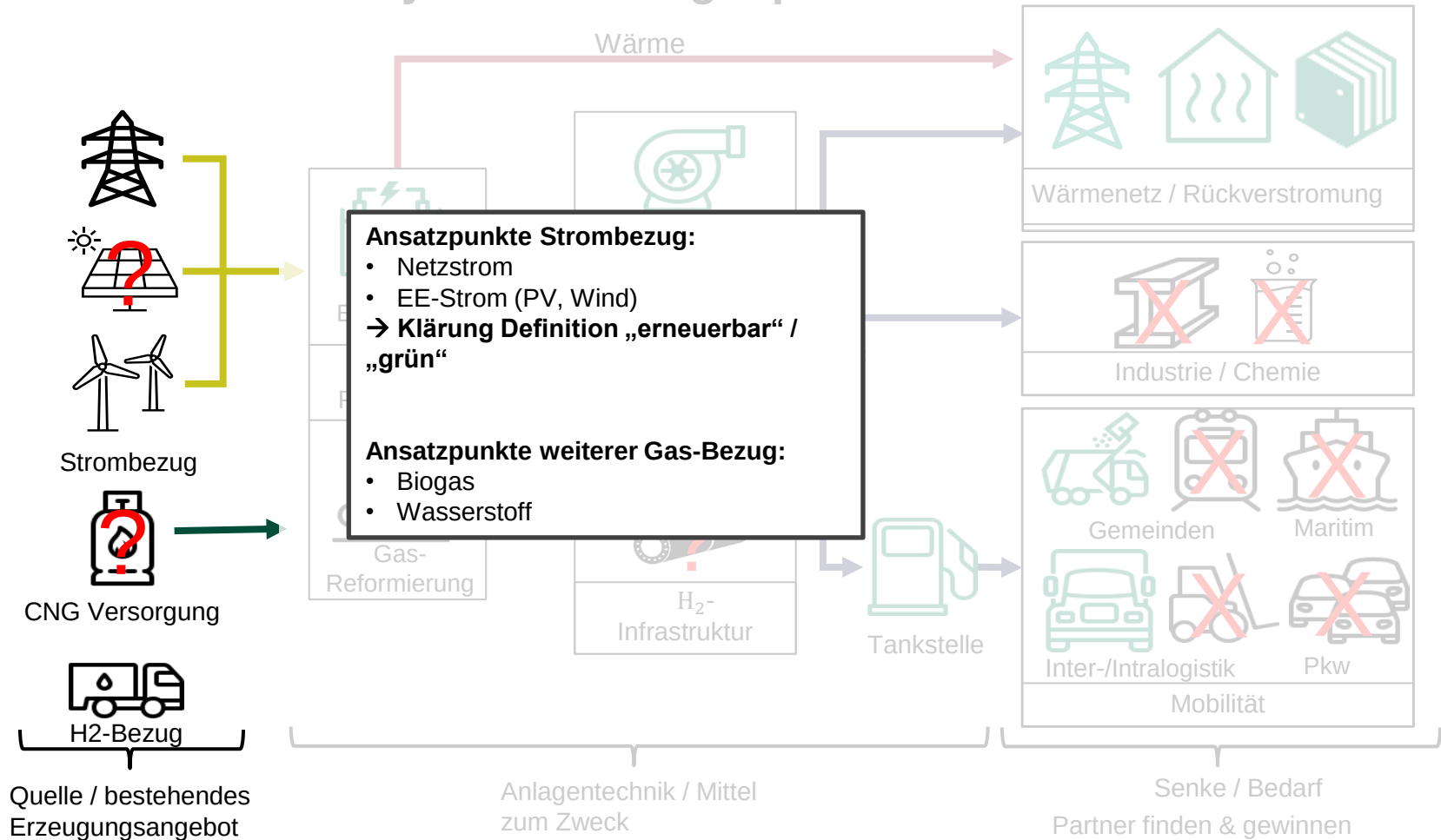




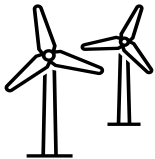
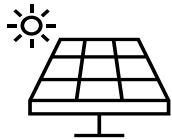
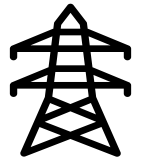
Inhaltsverzeichnis

1. Ziel und Methodik
2. Wasserstoffökosystem
3. **Studienergebnisse und Hintergründe**
 - Wasserstoff-Senken
 - Wasserstoff-Erzeugung und Infrastruktur
 - **Energiequellen**
 - Kostenbetrachtungen
4. Projektansätze, Standort, und Zeitplan
5. Fazit und Erwartungen an die Politik

Wasserstoffökosystem – Energiequellen



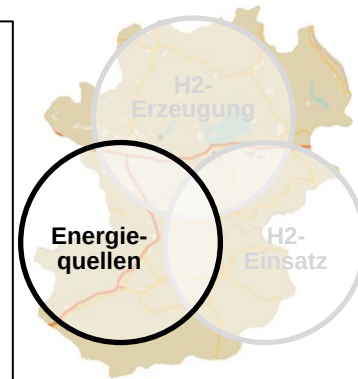
Energiequellen für die Elektrolyse



Energiequelle

In diesem Abschnitt werden die Technologien der Energiequellen für die Wasserstoffproduktion betrachtet

- Klärung Definition „grüner“ Strom für „grünen“ Wasserstoff
- Technologieüberblick
- Wo kommt der Strom her?
 - Lokale Potenziale
 - Lokaler Bestand
 - Zubau
- Detailbetrachtung:
 - EE-Strom für Elektrolyse
 - Kostenzusammensetzung
- Wasserstoffbezug





Klärung Definition „grüner“ Strom für „grünen“ Wasserstoff

- Die meisten Förderaufrufe aktuell für „erneuerbaren“/„grünen“ Wasserstoff
 - Basis dafür ist die Wasserelektrolyse mittels „erneuerbarem“/„grünem“ Strom
 - Ältere Definitionen schließen bspw. auch biogenen H₂ aus Biomasse ein
 - Betrachtung unter der Annahme, dass von der Erneuerbarkeit nicht abgewichen wird, jedoch die Definition dazu weiter spezifiziert wird
 - Regulatorische Definition von „erneuerbar“ maßgeblich für Förderung und damit Wirtschaftlichkeit im H₂-Hochlauf
- Viele regulatorische Grundlagen für Wasserstoff sind erst in der Entstehung
 - Aktuell fehlt ein kohärenter Rechtsrahmen
 - Beginn von Regularien in Deutschland in den letzten Jahren
 - Bspw. für Wasserstoffnetze: §§ 28d ff. Energiewirtschaftsgesetz – EnWG; § 112 Abs. 1 EnWG
 - Herstellung von grünem H₂: §§ 12h ff. Erneuerbare-Energien-Verordnung – EEV & etwa § 26 Energie-Umlagen-Gesetz – EnUG, ab 1.1.2023
 - Entscheidend wird eine europaweite, einheitliche Definition von grünem Wasserstoff werden, deren Vorbereitung auch bspw. in § 93 Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2023 zu finden ist
- Die neusten europaweiten Regularien (RED II DA) werden im Anschluss näher erläutert. Ein Ausblick auf zukünftige Revisionen ist als Exkurs diesem Kapitel angehängt

- Status „erneuerbar“ maßgeblich für Förderung
- Einheitliche Definitionen in der EU werden entscheiden
- Genauere Angaben in den jeweils rechtskräftigen Fassungen



Grüner Wasserstoff – Regulatorischer Rahmen auf EU-Ebene

- Die aktuelle europäische Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) ist kürzlich (unter Vorbehalt) im Rechtsrahmen für grünen Wasserstoff um einen delegierten Rechtsakt (DA) ergänzt worden
 - Der DA bezieht sich dabei auf „Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs“ (RFNBOs - Renewable fuels of non-biological origin) für den Verkehrssektor
 - Die vorgeschlagenen Änderungen werden wahrscheinlich als Vorbild dienen und auch außerhalb des Verkehrssektors angewandt werden
 - Eine genauere Einordnung folgt auf der nächsten Folie
 - Ein erster Entwurf für die nachfolgende Revision der RED II, umgangssprachlich auch direkt RED III genannt, wurde unlängst vorgestellt
 - Aktuell offen, wie sich die Vorgaben der RED II DA entwickeln
 - Eine Übernahme gilt als wahrscheinlich
 - Die Zusammenfassung des ersten Entwurfes findet sich am Ende des Kapitels
 - Die revidierte RED II muss in deutsches Recht übernommen werden; Dauer ca. 2 Jahre
- Eine Definition lässt sich aktuell für die kommenden Jahre noch nicht eindeutig festlegen; Vorgaben der RED II DA könnten als Vorbild dienen



RED II DA als Ergänzung für RED II bzgl. grünem Wasserstoff

- Definition eines RFNBO als Kraftstoff (damit auch H₂): "dessen Energiegehalt aus erneuerbaren Quellen (mit Ausnahme von Biomasse) gewonnen wird".
- Anforderungen an die Stromerzeugung als Grundlage für grünen Wasserstoff:
 - Zusätzlichkeit: Ab 2028 darf die Stromerzeugungsinfrastruktur für die H₂-Produktion nicht älter als 36 Monate sein. Ausnahmen vor 2028 gelten für 10 Jahre. Weitere Ausnahmen gelten für Produzenten in Gebieten mit hohem Anteil erneuerbarer Energien (> 90 %) oder geringer Kohlenstoffintensität (< 64,8 gCO₂eq/kWh).
 - Zeitliche Korrelation: Bis 2030 muss der Zeitpunkt der Produktion von Strom und der Verbrauch in der Wasserstoffherzeugung innerhalb eines Monats liegen. Nach 2030 erfolgt die zeitliche Abstimmung auf Stundenbasis. Mitgliedstaaten können ab 2027 Einschränkungen einführen.
 - Geografische Korrelation: PPAs müssen in der gleichen Ausschreibungszonen oder der unmittelbar angrenzenden erfolgen. Dies ist nur möglich, wenn der Preis gleich oder höher ist. Grenzüberschreitende Lösungen sind möglich.
 - Nuklearenergie ist nicht erneuerbar, aber emissionsarm und kann daher auch für grünen H₂ verwendet werden. Der Wasserstoffhersteller muss zusätzlich reale erneuerbare Erzeugungskapazitäten in entsprechender Größe beauftragen (PPA ohne neue Kapazitäten).
 - Auf Batterien zur Speicherung des Stroms wird nicht weiter explizit eingegangen

- Zunehmende Anforderungen an erneuerbaren Strom und erneuerbaren Wasserstoff
- Ausschluss von Biomasse als erneuerbare Quelle für RFNBOs
- Überführung in deutsches Recht (37. BImSchV) vsl. im November ohne Änderungen



Bedeutung der Definitionen „grün“ innerhalb der Machbarkeitsstudie

- Stromerzeugung/-bezug:
 - Die RED II DA liefert aktuell folgende Hauptoptionen für die Herkunft von Strom für „grünen“ Wasserstoff
 - Direktbezug: EE-Strom
 - Netzbezug: PPA (Power Purchase Agreement) von EE-Strom
 - Netzbezug: >90% EE-Strom
 - Netzbezug: Redispatch (Verhinderung Abschaltung EE-Anlagen)
 - Ab 2028 Erfordernis der Zusätzlichkeit (EE-Anlage ist neu zu bauen)
 - Erneuerbare Stromquellen unter Ausschluss von Biomasse
- Folgerungen für H₂-Erzeugung:
 - EE-Quote innerhalb Netzbezug von >90% vor Ort nicht verfügbar
 - Betrieb ausschließlich über Redispatch bietet voraussichtlich keine ausreichende Planungssicherheit beim Strombezug
 - PPAs sind möglich: Je nach Leistung, Gebotszone, Kosten, Alter der Anlagen (bis 2028 bspw. durch vergünstigte PPA durch alte Anlagen da Wegfall der EEG-Vergütung), Alternativen wie Einspeisung und deren Vergütung, Sicherheit für die Betreiber, etc.
 - Fast alle Akteure einer möglichen Wasserstoffherzeugung gehen von einer eigenen Stromerzeugung (Direktbezug) als Grundlage aus

Herstellungvarianten grünen Wasserstoffes innerhalb des regulatorischen Rahmens RED II DA

Optionen für die Herstellung von „grünem“ Wasserstoff nach RED II DA (13.02.2023)

FFE



Gleicher Netzknoten
und Smart Metering System

oder

Ohne Netzanschluss

+

Zusätzlichkeit

(Ab 01.01.2028)

EE-Anlage max. 3 Jahre
vor EL in Betrieb

Direktbezug



EE-Anteil im Strommix > 90%
in einem der letzten fünf Jahre in der Gebotszone des EL

Netzbezug



**PPA mit
EE-Anlage**

+

Zusätzlichkeit

(Ab 01.01.2028)

EE-Anlage max. 3 Jahre
vor EL in Betrieb

oder

Emissionen Strommix
< 64,8g CO₂eq/kWh

+

Gleichzeitigkeit

• Bis 31.12.2029: Gleicher Monat
• Ab 01.01.2030: Gleiche Stunde
• Alternativ:
Day-Ahead-Preis <= 20€/MWh
oder <= 0,36 * CO₂-Preis (t)

+

Räumlicher Zusammenhang

• Gleiche Gebotszone, oder
• Benachbarte Gebotszone
mit höheren Strompreis, oder
• Benachbarte Offshore-Gebotszone



**Vermeidung der Abregelung von EE-Anlagen
im Zuge von Redispatch**

EE – Erneuerbare Energien
EL – Elektrolyseur
RED – Renewable Energy Directive
DA – Delegated Act
PPA – Power Purchase Agreement

<https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/wie-ist-gruener-wasserstoff-laut-dem-delegated-act-der-eu-definiert/>



Zusammenfassung Herkunft „grüner“ Strom für „grünen“ Wasserstoff

- Aufgaben der Politik:
 - Keine kohärente Rechtsgrundlage aktuell, Entwicklung über die nächsten Jahre noch offen.
 - Förderungen und Investitionsentscheidungen sind direkt daran gekoppelt.
- Aktuelle Regularien:
 - In Entwicklung. EU in Vorreiterrolle.
 - Übertrag der RED II DA für alle Sektoren, bzw. der RED III in nationales Recht ausstehend.
- **Akteure und Erkenntnisse Experteninterviews:**
 - Die meisten Akteure erwägen eine Elektrolyse nur auf Grundlage eigener Stromerzeugung, auch als Alternative zur Stromveräußerung. Angaben unter Vorbehalt bspw. der Wirtschaftlichkeit.
 - Für den Betrieb von Elektrolyse ohne eigene EE-Kapazitäten sind vorerst die Richtlinien nach RED II DA angenommen.
 - Wirtschaftlichkeit zu prüfen für Direktbezug und Netzbezug/Redispatch/PPA.
 - Abhängig vom Einzelfall sowie der Produktionsstrategie der Elektrolyse. Die genaue Zusammenstellung/Bündelung eines PPA sowie eine eventuelle Kombination mit Strombändern aus dem Netz und damit der Betriebsweise der Elektrolyse hat hier große Auswirkungen.
 - In der unmittelbaren Region gibt es diverse EE-Anlagen mit Fokus auf PV und Wasserkraft. Mehrere Anlagen sind weiterhin unabhängig von den Akteuren der Studie geplant.

Siehe
Kapitel
Erzeugung

- Die Regulatorischen Rahmen bieten aktuell noch keine langfristige Planungssicherheit
- Über einen Netzbezug kommt es stark auf die verfügbaren PPAs und die Fahrweise des Elektrolyseurs innerhalb der regulatorischen Rahmen an

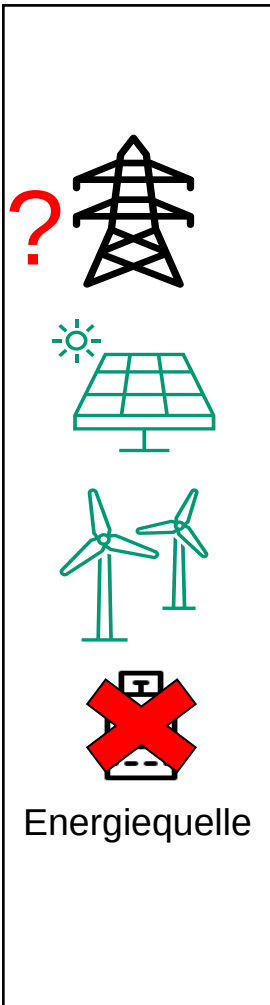


Exkurs: Ausblick auf erste Erkenntnisse der zukünftigen RED III

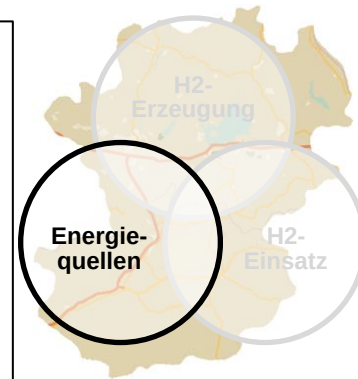
- Gesamtrichtlinie für Quoten für erneuerbare Energien innerhalb Europas, inklusive verbindlicher Sektorenziele
- Ziele für Wasserstoff: Im Verkehr mind. 1% CO₂ Reduktion durch RFNBOs; in der Industrie **sollen 42%** des in 2030 verbrauchten **H₂ grün** sein, im Jahr 2035 60%
- Es wird zwischen grünen und low-carbon Kraftstoffen unterschieden. Wasserstoff aus Atomstrom ist folglich nicht grün. Unter bestimmten Voraussetzungen kann dieser Wasserstoff jedoch auf die Zielsetzung von erneuerbaren Quoten angerechnet werden
- Strengere Anforderungen für Holz: Weiterhin eine erneuerbare Quelle aber mit verschärften Nachhaltigkeitskriterien (ab Feuerungsleistung von 7,5 MW). Förderfähigkeit nur noch in wenigen Fällen. Herausnahme von bestimmten Holzkategorien (z.B. Säge- Furnier-, und Industrierestholz)
- Strengere Anforderungen für Biogasanlagen >2MW die vor 2021 in Betrieb genommen wurden: nach 15 Jahren müssen diese 80% THG einsparen
- Grenzüberschreitende Kooperationsprojekte werden gefordert

- Große Anpassung aktueller Richtlinien. RED III noch in Entstehung
- Low-Carbon Strom Quellen sowie EE aus Holz und Biomasse nach RED II DA nicht für RFNBOs geeignet
- Auf RFNBOs werden jedoch viele Grundsätze aufgebaut werden
- ➔ **Festlegung von Verwendungsquoten für grünen H₂**

Energiequellen für die Elektrolyse

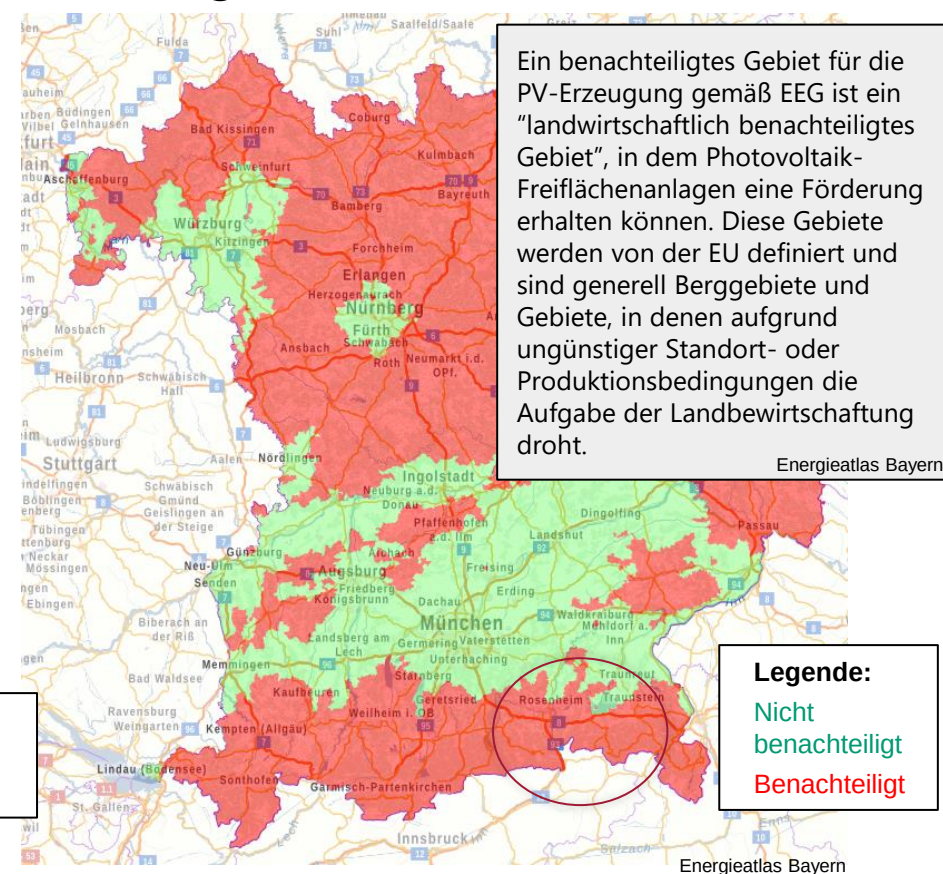
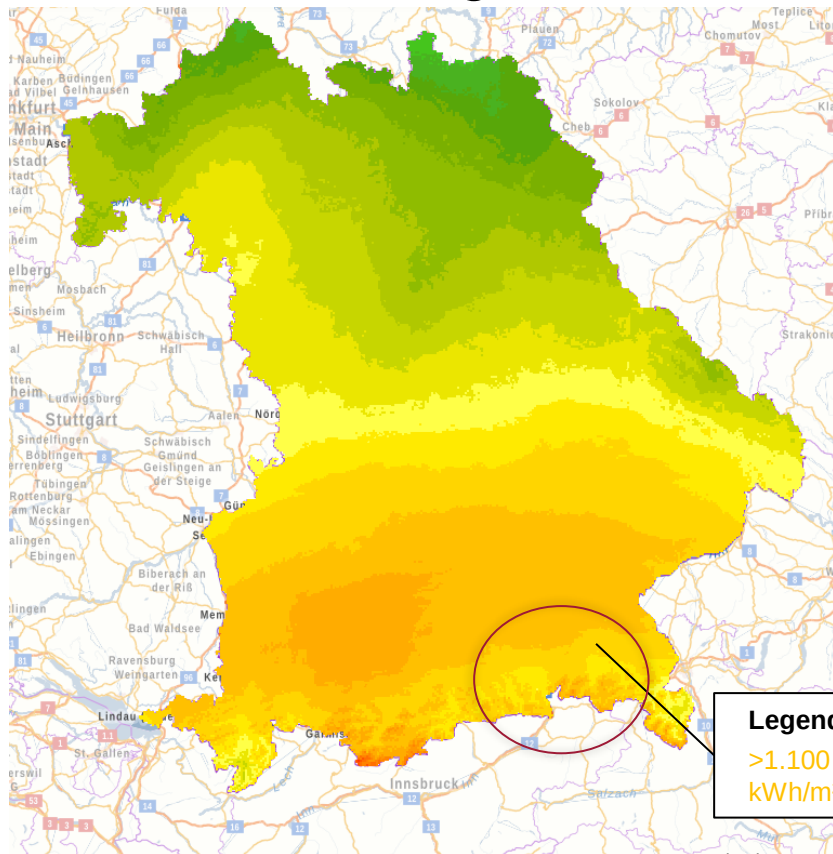


- Strom für Elektrolyse und H₂: „erneuerbar“ maßgeblich für Förderung
- Einheitliche Definitionen in der EU werden entscheidend sein. Sind aber noch nicht fixiert! Unter Vorbehalt ist nach der RED II DA grün:
 - Wind/PV/Wasserkraft; nicht biologischen Ursprungs (Biomasse, Biovergasung, Müllverbrennung)
 - Bedingungen je nach Bezug: Zusätzlichkeit, Gleichzeitigkeit, Räumlicher Zusammenhang
- Resultierende Varianten des Strombezugs in der Region:
 - Direktbezug (bspw. durch Eigenerzeugung)
 - PPA mit EE-Anlage (Netzbezug)
- Herausforderung EE-ELY: Fluktuierende Stromversorgung, d.h. die Auslastung des Elektrolyseurs ist schwankend mit geringen Volllaststunden für den täglichen Betrieb
- Herausforderung PPA für Elektrolyse: Leistung, Gebotszone, Kosten, Alter der Anlagen, Alternativen wie Einspeisung und deren Vergütung, Sicherheit für die Betreiber
 - Fahrweise Elektrolyse innerhalb Rahmenbedingungen RED II DA
- Akteure
 - Die meisten Akteure, für die eine H₂-Produktion denkbar ist, suchen Alternativen zur Stromveräußerung und beziehen direkt eigene EE-Kapazitäten
 - Die Stadtwerke Rosenheim prüfen eine Erzeugung ohne Direktbezug sondern mit Netzbezug über PPA
- ➔ **Ausschluss Biomasse/Biogas, Betrachtung Eigenerzeugung und Netzbezug**



