

## H<sub>2</sub>-BAROMETER

Unabhängige Bewertung der  
Wasserstoffwirtschaft in der Schweiz

Ausgabe 3  
April 2023

«Die Schweiz hat im Winter ein Stromdefizit, wenn die Stromproduktion am geringsten und der Verbrauch am höchsten ist. Die Speicherung von Wasserstoff könnte eine der Lösungen für dieses Problem darstellen.»

Jacques Mauron, Groupe E, März 2023

«Für den Import von grünem Wasserstoff braucht die Schweiz einen direkten Zugang zum EU-Binnenmarkt sowie allenfalls ein Abkommen mit Drittstaaten. Weiter braucht es ein nationales Register über die Herkunft der erneuerbaren gasförmigen und flüssigen Brenn- und Treibstoffe.»

BFE, Wärmestrategie, Januar 2023

## Vorwort



Die bisherigen Studien und Strategien des Bundes vernachlässigen die Bedeutung des Wasserstoffs. Dabei zeigt die Energiekrise exemplarisch, dass der Umbau des heutigen Energiesystems nur gelingen kann, wenn er auf mehreren Energieträgern und Infrastrukturen basiert. Europa hingegen behandelt das Thema Wasserstoff schon seit mehreren Jahren prioritär und definiert eifrig Transportkorridore, über die der Wasserstoff aus dem Mittleren Osten, aus Afrika oder dem amerikanischen Kontinent nach Europa gelangen soll. Das Verbindungsstück durch die Schweiz – die Transitgas – aber fehlt bislang auf den Plänen für 2030.

Die Schweiz wird für den Umbau auch erneuerbare Moleküle benötigen. Dieser Bedarf, insbesondere in der Industrie und als Spitzenlast in der Fernwärme, wird nicht alleine mit inländischer Erzeugung gedeckt werden können. Eine frühzeitige Erschliessung der internationalen Importpotentiale ist daher essentiell. Aufgrund der Einbettung der Schweiz in die europäische Gasinfrastruktur gilt es, einen Anschluss an das europäische Wasserstoffleitungsnetz – das European H<sub>2</sub>-Backbone – herzustellen. So könnten Importe bereits in den 2030ern von europäischen Importhäfen energie- und kosteneffizient in die Schweiz gelangen. Politik, Wirtschaft und Branche sind hier gleichermaßen gefordert.

Wir freuen uns auf Ihre Rückmeldungen und den weiteren Austausch. Die vierte Ausgabe planen wir im Herbst 2023 zu veröffentlichen.

Mit besten Grüßen

Daniela Decurtins

Herausgeber

Verband der Schweizerischen Gasindustrie

Daniela Decurtins

Grütlistrasse 44 | 8002 Zürich

<https://gazenergie.ch/de/>

Tel. +41 44 288 31 31



# Thesen und Gesamtstimmung

## Fünf Kernaussagen aus dem H<sub>2</sub>-Barometer

1. Zwei Annahmen sind für eine Abschätzung des H<sub>2</sub>-Bedarfs 2050 zentral: Importpreise und Rückverstromung in den Wintermonaten. Aktuelle Studien von VSE und BFE beziffern das breite Spektrum möglicher Szenarien.
2. Zur Erschliessung der Importpotentiale ist eine frühzeitige Anbindung der Schweiz an ein europäisches Wasserstoffleitungsnetz essentiell. Die wichtigsten Importkorridore sind die aus dem amerikanischen und afrikanischen Raum sowie dem Nahen und Mittleren Osten.
3. Eine NNE-Befreiung für Speicher sollte einfach umsetzbar sein. Ihre Ausgestaltung hängt davon ab, ob der politische Fokus auf der Beanreizung der Speicher zur Transformation des Energiesystems liegt, oder auf dem netzdienlichen Einsatz.
4. Eine Ergänzung der Top-down-Energieperspektiven mit Bottom-up-Analysen ist eine Grundlage für die lokale Energieplanung. Andererseits kann die Qualität von Top-down-Ansätzen verbessert werden, indem Erkenntnisse aus dem lokalen Kontext zurückgespiegelt werden.
5. Systematische Bottom-up-Analysen in Deutschland zeigen, dass es vielfältige Lösungen für die Wärmeversorgung gibt und die lokalen Gegebenheiten entscheidend sind. Das Potential für die H<sub>2</sub>-Nutzung hängt auch in der Schweiz von lokalen Gegebenheiten ab.

## Einschätzung der Stimmung in der H<sub>2</sub>-Wirtschaft



Die Szenarien zur Wasserstoffnutzung weisen eine grosse Bandbreite auf. Um mit den Unsicherheiten umgehen zu können und effiziente Lösungen zu ermöglichen, ist es wichtig, dass die Politik Optionen offen hält und regionale Besonderheiten berücksichtigt.

# Interview mit Jacques Mauron, CEO Groupe E

Welche Rolle spielt Wasserstoff in der Strategie von Groupe E?

