ENTWICKLUNGSLEITFADEN FÜR EIN LOKALES GRÜNES WASSERSTOFF-ÖKOSYSTEM IN DEN ALPEN

Kapitalisierung des lokalen alpinen grünen H_2Ökosystems

Interreg
Alpine Space
Co-funded by the European Union
AMETHyST

INHALTSVERZEICHNIS

1 EINFÜHRUNG 3

2 BEWERTUNG GRÜNER H2 ALPINER ÖKOSYSTEME 5

Identifizierung der alpinen Referenzregion 8

Potenzial an erneuerbaren Ressourcen 8

Identifizierung der potenziellen Nachfrage 11

Wie lassen sich Produktion und Nachfrage miteinander verbinden? 12

Mögliche ökologische und soziale Auswirkungen 13

Verstehen des Prozessablaufs 14

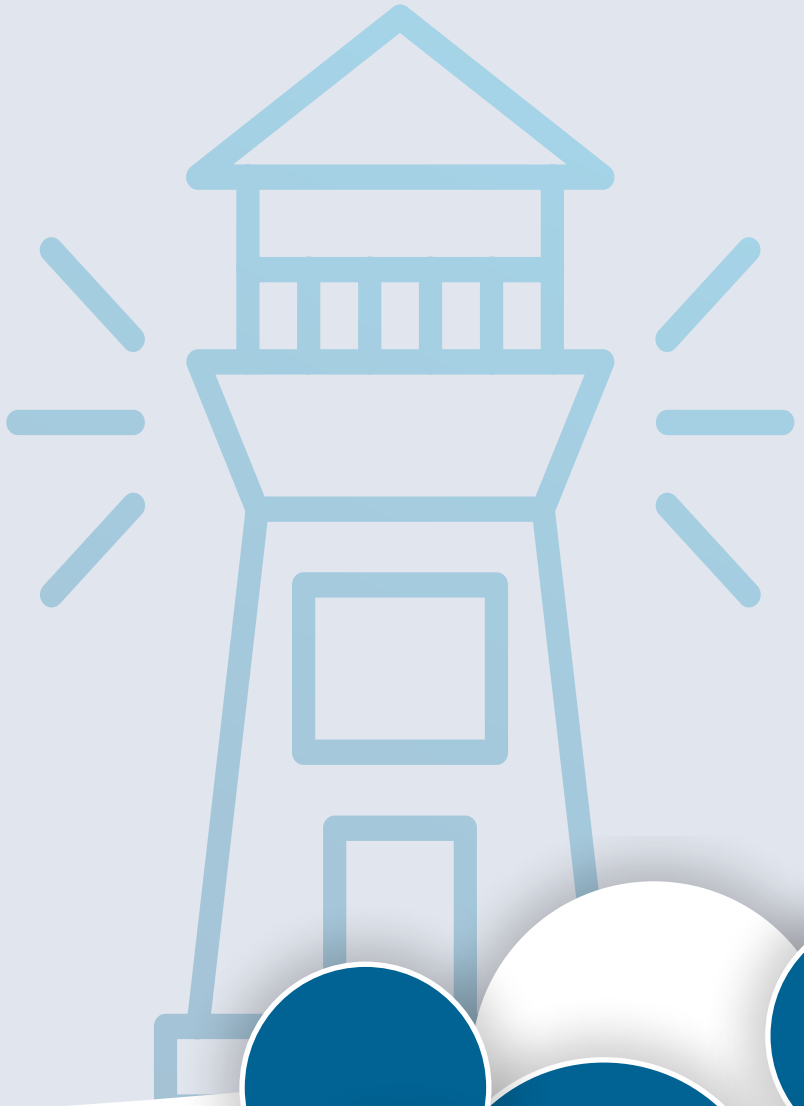
3. DESIGN GRÜNER WASSERSTOFF ALPINE ÖKOSYSTEME 15

Kopplung von Nachfrage und Produktion 16

Auswahl der am besten geeigneten Technologien 17

Technisch-wirtschaftliche Bewertung 32

4. REFERENZEN 33



1 EINFÜHRUNG

Der Übergang zu grünem Wasserstoff (H_2) stellt eine wichtige Chance für eine nachhaltige Energieentwicklung in den Alpenregionen dar. Es gibt jedoch einige Überlegungen, die berücksichtigt werden müssen. Während Wasserstoff oft als Eckpfeiler der nachhaltigen Energiewende dargestellt wird, steht seine Produktion aus erneuerbaren Quellen noch immer vor hohen Kosten und ungelösten technologischen Herausforderungen. Ohne sorgfältige Planung könnten H_2-Projekte eher zu ineffizienten Investitionen als zu echten Lösungen für die Dekarbonisierung werden.

Wasserstoff kann auf verschiedene Weise hergestellt werden. Tatsächlich werden von den rund 230 Mio. Tonnen , die jährlich weltweit produziert werden, mehr als 95 % durch Methandampfreformierung (SMR) hergestellt, ein Verfahren, bei dem Methangas sowohl als Rohstoff als auch als Energiequelle verwendet wird. Bei diesem Verfahren werden zwischen 7,5 und 12 kg CO_2 pro kg erzeugtem Wasserstoff emittiert [1, 2, 3]. Im Jahr 2023 war dieser Prozess für den Ausstoß von 920 Mio. t CO_2 verantwortlich [4]. Diese Art von Wasserstoff wird hauptsächlich für die Herstellung von Düngemitteln verwendet.

Der Schwerpunkt des INTERREG-Projekts AMETHyST sind die Alpentäler, in denen Wasserstoff nur dann eine strategische Rolle spielen kann, wenn die Elektrifizierung keine praktikable Option ist. Das bedeutet, dass Wasserstoff in erster Linie für Sektoren oder Gebiete in Betracht gezogen werden sollte, in denen eine direkte Elektrifizierung nicht möglich ist; in diese Bereiche sollten die Investitionsströme gelenkt werden. Für alle anderen Anwendungen bleibt die Elektrifizierung die Priorität, da sie effizienter und wirtschaftlich nachhaltiger ist.

Es muss auch anerkannt werden, dass der Gesamtwirkungsgrad von Wasserstoff von der Herstellung bis zur Endnutzung gering ist. Die Umwandlungsverluste in jeder Phase des Prozesses führen zu einem Wirkungsgrad von unter 30 %, und selbst die Aufrechterhaltung dieses Wertes erfordert hoch optimierte Systeme. Auf dem Weg zu einem saubereren Energiesystem müssen wir sicherstellen, dass der Übergang nicht zu einer noch weniger effizienten Energielandschaft führt. Durchdachte Planung, technologische Bereitschaft und eine klare strategische Vision sind unerlässlich, um Wasserstoff dort zu integrieren, wo es wirklich sinnvoll ist, und gleichzeitig unnötige Energie- und Finanzverschwendung zu vermeiden.

Dieses Dokument bietet eine Schritt-für-Schritt-Methode für die Planung, Erprobung und Bewertung von grünen H_2-Anwendungen im alpinen Kontext.

Die Methodik beginnt mit einer Bewertung des lokalen Ökosystems, bei der die Verfügbarkeit erneuerbarer Energiequellen, der potenzielle Wasserstoffbedarf und die Produktionskapazität analysiert werden. Anschließend konzentriert sie sich auf den Prozessablauf, wobei die wichtigsten Phasen unterschieden und die ökologischen und sozialen Auswirkungen des Einsatzes von Wasserstoff bewertet werden.

In der Planungsphase konzentriert sich die Methodik auf die Anpassung der Produktion an die Nachfrage, die Auswahl der am besten geeigneten Technologien und die Durchführung einer technisch-wirtschaftlichen Machbarkeitsstudie, um die langfristige Rentabilität sicherzustellen.

Diese Leitlinien bauen auf den Erkenntnissen aus den Pilotversuchen auf, die im Rahmen der Projektaktivitäten durchgeführt wurden, und bieten eine solide Grundlage für die Ausweitung grüner H_2-Lösungen in verschiedenen Alpenregionen. Die Methodik ist besonders wertvoll für Behörden (PAs) und H_2-Projektentwickler, da sie eine fundierte Entscheidungsfindung und strategische Planung erleichtert.

2 BEWERTUNG DES ALPINEN GRÜNEN WASSERSTOFF-ÖKOSYSTEMS

In dieser ersten Phase werden die wichtigsten Merkmale des Gebiets für die Entwicklung von Wasserstoff-Ökosystemen ermittelt, um die tatsächliche Durchführbarkeit des Projekts zu bestimmen und eine rationelle Nutzung der Ressourcen zu gewährleisten. Dieser Schritt ist von grundlegender Bedeutung, um ineffektive Investitionen zu vermeiden und um sicherzustellen, dass Wasserstoff nur dort eingesetzt wird, wo er im Vergleich zur direkten Elektrifizierung die effizienteste Lösung darstellt.

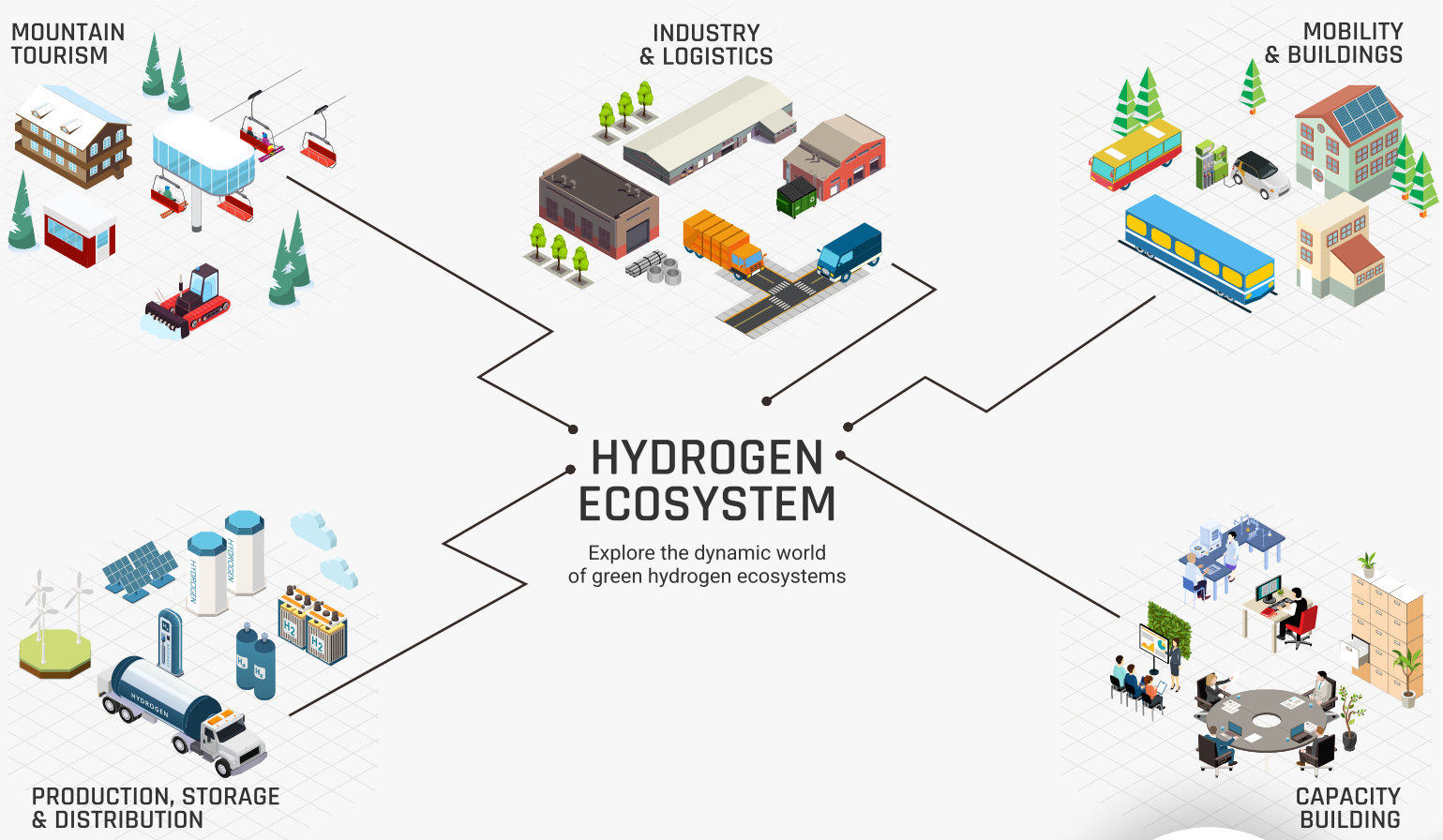
Damit die Energiewende gelingt, muss man das Potenzial des Gebiets nutzen und verstehen, ob es für die zu prüfende Lösung geeignet ist, anstatt Modelle von oben aufzudrängen und Prozesse zu schaffen, die sich im Laufe der Zeit immer als nicht nachhaltig erweisen, sowohl wirtschaftlich als auch ökologisch.