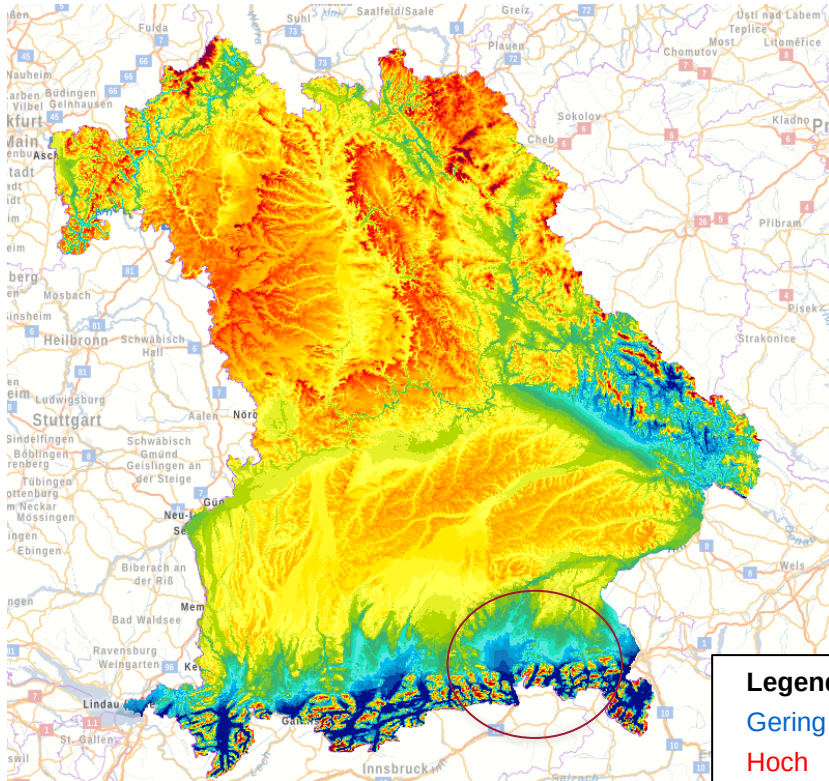
Siehe
Kapitel
Erzeugung

Theoretische Potenziale Stromherkunft in der Region: Globalstrahlung im Jahr und benachteiligte Gebiete nach EEG



- In der Region herrscht eine hohe Solar-Globalstrahlung im Jahr
- Teile der Region entfallen in ein „benachteiligtes“ Gebiet (gemäß EEG). Dies begünstigt die Förderung von neuen EE-Anlagen bspw. bei der Einspeisevergütung. Dies ist nachteilig für die Verwendung des Stroms für die Wasserstoffherstellung

Theoretische Potenziale Stromherkunft in der Region: Windintensität (h=140m) und prädestinierte Gebiete

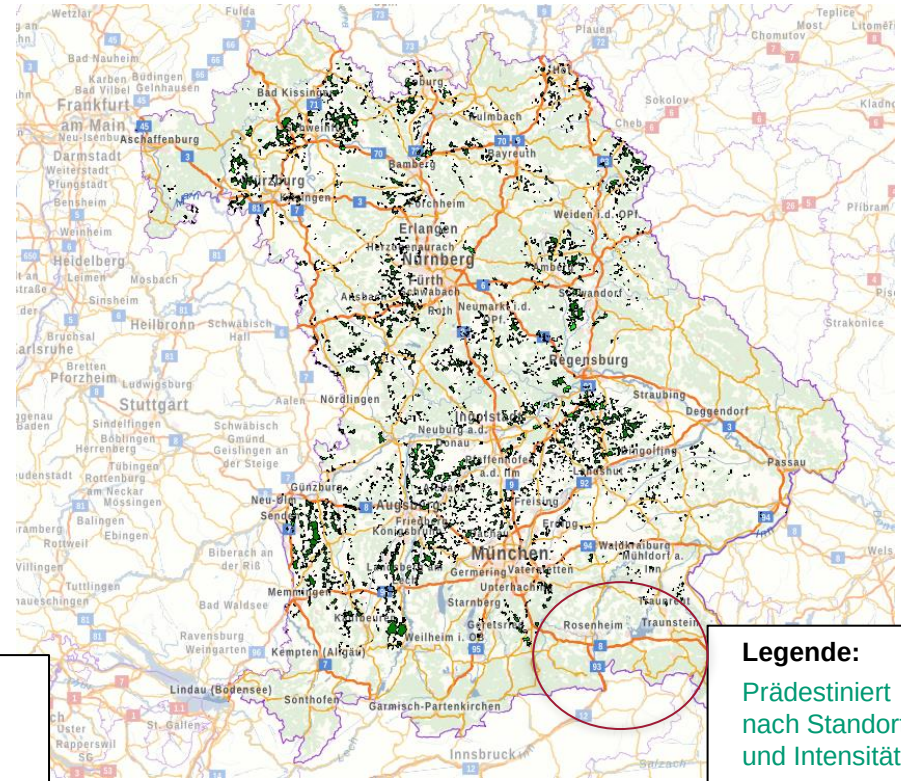


Energieatlas Bayern

Legende:

Gering

Hoch



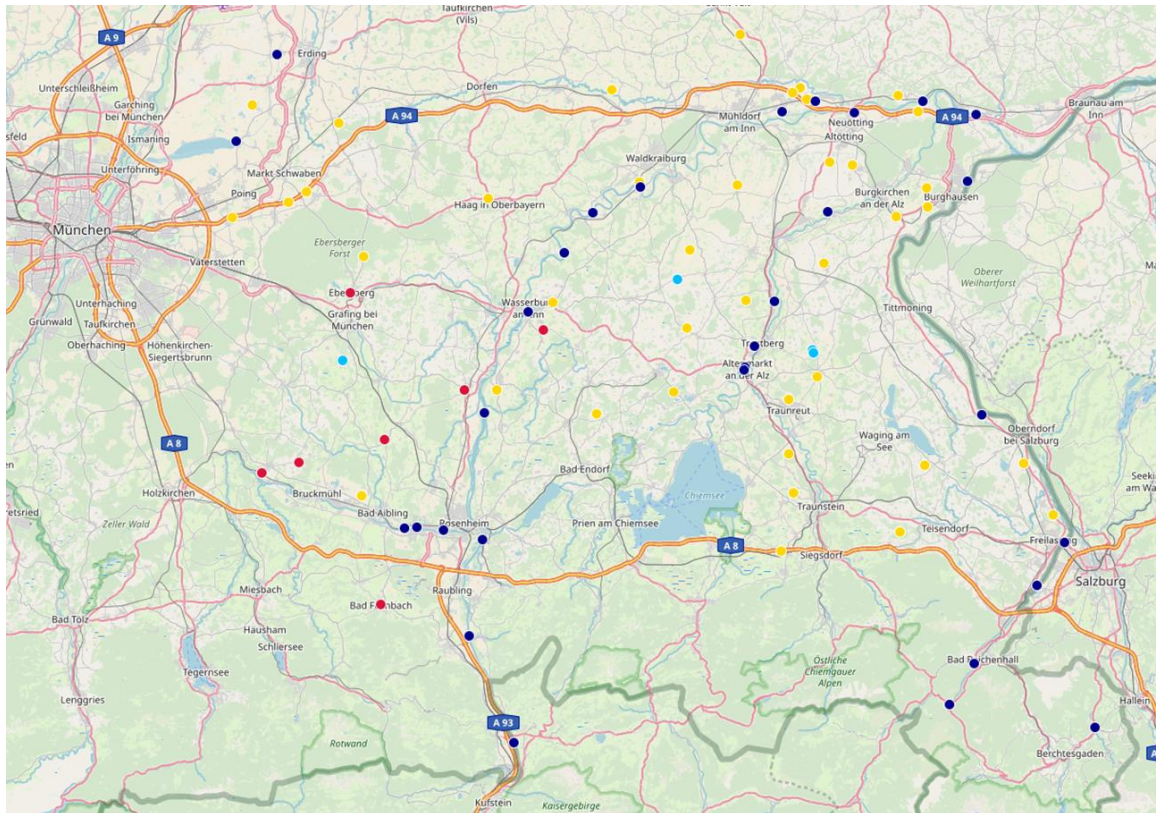
Energieatlas Bayern

Legende:

Prädestiniert
nach Standort
und Intensität

- Region unterliegt in der Gesamtheit geringer Windintensität und ist Größtenteils gemäß Energieatlas nicht als prädestiniert eingestuft
- Für den Direktbezug bietet PV mehr Potenziale, benötigt aber auch bspw. Windstrom (siehe Berechnung der Volllaststunden)

Ausgangslage EE-Anlagen in der Region: Bestand über 1 MWp (Stand Q1 2023)



Bayern Energieatlas, Angaben Landratsamt Rosenheim, eigene Darstellung
Bei unbekanntem Standort Ortsmittelpunkt gewählt

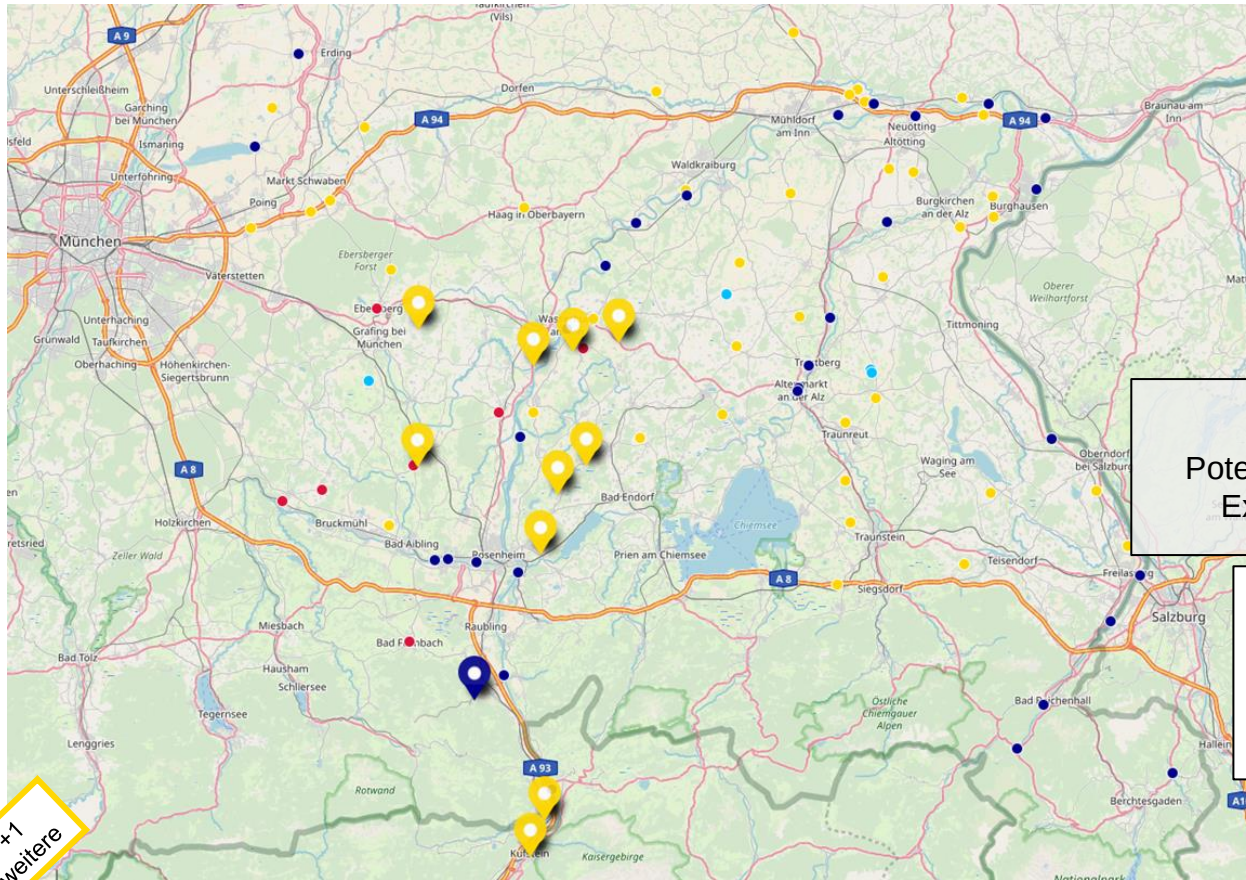
- Es sind diverse erneuerbare Stromerzeuger (PV, Wind, Wasser) in der Region; Direktbezug oder PPA sind einzeln zu prüfen
- Ab 2028 eignen sich jedoch nur neue Anlagen zur H2-Produktion auf Grund der benötigten „Zusätzlichkeit“
→ Weitere Detailbetrachtung der Bestandsanlagen in Studie verworfen

Herausforderungen bei der Nutzung von EE-Anlagen

- Stark wachsender Strombedarf in anderen Sektoren (E-Mobilität, Wärme)
 - Es herrscht eine große Konkurrenz bei grünem Strom, da kaum Verfügbarkeiten von EE-Anlagen für die Herstellung von grünem Wasserstoff vorhanden sind
- Unzureichende Netzkapazitäten → Zubau von EE schwer umsetzbar
 - Favorisiert Direktanbindung von Elektrolyseuren an Erzeugungsanlage
- Netzausbau sehr langwierig, da der Bau von Umspannwerken dem Planfeststellungsverfahren unterliegt (Dauer: 5-10 Jahre)
- Generell erschweren die Gesetzmäßigkeiten in Bayern den Ausbau vor allem der Windenergieanlagen, obwohl diese elementar für eine saisonal gleichmäßigere Stromproduktion sind

- Die Genehmigungsverfahren für den Bau von EE-Anlagen sowie den Ausbau des Netzes müssen verkürzt werden.

Ausgangslage EE-Anlagen in der Region: Bestand über 1 MWp inkl. potenzielle Akteur-Anlagen



Stecknadeln:
Potenzielle Anlagen aus
Experteninterviews

Legende:

PV

Wind

Wasser

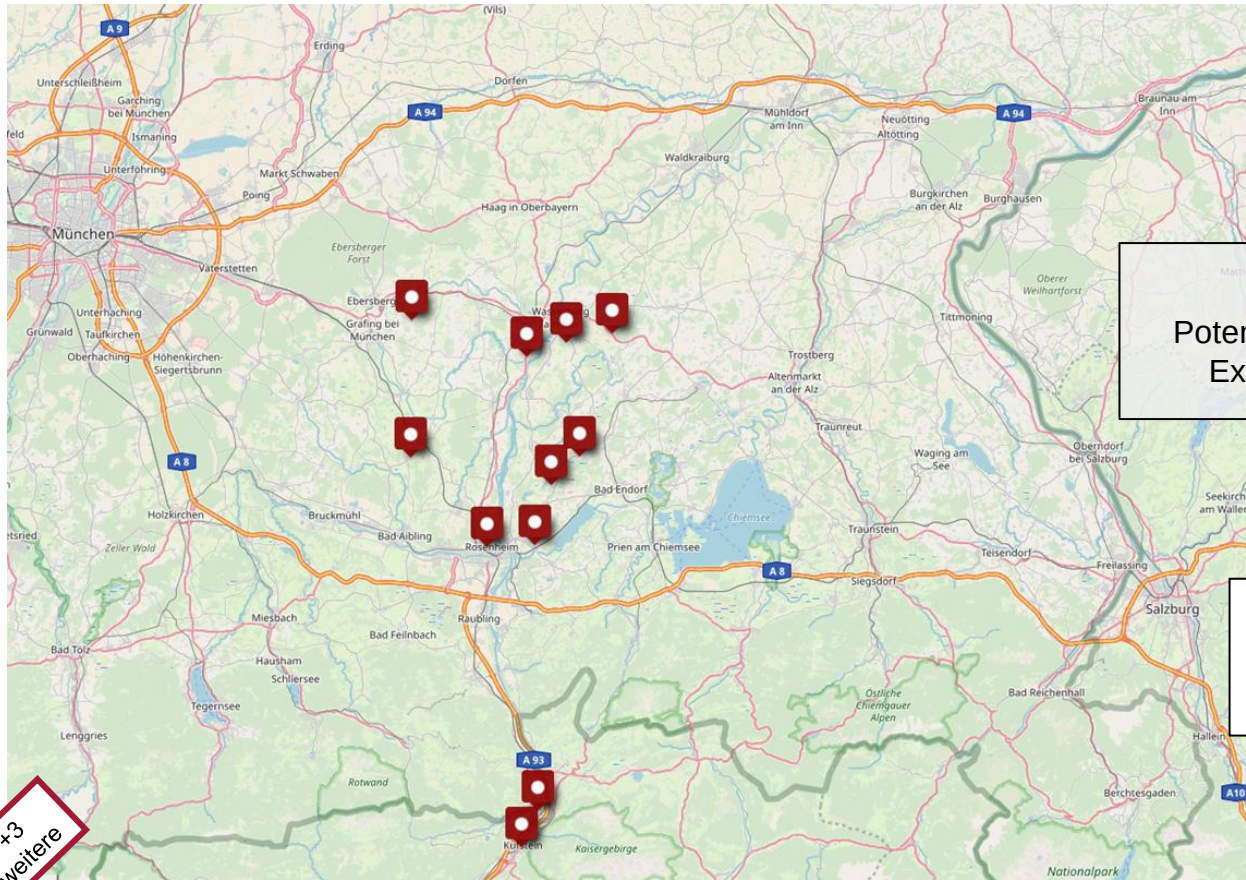
In Planung

+1
weitere

Karte: openstreetmap.org; Daten: Bayern Energieatlas, Angaben Landratsamt Rosenheim, eigene Darstellung
Bei unbekanntem Standort Ortsmittelpunkt gewählt

- Für diverse Akteure ist der Zubau von PV-Anlagen in höherer Kapazität angedacht
- Anlagen könnten zur Bereitstellung von Grünstrom genutzt werden

Überführung der Ausgangslage zur H2-Herstellung: Theoretische Standorte Elektrolyse (zus. Zum Standort Kufstein)



Stecknadeln:
Potenzielle Anlagen aus
Experteninterviews

Legende:
Unter
Vorbehalt
denkbar

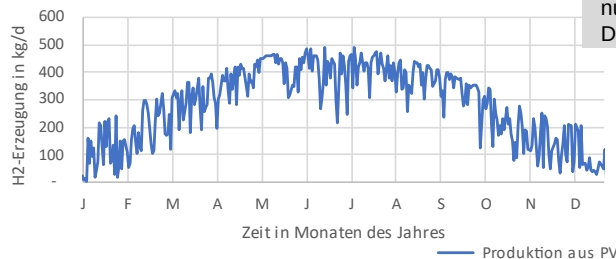
Karte: openstreetmap.org; Daten: Bayern Energieatlas, Angaben Landratsamt Rosenheim, eigene Darstellung
Bei unbekanntem Standort Ortsmittelpunkt gewählt

- Für einige Akteure ist es denkbar die EE-Anlagen zum Direktbezug einer Elektrolyse zu verwenden
- Grundlage ist dafür bspw. die Wirtschaftlichkeit ggü. der Einspeisung / evtl. zukünftiger Eigenbedarf
- Ein Akteur in Rosenheim plant die Elektrolyse ohne eigene EE-Kapazität per PPA

Erneuerbare Energien: Fluktuation und Kompensation

- Stromerzeugung mittels PV ist sowohl täglich schwankend als auch stark saisonal
- Eine theoretische H₂-Produktion mit gewünschten täglich festen Abnahmemengen von 400 kg/d wird betrachtet
 - Die gewählte PV-Anlage kann sowohl eine lokale Erzeugungsanlage oder auch ein überregionales PV PPA darstellen
 - Betrachtung ohne technoökonomische Optimierung hinsichtlich Speichergrößen stark einzelfallabhängig;
 - Saisonale Speicher sind mit hohen Kosten verbunden und werden ebenfalls nicht betrachtet
- **Bsp. 1: PV-Anlage (10 MWp) als Grundlage für die Elektrolyse (2 MW)**

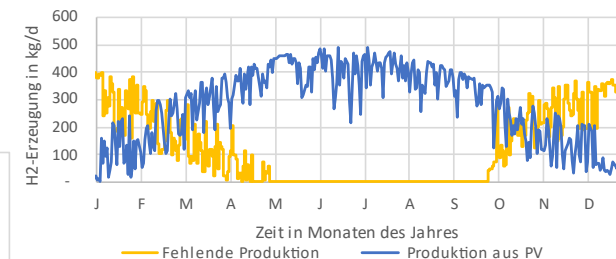
H₂-Produktion (PV)



Erkenntnis:

Die gewünschte Produktion je Tag von 400 kg kann nur im Sommer erreicht werden. Im Winter starke Defizite. → 2 Möglichkeiten sind denkbar

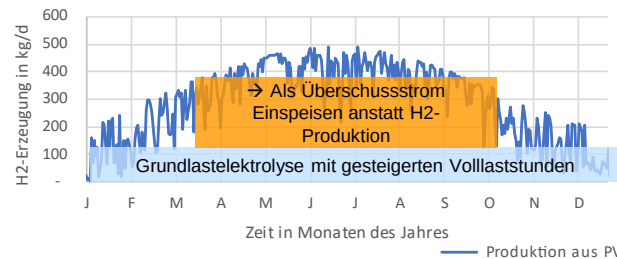
H₂-Produktion (PV+fehlende Produktion)



Möglichkeit 1:

Elektrolyse deutlich kleiner dimensionieren als die PV-Anlage im Sommer ermöglichen würde.
→ Sehr hohe PV-Kapazität: Insbesondere im Sommer sehr viel Strom einzuspeisen (lokale Netzauslastung hoch)
→ Oder sehr kleine Elektrolyseur-Kapazität: H₂-Defizit. Wirtschaftlichkeit skaliert jedoch im Allgemeinen mit größeren Elektrolyseuren
→ Variante im konkreten Einzelfall zu prüfen; keine weitere Allgemeinbetrachtung

H₂-Produktion (PV)



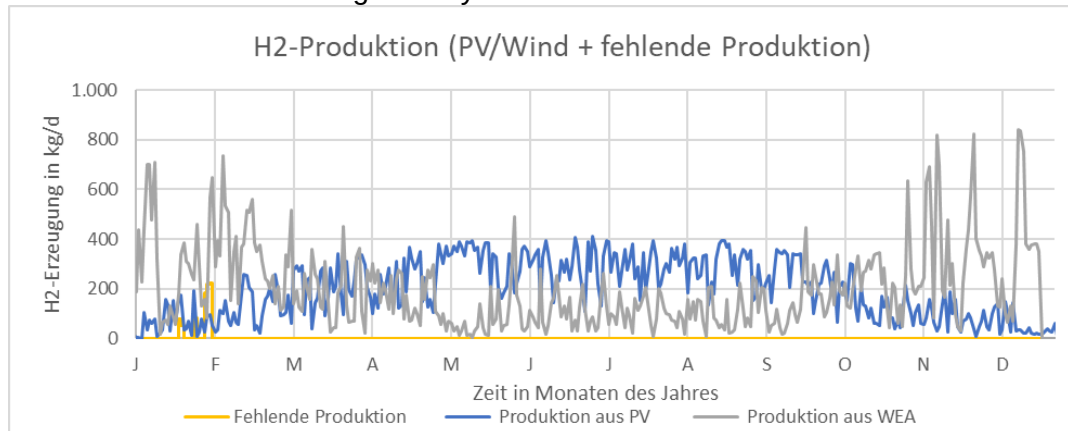
Möglichkeit 2:

Deckung des fehlenden Stroms im Winterhalbjahr.
→ Kein Überschussstrom im Sommer aber ebenfalls keine fehlende Produktion
→ Deckung innerhalb der vorgestellten Regularien wird weiter betrachtet

- Elektrolyse mittels PV erreicht in etwa 3.000 Volllaststunden; Wirtschaftlichkeit von Elektrolyse steigt im Allgemeinen mit dessen Volllaststunden
- Alleiniger PV-Strom reicht für eine feste H₂-Abnahme nur bei hoher Überdimensionierung ggü. dem Elektrolyseur; PV-Kapazität im Allgemeinen jedoch begrenzt und Wirtschaftlichkeit der Elektrolyse steigend mit dessen Dimensionierung
- **Erhöhung der Auslastung nötig: Nachfolgende Betrachtung der Deckung über PV- und Windstrom**

Erneuerbare Energien: Fluktuation und Kompensation

- In Kombination mit Windstrom (lokal/PPA) lassen sich die Volllaststunden und damit die Produktion von H₂ erhöhen
 - Und das bei gleicher Dimensionierung der EE-Kapazitäten sowie des Elektrolyseurs
 - Im Sommer sind zudem zusätzliche Überschüsse zur Stromeinspeisung vorhanden.
- Im konkreten Einzelfall kann je nach Speicherdimensionierung und Kosten für Strom und EE-/ eine technoökonomische Optimierung der Elektrolyse-/Strom-/Speichergrößen durchgeführt werden
 - Im Allgemeinen lässt sich je nach Speichergröße und genauen Standorten der lokalen PV und überregionalen PPA zwischen 4000 und fast 5000 Volllaststunden erreichen
- **Bsp. 2: PV-Anlage (5 MWp) + Wind (5 MWp) als Grundlage für die Elektrolyse (2 MW)**
 - Für eine Anlage in Bayern mit lokaler PV und Wind sind 3800 h/a realistisch. Mit Netzanschluss mehr.



