

Bedarfsabklärung für grünen Wasserstoff und seine Derivate

Technischer Grundlagenbericht



Projektteam

Dr. Sabine Perch-Nielsen
Luca Stauss
Tim Trachsel
Dr. Reto Nebel
Rebecka Hischier
Ivo Reichenbach (bk bauingenieure)

EBP Schweiz AG
Mühlebachstrasse 11
8032 Zürich
Schweiz
Telefon +41 44 395 16 16
info@ebp.ch
www.ebp.ch17. November 2025

17. November 2025
2025-09_06_Grundlagenbericht_Wasserstoff_BLBS.docx

Zusammenfassung

Ausgangslage: Die Kantone Basel-Landschaft und Basel-Stadt haben beide das Netto-Null-Ziel rechtlich verankert. Noch ist offen, welche Rolle grüner Wasserstoff und seine Derivate bei der Reduktion von Treibhausgasemissionen in den beiden Kantonen spielen werden. Im Jahr 2023 wurden in beiden Kantonen gleichlautende Vorstösse eingereicht, welche die Erarbeitung einer Wasserstoffstrategie für die Region Basel fordern. Zudem empfiehlt der Bundesrat in seiner Wasserstoffstrategie den Kantonen, eigene Wasserstoffstrategien zu entwickeln und die Planung überregionaler Leitungsnetze zu unterstützen.

Ausgangslage:
Vorstösse für Wasserstoffstrategien in beiden Basel

Ziele: Die beiden Kantone haben EBP beauftragt, Grundlagen für die kantonale Strategie zu erarbeiten. Dazu soll unter anderem der künftige Energiebedarf der schwer zu dekarbonisierenden Anwendungen erhoben werden als Grundlage für die Bildung von Clustern und dem Beschrieb der notwendigen Infrastruktur. Die Flächenbedürfnisse sollen abgeschätzt und die Interessenskonflikte der Raumnutzung beschrieben werden.

Ziele: Bedarfs- und Clusteranalyse

Grüner Wasserstoff und seine Derivate: Grüner Wasserstoff wird in einem Elektrolyseur aus erneuerbarem Strom und Wasser erzeugt. Es kann komprimiert, verflüssigt oder zu Derivaten weiterverarbeitet werden. Derivate sind synthetisches Methan, Methanol, Ammoniak und Fischer-Tropsch-Produkte wie Diesel, Benzin und Kerosin. Alle Formen und Derivate haben ihre Vor- und Nachteile. Wasserstoff verfügt über den höchsten Wirkungsgrad, aber über eine sehr tiefe volumetrische Energiedichte. Die Komprimierung von Wasserstoff und die Bildung von Derivaten führen zu einer höheren Energiedichte. Dies vereinfacht und verbilligt Transport und Lagerung, führt aber zu Energiewirkungsverlusten und anderen Nachteilen.

Derivate mit Vor- und Nachteilen

Potenzial für internationale Produktion: Im Grundsatz besteht global gesehen ein sehr grosses Potenzial für grüne Wasserstoffproduktion. Unklar ist, ob dieses berechnete Potenzial tatsächlich zu tiefen Preisen in den nächsten Jahren erschlossen wird. Derzeit sind Produktion und Logistik von grünem Wasserstoff nicht rentabel. Zudem werden viele mögliche Exportländer den Ansprüchen an eine nachhaltige, grüne Wasserstoffindustrie nicht gerecht.

Global grosses Potenzial, aber viele Unsicherheiten

Ausgangslage Schweiz: Das ökonomische Herstellungspotenzial wird im Jahr 2050 auf knapp 1.9 TWh Wasserstoff geschätzt. Dies macht rund 5 % des heutigen Endverbrauchs von Gas aus. Bisher wurden rund eine Handvoll Anlagen, vor allem zur Produktion von Wasserstoff für den Schwerverkehr, gebaut. Mit Gas erschlossen wird die Schweiz hauptsächlich durch die Transitgasleitung. Es werden derzeit Lösungen gesucht, dass diese Leitung ab 2035 doppelt geführt werden kann – eine für Methan und die andere für Wasserstoff.

Produktionspotenzial in der Schweiz begrenzt

Ausgangslage Region Basel: In Birsfelden planen die IWB und Fritz Meyer AG derzeit der Bau eines Elektrolyseurs mit einer Leistung von 15 MW. Dieser soll über eine Wasserstoffleitung der IWB die Industrie auf der Achse nach Pratteln sowie den Schwerverkehr beliefern. Derzeit prüft die IWB zudem Anbindungen an Projekte in den Nachbarländern. Dies betrifft einerseits

In Basel Aufbau eines Clusters mit Anschluss an das europäische Netz geplant

ein Cluster, der nördlich des Rheins zwischen Grenzach-Wyhlen und Waldshut in Planung ist und andererseits ein Cluster in Frankreich zwischen Fessenheim und Ottenheim, der seinerseits an das europäische Kernnetz angebunden werden soll. IWB geht davon aus, dass sie ihr Versorgungsgebiet mit einem Wasserstoffnetz von unter 5 bar Druck beliefern könnte. Damit würden die Leitungen unter kantonale Zuständigkeit fallen.

Bedarfserhebung: Der Bedarf an grünem Wasserstoff und seiner Derivate wurde unter der Prämisse ermittelt, dass das Netto-Null-Ziel in Basel-Stadt bis 2037 und in Basel-Landschaft bis 2050 erreicht werden soll. Dabei liegt der Fokus ausschliesslich auf Anwendungen, die schwer oder nicht elektrifizierbar sind und deshalb längerfristig auf erneuerbare Brennstoffe angewiesen sind. Konkret werden der Bedarf von Hochtemperaturprozessen der Industrie, Schwertransport und Schifffahrt erhoben. Da zudem sehr hohe Unsicherheiten bestehen, wird der künftige Bedarf in diesen Bereichen in einer Bandbreite geschätzt (tiefes und hohes Szenario). Dabei wird eine technische, nicht eine wirtschaftliche Perspektive eingenommen. Die Methode, Annahmen und Resultate wurden in Interviews validiert.

Bedarf von Hochtemperaturprozessen der Industrie, Schwertransport und Schifffahrt

Bedarf Industrie: Unternehmen mit mehr als 3 GWh fossilem Wärmeverbrauch pro Jahr für Temperaturen $> 150^{\circ}\text{C}$ sind heute hauptsächlich in den Branchen Lebensmittel und Chemie/ Pharma tätig. Ihr heutiger fossiler Energiebedarf für Wärme beläuft sich auf knapp 280 GWh/a in Basel-Landschaft und knapp 110 GWh/a in Basel-Stadt. Die meisten in der Region Basel betroffenen industriellen Prozesse sind aus technischer Sicht heute bereits elektrifizierbar, bei den wenigen übrigen Prozessen dauert die technische Reife noch 10 bis 20 Jahre. Daraus resultiert ein künftiger Bedarf an erneuerbaren Brennstoffen von 17 bis 56 GWh/a für Basel-Stadt (2037) und 8 bis 72 GWh/a für Basel-Landschaft (2050). Der technische Bedarf über die Zeit nimmt ab, da die zusätzliche Zeit eine vermehrte Diffusion der Elektrifizierung erlaubt. Lock-In Effekte wirken dieser Tendenz entgegen: Industrieunternehmen, die früh auf erneuerbare Brennstoffe umstellen, wechseln später mit geringerer Wahrscheinlichkeit später auf Strom um. Als erneuerbare Brennstoffe für die Industrie stehen Wasserstoff, Biomethan und allenfalls das Wasserstoff-Derivat Methanol als Energieträger im Fokus.

Industrie: Vieles elektrifizierbar, Bedarf an erneuerbaren Brennstoffen dennoch vorhanden

Bedarf schwerer Güterverkehr: Es sind heute in Basel-Stadt gut 600 Schwerfahrzeuge ($> 3.5\text{ t}$) immatrikuliert, in Basel-Landschaft knapp 1'600. In beiden Kantonen zusammen sind heute knapp 60 elektrisch betrieben und nur eines mit Wasserstoff. Die Modellierung eines künftigen Bestandes zeigt 2037 für Basel-Stadt zwischen 20 und 60 Fahrzeuge mit einem Wasserstoff Antrieb. Dies ergibt zwischen 2 und 8 GWh/a (70 bis 190 t/a) Bedarf an Wasserstoff. Der Bedarf nimmt über die Zeit zu. Für Basel-Landschaft im Jahr 2050 Werte sind es zwischen 190 und 480 Fahrzeuge mit einem Bedarf von zwischen 25 und 60 GWh/a (800 bis 1'800 t/a).

Schwerer Güterverkehr: Fokus Strom, aber Rolle für Wasserstoff

Bedarf Rheinschifffahrt: Der gegenwärtige Bedarf der Rheinschifffahrt liegt bei etwa 450 GWh/a, basierend auf den Angaben zum gebunkerten Treibstoffbedarf in den Schweizerischen Rheinhäfen. Die Schätzung des künftigen Bedarfs ist mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Es ist unklar, wel-

Schifffahrt: Bedarf an erneuerbaren Treibstoffen, vermutlich Wasserstoff und Methanol

che Energieträger künftig eingesetzt und wo die Schiffe künftig tanken werden. Grobe Modellierungen ergeben für das Jahr 2037 einen Bedarf von fast 0 bis 10 GWh/a Wasserstoff und zwischen fast 0 und 24 GWh/a Methanol. Der Bedarf steigt bis ins Jahr 2050 an.

Mögliche Versorgungsoptionen: Neben der Elektrifizierung als primärer Weg zur Dekarbonisierung in den meisten Bereichen liegt der Fokus bei der Nutzung von synthetischen Energieträgern auf Wasserstoff und Methanol. Die Verteilung und Speicherung von Methanol ist relativ einfach. Mit Schutzanpassungen aufgrund der Korrosivität kann für Methanol dasselbe Konzept wie für Diesel oder Heizöl verwendet werden. Der Einsatz von Wasserstoff hingegen ist aufgrund seiner geringen volumetrischen Dichte deutlich komplizierter. Die notwendige Versorgungsinfrastruktur sieht für die tiefen Bedarfsszenarien anders aus als für die hohen Szenarien. Für Wasserstoff ist im Grossraum Basel derzeit der Aufbau eines Clusters in Planung. Der Anschluss an das geplante europäische Wasserstoff-Kernnetz würde die Versorgungssicherheit stark erhöhen. Es ist derzeit unklar, ob der künftige Bedarf den Anschluss aus wirtschaftlicher Sicht rechtfertigt. Es scheint klar, dass sich Versorgung über Wasserstoffleitungen nur entlang weniger Achsen mit viel Absatz lohnt. Für die Nachfrage von geringeren Mengen abseits dieser Achsen steht die leitungsungebundene Belieferung im Vordergrund, oder allenfalls die alternative Belieferung von Methanol statt Wasserstoff.

Versorgung Methanol ähnlich wie bisherige Treibstoffe, Versorgung mit Wasserstoff viel komplexer

Raumplanerische Einschätzung: Sowohl in Bezug auf die Anforderungen der Störfallverordnung als auch in Bezug auf die Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung sind in den beiden Basel vor allem Produktionsstandorte, die angedachten Leitungen der Transitgas und allenfalls Leitungen des GVM relevant. Grössere Leitungen unterliegen gemäss Rohrleitungsgesetzgebung der Bundesaufsicht mit sehr hohen Anforderungen an den Bau, während die angedachten Leitungen der IWB mit tieferem Betriebsdruck der kantonalen Aufsicht unterstellt sind. Insgesamt hat die angedachte Wasserstoffinfrastruktur aus raumplanerischer Sicht voraussichtlich keine erheblichen Auswirkungen auf Raum und Umwelt und weist damit keine Richtplanrelevanz auf. Lediglich die Lagerung von grossen Mengen von Wasserstoff oder Methanol ist diese Annahme zu überprüfen.

Produktionsanlagen, Hochdruckleitungen und Lagerung relevant

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	8
1.1	Ziele und Systemgrenzen der Studie	8
1.2	Wasserstoffstrategie der Schweiz	10
2.	Grundlagen zu Wasserstoff und seinen Derivaten	12
3.	Potenzial für internationale Wasserstoff-Produktion	18
4.	Ausgangslage Schweiz	20
4.1	Potenzial für Wasserstoff-Produktion	20
4.2	Aktuelle Produktion von Wasserstoff und seinen Derivaten	20
4.3	Infrastruktur und internationale Einbettung	21
4.4	Rechtliche Grundlagen	22
5.	Ausgangslage Region Basel	25
5.1	Potenzial für Wasserstoff-Produktion	25
5.2	Produktion von Wasserstoff und seinen Derivaten	26
5.3	Infrastruktur und regionale Einbettung	27
6.	Künftiger Bedarf an grünem Wasserstoff und seiner Derivate	32
6.1	Methodik	32
6.2	Schwer zu dekarbonisierende Industrie	41
6.3	Schwerer Güterverkehr	45
6.4	Rhein-Schifffahrt	48
6.5	Übersicht der Resultate	50
7.	Mögliche Versorgungsoptionen für Basel	56
7.1	Energieträger und ihre Infrastruktur-Elemente	56
7.2	Konzepte zur Versorgung der beiden Basel	58
8.	Raumplanerische Einschätzung	62
8.1	Störfall	62
8.2	Umweltverträglichkeit	64
8.3	Bedeutung Richtplaneintrag und Richtplanrelevanz	65
8.4	Räumliche Anforderungen und Flächenrelevanz	66
8.5	Planungsrecht und Bewilligungswesen	67
8.6	Interessenabwägung	68
8.7	Bestehende Praxis in den beiden Kantonen	69

Anhänge

A1	Liste Interviewpartner	71
A2	Elemente der Wasserstoffinfrastruktur	72
A3	Speicherung von Wasserstoff und seiner Derivate	80

1. Einleitung

1.1 Ziele und Systemgrenzen der Studie

Die Kantone Basel-Landschaft und Basel-Stadt haben beide das Netto-Null-Ziel rechtlich verankert. Grüner Wasserstoff wird als Teil der Lösung diskutiert. Noch ist offen, welche Rolle grüner Wasserstoff und seine Derivate bei der Reduktion von Treibhausgasemissionen in den beiden Kantonen spielen werden.

Genaue Rolle von Wasserstoff zur Erreichung von Netto-Null noch unklar

Im Jahr 2023 wurden in beiden Kantonen gleichlautende Vorstösse eingereicht (BL 2023/66, BS 23.5340), welche die Erarbeitung einer Wasserstoffstrategie für die Region Basel fordern. Ein Schwerpunkt des politischen Auftrags liegt auf der Infrastrukturplanung. Dazu sollen mögliche Standorte für die Produktion, Logistik und Lagerung identifiziert werden. Zudem sollen begünstigende Rahmenbedingungen für die Wasserstoffwirtschaft geschaffen werden. Die Vorstösse fordern eine Strategie, die kongruent zur Strategie des Bundes und den Nachbarkantonen ist. Im Dezember 2024 hat der Bundesrat die Wasserstoffstrategie für die Schweiz veröffentlicht. Die zentralen Punkte sind im nachfolgenden Kapitel aufgeführt. Der Bund fordert in seiner Strategie die Kantone auf, eine eigene Strategie zu entwickeln.

Ausgangslage: Vorstösse für Wasserstoffstrategien in beiden Basel

Die beiden Kantone haben EBP beauftragt, Grundlagen für die kantonale Strategie zu erarbeiten. Der Fokus liegt auf dem für die Infrastrukturplanung relevanten Bedarf. Dazu sollen der aktuelle und künftige Energiebedarf der schwer zu dekarbonisierenden Anwendungen in den beiden Basel erhoben und geographisch verortet werden. Es sollen Bedarfscluster gebildet und entsprechend nötige Transportkapazitäten abgeschätzt werden. Die Anforderungen an die notwendige Infrastruktur sollen umschrieben werden. Die notwendigen Flächenbedürfnisse sollen abgeschätzt und wo möglich grob verortet werden. Die Interessenskonflikte der Raumnutzung und anderen raumplanerischen Herausforderungen sollen beschrieben werden. Und schliesslich sollen Empfehlungen zur Infrastrukturentwicklung und rechtlicher Anpassungen abgeleitet werden.

Ziele: Bedarfs- und Clusteranalyse

Die beiden Kantone haben dafür folgende Systemgrenzen vorgegeben:

Systemgrenze

- Energieträger: grüner Wasserstoff und seine Derivate (Methan, Methanol, Ammoniak, etc.). Um das Netto-Null-Ziel 2037 respektive 2050 zu erreichen, dürfen die neuen Energieträger keine zusätzlichen CO₂-Emissionen verursachen. Angesichts der Haltung der beiden Kantone gegenüber Kernkraft in ihren jeweiligen Verfassungen, kommt somit nur grüner Wasserstoff infrage. Je nach Anwendungsgebiet sollen auch geeignete Derivate betrachtet werden, für deren Herstellung nur klimaneutrale Kohlenstoffquellen zulässig sind.
- Schwer zu dekarbonisierende Anwendungen: Der Fokus liegt auf schwer zu dekarbonisierenden Anwendungen. Die Kantone verstehen darunter zum einen Hochtemperaturprozesse der Industrie (Prozesstemperatur >

150°C). In Anlehnung an die Wärmestrategie¹ des Bundes werden Industrieprozesse mit Temperaturen unter 150° C explizit ausgeschlossen, weil in diesem Bereich Abwärme, Umgebungswärme, Solarthermie oder Geothermie erneuerbare Wärmequellen bieten, die direkt oder indirekt (mittels einer Wärmepumpe) erschlossen werden können. Grosswärmepumpen sind im Temperaturbereich bis 150°C bereits Stand der Technik und bieten eine hohe Gesamtenergieeffizienz. Zum anderen gelten Frachtschifffahrt und Gütertransport mit Fahrzeugen über 3.5 t Gewicht wegen der Anforderungen an das Verhältnis von Nutzlast zu Fahrzeuggewicht als schwer elektrifizierbar.

- Schwellenwerte: Der Fokus liegt auf dem für die Infrastrukturplanung relevanten Bedarf, der eine leitungsgebundene Versorgung erfordert bzw. nicht ohne weiteres mit bereits vorhandenen Infrastrukturen abgedeckt werden kann. Daher werden Industrieanlagen erst ab einem Wärmeverbrauch von mehr als 3 GWh berücksichtigt. Kleinere Abnehmer könnten auch ohne Leitungen mit Wasserstoffcontainern oder flüssigen Derivaten versorgt werden. Die für die Versorgung nötige Infrastruktur über Strasse und Schiene ist vorhanden. Gleiches gilt für Personenwagen allgemein sowie für Nutzfahrzeuge mit kleiner oder mittlerer täglicher Fahrdistanz
- Flughafen: Der Flughafen Basel-Mulhouse wurde wegen seiner Lage in Frankreich nicht berücksichtigt.
- Reservekraftwerke wurden nicht berücksichtigt, da ihre Standorte zum Zeitpunkt der Ausschreibung der Studie im Dezember 2024 noch nicht bekannt waren.
- Pflichtlager: Die beiden Basel mit ihrer guten trimodalen Verkehrsinfrastruktur für grosse Importkapazitäten werden geeignete Standortkantone für nennenswerte Pflichtlageranteile bleiben. Die bestehenden Infrastrukturen können für flüssige Derivate aus grünem Wasserstoff umgerüstet werden. Weil Pflichtlager auf nationaler Ebene festgelegt werden, ist das Thema in dieser Studie nur qualitativ umrissen.
- Zeitlich: Für die künftige Nachfrage gilt in den beiden Kantonen das Zieljahr für die Erreichung des Netto-Null Ziels. Dies ist in Basel-Stadt das Jahr 2037 und in Basel-Landschaft das Jahr 2050.
- Wertschöpfungsstufen: Die Studie umfasst alle Stufen von Produktion über Transport bis zur Nachfrage. Der Fokus liegt auf der Erhebung der Nachfrage, um daraus die notwendigen Transport- und Lagerinfrastrukturen abzuleiten. Die saisonale Speicherung wird explizit ausgeklammert, weil der Bund in seiner Wasserstoffstrategie dafür eine schweizweite Evaluierung vorsieht.
- Perspektive: Der Fokus liegt auf der technischen und raumplanerischen Perspektive. Die Kosten und Wirtschaftlichkeitsabschätzungen für grünen Wasserstoff und seine Derivate werden ausgeklammert, weil aus heutiger Sicht unklar ist, ab wann ausreichend grüner Wasserstoff verfügbar sein wird und zu welchem Preis.

¹ Bundesamt für Energie (2023) «Wärmestrategie 2050» ([Link](#))

1.2 Wasserstoffstrategie der Schweiz

Wichtige Grundlage für die Aktivitäten der Kantone ist die nationale Wasserstoffstrategie. Der Bundesrat hat sie im Dezember 2024 veröffentlicht². Darin setzt er ein Leitbild und definiert Ziele, darunter die Schaffung von Rahmenbedingungen für den Aufbau und den Anschluss an das europäische Wasserstoffnetz (siehe nachfolgende Box).

Wasserstoffstrategie des Bundesrats

Box: Wasserstoffstrategie des Bundesrats

Leitbild

- Wasserstoff leistet einen Beitrag zur Erreichung des Netto-Null-Ziels.
- Die Schweiz setzt auf Wasserstoff aus CO₂-neutralen Produktionsverfahren.
- Wasserstoff und PtX-Derivate sollen dort eingesetzt werden, wo es wirtschaftlich und ökologisch am sinnvollsten ist. Dies bedeutet konkret Hochtemperatur-Prozesswärme in der Industrie, teilweise zur Spitzenlastabdeckung, in Reservekraftwerken und teilweise im Verkehr (Luftfahrt, Schifffahrt und Schwerverkehr).
- Wasserstoff erhöht die Energieversorgungssicherheit.
- Der heimische Wasserstoffmarkt ist in Europa eingebunden.

Zielsetzungen

- Rahmenbedingungen für den Aufbau eines Wasserstoffmarkts schaffen.
- Anschluss an das europäische Wasserstofftransportnetz sicherstellen.
- Aufbau von internationalen Kooperationen und Partnerschaften.
- Ein starker Bildungs- und Innovationsstandort durch die Entwicklung von Wasserstofftechnologien für den Export.

In seiner Vision des Wasserstoffmarktes sieht er vor, dass die Produktion bis 2035 im Inland direkt bei Stromproduktionsanlagen oder alternativ am Stromnetz direkt bei Grossverbrauchern erfolgt. Ausgehend von diesen Hubs inklusive Speichern kann sich ein Kernnetz bilden, dass an die europäische Infrastruktur angebunden wird. Ab 2035 sieht der Bundesrat in seiner Vision einen Übergang zum leitungsgebundenen Import von Wasserstoff.

Vision Bundesrat: Eigenproduktion bis 2035, danach Import über Leitung

Der Bundesrat präsentiert eine Übersicht bereits bestehender Massnahmen (bspw. Technologiefonds, BFE Forschungsprogramme, Forschungsförderprogramme SWEET und SWEETER, Normierung und Standardisierung durch die Branche), aufgelegter Massnahmen (z.B. Herkunftsnachweis-System auch für Wasserstoff, Förderung neuartiger Technologien nach Art. 6 KIG, teilweise Rückerstattung Netznutzungsentgelt unter gewissen Bedingungen, strategische Kooperationen mit Drittstaaten) sowie neue mögliche

Übersicht bestehender, aufgelegter und neuer möglicher Massnahmen

² Bundesrat (2024): «Wasserstoffstrategie für die Schweiz» [\[Link\]](#)

Massnahmen (Vereinbarungen mit Nachbarstaaten zum Anschluss ans europäische Wasserstoffnetz, Prüfung von Finanzierungsoptionen für die Leitungsinfrastruktur).

Fokus Förderung: Der Bundesrat spricht sich für die Förderung derjenigen Projekte zur Produktion und Speicherung von Wasserstoff aus, welche in direktem Zusammenhang mit der Nachfrage von Unternehmen stehen. Zudem prüft er eine allfällige Absicherung für Investitionen an die Anbindung an das europäische Wasserstoffnetz.

Fördermassnahmen

Er empfiehlt in seiner Strategie den Kantonen, u.a., die Planung überregionaler Leitungsnetze zu unterstützen und soweit zweckmässig ihre Richtpläne anzupassen, eigene Strategien zu entwickeln sowie die Baubewilligungs- und Betriebsbewilligungsverfahren zu vereinfachen und harmonisieren.

Empfehlungen an die Kantone

2. Grundlagen zu Wasserstoff und seinen Derivaten

Grüner Wasserstoff und seine Derivate

Der Ausgangspunkt dieser Studie ist grüner Wasserstoff, der in einem Elektrolyseur mit erneuerbaren Energien erzeugt wird. Wasserstoff ist unter Normbedingungen gasförmig und kann direkt genutzt, komprimiert, verflüssigt oder zu Derivaten weiterverarbeitet werden. Eine Übersicht der Derivate findet sich in der nachfolgenden Abbildung 1.

Übersicht der Derivate

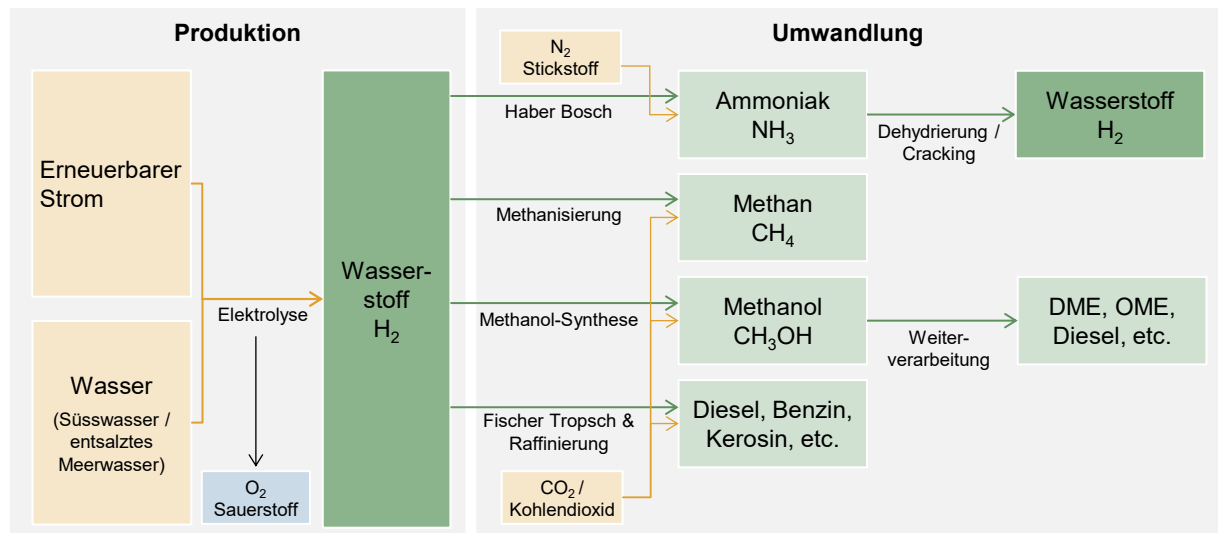


Abbildung 1: Vereinfachte Übersicht der Produktion von grünem Wasserstoff aus erneuerbarem Strom und Wasser (links) und der Umwandlung in unterschiedliche Derivate (rechts). Farbcodierung: Grün: Wasserstoff und seine Derivate, gelb: Inputs in den Prozess, blau: Nebenprodukte.

Jede Verdichtung und/oder weitere Verarbeitung von Wasserstoff hat ihre Vor- und Nachteile^{3,4}:

Komprimierter Wasserstoff: Aufgrund von der geringen volumetrischen Energiedichte wird gasförmiger Wasserstoff häufig für den Transport komprimiert. Die Drücke der Speicher variieren je nach Zeitdauer und Anwendungsart, die Komprimierung und anschließende Dekomprimierung zur Verwertung reduzieren den energetischen Gesamtwirkungsgrad.

Komprimierung: höhere Dichte für Transport

Verflüssigter Wasserstoff: Auch die Verflüssigung von Wasserstoff hat eine bessere Transportfähigkeit zum Ziel, da durch die Verflüssigung eine höhere volumetrische Energiedichte entsteht. Zur Verflüssigung von Wasserstoff muss dieser auf -253°C heruntergekühlt werden. Dies resultiert in einem hohen Energieverbrauch und erfordert eine besondere Infrastruktur. Verflüssigter Wasserstoff ist nicht ohne Weiteres lange speicherbar, da die eindringende Wärme laufend zu einer geringen Verdunstung führt («boil off»), die den Druck im Tank erhöht. Der «boil off» muss daher laufend abgeführt und

Verflüssigung: höhere Dichte für Transport

³ Martin Wietschel (2021): «Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten: Von Kosten zu Preisen - HYPAT» [\[Link\]](#)

⁴ Kirsten Westphal (2023): «Kommerzielle Schnittstellen als Herausforderung für den Aufbau von Wasserstoff-Lieferketten» [\[Link\]](#)

genutzt oder unter erneutem Energieaufwand wieder gekühlt und eingeführt werden.

Synthetisches Methan: Wasserstoff kann über eine Methanisierung mit Kohlendioxid zu synthetischem Methan umgewandelt werden. Methan ist volumetrisch etwas dichter als Wasserstoff und kann in der existierenden Gas-Infrastruktur ohne Anpassungen transportiert und genutzt werden (Leitungen, aber auch Gasturbinen, etc.). Ein Nachteil des Methans ist neben dem Energieverlust für die Methanisierung der enthaltene Kohlenstoff, der bei der Verbrennung entweicht. Für die Klimaneutralität bedarf es daher einer treibhausgasneutrale Kohlenstoffquelle, welche wiederum Energie benötigt und den Gesamtwirkungsgrad senkt.

Methan: Nutzung bestehende Infrastruktur, aber Problem Kohlenstoff

Methanol und seine Derivate: Methanol wird ähnlich wie Methan mit Kohlendioxid aus Wasserstoff hergestellt werden. Methanol ist bei Normbedingungen flüssig und weist damit eine viel höhere volumetrische Energiedichte auf als Wasserstoff. Es ist daher sehr gut transportierbar und lagerfähig. Problematisch sind wie beim Methan die Energieverluste und der Bedarf nach Kohlenstoff. Aus Methanol können weitere synthetische Energieträger hergestellt werden (Dimethylether DME, Oxymethylenether OME, Diesel, Benzin, etc.)

Methanol dicht und lagerfähig, aber Problem Kohlenstoff

Fischer-Tropsch-Produkte: Mithilfe der Fischer-Tropsch-Synthese und weiterer Raffinierung ist eine Umwandlung zu synthetischen flüssigen Treibstoffen wie Diesel, Benzin und Kerosin möglich. Diese Produkte weisen hohe Energiedichten auf und können in herkömmlichen Tanks bei vergleichsweise moderaten Temperaturen und Drücken gelagert werden. Sie sind vor allem im Flugverkehr angedacht. Problematisch sind wie beim Methan die Energieverluste und der Bedarf nach Kohlenstoff.

Fischer-Tropsch-Produkte dicht und lagerfähig, aber Problem Kohlenstoff

Ammoniak⁵: Über das Haber-Bosch-Verfahren kann Wasserstoff schliesslich unter Zunahme von Stickstoff chemisch zu Ammoniak (NH_3) konvertiert werden. Ein Vorteil besteht darin, dass Ammoniak keine treibhausgasneutrale Kohlenstoffquelle benötigt. Ammoniak ist ferner leichter zu verflüssigen als Wasserstoff und verfügt in verflüssigter Form über eine höhere volumetrische Energiedichte. Zudem wird Ammoniak bereits heute global gehandelt, es bestehen also bereits Infrastrukturen. Daher steht Ammoniak als Transportmedium über lange Strecken zur Diskussion. Über ein Cracking bei Temperaturen von über 800°C kann Ammoniak mit entsprechenden Energieverlusten wieder in Wasserstoff zurückgewandelt werden. Um die Verluste zu vermeiden wird heute geprüft, bei welchen Anwendungen Ammoniak direkt eingesetzt werden kann – der Fokus liegt bei der Hochseeschifffahrt und der Rückverstromung. Schliesslich ist zu beachten, dass Ammoniak toxisch ist und die Verbrennung und Leckagen zu hohen Umweltauswirkungen führen.

Ammoniak: dichter und ohne Kohlenstoff, Vorteile vor allem bei direkter Nutzung

Wichtige Eigenschaften der unterschiedlichen Formen von Wasserstoff und seinen Derivaten sind der energetische Wirkungsgrad und die volumetrische Dichte. Der höchste Wirkungsgrad wird bei der Produktion von Wasserstoff

Relevante Wirkungsgradverluste bei der Weiterverarbeitung

⁵ Umweltbundesamt (2022): «Kurzeinschätzung von Ammoniak als Energieträger und Transportmedium für Wasserstoff»

erzielt. Jede Verdichtung oder Weiterverarbeitung reduziert den Gesamtwirkungsgrad (siehe Abbildung 2). Beim flüssigen Wasserstoff ist der dominante Faktor für den energetischen Mehraufwand die Verflüssigung, beim Methan sowohl die Methanisierung als auch die Kohlendioxid-Gewinnung aus der Luft, beim Methanol überwiegt die Kohlendioxid-Gewinnung. Beim Ammoniak sind sowohl die Synthese als auch das Cracking relevant.

