

Wasserstoffinfrastruktur in globalen Lieferketten

Implementierungsstrategien und Herausforderungen

Exposé für eine Bachelorarbeit

Denny

3. Februar 2026

Inhaltsverzeichnis

Ausgangslage	1
Problemstellung / Herausforderung und Forschungsstand	2
Formulierung der Forschungsfragen	3
Zielsetzung und Aufgabenstellung	4
Gliederung	5
Concept Map	10

Ausgangslage

Die globale Energiewende erfordert die schnelle Dekarbonisierung von schwer zu elektrifizierenden Sektoren wie Stahlproduktion, Chemie und Langstreckentransport. Wasserstoff (H_2) gilt dabei als Schlüsseltechnologie: Er kann als Energieträger für diese Sektoren dienen und in erneuerbaren Energiesystemen überschüssige Elektrizität speichern Commission 2020.

Die Implementierungslücke (2025)

Die globale H_2 -Infrastruktur weist eine erhebliche Lücke zwischen Ankündigungen und Realisierung auf. Aktuelle Forschung zeigt, dass von den weltweit angekündigten H_2 -Kapazitäten im Jahr 2022 nur 2% pünktlich realisiert wurden; 71% verzeichneten Verzögerungen und 25% wurden ganz aufgegeben Odenweller und Ueckerdt 2025. Dies unterstreicht das systematische Dilemma zwischen Infrastrukturinvestitionen und Nachfrageunsicherheit.

Konkrete Beispiele regionaler Initiativen verdeutlichen unterschiedliche Implementierungsansätze:

- **Europäische Union:** Die 2020 verabschiedete Wasserstoffstrategie Commission 2020 plant den Aufbau des “Hydrogen Backbone” mit bis zu 39.700 km Wasserstoff-Pipelines bis 2040. Investitionsbedarf: €24-42 Mrd. für Elektrolyseure und €220-340 Mrd. für erneuerbare Energiekapazitäten bis 2030.
- **Japan:** Die nationale H_2 -Strategie (2023) Japan Ministry of Economy und Industry 2023 setzt auf Importe von grünem Wasserstoff und Wasserstoffträgern (Ammoniak, LOHC) aus strategischen Partnern wie Australien und dem Nahen Osten.
- **Australien:** Mit reichlich vorhandener erneuerbarer Energie positioniert sich das Land als Exporteur von grünem Wasserstoff und Wasserstoffderivaten zu asiatischen Märkten.

Kostenstruktur und Wirtschaftlichkeit

Die technische und wirtschaftliche Machbarkeit von H_2 -Infrastruktur hängt stark vom regionalen Kontext ab. Aktuelle Kostenanalysen zeigen für Wasserstoff-Tankstellen in

HDV-Corridoren (Heavy-Duty Vehicles) LCOH-Werte (Levelized Cost of Hydrogen) zwischen €3,80 und €11,70/kg, abhängig von Stationskapazität (4–18 MTPD), Auslastung (30–80%) und Versorgungsmethode Chung 2024. Detaillierte Kostenanalysen für verschiedene Stationstypen und -größen variieren zwischen €0,34 und €1,10/kg bei Volllast, während Lieferkosten (inklusive Transport) €0,58 bis €4,92/kg betragen Eißler u. a. 2023. Diese Heterogenität erfordert regionsabhängige Optimierungsansätze.

Problemstellung / Herausforderung und Forschungsstand

Das Kern-Dilemma (Chicken-and-Egg Problem): Investoren wollen nur in H₂-Infrastruktur investieren, wenn ausreichend Nachfrage und regulatorische Klarheit vorhanden sind. Andererseits können Unternehmen nicht in H₂-basierte Produktionsprozesse umsteigen, wenn die Infrastruktur fehlt. Dieses Koordinationsproblem verzögert weltweit die Dekarbonisierung. Die beobachtete Diskrepanz zwischen Ankündigungen und Realisierung wird durch vier systematische Herausforderungen verstärkt:

Vier zentrale Barrieren

1. **Regulatorisch:** Unterschiedliche internationale Standards (ISO 14687, EU-Gasrichtlinie, nationale Sicherheitsvorschriften) erschweren grenzüberschreitende Projekte. Die ECH2A-Roadmap identifiziert Lücken in Standardisierung und regulatorischer Harmonisierung als kritische Implementierungshürden Hydrogen und Association 2023.
2. **Technisch:** Wasserstoff-Speicherung und -Transport erfordern spezialisierte Infrastruktur. Optionen wie Salzkavernen-Speicherung, spezialisierte Pipeline-Beschichtungen und flüssiger Wasserstoff-Transport (LH₂) mit energieintensiven Verdichtungsanlagen sind technisch gelöst, aber kostenintensiv. Alternativen wie Elektrolyseure mit Kompressoren (mechanisch oder elektrochemisch) bieten verschiedene CAPEX/OPEX-Tradeoffs Prokopou u. a. 2025.
3. **Ökonomisch:** Grüner Wasserstoff ist aktuell 3–8 €/kg; Zielpreis bis 2030 <2 €/kg. Diese Kostenreduktion hängt von Skalierung, Strompreisen und Subventionen ab. Kostenoptimale Szenarien (z.B. Integration von PV-Anlagen bei Depot-Scale-Anwendungen)