Erkenntnis:

Die gewünschte Produktion je Tag von 400 kg kann ganzjährig erreicht werden. Der Windstrom ergänzt die PV-Anlage gerade im Winterhalbjahr. Bei gleicher Dimensionierung (MWp) wie in Bsp. 1 (PV) fehlt es nur in Ausnahmefällen an Produktion
 → Diese Fälle können über ein breiteres Portfolio an PPA EE-Kapazitäten ganz gesenkt werden

- Durch Kombination mit Windstrom sind deutlich höhere Volllaststunden erreichbar. Dies variiert je nach Standort → Für den bayrischen Raum werden 4000h für die restliche Betrachtung angenommen
- Für den grünen Betrieb ist zwingend die Verwendung von beiden Energieformen nötig
- U.U. kann innerhalb der REDII DA auch Netzstrom für die Herstellung von grünem H₂ genutzt werden, sofern >90 % EE-Anteil im Strommix → Grundlagen Netzstrom und Zusammensetzung werden folgend erklärt

Netzstrom - Details zu Abgaben und Umlagen

Netzentgelte:

- Eine Befreiung von Netzentgelten besteht nur für Stromspeicher. Elektrolysen sind von der Stromsteuer befreit sofern der Wasserstoff wieder zur Stromerzeugung genutzt wird

Stromsteuer: 20,50 €/MWh (StromStG § 3)

- Vollständige Steuerentlastung nach § 9a StromStG für Elektrolyseure

Konzessionsabgabe:

- Höhe ist in der Konzessionsabgabenverordnung (KAV) geregelt und richtet sich nach den Energieliefervertrag und teilweise nach der Einwohnerzahl der Gemeinde. Hier: **1,10 €/MWh**
- Entfällt im Hochspannungsnetz

KWKG-Umlage:

- Für nichtprivilegierte Letztverbraucher (Strombezug <1 GWh/a) gemäß §§ 26 und 26a KWKG 2020 ab 1. Januar 2023 (KWKG-Umlage 2023): **3,57 €/MWh**
- Sonderregelung für Stromintensive Unternehmen nach EnFG §31 Abs. Nr. 2 a) für Wirtschaftszweige mit erheblichem Verlagerungsrisiko gemäß Anlage 2 Liste 1. Bezug ab 1 GWh wird auf 15% der Umlagen reduziert: **0,54 €/MWh**

§ 19 StromNEV-Umlage: für nichtprivilegierte Letztverbraucher **4,17 €/MWh**

- Sonderregelung für Stromkostenintensive Unternehmen nach § 19 StromNEV i.V.m. §§ 26, 28 und 30 KWKG: Letztverbrauchergruppe C': Letztverbraucher, die dem produzierenden Gewerbe, dem schienengebundenen Verkehr oder der Eisenbahninfrastruktur zuzuordnen sind und deren Stromkosten im vorangegangenen Geschäftsjahr vier Prozent des Umsatzes überstiegen haben, zahlen für über 1 GWh hinausgehende Strombezüge maximal **2,5 €/MWh**

§17 f EnWG Offshore Netzumlage: für nicht privilegierte Letztverbraucher **5,91 €/MWh** (§ 17f Abs. 5 EnWG)

- Sonderregelung analog zu KWKG auf 15% der Umlagen: **0,89 €/MWh**

§18 AbLaV Umlage für abschaltbare Lasten: 0,00 €/MWh (§18 der Verordnung über abschaltbare Lasten)

- Entspr. § 20 Abs. 2 AbLaV trat die Verordnung am 1. Juli 2022 größtenteils außer Kraft. In 2023 wird keine AbLaV-Umlage mehr erhoben. Der Vortrag aus der Jahresabrechnung 2021 und des Rumpfbjahres 2022 wird entsprechend der Abstimmung mit der Bundesnetzagentur nach den Regelungen der ARegV netzentgeltmindernd bei den Übertragungsnetzbetreibern eingebracht.

Wasserstoffbelieferung von außerhalb der Region

- Wie im letzten Kapitel dargelegt, ist eine Abschätzung der Pipelinestruktur und eine Belieferung über diese aktuell nicht abzuschätzen
- Eine Belieferung über Trailer/MEGC ist generell regional und überregional möglich.
- Mögliche Ansatzpunkte: TIWAG, Tyczka (aktuell keinen grünen H₂), MPREIS, Linde, Air Products, Air Liquide, etc. → Mögliche weitere Lieferanten können Elektrolyse-Projekte in der Region sein oder weitere Gashersteller/Großunternehmen
- Die Kosten sind dabei abhängig von:
 - der Entfernung und dem Belieferungszeitplan / der Regelmäßigkeit
 - der Druckstufe und der Trailer-Art (Wechselkonzept, Überströmung, Mietmodell, eigene Trailer, etc.)
 - der H₂-Herkunft (grün, grau, Chemienebenprodukt)

Erfahrungswerte aus anderen Projekten:

Grüner H₂:

Preise von kleinen Anlagen und Projektierungen rangierten 2019/2020 zwischen:

- 5 €/kgH₂ (angekündigt, grün, exkl. Transport)
- 8 €/kgH₂ (grün, exkl. Trailer und Transport)

Grauer H₂:

Preise von großen Gashändlern rangierten 2019/2020 zwischen:

- 5 €/kgH₂ (Nebenprodukt/grau; inkl. kurzem Transportweg)
- 12 €/kgH₂ (Nebenprodukt/grau; inkl. langem Transportweg & Trailermiete)

- Belastbare Werte für den angestrebten grünen Wasserstoff in kommenden Jahren können erst konkrete Anfragenergebnisse zeigen; insb. Erzeugungskapazitäten und Nachfrage in Deutschland müssen zusammen passen
- **Erneuerbarkeit sowie Kosten fraglich; Annahmen von >10 €/kgH₂ sind dabei aktuell realistisch**

Wasserstoffökosystem – Fazit Energiequellen



Strom aus / übers Netz

- die vollen Netzentgelte und reduzierte Umlagen fallen an
- Strommix nicht grün → gefährdet Förderbarkeit
- Voraussetzung Grün: EE-Anteil im Netz > 90% oder Netzstrombezug im selben Monat wie Einspeisung von eigenen EE-Stromüberschüssen durch Gegenrechnung
- Alternativ: Grüner PPA übers Netz; Erneuerbar aber Netzkosten
- Herausforderung:
 - Hohe Auslastung des Netzes und schleppender Netzausbau
 - Steigender Strombedarf durch Sektorenkopplung (Wärme, Mobilität)

Direktanbindung an EE (ab 2028 nur durch zusätzliche Anlagen)

- **Wasserkraft:** Bestehende Kraftwerke
- **Wind:** geringer Windintensität, politischer Widerstand
- **PV:** gute Bedingungen
- Herausforderung: Fluktuierende Stromerzeugung, d.h. die Auslastung des Elektrolyseurs ist schwankend mit geringen Volllaststunden für den täglichen Betrieb

Kombination mit anderen Stromquellen notwendig z.B.:

- *Primär:* PV aufgrund günstiger Strompreise und Bedingungen
- *Sekundär:* Wind, Wasserkraft
- *Tertiär:* Deckung übers Netz

Einspeisung von Überschüssen



Inhaltsverzeichnis

1. Ziel und Methodik
2. Wasserstoffökosystem
3. **Studienergebnisse und Hintergründe**
 - Wasserstoff-Senken
 - Wasserstoff-Erzeugung und Infrastruktur
 - Energiequellen
 - **Kostenbetrachtungen**
4. Projektansätze, Standort, und Zeitplan
5. Fazit und Erwartungen an die Politik



Ermittlung der H2- Kosten / TCO

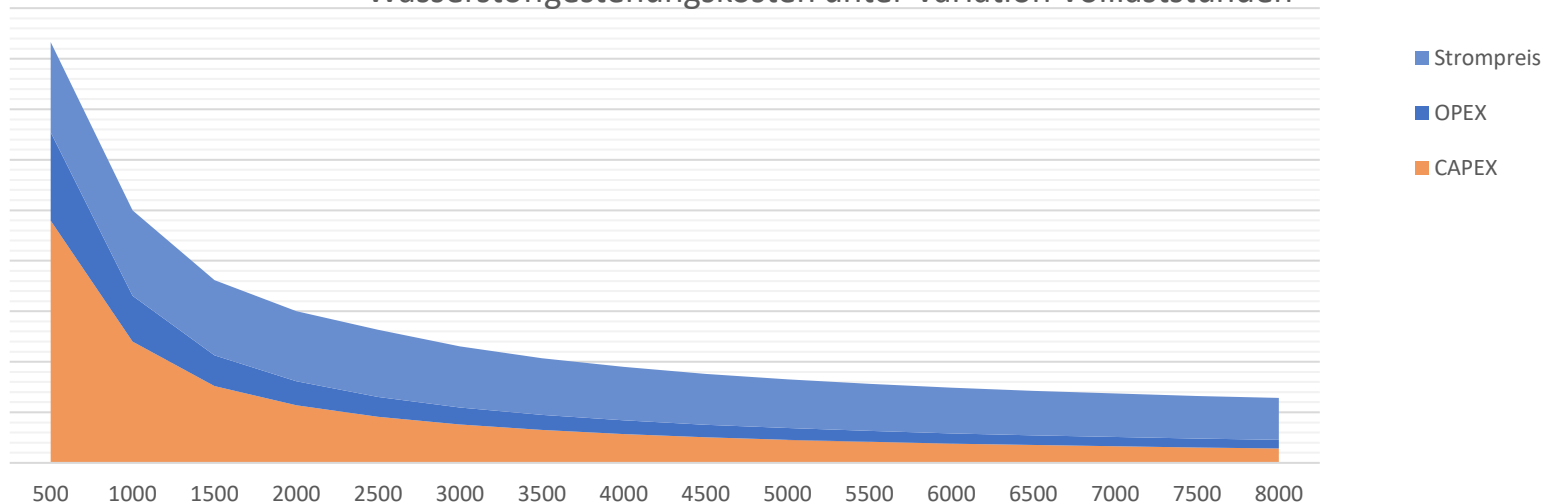
- Im Folgenden werden die Kosten der Wasserstofferzeugung und der Verwendung aufgestellt
- Faktoren die Einfluss auf die Erzeugungskosten haben, werden zunächst betrachtet:
 - Variation der Volllaststunden
 - Skalierung der Anlage
 - Strompreis
 - Anrechenbarkeit von THG-Quoten
 - Fördermöglichkeiten für Wasserstoffprojekte
- Berechnung der Wasserstoffherstellungskosten auf Basis einer Vollkostenrechnung
- Berechnung der Kosten an der Tankstelle
- Berechnung der Kosten für Logistiker, Wärme und Rückverstromung



Grundlagen Kostenberechnung: Einfluss Volllaststunden in der Wasserstofferzeugung

- Die Volllaststundenzahl des Elektrolyseurs hat großen Einfluss auf die Erzeugungskosten
- Hohe Volllaststunden reduzieren den Einfluss der Investitionskosten (CAPEX) und verringern die Erzeugungskosten
- Allerdings: Je größer die Volllaststundenzahl desto größer das benötigte kontinuierliche Stromangebot

Wasserstoffgestehungskosten unter Variation Volllaststunden

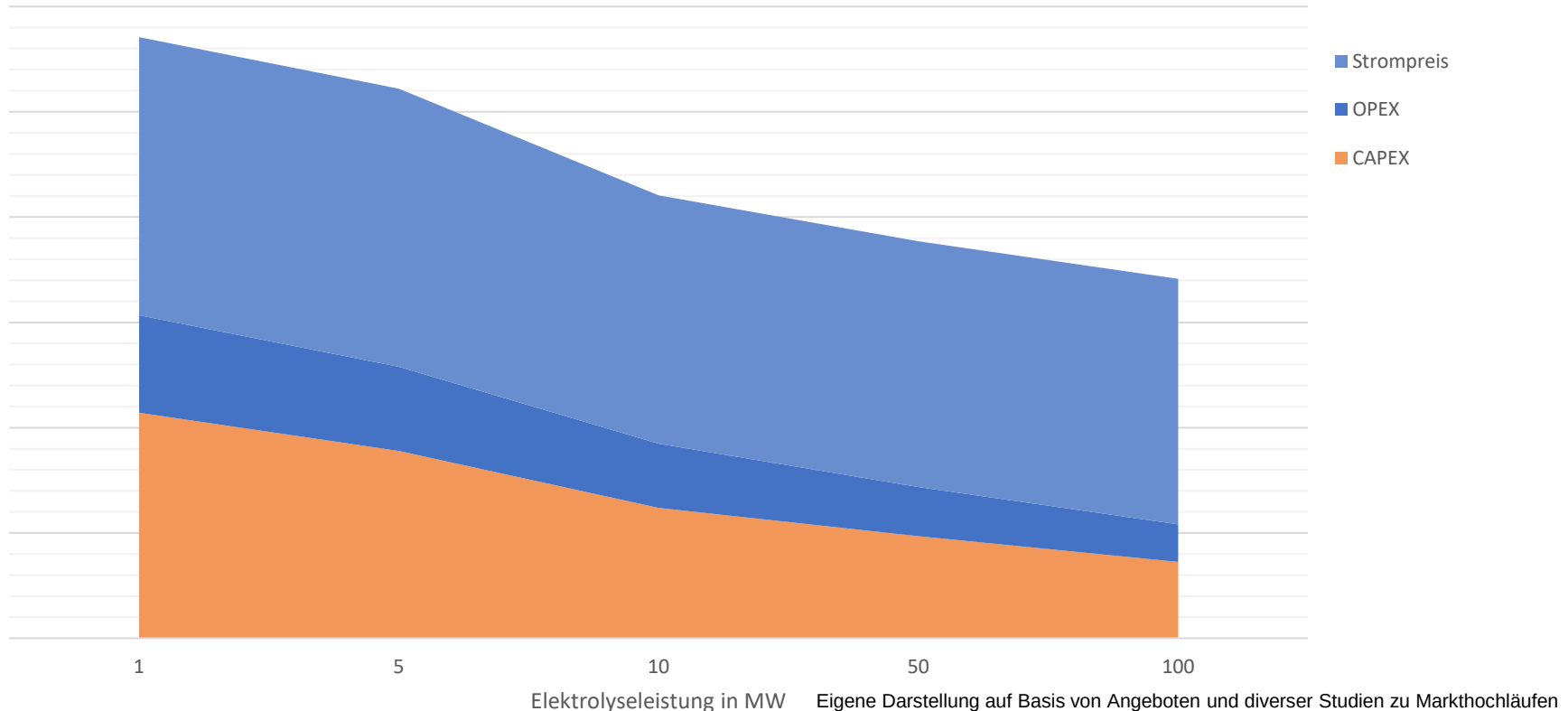


- Hohe Volllaststunden verringern die Wasserstoffherstellkosten
- Das Stromangebot muss hohe Volllaststunden ermöglichen



Grundlagen Kostenberechnung: Einfluss der Anlagenskalisierung in der Wasserstofferzeugung

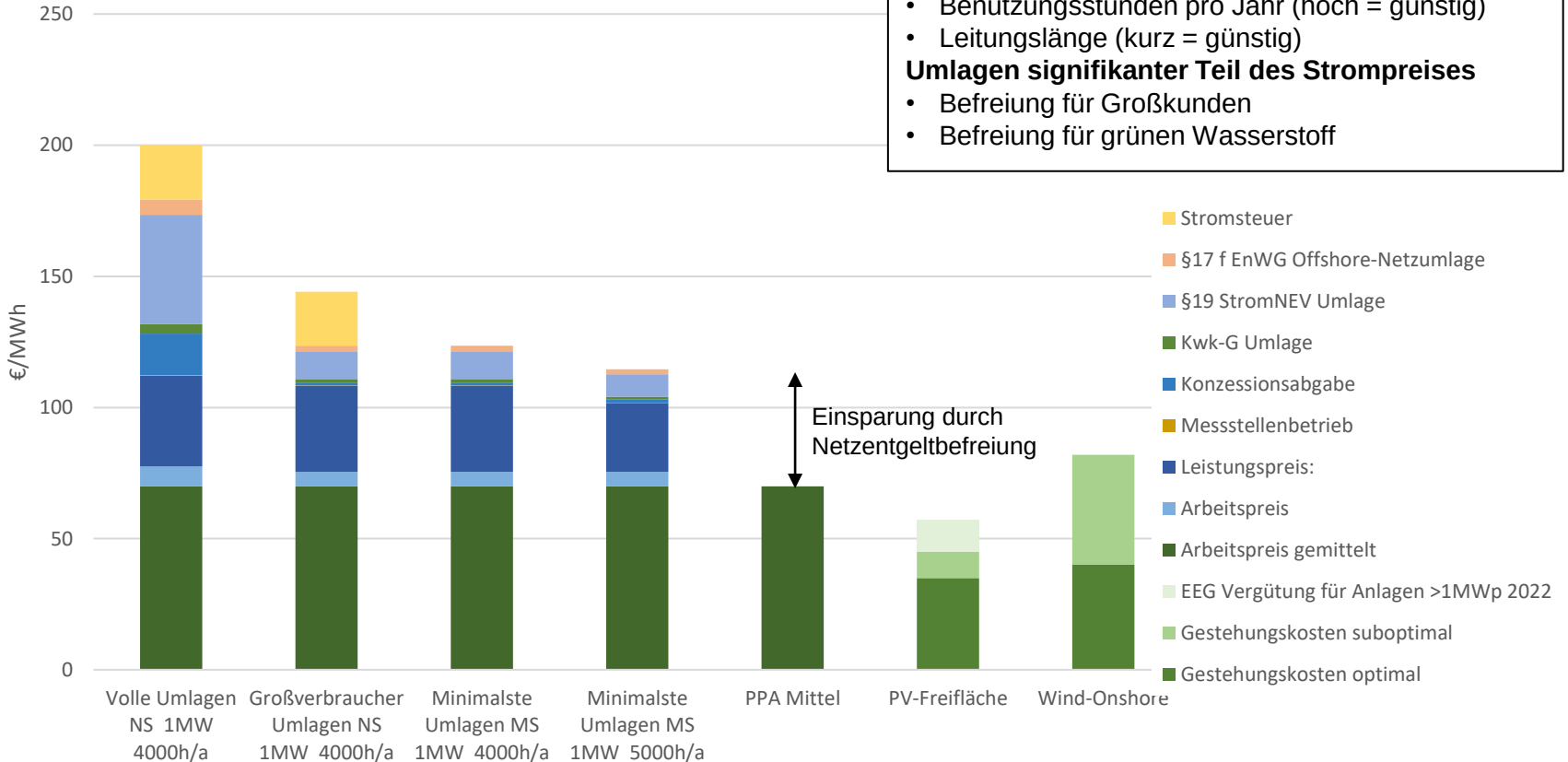
Wasserstoffgestehungskosten unter Variation der Anlagengröße



- Die Anlagengröße hat einen direkten Einfluss auf die Gestehungskosten von Wasserstoff
- Aber: Die Produktion benötigt verlässliche Stromquellen und Wasserstoffabnahme! Dies ist gerade am Anfang des Markthochlaufs schwer



Strompreiszusammensetzung



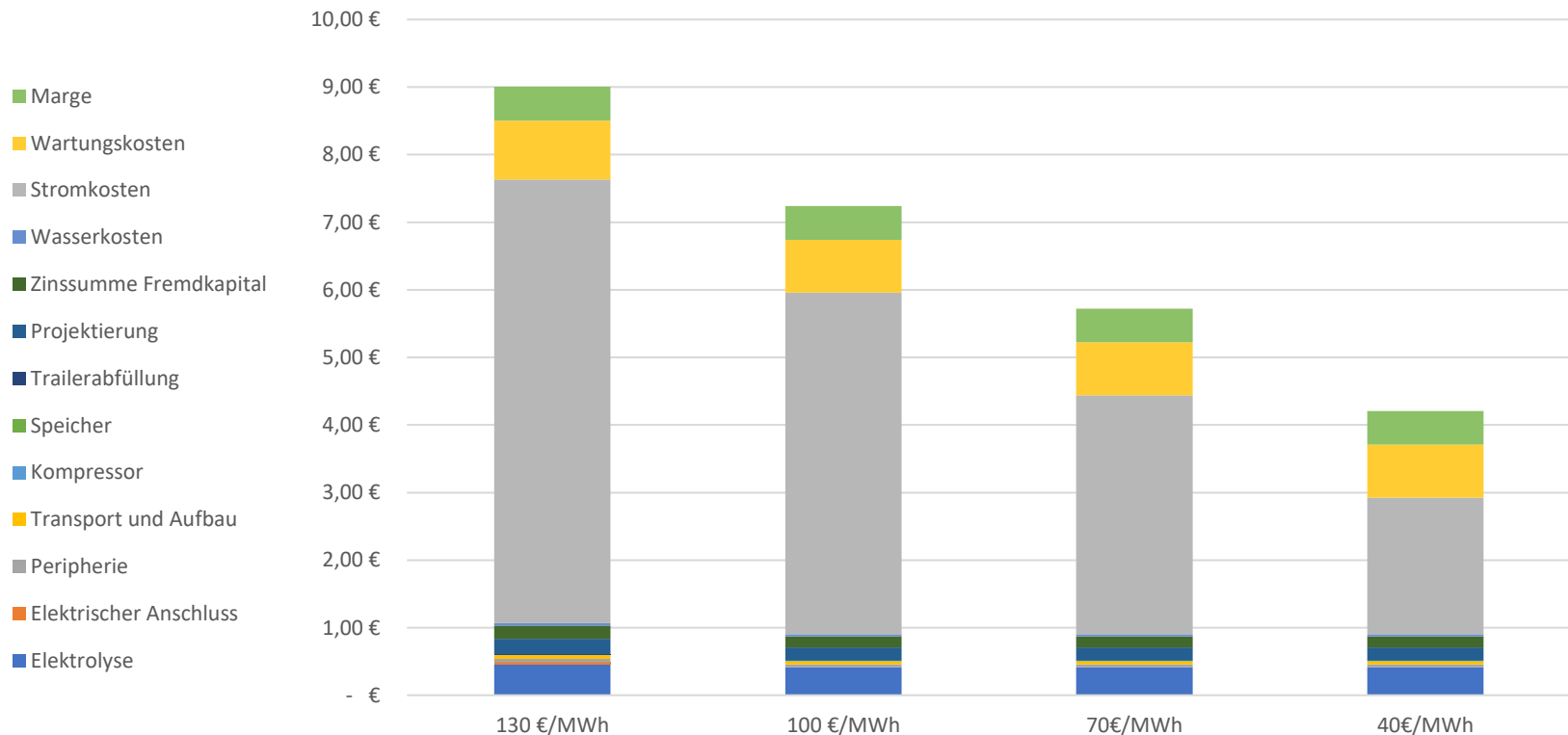
Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis SWRO Netz. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE 2021 und 2023, Bayerisches Landesamt für Umwelt
Beispielhaft werden die Netzentgelte der Stadtwerke Rosenheim als Basis für die Berechnung der Strompreise herangezogen.

- Strom aus Erneuerbaren Energien OHNE Netznutzung ist mit Abstand am günstigsten
- Anbindung an höhere Netzspannungsebene verringert die Netzentgelte



Einfluss Strompreis auf Wasserstofferzeugungskosten

- Einfluss des Strompreises auf eine beispielhafte 10MW Elektrolyse bei 4.000 Volllaststunden



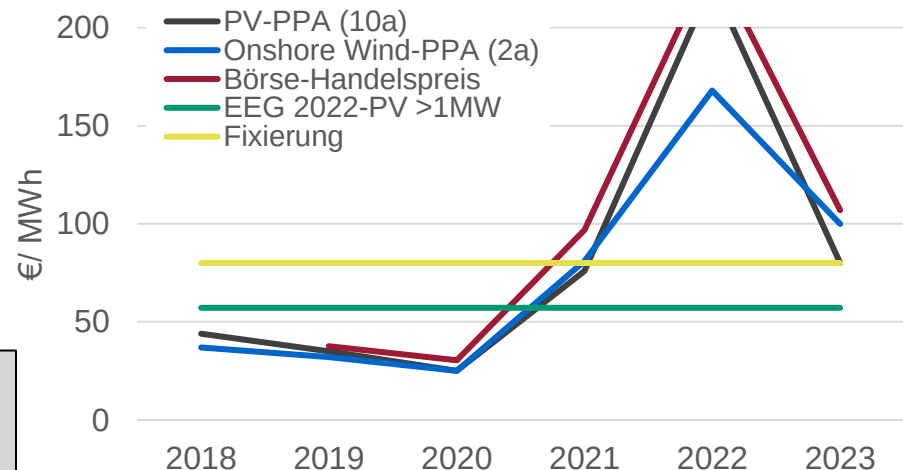
➤ Der Wasserstoffpreis ist hochgradig vom Strompreis abhängig und der größte Einfluss

Strompreiszusammensetzung Erkenntnisse und Schlussfolgerungen

- Die Umlagen auf dem Strompreis können für Großverbraucher und für grünen Wasserstoff reduziert werden
- Die Netzentgelte fallen aktuell bei Elektrolysen für den nicht elektrischen Verbrauch an. Für Großverbraucher können diese aber reduziert werden.
 - Es empfiehlt sich bei Netzbezug, der Anschluss auf einer höheren Spannungsebene (hoch = günstig) und eine große Anzahl Netzbenutzungsstunden pro Jahr (hoch = günstig)
- Die günstigsten Strompreise existieren in der Theorie bei einem Direktanschluss einer Wasserstoffherzeugungsanlage an eine EE-Anlage. In der Praxis wird der Strom an den Meistbietenden verkauft. Wasserstoff steht in der Konkurrenz zu:
 - EEG-Vergütung (nicht alle Gebote erhalten den Zuschlag, es dient zur Orientierung)
 - PPAs - Direktvermarktung
 - Börsenvermarktung
- Zusätzlich ist durch die parallele Wärme und Mobilitätswende der Bedarf von grünem Strom in den nächsten Jahren deutlich zunehmend, was je nach Ausbaugeschehen, die Stromkosten weiter steigern kann

- Das teure Energiejahr 2022 wird als Ausreißer betrachtet und der PPA-Preis auf 80 €/MWh fixiert.