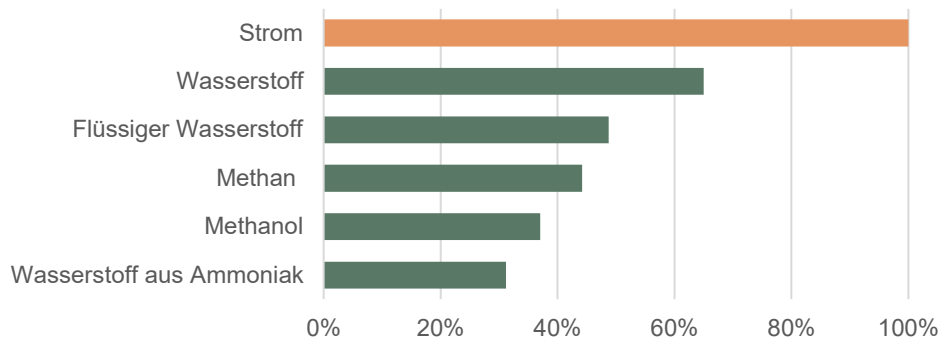


Abbildung 2: Wirkungsgrade von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten (Bezugsgrösse = 100% = eingesetzter erneuerbare Strom)⁶

Aus Sicht Wirkungsgrad spricht alles für die direkte Nutzung von Wasserstoff. Umgekehrt verfügt Wasserstoff jedoch bei Normkonditionen über eine sehr tiefe volumetrische Energiedichte mit entsprechenden Nachteilen für Speicherung und Transport. Methan ist mit rund Faktor 3 nur ein wenig dichter. Die Abbildung 3 zeigt, dass die Verdichtung, die Verflüssigung oder die Umwandlung in Methanol oder Ammoniak sehr viel dichtere Energieträger hervorbringt (Faktor 200 bis 1'500 dichter). Jedoch sind auch diese immer noch weniger dicht als die heute genutzten flüssigen Energieträger wie Diesel.

Verdichtung für
Transport nötig



Abbildung 3: Volumetrische Energiedichte von Wasserstoff und seinen Derivaten⁷. Die Werte von Wasserstoff und Methan bei 20°C sind so tief (< 0.01 kWh/l), dass sie nicht sichtbar sind.

⁶ IREES, prognos, Öko-Institut (2023): «Systemischer Vergleich verschiedener Wasserstofftransportrouten. Berücksichtigung des energetischen Aufwandes für die Gewinnung von Kohlendioxid aus der Luft»

⁷ Bundesministerium für Bildung und Forschung (2023): «Wasserstoff-Verflüssigung, Speicherung, Transport und Anwendung von flüssigem Wasserstoff»

Die Übersicht zeigt, dass alle Formen und Derivate ihre Vor- und Nachteile haben. Wasserstoff selbst verfügt über den höchsten Wirkungsgrad, aber die tiefste volumetrische Energiedichte. Die Steigerung dieser Energiedichte für den Transport und die Lagerung führt zu Energiewirkungsverlusten und anderen Nachteilen.

Verdichtung kommt mit einem Preis

Grundsätze für den Einsatz von Wasserstoff und seinen Derivaten

Grüner Wasserstoff ist eine potenzielle Alternative für fossile Brenn- und Treibstoffe. Seine lokales Produktionspotenzial hängt massgeblich von der lokalen Verfügbarkeit von grünem Strom und Wasser ab. Bisher wird in der Region nur ein geringer Anteil des gesamten Elektrizitätsbezugs im Kanton produziert. Somit liegt regional kein laufender Überschuss an grünem Strom vor.

Bedarf an grossen Mengen von erneuerbarem Strom

Aus energetischer Sicht soll wo immer möglich erneuerbarer Strom direkt eingesetzt werden, denn Herstellung, Transport und Lagerung von Wasserstoff sind mit hohem Energieaufwand verbunden (siehe Abbildung 2)⁸. Wo Prozesse und Nutzungen elektrifiziert werden können, resultiert eine höhere Gesamtenergieeffizienz. Dies gilt noch verstärkt in denjenigen Bereichen, in denen die Elektrifizierung an und für sich bereits zu einer Effizienzsteigerung führt, wie bei Wärmepumpen oder Elektroantrieben (siehe Abbildung 4).

Direkte Nutzung von Strom aus energetischer Sicht wo immer möglich vorzuziehen

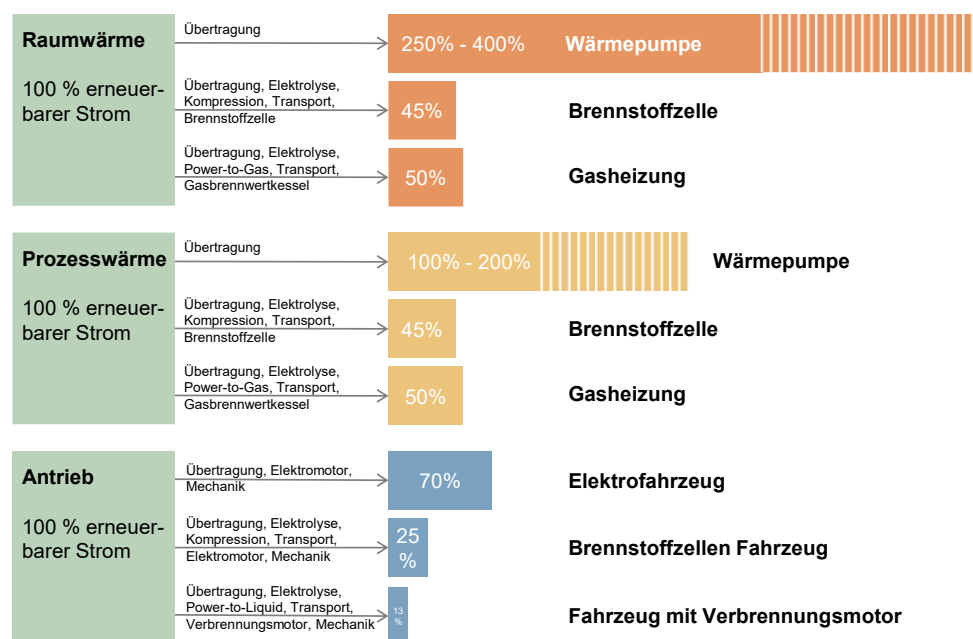


Abbildung 4: Gesamtwirkungsgrade für Raumwärme (orange), Prozesswärme (gelb) und Antriebe in der Mobilität (blau) ausgehend von erneuerbarem Strom⁹. Die Streifen in den Balken der Wärmepumpen weisen auf die Bandbreite hin, die sich je nach Technologie und Temperaturniveau ergibt.

⁸ Wenn grüner Wasserstoff als Ersatz für fossile Energieträger und Kraftstoffe verwendet wird, ist die Klimawirkung positiv. Es gilt jedoch zu beachten, dass Wasserstoff zwar kein direkt klimawirksames Gas ist, es jedoch indirekt also solches wirken kann, wenn es über Leckagen in die Atmosphäre entweicht. (Quelle: Öko-Institut (2024): «Einordnung zur Treibhausgaswirkung von Wasserstoff». [Link](#)). Aus diesem Grund sollte auch grüner Wasserstoff nur zielgerichtet eingesetzt werden.

⁹ Agora (2018): «Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe»

Aus Perspektive des Energiesystems sollten Wasserstoffproduktionsanlagen nicht die Bandstromversorgung belasten, sondern temporäre Überschüsse an erneuerbarem Strom abfangen. Der Betrieb der Elektrolyseure nur mit Überschussstrom ist jedoch wirtschaftlich weniger attraktiv, weil eine niedrige Auslastung die Amortisationszeit der teuren Anlagen verlängert.

Bandlast versus
Überschussstrom

Einsatz von Wasserstoff und seinen Derivaten

Rohstoff: Wasserstoff wird nicht nur als Brennstoff, sondern auch als Ausgangsstoff für verschiedene chemische Prozesse benötigt, so z.B. zur Hydrierung von Fetten in der Lebensmittelindustrie, zur Hydrierung in der Pharmaindustrie oder zum Härten von Glas in der Uhrenindustrie. Grüner Wasserstoff kann helfen, diese Prozesse klimafreundlicher zu gestalten. Dies unterstützt die Chemieindustrie, bis 2050 CO₂-neutral zu werden.

Einsatz grüner
Wasserstoff als
Rohstoff für Che-
mieindustrie wich-
tig

Treibstoff: In Verkehr, sowohl auf dem Land als auch auf dem Wasser, kommen neben batterieelektrischen Antrieben auch alternative Antriebe wie Brennstoffzellen oder mit Wasserstoff bzw. seinen Derivaten betriebene Verbrennungsmotoren zum Einsatz. Brennstoffzellen haben zwar eine höhere energetische Ausbeute als Motoren, sind aber in der Anschaffung teurer und in der Handhabung aufwändiger. Zudem stellen sie höhere Ansprüche an die Reinheit von Wasserstoff (siehe Anhang A2).

Brennstoffzellen
und Verbrennungs-
motoren

Energiespeicher: Aus Effizienzgründen soll, wenn immer möglich, Strom direkt genutzt werden. Wenn jedoch die Stromproduktion den momentanen Bedarf übersteigt, ermöglichen Speicher den Überschuss zu anderen Zeiten nutzbar zu machen. Eine Ausführung zu verschiedenen Speicheroptionen findet sich in Anhang A3. Wasserstoff und insbesondere seine Derivate als chemische Energieträger könnten für die saisonale Langzeitspeicherung eingesetzt werden. In der Schweiz gibt es derzeit keine grosse Gasspeicher. Daher müsste bis auf weiteres auf Langzeitspeicher im Ausland zurückgegriffen werden, wie es bei Erdgas bereits die Praxis ist. Derivate wie Methanol eignen sich besonders für die saisonale Speicherung. Dazu könnten bestehende Tanklager in der Schweiz entsprechend umgerüstet werden.

Saisonale Speiche-
rung mit Methanol

Sektorkopplung: Weil chemische Energieträger sowohl als Rohstoff wie auch als Brenn- oder Treibstoff eingesetzt werden können, können Wasserstoff und seine Derivate eine besondere Rolle bei der Sektorkopplung übernehmen. Mit ihren vielseitigen Einsatzmöglichkeiten bringen sie Resilienz ins Energiesystem. Insbesondere die Derivate von Wasserstoff wie Methanol könnten zur Versorgungssicherheit beitragen, sei dies durch die saisonale Speicherung oder den Einsatz in Reservekraftwerken. Bei der Rückverstromung müssen jedoch hohe Umwandlungsverluste in Kauf genommen werden. Beim Pfad über Wasserstoff liegt der Gesamt-Wirkungsgrad mit Brennstoffzellen zwischen 35% und 50%, beim Pfad über Methan mit Gas-Kombi-Kraftwerken werden ca. 30% erreicht.¹⁰

Rolle für die Ver-
sorgungssicherheit

¹⁰ Bundesamt für Energie (2021): «Energiespeichertechnologien: Kurzübersicht 2021»

Erkenntnisse

- Wasserstoff verfügt über den höchsten Wirkungsgrad, aber die tiefste volumetrische Energiedichte. Die Steigerung dieser Energiedichte für den Transport und die Lagerung führt zu Energiewirkungsverlusten und anderen Nachteilen.
- Wo möglich soll aus Gründen der Effizienz erneuerbarer Strom direkt eingesetzt werden. In wenigen Fällen ist dies technisch nicht möglich, hier können Wasserstoff und seine Derivate eine Rolle im erneuerbaren Energiesystem spielen. Auch beim zeitlichen Ausgleich von erneuerbarer Stromproduktion und Nachfrage, kann Wasserstoff ermöglichen, die produzierte Energie zu anderen Zeiten nutzbar zu machen.

3. Potenzial für internationale Wasserstoff-Produktion

Im Grundsatz besteht global gesehen ein sehr grosses Potenzial für grüne Wasserstoffproduktion. Eine Analyse der globalen Potenziale zeigt, dass bis ins Jahr 2050 das Potenzial die berechnete Nachfrage decken könnte (siehe Abbildung 5).

Global theoretisch
grosses Potenzial
vorhanden

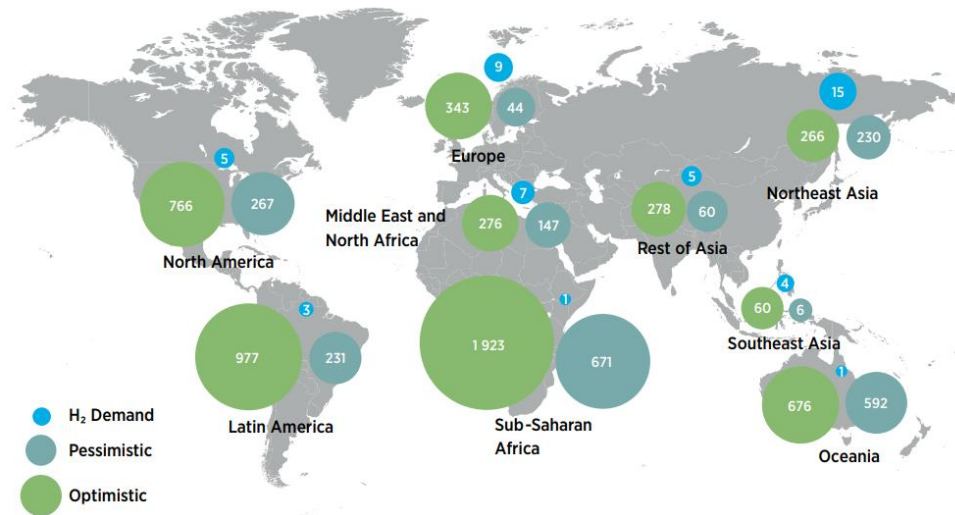


Abbildung 5: Vergleich des Potenzials für grünen Wasserstoff unter 2 USD/kg H₂ (optimistisch vs. pessimistisch) mit dem prognostizierten Bedarf für das Jahr 2050 (alle Angaben in EJ)¹¹

Die grosse Frage lautet, ob dieses berechnete Potenzial tatsächlich zu tiefen Preisen in den nächsten Jahren erschlossen wird. Derzeit ist Produktion und Logistik von grünem Wasserstoff nicht rentabel. Die grosse Herausforderung des Aufbaus ist, dass ohne Nachfrage weder Produktion noch Logistik aufgebaut wird und ohne günstiges Angebot kaum Nachfrage besteht.

Tatsächlicher Aus-
bau mit grossen
Unsicherheiten ver-
bunden

In einer Studie des Bundes wurden diverse mögliche Importländer für die Schweiz untersucht (Marokko, Chile, Kanada, Oman, Saudi-Arabien, Namibia und Norwegen)¹². Die Autoren kamen zum Schluss, dass grüner Wasserstoff vor allem ein politisches Anliegen ist und daraus das Risiko resultiert, dass die Industrie in den Ländern zusammenbricht, sobald die Fördergelder oder Steuererleichterungen auslaufen. Es bestehen in sehr vielen Ländern Wasserstoffstrategien, teilweise sind es jedoch eher Visionen ohne Zeitplan und entsprechende Massnahmen. In den untersuchten Ländern ist die Förderung von Wasserstoff Teil von Industrieprogrammen und «PR-Plattform für ausländische Direktinvestitionen». Länder wie Marokko, Chile und Namibia sind auf Direktinvestitionen angewiesen. Aber auch Saudi-Arabien, das finanziell nicht auf das Ausland angewiesen wäre und seinen eigenen Energiebedarf bislang nahezu vollständig mit fossilen Energieträgern deckt, strebt beim Thema Wasserstoff ausländische Investitionen an. Die Autoren sehen den Aufbau der globalen grünen Wasserstoffindustrie als

Wette mit der Zu-
kunft

¹¹ IRENA (2022): «Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal. Part II: Green hydrogen cost and potential»

¹² Reginold & Jakob (2024): «Risikoabschätzung zum Import von Wasserstoff und Länderanalyse» Bericht des Swiss Institute for Global Affairs für das Bundesamt für Energie

Wette mit der Zukunft. Die untersuchten Länder sehen einen Export erst mittel- bis langfristig vor (2040 bis 2050).

Im Ländercheck der Studie ist gemäss den Autoren kein Land aufgefallen, das den hohen nachhaltigen Ansprüchen an eine grüne Wasserstoffindustrie gerecht wird. Kanada setzt auf grauen Wasserstoff, Norwegen setzt auf blauen Wasserstoff und fokussiert auf den inländischen Bedarf und Export an die Nachbarländer. In den Ländern mit viel Wind und Sonne wie Marokko, Chile, Oman, Saudi-Arabien und Namibia ist überall Wasserknappheit ein Thema. Dazu kommen diverse Menschenrechtsthemen und geopolitische Risiken.

Risiken nach Land unterschiedlich

Der «Hydrogen Council», ein Verband von Wasserstoffunternehmen, zeigt in regelmässigen Berichten das starke Wachstum der Projekte auf allen Kontinenten¹³. Sie zeigen auf, wie in gut 3 Jahren die Anzahl Projekte mit Investitionsentscheid von gut 200 auf knapp 1'600 gestiegen ist. Die Analyse der bisher installierten Kapazität zeigt jedoch das insgesamt tiefe Niveau: Es sind bis Mai 2024 global erst 1.8 GW Elektrolyse-Kapazität installiert worden. Im Vergleich bestand im Jahr 2024 eine Kapazität von 1.6 TW Photovoltaik. Zugleich zeigen die Zahlen, dass die Kapazität zur Mehrheit in China installiert ist, gefolgt von Europa und Nordamerika. In diesen Regionen besteht ein hoher Eigenbedarf an grünem Wasserstoff. Bei den bis 2030 angekündigten und beschlossenen Projekten dominiert Nordamerika (zwar «low-carbon», aber nicht erneuerbarer Wasserstoff für die Ammoniak Produktion) und neu auch ein Anteil erneuerbarer Wasserstoff in Saudi-Arabien.

Tiefes Niveau, hohe Dynamik vor allem in Nordamerika und China

Aus diesem Wasserstoff-Potenzial könnte auch ein Potenzial für Wasserstoff Derivate abgeleitet werden. Dieses Potenzial wäre wegen der Weiterverarbeitung je nach Derivat und entsprechendem Wirkungsgrad weitaus kleiner.

Geringeres Potenzial für die Derivate

Erkenntnisse internationales Potenzial

- Grüner Wasserstoff bietet als potenziell günstiger erneuerbarer Energieträger grosse Chancen, birgt aber auch viele Unsicherheiten und Risiken.
- Es besteht ein sehr grosses globales Potenzial für die grüne Wasserstoffproduktion. Unklar ist, ob es in den nächsten Jahren erschlossen wird, welcher Preis grüner Wasserstoff haben wird und ob verlässliche Lieferketten aufgebaut werden können.
- Derzeit ist die Produktion und Logistik von grünem Wasserstoff nicht rentabel.
- Viele mögliche Exportländer werden den hohen Ansprüchen an eine nachhaltige, grüne Wasserstoffindustrie nicht gerecht.

¹³ Hydrogen Council, McKinsey & Company (2024): «Hydrogen Insights 2024» (September 2024)

4. Ausgangslage Schweiz

4.1 Potenzial für Wasserstoff-Produktion

Das ökonomische Potenzial für die Produktion von inländischem Wasserstoff wurde im Jahr 2022 im Rahmen der Energieperspektiven abgeschätzt¹⁴. Dabei wurde angenommen, dass bis 2035 der Bedarf inländisch gedeckt wird und dass ab 2035 ausländischer Wasserstoff importiert wird. Das ökonomische Herstellungspotenzial im Inland wird im Jahr 2050 auf knapp 1.9 TWh (resp. 48'000 t) Wasserstoff geschätzt. Dies macht rund 5 % des heutigen Endverbrauchs von Gas aus (ca. 35 TWh, Durchschnitt der letzten 10 Jahre). Aus dieser Menge Wasserstoff könnten auch Wasserstoff Derivate hergestellt werden. Deren Energiegehalt wäre wegen der Weiterverarbeitung weit aus geringer (individuell je nach Derivat und entsprechendem Wirkungsgrad).

Potenzial von rund 2 TWh Wasserstoff in der Schweiz

4.2 Aktuelle Produktion von Wasserstoff und seinen Derivaten

Zur aktuellen Produktion von grünem Wasserstoff in der Schweiz gibt es keine Zahlen, Wasserstoff wird derzeit in der Gesamtenergiestatistik der Schweiz nicht separat aufgeführt. Einige Anlagen von 2 bis 2.5 MW Leistung wurden in den letzten Jahren gebaut (Gösgen, Kubel in St. Gallen, Dietikon, Schifflenen, Planchy, Domat/Ems), das ergäbe mit 3'000 angenommenen Volllaststunden eine geschätzte Produktion rund 36 GWh (1'100 t¹⁵) Wasserstoff. Diverse weitere Anlagen sind in Bau oder in Planung, mit jeweils zwischen 2 und 15 MW Leistung.

Aktuell wenige 2 bis 2.5 MW Anlagen in Betrieb

Im Fokus steht derzeit in der Schweiz die Produktion von grünem Wasserstoff. Es bestehen einzelne Anlagen, welche den Wasserstoff methanisieren, insbesondere die Anlage der Limeco in Dietikon (2.5 MW Elektrolyse, anschliessend biologische Methanisierung). Die Weiterverarbeitung von Wasserstoff zu weiteren Derivaten wie Methanol, Ammoniak oder andere synthetische Treibstoffe (Benzin, Diesel, Flugtreibstoffe) im kommerziellen Massstab ist in der Schweiz derzeit nicht bekannt.

Derivate derzeit in der Schweiz nebensächlich

Schweizer KnowHow: Der Markt für Wasserstoff und Derivate ist nicht nur unter dem Aspekt der Energiewirtschaft, sondern auch als Innovationsfeld zu betrachten. Dazu gehören sowohl Forschungsaktivitäten als auch sämtliche Zulieferungsketten und Ingenieurarbeiten.

Grüner Wasserstoff und seine Derivate als Cleantech-Sektor

¹⁴ BFE 2022: Energieperspektiven 2050+: «Exkurs Wasserstoff: Hintergrund zum Einsatz in den Szenarien der Energieperspektiven 2050+»

¹⁵ In diesem Bericht wird für die Umrechnung zwischen Energieinhalt und Gewicht in Tonnen immer mit dem Heizwert gerechnet (33.3 kWh/kg). Dies entspricht dem Umgang der schweizerischen Gesamtenergiestatistik mit Erdgas. Dies entspricht nicht der Verrechnung von Erdgas und Wasserstoff für die Industrie, welche auf dem Brennwert basiert.

4.3 Infrastruktur und internationale Einbettung

In Europa haben sich 33 Fernleitungsnetzbetreiber zusammengeschlossen, um ein Wasserstoff-Kernnetz für Europa (European Hydrogen Backbone) anzudenken und langfristig aufzubauen (siehe Abbildung 6). Dazu sollen teilweise bestehende Methanleitungen umgewidmet und teilweise neue Leitungen gebaut werden. Die Planungen beinhalten auch den Anschluss der Schweiz (siehe dazu auch Infrastruktur der Region Basel in Kapitel 5.3). Gemäss interaktiver Karte soll bereits bis 2030 Ottmarsheim über Nancy mit Marseille verbunden sein. In den darauffolgenden Jahren soll eine Verbindung an die Nordsee und gegen Süden nach Italien hergestellt werden. Dabei ist zu beachten, dass die angegebenen Jahreszahlen sich laufend ändern und oft noch viele Hürden für die Umwidmung und den Bau zu nehmen sind.

Europäisches Wasserstoffnetz mit Anbindung Schweiz geplant

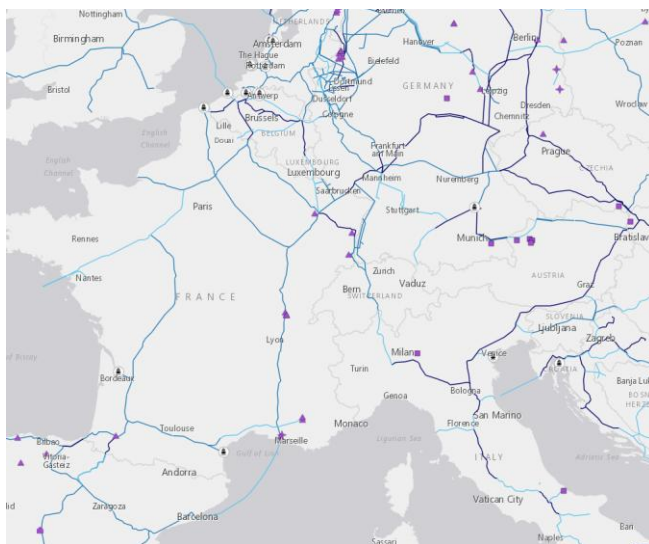


Abbildung 6: Plan-Ausschnitt des übergeplanten europäischen Wasserstoffnetzes¹⁶ (Schiffssymbole: Terminals und Häfen; violette Symbole: unterschiedliche Speicherarten; türkise Leitungen: neu, violette Leitungen: Umwidmung, mittelblaue Leitungen: Mischung)

Das Rückgrat der Schweizer Gas-Infrastruktur ist die Transitgasleitung, die die Schweiz von Nord nach Süd durchquert. Bis Ruswil bei Luzern wird sie doppelt geführt, danach bis zur Übergabe nach Italien am Griespass einfach. Die Transitgas nimmt sich vor, ab 2035 durchgehend zwei Leitungen zu führen – eine für Methan und die andere für Wasserstoff. Dafür prüft sie aktuell, ob zwischen Ruswil und dem Griespass eine zweite Leitung in den bestehenden Stollen gebaut werden könnte.

Transitgas prüft parallele Methan- und Wasserstoffleitung durch die Schweiz bis 2035

Neben der Leitungsinfrastruktur ist auch die Speichereinfrastuktur von Bedeutung. Derzeit gibt es in der Schweiz keine Wasserstoffspeicher relevanten Ausmasses. Auch für Methan bestehen nur Speicher für einen sehr kurzfristigen Ausgleich auf Tagesbasis¹⁷. Stattdessen nutzt die Schweiz Speicherkapazitäten im Ausland. Beispielsweise garantiert ein Abkommen mit

Keine saisonalen Speicher in der Schweiz

¹⁶ <https://www.h2inframap.eu/#map>, abgerufen im April 2025

¹⁷ Bundesamt für Energie (2022): «Aufbau von Gasspeicherkapazitäten in der Schweiz und alternative Optionen für eine inländische Gasversorgung»

Frankreich unter anderem dem Gasverbund Mittelland einen diskriminierungsfreien Zugang zu französischen Methanspeichern im Umfang von ca. 3 TWh. Ein Speicherprojekt ist derzeit im Goms geplant, es sollen vier Kavernen zur Speicherung von 1.5 TWh Methan gebaut werden mit frühester Inbetriebnahme im Jahr 2030. Es bestehen keine öffentlich zugänglichen Informationen zur Frage, ob auch die Speicherung von Wasserstoff oder eine spätere Umrüstung auf Wasserstoff geprüft wurde. In weiteren Projekten wird die Machbarkeit von neuen Technologien für saisonale Speicher abgeklärt, wie z.B. Speicherung von Wasserstoff und CO₂ in natürlichen Reservoirs oder die Speicherung von ca. 1 TWh Wasserstoff in organischen Trägermolekülen (Liquid Organic Hydrogen Carriers LOHC) in bestehenden Tanks der ehemaligen Raffinerie Collombey.

4.4 Rechtliche Grundlagen

Es bestehen zahlreiche rechtliche Grundlagen der EU und der Schweiz, die für Produktion, Transport und Nutzung von Wasserstoff relevant sind. Im Rahmen dieses Berichtes werden einige wenige fundamentale Grundlagen erläutert.

Keine umfassende Übersicht

Die Gasbinnenmarktrichtlinie der EU¹⁸ fokussiert auf die Schaffung integrierter Binnenmärkte für Erdgas und Wasserstoff, die Unterstützung der Klimaziele sowie die Stärkung des Verbraucherschutzes. So hält sie bspw. die Trennung von Erdgasfernleitungs- und Wasserstofffernleitungsbetreibern fest. Die Richtlinie findet nur für Wasserstoff Leitungen innerhalb der EU Anwendung. Für die Leitungen zwischen EU-Mitgliedstaaten und Drittstaaten wie der Schweiz bedarf es gemäss Richtlinie entweder eines internationalen Abkommens oder zwischenstaatlicher Abkommen, um einen kohärenten Rechtsrahmen für die gesamte Infrastruktur sicherzustellen.

EU Gasbinnenmarktrichtlinie fordert zwischenstaatliche Abkommen für grenzüberschreitende Wasserstoff-Leitungen

Die Wasserstoffstrategie des Bundesrates zeigt auf, welche Massnahmen im Bereich Wasserstoff bereits bestehen, aufgegleist sind oder angedacht werden können. Ein relevanter Teil der Massnahmen sind rechtliche Rahmenbedingungen. Die Übersicht der Massnahmen kann im Anhang C der Strategie nachgelesen werden. Im Rahmen dieses Berichts sollen Schlaglichter nur auf einzelne Regelungen geworfen werden:

Schlaglicht auf einige nationale Grundlagen

- **Stufe Produktion: Förderung neuartiger Technologien:** Im Rahmen des Klima- und Innovationsgesetzes (KIG) können bis 2030 Unternehmen mit einem Netto-Null Fahrplan Fördermittel für den Einsatz von neuartigen Technologien und Prozesse erhalten. Cluster von Unternehmen mit Wasserstoff-Produzenten können damit gefördert werden.
- **Stufe Produktion: Rückerstattung Netznutzungsentgelt beim Strombezug:** Betreibern von Elektrolyseuren, welche den Wasserstoff und seine Derivate zurückverstromen, wird für die zurückgespeiste Menge das Netznutzungsentgelt zurückerstattet (StromVG Art. 14a, Version ab 2026). Für Pilot- und Demonstrationsanlagen, welche grünen Wasserstoff

¹⁸ EU (2024): «Richtlinie (EU) 2024/1788 des europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG»

und Derivate produzieren, wird das Netznutzungsentgelt des eingesetzten Stroms während 20 Jahren auch zurückerstattet. Die Rückerstattung gilt bis zu einer insgesamt installierten Leistung von 200 MW, also nur in der frühen Phase des Markthochlaufs.

- **Stufe Transport und Verteilung: Beimischung Wasserstoff ins Gasnetz:** In der Schweiz ist aus technischer Sicht der Anteil von Wasserstoff im Gasnetz auf maximal zehn Prozent festgelegt¹⁹. Dazu müssen diverse Bedingungen erfüllt sein, insbesondere in Bezug auf die Nutzer.
- **Stufe Transport und Verteilung: Planung und Bewilligung:** Seit 2023 unterliegen Wasserstoffleitungen dem Anwendungsbereich des Rohrleitungsgesetzes (RLG). In Kapitel 8 wird näher auf die Bedeutung dieser Grundlage eingegangen.
- **Stufe Nutzung: Befreiungen für Treibstoff:** Fahrzeuge mit Wasserstoffantrieb sind bis 2030 von der Mineralölsteuer und der leistungsabhängigen Schwerverkehrsabgabe befreit.
- **Stufe Nutzung: CO₂-Abgabe für Brennstoff:** Wasserstoff beinhaltet kein Kohlenstoffatom, seine Nutzung führt zu keinen CO₂-Emissionen. Entsprechend unterliegt die Nutzung von Wasserstoff als Brennstoff keiner CO₂-Abgabe.
- **Stufe Nutzung: Anerkennung ausländischer Herkunftsnachweise in der Industrie:** Der Import von Wasserstoff über das Gasnetz mittels grüner Zertifikate gilt als «virtuell», da der im Ausland eingespeiste Wasserstoff nicht physisch in die Schweiz gelangt. Das CO₂-Gesetz ermöglicht es Unternehmen im Emissionshandelssystem und solche mit Verminderungsverpflichtungen, Zertifikate für erneuerbaren Wasserstoff aus dem Ausland zu verwenden. Dazu muss unter anderem die entsprechende Menge erneuerbarer Wasserstoff ins europäische Gasnetz eingespeist worden sein, eine Doppelvermarktung ausgeschlossen werden und die CO₂-Verminderung ausschliesslich in der Schweiz angerechnet werden. Für die letzte Anforderung bedarf es zwischenstaatlicher Abkommen. Solche werden derzeit mit mehreren Ländern abgeklärt.

Zusammenfassend fehlen derzeit auf Bundesebene zwischenstaatliche Abkommen für Leitungen zwischen der Schweiz und EU-Mitgliedstaaten sowie für die Anrechnung von CO₂-Verminderungen beim Import von H₂ für die Industrie.

Fehlen zwischenstaatliche Abkommen

¹⁹ SVGW (2022): «G18 Richtlinie: Gasbeschaffenheit»

Erkenntnisse Ausgangslage Schweiz

- Das Potenzial für die Produktion in der Schweiz ist im Vergleich zum heutigen Gasverbrauch sehr gering. Es ist wahrscheinlich, dass die Schweiz auf den Import von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten angewiesen sein wird.
- In der Schweiz wurden in den letzten Jahren einige Elektrolyseure gebaut. Sie machen weniger als 5% des Produktionspotenzials aus.
- Die Transitgasleitung, das Rückgrat der Schweizer Gas-Infrastruktur, soll mittelfristig zwei Leitungen führen – eine für Methan und die andere für Wasserstoff. Letztere soll an ein europäisches Wasserstoff Kernnetz angebunden sein, das in Entwicklung und Planung ist.
- Diverse rechtliche Rahmenbedingungen in der Schweiz begünstigen die inländische Produktion sowie Nutzung von Wasserstoff. Einige dieser Bedingungen sind erst kürzlich in Kraft getreten.
- Für Wasserstoffleitungen zwischen der Schweiz und EU-Mitgliedstaaten ist gemäss Gasbinnenmarkttrichtlinie der EU der Schweiz ein internationales oder zwischenstaatliches Abkommen nötig.
- Insgesamt ist sowohl die Produktion als auch die Nutzung von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten in der Schweiz auf einem sehr tiefen Niveau gegenüber anderen Brenn- und Treibstoffen.

