

# A. Anhang

## A.1. Potenzialanalyse

### A.1.1. Methodik zur Ermittlung der Fahrleistung

Aus Studien des „Virtuellen Instituts – Strom zu Gas und Wärme“ (EFRE-0400111) stehen uns Daten zum straßenscharfen Verkehrsaufkommen in NRW nach Fahrzeugtypen zur Verfügung.<sup>11</sup> Das genaue Vorgehen zur Ermittlung der heutigen Fahrleistungsdaten lässt sich für den Straßenverkehr in Breuer, J. et al. (2020) und den Schienen- und Schiffsverkehr in Breuer, J. et al. (2020) einsehen, aggregierte Daten stehen unter Breuer, J. et al. (2019) zur Verfügung [69] [70] [71].

Tabelle A-1 Harmonisierte Wasserstoffverbräuche in kg H<sub>2</sub> / 100 km

Nr.	Fahrzeug	2023	2030	2035
1	PKW	0,85	0,79	0,75
2	Leichte Nutzfahrzeuge	1,21	1,12	1,07
3	Schwere Nutzfahrzeuge	8,00	7,69	7,47
4	(Linien-)Busse	9,39	9,03	8,77
5	Züge im Personennahverkehr	23,30	22,40	21,80
6	Züge im Güterverkehr	108,50	104,40	101,40
7	Frachtbinnenschiff	422,55	422,55	422,55

Tabelle A-2 Harmonisierte Energieaufwände der Wasserstofferzeugungspfade

Nr.	Technologiepfad	2023	2030	2035
1	Wasserelektrolyse [kWhel/kg H <sub>2</sub> ]	55,490	52,900	51,575
2	Aufbereitung / Kompression [kWhel / kg H <sub>2</sub> ]	1,200	1,200	1,200
3	Dieserverbrauch Trailertransport [l / tkm]	0,289	0,249	0,225
4	H <sub>2</sub> -Verbrauch Trailertransport [kg H <sub>2</sub> / tkm]	0,080	0,077	0,075
5	Holzartige Biomasse + BHKW + Elektrol. [kWhth,Bio / kg H <sub>2</sub> ]	205,114	195,743	190,949
6	Biomasse + Vergasung [kWhth,Bio / kg H <sub>2</sub> ]	155,440	151,380	148,480
7	Biogas aus Gülle oder Siedlungsabfällen (zu -methan) + Dampfreformierung [kWhth,Bio / kg H <sub>2</sub> ]	46,759	45,740	45,012

<sup>11</sup> Das Kompetenzzentrum „Virtuelles Institut - Strom zu Gas und Wärme“ (EFRE-0400111) wird gefördert durch das „Operationelle Programm zur Förderung von Investitionen in Wachstum und Beschäftigung für Nordrhein-Westfalen aus dem Europäischen Fonds für regionale Entwicklung“ (OP EFRE NRW) sowie durch das Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen.

### A.1.2. Methodik zur Ermittlung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Erzeugungspfade

Neben den bereits vorgestellten Varianten zur Erzeugung von Wasserstoff (Nebenproduktwasserstoff und Post-EEG-Anlagen) bestehen weitere Möglichkeiten wie der Import von Wasserstoff oder das Betreiben eines Elektrolyseurs mit Strom aus dem öffentlichen deutschen Strommix. Für die Nutzung von Nebenproduktwasserstoff nehmen wir an, dass der überschüssige Wasserstoff heute zu 80 % thermisch verwertet wird und zu 20 % ungenutzt bleibt. Der thermisch verwertete Anteil muss demnach durch eine andere Energiequelle, in unserem Fall Erdgas, ersetzt werden. Für Importwasserstoff wird angenommen, dass sich dieser zu gleichen Teilen aus grünem und blauem Wasserstoff zusammensetzt. Für die Erzeugung von blauem Wasserstoff auf der Basis von Erdgas wird eine Methanleckage bei der Erdgasförderung von 1,5 % unterstellt [72]. Das bedeutet, dass 1,5 % des Erdgases ungenutzt in die Atmosphäre entweichen. Dieser Anteil kann je nach Erdgasquelle auch höher ausfallen, vergleicht man beispielsweise die unkonventionelle Erdgasförderung in den Vereinigten Staaten von Amerika. Als Datenquelle steht uns die Datenbank von gemis 4.95 – Stand April 2017 zur Verfügung, die wir um eigene Angaben ergänzt haben.

Tabelle A-3 Spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen je Wasserstofferzeugungspfad in kg CO<sub>2</sub> / kg H<sub>2</sub>.

Nr.	Erzeugungspfad	2023	2030	2035
1	Elektrolyse mit dt. Strommix	25,040	20,273	17,271
2	Elektrolyse mit Post-EEG-PV	0,097	0,094	0,093
3	Elektrolyse mit PV Neubau	2,818	2,691	2,626
4	Elektrolyse mit Post-EEG-Windenergie	0,097	0,094	0,093
5	Elektrolyse mit Windenergie Neubau	0,550	0,527	0,515
6	Elektrolyse mit BHKW und holzartiger Biomasse	1,503	1,436	1,402
7	Dampfreformierung von Biomethan aus Biogas	0,951	0,932	0,918
8	Vergasung holzartiger Biomasse	1,356	1,320	1,293
9	Dampfreformierung von Erdgas	10,183	10,070	9,989
10	Nebenproduktwasserstoff	5,360	5,360	5,360
11	Import (50% blau, 50 % grün)	2,450	2,438	2,432

## A.2. Bedarfsanalyse

### Zielsetzung der Bedarfs- und Bedürfnisanalyse

- › Erhebung der Erwartungen und Wünsche der Städte/Kreise in Bezug auf die Ausweitung der Wasserstofftechnologie
- › Erfassung evtl. Befürchtungen, Akzeptanzprobleme und beschränkender Randbedingungen

### Vorgehen, Methodik

- › Erhebung von Informationen mittels Fragebogen (u.a. allgemeine Rahmendaten; Fahrzeugaufkommen; CO<sub>2</sub>-Emissionen; Anzahl und Art kommunaler Fahrzeuge; Umweltpolitik/-strategien/-programme; Einstellung, Erwartung und Wünsche zur Wasserstofftechnologie; Erwartungen an H<sub>2</sub>R; bereits laufende oder geplante Maßnahmen)
- › Durchführung von Interviews auf Basis des Fragebogens
- › Auswertung und Ergebniszusammenfassung in Abstimmung mit den Städten/Kreisen

### Schwerpunkt der nachfolgenden Ergebnisdarstellung

- › Einstellung, Erwartung und Wünsche zur Wasserstofftechnologie

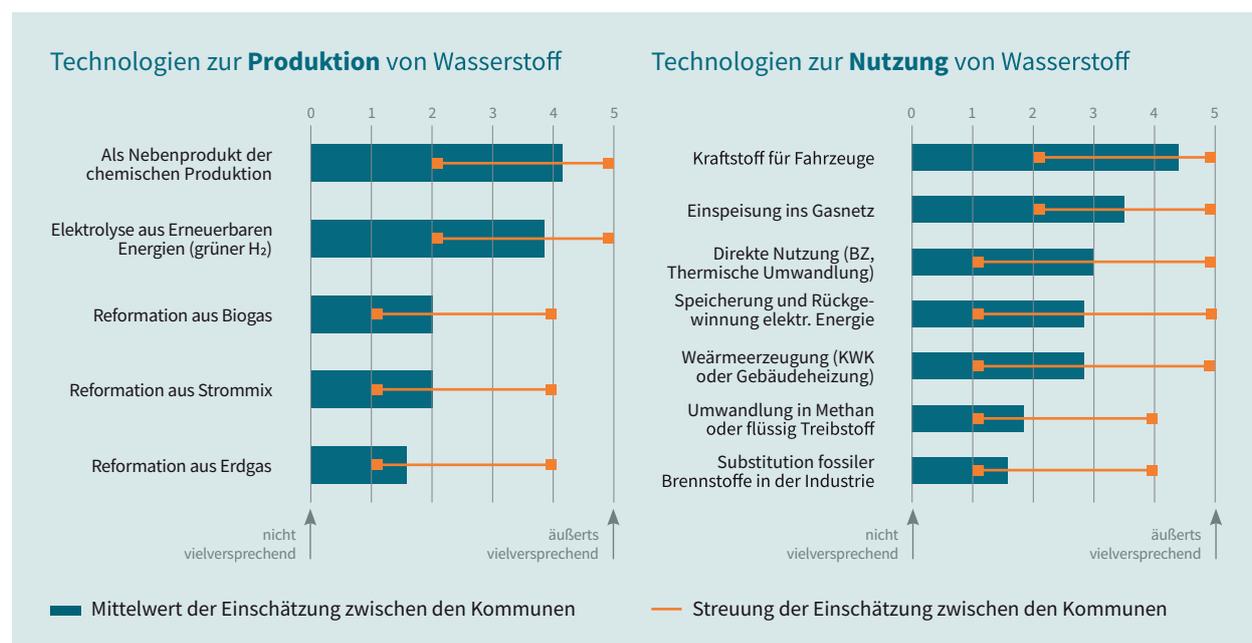


Abbildung A-1 Einschätzungen zu den Entwicklungsperspektiven verschiedener Technologien zu Produktion und Nutzung von Wasserstoff

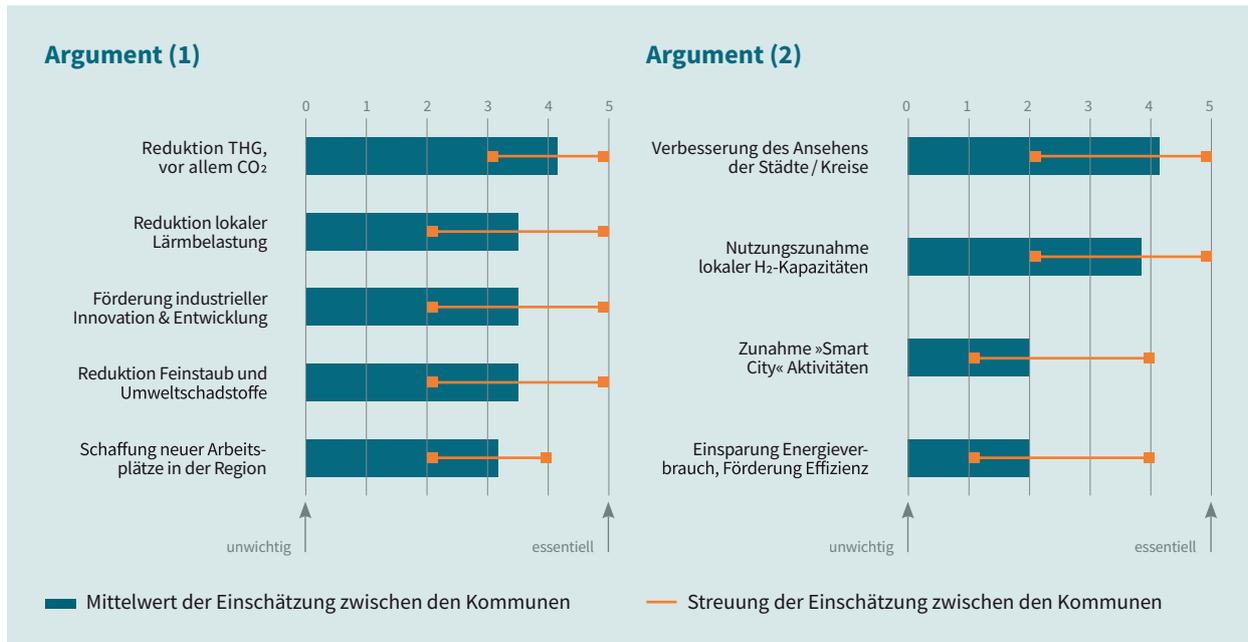


Abbildung A-2 Einschätzung der Wichtigkeit verschiedener Argumente zum Ausbau der Wasserstofftechnologie in der Region

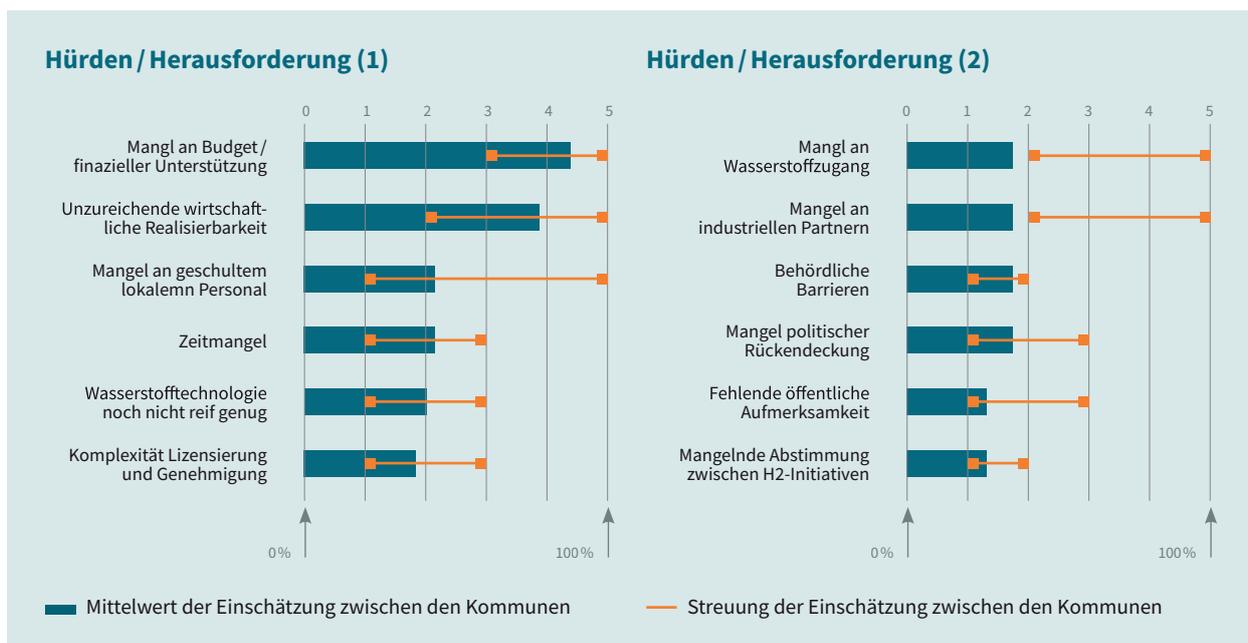


Abbildung A-3 Hürden und Herausforderungen für die Umsetzung von Wasserstofftechnologien in den Städten/Kreisen