Stromquellenvergleich



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von: enervis - Marktreport 2023; Smard Marktdaten



Grundlagen Kostenberechnung: Möglichkeiten zur Anrechenbarkeit von THG-Quoten

- Für die Anrechenbarkeit von Wasserstoff als Substitution von fossilen Energieträgern gibt es zwei zentrale Mechanismen:
 - Emissionshandel in der EU/Deutschland
 - Zentrales Element der EU, um die Treibhausgas-Emissionen der teilnehmenden Energiewirtschaft und der energieintensiven Industrie zu reduzieren
 - Verpflichtungen für spezifische Branchen
 - Auswirkungen für die Machbarkeitsstudie liegt primär in der Verteuerung der fossilen Energieträger
 - Exkurs zur Funktion des Emissionshandels im Anschluss
 - THG-Quotenhandel
 - Auf Deutschland und den Verkehrssektor beschränktes Instrument, um mehr erneuerbare Energien in den Verkehrssektor einzubringen
 - Erlöse durch Veräußerung der THG-Quoten kann auf Veräußerung von grünem H₂ angerechnet werden
- Nach Einordnung des Umweltbundesamtes handelt es sich hierbei um unabhängige Instrumente und damit nicht um eine Doppelbesteuerung

- Auswirkungen auf die direkten H₂-Kosten nur durch die THG-Quoten
- Vorstellung der THG-Quotenregelung sowie einer Beispielrechnung auf den folgenden Folien

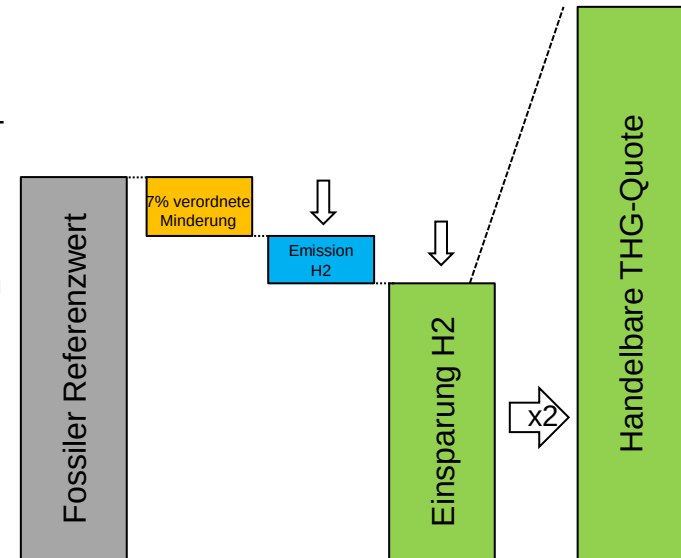


Exkurs: Emissionshandel / Zertifikathandel

- Europäisches Emissionshandelssystem (EU-ETS)
 - Reformiert um eine Reduktion von THG von 55% bis 2030 ggü. 1990 zu erreichen; Durch schärfere Deckelungen an Zertifikaten
 - Unternehmen in erfassten Branchen müssen je emittierte Tonne CO₂ ein Zertifikat besitzen; Eine Basismenge wird kostenlos zugeteilt, alles darüber hinaus muss zugekauft werden
 - Für Branchen die gleichzeitig ins geplante CO₂-Grensausgleichmechanismus (CBAM) fallen, wie Eisen, Zement, Düngemittel, Elektrizität und Wasserstoff, werden die kostenlosen Zuteilungen nach und nach reduziert und der CBAM nach und nach eingeführt
 - Zertifikate in der EU sind in der Menge begrenzt und werden jährlich reduziert. Die Reduktion führt zu einer Preiserhöhung des CO₂ Preises (wahrscheinlich über 100€)
 - Mehrere Maßnahmen für bspw. Luft- und Seeverkehr und eigene Emissionshandelssysteme(ETS II) für Kraftstoffe im Straßenverkehr oder zum Heizen
 - Angesammelte Überschüsse der letzten Jahre sollen ebenfalls prozentual entfernt werden, durch die MSR (Marktstabilitätsreserve)
 - Erschaffung Klimasozialfonds
 - CBAM (Carbon Border Adjustment Mechanism): bestimmte Importwaren werden mit einer CO₂ Abgabe belegt, wenn die produzierenden Länder die Klimaschutzmaßnahmen der EU nicht einhalten. Einführende Unternehmen müssen dann entsprechende Zertifikate kaufen
 - Es gibt aktuell auch bereits ein deutsches nationales Emissionshandelssystem (nEHS) für Sektoren, die noch nicht im alten EU-ETS erfasst sind
- Auswirkungen von H₂-Ökosystem und deren Akteure abhängig davon ob Unternehmen in erfassten Branchen sind
 - Aktuell in Reformation auf europäischer Ebene, in Erweiterung um weitere Emissionshandelssysteme sowie in Kombination mit nationalen EHS zu definieren

Grundlagen Kostenberechnung: Wirkungsweise der Treibhausgasquoten (THG-Quoten)

- THG-Quote als verpflichtendes nationales Instrument zur CO₂-Emissionssenkung für Mineralölkonzerne, die Kraftstoffe in den Verkehr bringen. Gilt für Straßen und Schienenfahrzeuge
 - Erfüllung der Reduktions-Quote entweder durch Mineralölkonzern selbst (Mehrverkauf von Biokraftstoffen) oder durch Erwerb von THG-Quotenmengen (von bspw. Ladesäulen- oder Biomethantankstellenbetreibern, oder auch E-Auto Besitzern)
 - Bei Wasserstoff im Verkehrssektor: Erzeugte THG-Quotenmengen anrechenbar durch die Person, in deren Namen und auf deren Rechnung die Abgabe an den Letztverbraucher stattfindet → Tankstellenbetreiber
- THG-Quoten beziehen sich gemäß RED II Stand 2021 sowohl auf nicht-biogenen sowie biogenen Wasserstoff
- THG-Quoten werden je nach Technologie stärker gewichtet, um die Marktentwicklung zu fördern:
 - H₂-elektrisch (x2); Batterie-elektrisch (x3)
 - Ab 01.07.23 wird auch biogener Wasserstoff aus Reststoffen für den Straßenverkehr angerechnet (wird in BImSchV geregelt)

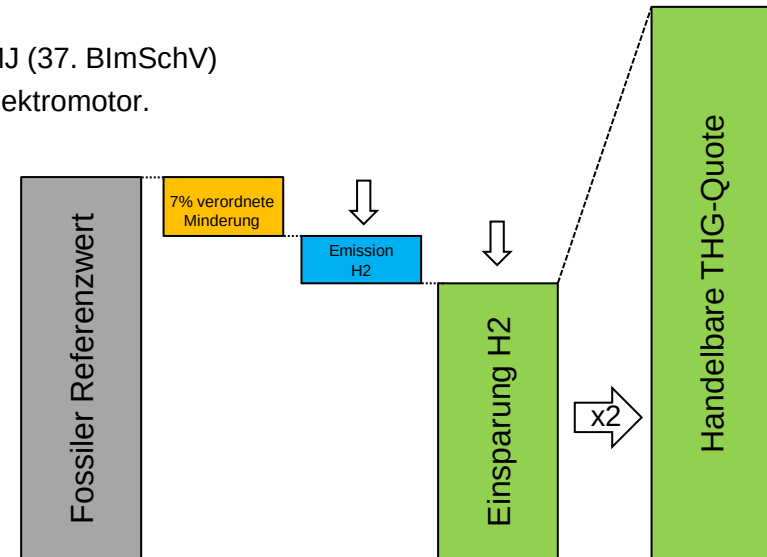


Quelle: Eigene Darstellung

- Eventuell über externe Dienstleister gebündelt zu Handeln
- Eine Beispielrechnung folgt auf der nächsten Folie

Grundlagen Kostenberechnung: Beispielrechnung Erlöse durch THG-Quoten

- Im Verkehrssektor fossiler Referenzwert: 94,1 gCO₂/MJ (§37a ff BImSchG)
- THG-Minderungsquote für das Jahr 2022: 7 % Minderung (Anlage 2. 37. BImSchV)
 - Zielwert Verkehrssektor: $94,1 \times (100\% - 7\%) = 87,5 \text{ gCO}_2/\text{MJ}$
- THG-Emissionen Elektrolysewasserstoff festgesetzt auf: 9,1 gCO₂/MJ (37. BImSchV)
- THG-Emissionen mit Effizienzfaktor für Brennstoffzellengestützten Elektromotor. Festgesetzt auf: 0,4 (Anlage 2. 37. BImSchV)
- Spezifischer Gewichtungsfaktor Wasserstoff: 2
- THG-Minderung einfach: $94,1 \text{ gCO}_2/\text{MJ} \times (100\% - 7\%) - (9,1 \text{ gCO}_2/\text{MJ} \times 0,4) = 83,87 \text{ gCO}_2/\text{MJ}$
- THG-Minderung inkl. Faktor: $83,87 \text{ gCO}_2/\text{MJ} \times 2 = 167,75 \text{ gCO}_2/\text{MJ}$



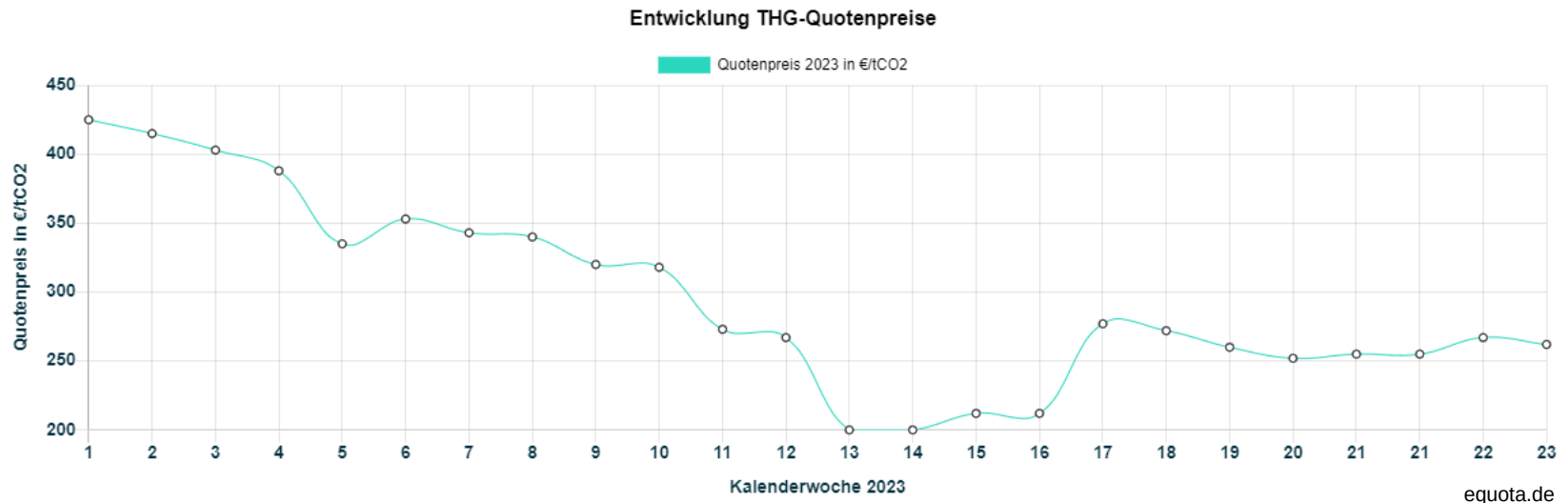
Quelle: Eigene Darstellung

- Zusätzliche mögliche Kostensteigerung fossiler Kraftstoffe durch Umlegung der Kosten zum Einkauf der THG-Quoten durch Mineralölkonzerne (nach NRL: 2030 etwa 40 ct/l Diesel)



Grundlagen Kostenberechnung: Historischer Verlauf THG Quote

- Angebot und Nachfrage sind marktgetrieben und ist damit Schwankungen unterworfen
 - Vor 2019 bei 150-200 €/tCO₂; Höchstwerte bei 530 €/tCO₂; Seit Herbst 2021 bei >400 €/tCO₂, aktuell bei 250 €/tCO₂
- Strafquote bei Nichterfüllung 600 €/tCO₂

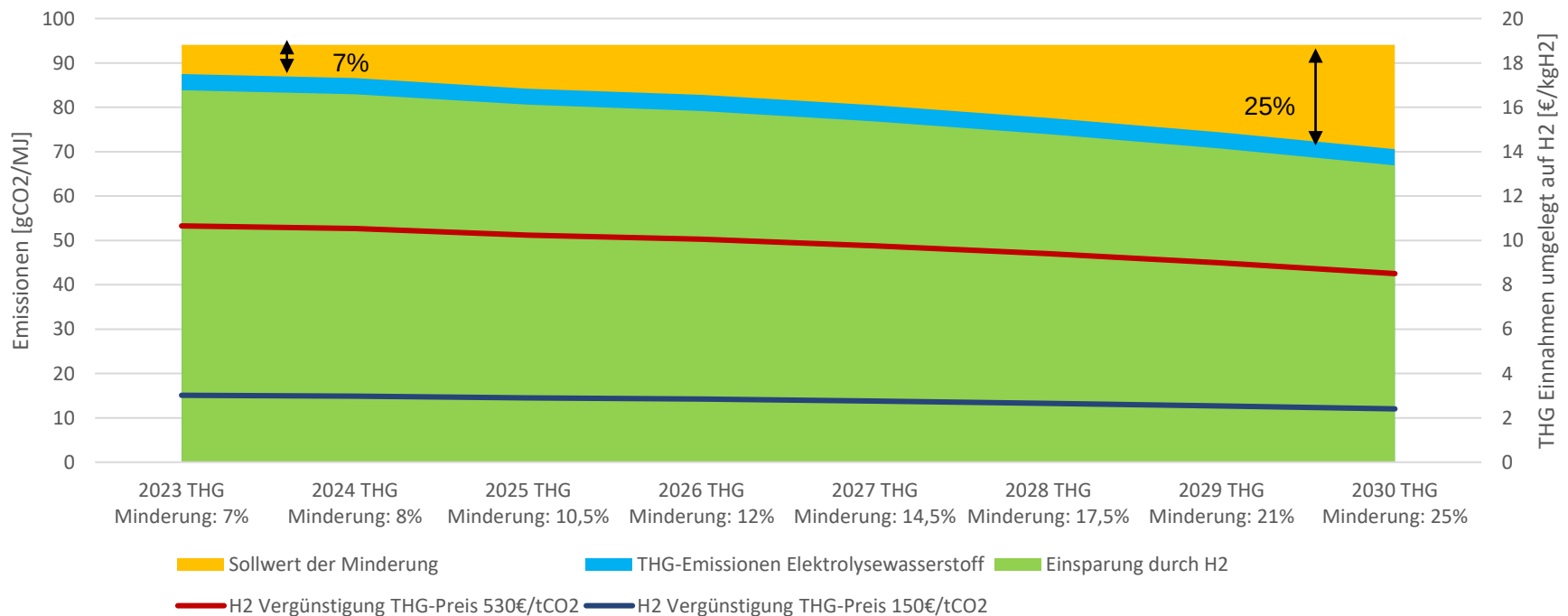


- Der THG-Quotenpreis ist großen Schwankungen unterworfen. Die Werte liegen zwischen 150 – 530 €/tCO₂



Entwicklung der THG-Quoten

Darstellung der geplanten Veränderung der THG-Minderung (gesetzlich festgeschrieben) und ihr Einfluss auf die zu erwartenden Kosten:

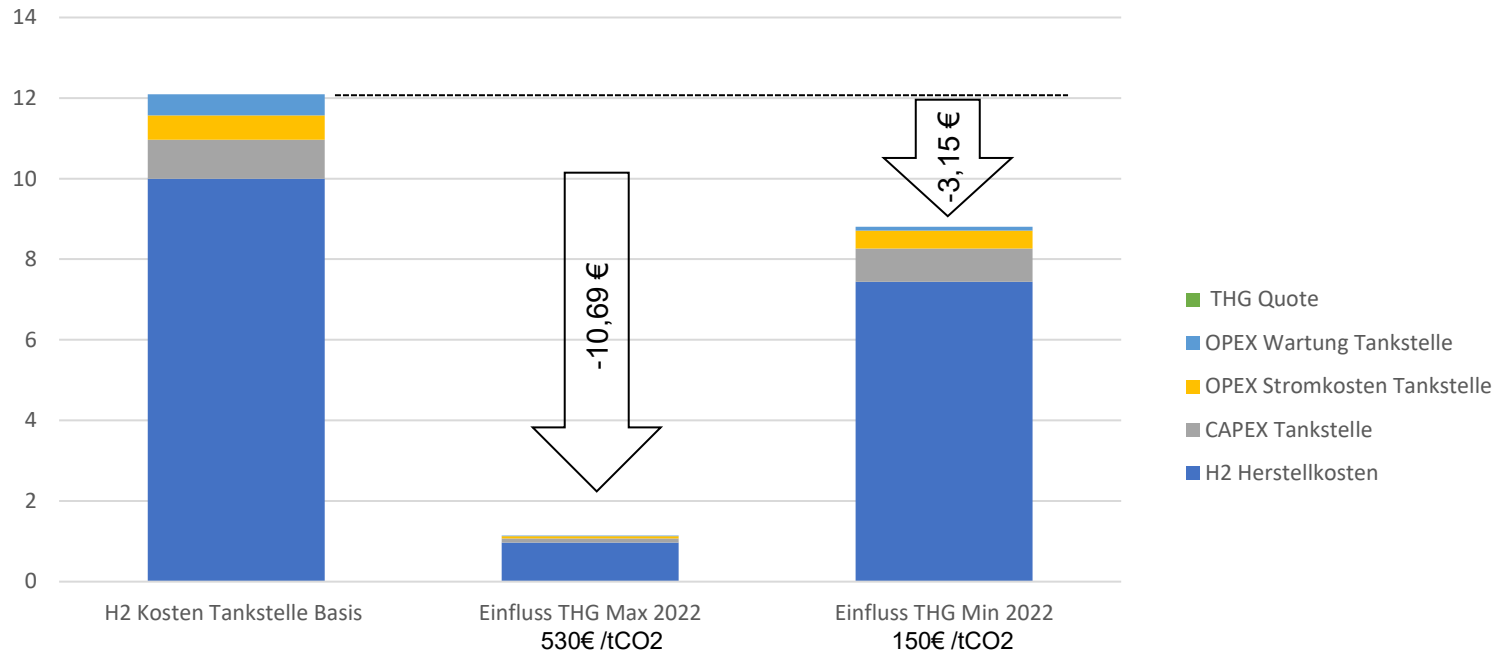


- Die mögliche THG-Einsparung über Wasserstoff (grüne Fläche) wird auf Dauer abnehmen und damit auch die möglichen veräußerbaren Zertifikate und damit die Einnahmen (rote und blaue Kurve)



Einfluss von THG-Quoten auf H2-Preis an Tankstelle

- Darstellung anhand der bisher höchsten und niedrigsten THG-Quoten und ihr Einfluss auf einen beispielhaften Wasserstoffpreis an der Zapfsäule



- THG-Quoten bieten sehr großen Hebel bei der Steigerung der Wirtschaftlichkeit von Wasserstofftankstellen
- Entwicklung der THG-Quoten komplett marktbasiert. Entwicklung über die nächsten Jahre unklar



Exkurs: Fördermöglichkeiten für Wasserstoffprojekte

- In der Markthochlaufphase einer neuen Technologie, bzw. eines Ökosystems sind zumeist Förderungen nötig, um wirtschaftlich konkurrenzfähig zu sein
- Auf den nächsten Folien ist eine Auswahl an Fördermöglichkeiten gegeben
- Es werden Programme mit möglicher Anwendung im Rahmen der in der Studie ermittelten Möglichkeiten aufgeführt
- Es wird ein Überblick für Förderwerkzeuge auf folgenden Ebenen geboten:
 - EU-Grundgerüste
 - Deutschland
 - Bayern
 - Österreich
- Stand der Informationen ist Q1-Q2 2023

➤ Die Förderungslandschaft ist sehr volatil



Exkurs: Fördergrundgerüste EU

- EFRE-Programm (Europäischer Fonds für regionale Entwicklung)
 - Projektvolumen ca. 70 – 80 Mio. €; EFRE-Gelder in anderen Förderprogrammen enthalten
- IPCEI (Important Project of Common European Interest)
 - Bspw. IPCEI Hy2Tech mit Förderung bestimmter Unternehmen (u.a. Daimler Trucks) entlang der Wertschöpfungskette von H2
 - Insgesamt über 14 Milliarden €; Bayern hat dazu die Fördersummen aufgestockt. Siehe Folie zu Bayern
- AFIR (Alternative Fuels Infrastructure Regulation)
 - Ausbau bis Ende 2030 im Transeuropäischen Verkehrsnetz (TEN-V). Auch für H2. Annahme noch ausstehend
- Life-Programm (L'Instrument Financier pour l'Environnement)
 - Für anwendungsbezogene Forschung bei Kommunen und Unternehmen. 60% Projektkosten. Im Mai kommen neue Aufrufe.
- Nicht anwendbare Programme: JTF (regional begrenzt → nicht für Bayern anwendbar), Horizont Europe (Grundlagenforschung),
- Weitere Programme mit eventuellen Potenzialen: EEEF, Clean Hydrogen Partnership, EU-Innovationsfonds der CINEA, CBE JU

- Anwendung meist über nationale Förderprogramme
- Es kommt demnach stärker auf Förderungen auf Bundes- und Landesebene an



Exkurs: Fördermöglichkeiten Deutschland

- NIP (nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie)
 - Förderung Elektrolyseanlagen
 - 80 € Mio. Mittel, bis zu 45 % der Investitionsausgaben
 - Nutzung regenerative Energiequellen; Herstellung Wasserstoff für den Verkehrsbereich
 - Förderung Forschung, Entwicklung, Innovation
 - Bevorzugt Forschung TRL 5-8
 - Aktuell abgelaufen oder nicht relevant
 - Förderung Bus Machbarkeitsstudien
 - Förderung Busse + Infrastruktur
 - Förderung Reduzierung Schiffsemissionen
 - Förderung Entwicklung strombasierte Kraftstoffe im maritimen Bereich
 - Förderung Entwicklung regenerativer
 - Förderung Exportinitiative Umweltschutz für Forschungseinrichtungen und Unternehmen mit Fokus auf Export der Infrastruktur und Lieferketten
 - Förderaufruf für den Ausbau öffentlicher Wasserstofftankstellen mit Schwerpunkt Schwerlastfahrzeuge
 - In Anlehnung der AFIR (lief bis 10.05.2023)
- Förderung Nutzfahrzeuge + Infrastruktur + Machbarkeitsstudien KsNI (Klimaschonende Nutzfahrzeuge und Infrastruktur)
 - 1,3 Mrd. € Fahrzeuge und 6,3 Mrd. € Infrastruktur; Verlängert bis 2026
 - Investitionsmehrkosten 80% für LKW und 50 % Projektkosten Infrastruktur sowie Machbarkeitsstudien; U.A. FC und FC Umrüstungen (keine H2 ICE)
- 7. Energieforschungsprogramm
 - Bspw. für Forschung/angewandte Forschung Brennstoffzellen oder der Energiegestaltung von Gebäuden/Quartieren
- Sonstige mit Potenzial: Internationale Kooperationen Grüner Wasserstoff; BEW-Förderung; Dekarbonisierung der Industrie



Exkurs: Fördermöglichkeiten Bayern

- Förderprogramm Energiekonzepte und kommunale Energienutzungspläne
 - Machbarkeitsstudien und Konzepte zur Energieeinsparung
- Förderprogramm zum Aufbau einer Wasserstofftankstelleninfrastruktur in Bayern vom StMWi
 - 50+20 Mio. €; Inkl. Wasserstofferzeugungsanlagen, u.U inkl. H2-Fahrzeugen, 40-45 % der Mehrkosten
 - Erneuerbarer Wasserstoff (hier Elektrolyse mit erneuerbarem Strom oder Reformation Biogas oder biochemische Umwandlung Biomasse)
- BayVFP (Forschung innerhalb des bayerischen Verbundforschungsprogrammes)
 - U.a. für Forschung innovative Antriebe in der Mobilität. Maximal 50% bei industrieller Forschung
- BayTOU und BayTP+ für unter 10 Mitarbeitern und unter 400 Mitarbeiter (Förderung technologieorientierter Unternehmensgründungen und Bayerisches Technologieförderungs-Programm plus)
 - Schwerpunkt neue Technologien. Auch für einzelne Unternehmen.
- Bayerisches IPCEI Projekte durch EU, Bund, und Land
 - Insgesamt > 400 Millionen €
 - 50 Elektrolyseure >1MW mit 100 % EE (hier PV, Wind, und Bioenergie); Brennstoffzellen; H2 Tankstellen; etc.
- Nicht anwendbare Programme: Bayerisches Energieforschungsprogramm(Förderung hoch innovativer Technologien mit technischem und wirtschaftlichem Risiko, Aktuell ausgelaufen)
- Weitere Programme mit eventuellen Potenzialen: HyLand-HyBayern, Leader

→ Förderungen mit Schwerpunkt auf Technologie und nicht explizit Wasserstoff sind losgelöst von der Definition des erneuerbaren Wasserstoffes nach DA REDII



Exkurs: Fördermöglichkeiten Österreich

- ENIN (Emissionsfreie Nutzfahrzeuge und Infrastruktur)
 - 80 % Mehrkosten der Fahrzeuge, 40% Gesamtkosten der Infrastruktur, EE
 - Gesamtes Fördervolumen 365 Mio. € bis 2026
 - Eigene Ausschreibung für Sonderfahrzeuge und Umrüstungen (Müllfahrzeuge, kommunale Fahrzeuge etc.) kommt vrstl. 2023
- EBIN (Emissionsfreie Busse und Infrastruktur)
 - Analog zur ENIN für Busse für ÖPNV
- EAG (Erneuerbare Energien Ausbau Gesetz)
 - 40 Mio. € pro Jahr für Elektrolyse Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas
 - Befreiung von Erneuerbaren-Förderpauschale und Förderbeitrag, sowie Befreiung von Netznutzungs- und Netzbereitstellungsentgelt
- RRF – (Recovery and Resilience Facility) (sofern nicht im EAG gefördert)
 - 100 Millionen Euro bis 2026., insbesondere auch für Unternehmen im EU-Emissionshandel
- IPCEI: Hy2Tech und Hy2Use
 - 125 Mio. €
- Transformation der Industrie im Rahmen des Budgetbegleitgesetzes (sofern nicht im EAG gefördert)
 - 2,975 Milliarden Euro bis 2030 (175 Mio. € 2023, danach 400 Mio. € pro Jahr)
- Umweltförderung im Inland (sofern nicht im EAG gefördert)
 - 600 Millionen Euro bis 2026