erfordern aktuell 58% Subventionen für wirtschaftliche Rendite Vizza u. a. 2025. Wirtschaftlichkeit ist stark von regionaler Stromverfügbarkeit und -kosten abhängig.

4. **Logistisch:** Wasserstoff ist dünn und schwer zu transportieren. Verschiedene Transport-Modi (Pipeline, Schiff, Truck, chemische Träger wie Ammoniak oder LOHC) haben unterschiedliche Kosten und Eignung je nach Distanz und Volumen. Supply-Chain-Integration zwischen Produktion und Nachfrage erfordert optimierte Netzwerk-Topologien Sujan u. a. 2024.

Stand der Forschung

Bestehende Arbeiten konzentrieren sich häufig auf Einzelaspekte (Technologie, Umwelt, einzelne Märkte). Ein systematischer Optimierungsrahmen für H₂-Infrastruktur-Planung unter Unsicherheit wurde von Efthymiadou, Charitopoulos und Papageorgiou (2025) entwickelt, adressiert aber primär lokale Optimierungsprobleme. Es fehlt eine integrierte, **regionsübergreifende Analyse**, wie regulatorische, technische, ökonomische und logistische Dimensionen zusammenspielen und welche region-abhängigen Implementierungsstrategien unter realistischen Kosten- und Finanzierungsbedingungen am vielversprechendsten sind.

Formulierung der Forschungsfragen

Hauptfrage:

Welche Implementierungsstrategien für regionale H₂-Infrastruktur sind unter gegebenen regulatorischen, technologischen und ökonomischen Rahmenbedingungen wirtschaftlich rentabel, und wie unterscheiden sie sich zwischen den Regionen Europa, Asien-Pazifik und Australien?

Unterfragen:

1. **RQ1:** Welche regulatorischen, technischen, wirtschaftlichen und logistischen Barrieren hemmen die H₂-Infrastrukturentwicklung in unterschiedlichen Regionen, und wie werden sie in bestehenden Strategien adressiert?

2. **RQ2:** Wie unterscheiden sich regionale Implementierungsmodelle (EU-Backbone-Modell mit zentraler Pipeline-Infrastruktur vs. asiatisches Import-Modell mit maritimem Transport vs. australisches Export-Modell mit lokaler Produktion) in ihrer technischen und ökonomischen Struktur?
3. **RQ3:** Welche Implementierungsstrategien und Szenarien (zentral vs. dezentral, Pipeline vs. maritim, mit/ohne Subventionen) zeigen das beste Kosten-Nutzen-Verhältnis unter realistischen Kostenschätzungen und Finanzierungsbedingungen?

Zielsetzung und Aufgabenstellung

Die Bachelorarbeit verfolgt das Ziel:

Empirische und quantitative Grundlagen schaffen für die Priorisierung von H₂-Infrastrukturinvestitionen durch systematische Benchmarking und ökonomische Bewertung:

- Vergleichende Analyse von 3 regionalen Implementierungsmodellen (Europa, Asien-Pazifik, Australien) anhand von 4 Dimensionen (Regulierung, Technologie, Ökonomie, Logistik)
- Systematische Identifikation von Barrieren und deren Bedeutung in regionalen Strategien
- Quantitative Kostennutzenanalyse (CBA mit NPV-Berechnungen) für 2–3 realistische Szenarios pro Region
- Sensitivitätsanalyse zur Prüfung von politischen Hebeln (Subventionen, CO₂-Preise)

Die Arbeit wird:

1. **Theoretische Grundlagen** schaffen (H₂-Technologie, Supply-Chain-Infrastruktur, regionale Strategien, Barrieren-Klassifikation)
2. **Benchmarking durchführen:** Entwicklung und Anwendung einer 4D-Vergleichsmatrix (regulatorisch, technisch, ökonomisch, logistisch) auf 3 Regionen, basierend auf Eißler u. a. (2023), Commission (2020), und Japan Ministry of Economy und Industry (2023)