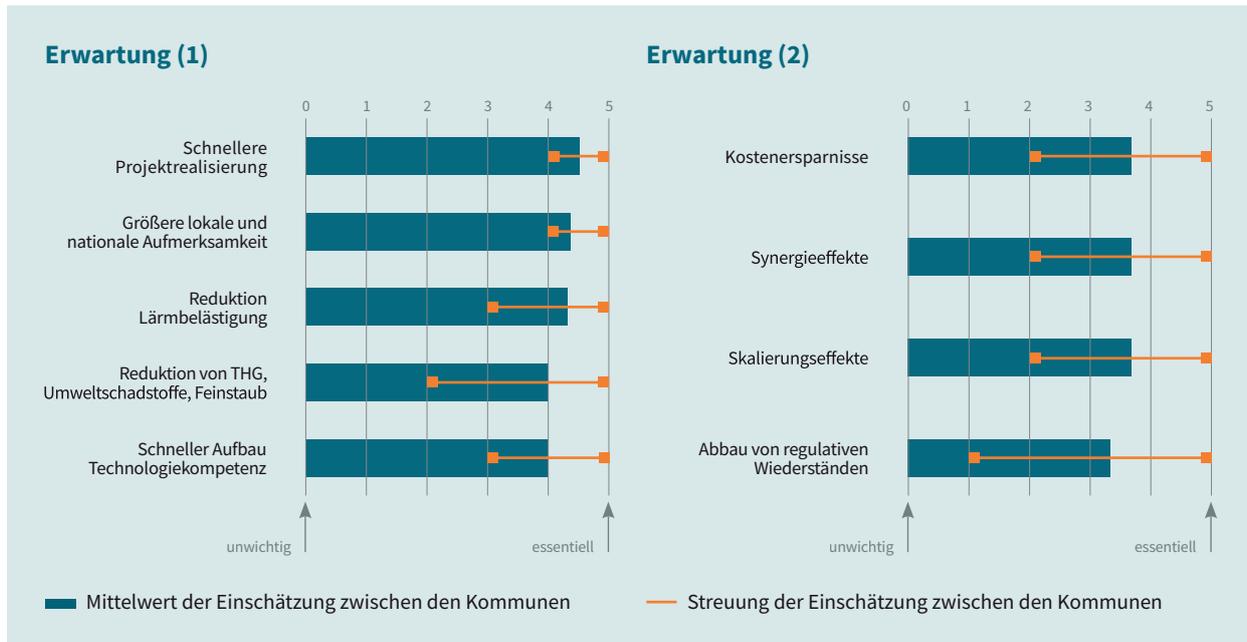


Abbildung A-4 Erwartungen der Städte/Kreise hinsichtlich der strategischen Vorteile durch den regionalen Zusammenschluss



Abbildung A-5 Auswahl einiger Aussagen der Städte/Kreise zu deren beabsichtigten Rollen beim Ausbau der Wasserstofftechnologie in der Region

### **Wesentliche Schlussfolgerungen aus der Bedarfs- und Bedürfnisanalyse**

- › Alle Städte/Kreise haben eine hohe Erwartungshaltung an den Ausbau der Wasserstoffwirtschaft in der Region, insbesondere in Bezug auf Schadstoff- und Lärmreduzierung, Beitrag zur Erfüllung der Klimaschutzziele und Steigerung der Wertschöpfung in der Region
- › Alle Städte/Kreise wollen aktiv dazu beitragen, die Region zum Vorreiter im Bereich Wasserstoffwirtschaft zu entwickeln und damit Blaupause für andere Regionen zu werden
- › Es ist beabsichtigt, Impulsgeber für Marktentwicklungen zu werden und den Erfahrungstransfer zu anderen Regionen sicherzustellen
- › Die Finanzierbarkeit und die Wirtschaftlichkeit von Projekten stellen derzeit die Haupt-Herausforderungen dar. Daher besteht die Notwendigkeit zur Hochskalierung der Aktivitäten.

### A.3. Stakeholder- und SWOT-Analyse

#### Vorschlag eines Instrumentariums zur Stakeholder-Analyse im Zuge der Fortführung von H2R

##### Aufgabenstellung

- › Das hier vorgestellte Instrumentarium soll die Analyse des jeweils bestehenden Akteursportfolios systematisieren und Hinweise zur optimalen Einbindung und Weiterentwicklung bestehender und neuer Akteure im Gesamtprojekt liefern

##### Methodik

- › Das Instrument wurde aus dem Ansatz der sog. Stakeholder-Analyse des klassischen Projektmanagements (DIN 69901) abgeleitet
- › Mit der Stakeholder-Analyse werden üblicherweise die Stakeholder hinsichtlich ihres Einflusses und ihrer Einstellung zum Projekt analysiert
- › Aus der Analyse lassen sich generische Ansätze ableiten, wie die Einbindung der Stakeholder ins Projektmanagement mit Blick auf den Projekterfolg optimiert werden kann
- › Der aus dem Projektmanagement bekannte Ansatz wurde abstrahiert und auf die Belange der Fortführung von H2R angepasst

#### Vorgehensweise der Stakeholder-Analyse für die H2R-Akteurslandschaft

1. Ermitteln geeigneter Indikatoren
  - › für die Größe des Unternehmens, z.B. die Mitarbeiteranzahl
  - › für das Aktivitäten-Level des Unternehmens in H2R, z.B. die Anzahl der in H2R eingebrachten Maßnahmen
2. Grafische Aufbereitung in einer Portfoliodarstellung in den beiden o.g. Dimensionen Abbildung A-6
3. Ableitung geeigneter Maßnahmen zur optimalen Einbindung der Akteure bei der Umsetzung von H2R unter Nutzung der generischen Ansätze aus Abbildung A-7



Abbildung A-6 Portfoliodarstellung der H2R-Stakeholder zum Zeitpunkt der Erstellung des Feinkonzepts (anonymisiert)

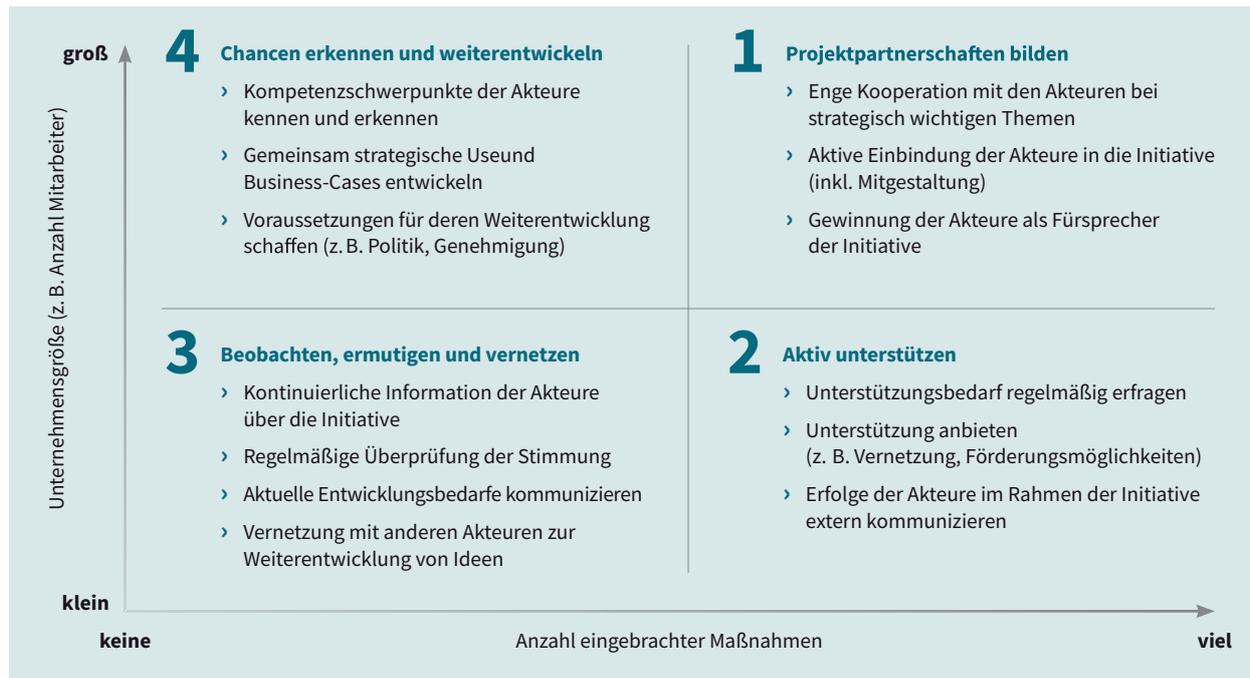


Abbildung A-7 Ableitung generischer Ansätze aus der Portfoliodarstellung zur optimalen Einbindung der Stakeholder

### Erläuterungen zu Abbildung A-7: Tendenzielle Überlegungen zu den generischen Ansätzen

- › Für eine möglichst zügige und erfolgreiche Umsetzung wäre es ideal, möglichst viele Akteure dazu zu bewegen, zahlreiche Projektideen zu entwickeln und umzusetzen (Quadranten 1 und 2)
- › Größere Akteure haben naturgemäß eine größere Strahlkraft und evtl. auch größeren Einfluss in Politik und Gesellschaft. Sie sollten daher auch als Fürsprecher für die Initiative gewonnen und intensiv ins Projektgeschehen eingebunden werden, z.B. über Projektpartnerschaften (Quadrant 1)
- › Da die kleineren Akteure ebenso zum Projekterfolg beitragen, sollten diese aktiv bei der operativen Umsetzung ihrer Aktivitäten unterstützt werden, u.a. durch Vernetzung, Nutzung finanzieller Fördermaßnahmen und Kommunikation ihrer Erfolge (Quadrant 2)
- › Generell sollten Akteure mit wenigen oder noch keinen Aktivitäten (Quadranten 3 und 4) ermutigt und motiviert werden, (weitere) Maßnahmen in H2R einzubringen.
- › Größere Akteure (Quadrant 4) werden sicherlich stark darauf achten, dass die Maßnahmen in ihre Gesamt-Unternehmensstrategie passen. Daher sollte man gemeinsam mit diesen Akteuren geeignete Use- oder Business Cases entwickeln.
- › Kleinere Unternehmen können ggf. freier agieren und Entscheidungen zur Umsetzung von Maßnahmen treffen. Daher sollten diese regelmäßig über das Programm H2R informiert werden. Die Kommunikation konkreter Bedarfe zur Weiterentwicklung der Wasserstofftechnologie sowie die Vernetzung mit anderen Akteuren sollen zur Entwicklung weiterer Maßnahmen anregen.
- › Die hier dargestellten Grundüberlegungen sowie die in Bild 2 dargestellten Ansätze sind natürlich sehr generisch und als Richtschnur für die Erarbeitung geeigneter Maßnahmen zum Stakeholder-Management zu verstehen. Sie sind für jeden Akteur individuell auf Eignung zu prüfen.

## Fazit

- › Das hier dargestellte Instrument der Stakeholder-Analyse sollte regelmäßig im Zuge der Umsetzung von H2R angewendet werden, um sich systematisch und strukturiert ein Bild über das jeweilige Akteursportfolio zu verschaffen
- › Aus Basis der Stakeholder-Analyse sollten folgende Überlegungen angestellt werden:
  - Wie können die einzelnen Akteure gezielt in die Umsetzung des H2R-Gesamtprogramms eingebunden werden, so dass die übergeordneten Zielstellungen von H2R erfüllt werden?
  - Wie kann man die Akteure zu weiteren Maßnahmen und Aktivitäten für den Ausbau der Wasserstoffmobilität motivieren?
  - An welchen Stellen sollte man noch gezielt neue Akteure ansprechen und um deren Engagement in H2R bitten?
- › Die hier dargestellten Ansätze der Stakeholder-Analyse sind als Richtschnur zu verstehen. Letztlich müssen für jeden Akteur individuelle Ansätze entwickelt werden

## Vorschlag eines Instrumentariums zur Stakeholder-Analyse im Zuge der Fortführung von H2R

### Zielsetzung der SWOT-Analyse

- › Festlegung einer geeigneten Strategie, wie mit der bestehenden bzw. weiterzuentwickelnden Akteurslandschaft die H2R-Zielstellungen bestmöglich erreicht werden können

### Vorgehen, Methodik

- › Nutzung der vielfach erprobten SWOT-Analyse als Methodik zur strategischen Planung

## Vorgehensweise der Stakeholder-Analyse für die H2R-Akteurslandschaft

1. Bestandsaufnahme (Matrix 1) des Akteursportfolios
  - › Besondere Stärken und Schwächen (hier i.S. von Nachhol- oder Ergänzungsbedarf) des Akteursportfolios ermitteln
  - › Chancen und Risiken, die aus dem Umfeld des geplanten Markthochlaufes der Wasserstoffmobilität zu berücksichtigen sind (z.B. Markt, Politik, Gesellschaft, regionale Gegebenheiten) beschreiben
2. Kombinierte SWOT-Matrix bilden (Matrix 2)
  - › Merkmale der Stärken- und Schwächen-Quadranten mit jeweils den Merkmalen der Chancen- und Risiken-Quadranten in Beziehung setzen
  - › Strategisch Ansätze für jede der vier Beziehungs-Kombinationen überlegen nach folgenden allgemeinen Stoßrichtungen
    - Kombination Stärken/Chancen → Strategieansatz „Ausbauen“
    - Kombination Stärken/Risiken → Strategieansatz „Absichern“
    - Kombination Schwächen/Chancen → Strategieansatz „Aufholen“
    - Kombination Schwächen/Risiken → Strategieansatz „Vermeiden“
3. Festlegung der endgültigen Strategie (vgl. Kap. 3.1 des Feinkonzeptes)

Stärken	Schwächen i. S. von Nachholbedarf
<ul style="list-style-type: none"> <li>› Viele kompetente Partner im Bereich H<sub>2</sub>-Bereitstellung (insb. Chemie, Petrochemie, Gasnetzbetreiber, Gasliferanten)</li> <li>› ÖPNV- und Mobilitätsdienstleister mit ambitionierten Wasserstoff-Projekten sowie interessierte Spediteure</li> <li>› Renomierte Fahrzeughersteller mit H<sub>2</sub>-Expertise</li> <li>› Bedeutende Betreiber kommunaler Infrastruktur mit großskaligen Projektansätzen</li> <li>› Ideale Voraussetzungen in Forschung, Entwicklung &amp; Lehre</li> <li>› Langjährige Vernetzung über HyCologne</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>› Erzeugung von »grünem« Wasserstoff</li> <li>› Anlagenbauer und Komponentenhersteller</li> <li>› Entwickler und Hersteller von Bussen und LKWs</li> <li>› Korrekte Anwendung in der Speditionslogistik</li> <li>› Entwicklung und Herstellung von Spezialfahrzeugen (z. B. Vorfeldfahrzeuge, Müllsammelfahrzeuge, Saugfahrzeuge)</li> <li>› Schiffen, schienen gebundenen Fahrzeugen</li> <li>› Serviceleistungen</li> </ul>
Chancen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> <li>› Perspektivisch hoher Bedarf an grünem Wasserstoff, insbesondere bei Chemie/Petrochemie</li> <li>› Rückenwind durch Nationale Wasserstoffstrategie</li> <li>› Bekenntnis der Stadt/ Kreise im Großraum Köln zur Wasserstofftechnologie</li> <li>› Vorsprung durch bereits vorliegende Erfahrung mit Wasserstofftechnologie</li> <li>› Vielversprechende Förderlandschaft auf Bundes und EU-Ebene</li> <li>› Schaffung neuer Wirtschaftszweige und Arbeitsplätze</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>› Grüner Wasserstoff längerfristig nicht wirtschaftlich verfügbar</li> <li>› Maßnahmen mangels Angeboten an Fahrzeugen, Anlagen oder Komponenten nicht realisierbar</li> <li>› Fehlende politische Unterstützung</li> <li>› Priorisierung anderer Technologien</li> <li>› Finanzierung nicht möglich</li> <li>› Hinterherhinken da Entwicklung geeigneter Infrastruktur außerhalb der Region</li> <li>› Abwanderung von H<sub>2</sub>-Technologien ins Ausland, z. B. Asien</li> </ul>