Die Potenzialanalyse ist in verschiedene Ebenen gegliedert:

- **Identifizierung der alpinen Referenzregion.**
- **Analyse vorhandener und verfügbarer erneuerbarer Energiequellen:** Die Verfügbarkeit und das Potenzial der lokalen Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen (Photovoltaik, Windkraft, Wasserkraft, Biomasse) werden analysiert, um sicherzustellen, dass die Wasserstoffproduktion wirklich grün und nachhaltig ist.
- **Bewertung des lokalen Wasserstoffbedarfs:** Es werden Sektoren und Anwendungen ermittelt, in denen Wasserstoff verbraucht werden kann, z. B. im Schwerlastverkehr, in schwer zu elektrifizierenden Industrieprozessen oder in isolierten Bereichen, in denen eine Elektrifizierung nicht möglich ist.
- **Bewertung der Energienetzstruktur:** Das lokale Stromnetz wird analysiert, um festzustellen, ob die verfügbare erneuerbare Energie besser direkt genutzt werden kann oder ob eine Speicherung in Form von Wasserstoff erforderlich ist, um Produktionsüberschüsse oder spezifische Bedürfnisse zu bewältigen.
- **Analyse des Wasserstoffproduktionspotenzials:** Es wird bewertet, wie viel Wasserstoff vor Ort im Vergleich zur Energieverfügbarkeit und den bestehenden oder geplanten Infrastrukturen produziert werden könnte.
- **Bewertung der ökologischen und sozialen Auswirkungen:** Neben den technischen Aspekten ist es wichtig, die ökologischen und sozialen Folgen eines H_2-Ökosystems in dem Gebiet zu bewerten, um sicherzustellen, dass es wirklich nachhaltig ist und von der lokalen Gemeinschaft akzeptiert wird.

In dieser Vorphase lässt sich feststellen, ob Wasserstoff für das betreffende Gebiet eine sinnvolle Wahl ist oder ob andere Dekarbonisierungsstrategien besser geeignet sind. Eine eingehende Bewertung vermeidet die Verschwendung von Ressourcen und ermöglicht die Entwicklung gezielter Projekte mit einer konkreten und nachhaltigen Wirkung.

Die folgende Abbildung zeigt die wichtigsten Merkmale eines Wasserstoff-Ökosystems. Eine interaktive Infografik finden Sie hier https://skhyline.eu/.



Quelle: https://skhyline.eu/

IDENTIFIZIERUNG DER ALPINEN REFERENZREGION

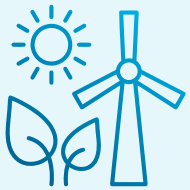
Der erste Schritt ist die Identifizierung der Referenzregion in Bezug auf die territoriale Abdeckung, die über eine rein politische oder geographische Bedeutung hinausgeht. Die Modalitäten können je nach Kontext unterschiedlich sein: Die Abgrenzung kann aus geografischen Gründen, aufgrund von Grenzverläufen, aufgrund der Bevölkerungszahl usw. erfolgen. Neben den Motiven und Parametern, die berücksichtigt werden, hängen von der Abgrenzung des Kontextes auch die Parameter ab, die ein in technischer, wirtschaftlicher, sozialer und ökologischer Hinsicht nachhaltiges Projekt definieren.

POTENZIAL AN ERNEUERBAREN RESSOURCEN

Die Europäische Kommission hat eine Strategie verabschiedet, die die Bedingungen festlegt, unter denen Wasserstoff, wasserstoffbasierte Kraftstoffe und andere Energieträger als erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs (RFNBO) angesehen werden können. Diese Rechtsakte klären die Anwendung des Zusätzlichkeitsprinzips und treten am 10. Juli 2023 in Kraft.

Das Zusätzlichkeitsprinzip für erneuerbaren Wasserstoff ist in den im Juni 2023 verabschiedeten EU Delegated Acts on Renewable Hydrogen definiert und sieht eine schrittweise Umsetzung vor. Der Umsetzungsprozess sieht eine anfängliche Übergangsphase für Projekte vor, die vor dem 1. Januar 2028 beginnen, wobei die Anforderungen an die Zusätzlichkeit flexibel angewandt werden. Während dieses Zeitraums können die Hersteller die Wasserstoffproduktion auf monatlicher Basis an die erneuerbaren Energieträger anpassen. Die vollständige Umsetzung wird ab dem 1. Januar 2030 in Kraft treten, wenn die Zusätzlichkeit strenger wird und eine striktere zeitliche Abstimmung (wahrscheinlich stündlich oder täglich) erfordert. Die Mitgliedstaaten können bereits ab dem 1. Juli 2027 mit strengeren Vorschriften rechnen.

Der Grundsatz wird anhand von drei Hauptkriterien angewandt:



ENERGIEQUELLEN:

- Die Elektrolyseure müssen Strom verwenden, der aus neuen (bei Projektbeginn noch nicht bestehenden) Anlagen für erneuerbare Energien stammt.
- Zulässige Alternativen:
  - Anschluss an ein Stromnetz mit ⩾90% erneuerbarer Energie im Jahresdurchschnitt.
  - Emissionen von weniger als 18 gCO_2eq/MJ (etwa 56 gCO_2/kWh).

ZEITLICHE UND RÄUMLICHE KORRELATION:

- Zeitlich: Die erneuerbare Energie muss in demselben Zeitraum (Stunde/Tag/Monat) erzeugt werden, in dem der Elektrolyseur arbeitet.
- Räumlich: Die Erzeugung muss in demselben Strommarktgebiet (Gebotszone) oder in miteinander verbundenen Offshore-Gebieten erfolgen.

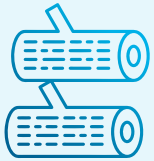
VERTRAGLICHE INSTRUMENTE:

- Stromabnahmevereinbarungen (PPA) mit neuen Anlagen für erneuerbare Energien.
- Direkte Selbsterzeugung von erneuerbarer Energie.
- Bis 2030 ist eine monatliche Korrelation zwischen der Wasserstoffproduktion und erneuerbaren Energiequellen zulässig. Für Projekte, die vor 2028 begonnen werden, ist die Nutzung von Netzstrom zulässig, sofern sie durch neue PPA für erneuerbare Energien in demselben Mitgliedstaat ausgeglichen wird.

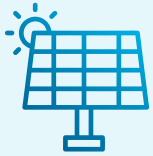
Mit diesem Rahmen soll sichergestellt werden, dass die wachsende Versorgung mit erneuerbarem Wasserstoff an die neue und nicht an die bestehende Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen gekoppelt wird, um Anreize für eine Steigerung des Volumens der in der EU verfügbaren erneuerbaren Energie zu schaffen.

Ausgehend von dieser Annahme ist es wichtig, die erneuerbaren Energiequellen zu ermitteln, die in dem Gebiet am meisten vorhanden sind, oder besser gesagt, die, die am meisten verfügbar sind.

Sobald die Systemgrenzen bekannt sind, wird das Potenzial der erneuerbaren Energiequellen in dem Gebiet analysiert. Eine kurze Liste potenzieller Quellen, die typisch für alpine Gegebenheiten sind, findet sich unter.

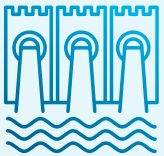


HOLZBIOMASSE: Sie gehört zu den am besten verfügbaren Quellen im alpinen Raum. Trotz ihrer Verbreitung und der Zunahme der Waldfläche in einigen Gebieten ist eine realistische Schätzung der Biomasse, die durch eine nachhaltige Landbewirtschaftung gewonnen werden kann, alles andere als einfach. In Anbetracht der derzeitigen Nutzung zu Heizzwecken und der geringen Erträge bei der elektrischen Umwandlung durch Verbrennung ist von einer Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse auf der Grundlage dieser Quelle absolut abzuraten. Vielmehr werden derzeit technologische Fortschritte bei der Wasserstofferzeugung durch Pyrolyse und Vergasung (TRL 5-6) erforscht.



PHOTOVOLTAIK: Obwohl diese Energiequelle in den Alpen aufgrund der begrenzten Produktivität wegen der geringeren Sonneneinstrahlung im Vergleich zu Flachlandgebieten nicht bevorzugt wird, bietet die neue Generation der Photovoltaik (insbesondere bifaciale Solarzellen) Raum für interessante Lösungen, die bis vor einigen Jahren definitiv weniger günstig waren. Andere Lösungen, die die Produktion verteilen, indem sie die Produktionsspitzen in den zentralen Stunden abmildern, anstatt die jährliche Produktivität zu maximieren, können interessant sein. Eine Umverteilung der Produktion in den Morgen- (Ostlage) und Abendstunden (Westlage) kann ebenfalls interessant sein. Die JRC-Seite ist eine gute Referenz für die Bewertung der Produktionsprognose einer neuen Anlage.

WASSERKRAFT: Obwohl die Verbreitung dieser Quelle in der alpinen Umgebung für die Stromerzeugung an erster Stelle steht, sind die alpinen Gebiete in Bezug auf Wasserkraftwerke oft schon weitgehend gesättigt. Es ist daher ratsam, etwaige Überschüsse in den bestehenden Anlagen zu bewerten und sie eher für die Wasserstoffproduktion als für die Einspeisung ins Netz zu nutzen. Unter dem Gesichtspunkt der wirtschaftlichen Nachhaltigkeit muss diese Möglichkeit sorgfältig bewertet werden, wobei die möglichen Vorteile der Wasserstofferzeugung mit dem Direktverkauf an das Stromnetz verglichen werden müssen. Bei der Errichtung neuer Anlagen ist es wichtig, die Anforderungen an die Einhaltung von Umweltnormen und den Mindestdurchfluss des Wasserlaufs zu berücksichtigen, insbesondere in Anbetracht der lokalen Schwankungen des Niederschlagsregimes aufgrund des Klimawandels. Im Falle von Beckenanlagen, insbesondere dort, wo das Pumpen möglich ist, wird von ihrer Nutzung für die Wasserstofferzeugung abgeraten, vielmehr wird die Nutzung der Speicherkapazität und damit die Abfederung von Bedarfsspitzen empfohlen.



WIND: Obwohl diese Quelle in den Alpen nicht so weit verbreitet ist wie die vorhergehenden, ist ihre Nutzung für die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff nicht auszuschließen. Dies gilt umso mehr, wenn sie mit der Photovoltaik gekoppelt wird, denn diese Quellen ergänzen sich häufig sowohl hinsichtlich der stündlichen als auch der saisonalen Produktion. Die folgenden Seiten sind nützliche Referenzen für die Bewertung der Produktionsprognose neuer Anlagen auf europäischer und globaler Ebene.