5. Ausgangslage Region Basel

Der Gesamtenergieverbrauch der beiden Kantone betrug im Jahr 2022 11'300 GWh, davon 7'400 GWh in Basel-Landschaft und 3'900 GWh in Basel-Stadt (Abbildung 7)²⁰. In Basel-Landschaft liegt der Bedarf im Verkehr, Wohnen und Nicht-Wohnen in ähnlichen Dimensionen, in Basel-Stadt hingegen ist der Bedarf des Verkehrs relevant tiefer.

Gesamtenergiebedarf 2022 bei knapp 11 TWh

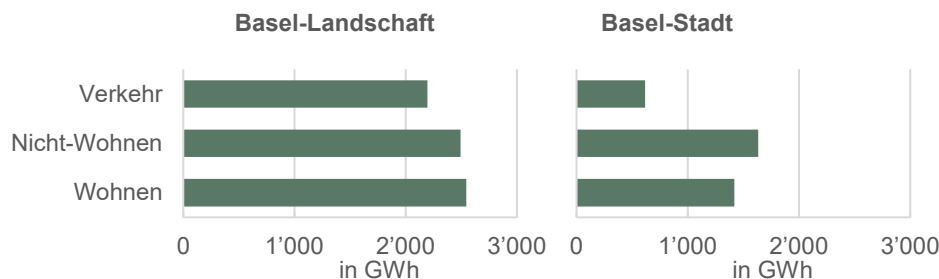


Abbildung 7: Gesamtenergieverbrauch (brutto) der beiden Kantone im Jahr 2022

Der Bereich «Nicht-Wohnen» umfasst den Bedarf von Unternehmen (Dienstleistungen, Gewerbe, Industrie). Darin eingeschlossen ist auch die Beheizung von gewerblich genutzten Gebäuden und Lagerhallen. Der Bedarf für industrielle Prozesse wird in der Statistik nicht separat ausgewiesen. Im letzten Erhebungsjahr 2022 wurde der Bereich Nicht-Wohnen in Basel-Landschaft noch zu 33% mit fossilen Brennstoffen versorgt, in Basel-Stadt nur noch zu 13% mit einem stärkeren Anteil von Wärmeverbunden. Als Brennstoffe im Bereich Nicht-Wohnen kamen im Kanton Basel-Landschaft 370 GWh Heizöl und 440 GWh Gas zum Einsatz, im Kanton Basel-Stadt 50 GWh Heizöl und 160 GWh Gas. In beiden Kantonen ist der Gasverbrauch seit Jahren rückläufig.

Fossiler Anteil im Bereich Nicht-Wohnen

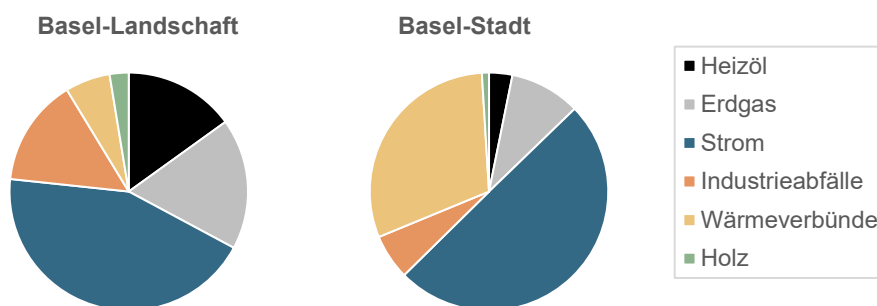


Abbildung 8: Aufteilung des Gesamtenergieverbrauchs des Bereichs «Nicht-Wohnen» auf Energieträger (Jahr 2022)

5.1 Potenzial für Wasserstoff-Produktion

Es besteht derzeit keine Potenzialanalyse für die Region Basel. Im Grundsatz gilt, dass eine wirtschaftliche Produktion bei Produktionsanlagen von

Potenzial bei den bestehenden Wasserkraftanlagen

²⁰ Energiestatistiken der beiden Kantone, online zugegriffen im Juni 2025

erneuerbarem Strom mit hohen Volllaststunden zu suchen ist. Der Fokus liegt daher auf grösseren Wasserkraftanlagen und allenfalls Kehrlichtverbrennungsanlagen. In Deutschland werden Windenergieanlagen in Kombination mit Freiflächen-Photovoltaikanlagen ebenfalls zum Potenzial für Produktionsanlagen gezählt. Da die Grösse der Produktionsanlage einen Einfluss auf die Produktionskosten hat, wird es für entsprechende Schweizer Cluster schwierig, einen wirtschaftlich interessanten Anwendungsfall für den Grossraum Basel zu finden.

5.2 Produktion von Wasserstoff und seinen Derivaten

Bestehende Anlagen: Auf der deutschen Seite des Rheins gegenüber Pratteln, am Wasserkraftwerk in Grenzach-Wyhlen, besteht seit 2018 ein Elektrolyseur mit einer Leistung von 1 MW. Diese Produktionsanlage soll um 5 MW erweitert werden, der bestehende H₂-Druckspeicher soll um eine Kapazität von 3,8 t mit 500 bar erweitert werden²¹. Der Spatenstich erfolgte im Sommer 2024.

1 MW Anlage in Wyhlen (D) soll auf 6 MW erweitert werden

Geplante Anlagen: In den beiden Basel ist derzeit eine Produktionsanlage in Planung. GreenH2, ein Gemeinschaftsunternehmen von IWB und der Tankstellenbetreiberin Fritz Meyer AG, hatten auf der Insel des Wasserkraftwerks in Birsfelden einen Elektrolyseur mit 2.5 MW Leistung geplant. Als das Baugesuch abgelehnt wurde, wurde das Projekt überarbeitet. Nun ist eine grössere Anlage von 15 MW im Hafen von Birsfelden in der Industriezone geplant²². Sie soll jährlich 1'600 t (53 GWh) grünen Wasserstoff liefern. Dazu soll eine neue private Stromleitung vom Wasserkraftwerk zum Hafen gelegt werden. Der Investitionsentscheid für den Bau soll bis Ende 2025 gefällt werden²³. Die Anlage soll über eine Wasserstoffleitung die Industrie in Schweizerhalle und Pratteln beliefern (siehe weiter unten bei Transport und Bedarf). Bei der Elektrolyse fallen zudem bis zu 19 GWh nutzbare Abwärme pro Jahr an. Diese könnte in lokale thermische Netze eingespeist werden.

15 MW Elektrolyseur im Hafen Birsfelden in Planung

Eine weitere Anlage von 1 MW Leistung ist in Augst von der AEW und der Fritz Meyer AG angedacht. Der Kanton hat die Zonenkonformität der Anlage bestätigt. Die weitere Planung der Anlage ist jedoch sistiert, bis mehr Erkenntnisse aus dem Projekt in Birsfelden vorliegen.

1 MW Anlage in Augst sistiert

Auf der deutschen Seite des Rheins in Albbruck (rheinwärts nahe Leibstadt) soll eine grosse Wasserstoffproduktion erstellt werden. Die RWE plant, am Laufwasserkraftwerk eine Elektrolyse-Leistung von 50 MW zu installieren. Der Investitionsentscheid ist noch nicht gefallen. Wasserstoff soll erstmals ab 2028 produziert werden²⁴.

50 MW Anlage rheinwärts in Albbruck (D) geplant

²¹ Naturenergie (2024): «Spatenstich beim Reallabor H₂-Wyhlen für mehr grünen Wasserstoff». Pressemitteilung vom 11. Juni 2024

²² Energiate (2023): «IWB planen 15-MW-Wasserstoffanlage im Birsfelder Hafen». Artikel vom 30. Mai 2023

²³ Für die Rentabilität solcher Anlagen ist der Erhalt von Fördermitteln von grosser Bedeutung. Neu kann die grüne Wasserstoff Produktion im Rahmen des Klima- und Innovationsgesetzes in der frühen Phase des Markthochlaufs Förderung erhalten. Siehe dazu auch Kapitel 4.4 zu den rechtlichen Grundlagen.

²⁴ Badenova Netze (2025): <https://badenovanetze.de/projekt-h2-hochrhein/> (abgerufen im April 2025)

5.3 Infrastruktur und regionale Einbettung

In den bevölkerungsreichen Gemeinden der beiden Basel besteht aktuell ein dichtes Leitungsnetz für Methan (siehe Abbildung 9). Zudem bestehen regionale Leitungen des Gasverbunds Mittelland, welche das Schweizer Mittelland mit Gas versorgt. Schliesslich durchqueren die Transitgasleitungen den Kanton Basel-Landschaft. Der Hauptstrang der Transitgasleitung mit zwei Hochdruckleitungen führt von der deutschen Grenze bei Wallbach (AG) bis Ruswil (LU) und dabei über Baselländler Boden (von Buus bis Oltingen). Es besteht zudem ein Seitenarm mit einer Hochdruckleitung, der von der französischen Grenze bei Rodersdorf (SO) zum Hauptstrang bei Lostorf (SO) und dabei auch Baselländler Boden quert (Abschnitt Blauen, Zwingen, Brislach sowie Abschnitt von Reigoldswil nach Läfelfingen).

Bestehende Leitungsinfrastruktur für Methan

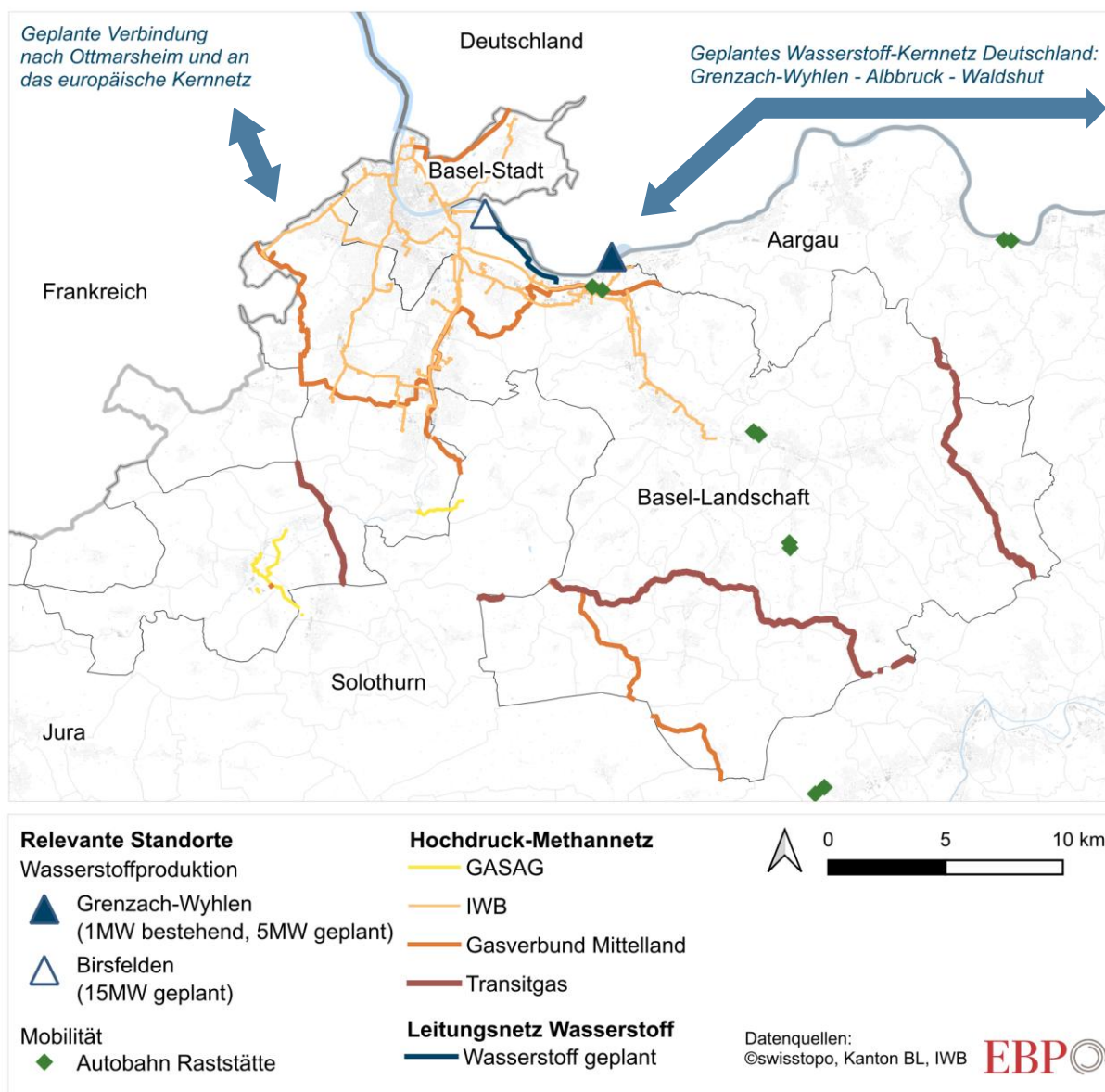


Abbildung 9: Übersicht der beiden Kantone mit bestehendem Hochdruck-Methannetzen sowie bestehender und geplanter Wasserstoffinfrastruktur

Regional sind in den beiden Basel in Bezug auf Wasserstoff vor allem zwei Infrastrukturentwicklungen von Bedeutung, eine in Deutschland, eine in Frankreich. In Deutschland plant Badenova Netze den Neubau einer Wasserstoffleitung zwischen der bestehenden Produktionsanlage in Grenzach-Wyhlen, der angedachten Gross-Produktion in Albbruck und weiter bis nach Waldshut-Tiengen (siehe Abbildung 10). Ein erster Abschnitt davon bei Albbruck ist bereits in Bau. Dieser Cluster ist Teil des von der Bundesnetzagentur genehmigten Wasserstoff-Kernnetzes Deutschlands. Eine Verbindung an das europäischen Kernnetz würde über die Region Basel erfolgen.

Leitungen in
Deutschland in Bau
und in Planung

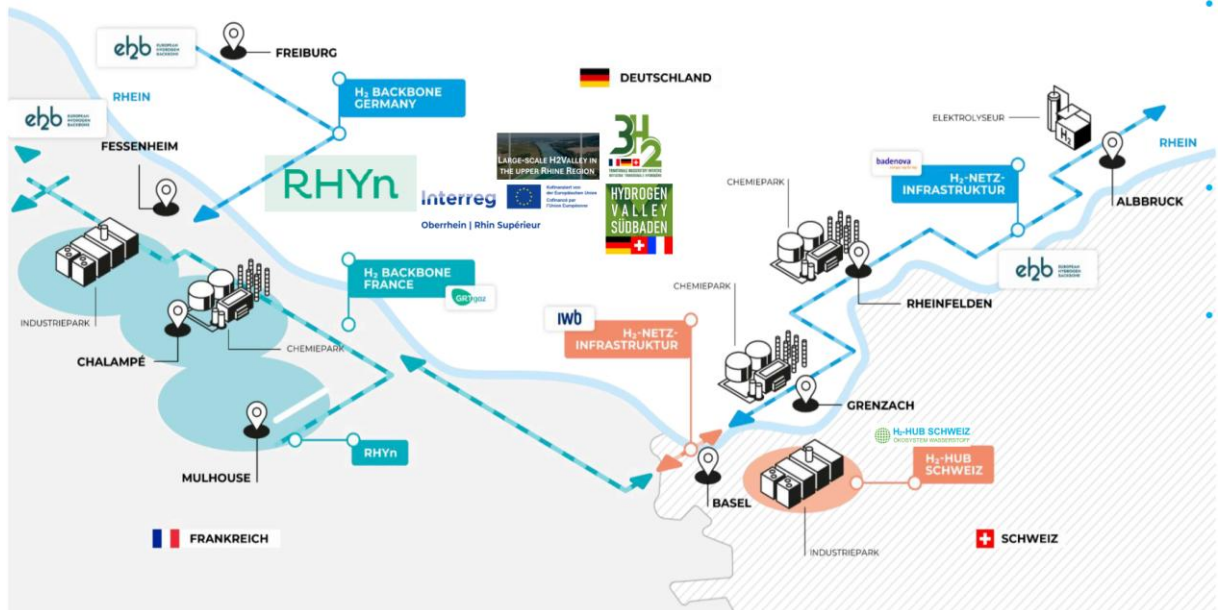


Abbildung 10: Übersicht der regional geplanten Wasserstoffleitungen: Links in türkis die Anbindung an das europäische Netz über Nancy, rechts das geplante Teilstück des deutschen Wasserstoff Kernnetzes²⁵

Der französische Gastransportnetzbetreiber NaTran (ehemals GRTgaz), plant, ein Netz für einen Wasserstoffcluster aufzubauen (siehe Abbildung 11). Als Start sollen in den ersten beiden Abschnitten Fessenheim mit Ottmarsheim und Basel verbunden werden. Förderzusagen liegen für beide Abschnitte vor, Stand Mai 2025 ist NaTran daran, verbindliche Zusagen von den beteiligten Akteuren zu gewinnen, um die technischen Vorstudien zu starten. NaTran plant, den Cluster bis 2032 an das europäische Kernnetz anzuschliessen, insbesondere an die geplante Verbindung nach Frankreich und Spanien (Projekt H2med).

Leitungen in Frankreich in Planung

²⁵ Lüdin & Sommerhalter (2025): «Wasserstoff und seine Derivate – Ein Schlüssel zur nachhaltigen Energie-zukunft», Vortrag an den 16. Expertengesprächen Power-to-X im Januar 2025

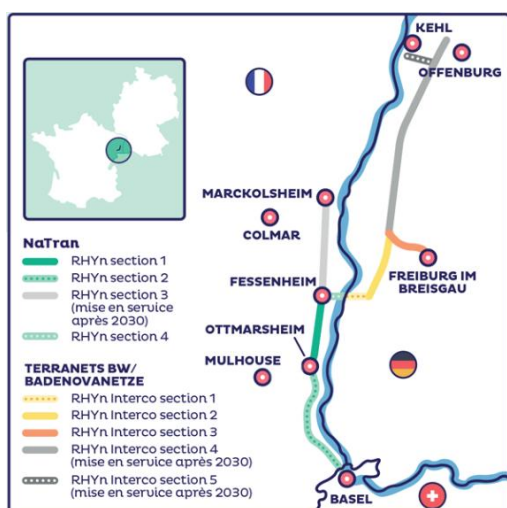


Abbildung 11: Planungen des französischen Gastransportnetzbetreibers NaTran im Elsass

IWB hat sowohl für eine Anbindung an das europäische Kernnetz über Frankreich als auch eine Anbindung an die deutsche Leitung Vorabklärungen vorgenommen. Je nach Zeitpunkt und Ort sind sowohl Umwidmungen als auch Neuleitungen denkbar. Mit der Badenova wurden beispielsweise Rheinquerungen bei Rheinfelden sowie beim Sisslerfeld (Stein, AG) geprüft²⁶. Öffentlich sind noch keine Umsetzungspläne bekannt. IWB geht davon aus, dass sie ihr Versorgungsgebiet mit einem Wasserstoffnetz von unter 5 bar Druck beliefern könnte. Der Gasverbund Mittelland prüft einen Anschluss an das französische Netz über die Umwidmung von Leitungen oder den Bau neuer Leitungen. Dabei wird die bestehende Verbindung von GVM und IWB nach Frankreich geprüft. Die Dimension der Leitung ist noch unklar und könnte sich – abhängig vom Bedarf - auch über 5 bar belaufen. Eine solche würde vermutlich unter nationale Zuständigkeit fallen.

Vorabklärungen für Anbindung seitens IWB und GVM in Gang

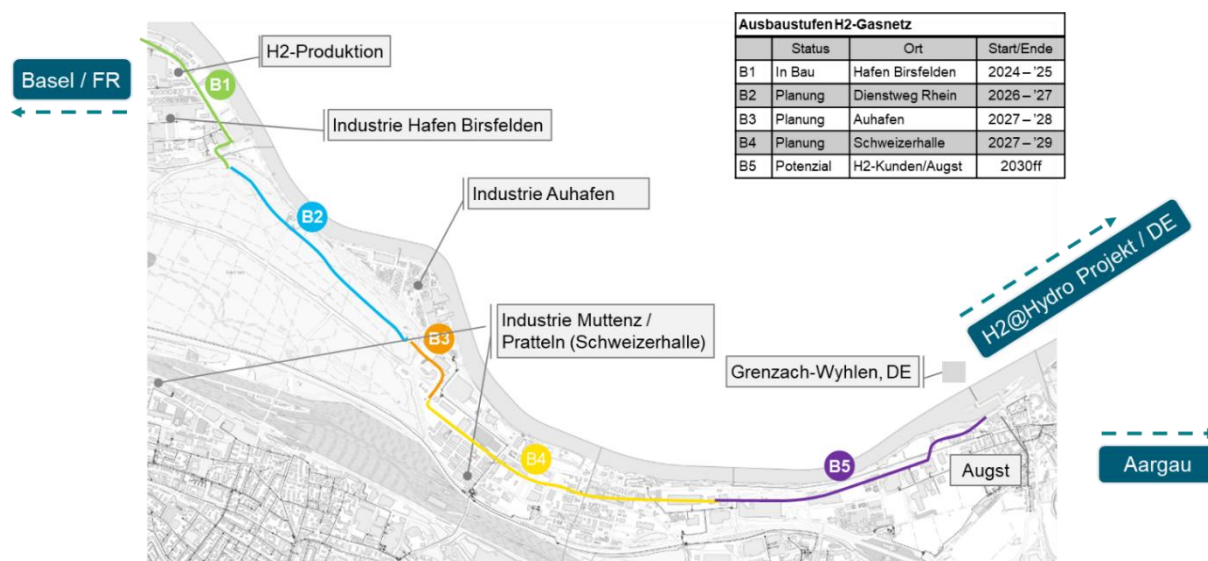
Die Transitgas plant wie in Kapitel 4.3 beschrieben, eine ihrer Achsen auf Wasserstoff umzustellen. Dabei handelt es sich um den östlichen Hauptstrang zwischen Ruswil und Wallbach. Eine Herausforderung besteht darin, dass auf deutscher Seite derzeit keine Verbindung im deutschen Wasserstoff Kernnetz festgesetzt ist. Dazu laufen derzeit Diskussionen.

Umstellung Transitgas

Die IWB plant in jedem Fall eine neue Wasserstoffleitung mit einem Betriebsdruck von unter 5 bar, welche die geplante Produktionsanlage im Hafen Birsfelden mit der Industrie in Schweizerhalle und Pratteln verbinden soll (siehe Abbildung 12). Der erste Abschnitt befindet sich derzeit bereits in Bau, die nächsten Abschnitte sind bereits mit anderen Werkleitungs- und Strassenbelagsprojekten in Abstimmung.

Wasserstoffleitung Birsfelden-Pratteln

²⁶ Energiate (2024): «Region Basel wird Teil des deutschen H2-Kernnetzes». Mitteilung vom 22. Oktober 2024

Abbildung 12: Geplante Wasserstoff-Leitung zwischen Birsfelden und Pratteln²⁷

Schliesslich sind auf der Seite der Infrastruktur noch die beiden Wasserstoff-tankstellen von Coop und der Fritz Meyer AG in Frenkendorf und Pratteln zu nennen. An beiden Tankstellen können heute Lastwagen, Busse oder Personenwagen tanken. Sie werden per Lastwagen mit Wasserstoff beliefert. Wie viele Lastwagen pro Tag vollgetankt werden könnten, ist vom Zwischenspeicher und der Kapazität des Verdichters abhängig. Die erste Tankstelle in der Schweiz in Hunzenschwil konnte bspw. zu Beginn rund 12 Lastwagen pro Tag voll betanken²⁸. Bei höherer Nachfrage kann die Kapazität über einen grösseren Zwischenspeicher und zusätzliche Verdichter erhöht werden.

Tankstellen in Pratteln und Frenkendorf

Zwar wurden Reservekraftwerke in dieser Studie nicht berücksichtigt, da ihre Standorte zum Zeitpunkt der Ausschreibung im Dezember 2024 noch nicht bekannt waren. Inzwischen vergab das Bundesamt für Energie den Zuschlag für ein Kraftwerk mit einer Leistung von 291 MW zur Absicherung der Stromversorgung in Notsituationen mit Standort Auhafen von Muttentz an die Axpo. Zunächst ist als Brennstoff hydriertes Pflanzenöl (HVO, ein CO₂-neutraler Biodiesel) vorgesehen. Langfristig soll je nach Verfügbarkeit eine Umrüstung auf eMethanol, also ein Derivat von grünem Wasserstoff, möglich sein. Der Standort auf dem Industrieareal in Hafennähe erleichtert Versorgung und Lagerung für alle flüssigen Brennstoffe.

Reservekraftwerk in Muttentz

²⁷ IWB (Juni 2025): Abbildung durch Sven König, IWB zur Verfügung gestellt.

²⁸ Coop (2016): Faktenblatt: Die erste öffentliche Wasserstofftankstelle der Schweiz.

Erkenntnisse Ausgangslage Region Basel

- Der Gesamtenergieverbrauch der beiden Kantone betrug im Jahr 2022 11'300 GWh, 7'400 GWh in Basel-Landschaft und 3'900 GWh in Basel-Stadt.
- In Birsfelden ist der derzeit grösste Elektrolyseur der Schweiz mit 15 MW geplant. Dieser soll über eine Wasserstoffleitung die Industrie auf der Achse nach Pratteln sowie den Schwerverkehr beliefern. Der Investitionsentscheid für die Anlage ist noch nicht getroffen, ein Abschnitt der Leitung ist bereits in Bau.
- Derzeit prüft die IWB Anbindungen an ein aufzubauendes Wasserstoff-Cluster nördlich des Rheins in Deutschland und an ein aufzubauendes Cluster in Frankreich zwischen Fessenheim und Ottmarsheim, der seinerseits an das europäische Kernnetz angebunden werden soll.
- Die IWB geht davon aus, dass sie ihr derzeitiges Versorgungsgebiet mit einem Wasserstoffnetz von unter 5 bar Druck beliefern könnte. Diese Leitungen fallen unter kantonale Zuständigkeit.
- Der Gasverbund Mittelland prüft einen Anschluss an das französische Netz. Die Dimension der Leitung ist noch unklar und könnte sich auch über 5 bar belaufen. Eine solche würde unter nationale Zuständigkeit fallen.
- Die Transitgas plant eine ihrer Leitungen von Methan auf Wasserstoff umzuwidmen. Die Druckstufe ist höher als 5 bar.

6. Künftiger Bedarf an grünem Wasserstoff und seiner Derivate

Der Bedarf an grünem Wasserstoff und seiner Derivate wurde unter der Prämisse ermittelt, dass das Netto-Null-Ziel in Basel-Stadt bis 2037 und in Basel-Landschaft bis 2050 erreicht werden soll. Da das Produktionspotenzial innerhalb der Schweiz vorhanden, aber begrenzt ist und bei den möglichen Importkapazitäten und Importländern verschiedene Unsicherheiten vorliegen, legt die vorliegende Studie den Fokus ausschliesslich auf Anwendungen, die schwer oder nicht elektrifizierbar sind und deshalb längerfristig auf erneuerbare Brennstoffe angewiesen sind (siehe dazu auch die Grundlagen im Kapitel 2). Diese Perspektive unterscheidet sich relevant von der Perspektive, wieviel grüner Wasserstoff in der Region abgesetzt werden könnte, falls er preiswert und in grossen Mengen zur Verfügung stehen würde. Konkret werden der Bedarf von Hochtemperaturprozessen der Industrie, Schwertransport und Schifffahrt erhoben.

Perspektive: Anwendungen ohne Alternativen

Da zudem sehr hohe Unsicherheiten bestehen, wird der künftige Bedarf in diesen Bereichen in einer Bandbreite geschätzt (tiefes und hohes Szenario).

Bandbreite an künftigen Bedarf

6.1 Methodik

Methodik schwer zu dekarbonisierende Industrie

In einem ersten Schritt wurde der industrielle Sektor erfasst und eingegrenzt, einerseits auf Grossverbraucher mit einem Energiebedarf grösser als 3 GWh/a, andererseits auf den «schwer zu dekarbonisierenden» Anteil. Konkret bedeutet dies, dass nur der Wärmebedarf von Prozesstemperaturen über 150°C betrachtet wird, der schwer oder nicht elektrifizierbar ist. Eine weitere wichtige Grundannahme für die Berechnungen ist, dass die Struktur der Schweizer Industrie weitgehend unverändert bleibt. Es wird also keine wesentliche Zu- oder Abwanderung von Unternehmen prognostiziert und abgebildet.

Eingrenzung «schwer zu dekarbonisierende Industrie»

In einem zweiten Schritt wurde der heutige fossile Energiebedarf dieser schwer zu dekarbonisierenden Industrie aufgrund von Gas-Verbrauchsdaten und Daten zur Leistung von Ölfeuerungen abgeschätzt.

Gasverbrauch und Feuerungsleistungen

Nachfolgend sind die Datenquellen aufgelistet:

- Primäre Daten zum Gasverbrauch 2024²⁹
- Sekundäre Daten des Kantons Basel-Stadt der Feuerungskontrolle mit Angaben zum geschätzten Heizölverbrauch
- Sekundäre Daten des Kantons Basel-Landschaft mit Angaben zu Heizölfeuerungen und deren Verbrauch: Feuerungsdatenbank zu industriellen Anlagen (LISA) zur Ergänzung zum Heizölverbrauch sowie Energiestatistik

²⁹ Datenlieferung der Gasversorger IWB und Gasag

In einem dritten Schritt wurde die Temperaturverteilung des bisher fossilen Wärmebedarfs abgeschätzt. Dazu werden zunächst die Unternehmen einer Branche zugeordnet und anschliessend in einer Vereinfachung angenommen, dass die Temperaturverteilung des Unternehmens der typischen Verteilung in dieser Branche³⁰ entspricht. Diese Annahmen werden für einige der Unternehmen in Telefoninterviews validiert (siehe Liste der Interviews in Anhang A1).

Abschätzung der
Temperaturniveaus

Die Interviews ergaben, dass die übergeordneten Annahmen der meisten Branchen gut mit den Angaben aus den Interviews übereinstimmten. Die Literatur-Annahmen für den Anteil hoher Temperaturen in der Chemie- und Pharmaindustrie lagen jedoch zu hoch. Dies ist vor allem auf die Verfahren der betrachteten Unternehmen zurückzuführen, die weniger in der Grundstoffchemie mit Temperaturen über 500°C, sondern mehr in der Pharmaindustrie und der Fein- und Spezialchemie mit Temperaturen unter 300°C angesiedelt sind. Der einzig relevante Prozess für Temperaturen über 500°C in der lokalen Chemiebranche ist die thermische Nachverbrennung lösemitelhaltiger Abluft.

Anpassung Temperaturniveaus in der Chemie- und Pharmaindustrie

Für die Abschätzung des künftigen Bedarfs wurde zunächst betrachtet, welche Effizienzgewinne möglich sind. Dazu gehören Potenziale zur Abwärmennutzung, zur optimierten Betriebsführung, dem Einsatz bester verfügbarer Technologien, sowie Prozessinnovationen. Für den Kanton Basel-Stadt, von dem Jahr 2024 bis 2037 wird ein zusätzliches Energieeffizienzpotenzial von 15 % angenommen, was dem expliziten Effizienzziel des Kantons gemäss der Klimaschutzstrategie³¹ entspricht. Bis zum Jahr 2050 wurde in Anlehnung an die Energieperspektiven³² für beide Kantone ein Energieeffizienzpotenzial von insgesamt 20 % angenommen³³. Die Grössenordnung dieses Effizienzpotenzials wurde im Rahmen eines nationalen Projektes³⁴ mit diversen Experten gespiegelt und bestätigt.

Reduktion des Bedarfs durch Effizienz

Anschliessend wurde zur Erhebung des künftigen Bedarfs an Brennstoffen derjenige Bedarf abgezogen, der bis zum Zieljahr elektrifiziert werden kann. Dabei ist wichtig zu beachten, dass die Analyse aus Sicht der technischen Machbarkeit erfolgt, ohne die Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit. Wissenschaftliche Arbeiten zeigen, dass bis 2035 in den meisten industriellen Branchen die Elektrifizierung technisch machbar ist (siehe Abbildung 13). Insbesondere in den betrachteten Branchen der beiden Kantone ist die Elektrifizierung bis dann technisch möglich.

Technisches Potenzial der Elektrifizierung

³⁰ EBP (2024): «Zukünftiger Wasserstoffverbrauch in der Schweizer Industrie» Im Auftrag des Bundesamtes für Energie

³¹ Kanton Basel-Stadt (2023): Klimaschutzstrategie Kanton Basel-Stadt: Teil 1- Netto-Null 2037 [\[Link\]](#)

³² BFE (2022): Energieperspektiven 2050+: Technischer Bericht [\[Link\]](#)

³³ Dies bedeutet im Kanton Basel-Stadt 15 % bis 2037 und zusätzlich 5% bis 2050.