Abbildung A-8 Bestandsaufnahme des Akteurspotfolios hinsichtlich Stärken/Schwächen sowie Chancen/Risiken

	Stärken	Schwächen i. S. von Nachholbedarf
Chancen	<p><b>Strategieansatz »ausbauen«</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>› Potenzial der Chemie/Petrochemie nutzen, um mit Rückenwind den NWS<sup>1)</sup> Wasserstofftechnologie und Infrastruktur in der Region zügig auszubauen</li> <li>› ÖPNV- und Mobilitätsdienstleister bei der Umstellung auf Wasserstofftechnologie unterstützen, um Mitziheeffekte zu erzeugen und neue Wirtschaftszweige aufzubauen</li> </ul>	<p><b>Strategieansatz »aufholen«</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>› Großskalige Anwendungen in der Logistik forcieren durch Nutzung des KnowNows regionaler ÖPNV- und Mobilitätsdienstleister sowie Vernetzung mit externen Partnern (z. B. H<sub>2</sub>Energy)</li> <li>› Anreize für Fahrzeughersteller schaffen zur Entwicklung und Herstellung von Bussen, LKWs und Sonderfahrzeugen</li> </ul>
Risiken	<p><b>Strategieansatz »absichern«</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>› Chemie/Petrochemie bei der Dekarbonisierung der Produktionsprozesse mit Wasserstofftechnologie durch Politik, Verbandsarbeit und Nutzung der NWS<sup>1)</sup> unterstützen</li> <li>› Fahrzeugbedarfe in der Region mit dem Ziel bündeln, wirtschaftlich sinnvolle Geschäftsmodelle für Fahrzeughersteller zu schaffen</li> </ul>	<p><b>Strategieansatz »vermeiden«</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>› Abflauen des Interesses an Wasserstofftechnologie vermeiden durch entsprechende Politik, Verbandsarbeit sowie Vernetzung mit anderen gleichgerichteten Initiativen außerhalb der Region</li> <li>› Besondere Anreize für die Ansiedlung von Wasserstoff-Technologie-Unternehmen schaffen, Markthochlauf zu fördern und Abwandern zu vermeiden</li> </ul>

1) Nationale Wasserstoffstrategie

Abbildung A-9 Strategische Ansätze in der kombinierten SWOT-Matrix

## A.4. Lessons Learned

<b>H2- Erzeugung</b>			
<p><b>Energienetz</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>+ Gasnetz anteilig mit H2 bespeisen</li> <li>+ Stromnetz-stabilisierung</li> <li>+ Grüner Wasserstoff angestrebt</li> <li>+ Großes Allgemeines Interesse</li> </ul>	<p><b>Wirtschaftlichkeit</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>o Eher höhere Stückzahlen bestellen</li> <li>+ Kostensenkungen abzusehen</li> <li>- grüner Wasserstoff sehr teuer</li> <li>- Förderung ist notwendig</li> </ul>	<p><b>Produktion</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>o Reinheit H2 ist zu beachten</li> <li>o Lieferzeiten von ca. 9 Monaten (in Zukunft weniger)</li> <li>+ Mehr grüne Energie nutzbar</li> <li>+ Monitoring als Perspektive</li> </ul>	
<b>H2- Verteilung</b>			
<p><b>Projektumsetzung</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>o 3-4 Jahre Umsetzungsdauer für Wasserstoffproduktion und H2-Tankstelle</li> <li>o 1-2 Jahre Umsetzungsdauer für die Errichtung einer H2-Tankstelle</li> <li>o Auf erfahrene Unternehmen setzen (von deren Know-How profitieren)</li> <li>+ Projekterweiterungen möglich (weitere Tankstellen oder Sektoren)</li> <li>- Aufwendiges Gutachten- und Genehmigungsverfahren</li> <li>- Sehr komplexe und langwierige Planung</li> <li>- Mit Verzögerungen ist zu rechnen (durch Fördermittelvergaben, Verhandlungen, Lieferungen etc.)</li> </ul>	<p><b>Wirtschaftlichkeit</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>+ Beteiligungsmodelle möglich, wurden bisher aber noch nicht umgesetzt</li> <li>+ Förderung durch BMVI und europäische Fördergelder</li> <li>+ Tankstellen werden besser ausgelastet, wenn Nutzfahrzeuge (Busse, LKW) dort tanken</li> <li>- Projekte sind abhängig von Fördergeldern</li> </ul>	<p><b>Nachfrage</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>+ Hohe Nachfrage (Tankstellen)</li> <li>+ Hohe Akzeptanz der Projekte (Sektorkopplung)</li> </ul>	
<b>H2- Nutzung</b>			
<p><b>Projektumsetzung</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>o 3-4 Jahre Umsetzungsdauer für Wasserstoffproduktion und H2-Tankstelle</li> <li>o 1-2 Jahre Umsetzungsdauer für die Errichtung einer H2-Tankstelle</li> <li>o Auf erfahrene Unternehmen setzen (von deren Know-How profitieren)</li> <li>+ Projekterweiterungen möglich (weitere Tankstellen oder Sektoren)</li> <li>- Aufwendiges Gutachten- und Genehmigungsverfahren</li> <li>- Sehr komplexe und langwierige Planung</li> <li>- Mit Verzögerungen ist zu rechnen (durch Fördermittelvergaben, Verhandlungen, Lieferungen etc.)</li> </ul>	<p><b>Wirtschaftlichkeit</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>+ Beteiligungsmodelle möglich, wurden bisher aber noch nicht umgesetzt</li> <li>+ Förderung durch BMVI und europäische Fördergelder</li> <li>+ Tankstellen werden besser ausgelastet, wenn Nutzfahrzeuge (Busse, LKW) dort tanken</li> <li>- Projekte sind abhängig von Fördergeldern</li> </ul>	<p><b>Nachfrage</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>+ Hohe Nachfrage (PKW, E-Busse)</li> <li>+ BZ Busse stärker nachgefragt als Batteriebusse</li> <li>+ Positive Resonanzen der Nutzer</li> <li>+ Deutschland wird als Hauptabsatzmarkt für E-Busse gesehen</li> <li>- Breitere Kundenschicht für BZ-Fahrzeuge zu finden ist eine Herausforderung</li> </ul>	<p><b>Betrieb</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>+ Hohe Reichweiten (PKW, E-Busse)</li> <li>+ Hohe Verfügbarkeiten der E-Busse</li> <li>+ Zuverlässiger Betrieb der H2-Tankstellen</li> <li>- Mangel an Ersatzteilen und Werkstätten</li> <li>- Optimierungsbedarf im After-Sales</li> </ul>

Abbildung A-10 Erfahrungen ("Lessons Learned") aus bundesweiten Wasserstoffprojekten

## A.5. Technologiekonzepte

Das Technologiekonzept „Markt“ stellt eine Alternative zu dem in Kapitel 3.3 vorgestellten Technologiekonzept dar. In diesem Konzept wird Wasserstoff entsprechend des mittleren Marktdurchdringungsszenarios aus Kapitel 2.2 nachgefragt und auf großskalige Techniken wie eine Pipeline verzichtet. Abbildung A-11 zeigt die Bestandteile des Konzepts. Der Nebenproduktwasserstoff aus der chemischen Industrie wird über den gesamten Betrachtungszeitraum bis 2035 genutzt und, wie bereits im in Kapitel 3.3 vorgestellten Technologiekonzept, durch Wasserstoff aus Post-EEG-Anlagen zur Stromerzeugung ergänzt, die nach 20 Jahren aus der Förderphase gemäß EEG fallen. Wir nehmen auch hier wieder an, dass 50 % dieser Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff genutzt werden können. Werden höhere Wasserstoffmengen benötigt, so wird dieser Wasserstoff über Trailer importiert. Wir gehen für die Betrachtungen in diesem Konzept davon aus, dass der Wasserstoff aus der Air Liquide-Pipeline im Kölner Norden abgezapft wird.

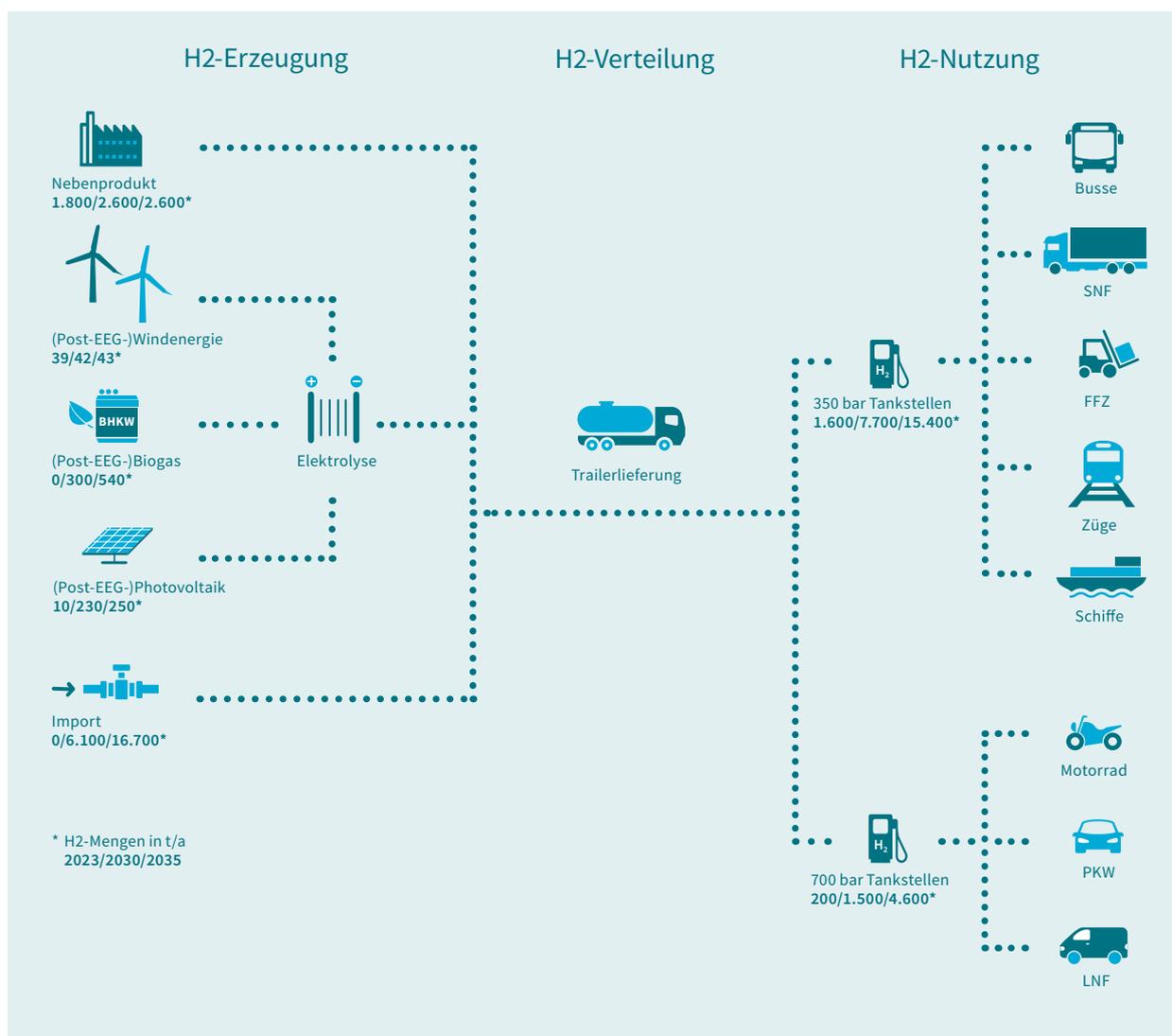


Abbildung A-11 Elemente und Potenziale im Technologiekonzept „Markt“

Tabelle A-4 Tabellarische Übersicht zentraler Kenngrößen des alternativen Technologiekonzepts „Markt“

Kategorie	Kenngröße	Einheit	2023	2030	2035
Erzeugung	Nebenprodukt	[t H <sub>2</sub> / a]	1.800	2.600	2.600
	Post-EEG-Windenergie	[t H <sub>2</sub> / a]	39	42	43
	Post-EEG-Freiflächen-PV	[t H <sub>2</sub> / a]	14	230	250
	Post-EEG-Biomasse	[t H <sub>2</sub> / a]	0	300	540
	Import	[t H <sub>2</sub> / a]	0	6.100	16.700
	CO <sub>2</sub> -Fußabdruck des erzeugten H <sub>2</sub>	[t CO <sub>2</sub> / t H <sub>2</sub> ]	5,2	3,2	2,7
Verteilung	Mittl. Fahrleistung Trailer (Hin- und Rückweg)	[Fzkm / t H <sub>2</sub> ]	42	46	56
	Dieserverbrauch Trailer	[l / a]	22.300	107.900	251.000
	Wasserstoffverbrauch Trailer	[t H <sub>2</sub> / a]	0	0	0
	Stromverbr. Verdichtung	[MWh / a]	3.800	19.900	44.300
	CO <sub>2</sub> -Emissionen Verd. Graustrom	[t CO <sub>2</sub> / a]	1.700	7.400	14.400
	CO <sub>2</sub> -Emissionen Verd. Grünstrom	[t CO <sub>2</sub> / a]	0	0	0
Anwendung	Wasserstoffnachfrage 350 bar	[t H <sub>2</sub> / a]	1.600	7.700	15.400
	Wasserstoffnachfrage 700 bar	[t H <sub>2</sub> / a]	200	1.500	4.600
	Vermiedenes Kohlendioxid	[kt CO <sub>2</sub> / a]	20	103	231
	Vermiedene Stickoxide	[t NO <sub>x</sub> / a]	45	192	421
	Vermiedener Feinstaub	[t PM <sub>10</sub> / a]	<1	3	8
<b>Gesamt</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Fußabdruck des H<sub>2</sub></b>	<b>[t CO<sub>2</sub> / t H<sub>2</sub>]</b>	<b>6,2</b>	<b>4,0</b>	<b>3,5</b>

Dieselbetriebene Trailer bringen den Wasserstoff auf direktem Weg zu den Tankstellen, wo dieser mit Graustrom aus dem deutschen Strommix auf, je nach zugehöriger Fahrzeugkategorie, 350 oder 700 bar komprimiert wird. Die Trailer legen hierzu durchschnittlich zwischen 42 km im Jahr 2023 und 56 km im Jahr 2035 für eine Tour zur Tankstelle inklusive Rückfahrt zurück. Der genutzte Wasserstoff besitzt im Jahr 2023 einen CO<sub>2</sub>-Fußabdruck von 5,2 kg CO<sub>2</sub> / kg H<sub>2</sub>, der bis zum Jahr 2035 auf 2,7 kg CO<sub>2</sub> / kg H<sub>2</sub> sinkt. Tabelle A-4 fasst das Technologiekonzept „Markt“ noch einmal zusammen.