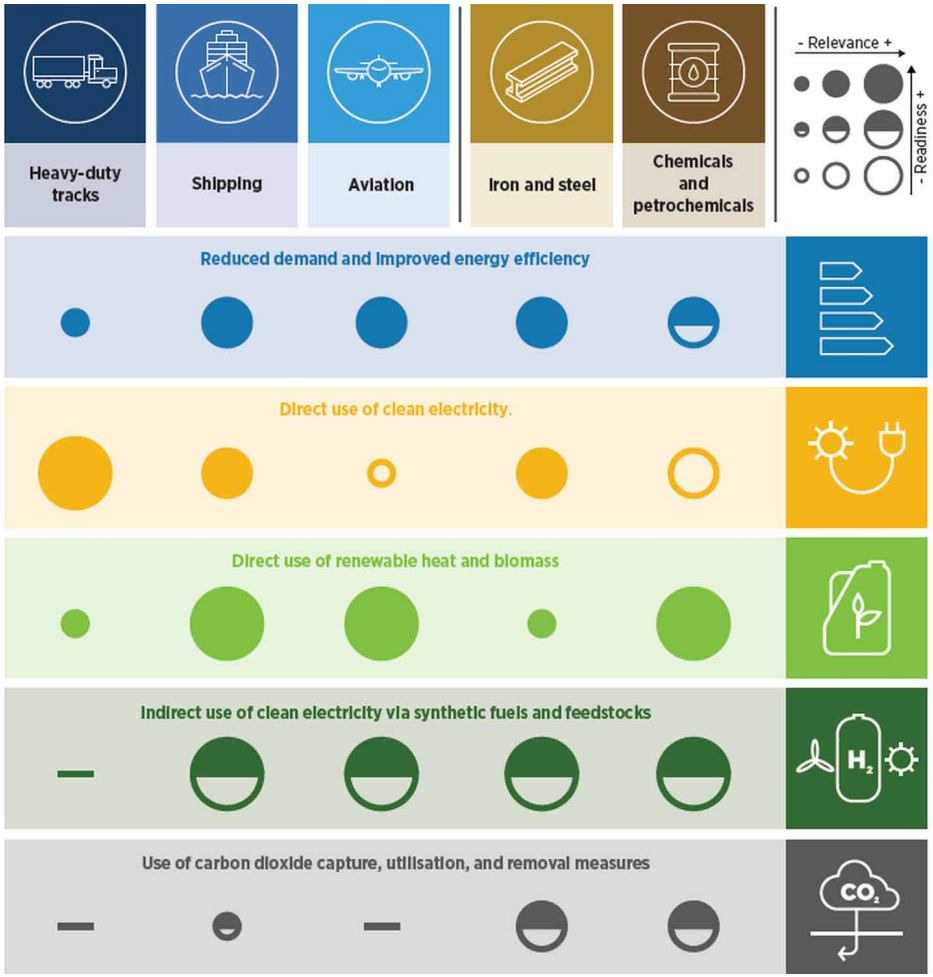
IDENTIFIZIERUNG DER POTENZIELLEN NACHFRAGE

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Definition der potenziellen Nachfrage, d. h. welche Verwendungsmöglichkeiten gibt es für Wasserstoff in dem ermittelten Kontext? Wie bereits betont, ist es von entscheidender Bedeutung, die Nachfrage in Anwendungen und Dienstleistungen zu ermitteln, bei denen eine Elektrifizierung nicht machbar ist aufgrund der geringeren Effizienz von Wasserstoff im Vergleich zur direkten Stromnutzung [5].

Im Folgenden sind einige Anwendungsbeispiele aufgeführt:

- Schwerer Transport in unwegsamem oder steilem Gelände
- Industrien, die Hochtemperaturwärme benötigen
- Einsatz von schweren Fahrzeugen für touristische Zwecke (z. B. Pistenfahrzeuge)

Von der Verwendung von Wasserstoff zum Heizen von Haushalten wird im Allgemeinen abgeraten, da die Gesamteffizienz der Kette von der Erzeugung bis zur Nutzung von grünem Wasserstoff gering ist, insbesondere wenn man die exergetische Effizienz oder die Effizienz nach dem zweiten Gesetz betrachtet. Die zahlreichen Umwandlungsschritte - von Elektrizität zu Wasserstoff und zurück zu Wärmeenergie - führen zu erheblichen Energieverlusten, so dass die direkte Elektrifizierung oder alternative erneuerbare Lösungen deutlich effizienter sind. Es ist daher notwendig, schwer zu dekarbonisierende Sektoren in der Region zu identifizieren und die potenziellen Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff im Vergleich zu anderen kohlenstofffreien Technologien zu bewerten, insbesondere im Hinblick auf eine mögliche Elektrifizierung. Es ist sinnvoll, den potenziellen Bedarf in Bezug auf die Menge und, wenn möglich, die thermodynamischen Bedingungen (insbesondere den Aggregatzustand und den Betriebsdruck der Geräte) zu schätzen. Diese Parameter sind für die Bewertung des vorgelagerten Prozesses von grundlegender Bedeutung.



Summary of the key technological pathways and readiness assessment for selected sectors

Abbildung entnommen aus IRENA Technical Report, 2024 [6].

WIE LASSEN SICH PRODUKTION UND NACHFRAGE MITEINANDER VERBINDEN?

Nachdem die Produktions- und Nutzungspotenziale ermittelt wurden, müssen Angebot und Nachfrage miteinander verglichen werden. Es muss eine erste quantitative Schätzung vorgenommen werden, bei der die jährliche Produktion und die jährliche Nachfrage bewertet werden. Vorrangig ist die Verfügbarkeit von Strom für die Wasserstoffproduktion, die den Hauptfaktor für die Bestimmung der Produktion darstellt. Wenn die Nachfrage geringer ist als die Produktion, ist es ratsam, die wirtschaftliche Bewertung zu vertiefen, um die Größe der Anlagen für erneuerbare Energien zu optimieren und ihre wirtschaftliche/finanzielle Nachhaltigkeit zu gewährleisten.

Es muss eine weitere qualitative Analyse durchgeführt werden, nämlich die Bewertung der Produktion in Bezug auf die Jahreszeiten. Bei PV-Anlagen wird die Produktion im Sommer höher sein, bei der Windenergie ist es genau umgekehrt. Gibt es bei der Nachfrage eine anerkannte Spitze? Oder ist sie das ganze Jahr über konstant?

Je größer die Entkopplung zwischen Produktion und Nachfrage ist, desto größer ist der Bedarf an Lagerhaltung, was zu einem Anstieg der Kosten für das gesamte Produktionssystem führt.

MÖGLICHE ÖKOLOGISCHE UND SOZIALE AUSWIRKUNGEN

Bei der Entwicklung eines grünen Wasserstoff-Ökosystems und bei der Analyse des Kontexts müssen die menschlichen Aktivitäten sowie die ökologischen und sozialen Herausforderungen bewertet werden.

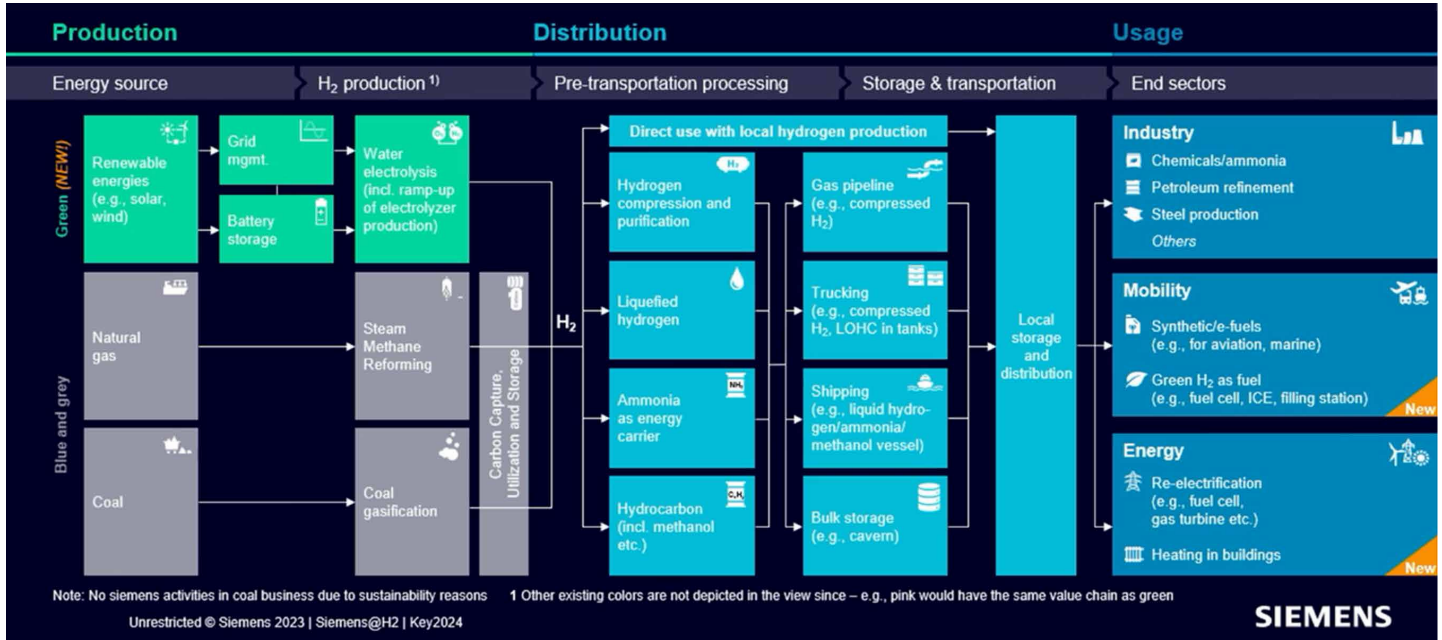
1. Auf gesellschaftlicher Ebene ist das Engagement der Gemeinschaft von entscheidender Bedeutung, um NIMBY-Phänomene (Not In My Backyard) zu vermeiden, die heute immer häufiger auftreten. Die öffentliche Akzeptanz ist für die erfolgreiche Umsetzung von Wasserstoffprojekten von entscheidender Bedeutung, da lokale Widerstände Initiativen verzögern oder zum Scheitern bringen könnten. Eine transparente Kommunikation über die Vorteile von Wasserstoff, wie z. B. die Verringerung von Emissionen und die Verbesserung der Luftqualität, ist neben der Berücksichtigung von Bedenken hinsichtlich Sicherheit, Umweltauswirkungen und Ressourcenverbrauch der Schlüssel zur Gewinnung öffentlicher Unterstützung.

2. Aus ökologischer Sicht müssen die Herstellung und Verwendung von Wasserstoff sorgfältig gesteuert werden, um den ökologischen Fußabdruck zu minimieren. Während Wasserstoff beispielsweise hard-to-abate Sektoren wie den Schwerlastverkehr und industrielle Hochtemperaturprozesse dekarbonisieren kann, muss seine Produktion auf erneuerbaren Energiequellen beruhen, um eine Verlagerung von Emissionen in vorgelagerte Bereiche zu vermeiden. Darüber hinaus sollte die Infrastruktur für die Wasserstoffspeicherung und -verteilung so gestaltet werden, dass die Flächennutzung und die visuellen Auswirkungen so gering wie möglich gehalten werden, insbesondere in sensiblen alpinen Umgebungen.

3. Ein kontroverses Thema könnte der Wasserverbrauch sein [7]. Bei der Verwendung von Wasserstoff in Skigebieten beispielsweise würde das für die Wasserstoffproduktion benötigte Wasser zu dem Wasser hinzukommen, das bereits für die Herstellung von Kunstschnee benötigt wird. Man schätzt, dass für die Herstellung eines Kilogramms Wasserstoff 30-50 Liter Wasser benötigt werden [8]. Dies könnte das Problem der Wasserknappheit verschärfen, insbesondere in alpinen Regionen, in denen die Wasserressourcen aufgrund des Klimawandels und der hohen Nachfrage nach tourismusbezogenen Aktivitäten bereits unter Druck stehen.

VERSTEHEN DES PROZESSABLAUFS

Der letzte Schritt dieses Vorprozesses ist die Visualisierung der verschiedenen Phasen in technischer Hinsicht: Produktion, Lagerung, Transport, Nutzung. Jede dieser Phasen erfordert spezifische Infrastrukturen, die derzeit recht teuer sind. Für die Optimierung des gesamten Prozesses ist es notwendig, die Zusammenhänge bereits in den Vorphasen zu visualisieren. Darüber hinaus ist es unerlässlich, alle relevanten Akteure einzubinden und den Dialog, den Wissensaustausch und die Konsultation zu fördern, insbesondere im Hinblick auf die Produktion und die Nutzung. Die Hauptantriebskraft ist nämlich die Nachfrage nach Brennstoffen. Und nicht zuletzt ist es hilfreich, die möglichen Finanzierungsquellen und Anreize zu prüfen. Das folgende Bild stammt aus der Präsentation auf der Key Energy 2024, "Un partner tecnologico e affidabile lungo la catena del valore dell'idrogeno", von Valentina Dondi, Sales Director Chemical O&G Vertical market, Siemens Spa.