³⁴ EBP (2024): «Zukünftiger Wasserstoffverbrauch in der Schweizer Industrie». Im Auftrag des Bundesamtes für Energie.

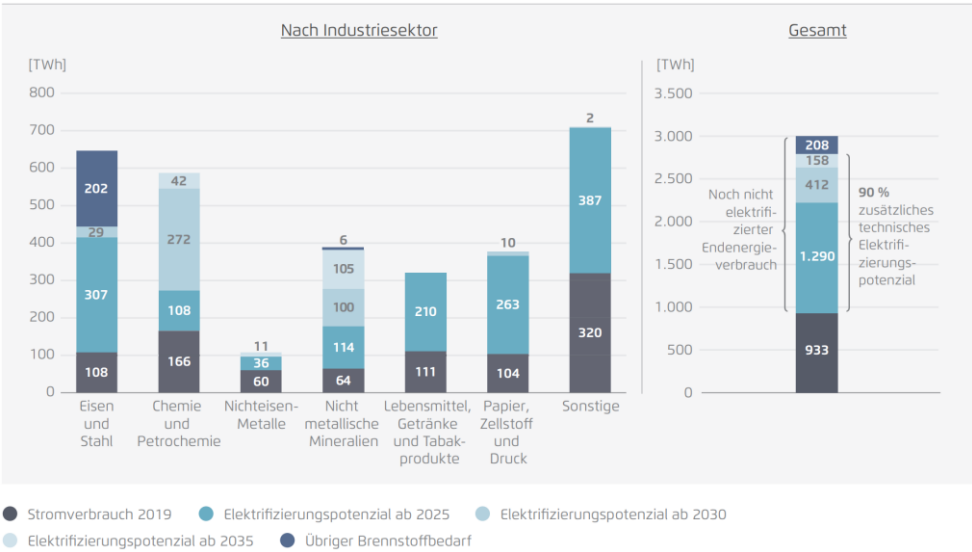


Abbildung 13: Technische Potenziale für die direkte Elektrifizierung in der EU-27³⁵

Die Annahmen zur technischen Machbarkeit der Elektrifizierung wurden für einige der Unternehmen in Telefoninterviews validiert (siehe Liste der Interviews in Anhang A1). Die Interviews ergaben, dass die meisten Prozesse genereller Art sind und die technische Machbarkeit wie gemäss Studie schon besteht. Die Kaffeerösterei und die Hochtemperaturverbrennung wurden als Prozesse identifiziert, in denen die technische Machbarkeit noch nicht gegeben ist, aber bis 2035 bestehen soll. Es ist möglich, dass es vereinzelt weitere, hier nicht interviewte Unternehmen gibt, in denen die Elektrifizierung auf grössere Hürden stösst.

Validierung Elektrifizierung in Interviews

Zur Abschätzung des Bedarfs in den Zieljahren wurde in einem tiefen und hohen Szenario abgewogen, wie rasch die neuen Technologien in der Industrie eingesetzt werden können. Dazu wurden Annahmen zu a) der Lebensdauer industrieller Anlagen und b) den Zeitpunkten der technologischen Reife getroffen (siehe Tabelle 1). Für b) wird in generelle Prozesse wie die Dampfproduktion und Spezialprozesse (Kaffeerösterei / Hochtemperaturverbrennung) unterschieden. Daraus entsteht eine Bandbreite an Brennstoffbedarf für die Zieljahre.

Diffusion der neuen Technologien

	Tiefes Szenario	Hohes Szenario
a) Lebensdauer	Anzahl Jahre	Anzahl Jahre
Industrielle Anlagen	20	30
b) Technische Reife	Jahr	Jahr
Genereller Prozess	2020	2025
Spezialprozess Kaffeerösterei	2030	2035
Spezialprozess Hochtemperaturverbrennung	2035	2045

³⁵ Fraunhofer ISI (2024): Direkte Elektrifizierung von industrieller Prozesswärme. Eine Bewertung von Technologien, Potenzialen und Zukunftsaussichten für die EU. Zusammenfassung im Auftrag von Agora Industrie [\[Link\]](#)

Tabelle 1: Annahmen zur Abschätzung des Bedarfs in den Zieljahren

Methodik Schwerverkehr

Der heutige Energiebedarf des Schwerverkehrs wurde auf der Grundlage der je Gemeinde immatrikulierten Nutzfahrzeuge für das Jahr 2024 abgeschätzt³⁶. Dabei werden gemäss der Systemgrenze Lastwagen und Sattel-schlepper >3.5 t berücksichtigt. Für die Fahrzeuge werden je nach Fahr-zeugalter und -grösse unterschiedliche Jahresfahrleistungen angenommen. Die Jahresfahrleistungen pro Fahrzeug sind bis zum Jahr 2050 konstant und basieren auf den Verkehrsperspektiven 2050 des ARE³⁷. Jüngere Fahrzeuge werden aus betrieblichen Gründen häufiger eingesetzt und legen daher mehr Fahrzeugkilometer pro Jahr zurück als ältere. Tabelle 2 zeigt die maximal erreichten Jahresfahrleistungen nach Grössenkategorie.

Grundlage: immat-
rikulierte Fahr-
zeuge

Grössenkategorie	Max. Jahresfahrleistung [km]
<12t	20'400
12 - 26t	30'400
26 - 32t	30'400
>32t	76'500

Tabelle 2: Maximale Jahresfahrleistungen der schweren Nutzfahrzeuge nach Grössenkate-
gorie

Je nach Fahrzeuggrösse werden unterschiedliche spezifische Verbräuche pro gefahrenem Kilometer angenommen. Die spezifischen Verbräuche redu- zieren sich über den Betrachtungszeitraum, da mit fortschreitender techno- logischer Entwicklung der Wasserstoffantriebe Effizienzsteigerungen zu er- warten sind. Die Annahmen zu den spezifischen Verbräuchen basieren auf internen Daten aus bestehenden Projekten und verfügbaren Literaturwerten. Tabelle 3 zeigt den spezifischen Wasserstoffverbrauch von Neufahrzeugen nach Grössenkategorie für drei ausgewählte Jahre des Betrachtungszeit- raums.

Verbrauch variiert
nach Fahr-
zeuggrösse und
sinkt mit der Zeit

Grössenkategorie	Einheit	2025	2037	2050
<12t	kWh H ₂ /100km	142	133	122
12 - 26t	kWh H ₂ /100km	168	156	144
26 - 32t	kWh H ₂ /100km	184	172	159
>32t	kWh H ₂ /100km	212	198	182

Tabelle 3: Spezifischer Wasserstoffverbrauch der schweren Nutzfahrzeuge nach Grössenka-
tegorie in ausgewählten Jahren. Alle Werte in kWh H₂/100km mit einer unterstell-
ten Energiedichte von 33 kWh/kg H₂ (Heizwert).

Zwei Szenarien für
den Antriebsmix

³⁶ ASTRA (2025): «Informationssystem Verkehrszulassung (IVZ)» – Datenstand 2024.

³⁷ ARE (2022): «Schweizerische Verkehrsperspektiven 2050»

Der zukünftige Antriebsmix der Neuzulassungen orientiert sich an zwei Szenarien, die kompatibel sind mit dem nationalen Netto-Null-Ziel 2050.³⁸ Beide Szenarien orientieren sich neben dem revidierten CO₂-Gesetz (2025-2030) auch am EU-Beschluss zur weiteren Verschärfung der Emissionsvorschriften. Es wird unterstellt, dass die Schweiz diese EU-Vorgaben zeitgleich und ohne individuelle Anpassung übernimmt.

Im tiefen Szenario ist der batterieelektrische Antrieb die Schlüsseltechnologie zur Dekarbonisierung in allen Fahrzeugkategorien und Grössenklasse. Wasserstoff-Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV) finden dabei nur in Nischenanwendungen Einsatz. Der Antriebsmix der Neuzulassungen für dieses Szenario über den gesamten Betrachtungszeitraum ist in Abbildung 14 abgebildet.

Tiefes Szenario

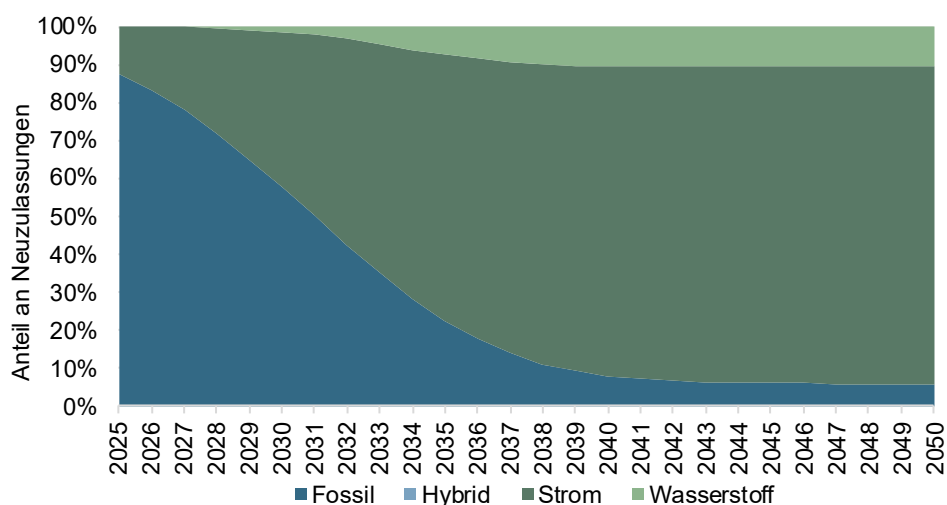


Abbildung 14: Antriebsmix der Neuzulassungen im tiefen Szenario

Im hohen Szenario dominieren batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) den Markt kurz- und mittelfristig in allen Grössenkategorien. Nach 2030 wird Wasserstoff zu einer kostengünstigen globalen «commodity». Schwierig zu elektrifizierende Fahrzeugsegmente mit Dieselantrieb, wie Langstrecken-Lkw, die bis dann noch nicht durch BEV ersetzt werden, werden zunehmend durch FCEV substituiert. Durch diese Entwicklung gewinnt diese Antriebsform auch in weiteren Marktsegmenten höhere Marktanteile als im tiefen Szenario (siehe dazu Antriebsmix der Neuzulassungen in Abbildung 15).

Hohes Szenario

³⁸ EBP (2024): «Electric and Hydrogen Mobility Scenarios Switzerland 2050 – Outlook 2024» [Link](#).

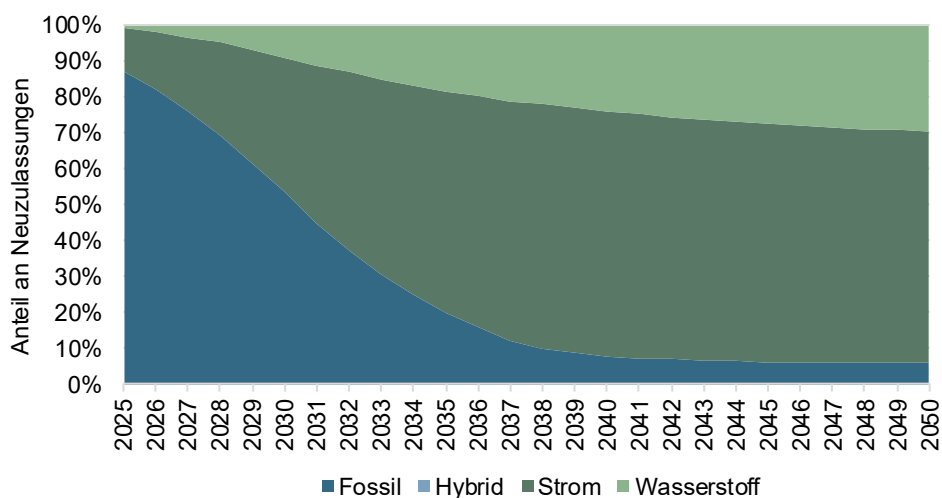


Abbildung 15: Antriebsmix der Neuzulassungen im hohen Szenario

Auf Grundlage der Neuzulassungen und der Verkehrsmengenentwicklung werden die Bestände für jedes Jahr modelliert. Die Neuzulassungen ersetzen dabei Fahrzeuge im Bestand oder erweitern diesen in Form von Neubeschaffungen. Die Lebensdauer der Bestandsfahrzeuge wird auf Grundlage von «Survival Rates» modelliert. Diese geben an, wie hoch die Wahrscheinlichkeit ist, dass ein Fahrzeug das Ende seiner Lebensdauer erreicht hat und ersetzt werden muss. Tabelle 4 zeigt für die Jahre 2037 und 2050 den modellierten Anteil der Wasserstoffantriebe am Bestand.

Modellierung des Bestandes anhand von «Survival Rates»

Szenario	Antrieb	Anteil Bestand 2037	Anteil Bestand 2050
tief	Wasserstoff	3.3 %	10.0 %
hoch	Wasserstoff	10.3 %	25.9 %

Tabelle 4: Anteil der Wasserstoffantriebe am Bestand schwerer Nutzfahrzeuge

Die Modellierungen basieren auf umfangreichen Arbeiten, die EBP in den letzten Jahren für verschiedene Auftraggebende geleistet hat (z.B. «Schnell-Ladehubs für E-LKWs in der Schweiz»³⁹ und «Verständnis Ladeinfrastruktur 2050»⁴⁰). Im Rahmen dieser Projekte wurden zahlreiche Branchenakteure und Experten und Expertinnen beigezogen. Zudem wurden im Rahmen des vorliegenden Projektes zusätzlich drei Interviews im Bereich Schwerverkehr zur Validierung der Annahmen geführt, siehe dazu die Liste in Anhang A1.

Grundlage: umfangreiche Modellierungen aus anderen nationalen Projekten

Methodik Schifffahrt

Zur Erhebung des heutigen und künftigen Energiebedarfs der Schweizerischen Rheinhäfen (SRH) zur Treibstoffversorgung der Binnenschifffahrt wurden Interviews mit den SRH und dem Teilprojektleiter eines europäischen Forschungsprojektes zur Dekarbonisierung der europäischen Küsten- und

Methodik: Interviews und Bunkerstatistik

³⁹ EBP (2023): Schnell-Ladehubs für E-LKWs in der Schweiz im Auftrag von BKW Smart Mobility [\[Link\]](#)

⁴⁰ EBP (2023): Verständnis Ladeinfrastruktur 2050: Wie lädt die Schweiz in Zukunft. Im Auftrag von Energie-Schweiz [\[Link\]](#)

Binnenschifffahrt geführt (siehe Anhang A1). Des Weiteren wird sich auf bestehende Studien bezogen^{41,42,43,44}. Der heutige Treibstoffbedarf der SRH zum Betanken von Binnenschiffen basiert auf Angaben der Bunkerstatistik.

Der heutige fossile Treibstoffbedarf ist für den zukünftigen erneuerbaren Treibstoffbedarf nicht die relevante Grundlage. Denn die volumetrische Energiedichte des heutigen fossilen Treibstoffs ist ausreichend gross für die Fahrt von der Nordsee oder einem anderen Ausgangspunkt bis nach Basel und zurück. Entsprechend wird in Basel wenig gebunkert. Die volumetrische Energiedichte von erneuerbaren Treibstoffen wie Wasserstoff oder Methanol hingegen ist deutlich kleiner und reicht bei gleichem Bunkervolumen nur für kleinere Streckenabschnitte. Ein Wechsel des Energieträgers führt damit für diejenigen Schiffe, die längere Distanzen zurücklegen, automatisch dazu, dass sie entweder deutlich mehr Volumen für den eigenen Energieträger einsetzen oder häufiger bunkern müssen (oder eine Kombination davon).

Heutiger Bedarf keine zweckmässige Grundlage für den künftigen Bedarf

Der künftige Bedarf der SRH an grünem Wasserstoff und grünem Methanol wird daher auf der Grundlage der heutigen Anzahl Schiffsankünfte und deren Bunkervolumen über die folgenden 4 Schritte bestimmt:

Künftigen Energiebedarf auf der Grundlage der Schiffsankünfte

- Grundlage: Anzahl Schiffsankünfte im Jahr 2024 in den SRH und durchschnittlich verfügbares Bunkervolumen nach Schiffsfamilie
- Künftige Energieträger: Szenarien zur Anzahl Schiffsankünfte nach erneuerbarem Energieträger für die Jahre 2037 und 2050
- Volumenbedarf nach Treibstoff: Bunkerbare Energiemenge pro verfügbarem Bunkervolumen nach erneuerbarem Energieträger.
- Abschätzung Energiebedarf: Bandbreite an Treibstoffbedarf in den SRH

Das verfügbare Bunkervolumen der Schiffsankünfte in den SRH im Jahr 2024 wurde auf Basis der Anzahl an Schiffsankünften in den SRH, deren durchschnittlich verfügbarem Bunkervolumen von 45 m³ pro Schiff, sowie ihrem minimalen Bunkerfüllgrad bei Ankunft von 20 % abgeschätzt. Tabelle 5 zeigt die Anzahl der Schiffsankünfte.

Schiffsankünfte als Basis für verfügbares Bunkervolumen

Schiffsfamilie	Anzahl Ankünfte 2024
Gütermotorschiffe >= 110m	1'186
Tankmotorschiffe >=110m	2'373
Koppelverbände	1'186
Fahrgastkabinenschiffe	1'128

Tabelle 5: Anzahl Ankünfte an Schiffstypen im Jahr 2024

⁴¹ Synergetics (2024): «Deliverables D1.1 – D1.3» [\[Link\]](#)

⁴² Zentralkommission für die Rheinschifffahrt (2020): «Study on Financing the Energy Transition towards a Zero-Emission European IWT Sector» [\[Link\]](#)

⁴³ Zentralkommission für die Rheinschifffahrt (2022): «Roadmap der ZKR zur Verringerung der Emissionen in der Binnenschifffahrt» [\[Link\]](#)

⁴⁴ RH2INE – Rhine Hydrogen Integration Network of Excellence (2021): «Kickstart Study» [\[Link\]](#)

Im nächsten Schritt wurde angenommen, dass sich die Antriebstechnologien der jeweiligen Schiffsankünfte gemäss der Zielszenarien der ZKR-Roadmap auf verschiedene Energieträger verteilen. Die Roadmap verfolgt das Ziel der Emissionsminderung gemäss der Mannheimer Erklärung⁴⁵ und basiert auf einem Tank-to-Wake-Ansatz. Sie unterscheidet zwischen einem konservativen Szenario, das auf bewährte und kurzfristig umsetzbare Technologien setzt, und einem innovativen Szenario, das auf neue Technologien mit langfristigem Potenzial zur Emissionsminderung ausgerichtet ist.

Annahme zur Verteilung der Schiffsankünfte auf Energieträger

Im konservativen Szenario nehmen insbesondere drop-in-fähige Biokraftstoffe wie HVO und LBM eine wichtige Rolle ein (siehe Abbildung 16), vor allem bei leistungsstarken Schiffskategorien. Gleichzeitig wird deutlich, dass die Nutzung von Biotreibstoffen mit erheblichen Unsicherheiten behaftet ist – etwa hinsichtlich der zulässigen Beimischungsanteile, der künftigen Verfügbarkeit aufgrund begrenzter Produktionskapazitäten sowie konkurrierender Nachfrage aus anderen Sektoren. Hinzu kommt das Risiko, dass in bestimmten Null-Emissions-Gebieten der Einsatz dieser Treibstoffe möglicherweise untersagt wird.

Konservatives Szenario mit Biotreibstoffen

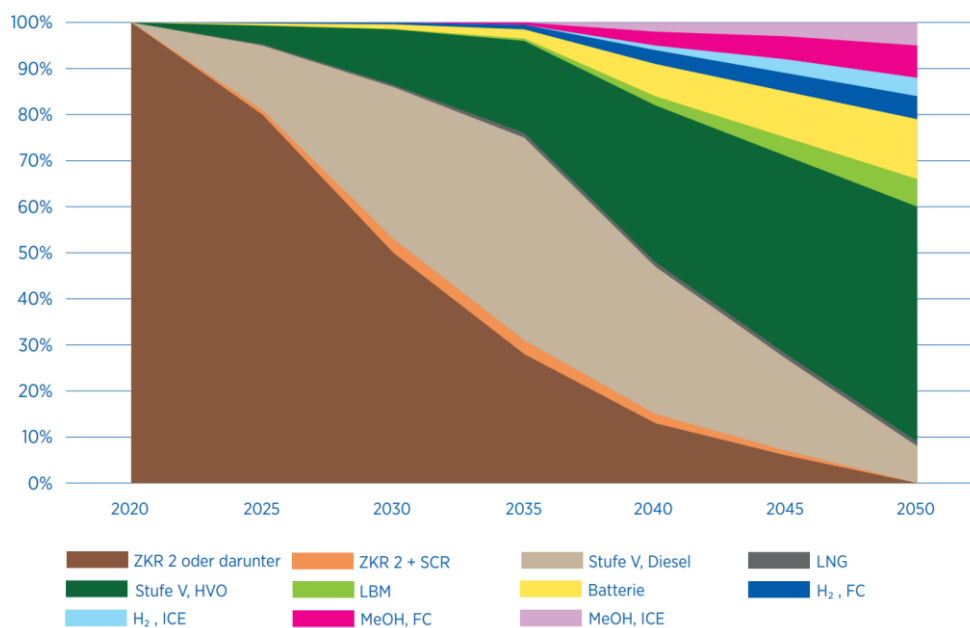


Abbildung 16: Konservatives Übergangsszenario der ZKR-Roadmap: Entwicklung der Technologien bis 2050

Im innovativen Szenario kommen bereits im Jahr 2035 batterieelektrische Systeme sowie Brennstoffzellenantriebe auf Basis von Methanol oder Wasserstoff in weiten Teilen der Flotte zum Einsatz (siehe Abbildung 17). Der Anteil der Biotreibstoffe ist dabei deutlich geringer als im konservativen Szenario. Für ambitionierte Emissionsziele von über 90 % bis 2050 bieten die im innovativen Szenario vorgesehenen Technologien laut ZKR ein höheres Minderungspotenzial.

Innovatives Szenario mit mehr Wasserstoff und Methanol

⁴⁵ Kongress der Zentralkommission für die Rheinschifffahrt (2018): «Mannheimer Erklärung „150 Jahre Mannheimer Akte – Motor für eine dynamische Rhein- und Binnenschifffahrt“» [\[Link\]](#)

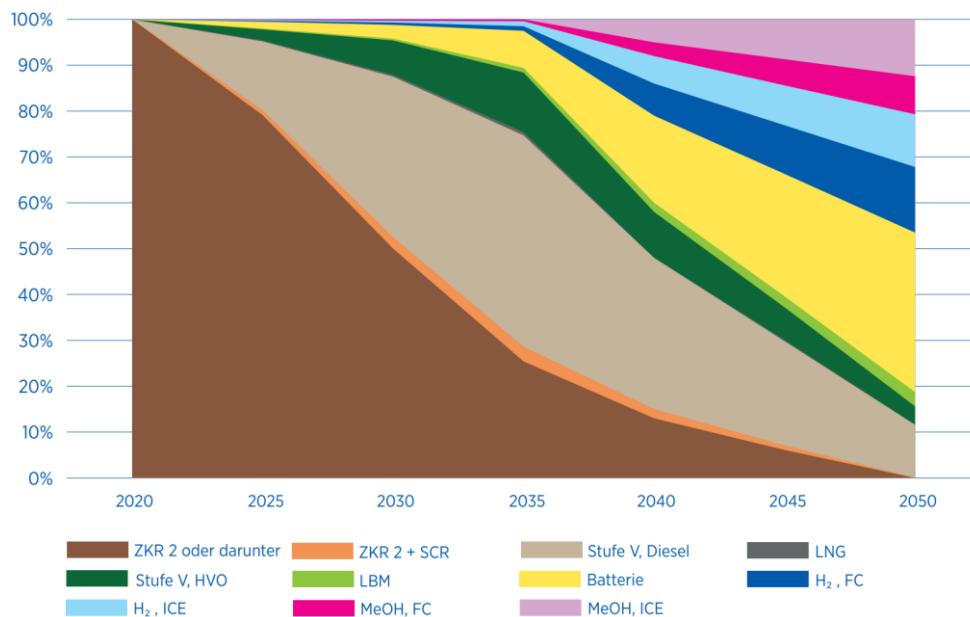


Abbildung 17: Innovatives Übergangsszenario der ZKR-Roadmap: Entwicklung der Technologien bis 2050

Für diesen Bericht wird angenommen, dass das heute reservierte Bunkervolumen zum Speichern von fossilen Diesel-Treibstoffen auf Binnenschiffen, aufgrund von Platzkonkurrenz mit Transportware zukünftig gleichbleiben wird. Die für diesen Bericht relevanten erneuerbaren Energieträger Wasserstoff und Methanol weisen im Vergleich zu fossilen Treibstoffen nicht nur eine geringere volumetrische Energiedichte auf, sondern benötigen auch eine andere Bunkerinfrastruktur (siehe A2). Dies führt dazu, dass unterschiedliche Energiemengen pro verfügbarem Bunkervolumen auf einem Binnenschiff gespeichert werden können. Basierend auf der realen volumetrischen Energiedichte (siehe Tabelle 6), sowie dem verfügbaren Bunkervolumen kann der Energiebedarf pro Schiff und Energieträger bestimmt werden.

Unterschiedlicher
Volumenbedarf je
nach Energieträger

Energieträger	Physikalisch [MWh/m ³]	Real [MWh/m ³]
Diesel (Heavy Fuel Oil)	10.64	9.86
Diesel (Marine Gas Oil)	10.20	9.45
Methanol	4.33	3.78
Wasserstoff	1.30	0.96

Tabelle 6: Physikalische und reale volumetrische Energiedichte unterschiedlicher Energieträger zur Speicherung auf einem Binnenschiff. Die reale Dichte berücksichtigt alle notwendige Speicherinfrastruktur auf dem Schiff.⁴⁶

Der tatsächlich benötigte Energiebedarf zur Betankung der Schiffe in den SRH ist schwierig abzuschätzen, da neben den SRH noch weitere Bunkeroptionen für die Binnenschifffahrt entlang des Rheins existieren. Um diese geographische Unsicherheit abzubilden, wird über ein tiefes und ein hohes Szenario eine Bandbreite an möglichem Energiebedarf abgebildet.

Unterschiedliches
Bunkerverhalten je
nach Szenario

⁴⁶ European Sustainable Shipping Forum (2025): «Energy Carriers» [\[Link\]](#)

Dabei ist zu berücksichtigen, dass ein kleiner Teil der Schiffe nur lokale Strecken fährt und damit immer in den SRH bunkern. Konkret betrifft dies drei Güterschiffe, die Kies zwischen den SRH und Kiesgruben im Elsass transportieren. Der aktuelle Bunkerbedarf dieser Schiffe wurde von den SRH zur Verfügung gestellt.

Lokale Schiffe bunkern immer in den SRH

Das tiefe Szenario basiert auf der Annahme, dass nur diese Schiffe in den SRH bunkern und alle übrigen Schiffe in alternativen Häfen bunkern. Das hohe Szenario hingegen nimmt an, dass neben den lokalen Schiffen auch alle übrigen ankommenden Schiffe in den SRH tanken und ihr Bunkervolumen auffüllen (Basis: 20% Tankfüllung bei Ankunft).

Grosse Bandbreite zwischen tiefem und hohem Szenario

Weitere Energieträger wie Ammoniak, LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier), Lithium-Luft-Batterien oder Ameisensäure (Hydrozin), die in der Hochseeschifffahrt zunehmend diskutiert werden, könnten langfristig auch für die Binnenschifffahrt relevant werden. Aufgrund ihrer geringen technologischen Reife, fehlender wirtschaftlicher Bewertung und hoher Sicherheitsanforderungen spielen sie aktuell jedoch keine Rolle und werden in den Betrachtungen nicht weiter berücksichtigt⁴⁷.

Weitere Alternativen für Binnenschifffahrt nicht relevant.

6.2 Schwer zu dekarbonisierende Industrie

Heutiger Bedarf an Energie für Wärme

Die betrachteten industriellen Unternehmen mit Bedarf an fossilen Brennstoffen grösser 3 GWh pro Jahr sind hauptsächlich in den Branchen Lebensmittel und Chemie/ Pharma tätig, teilweise auch in den Branchen Metall/ Geräte, Maschinenbau und Bau. Ihr heutiger Bedarf für fossile Brennstoffe beläuft sich auf knapp 280 GWh/a in Basel-Landschaft und knapp 110 GWh/a in Basel-Stadt (siehe Abbildung 18).

280 GWh/a in Basel-Landschaft, 110 GWh/a in Basel-Stadt mit Fokus Chemie/Pharma

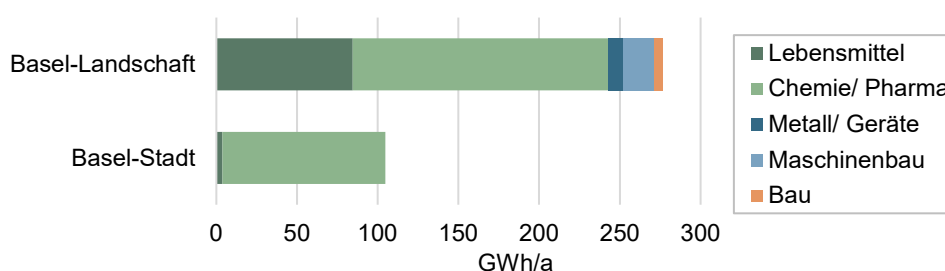


Abbildung 18: Bedarf an fossilen Brennstoffen für Wärme der berücksichtigten Unternehmen im Jahr 2024 nach Kanton und Branche

Die Temperaturverteilung des Wärmebedarfs zeigt, dass in Basel-Landschaft das Temperatur-Niveau zwischen 100°C und 500°C dominiert, in Basel-Stadt das Temperaturniveau über 500°C. Die Analyse zeigt zudem, dass in beiden Kantonen zusammen ein Bedarf von über 90 GWh/a an Wärme mit Temperaturen unterhalb 100°C besteht (siehe Abbildung 19).

Über 90 GWh/a Bedarf an Wärme unter 100°C

⁴⁷ Central Commission for the Navigation of the Rhine (2021): «Study on Financing the Energy Transition towards a Zero-Emission European IWT Sector» [\[Link\]](#)

Der Wärmebedarf bei hohen Temperaturen $> 500^{\circ}\text{C}$ ist der Branche Pharma/Chemie zuzuordnen. Der Grossteil entfällt dabei auf die Nachverbrennung von Abluft und konnte mit Interviews validiert werden. Ein kleiner Teil des Hochtemperaturwärmebedarfs wurde nicht direkt in Interviews bestätigt, sondern ist aus allgemeinen europäischen Studien für den Bereich Pharma/Chemie abgeleitet. Diese Studien beziehen sich vermutlich auf die Herstellung von Grundstoffen, während in Basel eher die Feinchemie dominiert, mit typischerweise tieferen Temperaturen.

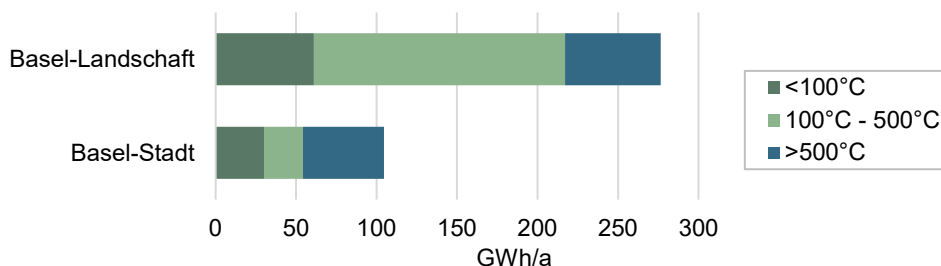


Abbildung 19: Bedarf an fossilen Brennstoffen für Wärme der berücksichtigten Unternehmen im Jahr 2024 nach Kanton und geschätztem Temperaturniveau

Künftiger Bedarf der relevanten Unternehmen für den Ersatz fossiler Brennstoffe

Der zukünftige Bedarf der relevanten Unternehmen für ihren bisher mit fossilen Brennstoffen gedeckten Wärmebedarf leitet sich vom heutigen Bedarf und den Energieeffizienzannahmen bis zu den Jahren 2037 und 2050 ab. Der Bedarf in BL reduziert sich von 2024 über 2037 bis 2050 auf jeweils 235 und 221 GWh/a und für BS auf 89 und 84 GWh/a (siehe Abbildung 20).