Zusammenfassung Fördermöglichkeiten

- **Erkenntnisse:**

- Förderlandschaft äußerst volatil, unübersichtlich und sehr anwendungsspezifisch
- Für Kernthemen im Bereich Wasserstoff (Fahrzeuge, Elektrolysen) gibt es im Zuge der Marktaktivierung diverse Förderungen. In Prozenten idR. ~45% Infrastruktur und bis zu 80% der Mehrkosten für Fahrzeuge.
- Einige Aufrufe entlang der Recherche bereits abgelaufen oder neu gestartet/hinzugekommen
- Förderungen hinsichtlich der Umfänge unterschiedlich spezifisch
 - Förderberatung zu konkreten Projekten ist in jedem Fall nötig
- Förderberatungen sind dabei auf Teilförderungen spezialisiert und können keinen Gesamtüberblick über alle Möglichkeiten liefern

- Neben grundsätzlich annehmbaren Förderinstrumenten wie bspw. für die Marktaktivierung der H2-Mobilität und ihrer Infrastruktur, sind die Förderwerkzeuge volatil und eine Einzelfallbetrachtung je Projekt ist sinnvoll
- In Deutschland gelten über viele Instrumente hinweg typische Förderwerte von ~45% Infrastruktur und bis zu 80% für Fahrzeuge

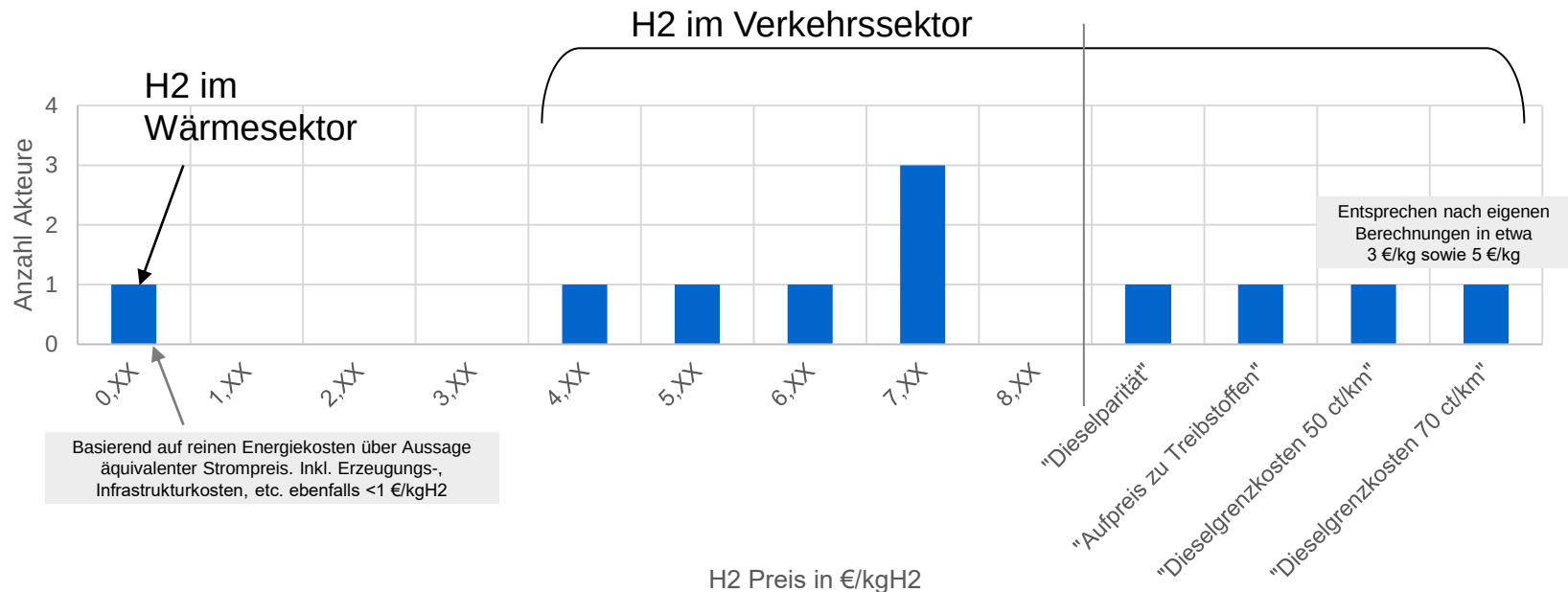


Zusammenfassung Fördermöglichkeiten

- → Mögliche Anlaufstellen für persönliche Beratung, Förderfinder, oder regionalen Informationen
 - Kluge Köpfe - NOW GmbH (now-gmbh.de)
 - One-Stop-Shop - Wasserstoff - Förderberatung – Lotsenstelle Wasserstoff (bmwk.de)
 - Förderkompass | Nationale Klimaschutzinitiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz
 - Kontakt | Zentrum Wasserstoff.Bayern (H2.B)
 - Bayern Innovativ Förderlotse (getbibot.com)
 - Förderfinder des Bundes - Förderberatung „Forschung und Innovation“ des Bundes
 - Förderungen: H2Austria
 - Förderdatenbank - Startseite (foerderdatenbank.de)
 - Wasserstoff-Multiplikatoren (bayern.de)
 - Förderprogramme zur Ressourceneffizienz: Übersicht und Beratung / PIUS Info-Portal (pius-info.de)
 - EU-Förderprogramme - Your Europe (europa.eu)
- Alternativ sind die Projektträger der aufgeführten Programme anzusprechen

H2-Kosten: Regionaler Marktpreis durch Befragung Akteure

- Zahlungsbereitschaft der Partner für Wasserstoff in €/kgH₂ oder anderen Aussagen
 - Während die Kosten je kgH₂ vergleichbar sind, ist eine Gegenüberstellung bei den anderen Aussagen schwieriger, da nicht alle betriebsinternen Kosten bekannt sind



- Viele Akteure haben keine genauen Berechnungen, was H₂ für sie kosten darf (lediglich 11 Aussagen auf die direkten Wasserstoffkosten von insgesamt 26 möglichen Abnehmern)
- Akteur im Wärmesektor ist lediglich bereit sehr geringe Kosten zu tragen (vergleichbar zu Erdgas vor dem Russisch-Ukrainischen Krieg); keine weiteren Aussagen für den Sektor
- Im Verkehrssektor Angaben zwischen 4 und 8 €/kgH₂, oder Orientierung an den Dieselpreisen (genaue Kostenzusammensetzung unbekannt, eigene Rechnung führt zu 3 – 5 €/kg Grenzkosten, „Parität“ in TCO)
- → Erkenntnisse der Sektoren Mobilität und Wärme decken sich in Größenordnung mit Literatur

Vergleich zu Kostengrenzen in der Literatur

- Ergänzung der Aussagen der Akteure um Literaturwerte für Kostenbereitschaft je Sektor
- Entwurf der amerikanischen Regierung (Department of Energy, DOE; 2022)
 - Ziel des DOE: 1 \$/kg
- Im Mobilitätssektor Bereitschaft deutlich höhere Preise zu bezahlen als in der Industrie bzw. Energie-/Wärmewirtschaft
 - Im Markthochlauf damit der erste Anwendungsfall
- Bereitschaft bei:
 - Gabelstapler: 6-7 \$/kg
 - Busse/LKW: 4-5 \$/kg
 - Restlichen Anwendungen teilweise um die 1 \$/kg

DOE National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap (Draft)

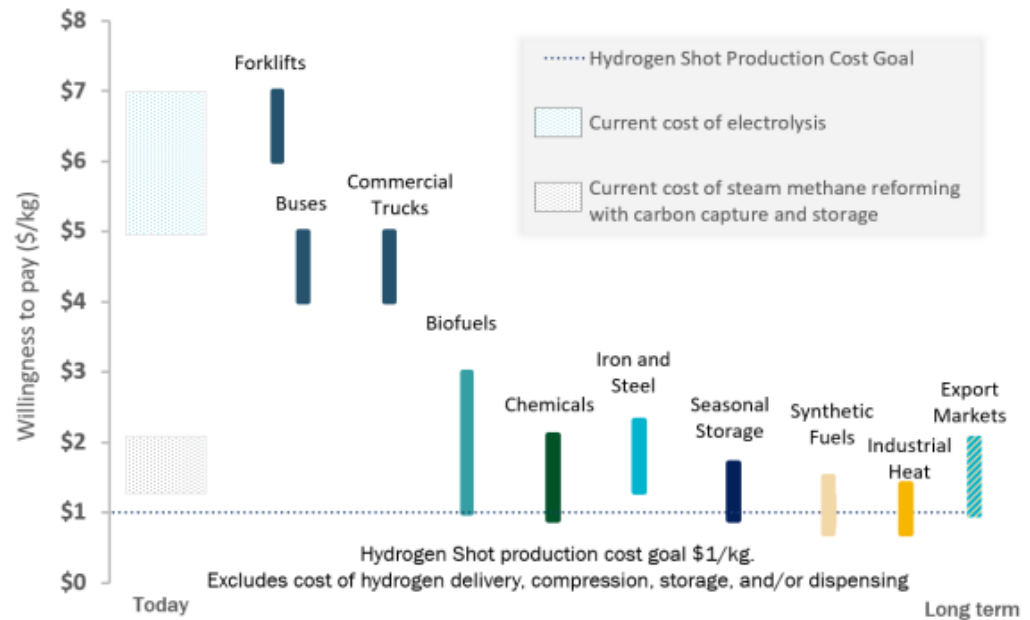
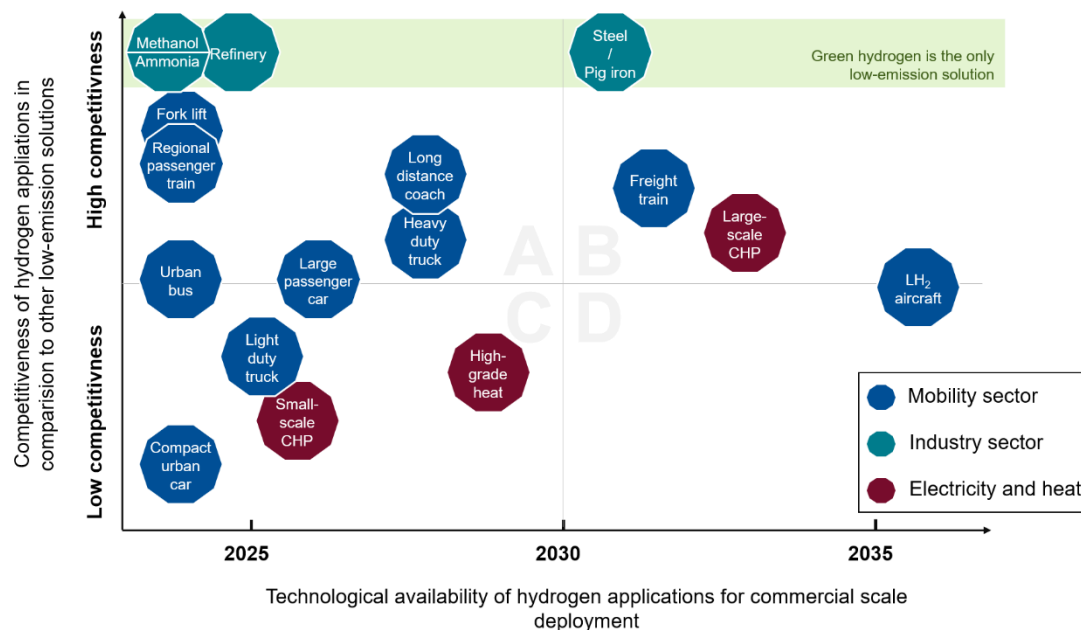


Figure 10: Willingness to pay, or threshold price, for clean hydrogen in several current and emerging sectors (including production, delivery, and conditioning onsite, such as additional compression, storage, cooling, and/or dispensing).⁴⁸

- Der Mobilitätssektor kann höhere Kosten tragen, bzw. die Grenzkosten sind höher als in anderen Sektoren höhere Kosten
- Die Kosten in der Mobilität liegen unter den Aussagen der Akteure (7€/kg vs. 5\$/kg) zeigen aber im Vergleich mit den anderen Sektoren den gleichen Trend (Wärme/Industrie vs. Mobilität)

Vergleich zu Kostengrenzen in der Literatur

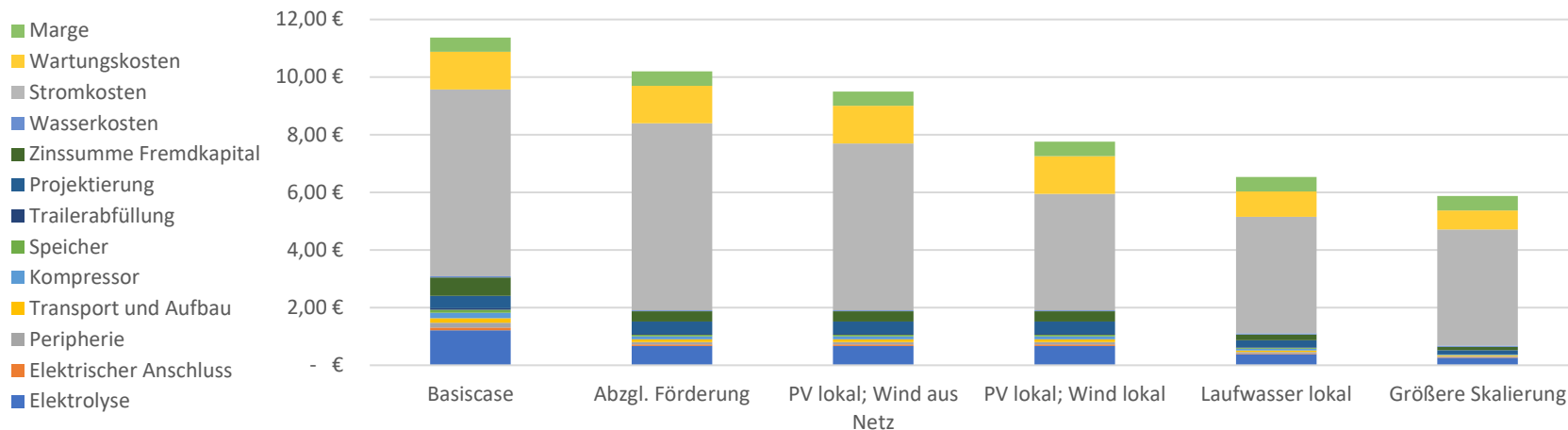
- Die Bereitschaft für Kosten spiegelt sich dabei auch in einer Sektorenbewertung wider
- Auch hier findet sich die Nutzung in der (Nutz-)Mobilität auf der Zeitachse vor 2030, sowie mit mittlerer bis hoher Kompetitivness ggü. Alternativen
- Gleichzeitig ist abgebildet, dass für die aufgeführte Industrie grüner H₂ die einzige Möglichkeit an Defossilierung ist
 - Konträr zu der geringsten Bereitschaft zu hohen Preisen
- Wärme- und Stromsektor in dieser Betrachtung erst später und in größerem Maßstab kompetitiv
- Nicht alle Randbedingungen integriert, Einflüsse z.B. durch:
 - Genaue Randbedingungen der weiteren Alternativen
 - Lokale Gegebenheiten wie Energieautarkie, Politik, Angebot und Bedarf, uvm.
 - Genaues Nutzungsszenario



- Die erreichbaren Kosten des (Nutz-)Mobilitätssektors spiegeln sich auch in einer generell besseren Bewertung sowie früheren Verfügbarkeit wider
- Für die dargestellten Industriezweige gibt es keine Alternative
- Der Wärme- und Stromsektor bietet sich erst später sowie bei großen Maßstäben an
- Die Grenzkosten der H₂-Erzeugung werden in der TCO-Berechnung aufgegriffen und anhand des Marktpreises eingeordnet

Wasserstofferzeugungskosten

- Beispielbetrachtung der Wasserstoff Herstellkosten und der Einfluss von Kostenoptimierung:

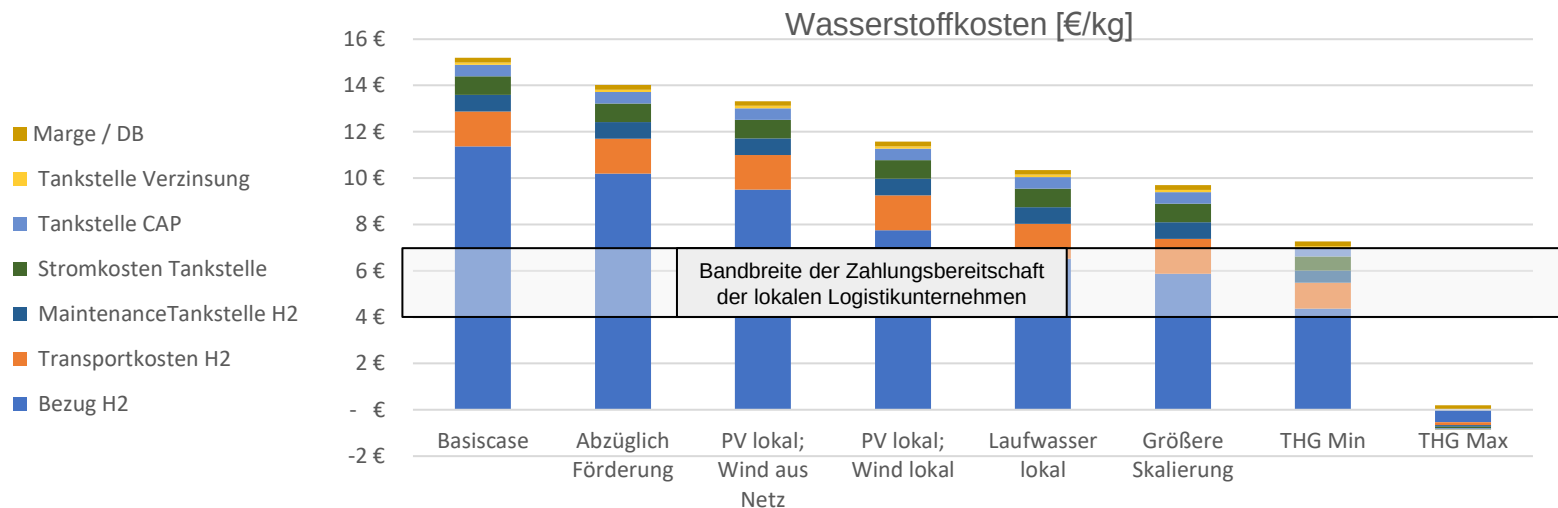


	€/kg	11,37 €	10,19 €	9,50 €	7,75 €	6,53 €	5,87 €
Elektrolyseleistung	MW	2	2	2	2	2	10
Volllaststunden	h/a	4.000	4.000	4.000	4.000	7.000	7.000
Produktionsmenge	kg/d	430	430	430	430	556	2.150
Förderung CAPEX	%	0%	45%	45%	45%	45%	45%
Netzbezug/ PPA	MWh/a	8.000	8.000	4.000	0	0	0
Direktbezug aus EE	MWh/a	-	-	4.000	8.000	14.000	70.000
Netzbezug Arbeitspreis	€/MWh	80,00 €	80,00 €	80,00 €	80,00 €	80,00 €	80,00 €
Direktbezug Arbeitspreis	€/MWh	- €	- €	80,00 €	80,00 €	80,00 €	80,00 €
Mischstrompreis	€/MWh	128,37 €	128,37 €	114,59 €	80,00 €	80,00 €	80,00 €

- Die Förderung von CAPEX hat nur einen untergeordneten Einfluss auf die Erzeugungskosten
- Unter Steigerung der Volllaststunden und der Anlagengröße lassen sich die Erzeugungskosten deutlich reduzieren.

Preis an der Zapfsäule

- Beispielbetrachtung der Wasserstoffkosten an der Tankstelle:

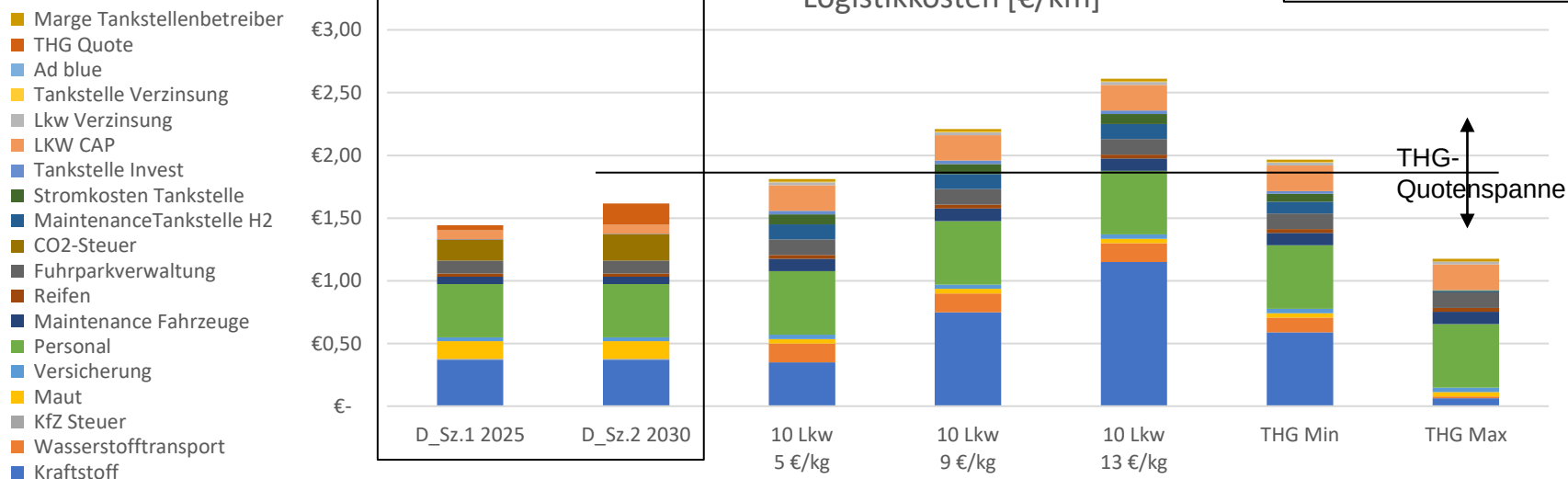


Verkaufspreis H2	€/kg	15,19 €	14,02 €	13,32 €	11,57 €	10,35 €	9,69 €	7,26 €	-0,66 €
Herstellpreis H2	€/kg	11,37 €	10,19 €	9,50 €	7,75 €	6,53 €	5,87 €	5,87 €	5,87 €
Transportkosten	€/kg	1,50 €	1,50 €	1,50 €	1,50 €	1,50 €	1,50 €	1,50 €	1,50 €
THG-Quote	%	-	-	-	-	-	-	25,0%	10,5%
Kosten THG	€/tCO2	-	-	-	-	-	-	150 €	530 €

- Zwischen Einkaufspreis der Tankstelle und Verkaufspreis liegen ~2-2,5€/kg
- Sehr großer Einfluss der THG-Quote. In der Theorie können negative Wasserstoffpreise erreicht werden.
- Der Preis an der Tankstelle hängt davon ab, inwieweit der Tankstellenbetreiber die Einnahmen an den Endkunden weitergibt
- Mit den THG-Quoten kann der Bereich der Zahlungsbereitschaft erreicht werden

Einfluss von H2-Kosten auf die Kosten pro km

Einkaufspreis H2
= Herstellkosten von H2 und
nicht die Preise an der
Zapfsäule



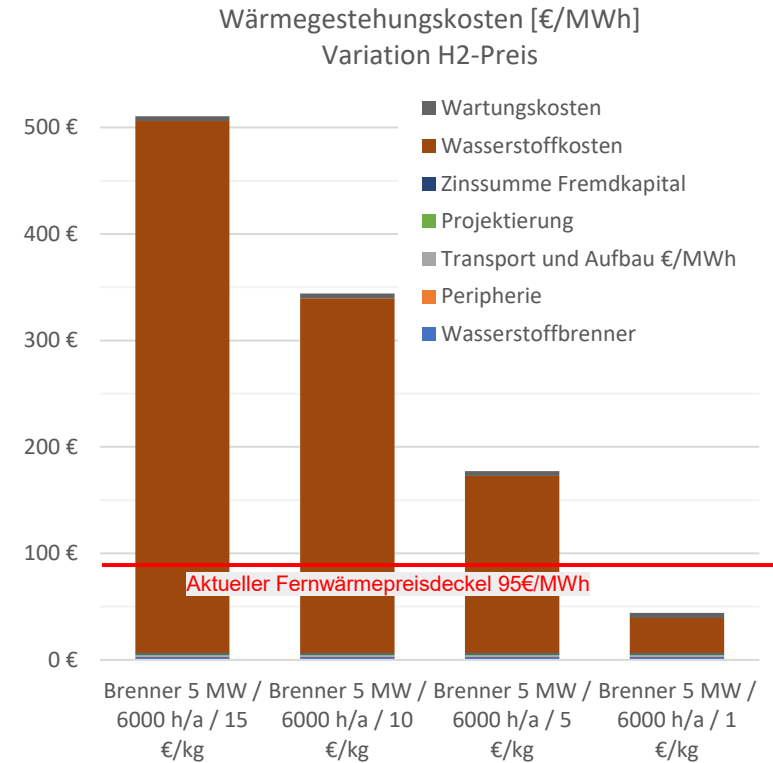
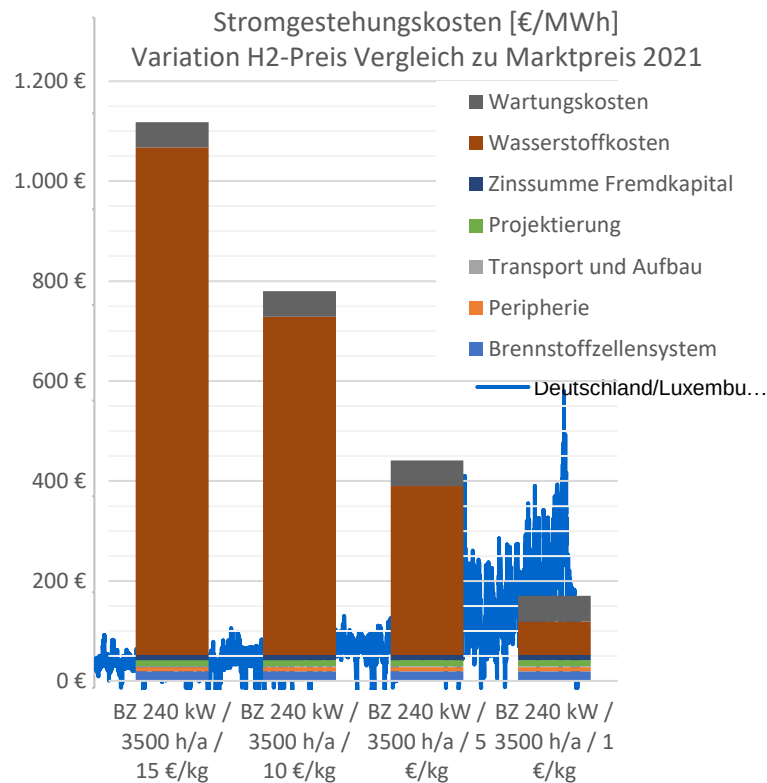
Eigene Berechnung: Förderung: 80% Mehrkosten Fahrzeug; Tankstelle 45% CAPEX; Fahrzeugpreis: Diesel: 80k€; FCEV: 385k€