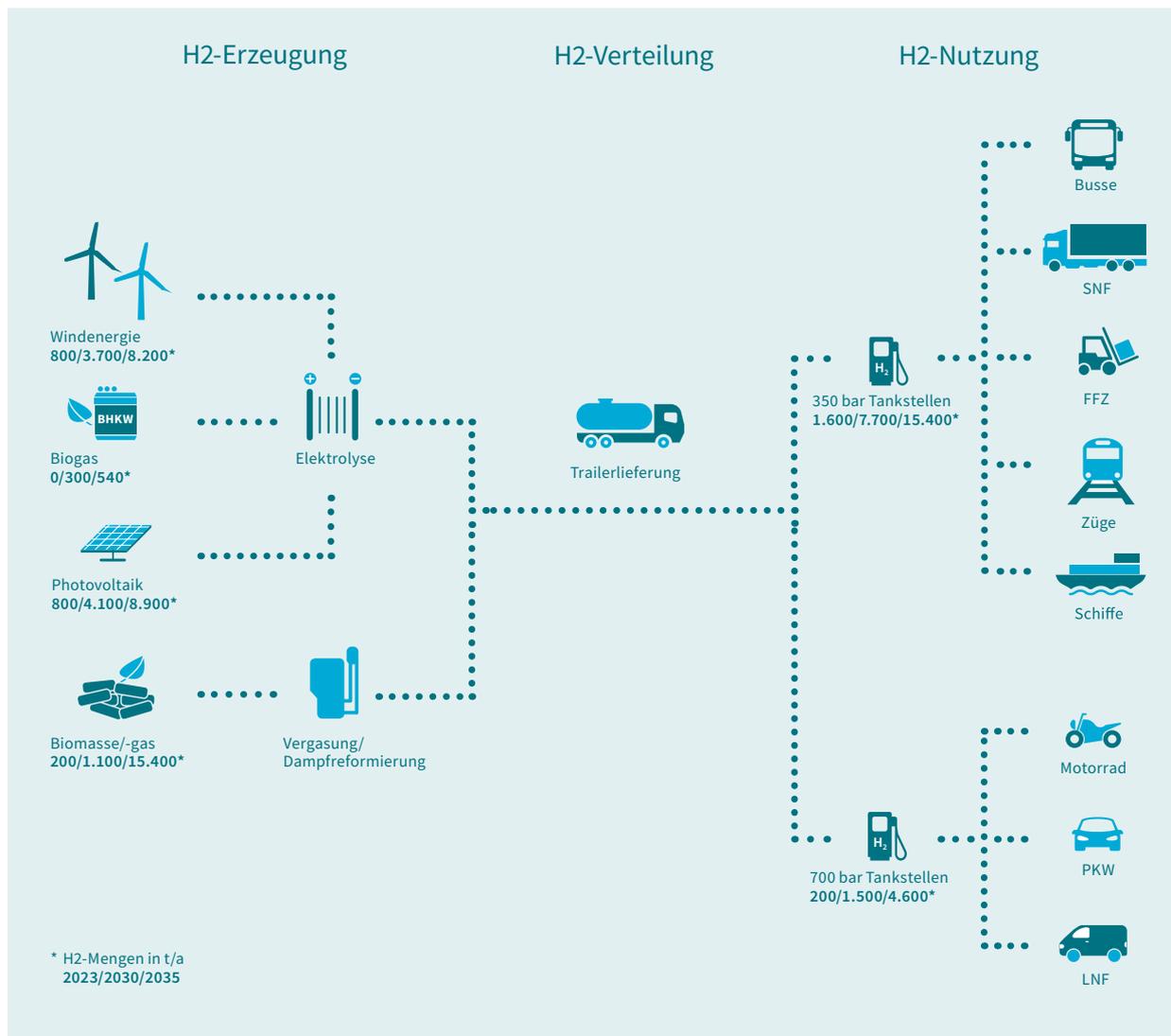


Abbildung A-12 Elemente und Potenziale im Technologiekonzept „Umwelt“

Das alternative Technologiekonzept „Umwelt“ unterscheidet sich deutlich von unserem in Kapitel 3.3 vorgestellten Konzept sowie dem alternativen Konzept „Markt“. In diesem Konzept schließen wir die Nutzung von Nebenproduktwasserstoff sowie importiertem Wasserstoff aus, sondern setzen voll auf grünen Wasserstoff aus der Region. Dieser wird in eigens dazu errichteten Anlagen produziert. Die Potenziale basieren auf den Angaben zum Ausbaupotenzial von Windenergieanlagen, Freiflächen-PV-Anlagen sowie Biomasseanlagen aus Kapitel 2.2. Die zentralen Bestandteile des Technologiekonzepts „Umwelt“ zeigt Abbildung A-12.

Wie im Technologiekonzept „Markt“ gehen wir vom mittleren Marktdurchdringungsszenario aus Kapitel 2.2 aus, so dass sich die entsprechenden Zahlen für Anwendung der Übersicht in Tabelle A-4 gleichen. Für die Erzeugung der benötigten Wasserstoffmengen, ist ein bedeutender Ausbau erneuerbarer Energien erforderlich. Der Wasserstoff wird von wasserstoffgetriebenen Trailern von den Wasserelektrolyseuren zu den Tankstellen gebracht und dort unter Nutzung von erneuerbar erzeugtem, grünen Strom auf die für den Betankungsvorgang erforderlichen 350 bzw. 700 bar komprimiert. Auf diese Weise ergibt sich für 2023 ein CO<sub>2</sub>-Fußabdruck von 1,6 kg CO<sub>2</sub> / kg H<sub>2</sub>, der bis zum Jahr 2035 auf 1,5 kg CO<sub>2</sub> / kg H<sub>2</sub> sinkt.

Tabelle A-5 Tabellarische Übersicht zentraler Kenngrößen des alternativen Technologiekonzepts „Umwelt“

Kategorie	Kenngröße	Einheit	2023	2030	2035
Erzeugung	Nebenprodukt	[t H <sub>2</sub> / a]	0	0	0
	Post-EEG-Windenergie	[t H <sub>2</sub> / a]	39	42	43
	Post-EEG-Freiflächen-PV	[t H <sub>2</sub> / a]	14	230	250
	Post-EEG-Biomasse	[t H <sub>2</sub> / a]	0	300	540
	Gezielter Neubau Windenergie	[t H <sub>2</sub> / a]	750	3.700	8.100
	Gezielter Neubau Freiflächen-PV	[t H <sub>2</sub> / a]	800	3.900	8.700
	Gezielter Neubau Biomasse	[t H <sub>2</sub> / a]	230	1.100	2.400
	Import	[t H <sub>2</sub> / a]	0	0	0
	CO <sub>2</sub> -Fußabdruck des erzeugten H <sub>2</sub>	[t CO <sub>2</sub> / t H <sub>2</sub> ]	1,6	1,5	1,5
Verteilung	Mittl. Fahrleistung Trailer (Hin- und Rückweg)	[Fzkm / t H <sub>2</sub> ]	24	26	36
	Dieserverbrauch Trailer	[l / a]	0	0	0
	Wasserstoffverbrauch Trailer	[t H <sub>2</sub> / a]	4	18	53
	Stromverbr. Verdichtung	[MWh / a]	3.800	19.900	44.300
	CO <sub>2</sub> -Emissionen Verd. Graustrom	[t CO <sub>2</sub> / a]	0	0	0
	CO <sub>2</sub> -Emissionen Verd. Grünstrom	[t CO <sub>2</sub> / a]	35	180	400
Anwendung	Wasserstoffnachfrage 350 bar	[t H <sub>2</sub> / a]	1.600	7.700	15.400
	Wasserstoffnachfrage 700 bar	[t H <sub>2</sub> / a]	200	1.500	4.600
	Vermiedenes Kohlendioxid	[kt CO <sub>2</sub> / a]	20	103	231
	Vermiedene Stickoxide	[t NO <sub>x</sub> / a]	45	192	421
	Vermiedener Feinstaub	[t PM <sub>10</sub> / a]	675	3.	8
Gesamt	CO <sub>2</sub> -Fußabdruck des H <sub>2</sub>	[t CO <sub>2</sub> / t H <sub>2</sub> ]	1,6	1,5	1,5

Tabelle A-6 Vergleich weicher Faktoren der Technologiekonzepte

		Hauptkonzept	Markt	Umwelt
Info	H <sub>2</sub> -Nachfrage	hoch	mittel	mittel
	H <sub>2</sub> -Erzeugungsquellen	Nebenprodukt, Post-EEG-Anlagen & Import	Nebenprodukt, Post-EEG-Anlagen & Import	Post-EEG-Anlagen & gezielter EE-Ausbau
	H <sub>2</sub> -Verteilung	Pipeline (inkl. Hubs) + Trailer	Trailer	Trailer
Weiche Faktoren	Abhängigkeit von ext. Akteuren			
	Verfügbarkeit H <sub>2</sub> -Technologien	-	o	-
	Regulatorische Anpassungen	o	o	-
	Abhängigkeit von Einzelakteuren	o	o	+
	Beteiligungsmöglichkeit	o	-	+
	Regionale Wertschöpfung	o	-	+
	Ambition	+	-	+
	Realisierbarkeit	+	+	-

Tabelle A-6 fasst einen Vergleich weicher Faktoren der im Feinkonzept berücksichtigten Technologiekonzepte tabellarisch zusammen. Quantitative Größen lassen sich Tabelle A-4 und Tabelle A-5 entnehmen. Der Vergleich und eine zugehörige Bewertung erfolgen qualitativ auf Basis der Größen Abhängigkeit von externen Akteuren, Abhängigkeit von Einzelakteuren, Beteiligungsmöglichkeit für Bürger und regionale Wertschöpfung.

Die Abhängigkeit von externen Akteuren umfasst insbesondere die Marktverfügbarkeit von Wasserstofftechnologien und regulatorische Anpassungen. Aus heutiger Perspektive stellt die Marktverfügbarkeit einen Engpass dar, der u. a. in Zusammenhang steht mit Investitionen hemmender regulatorischer Unsicherheit. Da insbesondere im Konzept „Umwelt“ eine Vielzahl von Einzelanlagen zur Erzeugung von grünem Wasserstoff benötigt werden, reagiert dieses Konzept sehr sensitiv auf Engpässe bei der Verfügbarkeit von H<sub>2</sub>-Technologien wie z. B. Elektrolyseuren. Analoges gilt für unser Hauptkonzept, welches eine hohe Marktdurchdringung von Wasserstofffahrzeugen unterstellt und somit auch auf deren Verfügbarkeit am Markt angewiesen ist. Aufgrund der geringeren Marktdurchdringung von Wasserstofffahrzeugen im Technologiekonzept „Markt“ wird dieses als vergleichsweise robust mit Blick auf die Verfügbarkeit von Wasserstofftechnologien eingeschätzt. Schwenkt unser Blick auf die Abhängigkeit von regulatorischen Anpassungen zeigt sich ebenfalls das Konzept „Umwelt“ anfällig, da die Wirtschaftlichkeit des Baus erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen zur Wasserstoffherzeugung ohne regulatorische Anpassungen und Anreize kurz- und mittelfristig nicht gegeben ist.

Die Abhängigkeit von Einzelakteuren wird beim Konzept „Umwelt“ im Vergleich zum Hauptkonzept und alternative Technologiekonzept „Markt“ als geringer eingestuft, da grundsätzlich eine Vielzahl an Akteuren grüne Wasserstoffherzeugungsanlagen besitzen und betreiben kann. Wird wie in den beiden anderen Konzepten Wasserstoff importiert, hat eine geringere Anzahl an Wasserstoff importierenden Akteuren eine gewichtige Position in der Wertschöpfungskette inne und bündelt entsprechende Macht.

Für die Beteiligungsmöglichkeit und regionale Wertschöpfung gelten, dass das alternative Konzept „Markt“ von unserem Hauptkonzept nach unten und das alternative Konzept „Umwelt“ nach oben abweicht. Im Hauptkonzept kann prinzipiell jede Person Wasserstoff erzeugen und an einen Hub liefern bzw. diesen dort abnehmen und entsprechend partizipieren. Im Konzept „Markt“ besteht diese Möglichkeit nicht. Im Konzept „Umwelt“ bietet sich

durch viele dezentrale Anlagen die Möglichkeit, dass Anlagen z. B. von Bürgerenergiegesellschaften lokal betrieben werden und vor Ort eine Wertschöpfung stattfindet. Hier wirkt sich die vollständig regionale Erzeugung des Wasserstoffs positiv aus.

Mit Blick auf die Ambition sind das Haupttechnologiekonzept für das Feinkonzept und das alternative Technologiekonzept „Umwelt“ positiv hervorzuheben. Ersteres ist besonders ambitioniert mit Blick auf die Wasserstoffnachfrage und der Bereitstellung großskaliger Infrastruktur mit Nutzung einer Pipeline, letzteres mit Blick auf die regionale Erzeugung grünen Wasserstoffs. Das alternative Konzept „Markt“ fällt an dieser Stelle ab.

Zuletzt soll die Realisierbarkeit bewertet werden. An dieser Stelle kann das Hauptkonzept sich deutlich gegen das alternative Konzept „Umwelt“ durchsetzen, da für letzteres eine Vielzahl an Akteuren trotz wirtschaftlichen Hindernissen investieren müsste, was aus heutiger Sicht nicht realistisch erscheint, zumal eine starke wirtschaftliche Konkurrenz durch die Direkteinspeisung des Stroms aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen in das Stromnetz besteht. Unter Betrachtung aller Aspekte fällt unsere Wahl aufgrund der hohen Ambition und positiv eingeschätzten Realisierbarkeit für das Feinkonzept auf unser genutztes Haupttechnologiekonzept.

## A.6. Wirtschaftlichkeit

Ziel von H2R ist es, Wasserstoffanwendungen und insbesondere Fahrzeuge in größeren Stückzahlen einzusetzen und somit den Markthochlauf zu unterstützen. Dies wiederum wird sich positiv auf die Preise der Infrastruktur, des Wasserstoffs und deren Applikationen auswirken. In diesem Kapitel werden die Zusammenhänge zwischen dem Ausbau der Infrastruktur und den damit entstehenden Kosten beleuchtet.

### A.6.1. Lern- und Skaleneffekte

Die Investitionskosten für Wasserstoffkomponenten werden in den nächsten Jahren durch Skalierungseffekte und Lerneffekte bei der Produktion stark sinken. Die in Abbildung A-13 gezeigte in den Berechnungen für die Wirtschaftlichkeit angenommene Kostenreduktion von jeweils 10 % für die Jahre 2025 und 2030 ist eine konservative Abschätzung. Für PV-Anlagen beispielsweise war über die letzten 20 Jahre eine Kostenreduktion von bis zu 75 % zu beobachten [69]. In einer aktuellen Studie der IRENA [70] werden für Erneuerbare Energien sogar Kostenreduktionen von bis zu 82 % ermittelt. Einer Analyse der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST) [71] zufolge werden die Investitionskosten für einen 100 MW-Elektrolyseur im Jahr 2030 ca. 60 % unter den heutigen angenommenen Kosten von 1000 €/MW<sub>el</sub> liegen.