Wir möchten künftigen Generationen eine nachhaltige Welt bieten, in der Energie für Fortschritt steht. Mit all unseren Produkten und Dienstleistungen tragen wir zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei, indem wir unseren Kunden erneuerbare, nachhaltige und lokale Energien und effiziente Lösungen anbieten. Unsere H<sub>2</sub>-Produktionsanlage ist Teil dieses Ansatzes.



Wasserstoff kann den Verzicht auf umweltschädliche Technologien im Bereich der Mobilität unterstützen. Mit dem zunehmenden Strombedarf, der auf eine Elektrifizierung in den Bereichen der Mobilität und der Wärme zurückzuführen ist, müssen wir als Stromversorger die zuverlässige Stromversorgung auch langfristig sicherstellen. Die Schweiz hat im Winter ein Stromdefizit, wenn die Stromproduktion am geringsten und der Verbrauch am höchsten ist. Die Speicherung von Wasserstoff könnte eine der Lösungen für dieses Problem darstellen.

In welchen Bereichen sehen Sie in den nächsten 5 Jahren die grössten Entwicklungen in der Wasserstoffwirtschaft in der Schweiz?

Zwei der zentralen Bereiche sind der Schwerverkehr und der öffentliche Verkehr. Beide können ihre Auswirkungen auf das Klima verringern und gleichzeitig leistungsfähig bleiben. Diesen Schritt machen auch die Freiburger Verkehrsbetriebe (TPF), denen wir ab 2024 im Rahmen eines Pilotprojekts zur Erprobung von Wasserstoffbussen Wasserstoff liefern werden.

Ein weiterer wichtiger Bereich ist die Nutzung von Wasserstoff zur Dekarbonisierung der Industrie z. B. in energieintensiven Hochtemperaturprozessen. Es gibt auch noch andere Einsatzfelder, wie die Einspeisung einer geringen Menge grünen Wasserstoffs in Erdgasnetze, um diese nachhaltiger zu machen.

Welche konkreten Projekte verfolgt Groupe E im Bereich Wasserstoff?

Wir bauen derzeit eine Anlage zur Produktion von grünem Wasserstoff am Fusse der Staumauer von Schiffenen im Kanton Freiburg. Ab diesem Herbst wird diese Anlage, die erste in der Westschweiz, rund 300 Tonnen grünen H<sub>2</sub> pro Jahr produzieren, was dem Verbrauch von rund 50 LKW entspricht.

An diesem Standort nutzen wir den Wasserfluss der Dotierturbine, die kontinuierlich während 8'000 Stunden pro Jahr läuft. Der Wasserstoff wird komprimiert, unter Druck in Tanks gespeichert und dann auf der Strasse an die Kunden in der Region geliefert. Hier profitieren wir von der Nähe zu den Autobahnen A12 und A1.



Welche Rolle könnte Wasserstoff langfristig in der Schweizer Energieversorgung einnehmen? Welche Massnahmen sind dafür erforderlich?

Eine wichtige Herausforderung bei der Energieversorgung ist der Ausgleich zwischen der zunehmend fluktuierenden Erzeugung erneuerbarer Energien und dem Energieverbrauch. Mithilfe von Wasserstoff können die im Sommer erzeugten Überschüsse an erneuerbarem Strom umgewandelt und als Gas oder in flüssiger Form gespeichert werden.

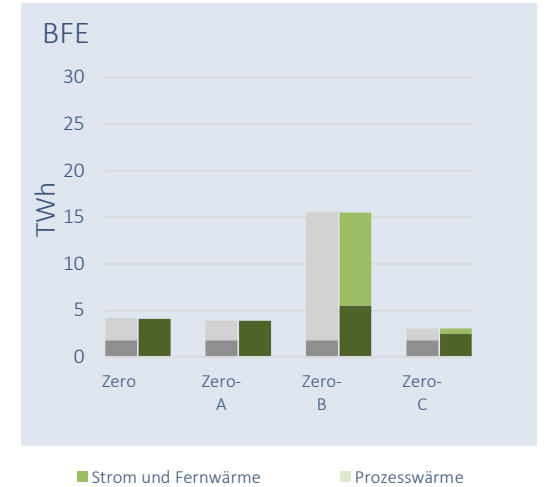
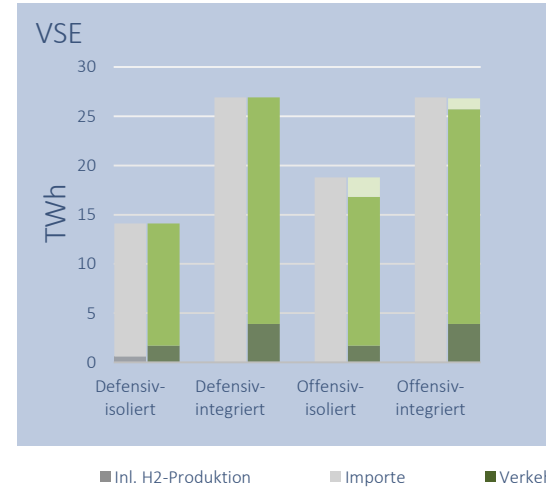
Um dies zu erreichen, könnte die Einführung finanzieller Fördermassnahmen die Entwicklung von Pilotanlagen zur Wasserstofferzeugung und -speicherung unterstützen, die derzeit noch sehr kostspielig sind. Grüner Wasserstoff könnte somit dazu beitragen, Engpässe in der Stromversorgung im Winterhalbjahr zu vermeiden und gleichzeitig unseren Energieverbrauch zu dekarbonisieren.