Production of green hydrogen and usage in industry, mobility, and energy as emerging elements in the hydrogen value chain

3 DESIGN GRÜNER WASSERSTOFF ALPINE ÖKOSYSTEME

Der Schwerpunkt liegt nun auf der Auswahl der am besten geeigneten Technologien für das ermittelte Ökosystem. Obwohl die Wasserstofftechnologie ein schnelles Wachstum und eine schnelle Marktanpassung erfährt, ist die Lieferkette noch nicht vollständig ausgereift. Dies wirkt sich unweigerlich auf die Kosten der entsprechenden Technologien aus. Die Kosten können je nach gewählter Technologie selbst innerhalb ein und derselben Prozessphase stark variieren, und aufgrund fehlender Daten in der Literatur ist es oft schwierig, deterministische Bewertungen der technischen Parameter vorzunehmen. Der Grund dafür ist, dass viele Technologien noch nicht über längere Zeiträume unter anhaltenden Stressbedingungen getestet worden sind. In vielen Fällen ist es notwendig, auf wissenschaftliche Veröffentlichungen zurückzugreifen, um mit der Entwicklung der Wasserstofftechnologien Schritt zu halten.

Der springende Punkt ist, dass eine Technologie die andere in Bezug auf Kosten/Nutzen oft nicht wert ist, und dass es sehr schwierig ist, angemessene Nachhaltigkeitskriterien aufrechtzuerhalten, ohne das Ökosystem als Ganzes und nicht in einzelnen Abschnitten zu betrachten. Die Komprimierung von Wasserstoff auf 500 oder 1000 bar hinter dem Elektrolyseur beispielsweise bringt einen erheblichen Unterschied in Bezug auf Kosten und Effizienz des gesamten Prozesses mit sich.

KOPPLUNG VON NACHFRAGE UND PRODUKTION

Wie bereits erwähnt, ist der erste Schritt die Kopplung von Angebot und Nachfrage.

Je mehr die Produktion von Wasserstoff zeitlich (in verschiedenen Maßstäben: saisonal, monatlich, täglich) mit dem Verbrauchsbedarf der Nutzer übereinstimmt, desto mehr verringern sich die "Ausfallzeiten", vor allem aber verringert sich der Umfang der Lagerung, was sich bei einer schlechten Dimensionierung erheblich auf die endgültigen CAPEx auswirken kann. Diese Überlegungen werden bei der Bewertung von Logistik und Transport berücksichtigt.

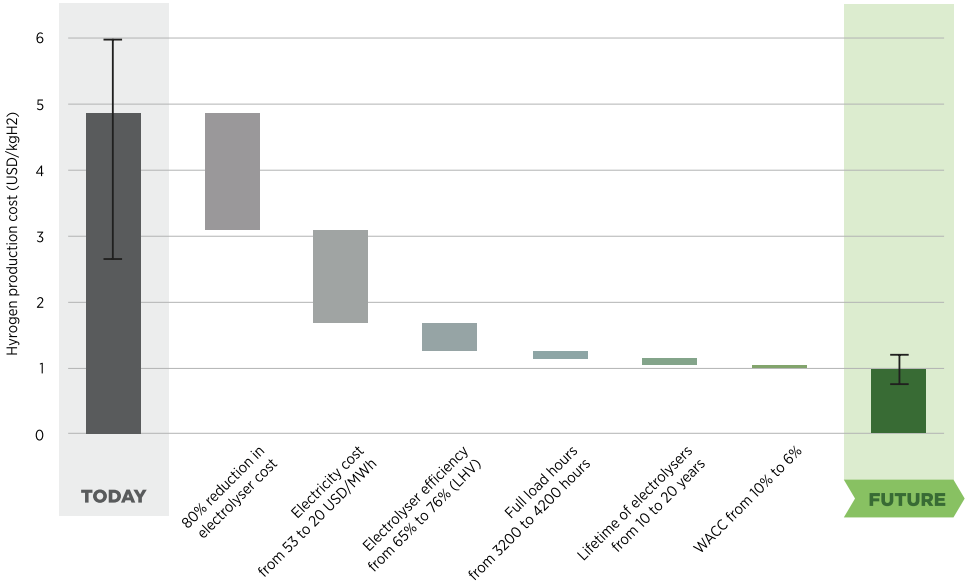
Mit anderen Worten: Die Abstimmung von Angebot und Nachfrage sollte bereits in den frühen Phasen der Planung von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erfolgen. Es liegt auf der Hand, dass die gleiche Argumentation nicht für bereits bestehende Anlagen gilt. In diesem Fall sollte geprüft werden, ob die Investition in die Wasserstofferzeugung im Vergleich zur Einspeisung von Strom in das Netz günstig ist.

Die Einbeziehung anderer Produktionsanlagen/Verbraucher, die nicht in dem betrachteten Gebiet ansässig sind, sollte von Fall zu Fall geprüft werden. Es liegt auf der Hand, dass eine Minimierung der Entfernung die Transportkosten sowohl in energetischer als auch in wirtschaftlicher Hinsicht senkt.

Das nachstehende Schaubild zeigt eine Explosionsdarstellung der qualitativ zu berücksichtigenden Kosten auf der Produktionsseite.

Die folgende Abbildung stammt aus dem technischen Bericht von IRENA, 2020 [9].

A combination of cost reductions in electricity and electrolysers, combined with increased efficiency and operating lifetime, can deliver 80% reduction in hydrogen cost.

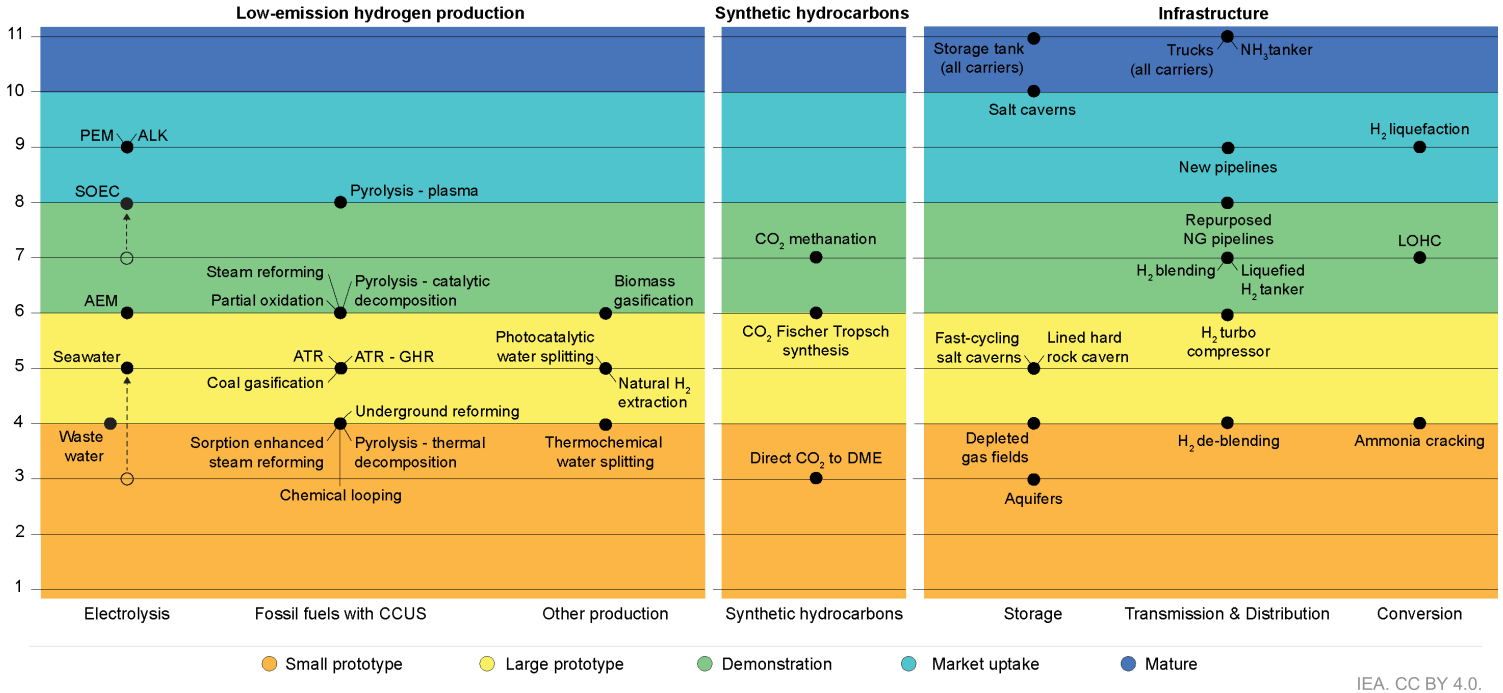


Note: 'Today' captures best and average conditions. 'Average' signifies an investment of USD 770/kilowatt (kW), efficiency of 65% (lower heating value – LHV), an electricity price of USD 53/MWh, full load hours of 3200 (onshore wind), and a weighted average cost of capital (WACC) of 10% (relatively high risk). 'Best' signifies investment of USD 130/kW, efficiency of 76% (LHV), electricity price of USD 20/MWh, full load hours of 4200 (onshore wind), and a WACC of 6% (similar to renewable electricity today).

AUSWAHL DER AM BESTEN GEEIGNETEN TECHNOLOGIEN

Die Wahl der Technologie hängt von den Merkmalen der Anlage ab. Erstens ist es wichtig, mit den technologischen Fortschritten auf dem Gebiet vertraut zu sein. Zweitens ist die Auswahl einer marktreifen Technologie eine Voraussetzung für ein erfolgreiches Projekt. Die Fähigkeit, den Reifegrad der auf dem Markt befindlichen Technologien zu bewerten, ist ebenso wertvoll wie eine gründliche Planung. Das folgende Bild stammt von der Website der IEA (Internationale Energieagentur).

Technology readiness levels of production of low-emission hydrogen and synthetic fuels, and infrastructure



Notes: AEM = anion exchange membrane; ALK = alkaline; ATR = autothermal reformer; CCUS = carbon capture, utilisation and storage; CH_4 = methane; DME = dimethyl ether; GHR = gas-heated reformer; LOHC = liquid organic hydrogen carrier; NH_3 = ammonia; PEM = proton exchange membrane; SOEC = solid oxide electrolyser cell. Biomass refers to both biomass and waste. Arrows show changes in technology readiness level as a consequence of progress in the past year. For technologies in the CCUS category, the technology readiness level refers to the overall concept of coupling production technologies with CCUS and high CO_2 capture rates. Pipelines refer to onshore transmission pipelines. Storage in depleted gas fields and aquifers refers to pure hydrogen and not to blends. LOHC refers to hydrogenation and dehydrogenation of liquid organic hydrogen carriers. Ammonia cracking refers to low-temperature ammonia cracking. Technology readiness level classification based on Clean Energy Innovation (2020).

Sources: IEA Clean Tech Guide (2023); IEA Hydrogen Technology Collaboration Programme.