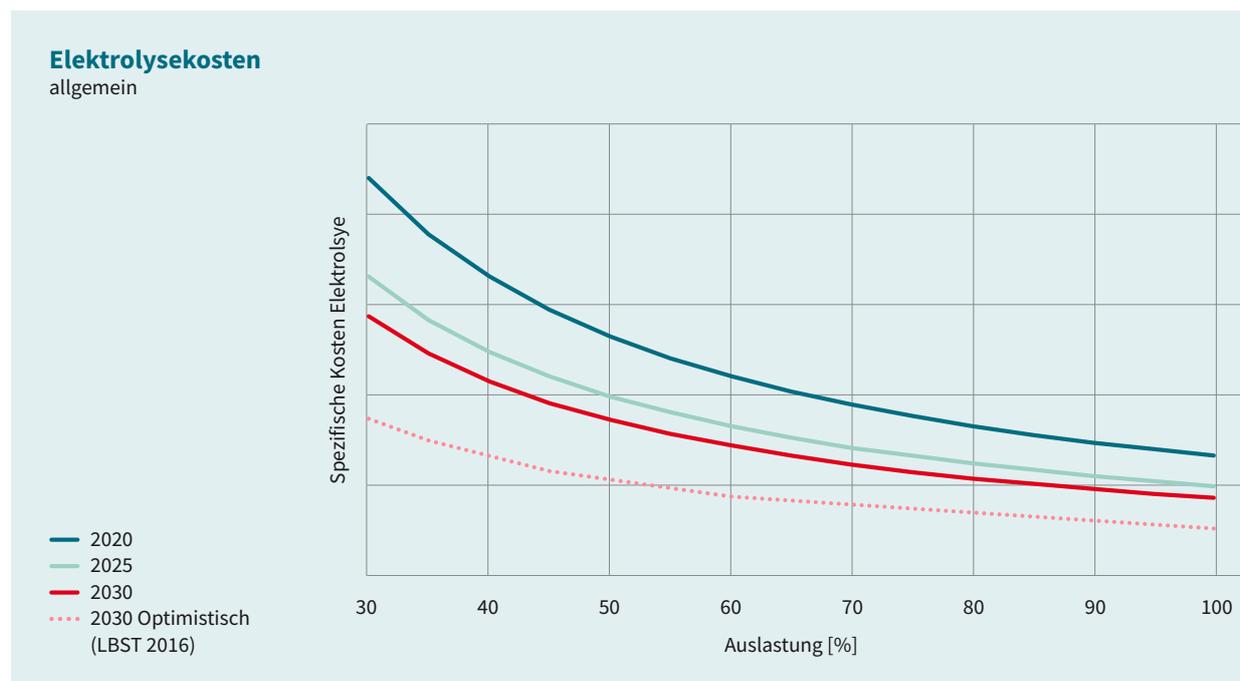


Abbildung A-13 Kosten von Elektrolyseuren in Abhängigkeit von Preisentwicklungen und Auslastung

### A.6.2. Wirtschaftliche Wasserstofferzeugung

Die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffherstellung durch Elektrolyse hängt wesentlich von den Stromkosten ab. Bei heutigen Strompreisen ist die Elektrolyse im Vergleich zur Wasserstoffherstellung mittels Dampfreformierung aus Erdgas die kostenintensivere Variante. Um Wasserstoff per Elektrolyse wirtschaftlich produzieren zu können, bedarf es günstigen – idealerweise überschüssigen erneuerbaren – Strom. Abbildung A-14 zeigt die grundsätzliche Zusammensetzung der Wasserstoffkosten aus Investitionskosten (CAPEX), Betriebskosten (OPEX, ohne Strom) und Stromkosten. Der Bezug von Strom aus dem Stromnetz ist aufgrund der aktuell geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen für die Wasserstoffproduktion per Elektrolyse nicht wirtschaftlich darstellbar. Kapitel 6.1 beleuchtet die Hürden und erforderlichen Anpassungen im Energierecht.

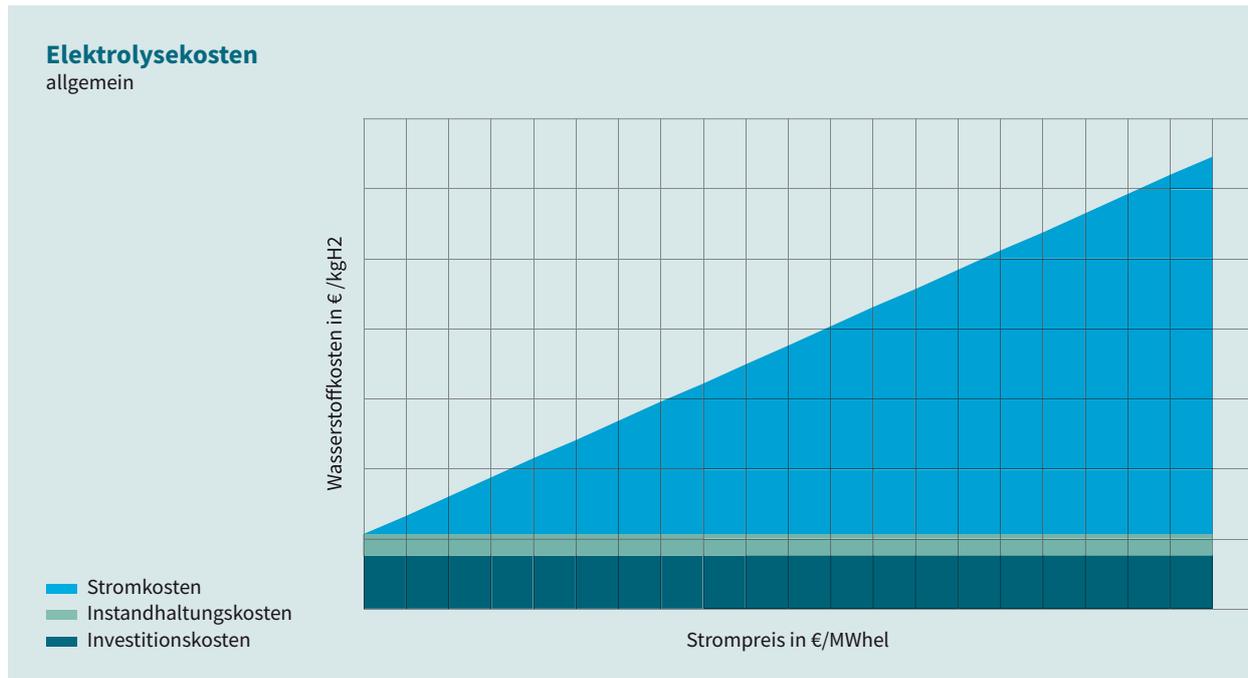


Abbildung A-14 Beispiel für Elektrolysekosten in Abhängigkeit des Strompreises. Die Wasserstoffkosten steigen linear mit dem Strompreis.

### A.6.3. Wirtschaftliche Wasserstoffverteilung

Für den Transport von Wasserstoff gibt es verschiedene Varianten. Der Transport von gasförmigem Wasserstoff per Trailer ist Stand der Technik und momentan die gängigste Methode. Der Wasserstoff wird hierbei in mehreren einzelnen Druckbehältern auf einem meist 40-Fuß-LKW transportiert. Unterschieden wird im Allgemeinen zwischen Flaschen- und Röhrentrailer. Röhrentrailer verfügen über bis zu 9 Einzelbehälter, die ca. 500 kg Wasserstoff bei 200 bis 250 bar speichern [72] [15]. Flaschentrailer hingegen besitzen bis zu 170 kleinere Druckflaschen mit einer Gesamtkapazität von bis zu 1.100 kg Wasserstoff bei 500 bar Druck. Dies entspricht einem Normvolumen von 13.000 Nm<sup>3</sup> [73].

Für hohe Transportmengen existieren international mehrere tausend Kilometer Wasserstoffpipelines. Allein in Europa erstrecken sich H<sub>2</sub>-Pipelines mit einer Gesamtlänge von 1.100 bis 1.800 km. Deutschlands längste Pipeline ist knapp 240 km lang und wird von AIR LIQUIDE Deutschland GmbH im Rhein-Ruhr-Gebiet betrieben [30].

Die Wirtschaftlichkeit des Wasserstofftransports wird maßgeblich von der Transportdistanz und dem Wasserstoffdurchsatz bestimmt. Zudem beeinflussen weitere Rahmenbedingungen die wirtschaftliche und technische Sinnhaftigkeit der verschiedenen Transportvarianten [30]. Abbildung A-15 zeigt den Einfluss der Kenngrößen Transportdistanz und Durchsatz für den Trailer- und Pipelinetransport auf die Wasserstofftransportkosten. So ist auf der x-Achse der Durchsatz in Tonnen pro Tag [t/d], auf der y-Achse die Transportdistanz in Kilometern [km] und auf der z-Achse die sich aus dem Transport ergebenden Wasserstoffkosten in US-Dollar pro Kilogramm Wasserstoff [\$/kg] aufgetragen. Die Grafik ist in drei Abschnitte unterteilt. So steht G für den Transport von gasförmigem Wasserstoff per LKW, L für den Transport von flüssigem Wasserstoff per LKW und P für den Transport von gasförmigem Wasserstoff per Pipeline. Der Wasserstofftransport per Trailer ist vor allem bei geringem Durchsatz und geringer Transportdistanz kostengünstig. Es wird deutlich, dass sich die Kosten bei steigender Fördermenge der Pipeline signifikant reduzieren.

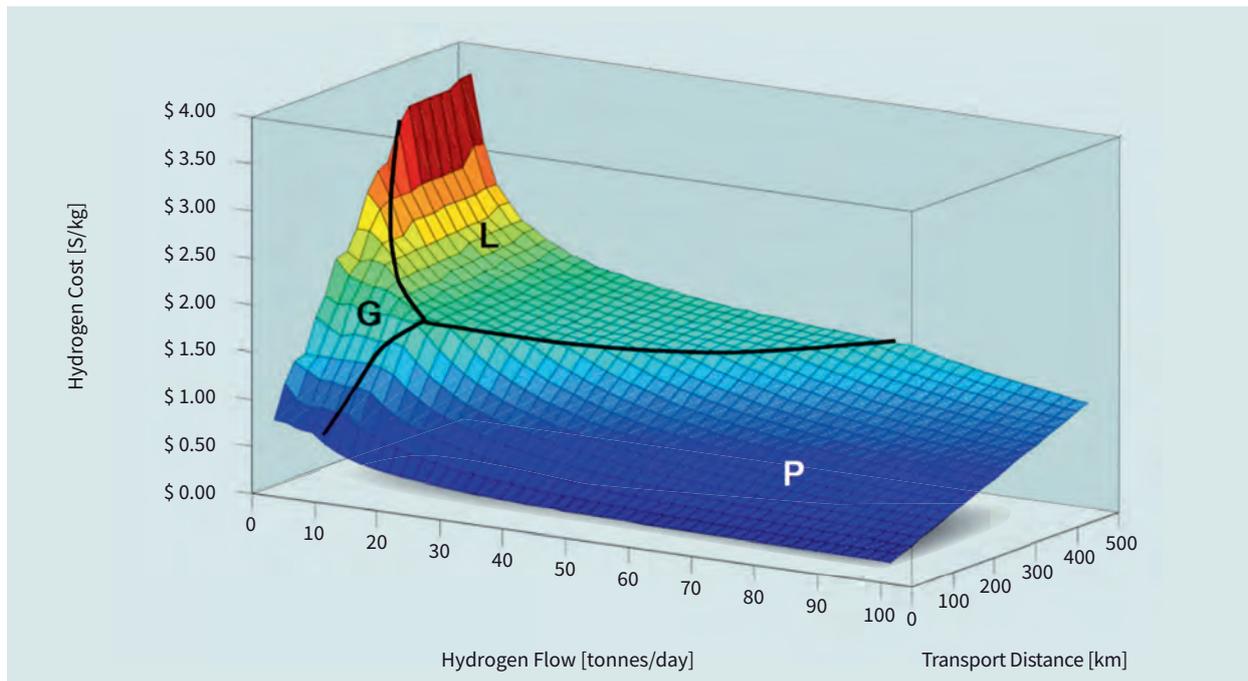


Abbildung A-15 Verteilungskosten in Abhängigkeit von Transportdistanz und Fördermenge[40]

#### A.6.4. Investitionskosten

Tabelle A-7 Investitionskosten für Brennstoffzellen-Fahrzeuge und konventionelle Fahrzeuge

	Einheit	Brennstoffzellentechnologie			Konventionelle Fahrzeuge		
		CAPEX 2020	CAPEX 2025	CAPEX 2030	CAPEX 2020	CAPEX 2025	CAPEX 2030
Pkw	[€]	70.000	61.950	53.900	32.000	34.400	36.800
Sprinter	[€]	70.000	61.950	53.900	21.000	23.000	25.000
Leichte Nutzfahrzeuge	[€]	150.000	132.750	115.500	32.000	34.000	36.000
Schwere Nutzfahrzeuge	[€]	300.000	273.000	246.000	84.000	85.680	86.965
Busse Solo (12m)	[€]	625.000	495.000	435.000	235.000	240.000	245.000
Busse Gelenk (18)	[€]	850.000	675.000	590.000	347.000	363.000	373.000
Schiene	[€]	5.590.000	5.240.000	5.030.000	4.240.000	4.240.000	4.240.000
Gabelstapler	[€]	52.000			30.000		
Umstellung Güterlok	[€]				1.500.000		
Abfallsammel-fahrzeug		800.000			300.000		
Stationäres KWK		350.000		100.000			

Tabelle A-8 Investitionskosten für H<sub>2</sub>-Infrastruktur und Elektrolyseure

	CAPEX 2020	CAPEX 2025	CAPEX 2030
Elektrolyse €/kW	1.000	750	650
Pipeline €/m	1.000	1.000	1.000
Material Handling (350 bar - 200 kg/d Kapazität ) in €	1.000.000	950.000	900.000
Busse und Pkw (350 bar und 700 bar - 200 kg/d Kapazität) €	2.200.000	2.090.000	1.980.000
Busse und Pkw (350 bar und 700 bar - 1000 kg/d Kapazität) €	5.000.000	4.500.000	4.050.000

Die überschlägig ermittelten Gesamtinvestitionen für die Maßnahmen der H<sub>2</sub>-Erzeugungs-, H<sub>2</sub>-Verteilungs- und H<sub>2</sub>-Nutzung liegen bei ca. 405 Mio. €. Werden lediglich die Mehrkosten betrachtet, sind Investitionen von ca. 184 Mio. € erforderlich. Die Mehrkosten stellen die Differenz zwischen den Kosten für die Anschaffung der Referenztechnologie sowie der Brennstofftechnologie für die Umstellung der Fuhrparks dar.

Hinweise zur Kostenrechnung für Maßnahmen zur Wasserstoffherzeugung:

- › Kostenrechnung Elektrolyse: Die Kosten der Wasserstoffherzeugung setzen sich aus den Investitionskosten des Elektrolyseurs sowie den Kosten für die Installation (10 % der Investitionskosten [73]) des Elektrolyseurs zusammen. Für die Installationskosten der Elektrolyse wird ein pauschaler Wert veranschlagt, der in Abhängigkeit der Standortgegebenheiten variieren kann. Der Zinssatz wird mit 8 % angenommen. Die Kosten von Wasserstofftransport und -abgabe an den Verbraucher sind hierbei noch nicht berücksichtigt.
- › Kostenrechnung Nebenproduktwasserstoff: Für Nebenproduktwasserstoff werden keine Investitionskosten veranschlagt, da hier Lieferverträge von Unternehmen aus der Chemieindustrie geschlossen werden, die durch einen spezifischen Wasserstoffpreis charakterisiert sind.