# Szenarien für H<sub>2</sub>-Angebot und -Nachfrage 2050 – Studien von VSE und BFE im Vergleich

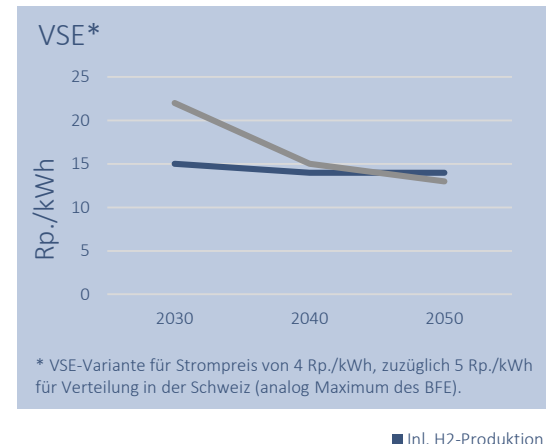
	VSE Energiezukunft 2050 (2022)	BFE Energieperspektiven 2050+ (2020) Exkurs Wasserstoff (2022)
Bereitstellung	<ul style="list-style-type: none"> <li>Langfristig wenig oder gar keine inländische H<sub>2</sub>-Produktion (0.6 TWh)</li> <li>Importmengen je nach Szenario 14 bis 27 TWh 2050</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Inländische H<sub>2</sub>-Erzeugung hauptsächlich in den Sommermonaten über Laufwasserkraftwerke</li> </ul>
Nachfrage	<ul style="list-style-type: none"> <li>Schwer elektrifizierbare Sektoren wie Verkehr und Industrie</li> <li>Rückverstromung im Winter (12-23 TWh pro Jahr)</li> <li>Je nach Szenario 14-27 TWh H<sub>2</sub> pro Jahr</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vornehmlich im Verkehrssektor</li> <li>Szenario „Zero-B“ mit 5.5 TWh im Verkehr und zusätzlich 10 TWh in der Strom- und Fernwärmeerzeugung</li> <li>Je nach Szenario 3-15 TWh H<sub>2</sub> pro Jahr</li> </ul>
Kosten	<ul style="list-style-type: none"> <li>2050: H<sub>2</sub>-Importe günstiger als inländische Produktion, wobei ohne Verteilkosten in der Schweiz</li> <li>8 Rp./kWh 2050 für H<sub>2</sub>-Import</li> <li>9 Rp./kWh 2050 für inländischen H<sub>2</sub> bei einem Strompreis von 4 Rp./kWh und 3000 Volllaststunden</li> <li>Preisannahmen von 2021/22</li> <li>Strompreis Schweiz: Szenarien mit 4, 6 oder 8 Rp./kWh</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2050: H<sub>2</sub>-Importe und inländische Produktion ungefähr gleich teuer</li> <li>19 Rp./kWh 2050 für Bereitstellung beim Verbraucher von H<sub>2</sub>-Import</li> <li>18 Rp./kWh 2050 für Bereitstellung beim Verbraucher von inländischen H<sub>2</sub></li> <li>2-5 Rp./kWh Kosten für inländische Verteilung per Trailer bis zum Verbraucher enthalten</li> <li>Preisannahmen von 2018/19</li> <li>2050: Strompreis Schweiz: 4 Rp./kWh</li> </ul>

Zwei Annahmen sind für eine Abschätzung des H<sub>2</sub>-Bedarfs 2050 zentral: Importpreise und Rückverstromung in den Wintermonaten. Aktuelle Studien von VSE und BFE beziffern das breite Spektrum möglicher Szenarien.

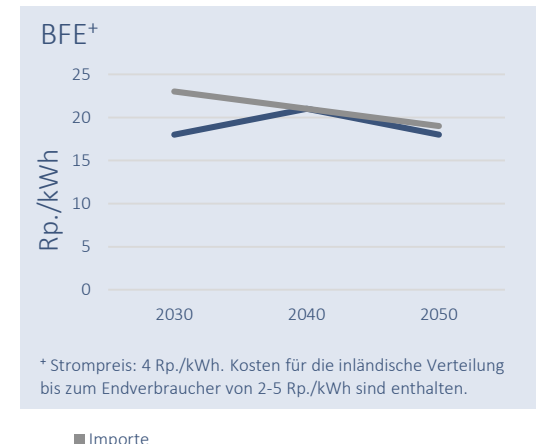
## Inländische Erzeugung/Import & Nachfrage 2050



## H<sub>2</sub>-Bereitstellungskosten



\* VSE-Variante für Strompreis von 4 Rp./kWh, zuzüglich 5 Rp./kWh für Verteilung in der Schweiz (analog Maximum des BFE).