	€/km	1,44 €	1,62 €	1, 81 €	2,21 €	2,61 €	1,97 €	1,18 €
Fahrzeuge	Anzahl	10	10	10	10	10	10	10
Einkaufspreis H2	€/l / €/kg	1,20	1,20	3,5	7,50	11,50	7,50	7,50
Transportkosten H2	€/kg	-	-	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
THG-Quote	%	10,5%	25,0%	-	-	-	25,0%	10,5%
Kosten THG	€/tCO2	300	530	-	-	-	150	530

➤ Die THG-Quote stellt einen großen Hebel dar. Sorgt für Verteuerung von Treibstoff und parallel zur Reduktion von Wasserstoffkosten



Kosten von Strom und Wärmeerzeugung aus Wasserstoff



- Rückverstromung und Wärmenutzung sind hochgradig vom Wasserstoffpreis abhängig
- Beides ist nur bei sehr geringen Wasserstoffkosten oder aktuell sehr hohen Marktpreisen vorstellbar
- Die THG Quote kommt bei den Technologien nicht zum Tragen



Zusammenfassung H2-Kosten/TCO

- Die Wasserstoffherzeugung kann durch die Volllaststundenzahl, die Anlagenskalierung, Förderung und den Strompreis optimiert werden
- Der Strompreis hat mit Abstand den größten Einfluss auf den Wasserstoffpreis
- Für die Mobilität ist der größte Hebel die THG-Quoten Veräußerung, die den Wasserstoff vergünstigt und gleichzeitig den Diesel verteuert. Damit kann er in vergleichbare Werte zum Diesel kommen. Allerdings Markt-Entwicklung unbekannt
- Die Preise liegen unter Umständen im Bereich der aktuellen Zahlungsbereitschaft der ansässigen Unternehmen
- Für die Wärme- und Stromerzeugung ist nur bei sehr geringen Wasserstoffpreisen / Strompreisen bzw. hohen Handelspreisen eine Wirtschaftlichkeit darstellbar



Inhaltsverzeichnis

1. Ziel und Methodik
2. Wasserstoffökosystem
3. Studienergebnisse und Hintergründe
 - Wasserstoff-Senken
 - Wasserstoff-Erzeugung und Infrastruktur
 - Energiequellen
 - Kostenbetrachtungen
- 4. Projektansätze, Standort, und Zeitplan**
5. Fazit und Erwartungen an die Politik



Entwicklung eines Konzeptes für die Region

- Die Interviews zeigen das größte Interesse bei Mobilität und Rückverstromung / Wärmeerzeugung
 - Die Akteure haben aktuell keinen ganzheitlichen Ansatz für ein konkretes Konzept
→ Es werden zwei Markthochläufe betrachtet, sofern zugehörige Hemmnisse abgebaut werden
 - Ansatz in der Mobilität: Abnahme Fahrzeuge
 - Ansatz in der Rückverstromung / Wärmeerzeugung: Abnahme H₂-Energienmenge
 - → Die Einschätzung der Sektoren aus Marktbetrachtung im letzten Kapitel zeigt:
 - Durch Verfügbarkeit der H₂-Menge sowie der Kosten kommt ein Hochlauf in der Mobilität zeitlich vor der Wärmeerzeugung/Rückverstromung.
 - Weitere aufgeführte Interviewpartner können im Markthochlauf unterstützen/erneut Ansprechpartner sein und verbleiben ohne Einschätzung in der Shortlist
 - Der Ablauf zur Darstellung eines Konzeptes ist wie folgt:
 1. Übersetzen der Akteure der Shortlist in Bedeutung für H₂-Ökosystem durch möglichen Hochlauf (Kurz-/Mittelfristig sowie Langfristige Varianten)
 2. Analyse des Standorts inkl. Akteure
 3. Darlegen Zeitschiene innerhalb einer Umsetzung
- Auf den nächsten Folien sind die interviewten Unternehmen aufgeführt sowie im Anschluss die Einsatzmöglichkeiten entlang eines Markthochlaufes quantifiziert



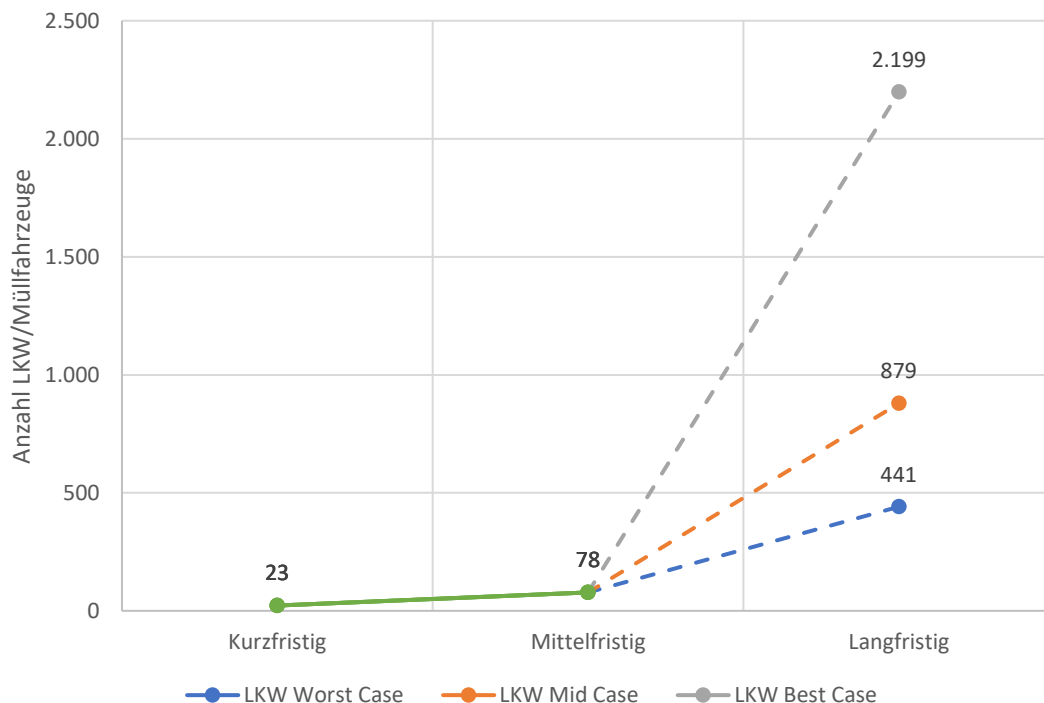
Mögliche H2-Abnahme: Nutzfahrzeugaggregation Kurz- und Mittelfristig



- Werte der Akteure gerundet und unter Annahme einer (teilweisen) Etablierung des H2-Marktes für LKWs / Müllfahrzeuge
- Kleinbusse/Sprinter umgerechnet in Busse 10:1
- Zukunfts-Szenarien enthalten alternative Lösungen wie BEV oder nicht-mögliche Umstellung auf H2-Varianten über die gewählte Flottenquote (nie 100 %)
- Annahme kurzfristiger Bedarf: Testgröße von 0, 1, 2 Fahrzeugen je nach Interesse, Unternehmensgröße und Aussage
 - Alle mit hohem Interesse/Bedarf (=Pioniere) der Matrix starten mit 1 oder 2 Fzg.
- Annahme anschließender mittelfristiger Hochlauf: 1 % der Gesamtflotte und erstmaliger Einstieg der Akteure mit mittlerem Interesse/Bedarf (=Late-Follower) mit 1 oder 2 Fzg.
- Verfügbarkeit der Fahrzeuge im Hochlauf als gegeben angenommen

- Unter Vorbehalt der Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit wären bis zu 23 Testfahrzeuge zu Beginn des H2-Ökosystems in der Region durch die ‚Pioniere‘ (hohes Interesse/Bedarf) möglich
- Der mittelfristige Hochlauf zu 78 Fahrzeugen unterliegt dem Einstieg der Late-Follower (mittleres oder zukünftiges Interesse/Bedarf) mit Testgrößen sowie geringfügiger Erweiterung der Fahrzeuge der Pioniere
- → Erweiterung auf langfristige Betrachtung auf der nächsten Folie

Mögliche H2-Abnahme: Nutzfahrzeugaggregation langfristige Hochlaufkurven



- Werte der Akteure gerundet und unter Annahme einer (teilweisen) Etablierung des H2-Marktes für LKW/Müllfahrzeuge
- Kleinbusse/Sprinter umgerechnet in Busse 10:1
- Zukunfts-Szenarien enthalten alternative Lösungen wie BEV oder nicht-mögliche Umstellung auf H2-Varianten über die gewählte Flottenquote (nie 100 %)
- Exemplarische Annahme Worst-Case Zukunft = 10 % der Gesamtflotte
- Exemplarische Annahme Mid-Case Zukunft = 20 % der Gesamtflotte
- Exemplarische Annahme Best-Case Zukunft = 50 % der Gesamtflotte

- Unter Vorbehalt einer Etablierung des H2-Antriebs im Verkehrssektor (auch teilweise, neben BEV) sind bereits durch 10 % der Flotte der Akteure in der Studie über 440 Fahrzeuge in der Region
- Bei 20 %, respektive 50 %, wären es ca. 880 bzw. 2.200 Nutzfahrzeuge
- → Zusammenfassung auf nächster Folie

Zusammenfassung mögliche H2-Abnahme: Mobilität durch Nutzfahrzeugaggregation

Ergebnisse der Experteninterviews:

*: Annahme 32 kg/d je Fzg.; Dimensionierung Elektrolyse anhand 4.000 Volllaststunden

Fahrzeug-Typ	Art	Kurzfristig	Mittelfristig	Langfristig
LKW	Fahrzeuge; Abnahme an öffentlichen TS	23	78	-
Müllfahrzeuge				
Busse				
LKW	Fahrzeuge; Abnahme an öffentlichen TS + privaten TS?	-	-	441 – 2.199
Müllfahrzeuge				
Busse				
Äquivalent H2*	in kg/d	736	2.496	14t – 70t
Äquivalent Elektrolyse (PV+Wind)*	in MW	≈ 3,5	≈ 12,0	≈ 65 – 325

Nutzfahrzeuge und Kommunale Fahrzeuge:

- Generelles Interesse an LKWs, Müllfahrzeugen, Bussen ermöglicht Aggregation bis zu: 23 Fzg. ~ 736 kg/Tag
 - Intralogistik spielt bei den Akteuren keine Rolle
- Nutzfahrzeuge allein bieten Potenziale für den Aufbau einer Wasserstofferzeugung → ca. 3,5 MW Elektrolyse
- Deutlich größere Mengen auf Basis des möglichen langfristigen Hochlaufs der letzten Folie
 - Entlang eines starken Hochlaufes werden Akteure nicht mehr ausschließlich auf öffentliche Infrastruktur zurückgreifen, die Deckung der Bedarfe der Akteure sowie der Region gilt es entlang des Marktes zu entwickeln

- Auslastung einer Wasserstoff-Tankstelle möglich → Sehr guter Startpunkt mit Wachstumspotenzial
- Innerhalb des weiteren Markthochlaufes müssten hohe Mengen an grünem H2 zur Verfügung stehen, bzw. erzeugt werden
- Betrachtung der Rückverstromung / Wärmeerzeugung nachfolgend



Ausgestaltung Szenario

Systemgrobauslegung

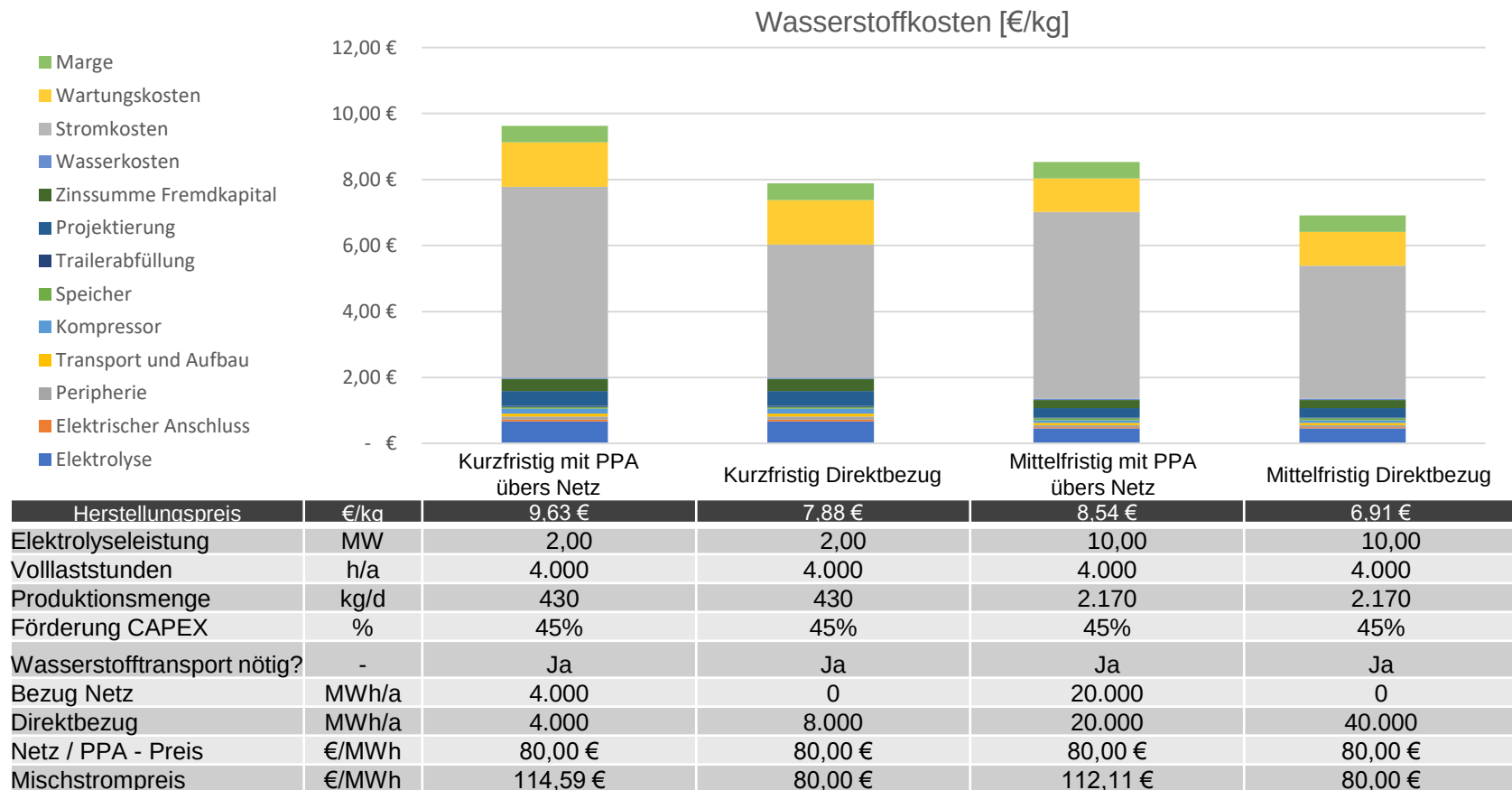
Kurzfristig: Realistischer Startcase. Skalierung anhand typischer marktverfügbarer Elektrolysegrößen

- **Fahrzeuge:** 13 Lkw; Verbrauch: 10 kg/100 km; Strecke: 320 km/d; Tagesbedarf: 416 kg/d
- **Elektrolyse:** 2 MW; 4.000 Volllaststunden; Wasserstoffproduktion: 430 kg/d
- **Strom:** Direktanschluss an 5 MWp PV-Anlage + 5 MWp Windenergieanlage
- **Pufferspeicher:** 460 kg netto / 700 kg brutto; Betrieb 10-30 bar
- **Förderung:** 45 % auf Tankstelleninfrastruktur; 80 % auf Mehrkosten Lkw
- **Wasserstoffabfüllung:** Kompressor und Abfüllstation
- **Transportkosten Wasserstoff:** werden auf 1,5 €/kg gesetzt
- **Tankstelle:** 350 / 700 bar für Lkw 2 Zapfsäulen mit Vorkühlung

Mittelfristig Skalierung anhand marktverfügbarer Elektrolysegrößen

- **Fahrzeuge:** 66 Lkw; Verbrauch: 10 kg/100 km; Strecke: 320 km/d; Tagesbedarf: 2.212 kg/d
- **Elektrolyse:** 10 MW; 4.000 Volllaststunden; Wasserstoffproduktion: 2.170 kg/d
- **Strom:** Direktanschluss an 25 MWp PV-Anlage + 25 MWp Windenergieanlage
- **Pufferspeicher:** 1.000 kg netto / 1.500 kg brutto; Betrieb 10-30 bar
- **Förderung:** 45 % auf Tankstelleninfrastruktur; 80 % auf Mehrkosten Lkw
- **Wasserstoffabfüllung:** Kompressor und Abfüllstation
- **Transportkosten Wasserstoff:** werden auf 1,5 €/kg gesetzt
- **Tankstelle:** 350 / 700 bar für Lkw 6 Zapfsäulen mit Vorkühlung

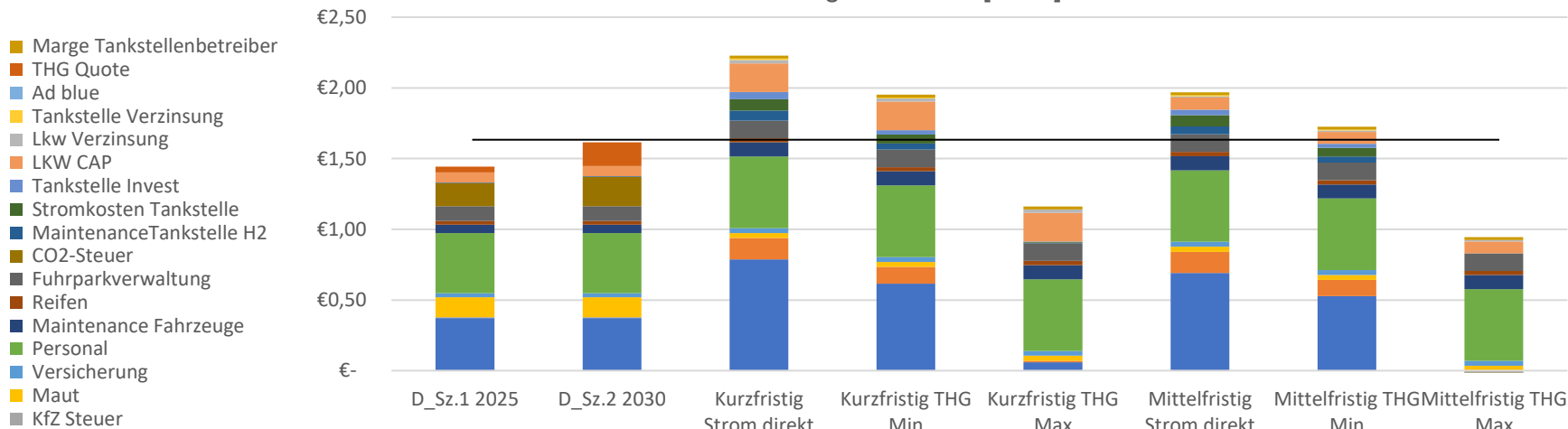
Szenarien: Wasserstofferzeugung



- Kurz und mittelfristig lassen sich Wasserstoffpreise im Bereich von 9,63 – 6,91 €/kg erzielen.
- Sofern der Strom direkt und ohne das Netz bereitgestellt wird, fallen die Herstellungskosten gering aus.

Szenarien: Kosten pro Kilometer

Logistikkosten [€/km]

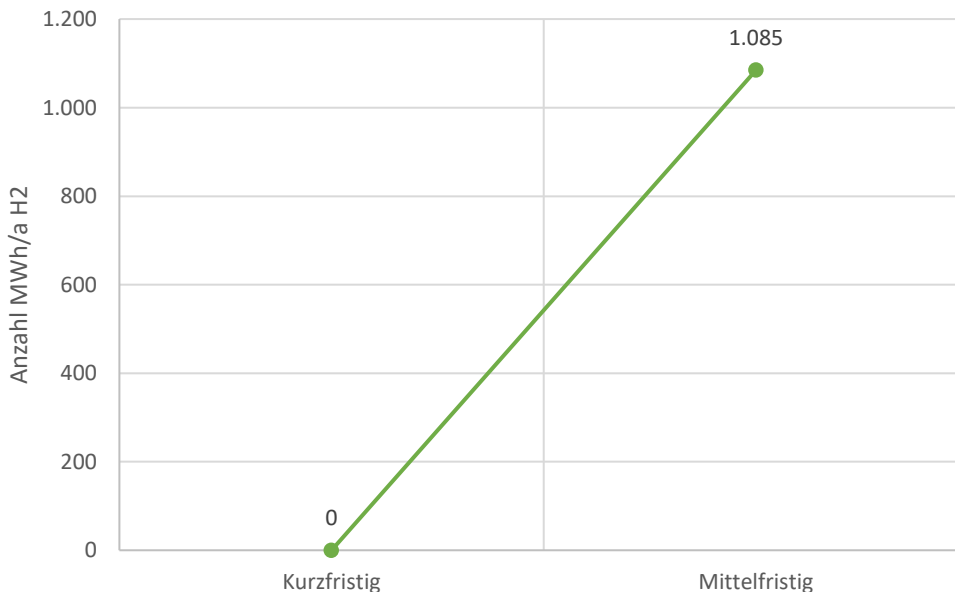


Eigene Berechnung; Förderung: 80% Mehrkosten Fahrzeug; Tankstelle 45% CAPEX; Fahrzeugpreis: Diesel: 85k€; FCEV: kurzfristig: 385k€; mittelfristig: 300k€

	€/km	1,44	1,62	2,23	1,95	1,16	1,97	1,73	0,93
Fahrzeuge	-	13	66	13	13	13	66	66	66
Wasserstofftransport nötig?	-	-	-	ja	ja	ja	ja	ja	ja
Kraftstoffpreis	€/l & €/kg	1,20 €	1,20 €	7,88 €	7,88 €	7,88 €	6,41€	6,41€	6,41€
Transportkosten	€/kg	-	-	1,50 €	1,50 €	1,50 €	1,50 €	1,50 €	1,50 €
THG-Quote	%	10,5 %	25,0 %		25,0 %	10,5 %		25,0 %	10,5 %
Kosten THG	€/tCO2	300	530		150	530		150	530

- Über die THG-Quoten kommt die Wasserstofflogistik unter idealen Bedingungen in den Kostenbereich der fossilen Antriebe
- Ggbfs. sind Mehrkosten durch Projektbeteiligte zu tragen
- Die Fördersummen werden mit großen Flottengrößen sehr groß und übersteigt ggbfs. die verfügbaren Mittel

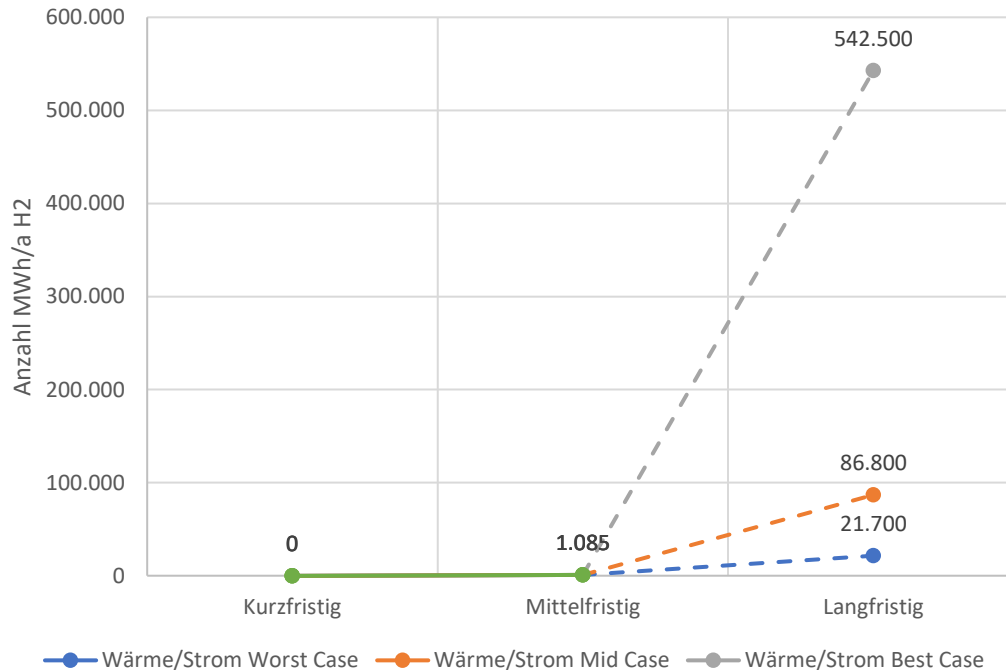
Mögliche H2-Abnahme: Wärme/Rückverstromung Kurz- und Mittelfristig