Tabelle A 9      Überschlägige Investitionskosten der Maßnahmen für die H<sub>2</sub>-Erzeugung

Maßnahme	Standort / Akteur	Wasserstoff- produktion t/d	Überschlägige Gesamtinvesti- tion inkl. Steuern Mio €
Nebenprodukt	Hürth	Ca. 0,4	-
Nebenprodukt	Dormagen/ Köln	Ca. 1,8	-
Nebenprodukt	Luelsdorf	Ca. 0,4	-
Nebenprodukt	Wesseling	Ca. 0,4	-
Elektrolyse mit Strommix	Shell	Ca. 4,0	Ca. 18,0
Elektrolyse mit Deponiegas	Metabolon	Ca. 0,1	Ca. 0,5
Elektrolyse mit Wasserkraft	Wupper Talsperre	Ca. 0,2	Ca. 0,9
Elektrolyse mit Klärgas	StEB	Ca. 0,1	Ca. 0,7
Elektrolyse mit PV	Koelnmesse	Ca. 0,3	Ca. 1,9
Elektrolyse mit PV	Flughafen KölnBonn	Ca. 0,1	Ca. 0,9

Tabelle A-10      Überschlägige Investitionskosten der Maßnahmen für die H<sub>2</sub>-Verteilung

Maßnahme	Standort / Akteur	Durchsatz Wasser- stoff t/d	Überschlägige Gesamtinvestition inkl. Steuern Mio. €
H <sub>2</sub> - Tankstelle für Busse	Wermelskirchen	Ca. 0,3	Ca. 3,8
H <sub>2</sub> - Tankstelle für Busse	Meckenheim	Ca. 0,3	Ca. 3,6
H <sub>2</sub> - Tankstelle für Busse	Grüner Mobilhof	Ca. 0,5	Ca. 5,8
H <sub>2</sub> - Tankstelle für Material Handling	Koelnmesse	Ca. 0,04	Ca. 1,2
Pipeline	Ring um Köln	Ca. 34,0	Ca. 61,9

Tabelle A-11 Übersichtliche Investitionskosten und CO<sub>2</sub>-Einsparung der Maßnahmen der Kategorie H<sub>2</sub>-Nutzung

Maßnahme	Anzahl	Standort / Akteur	Wasserstoff- produktion t/d	Gesamteinvestition inkl. Steuern Mio. €	Mehrkosten inkl. Steuern €
Busflotte	250	RVK	Ca. 3,70	Ca.160,0	Ca. 81,0
Gabelstapler	3	Voss Fluid	Ca. 0,01	Ca. 0,2	Ca. 0,1
RidePooling	100	CleverShuttle	Ca. 0,04	Ca. 6,8	Ca. 2,5
Gabelstapler	120	Koelnmesse	Ca. 0,06	Ca. 6,5	Ca. 2,1
Güterzüge	30	HGK Brühl	Ca. 0,42	Ca. 53,6	Ca. 53,6
BZ-Lkw	80	HGK Niehl	Ca. 0,85	Ca. 25,8	Ca. 17,7
Müllsammel- fahrzeug	11	Stadtwerke Hürth	Ca. 0,30	Ca. 9,1	Ca. 5,1
Müllsammel- fahrzeug	1	RSAG	Ca. 0,03	Ca. 0,9	Ca. 0,5
Müllsammel- fahrzeug	1	AWB Bergisch Glad- bach	Ca. 0,03	Ca. 0,9	Ca. 0,5
Vorfeld- Fahrzeuge	70	Flughafen Köln/Bonn	Ca. 2,00	Ca. 37,8	Ca. 18,3
BZ-BHKW		HGK Brühl	Ca. 0,25	Ca. 0,4	Ca. 0,4
BZ-BHKW		HGK Niehl	Ca. 0,03	Ca. 0,2	Ca. 0,2

### A.6.5. Sensitivitätsanalysen

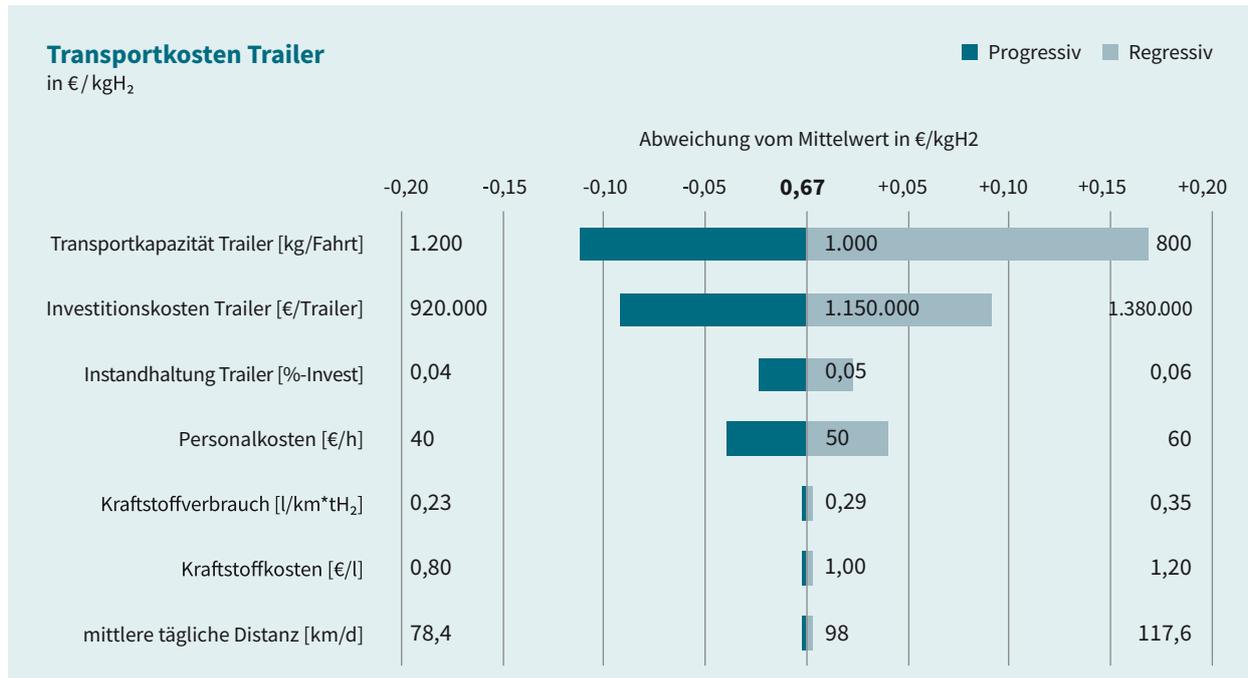


Abbildung A-16 Sensitivitätsanalyse der Transportkosten per Trailer in €/kg H<sub>2</sub>

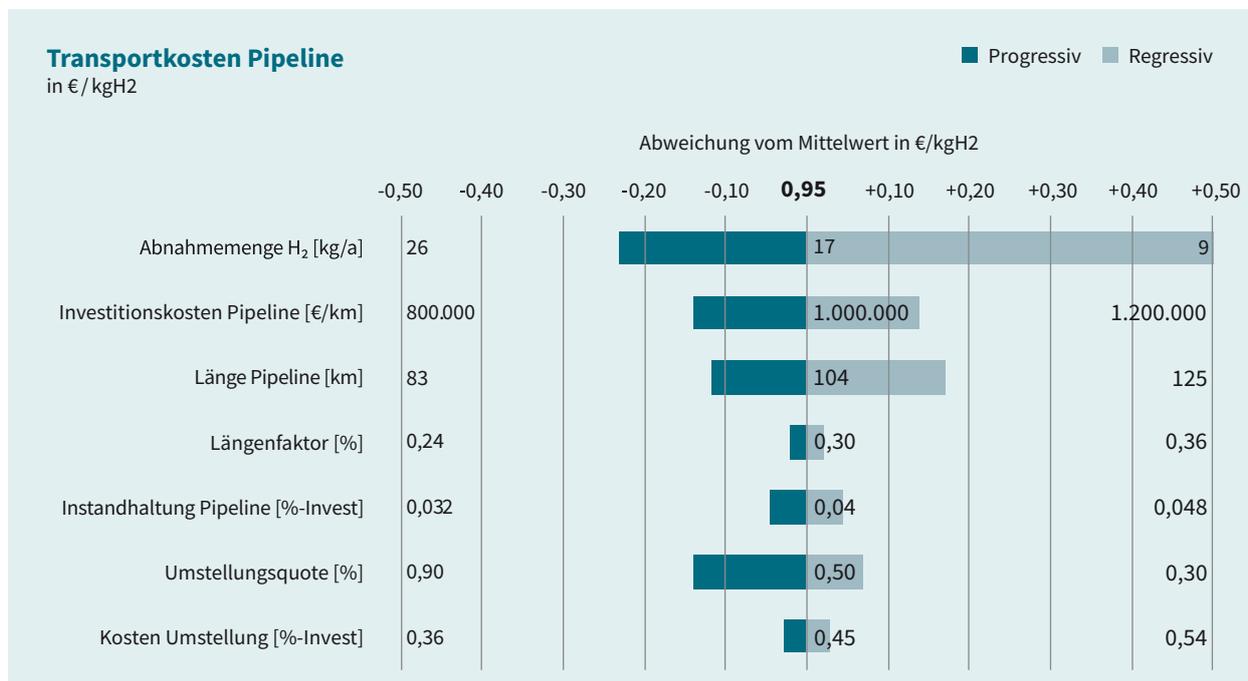


Abbildung A-17 Sensitivitätsanalyse der Transportkosten per Pipeline in €/kg H<sub>2</sub>

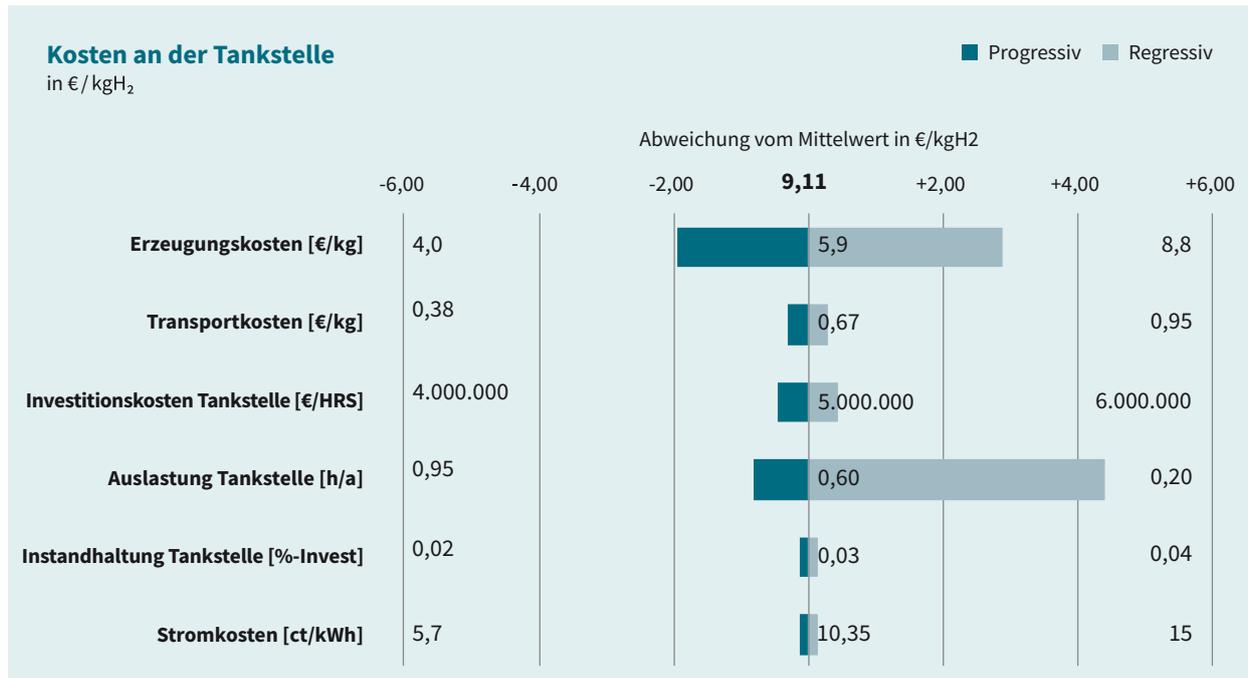


Abbildung A-18 Sensitivitätsanalyse der Wasserstoffkosten an der Tankstelle in €/kg H<sub>2</sub>

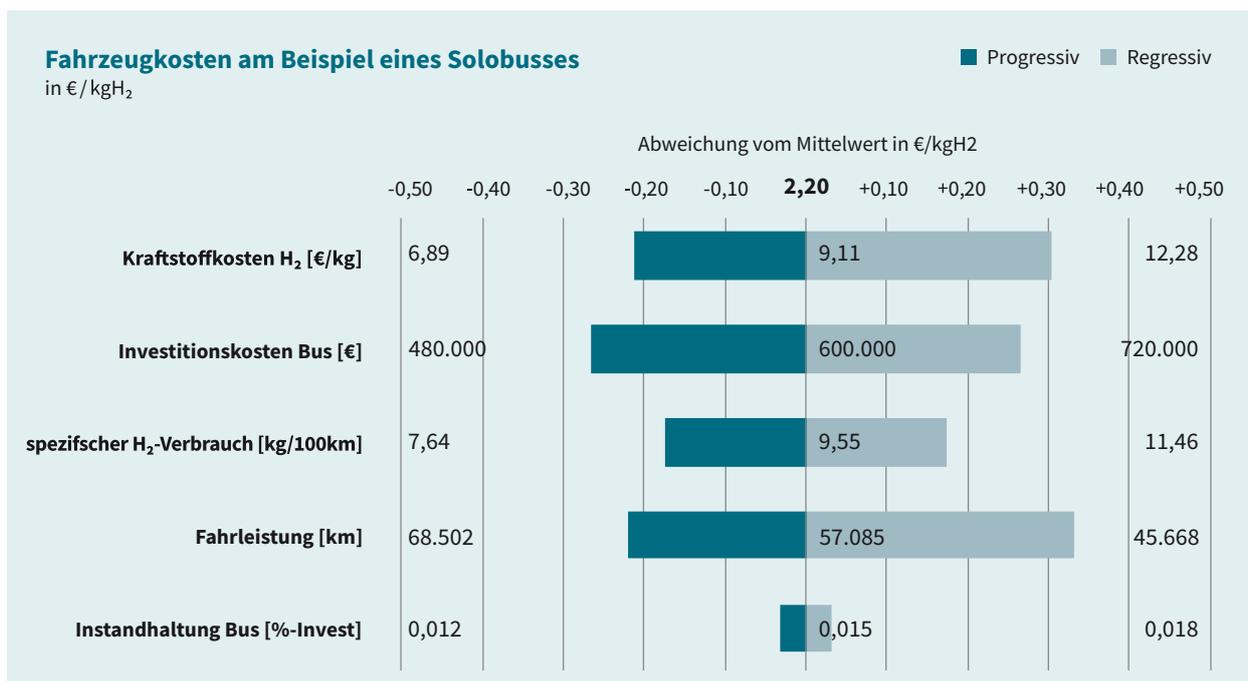


Abbildung A-19 Sensitivitätsanalyse der Kosten eines BZ-Busses (Solobus) in €/km

## A.7. Schnellcheck Wirtschaftlichkeit

Technologie				
<b>Mit welcher EE-Technologie plane ich Wasserstoff zu erzeugen?</b>				
<input type="checkbox"/> Wind	<input type="checkbox"/> Wasserkraft	<input type="checkbox"/> PV	<input type="checkbox"/> Biomasse <input type="checkbox"/> Überschuss-Strom aus einem anderen Prozess (z. B. BHKW) <input type="checkbox"/> Sonstige:	
Rahmenbedingungen				
Wie hoch ist die Nennleistung meiner EE-Anlage? (in MW)	Wie hoch sind die jährlichen Betriebs- bzw. Volllaststunden? (in h)			Wie hoch sind die Stromgestehungskosten meiner EE-Anlage? (in ct/kWh)
<0,1   0,1 – 1,0   1,0 – 5,0   > 5,0	< 1.000	1.000 – 3.000	3.000 – 5.000	> 10   7,5 – 10   5 – 7,5   < 5
<b>Wie viel Energie steht mir für die Wasserstoffherzeugung zur Verfügung?</b>				
$E = \underline{\hspace{2cm}} \text{ kWh/a}$				
Wirtschaftlichkeit				
<b>Wie viel Wasserstoff kann ich per Elektrolyse produzieren? (Angenommener Wirkungsgrad <math>\eta = 0,6</math>)</b>				
$m_{\text{H}_2} = \frac{\eta * E}{33,33 \text{ kWh/kg}} = \underline{\hspace{2cm}} \text{ kg/a} = \underline{\hspace{2cm}} \text{ t/a}$				
<b>Wie hoch sind die Kosten der Wasserstoffproduktion in Abhängigkeit der Stromkosten? (in €/kg)</b>				
$K = \frac{\text{€/kWh} * E}{m} = \underline{\hspace{2cm}} \text{ €/kg}$	> 9	7 – 9	5 – 7	< 5
Fördermöglichkeiten				
<b>Welche Förderrichtlinien fördern die H2-Erzeugung aus Erneuerbaren Energien?</b>				
Vergleiche Tabelle Fördermaßnahmen in Kapitel 6 des Feinkonzepts				
H2-Abnahme				
<b>Welche Verteil- und Abnahmekanäle für Wasserstoff habe ich?</b>				
Noch unbekannt		Kooperation Eigenverbrauch		