Reduzierter Bedarf aufgrund der Effizienz

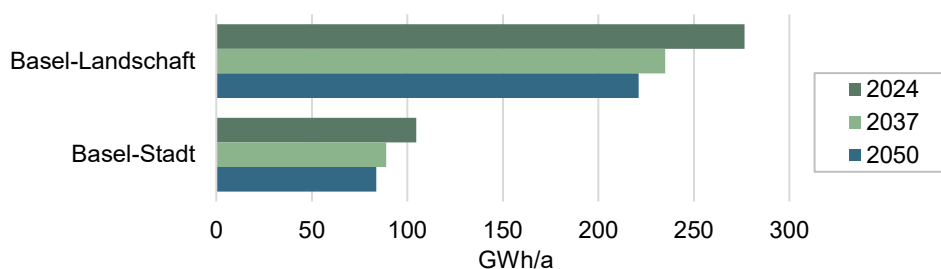


Abbildung 20: Künftiger Energiebedarf für Wärme der berücksichtigten Unternehmen für ihren bisher fossilen Energiebedarf für Wärme in den Jahren 2037 und 2050 nach Kanton

Von diesem künftigen Energiebedarf wird für die Erreichung des Netto-Null-Ziels der technisch elektrifizierbare Anteil abgezogen. Übrig bleibt ein grob geschätzter erneuerbarer Brennstoffbedarf der berücksichtigten Unternehmen (siehe Abbildung 21). Für Basel-Stadt ergibt sich für das Jahr 2037 ein Bedarf von zwischen 17 und 56 GWh/a. Der tiefe Wert entspricht einer kurzen Lebensdauer der industriellen Anlagen und einer raschen Reife der nötigen Elektrifizierungstechnologien. Für das Jahr 2050 liegt der Bedarf im tiefen Szenario bei 1 GWh/a, im hohen bei 17 GWh/a. Der Bedarf ist tiefer als im Jahr 2037, da die zusätzliche Zeit eine vermehrte Diffusion der Elektrifizierung erlaubt. Für Basel-Landschaft ergibt sich im Jahr 2050 bei den

Erneuerbarer Brennstoffbedarf für das Netto-Null-Ziel

identifizierten Unternehmen ein Bedarf von 8 GWh/a im tiefen Szenario (voll elektrifiziert) bis 72 GWh/a im hohen Szenario.

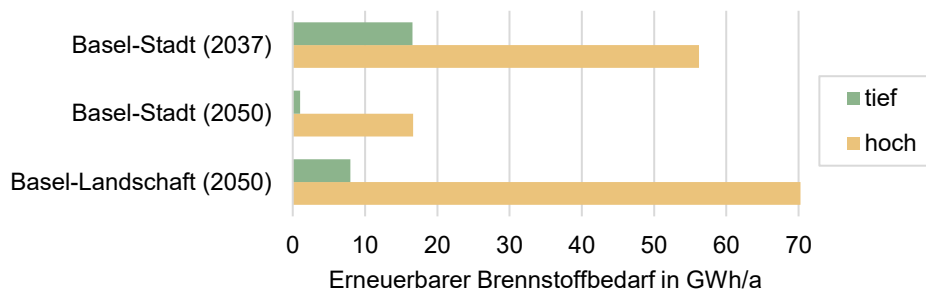


Abbildung 21: Künftiger erneuerbarer Brennstoffbedarf für Wärme der berücksichtigten Unternehmen für die Erreichung des Netto-Null-Ziels in den Jahren 2037 und 2050 nach Kanton

Für die Interpretation dieser Resultate sind die Systemgrenzen zu berücksichtigen (> 3 GWh fossiler Wärmebedarf bei Temperaturen > 150°C). Würde die in dieser Methodik gesetzte Grenze breiter gefasst (tieferer Schwellenwert, tiefere Temperaturen), würde sich ein entsprechend höherer Bedarf an Brennstoffen ergeben. Zudem ist zu berücksichtigen, dass in beiden Szenarien eine rein technische Perspektive eingenommen wird. Sollte Wasserstoff konkurrenzfähig zur Verfügung stehen oder im spezifischen Fall über zusätzliche Vorteile verfügen, kann der Bedarf an erneuerbaren Brennstoffen höher liegen. Umgekehrt ist auch zu berücksichtigen, dass bei den Abschätzungen vom Erreichen des Netto-Null Ziel ausgegangen wird. Ohne die entsprechenden Rahmenbedingungen würde dieses Ziel jedoch nicht mit gleicher Intensität verfolgt, der Bedarf an Brennstoffen mit geringen Treibhausgasemissionen wäre tiefer als hier geschätzt.

Resultate gelten für gesetzte Systemgrenzen und technische Perspektive

Welcher Anteil dieses Bedarfs mit welchem erneuerbaren Brennstoff abgedeckt werden wird, kann nicht vorausgesagt werden, da die Verteilung von sehr unsicheren Faktoren abhängt, u.a. von der künftigen Verfügbarkeit und Preisen der Brennstoffe, Transportketten sowie weiteren politischen Rahmenbedingungen. Gespräche des Verbands der Schweizerischen Gasindustrie mit Industriekunden zeigen, dass die Versorgungssicherheit bei der Wahl des Energieträgers das wichtigste Kriterium ist, gefolgt vom Preis.

Grosse Unsicherheiten zum Einsatz des erneuerbaren Brennstoffs

Um diesen Bedarf zu decken, sind theoretisch diverse erneuerbare Energieträger möglich:

Zahlreiche mögliche Energieträger

— **Abfall:** Abfall enthält einen erneuerbaren Anteil. Er spielt heute in der Industrie bereits eine Rolle, bspw. bei der Verbrennung von chemischen Industrieabfällen im Schweizerhalle Gebiet oder in anderen Regionen der Schweiz in der Zementindustrie. Denkbar ist auch die Verbrennung von trockenen Produktionsabfällen aus der Lebensmittelindustrie. Die Nutzung von Abfall bedarf jedoch sehr grosser Anlagen auf eigenem Gelände, damit die Aufwendungen für die lufthygienisch anspruchsvolle Verbrennung die Strom- und Wärmekosten nicht stark erhöhen.

- *Holz*: Holz wird bereits heute als Wärmequelle für Prozessenergie verwendet, meist jedoch in geringeren Mengen als hier betrachtet, so z.B. in Bäckereien, Käsereien oder für Trocknungsprozesse. Es wird derzeit auch diskutiert, das Energieholz weniger für die Raumwärme als für Hochtemperaturanwendungen zu nutzen. Die Verbrennung von Holz ist technisch anspruchsvoller als die Verbrennung von Gas, um den lufthygienischen Anforderungen zu genügen und eine vollständige Verbrennung zu gewährleisten. Zudem erfordern die hier betrachteten Wärmemengen von Grossverbrauchern grosse Anlagen mit Lagervolumen und viele Lastwagen-Anfahrten. Zugleich ist die Verfügbarkeit von Holz beschränkt.
- *Wasserstoff und seine Derivate*: Wie in Kapitel 2 dargestellt, verfügt Wasserstoff über den höchsten Wirkungsgrad, jedoch über eine tiefere volumetrische Dichte und schlechtere Lagerfähigkeit als seine Derivate. Steht grüner Wasserstoff leitungsgebunden zur Verfügung, so ist er für die Nutzung in der Industrie attraktiver. Falls am Industriestandort keine Leitungsanbindung möglich/vorhanden ist, kommt sowohl die Anlieferung von Wasserstoff wie auch von Methanol per Lastwagen in Frage. Ammoniak ist aufgrund der Toxizität in diesen Fällen eine weniger geeignete Alternative.
- *Biomethan*: Der grosse Vorteil von Methan besteht darin, dass bestehende industrielle Prozesse/Anlagen ebenso wie Transport- und Speicherinfrastrukturen für Methan weiterhin genutzt werden könnten. Jedoch ist das Produktionspotenzial in der Schweiz zu gering um den Bedarf zu decken, während Importe aus dem Ausland durch fehlende Staatsverträge zur Anrechenbarkeit der Treibhausgasreduktionen blockiert sind.

Der künftig aus technischer Sicht abnehmende Bedarf an grünem Wasserstoff macht den Bau neuer Leitungen aus Sicht von Infrastrukturbetreibern unattraktiv, bietet aber u.U. Möglichkeiten zur Umnutzung bestehender, stillgelegter Erdgasleitungen. Zugleich gilt es, Lock-In Effekte zu betrachten. Wechselt ein Industrieunternehmen auf alternative Brennstoffe, da der Prozess zum Zeitpunkt des Anlagenersatzes noch nicht elektrifiziert werden kann, bleibt das Unternehmen beim nächsten Ersatz mit grösserer Wahrscheinlichkeit wieder beim Brennstoff, um für die Elektrifizierung nicht nochmals komplett umstellen zu müssen.

Lock-In Effekte

Die bisherigen Analysen betreffen ausschliesslich den alltäglichen Bedarf der Industrie. Die Interviews mit Industrievertretern zeigte auf, dass der Fokus zwar auf der Elektrifizierung liegt, aber meist für die Redundanz ein zusätzlicher Energieträger gewünscht wird. So stellt sich die Frage, welchen Stellenwert dieser Bedarf an Redundanz einnimmt und welche Energieträger sich dafür am besten eignen würden. Der direkte Einsatz von Wasserstoff im Reservefall ist nach einer erfolgten Elektrifizierung nicht mehr möglich (keine Zweistoffanlagen Strom/Wasserstoff). Dies könnte eine längerfristige Nutzung von leitungsgebundenem Wasserstoff oder Biomethan induzieren, auch wenn ein Prozess technisch elektrifizierbar wäre. Eine andere Redundanz Alternative ist die Bereitstellung von Strom aus thermischen Kraftwerken, wie die in der Schweiz geplanten Reservekraftwerke, die auf HVO und grünes Methanol ausgerichtet werden.

Bedarf nach Redundanz

Erkenntnisse Bedarf Industrie

- Unternehmen mit mehr als 3 GWh fossilem Wärmeverbrauch pro Jahr und Temperaturen von $< 150^{\circ}\text{C}$ sind heute hauptsächlich in den Branchen Lebensmittel und Chemie/ Pharma tätig.
- Der wichtigste Energieträger der Dekarbonisierung ist Strom. Die meisten Prozesse in der Basler Industrie sind technisch bereits heute elektrifizierbar, bei den wenigen übrigen Prozessen dauert es 10 bis 20 Jahre länger.
- Die Elektrifizierung geschieht nicht von alleine. Auf Seiten Industrie sind oft die Anreize noch zu gering. Auch auf Seite Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion und der Stromnetze besteht noch Handlungsbedarf.
- Mit den getroffenen Annahmen resultiert für die betrachteten Grossindustrien ein künftiger Bedarf an erneuerbaren Brennstoffen von 17 bis 56 GWh/a für Basel-Stadt (2037) und 8 bis 72 GWh/a für Basel-Landschaft (2050). Der Bedarf aus technischer Sicht über die Zeit nimmt ab, da die zusätzliche Zeit eine vermehrte Diffusion der Elektrifizierung erlaubt. Aus dieser technisch geprägten Perspektive ergibt sich also nur temporär ein Bedarf an erneuerbaren Brennstoffen.
- Als erneuerbare Brennstoffe kommen Abfall, Holz, Biomethan sowie Wasserstoff und seine Derivate in Frage. Welche Brennstoffe zum Zug kommen, ist von vielen Faktoren abhängig. Naheliegend ist ein vermehrter Einsatz von Holz, der Einsatz von Wasserstoff oder Biomethan per Leitung oder auch Methanol abseits der leitungsgebundenen Infrastruktur.
- Die Versorgungssicherheit ist für die Industrie von grosser Bedeutung. Für die Redundanz wird ein zusätzlicher Energieträger gewünscht. Da es keine Zweistoff-Anlagen Strom-Wasserstoff gibt, muss die Redundanz neu gedacht werden. Denkbar ist die längerfristige Nutzung von leitungsgebundenem Wasserstoff oder Biomethan, oder auch die Bereitstellung von Strom aus thermischen Reservekraftwerken, wie in der Schweiz geplant.

6.3 Schwerer Güterverkehr

Heutiger Bedarf

Gemäss Fahrzeugdaten des ASTRA ist Stand 2024 im Kanton Basel-Landschaft lediglich ein schweres Nutzfahrzeug der Grössenkatgorie 12 bis 26 Tonnen mit Wasserstoffantrieb immatrikuliert (siehe Abbildung 22). Im Kanton Basel-Stadt sind Stand 2024 keine schweren Nutzfahrzeuge mit Wasserstoffantrieben immatrikuliert (siehe Abbildung 23). Daraus ergibt sich ein Wasserstoffbedarf von rund 59 MWh H_2 für das Jahr 2024.

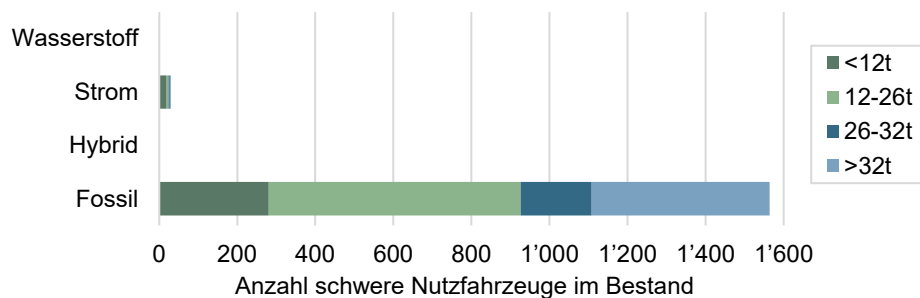


Abbildung 22: Bestand schwerer Nutzfahrzeuge im Kanton Basel-Landschaft im Jahr 2024

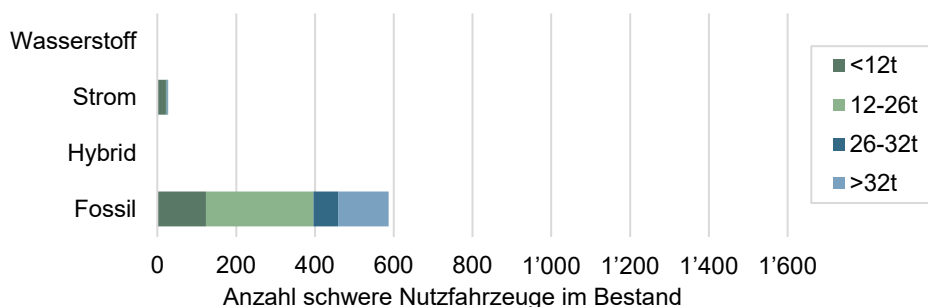


Abbildung 23: Bestand schwerer Nutzfahrzeuge im Kanton Basel-Stadt im Jahr 2024

Künftiger Bedarf

Die Modellierung des zukünftigen Bestandes der schweren Nutzfahrzeuge mit Wasserstoffantrieb (FCEV) zeigt für das Jahr 2037 für Basel-Stadt zwischen 20 und 60 Fahrzeuge und für das Jahr 2050 zwischen 60 und 150 Fahrzeuge (siehe Abbildung 24). In Basel-Landschaft liegen die modellierten Werte für das Jahr 2050 bei rund 190 Fahrzeugen im tiefen Szenario und 480 Fahrzeugen im hohen Szenario.

Künftiger Bestand an schweren Nutzfahrzeugen

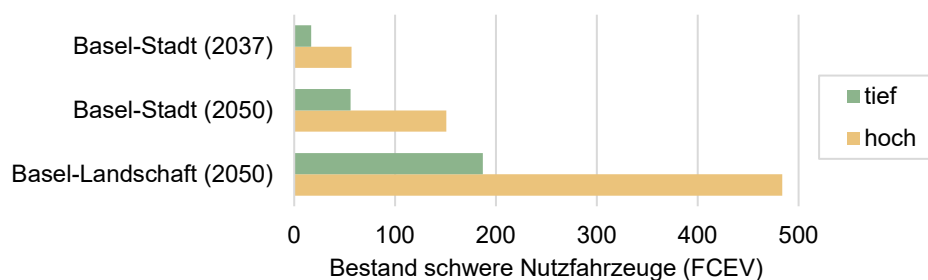


Abbildung 24: Künftiger Bestand der schweren Nutzfahrzeuge mit Wasserstoffantrieb für die Erreichung des Netto-Null-Ziels (2037 für Basel-Stadt und 2050 für Basel-Landschaft)

Auf Grundlage der Annahmen zu Jahresfahrleistungen und spezifischen Verbräuchen ergeben im Jahr 2037 in Basel-Stadt ein künftiger Wasserstoffbedarf von zwischen 2 und 8 GWh/a (70 bis 190 t/a) und im Jahr 2050 bei 8 bis 18 GWh/a (220 bis 530 t/a). In Basel-Landschaft beläuft sich der Bedarf

Künftiger Wasserstoffbedarf

im Jahr 2050 auf zwischen 25 und 60 GWh/a (800 bis 1'800 t/a) (siehe Abbildung 25).

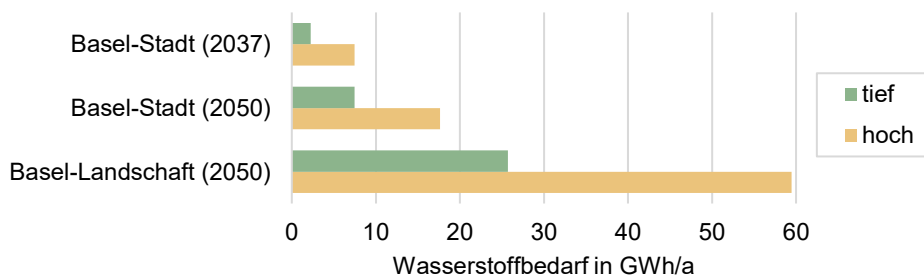


Abbildung 25: Wasserstoffbedarf der schweren Nutzfahrzeuge für die Erreichung des Netto-Null-Ziels je nach Szenario (2037 für Basel-Stadt und 2050 für Basel-Landschaft)

Die Interviews mit Stakeholdern der Branche bestätigten, dass die batterieelektrischen Fahrzeuge zukünftig den Markt dominieren werden, da die Gesamtkosten tiefer liegen als bei Diesel- und Wasserstofffahrzeugen. Allerdings können sich hier auch längerfristig Hürden ergeben, die eine vollständige Elektrifizierung der Flotte herausfordernd gestalten (z.B. fehlende Netzanschlusskapazitäten). Folglich könnten sich mögliche Vorteile bei einer Kombination von elektrischen und wasserstoffbasierten Antrieben ergeben. Die Stakeholder bestätigen auch die grosse technologische Unsicherheit bezüglich Hochlauf von Wasserstoffantrieben. Wichtige Voraussetzungen für den Hochlauf sind einerseits tiefere Wasserstoffkosten und andererseits ein breiteres Angebot seitens der Fahrzeughersteller.

Sehr hohe Unsicherheiten

Erkenntnisse Bedarf schwerer Güterverkehr

- Der wichtigste Energieträger der Dekarbonisierung im Schwerverkehr ist Strom. Die Elektrifizierung geschieht nicht von alleine (siehe oben).
- Neben der Elektrifizierung steht Wasserstoff für die längeren Strecken im Fokus. Es besteht derzeit noch fast kein Angebot an Lastwagen mit Wasserstoffantrieben. Derzeit wird in der Schweiz auf Brennstoffzellen (Hyundai) gesetzt. Wasserstoff-Motoren sind auch eine Option, die vom Hersteller MAN weiterverfolgt werden.
- Es sind heute in Basel-Stadt gut 600 Schwerfahrzeuge (> 3.5 t) immatrikuliert, in Basel-Landschaft knapp 1'600.
- Die Modellierung eines künftigen Bestandes zeigt 2037 für Basel-Stadt zwischen 20 und 60 Fahrzeuge mit einem Wasserstoff Antrieb. Dies ergibt zwischen 2 und 8 GWh/a Bedarf an Wasserstoff. Der Bedarf nimmt über die Zeit zu. Für Basel-Landschaft im Jahr 2050 sind es zwischen 190 und 480 Fahrzeuge mit einem Bedarf von zwischen 25 und 60 GWh/a.

6.4 Rhein-Schifffahrt

Heutiger Bedarf

Der heutige Bedarf wird durch den gebunkerten Treibstoffbedarf in den Schweizerischen Rheinhäfen abgeschätzt (gemäss eigenen Angaben). Er betrug in den letzten Jahren zwischen 410 und 460 GWh/a (siehe Abbildung 26).

Heutiger Bedarf bei
ca. 450 GWh/a

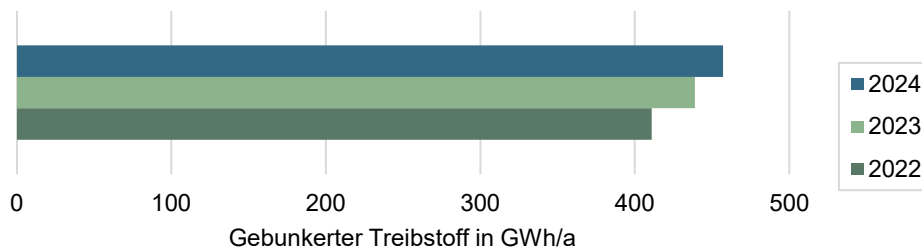


Abbildung 26: Gebunkelter Treibstoff in den Schweizerischen Rheinhäfen nach Jahr

Künftiger Bedarf

Die Abschätzung des zukünftigen Treibstoffbedarfs in Basel birgt grosse Unsicherheiten:

Grosse Unsicherheiten bezüglich des künftigen Bedarfs

- Das Transportvolumen der Binnenschifffahrt für die Jahre 2037 und 2050 ist von Umweltfaktoren wie dem Wasserstand des Rheins abhängig⁴⁸. Es werden bereits Massnahmen ergriffen, um die Schifffahrt auch bei niedrigeren Pegelständen aufrecht erhalten zu können, so bspw. die Anpassung der Fahrrinnen oder die Niedrigwassertauglichkeit beim Kauf neuer Schiffe. Im Rahmen dieser Studie wurde ein konstantes Transportvolumen angenommen.
- Auf der Angebotsseite sind erneuerbare Treibstoffe aus der Well-to-Tank-Perspektive noch nicht verfügbar⁴⁹. Ihre künftige Verfügbarkeit ist von den zahlreichen Hafenbetreibern entlang des Rheins abhängig. Es kann sein, dass es zukünftig an unterschiedlichen Orten Bunkeroptionen geben wird.
- Auf der Nachfrageseite ist der technische Reifegrad von Schiffsantrieben zur Nutzung erneuerbarer Treibstoffe aus der Tank-To-Wake-Perspektive unterschiedlich weit fortgeschritten und abhängig vom Schiffstyp. Mit der Wahl des Schiffsantriebs geht ein unterschiedliches Potenzial zur Effizienzsteigerung einher.⁵⁰ Abhängig von Entscheidungen relevanter Stakeholder wie Reedereien entsteht Bunkerbedarf unterschiedlicher Treibstoffe an unterschiedlichen Orten.

Insgesamt ist also unklar, welche Schiffe wie rasch auf welche Energieträger wechseln werden und wo entlang ihrer Route sie bunkern werden. Damit

⁴⁸ Gemäss Aussage aus Interview

⁴⁹ Zentralkommission für die Rheinschifffahrt (2022): «Roadmap der ZKR zur Verringerung der Emissionen in der Binnenschifffahrt» [\[Link\]](#)

⁵⁰ Zentralkommission für die Rheinschifffahrt (2022): «Study on Financing the Energy Transition Towards a Zero-Emission European IWT Sector» [\[Link\]](#)

sind die Unsicherheiten der Bedarfsschätzung für die Schifffahrt noch einmal höher als in der Industrie. Ein hoher Bunkerbedarf in den SRH würde vor allem dann entstehen, wenn der erneuerbare Treibstoff eine geringe Energiedichte hat und damit eine häufige Bunkerung erfordert, in den SRH billig gebunkert werden kann, und/oder lange Bunkerzeiten durch das parallele Be- und Entladen von Ware vermieden werden können.

Die Bandbreite des konservativen und innovativen Szenarios zur Anzahl an Schiffsankünften mit Wasserstoff und Methanol ist entsprechend hoch (siehe Abbildung 27). Im konservativen Szenario liegt die Anzahl an Schiffsankünften im Jahr 2037 mit Wasserstoffantrieb bei knapp 90 und mit Methanolantrieb bei knapp 50. Im innovativen Szenario bei jeweils 300 und 190. Für das Jahr 2050 liegen die Anzahlen bei jeweils 290 und 350 für das konservative Szenario und bei 1'120 und 1'410 für das innovative Szenario.

Zwischen 130 und 490 Ankünfte im Jahr 2037 und 640 bis 2530 im Jahr 2050

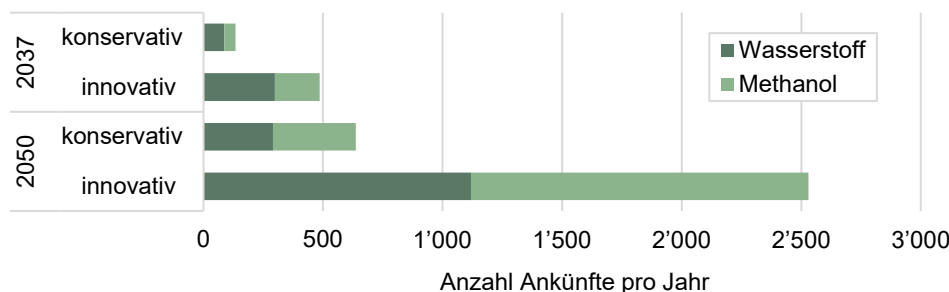


Abbildung 27: Zielszenarien zur Anzahl an Schiffsankünften in den SRH für die Jahre 2037 und 2050 nach Treibstoff

Auf dieser Grundlage resultiert für Wasserstoff eine Bandbreite im Jahr 2037 von 0.02 GWh/a (konservativ) bzw. 0.1 GWh/a (innovativ) Energiebedarf in den tiefen Kombinationen bis zu ca. 3 GWh/a (konservativ) bzw. 10 GWh/a (innovativ) in den hohen Kombinationen (siehe Abbildung 28). Für Methanol liegen die Werte bei 0.02 GWh/a bzw. 0.06 GWh/a und 6 GWh/a bzw. 25 GWh/a. Im Jahr 2050 liegen die Werte für Wasserstoff bei 0.1 GWh/a bzw. 0.7 GWh/a und 9.4 GWh/a bzw. 36 GWh/a und bei Methanol bei 0.1 GWh/a bzw. 0.4 GWh/a und 44 GWh/a bzw. 183 GWh/a.

Zwischen 0 und 57 GWh/a im Jahr 2037

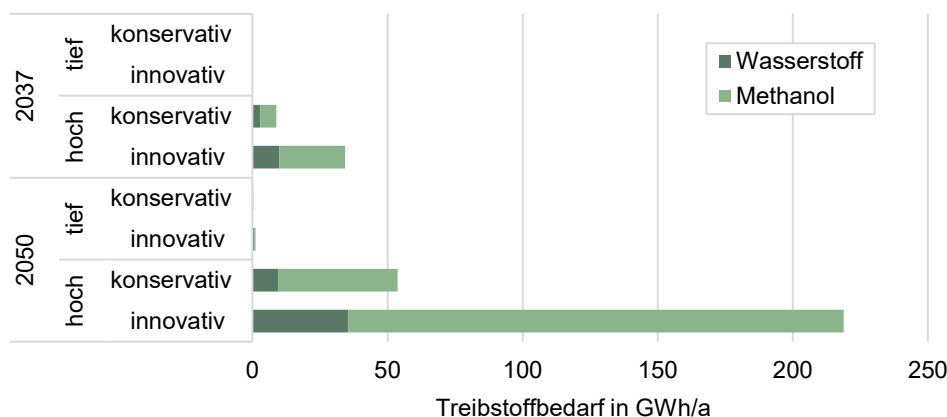


Abbildung 28: Treibstoffbedarf der Binnenschiffe in den SRH zur Erreichung des Netto-Null-Ziels nach Szenario, Jahr und Energieträger

Zur Einordnung der Resultate dient ein Vergleich mit den Ergebnissen einer Forschungsstudie zur Rheinschifffahrt⁵¹. Hier wird in drei Szenarien der künftige Wasserstoffbedarf der Rheinschifffahrt von 2030 bis 2040 bestimmt. Für das Jahr 2037 wird für den gesamten oberen Rhein (Strecke oberhalb von Koblenz) ein Wasserstoffbedarf von 16 bis 154 GWh/a abgeschätzt.

Vergleich mit Resultaten einer Forschungsstudie

Die Einschätzungen der Interviewpartner in Bezug auf den künftigen Treibstoffbedarf an den SRH gehen auseinander. Wird künftig in der Schifffahrt auf Wasserstoff gesetzt und führt dies zu längeren Bunkerzeiten, könnte in Basel mehr gebunkert werden, da ohne zusätzlichen Zeitaufwand bei Be- und Entladung gebunkert werden könnte. Für einen künftig vermehrten Einsatz von Methanol sprechen hingegen die viel niedrigeren Investitionskosten für das Retrofit bestehender Flotten, insbesondere für die am Rhein dominierenden kleinen Reedereien mit nur jeweils wenigen Schiffen.

Interviews liefern unterschiedliche Argumente für hohen oder tiefen Bedarf

Erkenntnisse Bedarf Rhein-Schifffahrt Schweiz

- Es stehen unterschiedliche Energieträger für die Dekarbonisierung der Rhein-Schifffahrt zur Diskussion. Dazu gehören Strom (insbesondere für die Passagierschiffe), Wasserstoff, Methanol und Biodiesel (Hydro-treated Vegetable Oils).
- Es bestehen sehr hohe Unsicherheiten in Bezug auf den künftigen Bedarf. Es ist unklar, welche Energieträger künftig eingesetzt und wo die Schiffe künftig bunkern werden.
- Grobe Modellierungen ergeben für das Jahr 2037 einen Bedarf von zwischen 0.02 und 10 GWh/a Wasserstoff und zwischen 0.02 und 24 GWh/a Methanol. Der Bedarf steigt bis ins Jahr 2050 an auf 0.1 bis 36 GWh/a Wasserstoff und 0.1 bis 183 GWh/a Methanol.

6.5 Übersicht der Resultate

Einordnung im breiteren Kontext des Energieverbrauchs

Überblick Industrie: Der Gesamtenergieverbrauch im Bereich Nicht-Wohnen lag im Jahr 2022 bei ca. 2'500 GWh in Basel-Landschaft und 1'600 GWh in Basel-Stadt. Dies umfasst sehr breit den Verbrauch aller Dienstleistungen, Gewerbe und Industrie, inklusive der Beheizung von Unternehmensgebäuden und Lagerhallen. Der vorliegende Bericht betrachtet hingegen nur den heute noch mit fossilen Brennstoffen gedeckten Bedarf der Industrie bei Prozesstemperaturen > 150°C an Standorten mit einem Wärmebedarf > 3 GWh. Dieser abgegrenzte Bedarf macht etwa 11% (BL) resp. 6% (BS) des Gesamtbedarfs im Bereich Nicht-Wohnen aus. Abbildung 29 zeigt in unterschiedlichen Szenarien, wie sich der heutige Bedarf an fossilen Brennstoffen

Fossiler Bedarf berücksichtigter Unternehmen machen 6 bis 11% des Bedarfs Nicht-Wohnen aus

⁵¹ RH2INE – Rhine Hydrogen Integration Network of Excellence (2021): «Kickstart Study» [\[Link\]](#)

in den genannten industriellen Anwendungen aus technischer Perspektive zukünftig decken liesse.

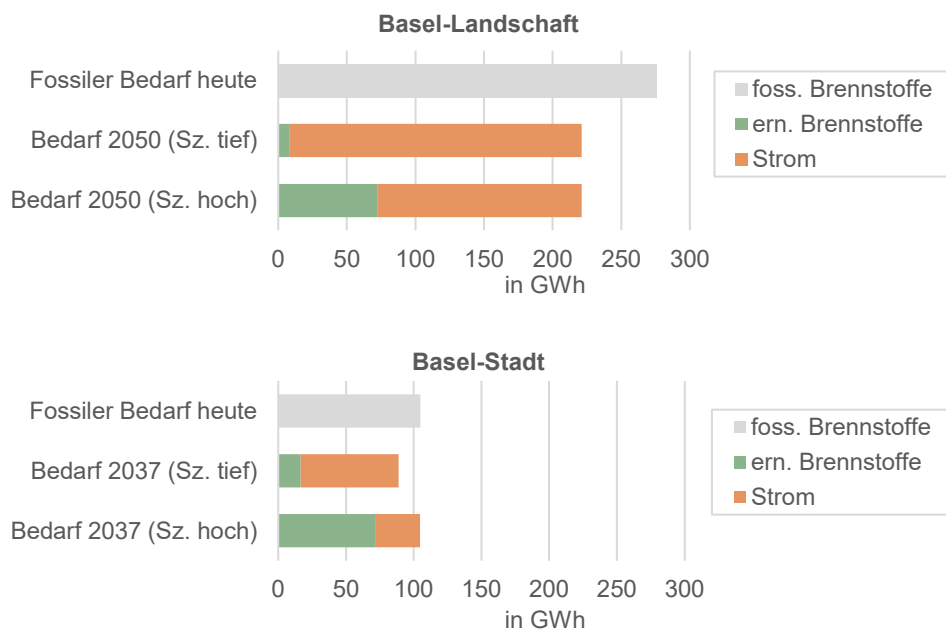
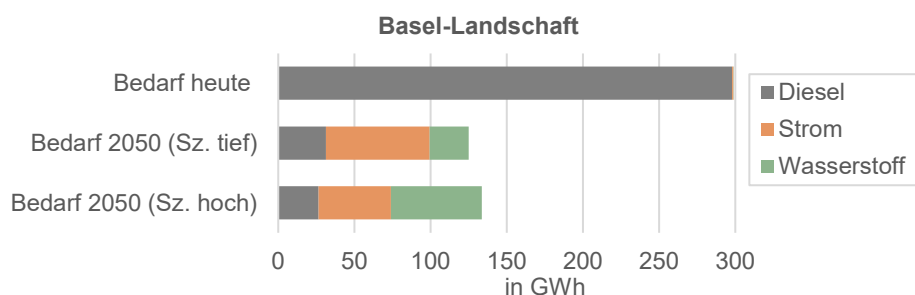


Abbildung 29: Heutiger fossiler Bedarf der berücksichtigten Unternehmen sowie künftiger Bedarf für die Erreichung des Netto-Null-Ziels mit unterschiedlichen Szenarien

Überblick Verkehr: Der Gesamtenergieverbrauch im Bereich Verkehr lag im Jahr 2022 bei ca. 2'200 GWh in Basel-Landschaft und 620 GWh in Basel-Stadt. Der vorliegende Bericht betrachtet nur den Schwerverkehr. Dieser macht etwa 14% (BL) resp. 16% (BS) des Verkehrs aus. Abbildung 30 zeigt in unterschiedlichen Szenarien, wie sich der heutige Bedarf an Diesel im Schwerverkehr aus technischer Perspektive zukünftig decken liesse. Im Jahr 2037 liegt der geschätzte Anteil der Wasserstoffantriebe in Basel-Stadt bei zwischen 2% und 8% der Fahrzeuge mit einem Verbrauch von 2 bis 7 GWh Wasserstoff. Im Jahr 2050 liegen die Zahlen für Basel-Landschaft bei zwischen 10% und 26% und zwischen 26 und 59 TWh.