- Werte der Akteure gerundet und unter Annahme einer (teilweisen) Etablierung des H2-Marktes für Wärme-/Rückverstromungsanwendungen
- Wärmeerzeugung über Brenner / BHKW, Rückverstromung durch BHKW / Brennstoffzelle
- Zukunfts-Szenarien enthalten alternative Lösungen wie Wärmepumpen oder nicht-mögliche Umstellung auf H2-Varianten über die gewählte Flottenquote (nie 100 %)
- Angaben der Akteure zum H2-Bedarf umgerechnet in MWh H2
- Annahme Kurzfristiger Bedarf: konservativerweise 0 % durch späteren Markthochlauf
- Annahme mittelfristiger Hochlauf: Testgröße von 0,01 % des geschilderten Bedarfes an H2

- Angenommener späterer Einstieg des Sektors Rückverstromung / Wärmeerzeugung verschiebt Testgrößen vom kurzfristigen in den mittelfristigen Bereich
- Durch Kostensensitivität Annahme geringer Testgröße zur Testung H2-Handhabung
- Unter Vorbehalt der Wirtschaftlichkeit, Verfügbarkeit, sowie technischen Integration wären bis zu 1 GWh/a H2 durch mittelfristigen Hochlaufes des H2-Ökosystems durch Akteure möglich

Mögliche Hochlaufkurve H2-Abnahme: Wärme/Rückverstromung



- Werte der Akteure gerundet und unter Annahme einer (teilweisen) Etablierung des H2 Marktes für Wärme- / Rückverstromungsanwendungen
- Zukunfts-Szenarien enthalten alternative Lösungen wie Wärmepumpen oder nicht-mögliche Umstellung auf H2-Varianten über die gewählte Flottenquote (nie 100 %)
- Substitution von Erdgas durch Wasserstoff in % des Energiebedarfs
 - Exemplarische Annahme Worst Case = 2%
 - Exemplarische Annahme Mid Case = 8%
 - Exemplarische Annahme Best Case = 50%

- Unter Vorbehalt einer Etablierung von H2 in den Sektoren Wärme/Rückverstromung (auch teilweise, neben Elektrifizierung) sind alleine durch 8% Substitution von Erdgas Abnahmemengen von 87 GWh/a möglich
- Bei 50%, wären es ca. 542 GWh/a
- Selbst für langfristige 2% ist durch den späteren Einstieg des Sektors ein starker Hochlauf nötig

Zusammenfassung mögliche H2-Abnahme: Rückverstromung/Wärmeerzeugung

Ergebnisse der Experteninterviews:

*Dimensionierung Elektrolyse anhand 4.000 Volllaststunden

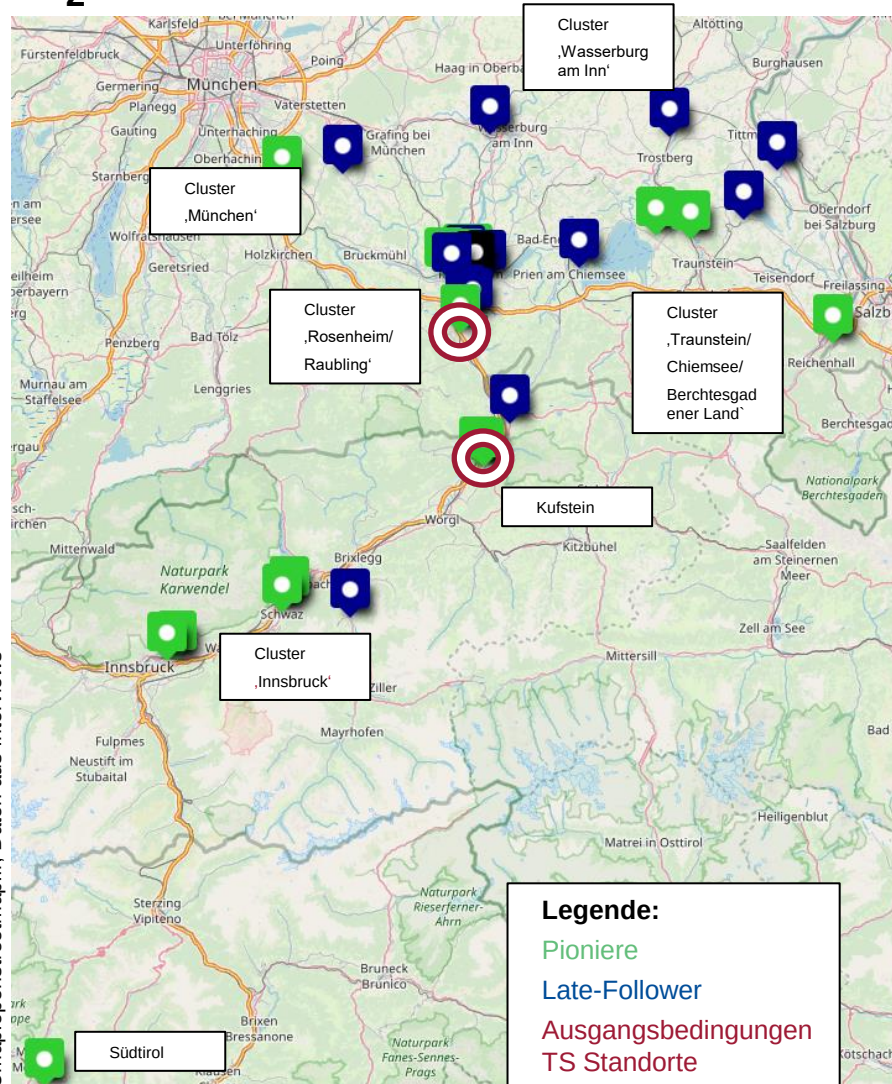
Sektor-Typ	Art	Kurzfristig	Mittelfristig	Langfristig
Kombiniert: Rückverstromung / Wärmeerzeugung in MWh/a	Deckung lokale Lieferung?	0	1.085	-
	Deckung überregionale Lieferung möglich?	-	-	21.700 – 542.500
Äquivalent H2 (Tages-Ø)		0	90	1.785 – 44.634
Äquivalent Elektrolyse (PV+Wind)*		≈ 0	≈ 0,5	≈ 8,5 – 217

- Ungenaue Pläne der Akteure mit fraglicher Umsetzung durch große Menge und Problematik beim Transport: Im Gegensatz zur Mobilität kann der Sektor nicht zu einer zentralen H2-Quelle gelangen sondern muss im Allgemeinen beliefert werden.
- Insbesondere die hohen möglichen langfristigen Mengen bis zu 45 t/d sprechen für einen erhöhten Versorgungsaufwand oder großskalige lokale Produktionen
 - Durch unklare Entwicklung des Gasnetzes zum aktuellen Zeitpunkt lässt sich keine pauschale Aussage treffen (siehe H2-Transport im deutschen Gasnetz)
 - Ausnahme ist bspw. die SWRO, dort ist die Idee, die Erzeugung + Rückverstromung am selben Standort zu betreiben
- → Hohe Mengen, niedrige gewünschte Preise und Notwendigkeit zum Transport ohne Eigenproduktion sowie dazugehörige Speicherinfrastruktur machen eine langfristige Abschätzung schwierig
- → Zum Testen der Technik und der Handhabung gibt es innerhalb mittelfristiger Zeiträume technische Varianten, um auch geringe Mengen zu nutzen

- Im Gegensatz zur Mobilität späterer Hochlauf, dafür technisch auch kleine Testgrößen denkbar
- Innerhalb des weiteren Markthochlaufes müssten hohe Mengen an grünem H2 zur Verfügung stehen, bzw. erzeugt werden
→ Insbesondere durch den Transport ist eine langfristige Abschätzung schwierig
- → Akteure der Mobilität und der Wärme/Rückverstromung werden nachfolgend mit ihrem Standort im Ökosystem betrachtet



H₂-Bedarfe: Akteure



Ausgangsstandorte Tankstellen:

- **Kufstein / Raubling**

Cluster ‚Rosenheim / Raubling‘:

- **Johann Dettendorfer Spedition Ferntrans GmbH & Co. KG**, **[Stadtwerke Rosenheim GmbH & Co. KG]**, **Textilservice Stangelmayer GmbH**, **Landratsamt Rosenheim Landkreismüllabfuhr**, **Zosseder GmbH**, **Auerbräu GmbH**, **Hamberger Flooring GmbH & Co. KG**, **BTK Befrachtungs- und Transportkontor GmbH**, **Regionalverkehr Oberbayern GmbH**

Kufstein:

- **[TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG]**, **Schenker AG**

Cluster ‚München‘:

- **Martin Geldhauser Omnibusunternehmen im Linien- und Reiseverkehr GmbH & Co. KG**, **Busbetrieb Josef Ettenhuber GmbH**

Cluster ‚Innsbruck‘:

- **Brau Union Österreich AG**, **Gebrüder Weiss GmbH**, **Ledermaier Verkehrsbetriebe GmbH**, **DAKA GmbH & Co. KG**, **Binderholz GmbH**

Cluster ‚Traunstein / Chiemsee / Berchtesgadener Land‘:

- **Eberl Internationale Spedition GmbH & Co. KG**, **2x Remondis GmbH & Co. KG**, **Chiemsee Marina GmbH**, **Bergader Privatkäserei GmbH**, **Rosenberger Hochfrequenztechnik GmbH & Co. KG**, **Hövels GmbH & Co. KG**, **Adelholzener Alpenquellen GmbH**

Südtirol

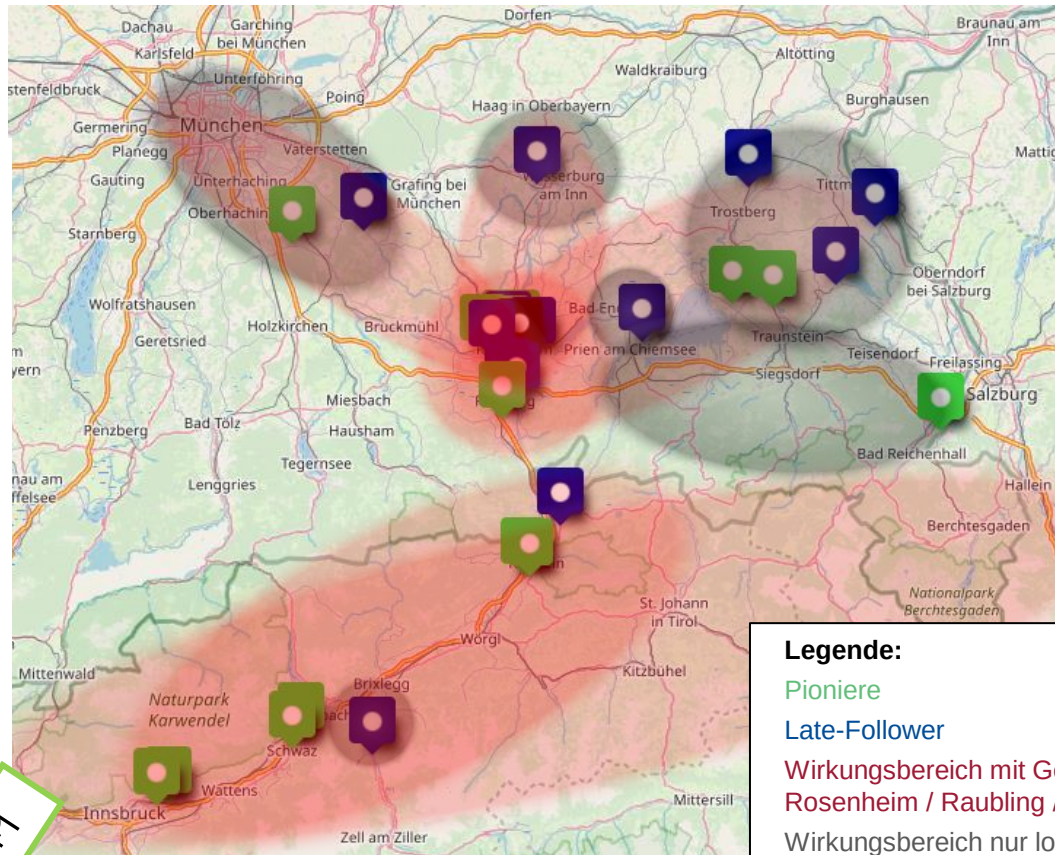
- **Gruber Logistics S.p.A.**

Cluster ‚Wasserburg am Inn‘:

- **Lettl Transporte GmbH**

Akteure in [] decken Bedarfe

H₂-Bedarfe: Akteure und deren Wirkungsgebiete



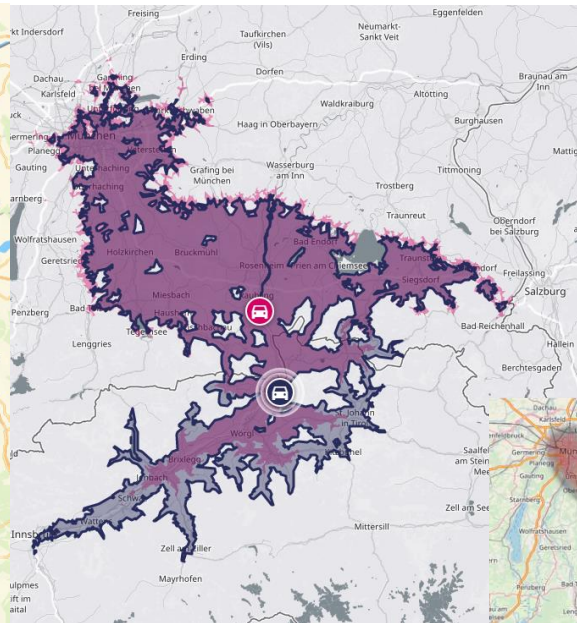
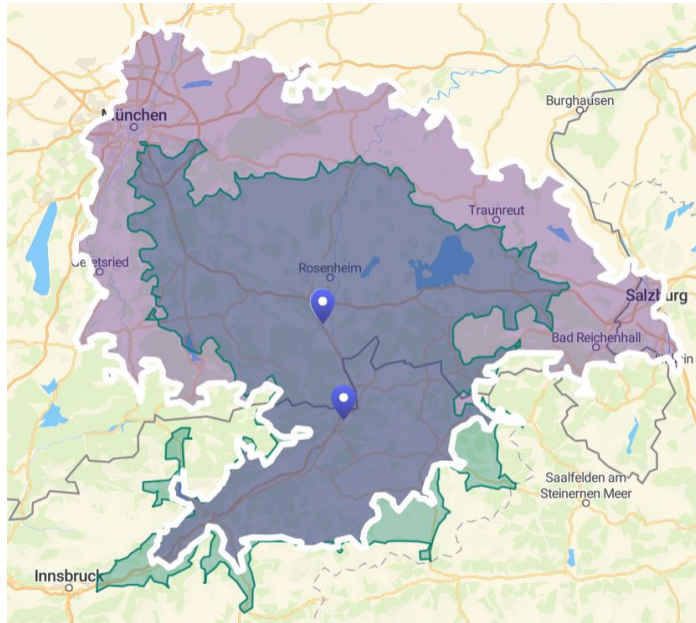
Umap.openstreetmap.fr, Daten aus Interviews; eigene Darstellung

Befragung der Akteure explizit nach Raubling/Kufstein
Vereinfachte Zusammenfassung der Hauptrouten/ Wirkungsgebiete der Akteure bzgl. der Region (sofern Information vorhanden)

- Beispiel Inklusion Gebiet: Akteur mit Sitz kurz vor München fährt Touren im Bereich Rosenheim
- Beispiel keine Inklusion Gebiet: Akteur Wasserburg am Inn hat nur lokalen Bedarf

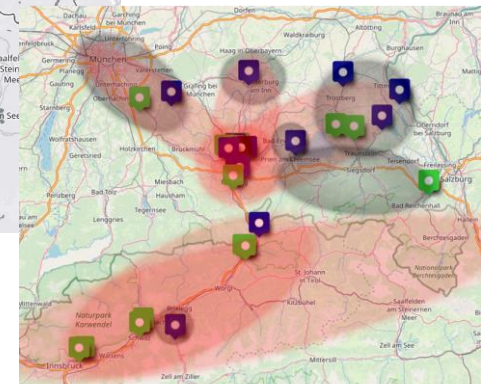
- Österreichische Akteure orientieren sich an Kufstein; Oberbayern an Rosenheim/Raubling
- Einzelne Cluster eventuell nicht angeschlossen an Rosenheim / Raubling / Kufstein

Geplante TS-Standorte: Bewertung H₂-Bedarfe Akteure



Exemplarisch ca. 1h
Auto:

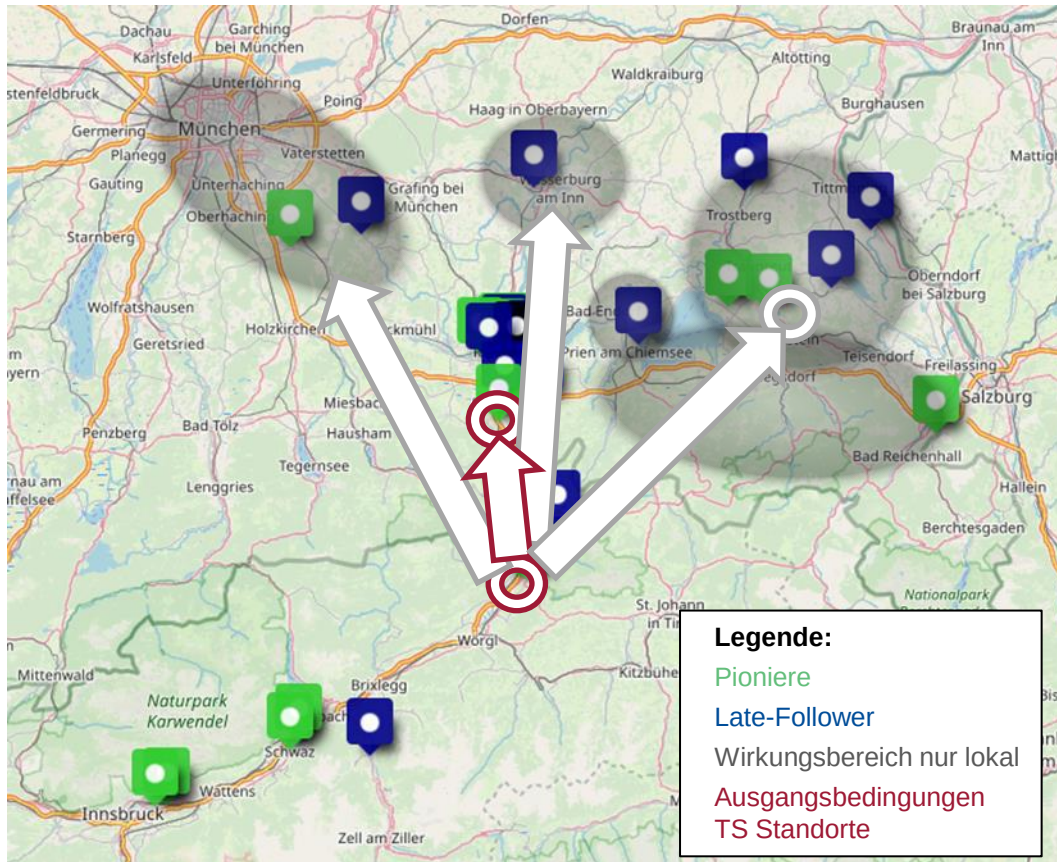
- ab Kufstein: Blau
- ab Raibling: Rosa



app.traveltime.com; smappen.com/app/

- Die Wirkungsradien der Akteure schließen die Standorte Kufstein/Raibling mit ein
- Die Autobahninfrastruktur führt zu einer breiten Abdeckung
- Traunstein sowie Wasserburg am Inn stellen dabei die äußersten Gebiete dar

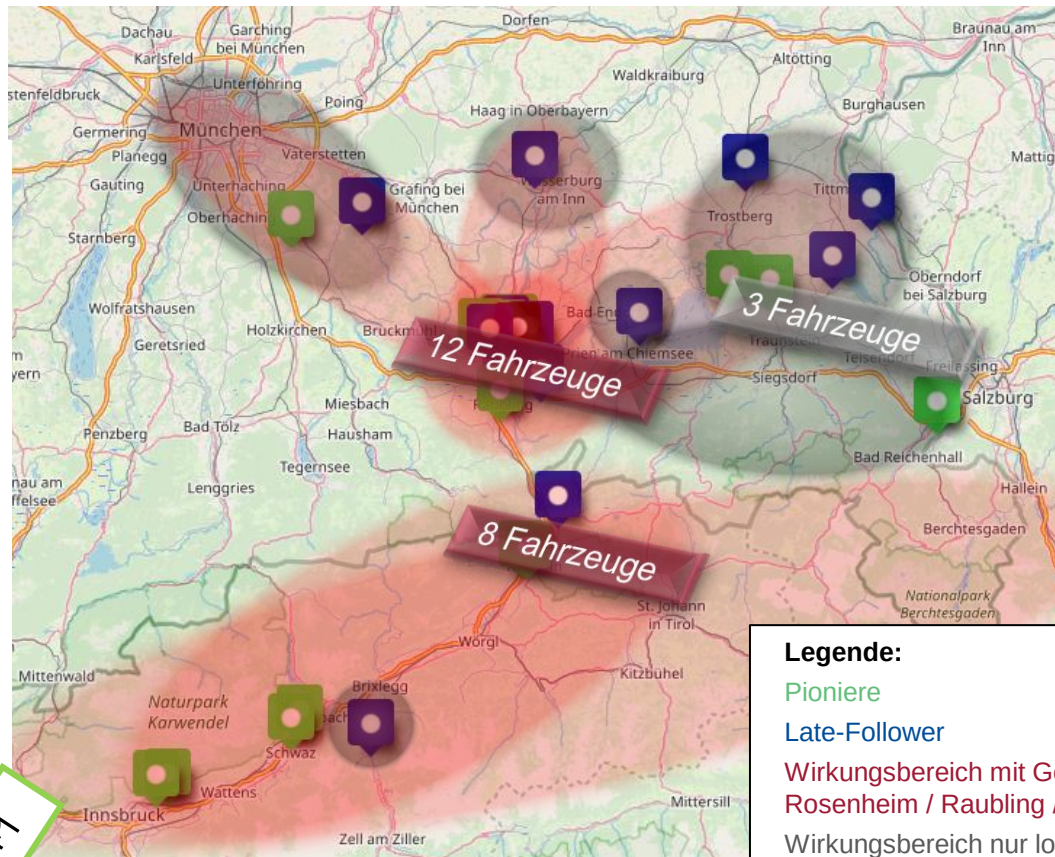
Geplante TS-Standorte: Bewertung H₂-Bedarfe Akteure



- Eine Versorgung der Tankstelle in Raubling ist anfangs durch Kufstein geplant
- Eine Abdeckung der Akteure ohne Tagesgeschäft/Wirkungsbereich um geplante Tankstellen bspw. über Belieferung
 - Im Cluster München ein möglicher Late-Follower und im Cluster Wasserburg am Inn ein Late-Follower
 - Im Cluster Traunstein kann eine Aggregation evtl. durch weitere Tankinfrastruktur vor Ort erfolgen, um mehrere Akteure zu erreichen
- Die Akteure im Raum Innsbruck/Inntal verkehren durch ihr Tagesgeschäft in Kufstein und sind auf keine Belieferung angewiesen

- Versorgung der Tankstelle Raubling und damit dem Cluster Rosenheim aus Kufstein
- Lokale Cluster in München nur ein Akteur sowie in Wasserburg am Inn erst in Zukunft. In Traunstein kann durch eine weitere Anlaufstelle eventuell eine Unterverteilung stattfinden