Abbildung A-20 Schnellcheck Wirtschaftlichkeit – H<sub>2</sub>-Erzeugung aus erneuerbaren Energien

Fahrzeug-Technologie			
<b>Welche Fahrzeuge sind für mich Interessant?</b>			
<input type="checkbox"/> PKW <input type="checkbox"/> Sprinter <input type="checkbox"/> LNF <input type="checkbox"/> LKW		<input type="checkbox"/> Busse <input type="checkbox"/> Müllsammelfahrzeuge <input type="checkbox"/> Flurförderfahrzeuge <input type="checkbox"/> Andere:	
Fahrzeugklasse	Kosten [€] (Stand 2020)	Verbrauch [kg H2 pro 100 km]	Betankungsdruck [bar]
PKW	70.000	0,9	700
Sprinter	70.000	1,2	350 / 700
LNF	150.000	1,8	350 / 700
LKW	300.000	11,5	350
Busse (12 m)	625.000	9,7	350
Gelenk-Busse (18 m)	850.000	12,6	350
Müllsammelfahrzeuge	600.000	Fahrzeug- und umlaufabhängig	350 / 700
Flurförderfahrzeuge	52.000	0,3	350
Wirtschaftlichkeit			
<b>Wie viele Fahrzeuge möchte ich potenziell anschaffen?</b>		<b>Was kostet die Anschaffung der Fahrzeuge?</b>	
N = _____ Fahrzeuge		P = €/Fahrzeug * N = _____ €	
<b>Wie hoch ist der Wasserstoffbedarf für den Betrieb der Fahrzeuge?</b>		<b>Wie hoch sind die möglichen Kosten des Wasserstoffbezugs? (in €/kg)</b>	
m <sub>H2</sub> = kg /100 km * Tagesfahrleistung = _____ kg		<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> <span>&gt; 9</span> <span>7 - 9</span> <span>5 - 7</span> <span>&lt; 5</span> </div> 	
Fördermöglichkeiten			
<b>Welche Förderrichtlinien fördern die Beschaffung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen?</b>			
Vergleiche Tabelle Fördermaßnahmen in Kapitel 6 des Feinkonzepts			
H2-Infrastruktur			
<b>Befinden sich in meiner Nähe Wasserstofftankstellen?</b>		<b>Befinden sich in meiner Nähe Wasserstofftankstellen in Planung bzw. im Bau?</b>	
wasserstoff-rheinland.de – h2.live – h2stations.org		wasserstoff-rheinland.de – h2.live – h2stations.org	

Abbildung A-21 Schnellcheck Wirtschaftlichkeit – Anschaffung von BZ-Fahrzeugen

## A.8. Rechtliche Rahmenbedingungen

### A.8.1. Netzentgelte

Grundsätzlich fallen Netzentgelte an, sobald das öffentliche Netz für die Weiterleitung von Strom an den Elektrolyseur genutzt wird. Es gibt allerdings Möglichkeiten einer zeitlich begrenzten Befreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG: Wenn ein Elektrolyseur vor August 2026 in Betrieb genommen wird, ist er für 20 Jahre ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt. Schwerpunkt der gesetzlichen Befreiungsregelung ist die Unterstützung der Stromversorgungssicherheit durch Stromspeicherung in Wasserstoff, also die Speicherung von Strom aus einem Stromnetz in Wasserstoff und die Rückspeisung des aus dem Wasserstoff erzeugten Stroms in das gleiche Netz. Nach überzeugender Rechtsauffassung fällt auch der durch Wasserelektrolyse erzeugte Wasserstoff, der als Kraftstoff in der Mobilität eingesetzt wird, unter die für 20 Jahre befristete Befreiung von Netzentgelten für die Produktion von Wasserstoff. Da die Rechtslage Unklarheiten lässt, bedürfte es einer gesetzgeberischen Klarstellung des regulatorischen Rahmens in einer Sektorkopplungs-Novelle der Energiegesetze (siehe dazu die Schlussfolgerungen unter 6.1).

### A.8.2. Netzentgeltbezogene Strompreisbestandteile

Der Strompreis enthält zahlreiche Preisbestandteile, die als Aufschläge auf die Netzentgelte wirken, z.B. die Konzessionsabgabe, KWK-Umlage oder die Offshore-Haftungsumlage. Ob auch diese Entgelte vom Befreiungstatbestand des § 118 Abs. 6 EnWG umfasst sind, ist umstritten. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) lehnt, unterstützt von obergerichtlicher Rechtsprechung, eine Befreiung von diesen Strompreisbestandteilen ab. Hier besteht Handlungsbedarf seitens des Gesetzgebers, den nicht eindeutigen Befreiungstatbestand klarzustellen.

### A.8.3. EEG-Umlage

Grundsätzlich müssen Letztverbraucher gemäß § 61 EEG eine EEG-Umlage zahlen. Neben den Regeln für die ganz oder teilweise Befreiung von der EEG-Umlage (§§ 61, 61a EEG 2017) bestehen speziellere Befreiungsregelungen für die Zwischenspeicherung von Strom, z. B. für Power-to-Gas-Anwendungen. Eine Befreiung von der EEG-Umlage ist danach allerdings nur in dem Umfang möglich, in dem aus erneuerbaren Energien hergestelltes Speichergas rückverstromt wird, und nur für den aus dem Speichergas erneut erzeugten Strom (§ 61l Abs. 2 EEG 2017). Die Verwendung von Wasserstoff bzw. dessen Weiterverarbeitung von synthetischem Methan als Kraftstoff im Mobilitätssektor bei der Wandlung von Wasserstoff in Strom in einem Brennstoffzellenfahrzeug ist hingegen nicht von der EEG-Umlage befreit, da hier keine energiewirtschaftsrechtlich relevante Rückverstromung für die Stromversorgung stattfindet, sondern Antriebsenergie genutzt wird.

**Fazit:** Befreiungsmöglichkeiten von der EEG-Umlage bestehen nach alledem nur, wenn der Wasserstoff aus erneuerbaren Energien erzeugt wird und als Stromspeicher in der Stromversorgung eingesetzt wird. Die Umwandlung von Wasserstoff zur Fortbewegung eines Fahrzeugs bringt keine Befreiung von der EEG-Umlage.

### A.8.4. Stromsteuer

Nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG wird Elektrolyseuren die Stromsteuer erlassen. Dafür muss der Betreiber des Elektrolyseurs nach § 2 Nr. 3, 2a StromStG ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes sein. Nach der Klassifikation der Wirtschaftszweige gehören Unternehmen, die Wasserstoff herstellen und als Kraftstoff vertreiben, zu Unternehmen des Abschnitts E „Energieversorgung“ (siehe Formular 1402 „Beschreibung der wirtschaftlichen Tätigkeiten“ beim zuständigen Hauptzollamt). Insofern hat ein Antrag auf Befreiung von der Stromsteuer durchaus Aussicht auf Erfolg, hängt allerdings vom konkreten Einzelfall und der Behandlung des Antrags vom zuständigen Hauptzollamt

ab. Der Antrag ist mit dem amtlich vorgeschriebenen Vordruck zu stellen (Formular 1452 „Antrag auf Steuerentlastung für bestimmte Prozesse und Verfahren“).

**Fazit:** Es gibt Möglichkeiten, H<sub>2</sub>-Kraftstoff ohne den Kostenfaktor der Stromsteuer in Elektrolyseuren herzustellen.

#### **A.8.5. Energierechtlicher Rahmen für die Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz**

Eine privilegierte Einspeisung in das Gasnetz ist gemäß den §§ 31 ff. GasNZV vorgesehen. Weiterhin ist ein vorrangiger Gasnetzanschluss für Elektrolyseure nach den §§ 33 GasNZV möglich, da Wasserstoff und synthetisches Methan unter folgenden Voraussetzungen ein „Biogas“ im Sinne des § 3 Nr. 10c EnWG) ist: Entweder wird EE-Strom eingesetzt oder im Falle der Methanisierung des Wasserstoffs stammt das eingesetzte CO<sub>2</sub> zu min. 80% aus Erneuerbaren Energien, z.B. aus einer Biogasanlage.

Es gibt keine privilegierte Einspeisung bei Unzumutbarkeit für Netzbetreiber. Ein strenger Maßstab zulasten der Netzbetreiber ist anzusetzen. Zumutbar ist beispielsweise eine schwankende Gaseinspeisung durch Windfluktuation.

Das eingespeiste Gas muss netzkompatibel sein (§ 49 Abs. 2, 3 EnWG; § 19 Abs. 1, 2 GasNZV; § 44b Abs. 5 EEG 2017; aktuelle DVGW-Arbeitsblätter). Es gibt weiterhin eine Sonderregelung für Biogas-Einspeisung. Diese gilt auch für Wasserstoff und synthetisches Methan (DVGW G 260 und 262 Stand 2007; §§ 34, 36 GasNZV).

Reiner Wasserstoff ist nicht netzkompatibel, kann aber gegebenenfalls nach Durchmischung hinter dem Einspeisepunkt netzkompatibel werden. Probleme können auftreten, wenn z. B. mehrere H<sub>2</sub>-Einspeiseanlagen hintereinander in eine Erdgaspipeline einspeisen. Zu beachten sind dabei Prüfungs- und Auskunftspflicht des Netzbetreibers über Aufnahmekapazität des Netzes für Wasserstoff. Es gibt keine Verpflichtung des Netzbetreibers zur Anhebung der Wasserstoffverträglichkeit des Netzes (1-2% sind verträglich) [66].

**Fazit für Gaseinspeisung:** Bei reiner Wasserstoff-Einspeisung ist anzuraten, eine Standortauswahl an Netzeinspeisepunkten mit hohem, ganzjährig planbarem Gasdurchfluss zu treffen, um das Risiko der nachträglichen Reduktion oder der Einstellung der Einspeisung durch Netzbetreiber zu minimieren. Dies könnte beispielsweise der Fall sein, wenn sich die Gasqualität ändert oder eine Umstellung von L- auf H-Gas vorgenommen wird. Ebenso maßgeblich ist, welche Nutzungen down-stream angeschlossen sind; z. B. bei einer Erdgastankstelle oder Gasturbine, kann es kritisch für den H<sub>2</sub>-Anteil im Gas werden. Generell ist eine gute Abstimmung und Kooperation mit dem Netzbetreiber anzuraten.

#### **A.8.6. Kraftstoff-Treibhausgasquotenrecht: Wasserstoff als strombasierter Kraftstoff in der Mineralölwirtschaft**

Für die Mineralölwirtschaft gilt bei der Vermarktung von Diesel und Benzin eine Beimischungspflicht von Biokraftstoffen. Durch das neue Kraftstoff-Treibhausgasquotenrecht (§§ 37a-37g BImSchG) wird die Biokraftstoff-Quote schrittweise abgelöst durch die Pflicht zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen:

- › Erstens ist für konventionelle Biokraftstoffe, wie Biodiesel und Bioethanol, eine Obergrenze eingeführt worden (§ 13 der 38. BImSchV).
- › Zweitens kann die Treibhausgasquote seit 01.01.2018 auf freiwilliger Basis durch die strombasierten Kraftstoffe Wasserstoff und synthetisches Methan [näher hierzu Rechtspaper Energiemarktordnung] nach der 37. BImSchV und elektrischen Strom nach der 38. BImSchV erfüllt werden. Für die Anrechenbarkeit des strombasierten Kraftstoffs „Komprimierter Wasserstoff zum Einsatz in einer Brennstoffzelle“ auf die Treibhausgasquote gilt nach Anlage 1 der 37. BImSchV: Den besten Anrechnungsfaktor in der Treibhausgasquote hat Wasserstoff, der vollständig in einer mit nicht-biogenen erneuerbaren Energien (z. B. Solar- und Windenergie, Wasserkraft)

gespeisten Elektrolyse erzeugt wurde, ein sehr schlechter Anrechnungsfaktor besteht bei Wasserstoff aus Kohlestrom und ein mittelmäßiger Anrechnungsfaktor bei Wasserstoff aus Kohlestrom, der unter den Bedingungen der Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> hergestellt wurde.

- › Drittens gilt seit dem 01.01.2020 eine Verpflichtung der Mineralölwirtschaft zum Einsatz fortschrittlicher Kraftstoffe mit einem wachsenden Mindestanteil von 0,05 % (2020) über 0,1 % (2021) und 0,2 % (2023) auf 0,5 % (2025); der Mindestanteil bezieht sich im Wesentlichen auf die energetische Menge der in Verkehr gebrachten Otto- und Dieselmotorkraftstoffe (§ 14 Abs. 1 und 2 der 38. BImSchV). Dieser von 2020 bis 2025 auf niedrigem Niveau wachsende Mindestanteil an fortschrittlichen Kraftstoffen kann mit strombasierten Kraftstoffen erfüllt werden, z. B. mit komprimiertem Wasserstoff bzw. komprimiertem synthetischen Methan, für deren Herstellung Strom aus nicht-biogenen erneuerbaren Energien eingesetzt worden ist (§§ 14, 2 Abs. 6 der 38. BImSchV i.V.m. Anlage 1 Buchstabe a und b der 37. BImSchV). Die bis 30. Juni 2021 in deutsches Recht umzusetzende Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (RED II) [67] erhöht nach Art. 25 den Mindestanteil fortschrittlicher BtL-Kraftstoffe von 2022 (0,2 %) über 2025 (1 %) bis 2030 (3,5 %). Nach welchen Kriterien auch Wasserstoff in Zukunft als fortschrittlicher Kraftstoff anrechenbar ist, lässt die RED II offen; hierfür will die EU erst bis Ende 2021 in einem Rechtsakt Klarheit schaffen.