Fossiler Bedarf berücksichtigter Unternehmen machen 6 bis 11% des Bedarfs Nicht-Wohnen aus



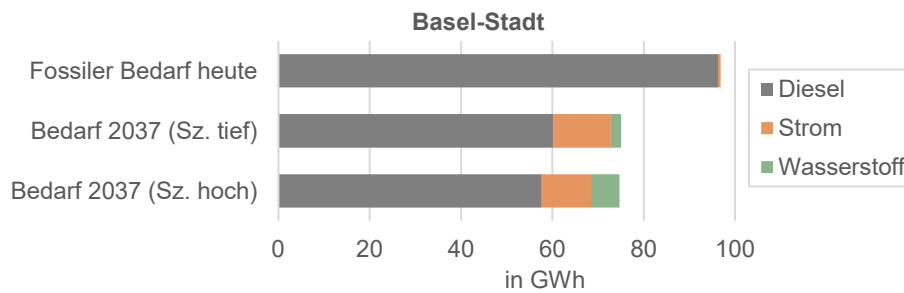


Abbildung 30: Heutiger Bedarf des Schwerverkehrs sowie künftiger Bedarf mit unterschiedlichen Szenarien

Überblick Schifffahrt: Der heutige Bedarf an Treibstoffen liegt bei rund 430 TWh pro Jahr. Modellierungen ergeben für das Jahr 2037 einen Bedarf von bis zu 10 GWh/a Wasserstoff und bis zu 24 GWh/a Methanol.

Geographische Zuordnung

Es zeigt sich aus den Analysen, dass innerhalb der Systemgrenzen dieses Berichts in der Region Basel zwei alternative Energieträger im Fokus stehen: zum einen grüner Wasserstoff (Industrie, Schwerverkehr und Schifffahrt), zum anderen Methanol (Schifffahrt, allenfalls Industrie).

Die geographische Übersicht zeigt, dass bis zum Jahr 2037 der höchste Bedarf an grünem Wasserstoff und seinen Derivaten für die Industrie und Mobilität auf der Achse Basel bis Pratteln entsteht (siehe Abbildung 31). Weitere relevante Gebiete sind die Achse Basel-Aesch sowie Laufen für die Industrie resp. Liestal für die Mobilität.

Wasserstoff und Methanol im Fokus

Bedarf 2037 vor allem auf der Achse Basel-Pratteln

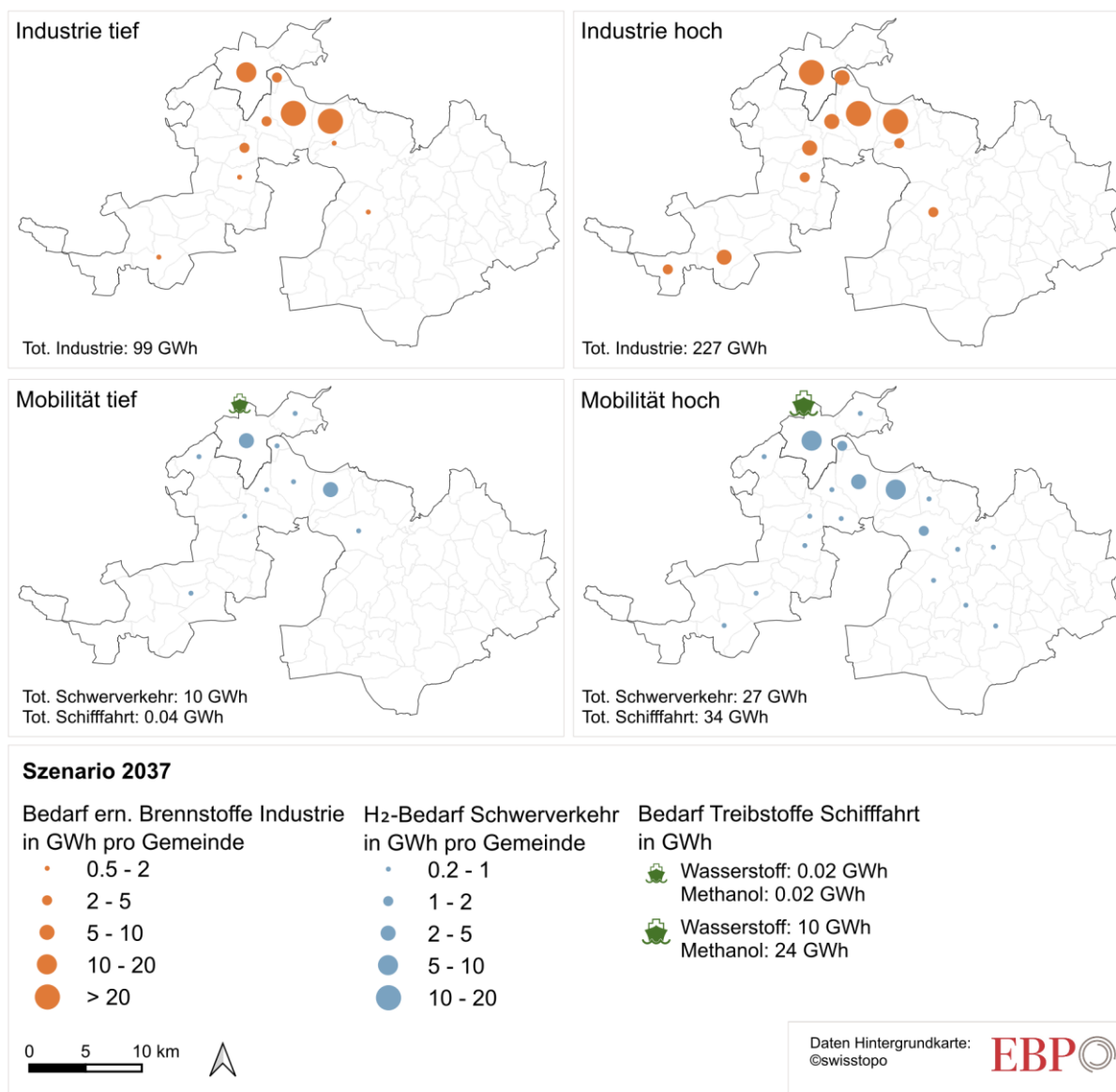


Abbildung 31: Abschätzung des künftigen Bedarfs an Wasserstoff und seinen Derivaten für die Mobilität und erneuerbaren Brennstoffen für die Industrie im Jahr 2037. Oben Industrie, unten Mobilität sowie links das jeweils tiefe Szenario und rechts das hohe Szenario.

Der Blick auf das Jahr 2050 zeigt ähnliche geographische Muster (siehe Abbildung 32). Der Bedarf liegt jedoch im Jahr 2050 für die Industrie tiefer und für die Mobilität höher. Der Rückgang bei der Industrie liegt daran, dass bei fortschreitender Technologieentwicklung mehr Prozesse elektrifiziert werden können und daher der als Restbetrag berechnete Bedarf an erneuerbaren Brennstoffen sinkt. Bei der Mobilität wird hingegen angenommen, dass auch langfristig für gewisse Einsatzbereiche Wasserstoff nötig sein wird. Daher wird je länger je mehr Strom, aber auch Wasserstoff resp. Methanol eingesetzt.

2050: Abnahme Industrie, Zunahme Mobilität

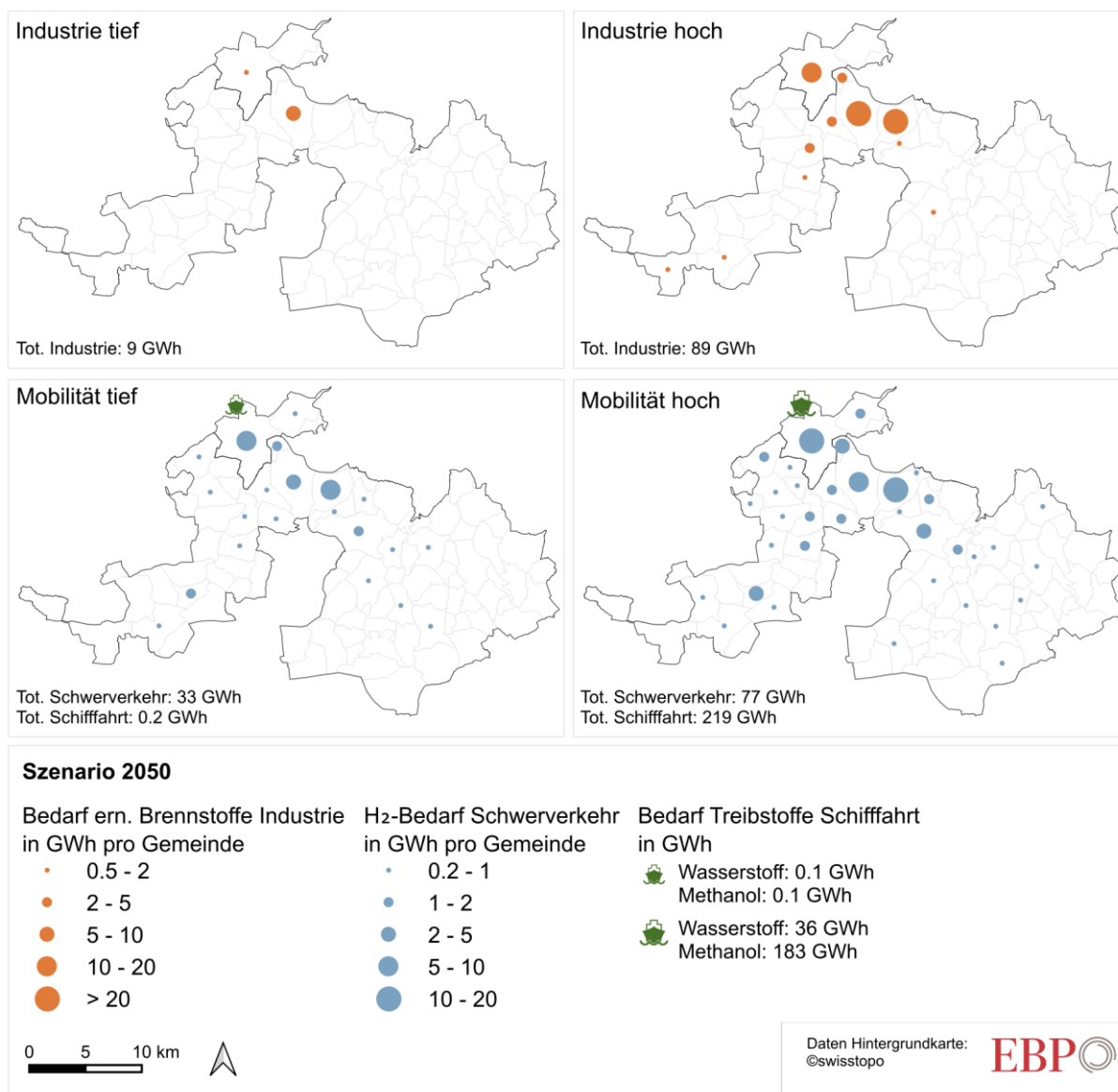


Abbildung 32: Abschätzung des künftigen Bedarfs an Wasserstoff und seinen Derivaten für das Jahr 2050. Oben Industrie, unten Mobilität sowie links das jeweils tiefe Szenario und rechts das hohe Szenario. Die jeweils unten rechts abgebildeten Totale sind ohne den Bedarf der Schifffahrt, welche separat in den Mobilitätsabbildungen dargestellt sind.

Erkenntnisse künftiger Bedarf in der geographischen Übersicht

- Werden nur die tiefen Szenarien betrachtet, besteht im Jahr 2050 nur im schweren Güterverkehr ein Bedarf nach Wasserstoff und seinen Derivaten. Dies basiert auf der Annahme, dass die Industrie bis dahin elektrifiziert ist und die Rheinschiffe eher Biodiesel und eher in den anderen Häfen bunkern.
- In den hohen Szenarien besteht in allen drei Bereichen ein Bedarf. Beim schweren Güterverkehr nach Wasserstoff, in der Schifffahrt nach Wasserstoff und Methanol und in der Industrie in Bezug auf die synthetischen Energieträger nach primär Wasserstoff und sekundär Methanol. Für das Jahr 2037 ist der geschätzte Bedarf für die Industrie höher als für den Schwerverkehr, im Jahr 2050 sind die Grössenordnungen der beiden Bereiche ähnlich.
- Die Schwerpunkte des Bedarfs für alle drei Bereiche liegen auf der Hauptachse Basel-Pratteln. Weitere relevante Gebiete sind die Achse Basel-Aesch sowie Laufen für die Industrie resp. Liestal für die Mobilität.
- Der trimodale Hafen ist heute eine wichtige Pforte und Lagerplatz von Energieträgern für die Schweiz. Auch wenn noch nicht klar ist, welche Energieträger künftig wie stark eingesetzt werden, kann der Basler Hafen seine Rolle weiterhin wahrnehmen.

7. Mögliche Versorgungsoptionen für Basel

7.1 Energieträger und ihre Infrastruktur-Elemente

Dieses Kapitel widmet sich möglichen Versorgungsoptionen von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten für Basel. Die Schätzung des Bedarfs hat gezeigt, dass die Elektrifizierung in den meisten Bereichen zur Erreichung des Netto-Null-Ziels der primäre Weg ist. Darüber hinaus besteht ein zusätzlicher Bedarf an erneuerbaren Treib- und Brennstoffen. Der Schwerpunkt in der Region Basel liegt in Bezug auf die synthetischen Energieträger auf grünem Wasserstoff und Methanol.

Erneuerbare
Brenn- und Treib-
stoffe: Wasserstoff,
Methanol und Bio-
methan

Der Fokus dieses Berichtes liegt auf grünem Wasserstoff und seinen Derivaten und daher auf der möglichen Versorgung der Region mit Wasserstoff und Methanol. Als Grundlage für ein Verständnis der Versorgung sind die Elemente der nötigen Infrastruktur von Produktion bis zur Anwendung in der Abbildung 33 grob dargestellt. Jedes Element wird in einem Steckbrief im Anhang A2 beschrieben, inklusive der jeweils benötigten Druckstufe und Reinheit von Wasserstoff. Um ein Gefühl für die räumlichen Grössenordnungen zu bekommen, wird im Steckbrief für jedes Element für die beiden Referenzmengen 1 GWh (30 t H₂) und 10 GWh (300 t H₂) pro Jahr der ungefähre Platzbedarf angegeben.

Elemente der be-
nötigten Infrastruk-
tur

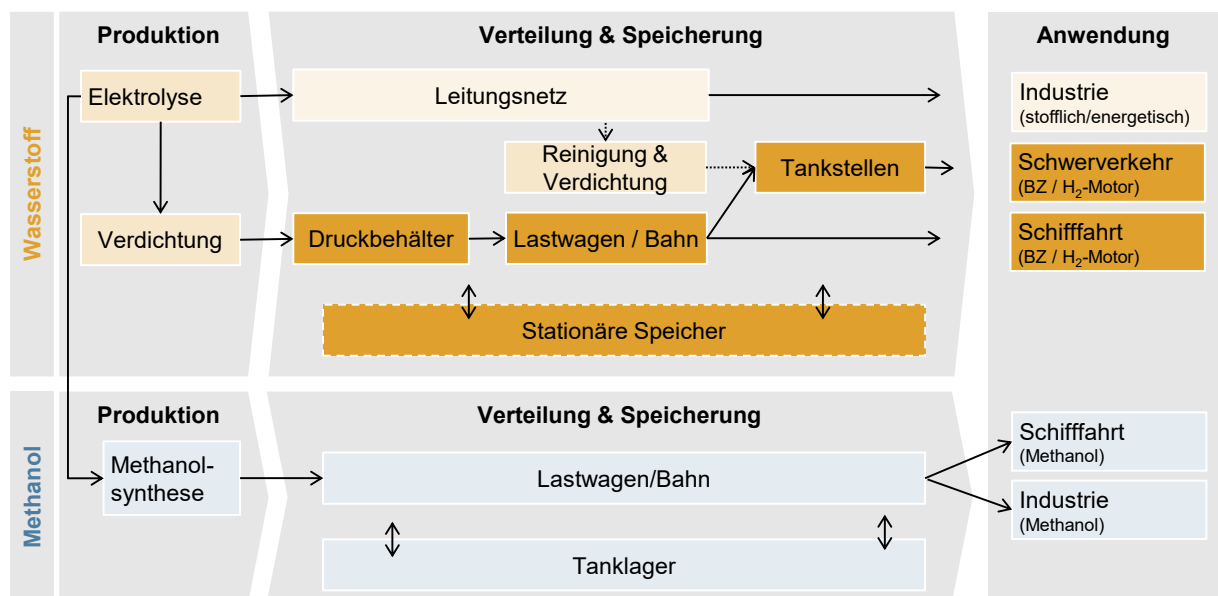


Abbildung 33: Elemente einer Infrastruktur für Wasserstoff (oben) und Methanol (unten) für die Industrie, den Schwerverkehr und die Schifffahrt (BZ = Brennstoffzelle) und ohne die Nutzung für die Stromproduktion (z.B. Nutzung von Methanol in Reservekraftwerken). Je dunkler die gelbe Farbe beim Teil Wasserstoff, desto höher die typische Druckstufe der Anwendung.

Erkenntnisse der Infrastruktur-Elemente

- Methanol: Die Verteilung und Speicherung des Wasserstoff-Derivats Methanol ist relativ einfach. Mit Schutzanpassungen aufgrund der Korrosivität kann für Methanol dasselbe Konzept wie für Diesel verwendet werden.
- Der Einsatz von Wasserstoff ist aufgrund seiner geringen volumetrischen Dichte deutlich komplizierter und hat relevante Auswirkungen auf die nötigen Infrastrukturen.
- Hoher Druck in der Mobilität: Für den Einsatz im Schwerverkehr und der Schifffahrt bedarf es einer Verdichtung auf hohe Drücke (350 bar / 700 bar). Typischerweise wird der Wasserstoff bereits für den Transport in Druckbehältern verdichtet, an der Tankstelle bedarf es zusätzlich eines Verdichters für den Tankprozess.
- Hohe Reinheit für Brennstoffzellen: Für Brennstoffzellen ist sehr reiner Wasserstoff nötig. Handelsübliche Elektrolyseure produzieren mit der notwendigen Reinheit. Umgewidmete Methanleitungen verunreinigen jedoch den Wasserstoff. Die Reinheit von Wasserstoff, der über das europäische Netz in die Schweiz gelangen würde, reicht somit für eine Brennstoffzelle nicht aus. Der Wasserstoff müsste zuerst gereinigt werden. Dies ist aufwändig und teuer und würde daher eher in wenigen regionalen Zentren und nicht bei allen Endverbrauchern umgesetzt.
- Die heutigen Wasserstofflastwagen basieren auf der Brennstoffzelle. Sowohl beim Schwerverkehr als auch bei der Schifffahrt sind jedoch neben Brennstoffzellen auch Wasserstoffmotoren in Diskussion. Die künftigen Entscheide der Reedereien und Lastwagenhersteller/-betreiber beeinflussen daher die notwendige Reinigungsinfrastruktur in der Schweiz.
- In der Industrie bedarf es typischerweise einer durchschnittlichen Reinheit und tiefen Drucks. Bei genügenden Nachfragemengen ist die Leitung eine sehr effiziente Transportlösung.
- Grössere Wasserstoffleitungen unterliegen in der Schweiz dem Rohrleitungsgesetz und damit grundsätzlich der Aufsicht des Bundes. Dies ist mit hohen Herausforderungen verbunden (bspw. dürfen Leitungen nicht durch Bauzonen geführt oder längs unter Strassen verlegt werden).
- Die tiefe volumetrische Dichte von Wasserstoff führt dazu, dass sich Wasserstoff nicht wie Diesel oder Methanol einfach und günstig in grossen Mengen über mehrere Monate speichern lässt. Daher sind stationäre Speicher für Wasserstoff für geringe Mengen oder kurze Zeiten ausgelegt. Wie heute beim Erdgas, wäre die Schweiz für die saisonale Speicherung stark vom Ausland abhängig (Poren- und Kavernenspeicher).

7.2 Konzepte zur Versorgung der beiden Basel

Die Bandbreiten des künftigen Bedarfs an grünem Wasserstoff und Methanol sind sehr gross. Die vom Bedarf abgeleitete Versorgungsinfrastruktur sieht für die tiefen Bedarfsszenarien ganz anders aus als für die hohen Szenarien.

Versorgungsinfrastruktur je nach Szenario ganz unterschiedlich

So gibt es in den tiefen Szenarien praktisch keinen Bedarf für Methanol in den Rheinhäfen, da angenommen wird, dass an anderen Häfen getankt wird. In den hohen Szenarien ist der künftige Bedarf an Methanol geringer als die heute gebunkerten Energiemengen. Bestehende Tanklager und ihre Komponenten müssten aufgrund der Korrosionsgefahr durch Methanol nur angepasst statt neu gebaut werden.

Methanol: allenfalls höherer Bedarf an Speichervolumen für Methanol

Bei der Versorgung der Region mit grünem Wasserstoff als Energieträger ist die Ausgangslage komplexer, da es mehrere Optionen gibt:

Wasserstoff: mit oder ohne Leitung, mit oder ohne europäischen Anschluss

- Leitungsungebundene Versorgung über die Belieferung mit Lastwagen, der Bahn oder Schiffen. Der Wasserstoff kann u.a. in Druckbehältern oder in flüssiger Form (ca. -253°C) angeliefert werden.
- Lokale Wasserstoff-Cluster, in denen Wasserstoff produziert wird, über eher kurze Distanzen in Leitungen transportiert und dann genutzt wird. Diese bedürfen Lösungen für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage sowie Redundanz.
- Anschluss an das geplante europäische Wasserstoff-Kernnetz, Import und Verteilung in die Region über ein regionales Leitungsnetz. Dazu können bestehende Gasleitungen umgenutzt oder neue Leitungen gebaut werden.

Im Folgenden werden die drei Optionen mit ihren Stärken und Schwächen für die Region Basel beschrieben.

Leitungsungebundene Versorgung: Der derzeitige Bedarf an Wasserstoff im Schwerverkehr in der Schweiz wird leitungsungebunden gedeckt. Die Versorgung funktioniert. Der Wasserstoff wird in Druckbehältern mittels Lastwagen zu den Tankstellen gebracht. Die Stärken und Schwächen sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengetragen. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich die leitungsungebundene Versorgung besonders für einen geringen oder temporären Bedarf, einen Bedarf an hoher Reinheit und einen Bedarf an hohem Druck eignet.

Rasch umsetzbare Versorgung, vor allem für geringen Bedarf geeignet

Stärken	Schwächen
— Geschwindigkeit des Ausbaus: rascher umsetzbar als andere Lösungen, da es nicht vom Bau von Leitungen (in anderen Ländern) abhängt — Flexibilität: Unterschiedliche Druckstufen und Reinheitsgrade können problemlos bedient werden — Lieferantenvielfalt: Wechsel des Lieferanten bei Ausfall oder hohen Preisen möglich	— Lokaler Platzbedarf: Platzbedarf für die Anlieferung über Trailer mit entsprechenden Trailerplätzen und Wenderadien. — Skalierbarkeit: Je grösser die Mengen und je länger die Distanz, desto stärker überwiegt der Kostennachteil gegenüber einer Leitung. — Induzierter Verkehr: Die leitungsungebundene Verteilung führt zu zusätzlichem Verkehr (Bahn / Lastwagen / Schiff). Bei den Lastwagen sind derzeit dieselbetriebene

— Etappierung: spätere Umstellung auf leitungsgebundene Versorgung leicht möglich	Fahrzeuge der Standard bei Gefahrguttransporten.
	— Versorgungssicherheit: Will ein Unternehmen nicht von Staus oder der Knappheit von LKW-Fahrern abhängig sein, bedarf es zusätzlicher Speicher auf dem Areal. Dies bedeutet noch mehr Platzbedarf.

Tabelle 7: Stärken und Schwächen der leitungsungebundenen Versorgung

Anbindung an das europäische Wasserstoffnetz: Ein gut ausgelastetes Leitungsnetz ist über längere Distanzen grundsätzlich die günstigste Lösung. Dies gilt umso deutlicher bei Medien mit tiefer volumetrischer Energiedichte und damit einem grösseren zu transportierenden Volumen. Mit dem Anschluss von saisonalen Speichern und unterschiedlichen Produzenten entsteht ein resilientes Versorgungssystem.

Grundsätzlich günstige resiliente Lösung

Wie die Analysen zur regionalen Einbettung der beiden Basel in Kapitel 4.3 zeigen, ist ein Anschluss der Region an das europäische Wasserstoffkernnetz über Frankreich bereits gegen 2032 geplant, bis hin nach Spanien. Sowohl für den Aufbau der Produktion als auch der Leitungsinfrastruktur im Ausland sind noch sehr viele Hürden zu nehmen. Die Stärken und Schwächen sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengetragen. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich die Versorgung über das europäische Netz besonders für einen hohen und dichten langfristigen Bedarf bei eher normaler Reinheit eignet.

Anbindung der Region geplant

Stärken	Schwächen
— Tiefe Transportkosten: Je grösser die Mengen und desto länger die Distanz, desto grösser der Kostenvorteil der Leitung.	— Geschwindigkeit: Das europäische Netz ist noch nicht gebaut. Es bestehen sehr viele Hürden zum Bau des Netzes und der nötigen Produktion. Der Aufbau dauert daher länger und ist ungewiss.
— Lieferantenvielfalt und Wasserstoffkosten: Wechsel des Lieferanten bei Ausfall oder hohen Preisen möglich	— Unsicherheit: Die verfügbaren Mengen und Preise des Wasserstoffs sind noch ungewiss.
— Lokaler Platzbedarf: Wenig Platzbedarf auf Seiten Nachfrage, insbesondere bei tiefem Druck.	— Risiko gestandeter Investitionen beim Bau der Leitungen
— Induzierter Verkehr: Transport erfolgt nicht über Lastwagen- oder Bahnfahrten, sondern unterirdisch.	— Reinheit: Die Reinheit des Wasserstoffs aus dem europäischen Netz reicht für Verbrennungsprozesse, nicht aber für Brennstoffzellen. Setzt sich im Schwerverkehr die Brennstoffzelle durch, müsste der Wasserstoff regional aufbereitet werden und dort an einer Gross-Tankstelle oder mit Trailersystem/separatem Netz zu den Logistikern/anderen Tankstellen transportiert werden.
— Versorgungssicherheit: Die Anbindung an ein verflochtenes Netz erhöht die Versorgungssicherheit durch Redundanz (unterschiedliche Produzenten, unterschiedliche Transportrouten).	

Tabelle 8: Stärken und Schwächen der Anbindung an das europäische Netz

Wasserstoff-Cluster: Wie die Analysen zur regionalen Einbettung der beiden Basel in Kapitel 4.3 zeigen, ist auf der Achse Birsfelden-Pratteln ein Wasserstoff-Cluster in der Entstehung. Zudem ist der Anschluss an eine entstehende Leitung nördlich des Rheins angedacht. Damit könnte das kleine Basler-Cluster auf ein grösseres Cluster ausgeweitet werden. Die Stärken und

Cluster Basel, in Deutschland erweitert

Schwächen des Clusters sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengetragen. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich die Versorgung über Cluster besonders für einen hohen Bedarf mit kurzer Distanz und eher hoher Reinheit eignet.

Stärken	Schwächen
— Transportkosten: Je grösser die Mengen und desto länger die Distanz, desto grösser der Kostenvorteil der Leitung. — Platzbedarf: Wenig Platzbedarf auf Seiten Nachfrage, insbesondere bei tiefem Druck. — Verkehr: Transport erfolgt nicht über Lastwagen- oder Bahnfahrten, sondern unterirdisch. — Geschwindigkeit: Unabhängig von europäischen Leitungen und Produktionen und daher rascher umsetzbar. — Reinheit: Falls Bau neuer Leitungen kann hoher Reinheitsgrad bedient werden. Dies ist bei Birsfelden der Fall, nicht aber im deutschen Cluster um Wyhlen-Albbruck. — Anpassbarkeit: späterer Anschluss an weitere Netze leicht möglich — Aufbau von Erfahrungen und Wissen bei Produktion, Transport und bei der Anwendung von Wasserstoff	— Lieferantenabhängigkeit: Bedarf für den Aufbau langfristiger Verträge. Hohe Abhängigkeit von einer Anlage. Es braucht zusätzliche Lösungen für Redundanz und Ausgleich von Angebot und Nachfrage. — Potenzial: Das Potenzial in Birsfelden reicht für die langfristigen hohen Bedarfs-szenarien nicht aus.

Tabelle 9: Stärken und Schwächen der Versorgung mittels Cluster

Die Analysen der Optionen erklären die bisherigen Entwicklungen: Die langfristige Anbindung an ein europäisches Netz ist aus Sicht Kosten und Versorgungssicherheit attraktiv. Sowohl für eine raschere und unabhängigere Umsetzung als auch als Vorbereitung an eine Anbindung eignen sich Cluster, wie der zwischen Birsfelden und Pratteln geplante. Schliesslich eignet sich der Transport von Wasserstoff über Lastwagen sowohl als Zwischenlösung wie auch langfristig für die Belieferung von kleineren Mengen oder Wasserstoff hoher Reinheit.

Zwischenfazit zu bisheriger Entwicklung

Die Überlegungen zur Infrastruktur lassen sich nun mit den Resultaten der Bedarfsanalyse kombinieren. Die tiefen Szenarien ergeben langfristig (2050) nur einen geringen Bedarf von rund 30 GWh für den Schwerverkehr (normale oder hohe Reinheit je nach Technologie). Nur für sich betrachtet würde diese geringe Menge einen Anschluss an ein europäisches Netz in Frage stellen. Zu beachten ist neben zahlreichen grundsätzlichen Fragen (Kosten Stromnetzausbau, Wert der Redundanz durch anderen Energieträger für das Gesamt-Energiesystem, etc.) auch die Frage, wo der Schwerverkehr künftig tanken wird und welchen Bedarf Wasserstoff-Tankstellen in der Region Basel aus anderen Regionen (jeweils mit und ohne Wasserstoff-Anbindung) hätten.

Tiefe Szenarien mit langfristig kaum Bedarf

Die hohen Szenarien weisen langfristig einen rund um Faktor sieben höheren Bedarf von rund 200 GWh Wasserstoff aus. Insgesamt sprechen diese Szenarien stärker für die Anbindung an das europäische Wasserstoffnetz. Zudem weisen sie neben dem Bedarf für den Schwerverkehr auch Bedarf in der Industrie aus. Der Bedarf an geringeren Mengen durch einzelne Industrieunternehmen spricht zudem für eine zusätzlich Versorgung mittels Lastwagen.

Hohe Szenarien:
Anbindung an europäisches Netz
sinnvoller, zusätzlich Lastwagen

Schliesslich ist zu bemerken, dass in diesem Bericht eine eingeschränkte technische Perspektive auf die beiden Basel eingenommen wurde. So wurde bspw. die wirtschaftliche Perspektive nicht betrachtet. Wäre denn Wasserstoff in hohen Mengen zu günstigen Preisen vorhanden, ist von höheren Bedarfsmengen auszugehen. Für die Bewertung einer leitungsgebundenen Infrastruktur müssten zudem die Bedarfsmengen aus den Nachbarregionen wie bspw. dem Fricktal im Aargau auch beigezogen werden (dort sind noch keine quantitativen Bedarfserhebungen vorhanden). Je höher der Bedarf, desto attraktiver die Anbindung an das europäische Netz.

Bedarf im Aargau
und tiefe H₂-Kosten
würden Bedarf steigern

Erkenntnisse Versorgungsoptionen für Basel

- Die Bandbreiten des künftigen Bedarfs an grünem Wasserstoff und Methanol sind sehr gross. Die vom Bedarf abgeleitete Versorgungsinfrastruktur sieht für die tiefen Bedarfsszenarien ganz anders aus als für die hohen Szenarien.
- Die Transport- und Speicher-Infrastruktur für Methanol wäre ähnlich wie diejenige für die heutigen Treibstoffe.
- Für Wasserstoff ist derzeit der Aufbau eines Clusters in Planung. Der Anschluss an das geplante europäische Wasserstoff-Kernnetz würde die Versorgungssicherheit stark erhöhen. Es ist derzeit unklar, ob der künftige Bedarf den Anschluss aus wirtschaftlicher Sicht rechtfertigt. Dazu muss jedoch eine überregionale Perspektive eingenommen werden und zudem der Wert der Redundanz politisch eruiert und mit berücksichtigt werden.
- Es scheint klar, dass sich Versorgung über Wasserstoffleitungen nur entlang weniger Achsen mit viel Absatz lohnt. Für die Nachfrage von geringeren Mengen abseits dieser Achsen steht die leitungsungebundene Belieferung mit Lastwagen oder der Bahn im Vordergrund, oder allenfalls die alternative Belieferung von Methanol statt Wasserstoff.