ELEKTRISCHE ENERGIEVERSORGUNG

Es gibt verschiedene Arten der Versorgung:

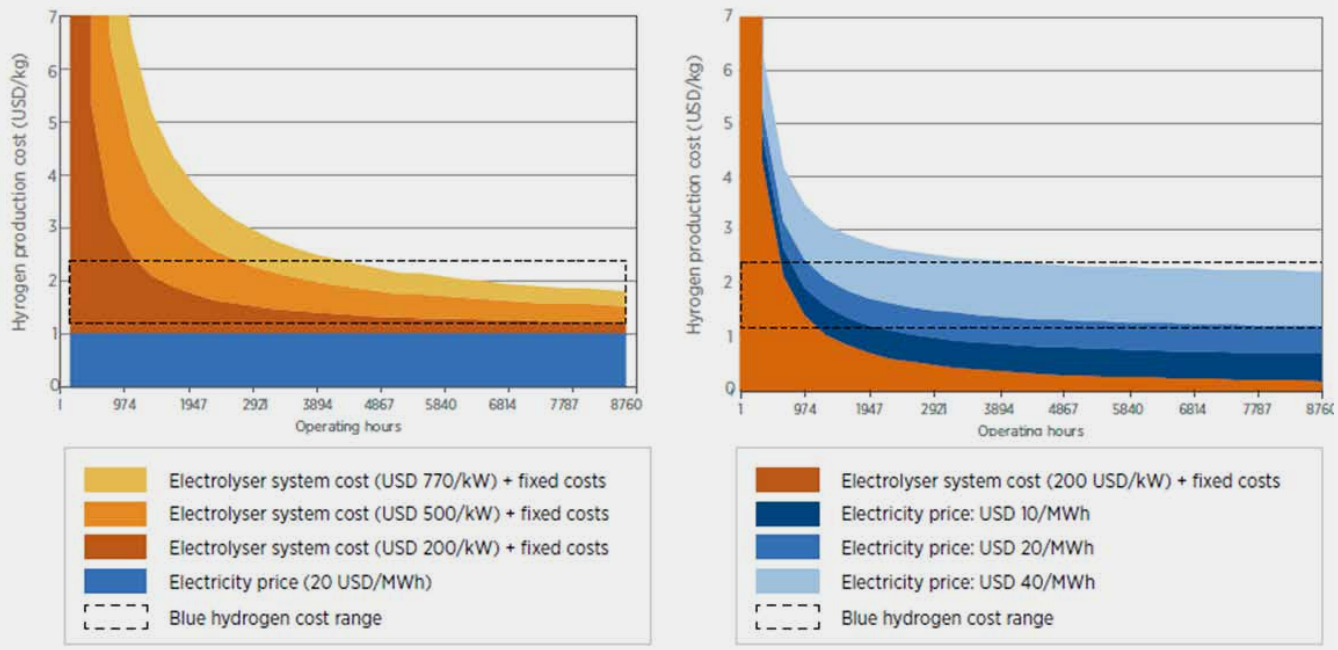
INSELANLAGE: Das Ziel ist die Maximierung des Eigenverbrauchs. Es wird empfohlen, eine Batterie mit geeigneter Größe für eine minimale tägliche Speicherung von Strom zu verwenden. In der Regel wird die Optimierung durch die Ermittlung des Schnittpunkts zwischen der Eigenverbrauchs- und der Kapazitätsfaktorkurve durchgeführt. Im ersten Fall steigt der Trend monoton mit der Größe des Elektrolyseurs, während im zweiten Fall die CF-Kurve in der Regel monoton sinkt. Dieser Parameter wird als für die Wasserstofferzeugung verbrauchte Energie / durch den Elektrolyseur im Jahr potenziell erzeugbare Energie [Elektrolyseurgröße x 8760]) ermittelt.

ERNEUERBARE ANLAGEN + NETZANSCHLUSS (PPA): In diesem Fall müssen die Versorgungskosten, die von Tag zu Tag schwanken, bewertet werden. Daher sind im Vergleich zu den stündlichen Energiekosten Komfortprognosen erforderlich. Wenn das Ziel darin besteht, die finanziellen und wirtschaftlichen Parameter zu maximieren, sollte bewertet werden, in welchen Zeitintervallen die Wasserstofferzeugung im Vergleich zur Einspeisung von Energie in das Netz günstig ist. Besteht das Ziel hingegen in der Maximierung der Wasserstoffproduktion, so wird die Tendenz dahin gehen, die gesamte selbst erzeugte Energie zu verbrauchen, wobei die Zweckmäßigkeit im Vergleich zum Kauf von Strom aus dem Netz bewertet wird. Nach diesen Bewertungen kann auch der Einsatz von elektrischen Speichern in Betracht gezogen werden.

NUR NETZANSCHLUSS (PPA): Es werden hauptsächlich wirtschaftlich-finanzielle Bewertungen berücksichtigt. Von diesem letzten Fall wird dringend abgeraten, sowohl wegen der Abhängigkeit vom Stromnetz als auch wegen der Einführung des bereits erwähnten Zusätzlichkeitsprinzips.

Einfluss des Kapazitätsfaktors auf die Kosten der Wasserstoffproduktion; qualitative Angaben. Die folgende Abbildung ist dem technischen Bericht von IRENA, 2020, entnommen [9].

Hydrogen production cost as a function of investment, electricity price and operating hours.



Note: Efficiency at nominal capacity is 65% (with an LHV of 51.2 kWh/kg H_2), the discount rate 8% and the stack lifetime 80 000 hours.

Based on IRENA analysis.

WASSERSTOFFPRODUKTION

Die Wasserelektrolyse ist nach wie vor die ausgereifteste und vielversprechendste Technologie zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff aus kohlenstofffreien Quellen. Sie beinhaltet den Einsatz von Elektrolyseuren, d. h. Geräten, die elektrische Energie nutzen, um die Wasserstoff- und Sauerstoffatome des Wassermoleküls zu dissoziieren. Es gibt verschiedene Arten von Elektrolyseuren: AWE (Alkaline Water Electrolyzer), PEM (Proton Exchange Membrane), AEM (Anion Exchange Membrane) und SOEC (Solid Oxide Electrolyzer Cell). Bei den drei erstgenannten, technologisch ausgereifteren Verfahren liegt der Energiebedarf für die Herstellung von einem Kilogramm Wasserstoff zwischen 50 und 65 kWh Strom. Da der Heizwert von Wasserstoff 33,3 kWh/kg beträgt, hat das Elektrolyseverfahren einen Wirkungsgrad (des ersten Prinzips) von etwa 55-70 %. Festoxidelektrolyseure arbeiten im Gegensatz zu den bisherigen Verfahren bei hohen Betriebstemperaturen (600°C-900°C) und ermöglichen die Aufspaltung von Wasserdampf in Wasserstoff und Sauerstoff durch den Einsatz einer Festoxid-Keramikmembran.

Die Kosten der heutigen Wasserstoffproduktionstechnologien sind immer noch sehr hoch, der Aufbau einer Wasserstoffproduktionsanlage ist mit hohen Investitions- (CAPEX) und nicht zu vernachlässigenden Betriebskosten (OPEX) verbunden. Man denke nur an den Anteil der elektrischen Energie: Geht man von Kosten in Höhe von 0,15 €/kWh aus, so ist festzustellen, dass für die alleinige Herstellung von einem Kilogramm Wasserstoff mit den heute vorhandenen Lösungen mehr als 8 € ausgegeben werden.

Daraus ergibt sich, dass die derzeit geschätzten Kosten für ein Kilogramm erzeugten grünen Wasserstoffs viel höher sind als die 2-3 €/kg für fossil gewonnenen Wasserstoff unter optimalen Bedingungen. Dieser Preis spielt eine große Rolle und macht Anreize erforderlich, um auf dem Markt ein Mindestmaß an Wettbewerbsfähigkeit zu erreichen. Um die Investition attraktiver zu machen, spielen Auslastungsfaktoren eine wichtige Rolle: Im Falle des Netzausgleichs übersteigen diese kaum 20%, ein sehr niedriger Wert, der die wirtschaftliche Nachhaltigkeit der Investition stark beeinträchtigt. Wenn man von einem Elektrolyseur ausgeht, der an eine Photovoltaikanlage gekoppelt ist (und keine Batterie hat), liegen die Nutzungsstunden bei etwa 2.000 pro Jahr, was die Kapitalkosten zu einem kritischen Parameter macht [9].

Was die technische Seite betrifft, so zeigen die verschiedenen Elektrolyseur-Technologien ein unterschiedliches Verhalten in Bezug auf Schwankungen der Intensität und Häufigkeit der elektrischen Energiezufuhr. Im Allgemeinen werden sie alle häufig ein- und ausgeschaltet. Dies wirkt sich auf die Effizienz des Geräts sowohl während des Betriebs als auch während des gesamten Lebenszyklus aus. Betrachtet man den gesamten Lebenszyklus, ist es schwierig, den Wirkungsgradverlust in Abhängigkeit von der Anzahl der Abschaltungen zu gewichten, was vor allem auf den Mangel an Daten über den gesamten Lebenszyklus und die Neuartigkeit der Technologien zurückzuführen ist (in der Reihenfolge ihrer Reife: AWE, PEM, AEM und SOEC [10]).

Außerdem variieren die Ein- und Ausschaltzeiten je nach Technologie. Bei einer PEM können die Abschaltungen einige Minuten dauern, bei einer alkalischen Anlage zehn Minuten, bei einer SOEC bis zu einer Stunde [9, 11]. Es liegt auf der Hand, dass für eine ausgewogene Nutzung oder zur Abmilderung von Überproduktion/Kürzungen viele Variablen zu berücksichtigen sind und die bestehenden Technologien weiter ausgebaut werden müssen. Für diese Nutzung ist der SOEC aus den bereits erwähnten Gründen sicherlich der am wenigsten geeignete Elektrolyseur-Typ.

Ähnliche Überlegungen gelten für Variationen in Bezug auf die Eingangsenergie und Frequenzänderungen. Auch in diesem Fall wären PEMs der am besten geeignete Typ für variable Lasten und Frequenzgang (Fast Frequency Response). Allerdings müssen die Produktionsmethoden und die Qualität des Produkts direkt mit dem Lieferanten und von Fall zu Fall sorgfältig geprüft werden. Neben den Betriebsbedingungen, vor allem Druck und Temperatur, kann auch die Qualität der Elektroden und Stapel einen Unterschied machen. Sicherlich kann eine Batterie diese Probleme verringern, indem sie die Nutzungsdauer des Produkts (sowie den Auslastungsfaktor im Falle der Produktion aus intermittierenden EE-Anlagen) erhöht, auch wenn sie dem System nicht unerhebliche Kosten aufbürdet [11, 12, 13].

Auch hier werden mehr Daten und Informationen benötigt, um die durch nichtstationäre Nutzung verursachte Verschlechterung je nach Technologie und Nutzungsbedingungen zu bewerten.

Vergessen Sie nicht, die Reinheit des vom Elektrolyseur freigesetzten Wasserstoffs zu überprüfen: ein kritischer Parameter für die verschiedenen Anwendungen. Bei Brennstoffzellen ist ein extrem hoher Reinheitsgrad (in der Regel ≥99,999 % oder 5,0) unerlässlich, da selbst Spuren von Verunreinigungen die Katalysatoren vergiften können, was den Wirkungsgrad und die Lebensdauer drastisch verringert. Bei der direkten Verbrennung sind die Anforderungen an die Reinheit des Wasserstoffs etwas geringer (etwa 99,9 % oder 3,0), aber Verunreinigungen können immer noch das Verbrennungsverhalten und die Emissionen verändern. Bei der Speicherung von Wasserstoff in Metallhydriden ist ein mittlerer bis hoher Reinheitsgrad (in der Regel ≥99,99 % oder 4,0) erforderlich, da Verunreinigungen die Hydridmaterialien zersetzen und die Speichereffizienz verringern können. Verschiedene Arten von Elektrolyseuren erzeugen Wasserstoff mit unterschiedlichen Reinheitsgraden: Alkalische Elektrolyseure liefern in der Regel Wasserstoff mit einer Reinheit von 99-99,9 %, wobei für empfindliche Anwendungen eine zusätzliche Reinigung erforderlich ist; PEM-Elektrolyseure (Proton Exchange Membrane) liefern dank ihres Festelektrolyts und ihrer kompakten Bauweise Wasserstoff mit Reinheiten von 99.999% oder mehr, was sie ideal für Brennstoffzellen macht; AEM-Elektrolyseure (Anion Exchange Membrane), die sich noch in der Entwicklung befinden, zielen darauf ab, die niedrigen Kosten alkalischer Systeme mit Reinheiten zu kombinieren, die denen von PEM nahe kommen (etwa 99,9-99,99%); SOEC-Elektrolyseure (Solid Oxide Electrolyzers), die bei hohen Temperaturen arbeiten, können Wasserstoff mit sehr hoher Reinheit (oft ≥99,999%) produzieren, sind aber komplexer und besser für die Integration in

industrielle Prozesse geeignet. Die Wahl des richtigen Elektrolyseurs hängt stark von der erforderlichen Wasserstoffreinheit für die geplante Anwendung ab.

Nachfolgend sind nützliche Tabellen für die Bewertung der optimalen Parameter je nach Potenzial eingefügt, eine Tabelle aus dem IEA-Bericht mit Bezug auf die verschiedenen auf dem Markt verfügbaren Technologien [9].