Bei diesem Vermarktungsweg über die Treibhausgasquote sind die Hersteller von Wasserstoff auf die Kooperationsbereitschaft der Mineralölwirtschaft angewiesen, die die Treibhausgasquote zu erfüllen hat. Die Mineralölwirtschaft ist nach derzeitiger Rechtslage nicht dazu verpflichtet, Wasserstoff als fortschrittlichen Kraftstoff einzusetzen. Sie kann den Mindestanteil auch durch andere fortschrittliche Kraftstoffe nach § 2 Abs. 6 der 38. BImSchV erfüllen, z.B. durch

- › Biokraftstoffe nach Anlage 1 der 38. BImSchV wie z. B. Algen, Bioabfall, Stroh, Nussschalen; diese synthetischen flüssigen Kraftstoffe werden auch als BtL-Kraftstoffe bezeichnet (BtL = „biomass-to-liquid“) (Nr. 1).
- › Kraftstoffe, die mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Verwendung hergestellt wurden, sofern die zur Herstellung verwendete Energie aus erneuerbaren Energien stammt (Nr. 3) und Kraftstoffe, die aus Bakterien hergestellt wurden, sofern die zur Herstellung verwendete Energie aus erneuerbaren Energien stammt (Nr. 4); solche synthetischen flüssigen Kraftstoffe wie z. B. Methanol, das aus Wasserstoff und CO<sub>2</sub> hergestellt wird, werden auch als PtL-Kraftstoffe bezeichnet (PtL = „power-to-liquid“). Unter welchen Bedingungen die Anrechnung von PtL-Kraftstoffen in der Quote für fortschrittliche Kraftstoffe erfolgt, wird die EU erst im bereits genannten Rechtsakt bis Ende 2021 klären.

Dies bedeutet, dass Wasserstoff bei der Erfüllung des Mindestanteils mit anderen sog. fortschrittlichen Kraftstoffen im Wettbewerb steht. Sofern sich die Mineralölwirtschaft dazu entscheidet, Wasserstoff in nennenswertem Umfang als fortschrittlichen Kraftstoff einzusetzen, kann sie die Wertschöpfungsketten der Wasserstoffproduktion auch vollständig selbst aufbauen. Andere Wasserstoffproduzenten sind darauf angewiesen, dass die Mineralölwirtschaft Lieferverträge abschließt; Vertragspartner hierfür kommen überwiegend aus der Gaswirtschaft. Diese kann sich zu einem starken Player im Kraftstoffmarkt entwickeln, sowohl beim Vertrieb von Wasserstoff an die Mineralölwirtschaft als auch als eigenständiger Player mit Tankstelleninfrastruktur. Für den letzteren Weg ist die Energiemarktordnung eine wesentliche Investitionsbedingung für den Markthochlauf.

## A.9. Forschungsfragen

Tabelle A-12 Forschungsfragen im Rahmen des Zusammenschlusses *H2R – Wasserstoff Rheinland*

Forschungsfrage/ Forschungsziel	Angaben zur Ergebnisverwertung, geeignete Herangehensweisen und Formate	Mögliche Unterstützer
<b>H<sub>2</sub>-Wissen</b>		
Wie entwickeln sich weitere H <sub>2</sub> - und BZ-Technologien? Welche Chancen und Potenziale ergeben sich dadurch?	Erhebung von Herstellerdaten zu den Technologien KWK-Anlagen, Zügen, Schiffen, Flugzeugen, etc. sowie Ermittlung der Reifegrade und Entwicklungen	ETC EMCEL
Welche Skaleneffekte sind durch die Umsetzung von H <sub>2</sub> R zu erwarten? Welche Auswirkungen haben Skaleneffekte auf die Wirtschaftlichkeit?	Quantifizierung von Skaleneffekten z.B. hinsichtlich der Beschaffungskosten von Brennstoffzellenfahrzeugen oder den Bezugskosten für Wasserstoff	Center of Automotive Management, EMCEL, ETC
Wie kann H <sub>2</sub> R durch Kooperationen mit Nachbarregionen gestärkt werden?	Zusammenstellung der Erfahrungen aus Nachbarregionen, die für H <sub>2</sub> R genutzt werden können sowie die Ermittlung möglicher Kooperationen und Synergien mit Nachbarregionen zur Stärkung von H <sub>2</sub> R	HyCologne, Center of Automotive Management, ETC, EMCEL
Wie kann H <sub>2</sub> R durch wirtschaftliche Beteiligungsmodelle gestärkt werden?	vertiefende Ausarbeitung eines Beteiligungskonzept zur Stärkung von H <sub>2</sub> R, Zusammenstellung existierender Beteiligungsmodellen sowie Identifikation und Übertragbarkeit von Beteiligungsmodellen auf die Region H <sub>2</sub> R	Center of Automotive Management, Karpenstein Longo Nübel Rechtsanwälte Partnerschaft mbB, ETC
Wie werden die verschiedenen Arten von Wasserstoff (grau, blau, türkis, grün) beim Import bewertet?	Entwicklung und Bewertung der CO <sub>2</sub> -Bilanz auch im Kontext der Ergebnisse von CertifHy. Wie sind die regionalen Importziele (und Ökobilanzen) mit der nationalen Wasserstoffstrategie in Einklang zu bringen? Durchführung einer Ökobilanz/ Lebenszyklusanalyse	ETC, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Hochschule Bonn-Rhein-Sieg
Wie kann das bestehende Wissen über Wasserstoff, Power to Gas und verwandte Themen aus Forschung und Projekten genutzt werden, um Projekte voranzutreiben?	Aufbau einer KI-basierten Datenbank "H <sub>2</sub> PRO3"	HyCologne, Technische Hochschule Köln
<b>H<sub>2</sub>-Erzeugung</b>		
Welches Potenzial der Effizienzsteigerung gibt es für das Gesamtsystem bzw. die einzelnen Komponenten (z. B. Brennstoffzelle, Elektrolyse)?	Forschungsarbeiten am Brennstoffzellen-Stack zur Identifikation von Effizienzpotenzialen	tbd
In welchem Umfang kann der Einsatz von (Frisch-) Wasser bei der Elektrolyse verringert werden?	Entwicklung eines Testfeldes für Durchführung von Wasserelektrolyse	tbd

Wie kann Biomasse (Vergärung und Vergasung) ökologisch und ökonomisch sinnvoll zur Erzeugung von H <sub>2</sub> eingesetzt werden?	Technische Konzepte und Reifegrade Ökologische und Ökonomische Bewertung (vergleichende Lebenszyklusanalyse)	ETC, Technische Hochschule Köln, Hochschule Bonn-Rhein-Sieg
Wie erfolgt die ökologische Bewertung von Nebenproduktwasserstoff? Wie entwickeln sich die Nebenproduktquellen?	Entwicklung und Bewertung der CO <sub>2</sub> -Bilanz auch im Kontext der Ergebnisse von CertifHy,, Durchführung einer Ökobilanz/ Lebenszyklusanalyse	Technische Hochschule Köln, Hochschule Bonn-Rhein-Sieg
Wie lässt sich der graduelle Übergang zu grünem H <sub>2</sub> realisieren?	Analyse der Ausgestaltung des Transformationspfades von Nebenproduktwasserstoff zu grünem Wasserstoff und Entwicklung eines Handlungsplan für die graduelle Umstellung	ETC, Center of Automotive Management
Unter welchen Gesichtspunkten ist eine On-site Elektrolyse (z. B. vs. Lieferwasserstoff) bei H <sub>2</sub> -Tankstellen Sinn?	projektspezifische SWOT-Analyse zum Einsatz von Onsite-Elektrolyseuren an Wasserstofftankstellen	Ford,
<b>H<sub>2</sub>-Verteilung</b>		
Wie kann man einen diskriminierungsfreien Zugang zur Wasserstoffwirtschaft (insbesondere bei dezentraler Erzeugung in der Region) ermöglichen?	Entwicklung und Validierung verschiedener Konzepte, um einen diskriminierungsfreien Zugang zu Wasserstoff zu gewährleisten und Abgleich mit Anforderungen der angesprochenen Nutzer	Hochschule Bonn-Rhein-Sieg
Welche Rolle können H <sub>2</sub> -Hubs in einer Wasserstoffinfrastruktur einnehmen?	Systemischer Vergleich einer Wasserstoffinfrastruktur mit H <sub>2</sub> -Hubs und einer Wasserstoffinfrastruktur ohne H <sub>2</sub> -Hubs, Auswirkungen auf Kosten, Verfügbarkeit und Versorgungssicherheit. Analyse der Möglichkeiten zur Schaffung eines diskriminierungsfreien Zugangs zur Einspeisung und Entnahme von Wasserstoff.	Hochschule Bonn-Rhein-Sieg
Wie werden H <sub>2</sub> -Hubs optimal in eine Verteilnetzinfrastruktur integriert?	Simulation innerhalb eines Gasnetzes als zusätzlicher Abnehmer, Identifikation der optimalen Standorte im Hinblick auf die Pipelineinfrastruktur	Hochschule Bonn-Rhein-Sieg, Fraunhofer-Institut für Algorithmen und Wissenschaftliches Rechnen SCAI
Welche Anforderungen werden durch die Nutzer an H <sub>2</sub> -Hubs gestellt und wie kann ein barrierefreier Zugang für Interessierte gewährleistet werden?	Abfrage der Anforderungen von Nutzer von Wasserstoffinfrastruktur (Busunternehmen, Logistikunternehmen) Entwicklung verschiedener Konzepte zur Organisation von H <sub>2</sub> -Hubs	Hochschule Bonn-Rhein-Sieg
Welche Standortfaktoren spielen bei dem Aufbau eines Tankstellennetzes eine übergeordnete Rolle? An welchen Standorten bietet sich die Errichtung von Wasserstofftankstellen an?	Identifikation der optimalen Standortfaktoren, um kostengünstig eine flächendeckende Wasserstoffinfrastruktur für Logistiker und Schwerlastverkehr aufzubauen	ETC
Wie kann die Anbindung einer Wasserstoffpipeline an andere Regionen realisiert werden?	Erhebung von stillgelegten und umrüstbaren Leitungen im Rheinland	Hochschule Bonn-Rhein-Sieg
Welche technischen Anforderungen werden an die Umstellung einer Pipeline gestellt?	Aufbau eines Testfeldes zur Überprüfung der Permeabilität von bestehenden Gasleitungen, begleitende Simulation & Analyse	Hochschule Bonn-Rhein-Sieg, Fraunhofer-Institut für Algorithmen und Wissenschaftliches Rechnen SCAI, Technische Hochschule Köln, ETC

Welche genehmigungsrechtlichen Anforderungen werden bei der Umstellung einer Pipeline gestellt?	Bestandsaufnahme der regulatorischen Rahmenbedingungen durch Abgleich mit DIN und Technischen Regeln und weiterer Rahmenbedingungen	Karpenstein Longo Nübel Rechtsanwälte Partnerschaft mbB
Wie hoch ist die Akzeptanz in der Bevölkerung bezüglich der Implementierung einer H <sub>2</sub> -Pipeline? Gibt es Möglichkeiten die Akzeptanz in der Bevölkerung zu erhöhen, beispielsweise durch die Umstellung bestehender Pipelines?	Stichprobenartige Befragung der Bevölkerung, Metaanalyse zu Akzeptanz von (Wasserstoff-) Pipelines und -Netzen, Workshops und Seminare für und mit Bürgern	Technische Hochschule Köln, Hochschule Bonn-Rhein-Sieg, Center of Automotive Management, ETC
Welches Druckniveau für Lieferwasserstoff (200bar vs. 300bar vs. 500bar) ist unter ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten das sinnvollste?	Detaillierte Machbarkeitsanalyse zur Entwicklung eines Distributionskonzeptes im Rheinland unter Einbeziehung determinierten Standorten	tbd
Welche Chancen hat LOHC?	SWOT-Analyse zum Einsatz von LOHC-Trailer und einer LOHC-Infrastruktur für die Region	tbd
Lassen sich stillgelegte Stollen des Steinkohleabbaus zur Speicherung von H <sub>2</sub> nutzen (z. B. untertage)?	Machbarkeitsstudie zur Prüfung der Durchlässigkeit stillgelegter Schächte zur Speicherung von Wasserstoff unter Tage, Bestandsaufnahme von Stollen sowie der Beschaffenheit der Stollenwände (Permeabilität, Diffusion)	tbd
<b>H<sub>2</sub>-Nutzung</b>		
Welche Möglichkeiten der großskaligen Anschaffung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen gibt es?	Befragung von Herstellern und Nutzern, Erarbeitung von Finanzierungsmodellen, Unterstützung bei Umsetzung von Projekten	EMCEL
Welche regionalen Nutzungsmöglichkeiten von Brennstoffzellensystemen zur Erzeugung von Strom und Wärme gibt es und wie ließen sich diese wirtschaftlich betreiben?	Befragung von Herstellern, Erarbeitung von Betriebsmodellen	EMCEL
Welche Hemmnisse bestehen für Unternehmen in die Wasserstoffmobilität einzusteigen und durch welche Maßnahmen können Anreize geschaffen werden, um die Attraktivität der Wasserstoffmobilität zu erhöhen?	Stichprobeninterviews mit relevanten Stakeholdern und mit an Wasserstoffmobilität interessierten Unternehmen	Center of Automotive Management, EMCEL
Welches weitere Potenzial zur Umstellung der kommunalen Fuhrparke gibt es?	Ausführliche Machbarkeitsstudie zu den Umstellungspotenzialen von kommunalen Fuhrparks, Erhebung des Status Quo sowie Erarbeitung von Finanzierungskonzepten (ggf. mit Förderprogrammen) und in Zusammenarbeit mit Fahrzeugherstellern	EMCEL, HyCologne e.V.
Wie kann die Langlebigkeit von u. a. Brennstoffzellen erhöht werden (müssen min. ein „Busleben“ halten (12 – 14 Jahre)	Grundlagenforschung an Brennstoffzellenstacks zur Identifikation von Stellschrauben zur Erhöhung der Lebensdauer	tbd

## **A.10. Langfassung Akzeptanz**

Die Langfassung des Akzeptanzkapitels ist in der PDF-Version ab Seite 272 einsehbar.

## **A.11. Rechtspaper**

### **A.11.1. Rechtspaper H<sub>2</sub>-Pipeline**

Das Rechtspaper zum Thema H<sub>2</sub>-Pipeline ist in der PDF-Version ab Seite 272 einsehbar.

### **A.11.2. Rechtspaper H<sub>2</sub>-Tankstelle**

Das Rechtspaper zum Thema H<sub>2</sub>-Tankstelle ist in der PDF-Version ab Seite 272 einsehbar.

### **A.11.3. Rechtspaper Energierecht**

Das Rechtspaper zum Thema Energierecht ist in der PDF-Version ab Seite 272 einsehbar.