8. Raumplanerische Einschätzung

Im Bereich des Planungsrechts und der Flächensicherung für Wasserstoffinfrastrukturen besteht derzeit in der Schweiz noch keine etablierte Praxis. Einheitliche Standards sowie verbindliche Vorgaben für raumplanerische Verfahren explizit für Wasserstoff fehlen bislang, wobei sich die Verfahren für Wasserstoff bisher an diejenigen anderer Energieträger anlehnen. Die Wasserstoffstrategie des Bundesrats verfolgt die Vision, dass bis 2035 die Kantone – basierend auf ihren strategischen Überlegungen zu Wasserstoff und erneuerbaren Gasen – ihre Richtpläne bei Bedarf angepasst haben. Gleichzeitig sollen Bund, Kantone und Städte die erforderlichen Rahmenbedingungen geschaffen haben, um eine sichere und umweltverträgliche Entwicklung des Wasserstoffmarktes in der Schweiz zu ermöglichen. Nachfolgend werden mögliche Rahmenbedingungen, die auf kantonaler Stufe geschaffen werden können, diskutiert.

Alle Planungsebenen sollen raumplanungsrechtliche Rahmenbedingungen bis 2035 schaffen

8.1 Störfall

Betriebe, Verkehrswege und Rohrleitungsanlagen mit einem erheblichen Gefahrenpotenzial für Mensch und Umwelt unterstehen der Störfallverordnung (StFV). Die StFV soll die Bevölkerung und die Umwelt vor schweren Schädigungen infolge von Störfällen schützen. Anlagen zur Produktion, Lagerung und zum Transport von Wasserstoff unterstehen, sofern sie diese Kriterien erfüllen, in jedem Fall der StFV:

Der Verordnung unterstellte Anlagen

- Bei *Betrieben* liegt die Mengenschwelle für Wasserstoff (H₂) bei 5 t (vorhandene Menge zu einem Zeitpunkt). Produktionsstandorte von Wasserstoff überschreitet diese Mengenschwelle in der Regel. Dies ist bspw. für die geplante Anlage in Birsfelden der Fall.
- Ebenfalls der StFV unterstellt sind *Verkehrswege* (Eisenbahnlinien, Durchgangsstrassen, Rhein), wenn sie die Kriterien nach Art. 1 StFV erfüllen.
- *Rohrleitungsanlagen*, wenn sie folgende Kriterien erfüllen (Anhang 1.3 StFV):
 - Betriebsdruck ist > 5 bar und ≤ 25 bar sowie (Betriebsdruck mal Aussendurchmesser) > 500'000 Pa m.
 - Betriebsdruck ist > 25 bar sowie (Betriebsdruck mal Aussendurchmesser) > 1'000'000 Pa m.

Dies bedeutet, dass das angedachte Leitungsnetz der IWB nicht der StFV unterstellt wäre, die Leitungen der Transigas jedoch schon und die Leitungen des GVM je nach Dimension.

Zudem kann die Vollzugsbehörde gemäss Störfallverordnung (Art. 1 Abs. 3) Betriebe, Verkehrswege oder Rohrleitungsanlagen auch im Einzelfall der Verordnung unterstellen, wenn sie aufgrund ihres Gefahrenpotenzials die Bevölkerung oder die Umwelt schwer schädigen könnten.

Zusätzliche Einzelfälle

Um eine frühzeitige Abstimmung und Koordination der Interessen zu ermöglichen werden sogenannte Konsultationsbereiche definiert. Sie bezeichnen angrenzende Bereiche um Betriebe, Verkehrswege und Rohrleitungsanlagen, die im Geltungsbereich der Störfallverordnung liegen (siehe Auswahl einiger Konsultationsbereiche für die beiden Basel in Abbildung 34).

Konsultationsbereich Störfall

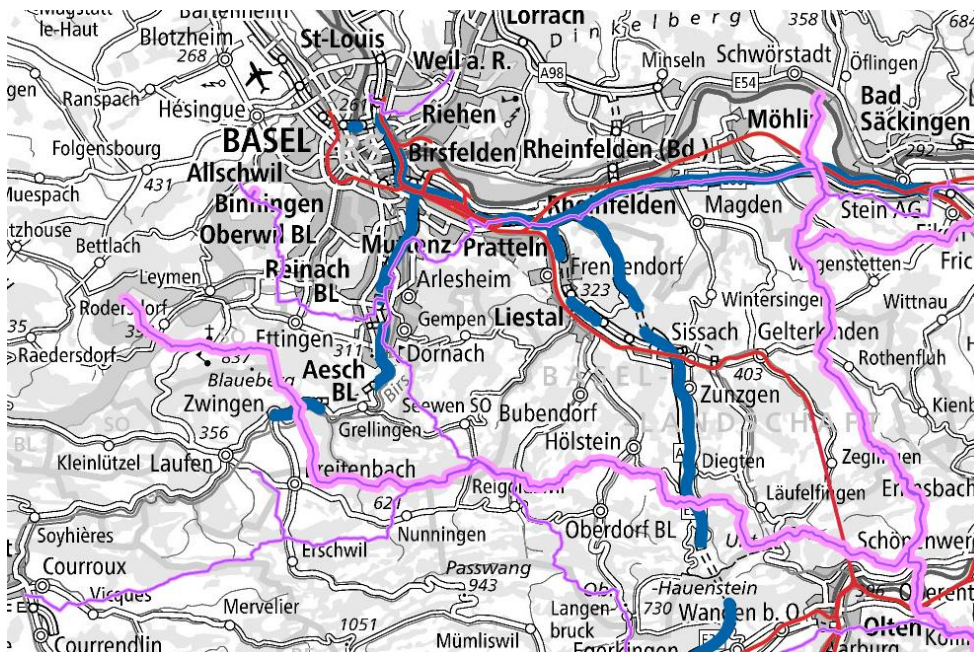


Abbildung 34: Übersicht der Konsultationsbereiche für Nationalstrassen (blau), Eisenbahnstrecken (rot) und Rohrleitungen (lila) in der Region Basel. Die Übersicht umfasst nur alle auf map.geo.admin.ch verfügbaren Bereiche, es bestehen weitere, nicht abgebildete Konsultationsbereiche, wie beispielsweise der Rhein als Verkehrsweg.

Die StfV verpflichtet den Inhaber der Anlage, alle zur Verminderung des Risikos geeigneten Massnahmen zu treffen, die nach dem Stand der Sicherheitstechnik verfügbar, aufgrund seiner Erfahrung ergänzt und wirtschaftlich tragbar sind. Zudem muss er der Vollzugsbehörde einen Kurzbericht mit einer Einschätzung des Ausmasses der möglichen Schädigungen der Bevölkerung oder der Umwelt infolge von Störfällen einreichen. Die Vollzugsbehörde beurteilt den Kurzbericht. Falls sie die Wahrscheinlichkeit für schwere Schädigungen nicht als hinreichend klein einschätzt, verfügt sie, dass der Inhaber eine Risikoermittlung erstellen muss. Die Vollzugsbehörde prüft die Risikoermittlung und beurteilt, ob das Risiko tragbar ist. Das Verfahren ist für bestehende und geplante Anlagen grundsätzlich identisch. Da der Standort einer Anlage einen wesentlichen Einfluss auf das Risiko hat, kommt bei neuen Anlagen der Standortwahl eine entscheidende Bedeutung zu. Für die Umsetzung der StfV sind grundsätzlich die Kantone verantwortlich.

Pflichten der Inhaber und Kontroll- und Beurteilungsverfahren

Reiner Wasserstoff ist nicht brennbar und auch nicht als gesundheitsschädlich oder umweltgefährdend eingestuft. Durch die Mischung mit Sauerstoff oder Luft entsteht ein leicht entzündliches Gasgemisch. Gemische aus Luft mit einem Volumenanteil von 4% bis 76% Wasserstoff sind entzündlich resp. explosiv (Knallgas). Aufgrund der hohen Diffusionsneigung und der geringen Dichte verflüchtigt sich Wasserstoff in offener Umgebung häufig, bevor es zur Bildung eines explosiven Gemisches kommt, oder er brennt in heissen

Gefahren von Wasserstoff

Umgebungen beim Erreichen der Konzentrationsgrenze von 4% ab. Wasserstoff kann daher im Zusammenhang mit Störfallrisiken als vergleichbar mit anderen Brennstoffen wie Methan oder Propan betrachtet werden. Auf einzelne, spezifische Abweichungen wie die Lagerung bei sehr hohem Druck, die Unsichtbarkeit der Flamme oder das geringere Molgewicht in Bezug zu Sauerstoff oder der Luft wird hier nicht eingegangen. In der Beurteilung der Risiken sind diese spezifischen Sachverhalte jedoch zu berücksichtigen.

8.2 Umweltverträglichkeit

Die Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPV) regelt die Anforderungen und Grundsätze für Umweltprüfungen im Rahmen der Raumplanung. Bei der Prüfung wird festgestellt, ob das Projekt den Vorschriften über den Schutz der Umwelt entspricht. Das Ergebnis der Prüfung bildet eine Grundlage für den Entscheid über die Bewilligung, Genehmigung oder Konzessionierung des Vorhabens. Der Projektant muss die UVP-Pflicht seines Projekts in Vorbereitung des Genehmigungsgesuchs prüfen. Der Verfahrensablauf ist im Kapitel 3 des Umweltschutzgesetzes und der Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung geregelt.

UVP als Grundlage für Bewilligung oder Genehmigung

Die UVPV gibt vor, für welche Anlagen die Pflicht zur Erstellung einer Umweltverträglichkeitsprüfung besteht. Für stationäre Wasserstoffanlagen gelten gemäss den Anhängen 7 und 22 UVPV folgende Schwellenwerte:

UVP-Pflicht für stationäre Wasserstoffanlagen

- Lager für Gas, die bei Normalbedingungen mehr als 50'000 m³ Gas bzw. 5'000 m³ Flüssigkeit enthalten
- Anlagen mit mehr als 5'000 m² Betriebsfläche oder einer Produktionskapazität von mehr als 1'000 t pro Jahr zur Synthese von chemischen Produkten

Bei diesen beiden Schwellenwerten wird das massgebliche Verfahren durch das kantonale Recht bestimmt. Gemäss Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung im Kanton Basel-Stadt (UVPV BS) ist für beide Anlagentypen das kommunale Baubewilligungsverfahren massgeblich. Auch im Kanton Basel-Landschaft ist das Baubewilligungsverfahren massgeblich. Wenn das Baubewilligungsverfahren massgebend ist, ist der Bund bei der Umweltverträglichkeitsprüfung grundsätzlich nicht involviert. Sofern Bundesinteressen tangiert sind, ist der Bund dennoch zu involvieren (z.B. Wald ab 5'000 m² Rodungsfläche, Störfall etc.).

Bei grenznahen Anlagen stellt sich die Frage, ob für die Anlage die Bestimmungen der Espoo-Konvention bezüglich grenzüberschreitender UVP zur Anwendung kommen. Dazu gibt es von der deutsch-französisch-schweizerischen Oberrheinkonferenz einen «Leitfaden zur grenzüberschreitenden Zusammenarbeit bei umweltrelevanten Bauvorhaben».

Grenznahe Anlagen

Weiter ist für grössere und grenzüberschreitende Rohrleitungsanlagen (Definition siehe Kapitel 8.5 weiter unten) gemäss RLG eine ordentliche Plan genehmigung und eine UVP erforderlich.

UVP Pflicht für gewisse Rohrleitungsanlagen

Ist eine Anlage nicht UVP-pflichtig, muss der Nachweis ihrer Umweltverträglichkeit mit einer einfacheren Umweltnotiz erbracht werden. Dies kann zum Beispiel in die Projektbeschreibung des Gesuchs für das massgebliche Verfahren integriert werden.

Bei keiner UVP-Pflicht ist Umweltnotiz nötig

Es lässt sich zusammenfassen, dass für grössere Produktionsanlagen wie diejenige in Birsfelden eine UVP-Pflicht besteht, ebenso für die angedachten Umwidmungen der Transitgasleitung. Allenfalls besteht zudem für Umwidmungen und Neubauten des GVM und für Speicher (Wasserstoff, Methanol) eine UVP-Pflicht.

UVP-Pflicht in Basel

8.3 Bedeutung Richtplaneintrag und Richtplanrelevanz

Mit einer örtlichen Festlegung im Richtplan legt der Kanton dar, dass er einen Standort als geeignet für ein bestimmtes Vorhaben erachtet. Richtpläne sind für die Behörden verbindlich (Art. 9 Abs. 1 RPG; § 9 Abs. 3 RBG). Die Richtpläne aller Stufen sind im Rahmen von Planerlassen zu beachten und haben in die Nutzungsplanungen einzufließen (§ 9 Abs. 2 RBG). Sie sind dagegen nicht direkt im Baubewilligungsverfahren anwendbar⁵².

Bedeutung kantonaler Richtplan

Der Bund legt fest, welche Mindestinhalte ein kantonaler Richtplan zu enthalten hat. Grundsätzlich dient der kantonale Richtplan dazu, die räumliche Entwicklung des Kantons zu steuern und die raumwirksamen Tätigkeiten oder Vorhaben aufeinander abzustimmen. Jedoch nicht jedes raumrelevante Vorhaben gehört in den Richtplan. Gemäss Art. 8 Abs. 2 RPG *bedürfen Vorhaben mit gewichtigen Auswirkungen auf Raum und Umwelt einer Grundlage im Richtplan*. Der Richtplan kann zu den Vorhaben direkt (mit räumlichen Festlegungen) oder indirekt (mittels Kriterien) räumlich konkrete Aussagen machen.

Mindestinhalt kantonaler Richtplan

Das RPG äussert sich jedoch nicht detailliert zur Abgrenzung, ab wann ein Vorhaben «gewichtige Auswirkungen auf Raum und Umwelt» hat und dadurch richtplanrelevant wird. Eine Hilfestellung bietet der Leitfaden des Bundes resp. die Ergänzung zum Leitfaden Richtplanung (ARE, 2014): Indizien für gewichtige Auswirkungen auf Raum und Umwelt im Sinne von Art. 8 Abs. 2 RPG sind insbesondere

Bedeutung gewichtige Auswirkungen

- eine grosse Flächenbeanspruchung,
- ausgeprägte Konflikte zwischen verschiedenen Nutzungsinteressen,
- einen bedeutenden Einfluss auf die Nutzungs- und Versorgungsstrukturen des Kantons,
- die Erzeugung grosser Verkehrsströme,
- hoher Kulturlandverlust sowie hohe Umwelt-, Natur- und Landschaftsbelastung oder
- ausgeprägter kantonaler bzw. überkantonaler Koordinationsbedarf aus räumlichen, organisatorischen oder politischen Gründen.

⁵² Fritzsche, C., Bösch, P., Wipf, T. & Kunz, D. (2019). Zürcher Planungs- und Baurecht 6. Auflage. Wädenswil: Stutz Medien AG.

In einer indikativen Liste des ARE zu Vorhaben mit gewichtigen Auswirkungen⁵³ auf Raum und Umwelt werden bspw. im Themenbereich Energie Brennstofflager, grosse Energieproduktionsanlagen oder Hochspannungs- und Rohrleitungen genannt. Diese können im kantonalen Richtplan räumlich festgehalten werden.

Mögliche Vorhaben mit gewichtigen Auswirkungen

Zusammengefasst haben die Kantone neben dem Einhalten der Mindestinhalte gemäss RPG einen gewissen Handlungsspielraum, welche Themen sie mit welcher Tiefe im kantonalen Richtplan behandeln möchten. Das Planungs- und Baugesetz (PBG) des Kantons Basel-Stadt definiert nicht näher, welche Mindestinhalte dessen kantonaler Richtplan im Bereich Ver- und Entsorgung aufzuführen hat. Das Raumplanungs- und Baugesetz (RBG) des Kantons Basel-Landschaft grenzt die Rahmenbedingungen für den kantonalen Richtplan etwas näher ein, macht jedoch auch keine konkreten Vorgaben zur Richtplanrelevanz von einzelnen Vorhaben.

Richtplanrelevanz aus Sicht Bund und Kantone

Ein Richtplaneintrag, der einem vorgegebenen formellen Verfahren folgt, ist ein Indiz des öffentlichen Interesses an einem bestimmten Vorhaben und gibt den Planungs- und Bauträgern eine bestimmte Planungssicherheit. Gleichzeitig ist ein Richtplanverfahren mit einem sehr zeitaufwändigen Verfahren verbunden und dementsprechend träge.

Vor-/Nachteile eines Richtplaneintrags

8.4 Räumliche Anforderungen und Flächenrelevanz

Zur Klärung der Flächenrelevanz der Infrastruktur für Wasserstoff und seine Derivate werden zwei Arten von Anlagen unterschieden: stationäre Anlagen (Produktion, Speicherung, Lagerung und Abnahme von Wasserstoff und Methanol) und rohrleitungsgebundene Anlagen zur Verteilung von Wasserstoff.

Zwei Arten von Anlagen

Stationäre Anlagen: Stationäre Anlagen weisen in der Regel einen Flächenbedarf auf, der stark von der Art der Anlage und der geplanten Kapazität abhängt (siehe Angaben in Anhang A2). Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass lediglich die Lagerung von Wasserstoff und Methanol einen massgeblichen Flächenanspruch aufweisen könnte. Alle weiteren Elemente der Wasserstoffinfrastruktur sind nicht flächenrelevant. Als einzige räumliche Voraussetzung bei der Wasserstoffinfrastruktur ist die Nähe zur Stromproduktion der Produktionsstätte zu nennen.

Flächenanspruch lediglich bei Lagerung von Wasserstoff massgeblich

Rohrleitungsgebundene Verteilung: Kurze Abschnitte von weniger als 100 m und lokale Netze auf einem Unternehmensareal sind vom Rohrleitungsgesetz (RLG) und dessen Verordnung ausgenommen. Das heisst, die darin festgelegten Bestimmungen und Grenzwerte (siehe Kap. 8.5). sind nicht relevant. Bei Rohrleitungen ab 100 m Länge sind hingegen die Raumauswirkungen im Einzelfall zu klären. Im Kanton Basel-Stadt besteht bis anhin keine Wasserstoffleitung, die richtplanerisch relevant wäre. Da im Richtplan BS keine Erdgasleitungen eingetragen sind, brauchen Umnutzungen von bestehenden Gasleitungen im Moment auch keine Anpassung im Richtplan. Im Kanton Basel-Landschaft besteht eine Wasserstoffleitung und eine ist in Planung. Dabei sind die Planungsgrundsätze im Objektblatt Rohrleitungen im

Grenzwert zur Abklärung von Raumauswirkungen bei ca. 100 m Rohrleitung

⁵³ ARE (2014): «Ergänzung des Leitfadens Richtplanung». März 2014

kantonalen Richtplan BL, welches demnächst überarbeitet wird, zu berücksichtigen.

8.5 Planungsrecht und Bewilligungswesen

Stationäre Anlagen: Stationäre Anlagen sind in der Regel in der Bauzone (Industriezone) zu errichten. Bei einer Errichtung ausserhalb der Bauzone muss gemäss Art. 24 RPG die Standortgebundenheit der Anlage nachgewiesen werden. Der Bau von stationären Anlagen unterliegt dem ordentlichen Baubewilligungsverfahren sowie je nach Anlagentyp einer zusätzlichen Plangenehmigungs- und Betriebsbewilligungspflicht.

Stationäre Anlagen i.d.R. innerhalb Bauzone zu errichten

Das Schweizer Parlament beschloss im Jahr 2023 Massnahmen zur Erleichterung bzw. Beschleunigung von Bewilligungsverfahren von Photovoltaik-Grossanlagen. Mit dem neuen Art. 24^{ter} RPG2 (noch nicht in Kraft, zukünftig 24^{quinquies} RPG) können Anlagen zur Umwandlung von erneuerbarer Energie in Wasserstoff, Methan oder andere synthetische Kohlenwasserstoffe auch ausserhalb der Bauzone realisiert werden, soweit dies für eine sichere Versorgung mit erneuerbarer Energie als zweckmässig erscheint. Dabei regelt der Bundesrat, unter welchen Voraussetzungen solche Anlagen in wenig empfindlichen oder in vorbelasteten Gebieten standortgebunden sind. Folglich wird der Bundesrat die Standortgebundenheit von Elektrolyseuren und Methanisierungsanlagen im Detail festlegen. Die entscheidenden Kriterien und damit der Umgang mit der Standortgebundenheit sowie der Interessenabwägung werden in der Verordnung und Leitfaden zur Gesetzesanpassung näher definiert. Die Publikation dieser ist für Herbst 2026 geplant.

Standortgebundenheit von Elektrolyseuren

Es wird jedoch weiterhin immer einer Einzelfallprüfung bedürfen. Dabei zu beachten ist, dass Elektrolyseure und Methanisierungsanlagen ab einer bestimmten Grösse und Bedeutung von nationalem Interesse (Art. 12 EnG) sind und somit auch gegenüber nationalen Schutzinteressen abgewogen werden können.

Weiterhin immer Einzelfallprüfung erforderlich

Rohrleitungsgebundene Verteilung: Seit 2023 unterliegen Wasserstoffleitungen dem Anwendungsbereich des RLG, der Rohrleitungsverordnung (RLV) sowie der Rohrleitungssicherheitsverordnung (RLSV). In die Zuständigkeit des Bundes fallen Rohrleitungen, die die Landesgrenze überschreiten, Leitungen zwischen 5 und 30 bar mit Aussendurchmesser > 12 cm sowie Leitungen über 30 bar mit Aussendurchmesser > 6 cm. Die zuständigen Vollzugsbehörden sind das Bundesamt für Energie (BFE) und das Eidgenössische Rohrleitungsinspektorat (ERI). Die Plangenehmigung erfolgt durch das BFE nach Art. 7 RLV, während die Betriebsbewilligung auf Grundlage von Art. 23 RLV erteilt wird.

Rohrleitungen >6cm und >5bar unter Bundesaufsicht

Die RLSV enthält raumplanerisch relevante Vorgaben: Beispielsweise dürfen Leitungen nicht durch Bauzonen geführt werden (Art. 7 RLSV). Es gelten zudem verbindliche Sicherheitsabstände zu Gebäuden und Bereichen mit hoher Personenfrequenz (Art. 12 RLSV), und eine Verlegung längs unter Strassen ist untersagt (Art. 13 RLSV). Diese Vorschriften können die Bewilligungsverfahren erheblich verlängern, verteuern oder im Einzelfall sogar ganz verunmöglichen.

Hohe Anforderungen bei Bundesaufsicht

Rohrleitungen unter den oben genannten Schwellenwerten fallen in die kantonale Zuständigkeit.

Rohrleitungen in kantonaler Zuständigkeit

Für die beiden Basel kommt damit sowohl die Bundesaufsicht als auch die kantonale Aufsicht zum Tragen. Die geplante Umwidmung einer der beiden Rohrleitungen der Transitgas würde der Zuständigkeit des BFE, während die von IWB geplanten Leitungen mit < 5 bar Betriebsdruck der Zuständigkeit der Kantone unterstehen würden. Bei den allfälligen Leitungen des GVM wäre die Zuständigkeit je nach Dimensionierung noch offen.

In den beiden Basel sowohl Kantone als auch Bund in der Aufsicht

Zur Unterstützung der Planung, des Baus und des Betriebs von Wasserstoffleitungen stellt der SVGW die Fachrichtlinie «H1000 d - Empfehlung zu Planung, Bau und Betrieb von Rohrleitungsanlagen für den Transport von Wasserstoff» (2023) und die Fachrichtlinie «H2 d Richtlinie. Rohrleitungen für Wasserstoff» (2025) zur Verfügung.

Fachrichtlinien vorhanden

8.6 Interessenabwägung

Besonders im urbanen Raum oder in strukturell bereits stark genutzten Industriegebieten kann die Integration von stationären Anlagen eine Herausforderung darstellen und konkurriert häufig mit anderen Flächennutzungen. Jede Anlage bedingt eine Einzelfallklärung der Interessen. Dabei stellt die raumplanerische Interessenabwägung als Methode zur Entscheidungsfindung einen Wertungsprozess dar, mit der im Einzelfall ein auf Dauer möglichst ausgewogenes Verhältnis zwischen den Interessen gefunden wird. Die Interessenabwägung beinhaltet das Ermitteln, Bewerten, Abwägen und nachvollziehbare Dokumentieren der im konkreten Fall bedeutsamen Interessen. Mindestens alle relevanten Schutz- und Nutzungsinteressen müssen betrachtet und diskutiert werden. Die umweltrechtlichen Interessen werden teilweise im Rahmen einer UVP oder einer Umweltnotiz und die Interessen aus dem Katastrophenschutz im Rahmen der Störfallvorsorge behandelt. Die Zuständigkeiten der Interessenabwägung werden durch die jeweilige Verfahrensstufe geregelt. Bei kantonalen Richtplanverfahren ist der Kanton die zuständige Behörde und führt eine stufengerechte Interessenabwägung durch.

Jede Anlage bedingt Einzelfallklärung der Interessen

Um den erfolgreichen Aufbau einer H₂-Infrastruktur zu gewährleisten, ist eine konsequente Bündelung der Infrastrukturvorhaben erforderlich. Dabei spielt die koordinierte Zusammenarbeit der zuständigen Ämter – sowohl horizontal zwischen Fachbereichen als auch vertikal über Verwaltungsebenen hinweg – eine zentrale Rolle. Diese Koordination kann auch unabhängig von formalen Richtplaneinträgen erfolgen, um eine flexible und effiziente Umsetzung zu ermöglichen. Eine frühzeitige und enge Abstimmung zwischen den beteiligten Stellen ist entscheidend, um Synergien zu nutzen und Planungssicherheit zu schaffen.

Koordination und Zusammenarbeit von grosser Bedeutung

8.7 Bestehende Praxis in den beiden Kantonen

Aus Sicht der Raumplanungsfachstellen kann bereits heute mit den bestehenden Planungsinstrumenten und Verfahren Wasserstoffinfrastruktur geplant und realisiert werden. Die Bewilligungsfähigkeit der Anlagen hängt nicht von den (planerischen) Verfahren ab.

Die Wasserstoffinfrastruktur kann mit bestehenden Verfahren genehmigt werden.

Kanton Basel-Stadt: Die Raumplanungsfachstelle wird bei Planungen oder Projekten von raumplanerischer Relevanz – insbesondere bei der Flächenrelevanz, da diese im Kanton den limitierenden Faktor darstellt – oder bei Planungen und Projekten ausserhalb des Siedlungsgebietes involviert. Im Richtplan BS sind weder Wasserstoffanlagen noch Gasleitungen eingetragen, es besteht demnach keine Praxis dazu. Bis anhin wurden diesbezüglich die bestehenden Verfahren (Baubewilligungsverfahren oder Plangenehmigungsverfahren) angewendet. Ein Eintrag im kantonalen Richtplan stellt aus Sicht der Raumplanungsfachstelle die räumliche Konkretisierung einer Strategie oder eines konkreten Projektes dar. Somit muss zuerst übergeordnet eine Strategie zur Wasserstoffinfrastruktur erarbeitet werden oder ein konkretes Projekt vorliegen, um prüfen zu können, ob ein Richtplaneintrag notwendig, zweckmässig und zielführend ist.

Erfahrungen Kanton Basel-Stadt

Kanton Basel-Landschaft: Rohrleitungen haben den im Richtplan definierten Planungsgrundsätzen zu entsprechen. Bisher handelt es sich dabei hauptsächlich um Erdgasleitungen. Alle im Richtplan eingetragenen Rohrleitungen liegen in der Zuständigkeit des Bundes. Aus Sicht der Raumplanungsfachstelle ist bei der Wasserstoffinfrastruktur grundsätzlich nicht von erheblichen Auswirkungen auf Raum und Umwelt und somit einer Richtplanrelevanz auszugehen, sofern diese nicht strategisch bedeutsam ist. Im Einzelfall ist die Richtplannotwendigkeit jedoch zu prüfen. Die bestehenden sowie geplanten Leitungen und Produktionsanlagen konnten im Rahmen eines Baubewilligungsverfahrens geprüft werden. Auf der Kraftwerkinsel in Birsfelden konnte die Anlage aufgrund von fehlender Zonenkonformität allerdings nicht bewilligt werden. Gemäss Einschätzungen der kantonalen Baurekurskommission würde eine solche Anlage auf der Kraftwerkinsel die Naherholungsfunktion der angrenzenden Naherholungszone gefährden.

Erfahrungen Kanton Baselland

Erkenntnisse raumplanerische Einschätzung

- Für den planerischen Umgang mit der Wasserstoffinfrastruktur gibt es derzeit keine spezifischen Vorgaben des Bundes oder etablierte Praxis in den Kantonen.
- Sowohl in Bezug auf die Anforderungen der Störfallverordnung als auch in Bezug auf die Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung sind in den beiden Basel vor allem Produktionsstandorte, die angedachten Leitungen der Transitgas und allenfalls Leitungen des GVM und Speicher von Wasserstoff oder Methanol relevant.
- Bei den Leitungen greift das Rohrleitungsgesetz und dessen Verordnungen. Gemäss diesen unterliegen die geplante Umwidmung einer der beiden Rohrleitungen der Transitgas sowie allfällige Leitungen des GVM der Zuständigkeit des BFE, während die von IWB geplanten Leitungen der Zuständigkeit der Kantone unterstehen. Der Bau von Leitungen unter Bundesaufsicht ist äusserst herausfordernd.
- Der Grossteil der in diesem Bericht behandelten stationären Wasserstoffanlagen weist keine Flächenrelevanz auf (kein grosser Flächenbedarf), erzeugt keinen massgeblichen Mehrverkehr oder tangiert spezifische übergeordnete Schutzinteressen. In dieser Hinsicht weisen sie keine Richtplanrelevanz auf. Lediglich bei der Lagerung von grossen Mengen von Wasserstoff oder Methanol ist diese Annahme zu überprüfen.
- Falls Anlagen aus strategischer Sicht kantonale Bedeutung haben, könnte mit einem Richtplaneintrag das öffentliche Interesse an deren Realisierung dargelegt und eine erste stufengerechte Abstimmung der Interessen vorgenommen werden.
- Gemäss heutiger Praxis und aufgrund der Haltungen der Kantone scheint können die Anlagen grundsätzlich im Rahmen des Baubewilligungsverfahrens (Produktion) bzw. Plangenehmigungsverfahrens (Rohrleitungen) gesichert und bewilligt werden.
- Mit kantonalen Plangenehmigungsverfahren könnten ggf. die Verfahren beschleunigt und Nutzungsplanänderung und Baubewilligung in einem Verfahren beantragt und erteilt werden.

A1 Liste Interviewpartner

Themenbereich	Experte / Expertin
Industrie	– Daniel Bhend – Ricola AG – Benjamin Bianchi – Delica AG – Cedric Hofmann und David Buser – SI-Group – Pascal Löw – Florin AG – Claudio Magoni – F. Hoffmann-La Roche AG – Silvano Melone – GETEC PARK.SWISS AG – Anonym – Industrieunternehmen
Schwerverkehr	– Martin Bäumle – Spedition Bäumle GmbH – Thomas Bundschuh – Fritz Meyer Gruppe / AVIA – Richard Dieter Frenz – MAN Truck & Bus SE
Schifffahrt	– Prof. Dr. Elimar Frank – Ostschweizer Fachhochschule – Florian Röthlingshöfer – Port of Switzerland
Allgemein	– Dr. Cristina Antonini und Dr. Boris Krey – Verband der Schweizerischen Gasindustrie VSG – Prof. Dr. Christoph Hugli – Sidewinder Infrastructure AG – Dr. Arthur Janssen – Gasverbund Mittelland AG – Sven König und Jens Grabow – IWB – Daniel Lüdin – H₂-Hub Schweiz – Dr. Stefan Oberholzer – Bundesamt für Energie – Pasquale Piserchia – Linde Gas Schweiz AG – Stephan Renz – Beratung Renz Consulting

Tabelle 10: Liste der Interviewpartner

A2 Elemente der Wasserstoffinfrastruktur

Die Elemente einer Wasserstoffinfrastruktur von Produktion bis zur Anwendung (gemäss Abbildung 33 in Kapitel 7.1) sind in den nachfolgenden Tabellen als Steckbriefe beschrieben. Jedes Element wird beschrieben, inklusive der jeweils benötigte Druckstufe und Reinheit von Wasserstoff. Um ein Gefühl für die räumlichen Grössenordnungen zu bekommen, wird im Steckbrief für jedes Element für die beiden Referenzmengen 30 t H₂ (1 GWh Heizwert) und 300 t H₂ (10 GWh Heizwert) pro Jahr der ungefähre Platzbedarf angegeben.