Parameter	Alkalische Elektrolyseure	PEM-Elektrolyseure	AEM-Elektrolyseure	Festoxidelektrolyseure
Nominale Stromdichte	0,2-0,8 A/cm²	1-2 A/cm²	0,2-2 A/cm²	0,3-1 A/cm²
Spannungsbereich (Grenzwerte)	1.4-3 V	1.4-2.5 V	1.4-2.0 V	1.0-1.5 V
Betriebstemperatur	70-90°C	50-80°C	40-60°C	700-850°C
Zelldruck	< 30 bar	< 30 bar	< 35 bar	1 Bar
Lastbereich	15%-100%	5%-120%	5%-100%	30%-125%
H2' Reinheit	99.9%-99.9998%	99.9%-99.9999%	99.9%-99.999%	99.9%
Spannungswirkungsgrad (LHV)	50%-68%	50%-68%	52%-67%	75%-85%
Elektrischer Wirkungsgrad (Stack)	47-66 kWh/kg H2	47-66 kWh/kg H2	51,5-66 kWh/kg H2	35-50 kWh/kg H2
Elektrischer Wirkungsgrad (System)	50-78 kWh/kg H2	50-83 kWh/kg H2	57-69 kWh/kg H2	40-50 kWh/kg H2
Lebensdauer (Stapel)	60 000 Stunden	50 000-80 000 Stunden	> 5 000 Stunden	< 20 000 Stunden
Stack Einheit Größe	1 MW	1 MW	2,5 kW	5 kW
Elektrodenfläche	10 000-30 000 cm²	1 500 cm²	< 300 cm²	200 cm²
Kaltstart (bei Nennlast)	< 50 Minuten	< 20 Minuten	< 20 Minuten	> 600 Minuten

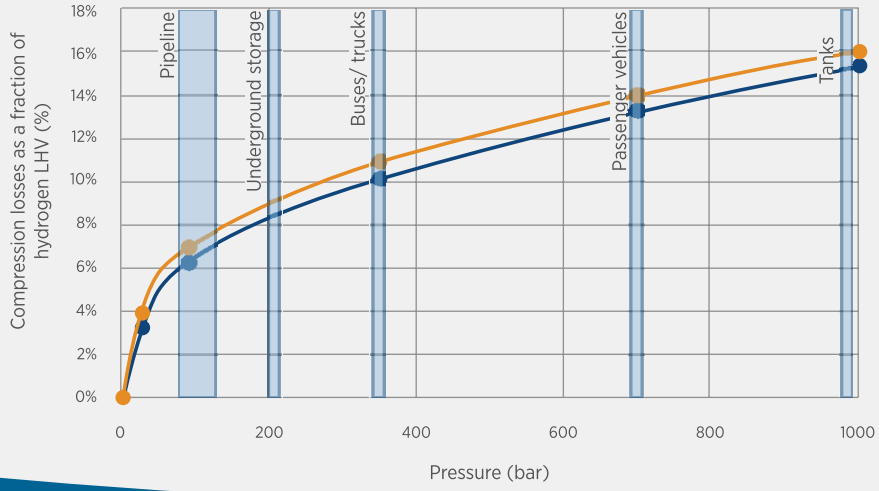
WASSERSTOFFSPEICHER

Der aus der Produktionsphase freigesetzte Wasserstoff befindet sich in gasförmigem Zustand bei dem Betriebsdruck des Elektrolyseurs, abzüglich der Verluste. Um den Speicherdruck - in der Regel etwa 200 bar - zu erreichen, durchläuft er in diesem Stadium normalerweise einen Kompressor, der den Wasserstoff auf die vorgesehenen Druckverhältnisse bringt.

Die Wahl des Kompressortyps muss sorgfältig geprüft werden. Es ist bekannt, dass die Pumpleistung sowohl der Dichte als auch dem Verdichtungsverhältnis proportional ist. Da die Dichte des Elements die geringste im gesamten Universum ist, müssen die Kosten in dieser Phase sowohl in energetischer als auch in wirtschaftlicher Hinsicht so weit wie möglich minimiert werden. Ein wichtiger Faktor ist der Ausgangsdruck des Elektrolyseurs: Je höher dieser Parameter ist, desto stärker wird das Verdichtungsverhältnis reduziert. Um den Prozess weniger energieintensiv zu gestalten, ist es ratsam, die Verdichtung im Elektrolyseur so weit wie möglich zu erhöhen, wobei das Eingangsfluid Wasser in flüssiger Form ist. Der vorgeschlagene Ansatz zielt darauf ab, die Druckverhältnisse im Elektrolyseprozess strategisch zu steuern: Da flüssiges Wasser nahezu inkompressibel ist, erfordert die Druckbeaufschlagung der Wasserzufuhr vor dem Eintritt in den Elektrolyseur deutlich weniger Energie als die Verdichtung des gasförmigen Wasserstoffs nach der Elektrolyse. Das Endergebnis ist eine Verringerung des Gesamtenergieverbrauchs des Systems pro produzierter Wasserstoffeinheit, was besonders wertvoll für großtechnische Anwendungen ist, bei denen die Kompressionsenergie einen großen Teil der Betriebskosten ausmacht.

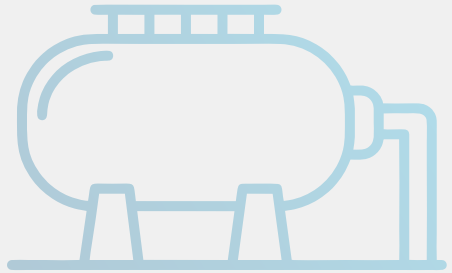
Nachfolgend ist ein indikatives Diagramm der in dieser Phase verbrauchten Energie in Abhängigkeit vom Ausgangsdruck des Kompressors dargestellt, der je nach Endverwendung variiert [9].

Energy losses for the multi-stage mechanical compression of hydrogen.



Min Max

Based on IRENA analysis based on BNEF, 2019.



Die gebräuchlichsten Technologien sind heute Gasflaschen und Metallhydridspeicher.

Wasserstoffspeicher werden in fünf Hauptkategorien eingeteilt, die als Typ 1, 2, 3, 4 und 5 bezeichnet werden und jeweils durch unterschiedliche Materialien und Technologien gekennzeichnet sind.

Zylinder des Typs 1 sind vollständig aus Stahl gefertigt, einem robusten und zuverlässigen, aber schweren Material. Dadurch sind sie in Bezug auf das Verhältnis zwischen Gewicht und Kapazität ineffizient, obwohl sie wirtschaftlich sind und in stationären Anwendungen, bei denen das Gewicht kein kritischer Faktor ist, weit verbreitet sind.

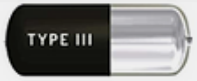
Zylinder des Typs 2 haben einen Metallkern, in der Regel aus Stahl oder Aluminium, der von außen mit Verbundwerkstoffen verstärkt ist. Diese Konfiguration ermöglicht eine Gewichtsreduzierung im Vergleich zu Typ 1 bei gleichbleibend guter mechanischer Festigkeit.

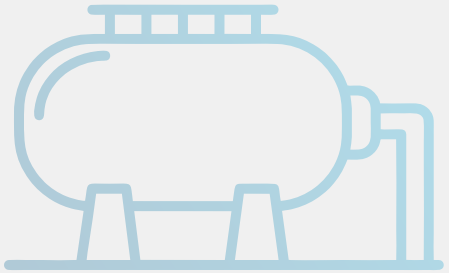
Die Flaschen des Typs 3 sind ein weiterer Schritt nach vorn: Der Kern besteht aus leichtem und widerstandsfähigem Aluminium, das von einer Struktur aus Verbundwerkstoff umhüllt ist. Diese Kombination macht sie ideal für mobile Anwendungen, wie Wasserstofffahrzeuge, bei denen das Gewicht ein entscheidender Faktor ist.

Zylinder des Typs 4 hingegen bestehen aus einem Polymerkern, der durch Verbundwerkstoffe verstärkt ist, wobei auf Metalle vollständig verzichtet wird. Sie sind am leichtesten und eignen sich am besten für Anwendungen mit hohem Wirkungsgrad, sind aber auch am teuersten in der Herstellung.

Bei den Zylindern des Typs 5 handelt es sich um eine neue Technologie, die ohne Metallkern auskommt und vollständig aus Verbundwerkstoffen besteht. Sie befinden sich noch in der Versuchsphase, versprechen aber dank ihres geringen Gewichts und ihrer Speicherkapazität, den Sektor zu revolutionieren.

Das Bild stammt aus dem Internet. Weitere Informationen finden Sie unter [14].

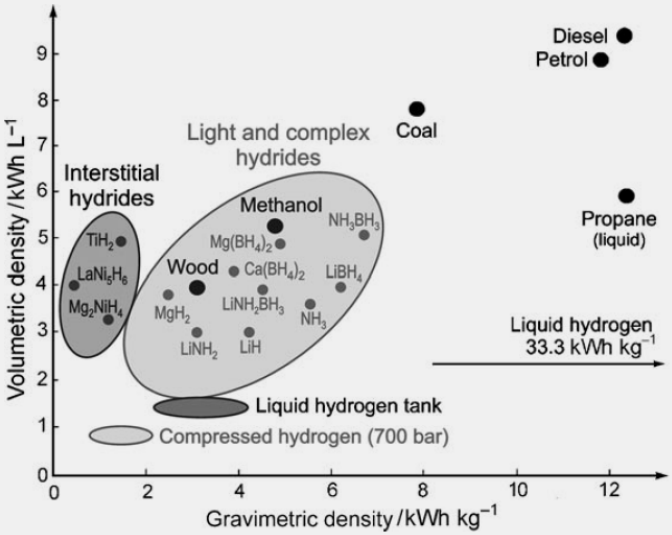
[95]	Sub-Type Classification	Liner	Wrap Extent	Winding Method	Resin Type	Fiber Type	Low Cost	Recyclability	Light Weight
	Type II—FSW [1]	Metal	Cylinder	Wet	TS	CF	+++	++++	+
	Type II—MSW	Metal	Cylinder	Wet	TS	SW	+++++	+++++	+
	Type III—FSW [1]	Metal	Full	Wet	TS	CF	+++	+++	++
	Type III—MSW	Metal	Full	Wet	TS	SW	++++	++++	+
	Type IV—FSW [1]	Plastic	Full	Wet	TS	CF	+	++	+++++
	Type IV—FST	Plastic	Full	Tape	TS	CF	+	++	+++++
	Type IV—FPT	Plastic	Full	Tape	TP	CF	+	+++	+++++
	Type IV—FPW	Plastic	Full	Wet	TP	CF	+	+++	+++++
	Type IV—MSW	Plastic	Full	Wet	TS	SW	++++	++++	+++
	Type V [2]	Liner-less	Full	Tape	TS/TP	CF	++	++	+++++



Eine Alternative zu Zylindern stellen Metallhydride dar, die Wasserstoff in fester Form speichern. Diese Materialien absorbieren Wasserstoff in ihrer Kristallstruktur und geben ihn bei Erwärmung wieder ab. Sie bieten im Vergleich zu Zylindern eine hohe Sicherheit und eine höhere Speicherdichte, erfordern aber kontrollierte Temperatur- und Druckbedingungen, was das Verfahren komplexer und teurer macht. Außerdem befinden sich Metallhydride für großtechnische Anwendungen noch in der Entwicklung, wobei die Materialkosten und das Wärmemanagement eine Herausforderung darstellen.

Die Festkörper-Wasserstoffspeicherung unter Verwendung von Adsorptionsmaterialien wie MOFs (Metal Organic Frameworks) und Aktivkohle funktioniert durch Physisorption bei kryogenen Temperaturen (77-150 K). Diese porösen Materialien zeichnen sich durch eine schnelle Kinetik und einen geringen Energiebedarf (20-30 kJ/mol) aus und erreichen derzeit TRL 4-5. Sie bieten zwar eine ausgezeichnete Sicherheit und Zyklenstabilität, doch ihre größten Einschränkungen sind die geringe gravimetrische Kapazität (<5 Gew.-%) und die Notwendigkeit kryogener Bedingungen. Fortgeschrittene Materialien wie MOF-210 weisen eine Kapazität von 0,075 g H_2/g bei 77K/100 bar auf, aber praktische Anwendungen erfordern verbesserte Wärmemanagementsysteme. Die Forschung konzentriert sich auf die Optimierung von Porenstrukturen und Hybridmaterialien, um die Leistung unter milderen Bedingungen zu verbessern.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass Verbundflaschen (Typ 3 und 4) derzeit die ausgewogensten Lösungen für mobile Anwendungen sind, während Typ 1 und 2 für stationäre Anwendungen weiterhin gültig sind. Typ 5 und Metallhydride stellen vielversprechende Technologien für die Zukunft dar, bedürfen aber weiterer Entwicklung, um in Bezug auf Kosten und technologische Reife wettbewerbsfähig zu werden. Bild entnommen aus [14].”