+ Strompreis: 4 Rp./kWh. Kosten für die inländische Verteilung bis zum Endverbraucher von 2-5 Rp./kWh sind enthalten.

# Potentielle Importrouten und voraussichtliche zeitliche Entwicklung der Importkosten

## Lage in Europa

Der voraussichtlich stark steigende H<sub>2</sub>-Bedarf in Europa kann perspektivisch auch durch Importe aus dem nord- und lateinamerikanischen, (nord-) afrikanischen, asiatisch-pazifischen Raum sowie dem Nahen und Mittleren Osten gedeckt werden. Wie die Abbildung rechts zeigt, werden Importe im Jahr 2030 wahrscheinlich noch einen untergeordneten Beitrag für die Wasserstoffbereitstellung spielen. Aus dem asiatisch-pazifischen und afrikanischen Raum werden keine Importe möglich sein.

Ab dem Jahr 2040 zeigt die Analyse allerdings ein großes Importpotential für Europa aus den ausgewählten Regionen. Dies ist auf die hohen Flächen- und erneuerbaren Erzeugungspotentiale in Vorzugsregionen zurückzuführen. Ein Korridor aus dem eurasischen Raum wurde aufgrund der politisch angespannten Lage in Russland und der Ukraine bei dieser Analyse nicht beachtet.

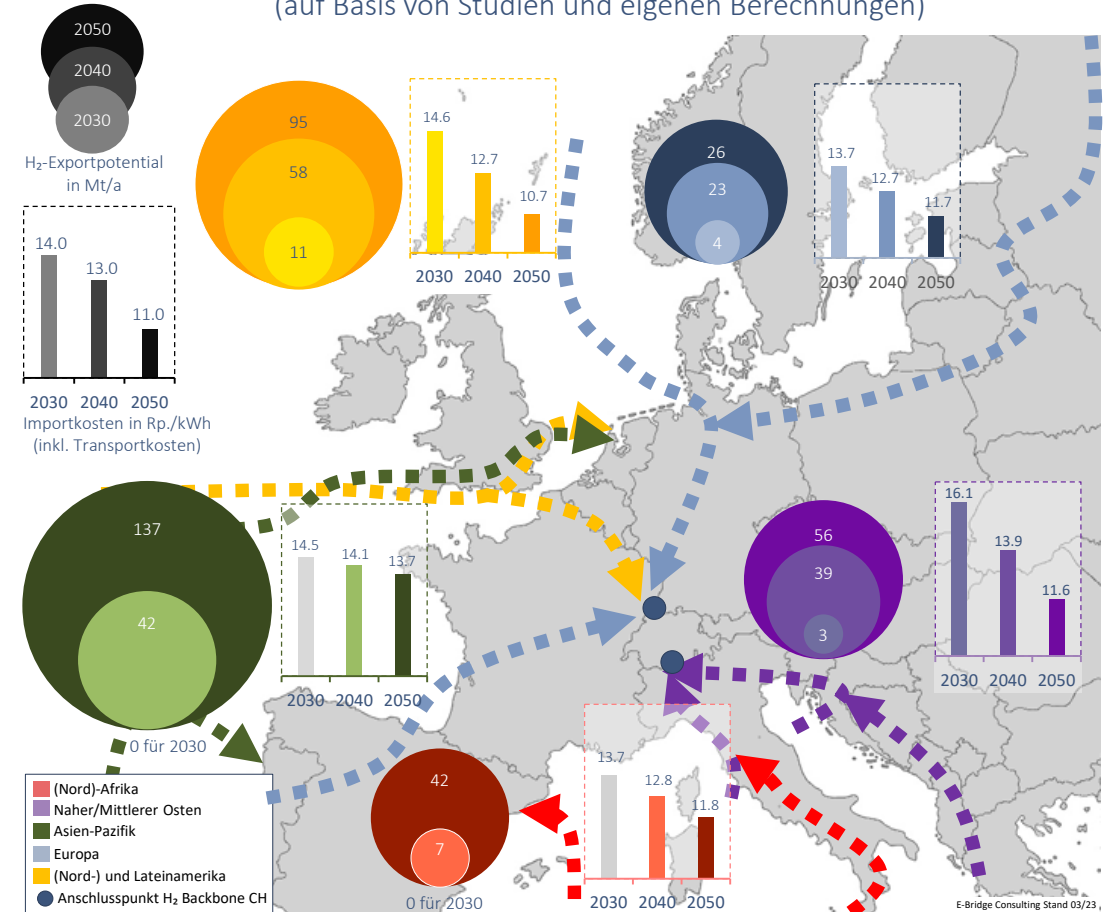
## Situation in der Schweiz

Aufgrund der zentralen Lage der Schweiz erfordern H<sub>2</sub>-Importe einen Überlandtransport von Importhubs in Küstenregionen. Durch einen frühzeitigen Anschluss der Schweiz an das europäische H<sub>2</sub>-Backbone könnte dieser Herausforderung begegnet werden.