3. **Cost-Benefit-Analysis (CBA) anwenden:** NPV-Berechnung von 2–3 Implementierungsszenarien pro Region mit empirischen Kostendaten aus Chung (2024), Eftymiadou, Charitopoulos und Papageorgiou (2025), und Suján u. a. (2024)
4. **Sensitivitätsanalyse erstellen:** Analyse der Rentabilität unter Variation von Strompreisen, Subventionsniveaus und CO₂-Preisen, informiert durch Odenweller und Ueckerdt (2025) und Vizza u. a. (2025)
5. **Praktische Empfehlungen** formulieren für Entscheidungsträger (Politiker, Infrastrukturunternehmen, Energieunternehmen)

Gliederung

1. Einleitung (4–5 Seiten)

- 1.1 Motivation: Wasserstoff als Schlüsseltechnologie der Energiewende
- 1.2 Problemstellung: Das Chicken-and-Egg Dilemma und die Implementierungslücke
Odenweller und Ueckerdt 2025
- 1.3 Forschungsfragen und Ziele
- 1.4 Aufbau der Arbeit

2. Theoretische Grundlagen (8–10 Seiten)

- 2.1 Wasserstoff-Technologie und Herstellung
 - Produktionsmethoden (grauer, blauer, grüner Wasserstoff)
 - Speicherung und Transport: Pipeline, flüssig (LH₂), chemische Träger (Ammoniak, LOHC)
 - Kostenstrukturen und Technologie-Roadmaps
- 2.2 Supply-Chain- und Infrastrukturkonzepte
 - Netzwerkdesign und räumliche Optimierung
 - Interdependenzen zwischen Produktion, Speicherung, Transport und Nachfrage

- Dezentralisierung vs. zentrale Pipeline-Modelle

2.3 Globale und regionale H₂-Infrastrukturlandschaft

- Aktueller Stand: Investitionen, Projekte, regionale Strategien
- EU Hydrogen Backbone und europäische Roadmap Commission 2020
- Japan/Korea Import-Strategien und Südostasien-Integration Japan Ministry of Economy und Industry 2023
- Australien Export-Potenzial und internationale Supply Chains

2.4 Barrieren und Erfolgsfaktoren der Implementierung

- Regulatorische Hürden: Standards, Sicherheit, Harmonisierung Hydrogen und Association 2023
- Technische Anforderungen: Infrastruktur, Speicherung, Transport-Optionen Prokopou u. a. 2025
- Ökonomische Rentabilität: Kostenstrukturen, Break-Even-Punkte, Subventionsbedarf Vizza u. a. 2025
- Logistische Koordination und Netzwerk-Optimierung Sujan u. a. 2024

3. Methodik (3–4 Seiten)

3.1 Forschungsdesign: Vergleichende Analyse mit Benchmarking und CBA

3.2 Benchmarking-Framework: 4 Dimensionen × 3 Regionen

- Dimension 1: Regulatorische Readiness
- Dimension 2: Technische Infrastruktur-Status
- Dimension 3: Kosten-Struktur und Geschäftsmodelle (basierend auf Eißler u. a. 2023, Chung 2024)
- Dimension 4: Logistische und Netzwerk-Aspekte

3.3 Cost-Benefit-Analysis Modell

- NPV-Rahmenwerk mit empirischen Kostenparametern

- Szenario-Definition (zentral vs. dezentral, Pipeline vs. Maritime)
- Diskontrate und Zeithorizont

3.4 Sensitivitätsanalyse: Parameter und Szenarien

3.5 Datenquellen: Literatur-basierte Analyse mit empirischen Kostendaten

3.6 Geografischer und methodischer Scope

4. Ergebnisse (12–15 Seiten)

4.1 Benchmarking-Ergebnisse: Regionale Vergleichsmatrix

- Regulatorische Readiness pro Region
- Technische Infrastruktur-Status und Reifungsgrad
- Kosten-Struktur für verschiedene Stationstypen und Transportmodi
- Implementierungs-Zeithorizonte und -Barrieren

4.2 Cost-Benefit-Analysis Ergebnisse

- Szenario-Definition: (zentralisiert + Pipeline) vs. (dezentralisiert + maritim)
vs. (hybrid)
- NPV-Berechnungen für 2–3 Szenarien pro Region
- Break-Even-Analysen für verschiedene Auslastungsszenarien
- Kostenvergleiche und kritische Parameter

4.3 Sensitivitätsanalyse

- Einfluss von Subventionsniveaus auf Rentabilität
- CO₂-Preis-Variation und Carbon-Pricing-Szenarien
- Technologische Kostenreduktionen und Lernkurven
- Strompreis- und Wechselkurs-Szenarien