TRANSPORT

Der Transport von Wasserstoff, sowohl in gasförmiger als auch in flüssiger Form, stellt eine der größten Herausforderungen für seine Einführung als Energieträger in großem Maßstab dar. Die beiden wichtigsten Transportarten, der gasförmige und der flüssige Transport, bieten unterschiedliche Lösungen für die logistischen Anforderungen, die zu transportierenden Mengen und die zu überwindenden Entfernungen. Jeder dieser Verkehrsträger hat seine eigenen Merkmale, Vorteile und Grenzen, die seine Anwendbarkeit in bestimmten Kontexten beeinflussen.

Für den Transport von gasförmigem Wasserstoff werden hauptsächlich Pipelines oder Hochdruckflaschen verwendet. Rohrleitungen eignen sich besonders für den Transport über große Entfernungen und die Kapillarverteilung in industriellen oder städtischen Gebieten. In einigen Ländern, z. B. in Europa und Nordamerika, gibt es bereits spezielle Rohrleitungsnetze, was die Machbarkeit dieser Lösung beweist. Der Bau neuer Infrastrukturen erfordert jedoch erhebliche Investitionen und die Verwendung spezieller Materialien, die der wasserstoffbedingten Versprödung widerstehen können. Zylinder hingegen werden für den Straßen- oder Schienentransport verwendet, oft in Bündeln zusammengefasst, um die Kapazität zu erhöhen. Diese Art der Beförderung bietet eine große Flexibilität, ist aber durch die Menge des transportierbaren Wasserstoffs und die Logistikkosten begrenzt, insbesondere wenn es um die Beförderung großer Mengen über große Entfernungen geht.

Bei der Beförderung von flüssigem Wasserstoff wird die höhere Energiedichte des flüssigen Wasserstoffs ausgenutzt, der im Vergleich zum gasförmigen Wasserstoff ein wesentlich kleineres Volumen einnimmt. Flüssiger Wasserstoff wird in kryogenen Tanks transportiert, die so konstruiert sind, dass sie während des gesamten Transports kryogene Temperaturen (-253°C, 20 K) halten. Diese Methode ist besonders effizient für Anwendungen, bei denen große Mengen Wasserstoff auf engem Raum benötigt werden, wie z. B. in der Luft- und Raumfahrt oder bei bestimmten industriellen Anwendungen. Der Verflüssigungsprozess ist jedoch sehr energie- und kostenintensiv, und die Aufrechterhaltung kryogener Temperaturen während des Transports erfordert fortschrittliche Technologien und hocheffiziente Isoliermaterialien. Trotz dieser Herausforderungen ist der Transport in flüssiger Form eine konsolidierte Lösung in Bereichen, in denen die Energiedichte ein kritischer Faktor ist.

Was die Kosten betrifft, so ist der Gastransport über Pipelines über große Entfernungen im Allgemeinen billiger, erfordert aber hohe Anfangsinvestitionen für den Bau von Infrastrukturen. Gasflaschen hingegen sind bei großen Mengen und über große Entfernungen aufgrund der Logistikkosten teurer. Bei der

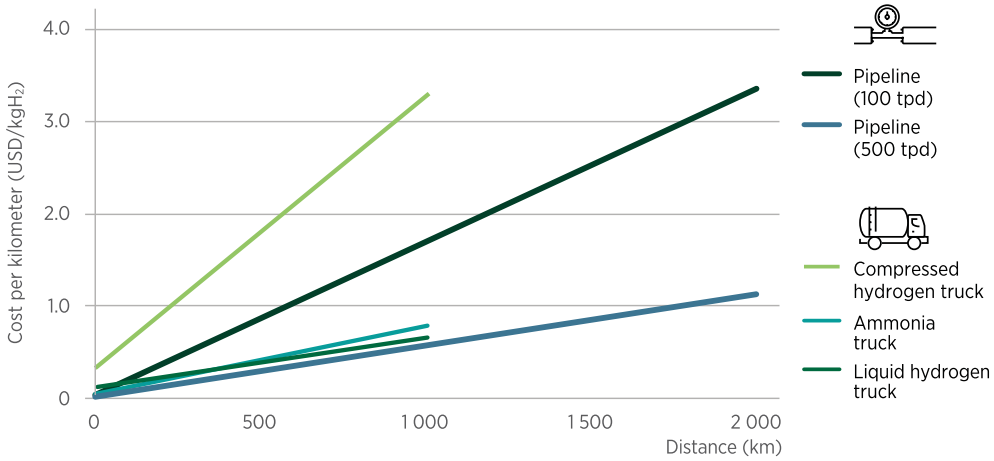
Beförderung von Flüssigkeiten hingegen fallen hohe Betriebskosten an, die mit dem Verflüssigungsprozess und den für die Aufrechterhaltung der Temperaturen erforderlichen Tieftemperaturtechnologien zusammenhängen.

Vom Standpunkt der technologischen Reife betrachtet, sind beide Transportarten gut etabliert. Die Beförderung von Gasen ist seit Jahrzehnten weit verbreitet, wobei in verschiedenen Sektoren Pipelinenetze und Hochdruckflaschen eingesetzt werden. Der Flüssigtransport hingegen ist eine ausgereifte Technologie, die in speziellen Bereichen wie der Luft- und Raumfahrt eingesetzt wird, aber komplexere und teurere Infrastrukturen erfordert.

Was schließlich die Komplexität betrifft, so ist der Transport von Flüssigkeiten zweifellos eine größere Herausforderung, denn er erfordert eine kryogene Infrastruktur und moderne Isoliermaterialien. Der Transport von Gasen ist dagegen einfacher, aber die Pipelines erfordern spezielle Materialien, um wasserstoffbedingte Versprödungsprobleme zu vermeiden.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Wahl zwischen gasförmigem und flüssigem Transport von den spezifischen Bedürfnissen, der zurückzulegenden Entfernung und der zu transportierenden Wasserstoffmenge abhängt. Während der Gastransport ideal für Verteilernetze und stationäre Anwendungen ist, ist der Flüssigtransport vorzuziehen, wenn Energiedichte und Volumeneffizienz im Vordergrund stehen. Beide Transportarten spielen eine entscheidende Rolle in der Wasserstofftransportlandschaft und tragen zu seiner Verbreitung als nachhaltiger Energieträger bei. Bild entnommen aus IRENA Technical Report, 2021 [16].

Costs for hydrogen transport as a function of the distance by selected transport mode



Notes: Costs presented do not include conversion costs. Final costs in any transport mode depend on many variables and the values here presented are indicative. Weighted average cost of capital = 7%; useful life of infrastructure= 20 years; tpd = tonnes per day.

Source: Elaborated from IEA (2019); Nazir et al. (2020); Singh, Singh and Gautam (2020); Teichmann, Arlt and Wasserscheid (2012).

VERTRIEB

Wasserstoffverteilungssysteme sind ein grundlegendes Element zur Sicherstellung der Versorgung und Nutzung dieses Energieträgers in Anwendungen wie der nachhaltigen Mobilität, der Industrie und der Stromerzeugung. Die Verteilung von Wasserstoff erfolgt hauptsächlich über Tankstellen, die so konzipiert sein müssen, dass sie Effizienz, Sicherheit und schnelle Betankungszeiten gewährleisten, insbesondere in Bereichen mit hoher Nachfrage, wie z. B. im öffentlichen Verkehr oder bei Nutzfahrzeugen. In diesem Bereich sind zwei Hauptkonfigurationen zu unterscheiden: das Einzeltanksystem und das Mehrtank-Kaskadensystem. Diese Lösungen unterscheiden sich nicht nur in ihrer Komplexität und ihren Kosten, sondern auch in ihren Auswirkungen auf die Kompressionsleistung und den Energieverbrauch - entscheidende Aspekte für die betriebliche Effizienz und die wirtschaftliche Nachhaltigkeit der gesamten Verteilerkette.

Beim Mehrtank-Kaskadensystem ermöglicht die Verwendung mehrerer Tanks mit unterschiedlichen Drücken eine Optimierung des Verdichtungsprozesses. Bei der Betankung wird der Wasserstoff von den Hochdrucktanks in die Mitteldrucktanks und schließlich in das Fahrzeug geleitet, wodurch die Notwendigkeit einer zusätzlichen Echtzeitverdichtung verringert wird. Dieser Ansatz senkt die erforderliche Kompressionsleistung und damit den Gesamtenergieverbrauch, da er die bereits in den Tanks vorhandenen Drücke nutzt. Darüber hinaus werden durch die schrittweise Steuerung der Drücke die Energieverluste während des Transfers minimiert, was die Effizienz des Systems verbessert.

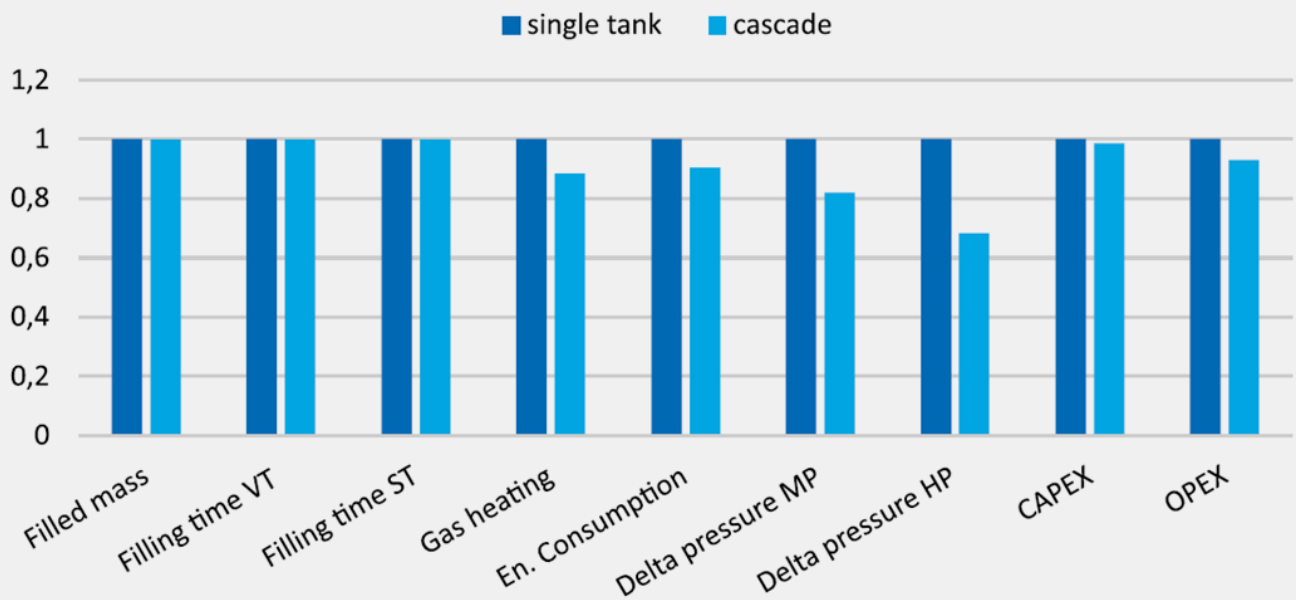
Umgekehrt erfordert das Einzeltanksystem eine kontinuierliche Kompression, um einen konstant hohen Druck aufrechtzuerhalten, der für akzeptable Betankungszeiten erforderlich ist. Dies führt zu einem höheren Energieverbrauch, da der Kompressor mit voller Leistung arbeiten muss, um den Druckabfall während des Wasserstofftransfers auszugleichen. In Umgebungen mit hoher Nachfrage, wie z. B. an Bustankstellen, kann diese Konfiguration zu erheblichen Energieverbrauchsspitzen führen, was die Betriebskosten erhöht und die Gesamteffizienz verringert.