Geplante TS-Standorte: Bewertung H₂-Bedarfe Akteure / Fahrzeuge



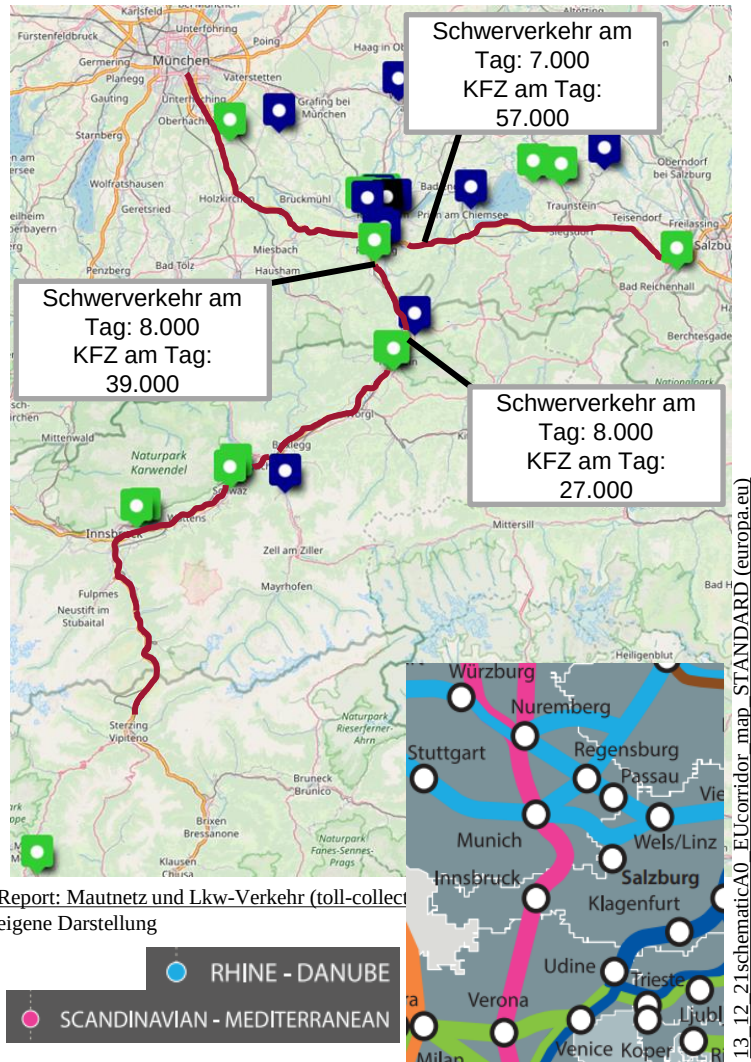
Umap.openstreetmap.fr, Daten aus Interviews; eigene Darstellung

- Im kurzfristigen Szenario lassen sich die angenommenen Fahrzeuge der Wirkungsgebiete wie folgt auf die Regionen zuweisen:

- Raubling/Rosenheim: 12 Fahrzeuge
- Kufstein: 8 Fahrzeuge
- Traunstein: 3 Fahrzeuge

➤ Die Infrastruktur im vorgestellten kurzfristigen Startcase ließe sich so auslasten

Geplante TS-Standorte: Bewertung externe Akteure / Externe



- Ein möglicher Pionier pendelt München <-> Verona
 - Denkbare Abnahme entlang Innsbruck / Kufstein / Raubling
- Die Autobahnen bilden Hauptverkehrsachsen
 - Verkehrsaufkommen durch Externe ist hoch
 - Teil des Plans „transeuropäisches Verkehrsnetz“ TEN-V (Rhein-Donau und Skandinavien-Mittelmeer)
 - Unter Annahme steigender Verbreitung zunehmend mit Nutzung durch Externe rechenbar

- Potenzial für Akteure mit Sitz außerhalb vorhanden
- In Zukunft zunehmend Nutzung durch Externe denkbar



Standortbewertung

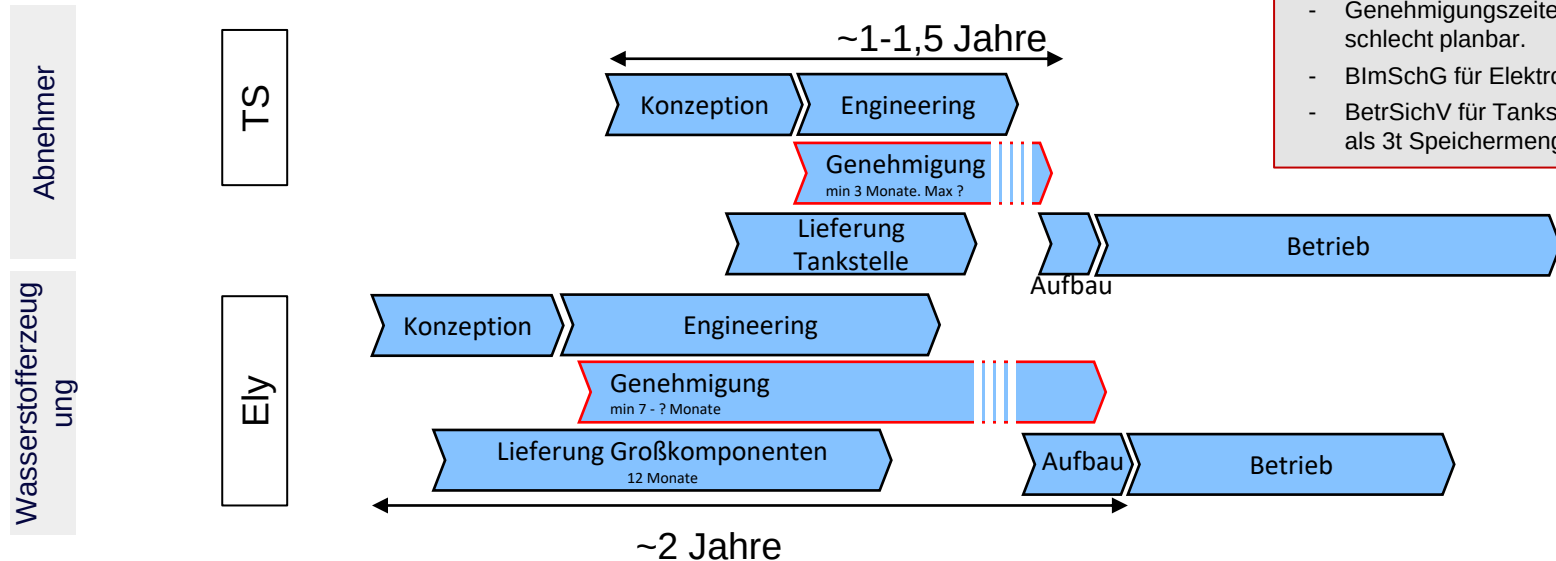
- EE-Strom (Siehe Kapitel Energiequellen)
 - Aktuell gute Ausgangsbedingungen und Konzentration der Erzeugung auf PV in Bayern
 - Ein lokaler Direktbezug von PV, kann damit der Startpunkt sein, folgend von der Erweiterung durch lokale WEA, sonst über das Netz mittels Wind-PPA. Alternativ gesamtheitliche Deckung über PPA
 - Wenig WEA in der Region. Kapazitäten für EE-Erzeugung müssen insgesamt steigen. Ab 2028 ist das Kriterium der Zusätzlichkeit der EE-Anlagen ebenfalls maßgeblich
 - Hohe Auslastung des Netzes und schleppender Netzausbau
- H₂-Produktion (Geplant, Denkbar; siehe auch Kapitel Energiequellen)
 - H₂-Produktion in Kufstein verknüpft mit TS Kufstein und Lieferung TS Raubling
 - An diversen denkbaren EE-Standorten einiger Akteure ist ebenfalls eine H₂-Produktion in Zukunft als Alternative zur Stromveräußerung denkbar (Unter Vorbehalt)
 - Die Stadtwerke Rosenheim mit denkbarer Erzeugung in Rosenheim auch ohne eigene EE-Kapazität mittels PPA
- Akteure
 - Österreichische Akteure orientieren sich an Kufstein; Oberbayern an Rosenheim/Raubling. Inklusion der beiden Tankstellen innerhalb des Tagesgeschäfts.
 - Einzelne Cluster eventuell nicht angeschlossen an Rosenheim / Raubling / Kufstein. Eine Versorgung per Lieferung ist denkbar.
 - Eine mögliche Umverteilung in Traunstein kann weitere Akteure erreichen
- Transportwege (Achsen N/S, W/O)
 - Die Autobahninfrastruktur führt zu einer breiten Abdeckung der Akteure, sowie externer Akteure mit Durchgangsverkehr, oder Externer im Rahmen der Hauptverkehrsachsen



- Die Region bietet Potenziale und Akteure hinsichtlich H₂-Abnahme aber auch denkbarer Produktion.
- Kufstein / Raubling als Standorte decken am Anfang viele der Akteure direkt ab und bieten Zukunftspotenzial. Eine Erreichung von mehr Akteuren evtl. durch Umverteilung in Traunstein.



Beispiel Projektansatz-Logistik



Langläufer / Kritischer Pfad

Anlagenprojekte:

- Lieferzeiten der Großkomponenten (Elektrolysen und Kompressor sehr lang >12 Monate)
- Genehmigungszeiten sehr lang und schlecht planbar.
- BImSchG für Elektrolyse >7 Monate
- BetrSichV für Tankstelle mit weniger als 3t Speichermenge >3 Monate

➤ Erkenntnisse:

- Projektdauer im Bereich von 1-2 Jahre
- Genehmigungen erfahrungsgemäß sehr volatil und langwierig. Stellen kritischen Pfad
- Start mit „Umrüster“ Lkws oder Vor-Serienfahrzeugen. Serienfahrzeuge folgen erst gegen Ende des Jahrzehnts
- Grüne Energiequelle müssen zeitlich parallel erschlossen werden → Idealerweise PV, Wasser und Wind



Inhaltsverzeichnis

1. Ziel und Methodik
2. Wasserstoffökosystem
3. Studienergebnisse und Hintergründe
 - Wasserstoff-Senken
 - Wasserstoff-Erzeugung und Infrastruktur
 - Energiequellen
 - Kostenbetrachtungen
4. Projektansätze, Standort, und Zeitplan
5. **Fazit und Erwartungen an die Politik**



Fazit: Wasserstoffökosystem Inntal-Rosenheim-Traunstein

U.U. Netzstrom in Zukunft
verwendbar sofern EE-Anteil
stimmt. Sonst PPA über Netz.

Wärme

Im Konzept nachgelagert zur Mobilität im Hochlauf.



Strombezug

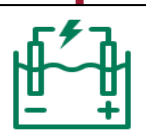


CNG Versorgung

Bezug generell
möglich.
Gewährleistung
Mengen in
Zukunft offen.



H2-Bezug



Elektrolyse

H₂-
Produktion



Gas-
Reformierung

H₂

Entwicklung
Gasnetz noch
nicht final
absehbar.



Kompression



Speicherung



Transport



H₂-
Infrastruktur

H₂



Tankstelle



Wärmenetz / Rückverstromung



Industrie / Chemie



Gemeinden

Maritim



Inter-/Intralogistik

Pkw

Mobilität

Quelle / bestehendes
Erzeugungsangebot

Anlagentechnik / Mittel
zum Zweck

Senke / Bedarf
Partner finden & gewinnen

- Zusammenfassung der Fazits der Ökosystemteile und Konzepts zeigt die Möglichkeiten in der Mobilität sowie nachgelagert in der Rückverstromung/Wärmeerzeugung unter Beseitigung / Verringerung der Hemnisse



Fazit (kurz): Wasserstoffökosystem Inntal-Rosenheim-Traunstein

Chancen

- Strom: Mit die besten Bedingungen für PV in Deutschland; Viel Wasserkraft
- Große Absatzpotenziale in Mobilität (Große Verkehrskorridore, große Spediteure) und Wärme
- Abseits der Studie weitere Aktivitäten in Industrie und chemische Industrie absehbar
- Willen zum Wandel + politische Unterstützung (Herr Aiwanger)
- THG-Quotenhandel bringt die Wirtschaftlichkeit näher

Hürden

- Wirtschaftlichkeit grenzwertig; derzeit nur bei hohen THG-Quoten gegeben!
- Dauer Genehmigungen, Dauer Förderungen
- Energiequellen: kaum Windenergieanlage, zu langsamer Ausbau erneuerbarer Energien; Netzauslastung / Anbindung Gasnetz fraglich
- Unsicherheit für Entscheidungen (aktuelle Inflation, keine konkreten Sicherheiten für Zukunft in Markt und Kosten H2-Technik)
- Technik: Verfügbare Fahrzeuge, Komponenten, Wartungsnetz
- Skalierung: Kleine Akteure können nicht ohne große starten

Risiken

- Extreme Abhängigkeit von Strompreisen: Stromengpässe. Steigende Stromkosten aufgrund von Energiewende und steigenden Bedarfen
- Volatile Regulatorik / politischer Rahmen; keine Planungssicherheit aufgrund Unsicherheiten in der Gesetzgebung (bspw. RED II DA)
- Business Case stark über Regularien, Bevorteilung und Förderungen geprägt, deren Änderungen kritischen Einfluss haben können

Wo stehen wir?

- Akteure mit Interesse aber wenig konkreten Plänen durch Unsicherheiten
- Kurzfristiger Hochlauf der Pioniere als Start möglich, aber aufgrund wirtschaftlicher Lage und aufgezeigten Risiken derzeit nicht umsetzbar!

Wo könnten wir stehen?

- Mittelfristiger Hochlauf durch Folgen der Late-Follower und Erweiterung Pioniere

Was ist dafür zu ändern?

- Handeln, schneller werden, vereinfachen!

Ansatzpunkte für Akteure

- Aggregieren von Abnehmern
- Jeder tut das ihm mögliche: Beiträge der Akteure unterschiedlich, von Startern bis Folgern
- Entwicklung beobachten und gegenseitig auf dem Laufenden halten / gemeinsam Überlegen (Arbeitsgruppe mit wiederkehrenden Meetings / Einbinden regionale Koordinationsstelle)
- Erfahrungen sammeln, wo aktuelle erneuerbare Alternativen an Ihre Grenzen stoßen
- Genaue Abschätzungen der Möglichkeiten von H2 im Unternehmen sowie Ermittlung der darstellbaren Kosten und Umsetzungen



Fazit (lang): Wasserstoffökosystem Inntal-Rosenheim-Traunstein

Standort

- Perspektivisch sind neue EE-Anlagen für grünen Wasserstoff nötig. Akteure planen eigene Anlagen. Bei PV ist eine Ergänzung um bspw. Wind entscheidend. Ein Netzausbau ist für größere installierte Leistungen zwingend nötig.
- Neben Ausgangsplanung in Kufstein sind weitere Elektrolysen durch Akteure als Alternative zur Strom-Einspeisung denkbar. Ergänzung um weitere PPA-Kapazität nötig.
- Die angedachten TS-Standorte Kufstein und Raubling/Rosenheim liegen für sehr viele Akteure bereits gut. Österreichische Akteure orientieren sich an Kufstein, Oberbayerische an Raubling/Rosenheim. Weitere Akteure in der Umgebung über Belieferung erreichbar, mit Möglichkeit zur Umverteilung in Traunstein. Hauptverkehrsachsen hierfür optimal, sowie für Auslastung durch Externe.

Kosten

- Mobilität: THG-Quote kann die Wasserstoffmobilität wirtschaftlich machen
→ Genaue Entwicklung durch Marktabhängigkeit nicht vorhersehbar
- Wärme und Stromerzeugung nur in Extremfällen wirtschaftlich darstellbar
- Sicherheiten für Mechanismen (Mautbefreiung etc.) benötigt für langfristige Planungen
- Ein komplett wirtschaftlicher Betrieb von Stromerzeugung bis Abnehmer ist aktuell nicht garantiert
→ Investor nötig, der die Kosten übernimmt → Staat? / Erzeuger? / Tankstellenbetreiber? / Spediteure? / Endkunde?
- Aktuell: Inflation und rücklaufende Umsätze
→ Investitionen werden verschoben oder sogar nach weiteren Kosteneinsparungen gesucht
- Randbedingungen unsicher durch neue Technologien wie Restverkaufswert und unbekannte Kosten für Wartung



Fazit (lang): Wasserstoffökosystem Inntal-Rosenheim-Traunstein

Konzept

- Wärme/Rückverstromung: Im Gegensatz zur Mobilität späterer Hochlauf, dafür technisch auch kleine Testgrößen denkbar; Langfristig schwierig abzuschätzen → Kostentechnisch aktuell nicht möglich, hohe Mengen erreichbar
- Mobilität: Auslastung einer Wasserstoff-Tankstelle möglich; Fokus und Interesse an Nutzfahrzeugen (LKW, Müllfahrzeuge, Busse)
→ Sehr guter Startpunkt mit Wachstumspotenzial
- Innerhalb des weiteren Markthochlaufes müssten hohe Mengen an grünem Strom bzw. H₂ zur Verfügung stehen, bzw. erzeugt werden
→ Starker Ausbau EE-Kapazitäten, elektrische Verteilungsnetze und H₂-Produktion nötig!
→ Auch bei Deckung des H₂-Bedarfs durch überregionale Lieferung ohne konkrete Sicherheiten; eine langfristige Abschätzung schwierig
- Viele Akteure jetzt bereits interessiert sofern darstellbar; weitere zum nachziehen sobald Markt etabliert und verbesserte Bedingungen herrschen
→ Pioniere müssen starten und richtige Ausgangsbedingungen schaffen. Hoher regionaler Innovationsdrang und Technologieoffenheit
- Serienfahrzeuge folgen erst gegen Ende Jahrzehnt, vorher „Umrüster“ oder Vor-Serienfahrzeuge

Umsetzung

- Lange Vorlaufzeiten insbesondere durch langwierige Genehmigungsprozesse
→ Vereinfachen Genehmigung (nach Vorbild Schweiz)
- Förderverfügbarkeit und Überblick schwierig, viele unterschiedliche Programme
→ Verschlinken / Harmonisieren und Vereinfachen
- Langfristige Sicherheiten werden für Förderinstrumente benötigt sowie eine passende Umsetzung dieser für Antragsteller
- Wenig WEA in der Region. Kapazitäten für EE-Erzeugung müssen insgesamt steigen. Ab 2028 ist das Kriterium der Zusätzlichkeit der EE-Anlagen ebenfalls maßgeblich.
- Hohe Auslastung des Netzes und schleppender Netzausbau → Vereinfachen und Tempo erhöhen!
- Regularien und Definitionen schwierig, aktuell viel im Wandel. Keine kohärente Rechtsgrundlage aktuell, Entwicklung über die nächsten Jahre noch offen. Ausschluss von Biomasse betrifft einige in der Region
→ Verlässliche Bestimmungen und langfristige Aussichten nötig für Förderungen und Investitionsentscheidungen



Erwartungen an die Politik

Handeln!

- Grünstrom: Menge schaffen, Preis senken (Netzentgeltbefreiung), Netzausbau, diversifizierte Quellen!
- Förderungen: Langfristige Sicherheit von wirksamen Förderungen!
- Politische H2-Instrumente: Langfristige Sicherheit der Investitionsanreize über mehrere Investitionszyklen (Mautbefreiung, THG-Quotenveräußerung etc.)!
- Lokale Planungssicherheit: Zukünftige Energiedeckung? Pipelines? Windkraft?

Tempo!

- Regularien: Schnell klare Regelungen und Definitionen!
- Genehmigungsdauer: Beschleunigen Projekte von H2-Systemen/Stromerzeugung/Netzausbau!
- Stromausbau: Schneller Ausbau erneuerbarer Erzeugung und des Netzes!
- Förderungen: Schnellere Bearbeitung und Auszahlung!

Vereinfachen!

- Förderung: Einfache Instrumente mit langfristigen Sicherheiten!
- EEG: Ein- und Ausspeisung von Grünstrom ins Netz vereinfachen/entbürokratisieren!
- Genehmigungen: Weniger komplexe Systeme für Geschwindigkeit und gegen Hemmnisse!

→ Deutschland muss handeln / schneller werden / vereinfachen!



WENGER
Engineering GmbH

Kontakt:

Dr.-Ing. David Wenger
Wenger Engineering GmbH
Einsteinstr. 55
89077 Ulm
+49 (0)731 790 605-0
mail@wenger-engineering.com



WENGER
Engineering GmbH



Das Projekt wird gefördert durch das Bayerische Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten und den Europäischen Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des Ländlichen Raums (ELER).



CHIEMGAUER
Seenplatte



Vielen Dank an unsere Partner





Anhang: Zusammenfassung Aussagen aktuelle Herausforderungen der Akteure [siehe Ökosystemkapitel]

Kosten/Wirtschaftlichkeit

- Hoher und volatiler Wasserstoffpreis, hohe Investitionskosten für Anlagentechnik/Fahrzeuge (LKWs, Müllfahrzeuge)
- Erneuerbare Energien: Konkurrenz Veräußerung Strommarkt ggü. Wasserstoff
- Wirtschaftliche Darstellung der H₂-Erzeugung, -Speicherung und –Rückverstromung
- Hohe Stromkosten



Regularien und Politik

- Aktuelle Gesetze und deren Entwicklung (Förderungen, aktuelle EU-Politik, Enger Rahmen der RED II DA etc.)

Technologie

- Fehlende Tankstelleninfrastruktur
- Sicherheit und Akzeptanz der Technologie
- Verfügbarkeit der Tankstellen/Fahrzeuge → Henne/Ei-Problematik
- Wartung/Reparatur der Fahrzeuge

Lage in Deutschland und regional

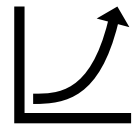
- Mangelnder günstiger grüner Strom für grünen H₂



Anhang: Zusammenfassung Aussagen aktuelle Treiber der Akteure [siehe Ökosystemkapitel]

Technologie

- Nachhaltigkeit/CO₂- und Treibhausgasneutralität/CO₂-Reduktion
- Energieautarkie
- CO₂-Bepreisung
- Erfahrungen sammeln
- Reichweite der Brennstoffzellenfahrzeuge



Lage in Deutschland und regional

- Vorbereiten auf Technologiewandel
- Hoher Innovationsdrang und Technologieoffenheit
- Interesse auch außerhalb Region → Synergien mit Durchfahrtsverkehr

Herausforderung und Treiber zugleich:

- Unzureichende Reichweite BEV ↔ BEV-Technologie (Reichweite und Ladezeiten) ausreichend → Abhängig vom Anwendungsfall
- Teilweise: Entscheidungsträger zum Kauf der Fahrzeuge: Verwaltung oder Politik
- Teilweise: Entscheidungen der Stadt/Landkreises zu den Förderungen/Investitionen



Anhang: Übersicht Auswahl Beispielprojekte

- Leipziger Stadtwerke mit Siemens und EDF: Neues HKW (H₂-ready); Geplante Elektrolyse **HT-WP für Fernwärmenetz**
 - [Leipziger Stadtwerke treiben Wasserstoff-Entwicklung voran: Zeitung für kommunale Wirtschaft \(zfk.de\)](#)
- Westküste 100 Raffinerie Heide + FH Westküste: Geplante Elektrolyse 30 MW; Benötigen H₂ für Hydrocracker; Denkbare weitere Produkte wie Methanol
 - [Pilotprojekt in Schleswig-Holstein - Grün erzeugter Wasserstoff für grünen Kraftstoff | deutschlandfunkkultur.de](#)
 - **Realbeispiel für fehlende Investitionsentscheidung: Aktuell nur Zwischenlösung mit 0,3 MW geplant durch unklare H₂-Definitionen, politische Rahmenbedingungen und komplexe Förderungen**
 - [Newsblog: Grüner Heizen in Heide – Teil des Reallabors WESTKÜSTE100 | Thüga \(thuega.de\)](#)
 - [220331_Stellungnahme_HAP2_TellprojektGrünerHeizen.pdf \(thuega-cdn-copy.s3.eu-central-1.amazonaws.com\)](#)
 - [Zwischenlösung für Wasserstoffbeimischung in Heide – energate-messenger+ \(energate-messenger.de\)](#)
- eFarm Bosbül GP Joule: Windräder, Betrieb Elektrolyse, Abwärmenutzung in Nahwärmenetz 1,1 MWh_{th}, unabhängig von ELY: LUFT-WP und Heizstab; Vorangig Strom aus EEG Auslauf und Überschuß
 - [Pilotprojekt in Schleswig-Holstein - Grün erzeugter Wasserstoff für grünen Kraftstoff | deutschlandfunkkultur.de](#)
 - [Pilotprojekt- Abwärme aus Wasserstoffproduktion im Wärmenetz | top.agrar.online](#)
- Stadtwerke Esslingen + NEV + Polarstern: Betrieb Elektrolyse mit PPA aus Windkraft ohne EEG, Einspeisung Gasnetz, **Rückverstromung, Abwärmenutzung in Nahwärmenetz**
 - [Wasserstoff aus regionalem Windstrom in der Esslinger Weststadt - SWE - Stadtwerke Esslingen](#)
- Stadtwerke Kiel: Absichtserklärung Erstes H₂-Großmotorenkraftwerk in 12 Jahren, 190 MW, Wärme+Strom
 - [Kiel will mit Wasserstoff-Kraftwerk zum Vorreiter werden | NDR.de - Nachrichten - Schleswig-Holstein](#)
- Wasserstoff in der Praxis | BDEW ; H₂: H₂ Kampagne (vku.de)
 - Stadtwerke Mainz + Linde+ Siemens: Betrieb Elektrolyse, Einbindung Windkraftanlagen, 6MW, H₂ in Industrie und öffentliche TS, **Einspeisung** bis 10%
 - ZEAG Energie + DLR: Betrieb Elektrolyse, BHKW, TS + Raumfahrt Anwendung
 - Enertrag: Betrieb Elektrolyse, Betankung und Abfüllung, **Stromstabilisierung durch flexible Abnahme von Windenergie**, Aussicht auf EEG freiwerdenden Kapazitäten
 - Energiedienst: Betrieb Elektrolyse, Wasserkraft, Industrie, TS, Abwärme
 - Avacon + DVGW: **Testen von Wasserstoffgrenzen bei der Einspeisung (20 statt 10%)** Willingmann besichtigt deutschlandweit einmaliges Wasserstoff-Pilotprojekt (sachsen-anhalt.de)
 - Gasnetz Hamburg: Enercity: Anlieferung H₂, **Gemischeinspeisung in Quartier bis 30%**, BHKW, Heizkessel
 - Weitere: Kavernenspeicher, Pipeline bau 100%H₂, Microgrid, LOHC, Umrüstung Gasmotoren, synthetische Kraftstoffe, Offshorelösungen, Wasserstoffturbinen, Stahlwerke, Nutzung von Abwässern