Langfristig sind Importkosten von knapp 12 Rp./kWh inkl. der Transportkosten nach Europa möglich. Zu beachten ist, dass sich diese Kosten nur auf die Bereitstellung an der Landesgrenze beziehen. Es fallen weitere Kosten für den Transport innerhalb der Schweiz an. Diese liegen bei Transport per Trailer bei 2-5 Rp./kWh (gemäss Quelle des BFE: Bloomberg NEF, 2020).

Zur Erschliessung der Importpotentiale ist eine frühzeitige Anbindung der Schweiz an ein europäisches Wasserstoffleitungsnetz essentiell. Die wichtigsten Importkorridore sind die aus dem amerikanischen und afrikanischen Raum sowie dem Nahen und Mittleren Osten.

## H<sub>2</sub>-Importkorridore und deren Entwicklungspotential (auf Basis von Studien und eigenen Berechnungen)



Einteilung der Weltregionen gemäß der International Energy Agency [IEA]

Quellen: [1] «World Energy Outlook 2022», IEA [2023], [Link](#); [2] «Hydrogen Council 2022», McKinsey [2023] [Link](#); [3] «Aurora Research», Aurora [2023], [Link](#); [4] «Weltweite Infrastruktur zur Wasserstoffbereitstellung auf Basis erneuerbarer Energien», P. Heuser [2020], [Link](#). Wir haben einen Wechselkurs von 1.00 EUR/CHF unterstellt.

# Netznutzungsentgelte für Speicher

## Netznutzungsentgelte im aktuellen schweizerischen Stromsystem

Im schweizerischen Stromsystem sind Netznutzungsentgelte (NNE) von Endverbrauchern zu entrichten (Art. 14 StromVG). Pumpspeicherwerke sind von NNE komplett befreit, da sie nicht als Endverbraucher gelten (Art. 14 i. V. m. Art. 4 StromVG). Gleiches gilt gemäss «VSE Handbuch Speicher» für reine Stromspeicher ohne Endverbraucher. Mischformen von Speichern kombiniert mit Endverbrauchern und Produktionsanlagen bezahlen hingegen NNE, da sie genutzt werden, um die Beschaffung oder den Eigenverbrauch zu optimieren. Die Dezentralisierung der Stromerzeugung sowie die Sektorkopplung werfen Fragen der künftigen gesetzlichen Behandlung von Speichertechnologien auf.

## Relevanz der NNE für die Produktionskosten von Wasserstoff

Für die Produktion von grünem Wasserstoff wird Strom aus erneuerbaren Energieträgern benötigt. Stammt dieser aus Anlagen auf dem gleichen Areal, gilt der Strom als Eigenverbrauch (Art. 16 EnG) und es fallen keine NNE an. Wird Strom jedoch aus dem Netz bezogen, müssen derzeit NNE bezahlt werden. Entgelte für die Nutzung des Stromnetzes sind in diesen Fällen ein Kostenfaktor für die Produktion von grünem Wasserstoff. Bei Investitionen in inländische H<sub>2</sub>-Produktionsanlagen (ausserhalb von Stromerzeugungsanlagen) ist daher die Entwicklung der NNE-Regelungen für Speicher ein entscheidender Faktor.

## Netzdienlichkeit vs. Nutzen für die Versorgung mit Energie

Das Schweizer Stromnetz ist traditionell auf eine Top-down Energieversorgung ausgerichtet. Dezentrale Erzeugung, dezentrale Speicher und zusätzliche Lasten wie E-Ladestationen und Wärmepumpen können durch erforderlichen Netzausbau und Netzverstärkungen zu erheblichen Mehrkosten im Stromnetz führen. Eine Förderung von Speichern durch die Befreiung von NNE ist daher hinsichtlich der Wirkung auf die Stromnetzskosten zu hinterfragen. Da Speicher einen Beitrag zur Energieversorgung „rund um die Uhr“ leisten, sind sie ein wichtiges Element in der Transformation des Energiesystems. Sie helfen mit, die Versorgung der Schweiz mit Energie zu jedem Zeitpunkt zu gewährleisten. Dieser Nutzen der Versorgungssicherheit ist abzuwägen gegen etwaige Mehrkosten in den Stromnetzen.

Die Frage der Beanreicherung von Speichern ist daher nicht zwingend mit der Verrechnung der NNE gekoppelt. In der politischen Debatte ist die Diskussion jedoch auf die NNE fokussiert, nicht zuletzt wegen der geltenden Befreiung von Pumpspeichern. Es gilt daher in diesem Rahmen eine pragmatische Lösungen zu finden.

## Blick nach vorn: Politische Bewegung bei den NNE

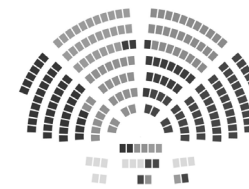
Ständerat und Nationalrat haben bisher unterschiedliche Anpassungsvorschläge hinsichtlich der NNE-Befreiung von Speichern in Art. 14 StromVG im Rahmen des Mantelerlasses unterbreitet. Pumpspeicher sollen weiterhin von NNE befreit bleiben.