Die Wahl zwischen den beiden Lösungen hat daher direkte Auswirkungen auf die Verdichtungsleistung und den Energieverbrauch. Das Kaskadensystem ist zwar komplexer und teurer in der Umsetzung, bietet aber einen Energievorteil durch die Verringerung der erforderlichen Kompressionsleistung und die optimierte Steuerung der Drücke. Dadurch eignet es sich besonders für Anwendungen mit

hohem Volumen, wie z. B. die Betankung von Bussen, bei denen Energieeffizienz und Betankungszeiten entscheidend sind. Das Einzeltanksystem hingegen ist anfangs einfacher und billiger, kann aber weniger energieeffizient sein, insbesondere bei hohem Bedarf.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass bei der Wahl zwischen den beiden Konfigurationen nicht nur die anfänglichen Kosten und die Komplexität des Managements berücksichtigt werden müssen, sondern auch die Auswirkungen auf die Kompressionsleistung und den Energieverbrauch - Schlüsselfaktoren für die wirtschaftliche und ökologische Nachhaltigkeit der Wasserstoffinfrastruktur.

Bild entnommen aus Caponi et al. [17], weitere Informationen in dem Artikel.



Normalized comparison between single-tank and cascade system for the most important techno-economic parameters.

ANWENDUNGEN

Die Entwicklung eines Wasserstoff-Ökosystems in einer alpinen Umgebung hat einige Nachteile, wie z. B. die geringere Verfügbarkeit von Flächen und/oder Landkosten, die geringere Sonneneinstrahlung, das raue Klima und die geografischen Bedingungen (steile Straßen, Schnee usw.). Dies alles sind Faktoren, die die Wettbewerbsfähigkeit der Produktionskosten von grünem Wasserstoff im Vergleich zu ähnlichen Ökosystemen in geringerer Höhe beeinträchtigen. Dennoch gilt der Grundsatz, dass Wasserstoff dort eingesetzt werden sollte, wo das Energiesystem nicht elektrifiziert werden kann.

Hier muss zwischen Alpentälern und abgelegenen Gebieten unterschieden werden, wobei letztere durch eine geringe Bevölkerungsdichte und eine schwierige Erreichbarkeit gekennzeichnet sind, die von Gemeinden in abgelegenen Gebieten bis zu hochgelegenen Schutzhütten reicht.

Im Falle von Talsohlen oder weiten Tälern mit (relativer) Verfügbarkeit von Raum und Ressourcen sind die Kriterien die gleichen wie die bereits erwähnten, wobei auf wirtschaftlicher Ebene die logistischen Schwierigkeiten und die Merkmale des Gebiets berücksichtigt werden. Der Hauptunterschied zum Flachland besteht wahrscheinlich in der Anwendung der Mobilität, wo schwere Elektrofahrzeuge durch steile Hänge oder starke Kälte benachteiligt sein können. Es ist jedoch eine sorgfältige Bewertung der gesamten Lieferkette im Hinblick auf die Energie- und die wirtschaftliche Effizienz erforderlich.

Im Bereich der Mobilität eignet sich Wasserstoff besonders für den Antrieb von Schwer- oder Servicefahrzeugen, wie z. B. Geländewagen, Gleisinstandhaltungsfahrzeuge oder Gütertransportfahrzeuge in unzugänglichen Gebieten. In diesen Fällen kann sich die Elektrifizierung aufgrund der großen Entfernungen, der fehlenden Ladeinfrastruktur oder der niedrigen Temperaturen, die den Wirkungsgrad der Batterien verringern, als unpraktisch erweisen. In Gebieten mit besonders rauem Klima werden sich die Mobilitätsanwendungen eher auf Verbrennungsmotoren als auf den Einsatz von Brennstoffzellen konzentrieren.

Eine weitere Möglichkeit ist der Einsatz von Energiespeichersystemen auf Wasserstoffbasis zur Integration lokaler erneuerbarer Energiequellen wie kleiner Wasserkraft-, Windkraft- oder Fotovoltaikanlagen. In diesen Gebieten kann die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen unregelmäßig sein oder den lokalen Bedarf übersteigen. Wasserstoff, der in Zeiten eines Energieüberschusses durch Elektrolyse erzeugt wird, kann gespeichert und bei Bedarf über Brennstoffzellen wieder in Strom umgewandelt werden, wodurch eine stabile und kontinuierliche Energieversorgung gewährleistet wird. Diese Nutzung sollte jedoch nicht die Norm im Hinblick auf die wirtschaftliche Rentabilität sein, da sie aus den bereits beschriebenen Gründen

niedrige Kapazitätsfaktoren und große Unsicherheiten bei der Investitionsrentabilität aufweist. Diese Systeme sollten daher als Dienstleistung für die Energieversorgung, den Eigenverbrauch und die Maximierung der Nutzung lokaler Ressourcen betrachtet werden und keinesfalls als wirtschaftliche Investition.

Neben dem schwer elektrifizierbaren Sektor gibt es weitere Anwendungsmöglichkeiten, wie z.B. den häuslichen Wärmebedarf in extrem abgelegenen Gebieten wie z.B. Alpenhütten. Diese Anwendung ist jedoch im Vergleich zu konventionellen Anwendungen wirtschaftlich nicht wettbewerbsfähig, weshalb derartige Lösungen nur in benachteiligten Gebieten eingesetzt werden sollten.

Die folgende Tabelle zeigt den Reinheitsgrad, den Wasserstoff für verschiedene Endverwendungen benötigt:

Anmeldung	Erforderliche Reinheit	Typische Elektrolyseur-Technologie
Brennstoffzellen	≥99,999% (Note 5,0)	PEM, SOEC
Direkte Verbrennung	≥99,9% (Note 3,0)	Alkalisch (mit Aufbereitung), AEM, PEM
Speicherung in Metallhydriden	≥99,99% (Note 4,0)	PEM, AEM, Alkalisch (mit Reinigung)

TECHNISCH-WIRTSCHAFTLICHE BEWERTUNG

Nach der Festlegung der technischen Variablen und der Bewertung des Angebots- und Nachfragepotenzials kann zur wirtschaftlichen Bewertung übergegangen werden. Um die Durchführbarkeit eines Projekts in einer ersten Phase zu beurteilen, wird dringend empfohlen, Angebote direkt von den Unternehmen einzuholen, die die erforderlichen Technologien herstellen. Die Kosten für ein und dieselbe Technologie können je nach Hersteller sehr unterschiedlich sein. In diesem Stadium der Entwicklung des Wasserstoffsektors ist die Preisunsicherheit ein nicht zu vernachlässigender, ja oft sogar entscheidender Faktor. Je genauer die Kostenangaben sind, desto genauer können die wirtschaftlichen Ströme für die gesamte Laufzeit des Projekts vorhergesagt werden. Dies wird den Unterschied zwischen einem erfolgreichen und rentablen Projekt und einem gescheiterten Projekt mit Verlusten ausmachen.

Die Kosten für Wasserstoff hängen von mehreren Faktoren ab und sind von Land zu Land, selbst auf europäischer Ebene, sehr unterschiedlich:

- die Energieinfrastruktur, insbesondere die Kosten für eine kWh Strom
- die Anreize, die auf europäischer, nationaler und lokaler Ebene geboten werden
- die für die einzelnen Regionen festgelegte Strategie (z. B. wird in Spanien die Erzeugung erneuerbarer Energien stark gefördert, in Italien die Infrastruktur)
- der rechtliche Bezugsrahmen
- der Reifegrad der gewählten Technologie
- die technische Kompetenz des Anbieters

In diesem Zusammenhang wird empfohlen, den im Rahmen des AMETHyST-Projekts entwickelten und auf der SkHyline-Plattform verfügbaren H_2FAsT-Simulator zur finanziellen Bewertung zu verwenden. Das Tool wurde entwickelt, um die Effektivität und Effizienz der Wasserstoffproduktion auf der Grundlage einer bestimmten Menge an erneuerbarer Energie, die ohne Netzunterstützung verfügbar ist, zu maximieren. Es gibt keine konkreten Auslegungsempfehlungen, sondern liefert eine Anlagenkonfiguration, die die wirtschaftliche Nachhaltigkeit des Wasserstoffproduktionsstandorts nach bestimmten technischen und wirtschaftlichen Optimierungskriterien maximiert. Die Erzeugung von grünem Wasserstoff auf wirtschaftlich nachhaltige Weise ist keine Selbstverständlichkeit. Der intermittierende Charakter der Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen, die Wahl des Anlagendesigns und insbesondere die Konfiguration der verschiedenen Elemente machen den Unterschied aus. Aus diesem Grund ist dieses Instrument in einer ersten Phase von entscheidender Bedeutung, da es hilft, das Risikoniveau auf der Grundlage der verfügbaren Ressourcen zu bewerten.

Auf der SkHyline-Plattform ist es möglich, auf das Bewertungstool zuzugreifen, ebenso wie auf den Leitfaden und ein Video-Tutorial, das Schritt für Schritt durch die Nutzung und Anwendung des Tools in realen Fallbeispielen führt.

4 REFERENZEN

[1] Hydrogen Production via Steam reforming with CO_2 capture, Collodi & Wheeler, Chemical Engineering Transactions, 2010

[2] Criteria Air Pollutants and Greenhouse Gas Emissions from Hydrogen Production in U.S. Steam Methane Reforming Facilities, Young et al., Environmental Science & Technology, 2019

[3] Analysis of hydrogen production costs in Steam-Methane Reforming considering integration with electrolysis and CO_2 capture, Katebah et al., Cleaner Engineering and Technology, 2022

[4] Treibhausgasemissionen von Wasserstoff und seinen Derivaten - Global Hydrogen Review 2024 - Analysis - IEA

[5] Distinct roles of direct and indirect electrification in pathways to a renewables-dominated European energy system, Schreyer et al., One Earth, 2024

[6] IRENA Technical Report, *DECARBONISING HARD-TO-ABATE SECTORS WITH RENEWABLES*, 2024

[7] Tradeoffs in life cycle water use and greenhouse gas emissions of hydrogen production pathways, Eniksen et al., Hydrogen Energy, 2024

[8] Technischer Bericht der IEA, *World Energy Outlook*, 2023

[9] IRENA Technischer Bericht, *Green Hydrogen Cost Reduction*, 2020

[10] Technischer Bericht der IEA, *Global Hydrogen review 2023*, 2024

[11] Koponen et al., *Control and energy efficiency of PEM water electrolyzers in renewable energy systems*, International Journal of Hydrogen Energy, 2017

[12] Avril et al., *Multi-Objective optimization of batteries and hydrogen storage technologies for remote photovoltaic systems*, Energy, 2010

[13] Ibáñez-Rioja et al, *Simulation methodology for an off-grid solar-battery-water electrolyzer plant: Simultane Optimierung von Komponentenleistungen und Systemsteuerung*, Applied Energy, 2022

[14] https://www.addcomposites.com/post/types-of-hydrogen-tanks-technological-differences-and-advantages-explained

[15] Kuznetsov & Edwards, *Functional Materials for Sustainable Energy Technologies: Four Case Studies*, Chemsuschem, 2010

[16] IRENA Technical Report, *Grüne Wasserstoffversorgung*, 2021

[17] Caponi et al., *Single-tank storage versus multi-tank cascade system in hydrogen refueling stations for fuel cell buses*, International Journal of Hydrogen Energy, 2022

VERANTWORTLICHER PARTNER FÜR DIE ZUSAMMENSTELLUNG DIESES DOKUMENTS

Agenzia per l'Energia del Friuli Venezia Giulia
Straße Santa Lucia 19
33013 Gemona del Friuli
Udine - ITALIEN
Telefon: (+39) 0432 980322
E-Mail: matteo.depiccoli@ape.fvg.it

PARTENAIRE CHEF DE FILE DU PROJET

Agentur für Energie und Umwelt Auvergne-Rhône-Alpes
Rue Gabriel Péri 18,
69100 Villeurbanne
FRANKREICH
Telefon: (+33) 0478372914, +33 0472563365
E-Mail: etienne.vienot@auvergnerhonealpes-ee.fr;
maxime.penazzo@auvergnerhonealpes-ee.fr

MIT BEITRÄGEN VON

https://www.tenerrdis.fr

https://www.fbk.eu

https://www.agenziacasaclima.it

https://www.standort-tirol.at

https://www.provincia.tn.it

https://energiewende-oberland.de

https://www.energap.si

https://blueark.ch

Interreg Alpine Space
Co-funded by the European Union
AMETHyST

Dieses Projekt wird durch den Europäischen Fonds für regionale Entwicklung kofinanziert durch das Programm Interreg Alpine Space