5. Diskussion (8–10 Seiten)

- 5.1 Synthese der Benchmarking-Ergebnisse: Regionale Unterschiede und Muster
- 5.2 Interpretation der CBA-Ergebnisse: Welche Szenarien sind unter realistischen Bedingungen rentabel?
- 5.3 Beantwortung der Forschungsfragen
- 5.4 Regionale Implikationen und politische Trade-offs
- 5.5 Validierung gegenüber beobachteten Implementierungslücken Odenweller und Ueckerdt 2025
- 5.6 Limitationen und offene Fragen

6. Fazit (3–4 Seiten)

- 6.1 Zusammenfassung der Erkenntnisse
- 6.2 Handlungsempfehlungen für verschiedene Stakeholder
 - Politische Entscheidungsträger
 - Infrastrukturunternehmen
 - Energieunternehmen und Industrieabnehmer
- 6.3 Ausblick und zukünftige Forschung

Literaturverzeichnis

- Chung, Mark (Mai 2024). *Heavy-duty hydrogen fueling station corridors*. Techn. Ber. NREL/PR-5400-89459. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- Commission, European (Juli 2020). *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*. Techn. Ber. COM(2020) 301 final. Brussels: European Commission.
- Efthymiadou, Margarita E., Vassilis M. Charitopoulos und Lazaros G. Papageorgiou (2025). „Optimization approach for hydrogen infrastructure planning under uncertainty“. In: *Industrial & Engineering Chemistry Research* 64, S. 7431–7451. DOI: 10.1021/acs.iecr.5c00000.
- Eißler, Tobias u. a. (2023). „Detailed cost analysis of hydrogen refueling costs for fleets“. In: *Chemie Ingenieur Technik* 96.1-2, S. 1–15. DOI: 10.1002/cite.202300123.
- Hydrogen, European und Fuel Cell Association (März 2023). *Roadmap on hydrogen standardisation*. Techn. Ber. Brussels: ECH2A Working Group on Standardisation.
- Japan Ministry of Economy, Trade und Industry (2023). *Strategic roadmap for hydrogen and fuel cells 2023*. Techn. Ber. Tokyo: METI.
- Odenweller, Adrian und Falko Ueckerdt (2025). „The green hydrogen ambition and implementation gap“. In: *Nature Climate Change*.
- Prokopou, Georgios I. u. a. (2025). „Cost-optimal design and operation of hydrogen refueling stations with mechanical and electrochemical hydrogen compressors“. In: *Computers & Chemical Engineering* 192, S. 108862. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2024.108862.
- Sujan, Vivek u. a. (2024). *Nationally scalable hydrogen fueling infrastructure deployment: A megaregion analysis and optimization approach*. Techn. Ber. Oak Ridge National Laboratory.
- Vizza, Daniele u. a. (2025). „Cost-optimal design of a stand-alone PV-driven hydrogen production and refueling station using genetic algorithms“. In: *Hydrogen* 6.4, S. 98. DOI: 10.3390/hydrogen6040098.

Concept Map

H₂-Infrastruktur-Deployment in globalen Lieferketten: Analyserahmen

Energiewende & Dekarbonisierung (Schwer-zu-Elektrifizieren Sektoren)

(Motivation: EU Strategy 2020, METI 2023)



H₂-Technologie

& Kosten

Globale Lücke

(2025)

Regionale

Strategien



Produktion

95% Kapazität

EU Backbone

Speicherung

nicht realisiert

Asien Import

Transport

(Odenweller2025)

AU Export

LCOH: €3.80–€11.70/kg

(Chung2024, Eissler2023)



4 Barrieren

Optimierungs-

Implementierungs-



Methoden

Strategien

Regulierung

Benchmarking

Dezentral +

(ECH2A2023)

(4 Dimensionen)

Pipeline

Technologie

(Prokopou2025)

Cost-Benefit

Hybrid

Ökonomie

Analysis (NPV)

(Sujan2024,

(Vizza2025)

(Efthymiadou2025)

Eissler2023)

Logistik

(Sujan2024)

Sensitivitäts-

Maritim +

analyse

Dezentral

(Odenweller2025)



Handlungsempfehlungen: Region-spezifische Strategien mit Best-Cost-Benefit-Ratio

Methodik-Integration:

- **Benchmarking:** Systematischer Vergleich der 4 Dimensionen über 3 Regionen mit empirischen Daten
- **Cost-Benefit Analysis:** Quantifiziert wirtschaftliche Rentabilität von Szenarien mit realistischen Kostendaten
- **Sensitivitätsanalyse:** Testet Robustheit gegenüber politischen und ökonomischen Parametern
- **Validierung:** Erklärt die beobachtete Implementierungslücke und informiert zukünftige Investitionen