### Ständerat



Bis zum 31.12.2030 soll eine NNE-Befreiung für Speicheranlagen ohne Endverbraucher und Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas vorgesehen werden; ab 2031 jedoch nur bei netzdienlichem Einsatz sowie Energieeinsatz aus erneuerbaren Quellen.

### Nationalrat



Betreiber von Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas wären zu einer Rückerstattung der NNE berechtigt für die Elektrizitätsmenge, die rückverstromt und ins Netz eingespeist wird. Eine Rückerstattung soll für Pilotanlagen mit einer Leistung von maximal 200 MW auch für den Strom möglich sein, der für die Umwandlung benötigt wird, wobei diese Regelung zeitlich befristet ist.

Während im Ständerat ab 2031 die Netzdienlichkeit in den Mittelpunkt gestellt wird, ist im Vorschlag des Nationalrats implizit der Gedanke enthalten, dass Speicher einen Beitrag zur Transformation des Energiesystems leisten. Insbesondere der Vorschlag des Nationalrats ist mit hohem Umsetzungsaufwand verbunden. Sollen Speicher wegen ihres Beitrags zur Transformation des Energiesystems konsequent gefördert werden, könnte eine vollständige Befreiung von den NNE erwogen werden, die auch zeitlich befristet werden kann. Soll hingegen ihre Wirkung auf die Netzkosten im Fokus stehen, könnte z. B. die lokale Situation im Netzgebiet als Kriterium für eine NNE-Befreiung mitberücksichtigt werden.

Eine NNE-Befreiung für Speicher sollte einfach umsetzbar sein. Ihre Ausgestaltung hängt davon ab, ob der politische Fokus auf der Beanreicherung der Speicher zur Transformation des Energiesystems liegt, oder auf dem netzdienlichen Einsatz.



# H<sub>2</sub>-Potential im kommunalen Kontext: Kombination von Top-down- und Bottom-up-Analysen

## Lokale Energieplanung in der föderalen Schweiz

Der Bund analysiert schweizweite Szenarien und gibt Ziele im Sinne eines Top-down-Ansatzes vor. Diese Vorgaben zu konkretisieren und herunter zu brechen, erfordert lokal verankerte Ansätze, die regionalen Gegebenheiten Rechnung tragen. Solche Bottom-up-Analysen erlauben zudem eine Überprüfung und Verfeinerung der global festgelegten Ziele. Anschliessend können die gesamtschweizerischen Vorgaben und Szenarien wieder nachjustiert werden.

Bottom-up-Analysen helfen dabei, Abschätzungen zur zukünftigen Rolle erneuerbarer Gase wie grüner H<sub>2</sub> auf eine solide Basis zu stellen.

### Aktueller Wärmebedarf in der Schweiz

Der Raumwärmebedarf des Schweizer Gebäudeparks ist mit 67 TWh für 59 % des Energieverbrauchs verantwortlich und verursacht 35 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen, da ein Großteil der Gebäude in der Schweiz derzeit noch mit Heizöl oder Erdgas beheizt wird. Die aktuelle Sanierungsrate des Schweizer Gebäudebestands liegt etwa bei 1 %.

### Top-down-Ansatz: Wärmestrategie des BFE (Energieperspektiven 2050+)

Der Wärmebedarf wird bis 2050 vollständig mit erneuerbaren Energien gedeckt. Dank steigender Gebäudeeffizienz sowie einer effizienteren Wärmebereitstellung soll der Raumwärmebedarf bis 2050 trotz 20 prozentigem Bevölkerungsanstieg im Szenario Zero Basis auf 45 TWh sinken.

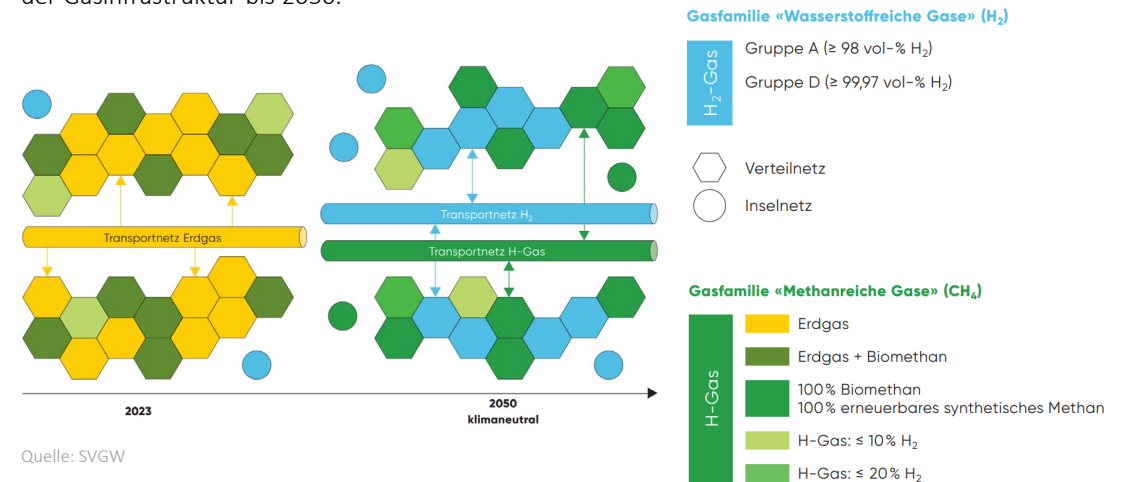
Bei den Heizungssystemen liegt der Fokus auf Wärmepumpen und thermischen Netzen. Die zusätzliche Elektrifizierung führt zu einer starken Beanspruchung des Stromnetzes. Ausserdem müsste für die Zielerreichung die Sanierungsrate um den Faktor 2 bis 3 gesteigert werden.