Steckbriefe mit Referenzmengen 1 und 10 GWh

Produktion: Elektrolyseur	
Beschrieb	Ein Elektrolyseur ist eine Anlage zur Produktion von Wasserstoff. Mit Strom wird aus Wasser Sauerstoff und Wasserstoff hergestellt.
Reinheit des H ₂	Handelsübliche Elektrolyseure können eine Wasserstoffqualität mit >99.97 H ₂ -Anteilen erzeugen. Dies entspricht der Qualität für Brennstoffzellenfahrzeuge, welche in der Norm SN EN 17124 Gruppe D definiert ist. Ein Grossteil der restlichen Anwendungsmöglichkeiten benötigt nicht diese hohe Qualität. Aus Effizienzgründen wird in Fachgremien eine europaweite Einführung der Gruppe A (>98 mol-% H ₂) diskutiert.
Druck	— Proton Exchange Membrane (PEM) Elektrolyse: ca. 20 bis 40 bar — Alkalische Elektrolyse: bis zu 10 bar
Platzbedarf	— 1 GWh / 30 t H₂: Ein Elektrolyseur bräuchte an einem Laufwasserkraftwerk mit 6'000 angenommenen Volllaststunden pro Jahr eine Leistung von ca. 200 kW Anschlussleistung. Eine solche Anlage benötigt einen Platzbedarf von rund 30 m² ohne Aggregate für die Verdichtung und Speicherung etc. — 10 GWh / 300 t H₂: Die Anschlussleistung liegt bei 2 MW und der benötigte Platzbedarf bei rund 300 m². Der Platzbedarf skaliert ungefähr mit der Leistung.
Hinweise	— Die Anforderungen der Störfallverordnung gelten ab einer Menge von 5 t H₂ auf dem Betriebsareal oder wenn schwere Schädigungen für die Bevölkerung oder die Umwelt nicht ausgeschlossen werden können. — Aufgrund der niedrigen Dichte verflüchtigt sich Wasserstoff sehr schnell. Der Explosionsbereich ist jedoch gegenüber den Methangasen grösser (Obere Explosionsgrenze von 77 Vol-%) und eine mögliche Flamme ist nicht sichtbar. Daraus ergeben sich vor allem in geschlossenen Räumen erhöhte Anforderung an die Leckageüberwachung, die Flammendetektion und die mechanische Lüftung. — Die Einteilung der Brandabschnitte und die Brandschutz-Abstände sind gemäss den gültigen Vorschriften auszuführen. — Es besteht ein Genehmigungsleitfaden für den Bau und Betrieb von H₂-Produktionsanlagen in der Schweiz⁵⁴.

Tabelle 11: Steckbrief Produktion: Elektrolyseur

⁵⁴ Verein der H₂-Produzenten (2023): «Genehmigungsleitfaden für den Bau und Betrieb von H₂-Produktionsanlagen»

Verdichtung	
Beschrieb	Wird der Wasserstoff abtransportiert oder zwischengespeichert, muss dieser verdichtet werden.
Reinheit des H ₂	Verdichter können Wasserstoff unterschiedlicher Reinheit verdichten. Die Qualitätsanforderungen sind vom Verwendungszweck abhängig.
Druckstufe	Verdichter können Wasserstoff auf unterschiedliche Druckstufen erhöhen. Typische Druckstufen sind zum Beispiel 200 bar (horizontale Druckbehälter für Transport auf Strasse), 500 bar (Druckbehälter als Zwischenspeicher für 350-bar-Betankung), 900 bar (Druckbehälter als Zwischenspeicher für 700-bar-Betankung).
Platzbedarf	— 1 GWh / 30 t H₂: Die Verdichtung von 5 kg H₂ pro Stunde auf 540 bar benötigt in etwa 15 % der Inputenergie. Ein entsprechender Verdichter benötigt einen Platzbedarf von 20 m². — 10 GWh / 300 t H₂: Die Verdichtung von 50 kg H₂ pro Stunde auf 540 bar benötigt in etwa 12 % der Input Energie. Die entsprechenden Verdichter benötigt einen Platzbedarf von 60 m².
Hinweise	— Die Anforderungen der Störfallverordnung gelten ab einer Menge von 5 t H₂ auf dem Betriebsareal oder wenn schwere Schädigungen für die Bevölkerung oder die Umwelt nicht ausgeschlossen werden können. — Die Einteilung der Brandabschnitte und die Brandschutz-Abstände sind gemäss den gültigen Vorschriften auszuführen.

Tabelle 12: Steckbrief Verdichter

Leitungsnetz	
Beschrieb	Wasserstoff kann über eigens gebaute Wasserstoffleitungen transportiert werden. Alternativ können für den Transport auch bestehende Methan-Netze auf Wasserstoff umgestellt werden. Bei einer Umstellung eines Methannetzes könnte noch rund 80 % der ursprünglichen Kapazität transportiert werden (in Bezug auf den Energieinhalt).
Reinheit des H ₂	Analysen zeigen, dass der Transport von Wasserstoff über umgewidmete Leitungen nur eine Reinheit der Gruppe A (H ₂ > 98%, SN ISO 14687:2020) gewährleisten kann ⁵⁵ . Diese Reinheit ist in der Industrie oft ausreichend. Die Brennstoffzellen im Schwerverkehr bedürfen einer höheren Reinheit der Gruppe D (H ₂ > 99,97%, SN ISO 17124). Dafür müsste bei umgewidmeten Leitungen eine Aufbereitung vor Ort erfolgen oder alternativ neue Wasserstoffleitungen genutzt werden.
Druckstufe	Wasserstoffleitungen können je nach Ausführung auf unterschiedlichen Druckstufen betrieben werden. Beim europäischen Wasserstoff «Backbone» wird von einem Druck von zwischen 70 bis 80 bar gerechnet ⁵⁶ . Die IWB hat Abklärungen vorgenommen und geht davon aus, dass ein regionales Netz durchgehend unter 5 bar betrieben werden könnte.
Platzbedarf	— 1 GWh / 30 t H₂: Für den Transport von 60 (n)m³/h über 5 km mit einem Druck von 5 bar reicht eine HDPE 63 mm Leitung aus. — 10 GWh / 300 t H₂: Für den Transport von 600 (n)m³/h über 5 km mit einem Druck von 5 bar reicht eine HDPE 160 mm Leitung aus.
Hinweise	— Grössere Wasserstoffleitungen unterliegen in der Schweiz dem Rohrleitungsgesetz und damit grundsätzlich der Aufsicht des Bundes (siehe dazu detaillierte Abgrenzung in Kapitel 8.5). Der Bau von Leitungen unter der Aufsicht des Bundes ist äusserst herausfordernd. Konkret bedeutet dies beispielsweise, dass solche Leitungen nicht durch Bauzonen geführt oder längs unter Strassen verlegt werden dürfen (Art. 7 resp. Art. 13 Rohrleitungssicherheitsverordnung). — Für Leitungen mit geringerem Druck und Durchmesser sind die Kantone zuständig. Die Anforderungen sind tiefer. — Gemäss RLG müssen alle Wasserstoffleitungen den Regeln der Technik entsprechen. Gemäss Anhang 1 der RLSV sind derzeit die Regeln der Technik für Wasserstoff nur für Anlagen > 5

⁵⁵ Bordenet & Hafner (2023): «Wasserstoff-Rohrleitungsanlagen: Leitfaden zu Planung, Bau und Betrieb» (Aqua & Gas No 5).

⁵⁶ Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga (2020): «European Hydrogen Backbone. « July 2020

bar festgehalten, konkret in der «ERI Richtlinie 2025 vom 2. April 2025 zu Planung, Bau und Betrieb von Rohrleitungsanlagen über 5 bar». Vor kurzem hat der SVGW eine neue Richtlinie «H₂ d (Ausgabe Juli 2025)» für Rohrleitungen für Wasserstoff erarbeitet. Diese soll als zusätzliche Regeln der Technik in der RLSV bald ergänzt werden und ist auch für Rohrleitungen tieferer Druckstufe anzuwenden.

- Die Unterschiede der Anforderungen eines Neubaus (auf gleicher Trasse) versus Umrüstung einer bisherigen Gasleitung sind noch offen.

Tabelle 13: Steckbrief Leitungsnetz

Druckbehälter für den Transport	
Beschrieb	Es gibt 4 Typen von Druckbehälter in unterschiedlichen Materialausführungen. Die vier Typen unterscheiden sich wie folgt im Material und daraus folgenden Eigenschaften⁵⁷: — Typ 1 mit metallischer Wandung, meistens aus Stahl, bis 300 bar: hohes Gewicht, tiefe Kosten, tiefe Speichereffizienz, Versprödung. — Typ 2 mit metallischer Wandung und Ummantelung aus Glas- oder Kohlefaser bis 350 bar: mittlere Kosten und Speichereffizienz, Versprödung — Typ 3 Kohlefaser-Behälter mit innenliegendem Stahl- oder Aluminiumliner bis 700 bar: hohe Kosten und Speichereffizienz, Versprödung — Typ 4 Kohlefaser-Behälter mit innenliegendem Liner aus Kunststoff bis 1'000 bar: leichtes Gewicht, hohe Kosten und Speichereffizienz, keine Versprödung. In der Schweiz in der Mobilität gebräuchlich sind derzeit Druckbehälter Typ 4 Volumen von 50 bis 110 Liter für kleinere Behälter und bis zu 300 Liter für die grösseren Behälter.
Reinheit des H ₂	Druckbehälter können Wasserstoff unterschiedlicher Reinheit speichern.
Druckstufe	Die kleineren Druckbehälter mit 50 bis 110 Liter können mit einem Druck von bis zu 1'000 bar betrieben werden, die Grösseren zwischen 200 und 300 bar.
Platzbedarf	— 1 MWh / 0.03 t H₂: Dazu benötigt es 13 bis 14 Behälter (50 l / 500 bar). — 1 GWh / 30 t H₂: Dazu benötigte es in etwa 13'500 Behälter (50 l / 500 bar). — 10 GWh / 300 t H₂: Die benötigte Anzahl liegt 10 mal höher bei ca. 135'000 Behälter.
Hinweise	— Die Anforderungen der Störfallverordnung gelten ab einer Menge von 5 t H₂ auf dem Betriebsareal oder wenn schwere Schädigungen für die Bevölkerung oder die Umwelt nicht ausgeschlossen werden können. Die Schwelle von 5 Tonnen wäre beispielsweise bei einer Lagermenge von 2'250 Behälter (50 l / 500 bar) erreicht.

Tabelle 14: Steckbrief Druckbehälter

⁵⁷ Guidong et al. (2024): «A brief review of structural health monitoring based on flexible sensing technology for hydrogen storage tank» International Journal of Hydrogen Energy Vol. 80, p. 980-998

Stationäre Speicher	
Beschrieb	Wasserstoff hat eine extrem tiefe volumetrische Energiedichte (siehe dazu auch Abbildung 3). Dies erschwert eine einfache und kostengünstige Speicherung von grossen Mengen. Gemäss den Systemgrenzen dieser Studie wird die Langfristspeicherung explizit ausgeklammert (siehe Kapitel 1.1). Für die langfristige saisonale Speicherung eignen sich vor allem Poren- und Kavernenspeicher, welche die notwendigen geologischen Bedingungen mit sich bringen. Für die Kurzzeitspeicherung bestehen unterschiedliche Technologien: — <i>Röhrenspeicher unter Druck</i>: Eine Verdichtung von Wasserstoff erhöht die Energiedichte und erlaubt eher eine Speicherung. Aber selbst bei einem Druck von 350 bar ist der Volumenbedarf immer noch mehr als Faktor 10 höher als Diesel. Zudem gilt, dass mit zunehmendem Volumen die Kosten stark steigen. Ein Beispiel für diese Strategie ist der Röhrenspeicher. Im 2024 wurde ein Demonstrationsprojekt gebaut. Das Konzept umfasst einen Schacht mit bis zu 100 Meter Tiefe. Darin werden lange vertikale zylindrische Druckbehälter (300 bis 500 bar) gelagert. Für eine Speicherkapazität von ca. 200 GWh schätzt der Hersteller 60 Zylinder und Investitionskosten von rund 420 Mio. Fr.⁵⁸. — <i>Eisengranulat-Speicher</i>: Eisenoxid wird mit zugeführtem Wasserstoff zu Eisen reduziert. Dabei entsteht Wasserdampf. Der Speicher enthält damit keinen Wasserstoff, ist drucklos und stellt kein Gefahrgut dar. Mit der Zugabe von Wasserdampf wird der Wasserstoff wieder verfügbar gemacht. In einem Standard-Container können so 20 MWh Wasserstoff gespeichert werden. — <i>Flüssigtanks</i>: Wasserstoff wird bei -253°C verflüssigt und in vakuumisolierten Tanks gespeichert. Es entsteht für die Kühlung ein relevanter Energiebedarf. Dafür kann im gleichen Volumen mehr als Faktor 800 mehr Wasserstoff gespeichert werden. Für Wasserstoff bestehen noch keine Flüssigtanks mit grossem Volumen. Die eindringende Wärme führt laufend zu einer geringen Verdunstung («boil off», ca. 2% des Tankvolumens pro Tag), die den Druck im Tank erhöht. Der «boil off» muss daher laufend abgeführt und genutzt oder unter erneutem Energieaufwand wieder gekühlt und eingeführt werden. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich Wasserstoff mit diesen Speichern nicht wie Heizöl oder Diesel (oder Methanol) einfach und günstig in grossen Mengen über mehrere Monate speichern lässt. Daher sind stationäre Speicher eher für geringe Mengen oder geringe Zeiten ausgelegt.
Reinheit des H ₂	Stationäre Speicher können Wasserstoff unterschiedlicher Reinheit speichern.
Druckstufe	Es gibt Speicher für unterschiedliche Druckstufen.
Platzbedarf	— 1 GWh / 30 t H₂: Je nach Technologie (siehe oben) ist der Platzbedarf sehr unterschiedlich. — 10 GWh / 300 t H₂: Je nach Technologie (siehe oben) ist der Platzbedarf sehr unterschiedlich.
Hinweise	—

Tabelle 15: Steckbrief stationäre Speicher

⁵⁸ VSG (2024): «Lokale Wasserstoffspeicherung» Gazette: Energie und Technik Nr. 2/2024

Transport mit Lastwagen oder Bahn	
Beschrieb	Heute werden die Druckbehälter für den Schwerverkehr in Bündeln per Lastwagen transportiert. Typischerweise in 20-45 Fuss-Container bei rund 300 bar können so bis zu 1.1 Tonnen Wasserstoff transportiert werden. Für den Bahntransport werden ebenfalls Container verladen.
Reinheit des H ₂	Lastwagen und Bahn können Wasserstoff unterschiedlicher Reinheit transportieren.
Druckstufe	Typischerweise werden Druckbehälter der Druckstufen 200 bis 500 bar per Lastwagen oder Bahn transportiert.
Platzbedarf	— 1 GWh / 30 t H₂: Für den Transport dieser Menge würde es bei den heute typischen Druckbehälter im Bereich Schwerverkehr 60 Lastwagenfahrten bedeuten oder 30 Bahnwagen. — 10 GWh / 300 t H₂: Die benötigte Anzahl liegt 10 mal höher bei ca. 600 LKW-Fahrten.
Hinweise	Der Transport von Wasserstoff auf der Strasse hat gemäss Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Strasse (ADR) bzw. die Verordnung über die Beförderung gefährlicher Güter auf der Strasse (SDR, SR 741.621) zu erfolgen. Hierin finden sich auch die Vorgaben für die entsprechenden Fahrzeuge und die Fahrer-/Fahrerinnenausbildung. Zudem muss bei gewissen Routen auf die Bahn verlegt werden (z.B. Gotthard).
Tabelle 16:	Steckbrief Transport von komprimiertem Wasserstoff per Bahn oder Lastwagen

Reinigung für den Einsatz in Brennstoffzellen	
Beschrieb	Wenn Leitungen nur die Reinheit Gruppe A aufweisen, dann ist für die Nutzung in den Brennstoffzellen eine Aufreinigung nötig. Typische Verunreinigungen aus dem Elektrolyseprozess sind Wasser und Sauerstoff. Wasser wird vorwiegend mittels Molekularsiebe oder Silicagel entfernt. Sauerstoff wird mittels Membranen abgeschieden. Werden Verunreinigungen aus dem Gasnetz (bspw. Methan) mitgeschleppt, sind diese aufgrund sehr hoher Fixkosten bei Kleinanlagen kaum wirtschaftlich zu entfernen. Die Anteile der Verunreinigungen dürfen höchstens im einstelligen ppm Bereich liegen, die Messung erfordert Gaschromatographen. Alleine die Messtechnik kostet über 350'000 Fr.
Reinheit des H ₂	Für den Einsatz in einer Brennstoffzelle muss die Reinheit der Gruppe D erfüllt sein (SN EN 17124). Dies bedeutet konkret, dass der Sauerstoff- und Wasseranteil unter 5 ppm liegen muss.
Druckstufe	Wird mit Druck aus dem Elektrolyseur gereinigt.
Platzbedarf	— Vernachlässigbar für die beiden Anwendungsfälle
Hinweise	Wird Wasserstoff in Brennstoffzellen eingesetzt, bedarf es einer hohen Reinheit. Wird Wasserstoff über das europäische Kernnetz importiert, muss es gereinigt werden. Aufgrund der hohen Kosten einzelner Anlagen stehen grössere Anlagen im Fokus und nicht viele kleinere Anlagen an allen Tankstellen. Alternativ besteht die Möglichkeit des Transports per Lastwagen oder die eines eigenen Clusters mit Produktion und lokalem Transport in hoher Reinheit. Lastwagen.

Tabelle 17: Steckbrief Reinigung

Tankstellen	
Beschrieb	Heute bestehen 18 Wasserstofftankstellen in der Schweiz⁵⁹. Die aktuell in Betrieb stehende Hyundai Flotte kann bis maximal 350 bar befüllt werden. Um die Reichweite zu erhöhen könnten zukünftige Lastwagen auch mit bis zu 700 bar befüllt werden. Die Tankstellen bestehen klassischerweise aus folgenden Elementen: — Anlieferung: Der Wasserstoff wird mittels Trailer oder wenn die Distanz ausreichend kurz ist, mittels einer Hochdruckleitung (bis zu 500 bar) angeliefert. — Hochdruckverdichter: Der Verdichter entnimmt dem mobilen Trailer den Wasserstoff und verdichtet dieses in einem ein- bis dreistufigen Kompressor auf einen Enddruck von 500 bar resp. auf 900 bar bei Lastwagen mit 700 bar Betriebsdruck. Der Energiebedarf für diese Verdichtung beträgt ca. 12 bis 17% des Energieinhalts des zu verdichtenden Wasserstoffs. — Hochdruckspeicher: Der so verdichtete Wasserstoff wird in einem stationären Hochdruckspeicher gelagert. Aus diesem werden laufend die Fahrzeuge mittels Überströmen getankt. — Zapfsäule mit Wasserstoff-Zapfpistolen.
Reinheit des H ₂	Heute dominiert bei den Lastwagen die Brennstoffzelle. Diese erfordert eine hohe Reinheit des H ₂ .
Druckstufe	Die heutigen Lastwagen werden mit einem Druck von 350 bar betrieben. Die meisten H ₂ -Tankstellen in der Schweiz verfügen heute über einen 500 bar Speicher.
Platzbedarf	— 1 GWh / 30 t H₂: Der aktuell im Einsatz stehende Hyundai-LKW kann maximal 31 kg H₂ füllen, welche für eine Reichweite von 400 km ausreichen. Würde man also 1 GWh pro Jahr an einer Tankstelle bereitstellen wollen, ergäbe dies ca. 1'000 LKW Vollbetankungen. Geht man von einer Nutzung an 6 Tagen pro Woche aus (typisch für Grossverteiler), ergäbe dies rund 3 Vollbetankungen pro Tag. Der Flächenbedarf liegt bei rund 16 x 20 m, ca. 320 m² für zwei Trailerstationen, einen Verdichter und einen Hochdruckspeicher. — 10 GWh / 300 t H₂: Die Anzahl Betankungen liegt 10 mal höher. Der Platzbedarf würde beim dreifachen liegen, also rund 1'000 m².
Hinweise	— Bis auf die Zapfsäule sind die Anlagen einzuzäunen. — Die Anforderungen der Störfallverordnung gelten ab einer Menge von 5 t H₂ auf dem Betriebsareal oder wenn schwere Schädigungen für die Bevölkerung oder die Umwelt nicht ausgeschlossen werden können. Diese Schwelle ist aktuell bei Tankstellen in der Schweiz nicht erreicht. — Beim Betrieb einer 700 bar Tankstelle ist der negative Joule-Thomson-Koeffizient zu berücksichtigen. Da sich der Wasserstoff bei der Entspannung erwärmt, muss dieser auf ca. -40°C vorgekühlt werden, um eine Überhitzung im Fahrzeugtank zu vermeiden.

Tabelle 18: Steckbrief Tankstellen

⁵⁹ Förderverein H₂ Mobilität Schweiz (2025): <https://h2mobilitaet.ch/de/tankstellen>

Anwendung in der Industrie	
Beschrieb	Wasserstoff wird in der Schweiz in wenigen Prozessen als Prozessgas verwendet («stoffliche Nutzung») ⁶⁰ . Der Fokus dieses Berichtes liegt auf der Nutzung von Wasserstoff als Brennstoff.
Reinheit des H ₂	Für die Nutzung von Wasserstoff als Brennstoff in der Industrie reicht oft die Reinheit der Gruppe A (H ₂ > 98%). Bei Wasserstoff als Prozessgas ist die benötigte Reinheit typischerweise etwas höher, aber im Detail vom jeweiligen Prozess abhängig.
Druckstufe	Für die Endgeräte reicht meistens ein Druck von < 800 mbar aus. Dieser tiefe benötigte Druck erlaubt die Anlieferung ohne den Bedarf eines zusätzlichen Verdichters (wie beim Schwerverkehr nötig).
Platzbedarf	1 GWh / 30 t H ₂ : Es werden mindestens zwei Trailerplätze benötigt. Bei einer durchschnittlichen Trailerkapazität von 500 kg sind rund 60 LKW-Anlieferungen pro Jahr nötig. 10 GWh / 300 t H ₂ : Wenn mit 220 Werktagen gerechnet wird, so sind täglich rund drei H ₂ -Anlieferungen nötig. Empfehlenswert wären sechs Trailerplätze.
Hinweise	— Die Anforderungen der Störfallverordnung gelten ab einer Menge von 5 t H ₂ auf dem Betriebsareal oder wenn schwere Schädigungen für die Bevölkerung oder die Umwelt nicht ausgeschlossen werden können. Diese Schwelle würde typischerweise bei der industriellen Nutzung nicht erreicht.

Tabelle 19: Steckbrief Industrie – energetische und stoffliche Verwendung

Anwendung im Schwerverkehr (Brennstoffzelle und Verbrennungsmotor)	
Beschrieb	Wasserstoff wird derzeit in der Schweiz von ca. 50 Lastwagen in Brennstoffzellen zum Antrieb verwendet. Zur Diskussion stehen neu auch Lastwagen mit Wasserstoff-Verbrennungsmotor. Der Hersteller MAN ist derzeit (Mai 2025) beispielsweise an der Herstellung einer Kleinserie.
Reinheit des H ₂	Die Anforderung bei der Brennstoffzelle sind hoch (Reinheit der Gruppe D, also H ₂ > 99,97%, SN ISO 17124), bei der direkten Verbrennung liegt die Anforderung tiefer (Gruppe A).
Druckstufe	Brennstoffzellen-Lastwagen fahren heute mit 350 bar. Eine Erhöhung auf 700 bar zur Verdoppelung der Reichweite ist angedacht. Der Druck des Tanks beim Verbrennungsmotor ist derselbe wie bei der Brennstoffzelle. Der Wirkungsgrad ist beim Verbrennungsmotor tiefer. Dies resultiert in einem Mehrverbrauch von 10 bis 15% gegenüber der Brennstoffzelle ⁶¹ .
Platzbedarf	Nicht anwendbar
Hinweise	

Tabelle 20: Steckbrief Anwendung im Schwerverkehr (Brennstoffzelle und Verbrennungsmotor)

⁶⁰ Lehner et al. (2018): «Swiss Hydrogen Production and demand» Im Auftrag des Bundesamtes für Energie.

⁶¹ E-mobil BW (2021): «Systemvergleich zwischen Wasserstoffverbrennungsmotor und Brennstoffzelle im schweren Nutzfahrzeug.»

Anwendung im Schiffsverkehr^{62,63,64,65}

Beschrieb	Wasserstoff und seine Derivate können über verschiedene Technologien in mechanische Energie umgewandelt werden und dadurch ein Schiff antreiben. Dabei kann in Verbrennungsmotoren und Brennstoffzellen unterschieden werden⁶⁵. Brennstoffzellen und Verbrennungsmotoren, die mit alternativen Energieträgern betrieben sind, sind heute technologisch noch nicht ganz ausgereift⁶². — Verbrennungsmotoren: Es kann für Wasserstoff oder Methanol sowohl im Otto- als auch im Diesel-Zyklus gearbeitet werden. Der fremdzündungsbasierte Otto-Zyklus ist geeignet für Monofuel-Verbrennungsmotoren mit reinem Wasserstoff oder Methanol. Der selbstzündungsbasierte Dieselmotor ist speziell für Dual-Fuel-Motoren mit Treibstoffmischungen aus Wasserstoff/Methanol – Diesel geeignet, da Wasserstoff und Methanol eine schlechte Selbstzündung aufweisen. Die Vorteile von Verbrennungsmotoren sind die technische Erprobtheit durch heute genutzte Verbrennungsmotoren mit fossilen Treibstoffen, die Unempfindlichkeit gegenüber Verunreinigungen im Energieträger, die einfache Umrüstung durch Retrofit und die flexible Treibstoffnutzung durch Dual-Fuel-Betrieb. Die Nachteile sind NO_x-Emissionen bei der Wasserstoffverbrennung und CO₂-Emissionen bei der Methanol-Verbrennung, der geringe Wirkungsgrad, Lärm und Vibration⁶². — Brennstoffzellen: Hier wird der Energieträger in Strom und über einen Elektromotor in mechanische Energie umgewandelt. Brennstoffzellen für die Schifffahrt können in die Technologien Niedertemperatur, Hochtemperatur, sowie PEM und SFOC unterschieden werden. Die Vorteile sind der emissionsfreie Betrieb, die hohen Wirkungsgrade, ein modularer Aufbau geeignet zur Individualisierung auf Schiffen, geringe Geräuschentwicklung, sowie das Ausbleiben von Vibrationen. Die Nachteile sind die deutlich kürzere Lebensdauer im Vergleich zu Verbrennungsmotoren (Faktor 0.15), eine aufwändigere Umrüstung auf bestehenden Schiffen und die Abhängigkeit von der Reinheit des Energieträgers⁶².
Reinheit des H ₂	Die Anforderung bei der Brennstoffzelle sind hoch (Reinheit der Gruppe D, also H ₂ > 99,97%, SN ISO 17124), bei der direkten Verbrennung liegt die Anforderung tiefer (Gruppe A).
Druckstufe	Derzeitige Wasserstoffbunkersysteme an Bord von Binnenschiffen haben einen Druck von 300 bis 500 bar. Es wird aber davon ausgegangen, dass zukünftig 700 bar Typ-IV Speicher in der Schifffahrt Anwendung finden.⁶³ Der Bunkerdruck ist unabhängig vom Antriebssystem. Bunkersysteme für das flüssige Methanol befinden sich auf Umgebungsdruck und -temperatur.
Platzbedarf	Durch die unterschiedlichen chemischen Eigenschaften von Wasserstoff und Methanol werden auf Schiffen verschiedene Bunkerkonzepte benötigt. — Aufgrund der geringen volumetrischen Energiedichte von Wasserstoff muss er gasförmig unter Druck oder verflüssigt gespeichert werden. Die Verflüssigung von Wasserstoff ist heute noch nicht ausgereift, weswegen sich hier auf den gasförmigen Druckspeicher konzentriert wird. Für das Bunkern auf Schiffen ist davon auszugehen, dass der Typ IV mit Wasserstoff auf 700 bar künftig als Standard genutzt werden wird. Mehrere dieser 700-bar Tanks können in einem Container (20 oder 40 Fuss) gebündelt integriert werden. In einem 20 Fuss Container finden dadurch rund 750 kg Wasserstoff Platz. Zur Betankung der Schiffe werden diese Tankcontainer skalierbar als modulares System ausgetauscht. Dieses Bunkerkonzept weicht vom heutigen Flüssigbunkerkonzept ab und führt deswegen bei der Umrüstung zu signifikanten Mehrkosten.^{64,63} — Bis auf ein paar Schutzanpassungen kann für Methanol dasselbe Flüssigbunkerkonzept wie für Diesel verwendet werden. Anpassungen sind notwendig, weil Methanol korrosiv ist, Dichtungen und Schläuche angreift, sowie giftig bei der Einatmung und Hautkontakt ist.⁶³
Hinweise	Sowohl Wasserstoff als auch Methanol erfordern eine spezielle Handhabung und eine spezielle Lagerungsinfrastruktur. Dazu gehören unter anderem verstärkte Lagertanks bei hohem H ₂ -Druck, beschichtete Tanks zum Schutz vor Korrosion und geschützte Schläuche und Dichtungen. Aus Sicherheitsgründen sind umfassende Belüftungs-, Gefahreneindämmungs-, Leckageerkennung-, Brandverhütungs- und Arbeitssicherheitssysteme von entscheidender Bedeutung. ⁶³

Tabelle 21: Steckbrief Anwendung im Schiffsverkehr

⁶² Dahlke-Wallat (2024): «D1.1 Relevant identified technical solutions» [\[Link\]](#)⁶³ Thalmann (2024): «D1.2 Report on Suitability of Identified Technical Solutions» [\[Link\]](#)⁶⁴ RH2INE – Rhine Hydrogen Integration Network of Excellence (2021): «Kickstart Study» [\[Link\]](#)⁶⁵ European Sustainable Shipping Forum - MARIN (2025): [\[Link\]](#)

A3 Speicherung von Wasserstoff und seiner Derivate

Wasserstoff kann in verschiedenen physikalischen und chemischen Formen gespeichert werden, wobei jede Methode spezifische Vor- und Nachteile hinsichtlich volumetrischer Energiedichte, Effizienz und Anwendungskontext aufweist. Die gasförmige Speicherung erfolgt typischerweise in Druckbehältern (bis zu 700 bar) oder in unterirdischen Kavernen. Eine alternative Methode ist die Verflüssigung von Wasserstoff (LH_2), die durch Abkühlung auf Temperaturen unter -253 °C erreicht wird und eine höhere volumetrische Energiedichte ermöglicht.

Eine weitere Speichermethode stellt die chemische Bindung an Metallhydride dar, wodurch eine relativ hohe volumetrische Energiedichte erreicht wird. Zudem kann Wasserstoff durch chemische Umwandlung in flüssige Derivate wie Methanol oder Ammoniak umgewandelt werden, welche Vorteile bei der Langzeitspeicherung und dem Transport über grosse Distanzen bietet. Ebenfalls relevant ist die reversible Speicherung in organischen Verbindungen, die eine effiziente und sichere Lagerung ermöglicht. Einen Überblick bietet die nachfolgende Tabelle:

Speicherprinzip	Beispiele	Aggregatzustand	Vorteil	Herausforderung
Physikalisch	Druckgas, flüssiger Wasserstoff	Gasförmig/liquid	Schnelle Zugänglichkeit	Energieaufwand (Kompression, Kryogenik)
Chemisch / bindungsbasiert	Metallhydrid, LOHC, Ammoniak, Methanol	Fest/flüssig	Hohe Energiedichte, sicherer Transport	Komplexe Lade-/Entladeprozesse, Umwandlungsverluste
Geologisch / volumetrisch	Kavernenlagerung	Gasförmig	Sehr grosse Kapazitäten	Standortabhängigkeit, Infrastruktur

Tabelle 22: Gruppierung nach Speicherprinzip

Mit dem Ausbau erneuerbarer Energiequellen, insbesondere Photovoltaik und Windkraft, steigt der Bedarf an Energiespeichern in der Schweiz bis 2050 an, um wetter- und saisonbedingte Schwankungen auszugleichen. Grüner Wasserstoff und seine Derivate könnten in Zukunft, unterstützt durch geeignete Speicher- und Rückverstromungstechnologien, eine wichtige Rolle als Stromspeicher übernehmen.

Das Bundesamt für Energie hat für die Weiterentwicklung der Energieperspektiven und von Energiespeicherlösungen einen runden Tisch ins Leben gerufen. Dabei soll insbesondere auch die Rolle von Wasserstoff und synthetischen Speichertechnologien für die Energiespeicherung und die Energieversorgungssicherheit evaluiert werden. In verschiedenen Arbeitsgruppen werden potenzielle Speicherlösungen sowie geeignete Standorte für saisonale, unter- und überirdische Speicher untersucht.

Für die künftige Energieversorgung des Grossraums Basel könnte es erforderlich sein, Flächen in der Grössenordnung von Fussballfeldern für verschiedene Speicherzwecke bereitzustellen, wie z.B. für die Zwischenspei-

cherung von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten, für die Wärmespeicherung aber auch für die Lagerung von Industrieabfällen, für die Stärkung der nachfrageorientierten Produktion der KVA oder für Speicher auf Basis von Salzen oder Metallen. Der konkrete Flächenbedarf hängt von der Integration der Schweiz in die europäische Energieversorgung sowie von den Anforderungen an die Versorgungssicherheit ab, insbesondere unter Berücksichtigung geopolitischer Risiken.