Erneuerbare Gase wie grüner H<sub>2</sub> sollen gemäss BFE-Strategie langfristig vor allem für Prozesswärme eingesetzt werden – im Komfortwärmebereich dagegen nur noch dort, „wo es mit Blick auf die Versorgungssicherheit und den Klimaschutz volkswirtschaftlich am sinnvollsten ist und wo es keine erneuerbaren Alternativen gibt“. Wo genau eine (partielle) Erschliessung der Wärmemarktes für H<sub>2</sub> Sinn macht, bleibt offen.

## Bottom-up-Analysen zur lokalen Energieplanung

Um im Sinne der Wärmestrategie volkswirtschaftlich sinnvolle Lösungen umsetzen zu können, ist eine Bottom-up-Analyse der regional zur Verfügung stehenden Möglichkeiten zur Energieversorgung und der lokal zu erwartenden Energienachfrage unerlässlich. Nur so lassen sich dezentrale Ressourcen sinnvoll einsetzen und das Potential für die Nutzung verschiedener Energieträger, darunter H<sub>2</sub>, abschätzen.

In Solothurn und Thun beispielsweise wurden Studien durchgeführt, die Möglichkeiten für eine an die lokalen Gegebenheiten angepasste effiziente Wärmeversorgung aufzeigen. Je nach Situation ergeben sich unterschiedliche Perspektiven für H<sub>2</sub> und Biogase und damit auch für die Entwicklung der Gasinfrastruktur bis 2050.



Eine Ergänzung der Top-down-Energieperspektiven mit Bottom-up-Analysen ist eine Grundlage für die lokale Energieplanung. Andererseits kann die Qualität von Top-down-Ansätzen verbessert werden, indem Erkenntnisse aus dem lokalen Kontext zurückgespiegelt werden.



# Wasserstoff im Wärmesektor – Deutsche Bottom-up-Studie mit vier exemplarischen Versorgungsgebieten

## Erkenntnisse aus der Studie

In Deutschland empfiehlt eine Bottom-up-Studie von Fraunhofer ISE (2022) einen Einsatz von H<sub>2</sub> zur Erreichung der langfristigen Klimaziele. Sie unterscheidet dabei vier Gebietstypen (siehe rechts). Eine One-Size-Fits-All-Lösung existiere nicht. Der Grund sei eine große Bandbreite an Kombinationsmöglichkeiten. Alle wesentlichen Technologien müssten als Lösungsmöglichkeiten in Betracht gezogen werden. Daher ist eine Technologieoffenheit empfehlenswert.

Im Hinblick auf die Verwendung von Wasserstoff soll dieser in Deutschland bei einer ausreichenden Verfügbarkeit und bei Preisen für Wärmekunden von 7 ct/kWh bzw. für Industriekunden von 9 ct/kWh ab 2035 in allen Versorgungsgebieten eingesetzt werden. Dabei wird in der Raumwärme zwischen 9 und 51 % sowie in der Prozesswärme zwischen 8 und 96 % des Bedarfs durch H<sub>2</sub> gedeckt.

## Lösungsansätze für den deutschen Wärmesektor: breiter Technologiemix



Quelle: Fraunhofer ISE 2022 [Link](#)

## Gebiet 1:

- urban & nicht industriell
- hoher Bedarf an Raumwärme
- wenig Prozesswärmebedarf

## Gebiet 2:

- ländlich & nicht industriell
- nur Raumwärmebedarf
- kein Prozesswärmebedarf
- grosses Biogaspotential

## Gebiet 3:

- Städtisch & industriell geprägt
- Raum & Prozesswärmebedarf gleich gross

## Gebiet 4:

- ländlich & industriell
- einzelner industrieller Grossverbraucher
- hoher Prozesswärmebedarf

## Unterschiede zur Schweiz

Der Hochlauf von Wasserstoff in der Schweiz ist anspruchsvoller als in Deutschland, da keine redundante Gasnetzinfrastruktur besteht. Um dennoch H<sub>2</sub> zu verwenden, kann eine Beimischung oder eine Umstellung auf Wasserstoff erfolgen. Es ist nicht davon auszugehen, dass aufgrund der hohen Kosten ein neues Leitungssystem installiert wird. Lediglich die Umrüstung bestehender Leitungen auf den Transport von H<sub>2</sub> könnte eine Chance eröffnen.

Systematische Bottom-up-Analysen in Deutschland zeigen, dass es vielfältige Lösungen für die Wärmeversorgung gibt und die lokalen Gegebenheiten entscheidend sind. Das Potential für die H<sub>2</sub>-Nutzung hängt auch in der Schweiz von lokalen Gegebenheiten ab.

# Glossar

## Elektrolyse

Die Elektrolyse ist ein chemischer Prozess, bei dem durch elektrischen Strom (Elektronenfluss) die Aufspaltung einer chemischen Verbindung – zum Beispiel von Wasser in  $H_2$  und Sauerstoff – stattfindet. Der Strom wird über zwei Elektroden (Anode und Kathode) in eine leitfähige Flüssigkeit (Elektrolyt) geführt. Die Reaktionsprodukte entstehen abhängig von den im Elektrolyten enthaltenen Stoffen an den Elektroden.

## Brennstoffzelle

Brennstoffzellen sind Energiewandler. Die chemische Energie eines Brennstoffes – z.B.  $H_2$  – wird in Elektrizität umgewandelt. Dieser Prozess läuft genau umgekehrt zur Elektrolyse. Aber auch die Brennstoffzelle besteht aus zwei gasdurchlässigen Elektroden sowie einer die Gase trennenden Elektrolytschicht.

## Dampfreformierung

Die Dampfreformierung ist ein industrielles Verfahren zur Produktion von  $H_2$ , bei dem ein kohlenstoffhaltiger Brennstoff – meist Erdgas – mit Wasserdampf reagiert. Aktuell entstehen noch rund 96 % des weltweit hergestellten  $H_2$  auf diese Weise.

## Power-to-X

Bei Power-to-X (P2X) wird Strom genutzt, um Energie in eine für bestimmte Anwendungen nützlichere Form umzuwandeln – zum Beispiel um Gase (Power-to-Gas), Wärme (Power-to-Heat) oder flüssige Energieträger (Power-to-Liquid) herzustellen.

## Grauer $H_2$

Aus fossilen Brennstoffen (vornehmlich Erdgas) gewonnener  $H_2$ . In der Regel wird bei der Herstellung Erdgas unter Hitze in  $H_2$  und  $CO_2$  umgewandelt (Dampfreformierung).

## Blauer $H_2$

Blauer  $H_2$  ist grauer  $H_2$ , bei dessen Erzeugung ein Grossteil des anfallenden  $CO_2$  abgeschieden und gespeichert wird (engl. Carbon Capture and Storage, CCS).

## Türkiser $H_2$

Türkiser  $H_2$  ist  $H_2$ , der über die thermische Spaltung von Methan (Methanpyrolyse) hergestellt wurde. Anstelle von  $CO_2$  entsteht dabei fester Kohlenstoff. Voraussetzungen für die  $CO_2$ -Neutralität des Verfahrens sind die Wärmeversorgung des Hochtemperaturreaktors aus Erneuerbaren Energiequellen sowie die dauerhafte Bindung des Kohlenstoffs.

## Grüner $H_2$

Grüner  $H_2$  wird durch Wasser-Elektrolyse mittels erneuerbarem Strom hergestellt. Unabhängig von der gewählten Elektrolysetechnologie erfolgt die Produktion von  $H_2$   $CO_2$ -arm, da der eingesetzte Strom zu 100 % aus Erneuerbaren Quellen stammt. Das Verfahren wird auch als Power-to-Gas bezeichnet und ist eine der P2X-Technologien.

## Heizwert

Der Heizwert  $H_i$  (inferior; früher unterer Heizwert  $H_u$ ) ist die bei einer Verbrennung maximal nutzbare thermische Energie, bei der es nicht zu einer Kondensation des im Abgas enthaltenen Wasserdampfes kommt, bezogen auf die Menge des eingesetzten Brennstoffs. Der Heizwert von  $H_2$  liegt bei etwa 33.3 kWh/kg bzw. 120 MJ/kg.

## Brennwert

Der Brennwert  $H_s$  bezeichnet die Wärmeenergie, die durch Verbrennung und Kondensation des Wasserdampfes von einem Kilogramm Brennstoff entsteht. Es handelt sich dabei um die chemisch im flüssigen, gasförmigen oder festen Brennstoff enthaltene Energie. Der Brennwert von  $H_2$  liegt bei etwa 39.4 kWh/kg bzw. 142 MJ/kg.

# Impressum

Polynomics AG  
Baslerstrasse 44  
CH-4600 Olten  
[www.polynomics.ch](http://www.polynomics.ch)  
Tel. +41 62 205 15 70



Dr. Heike Worm  
[heike.worm@polynomics.ch](mailto:heike.worm@polynomics.ch)



Dr. Janick Mollet  
[janick.mollet@polynomics.ch](mailto:janick.mollet@polynomics.ch)



Dr. Florian Kuhlmeier  
[florian.kuhlmeier@polynomics.ch](mailto:florian.kuhlmeier@polynomics.ch)

E-Bridge Consulting GmbH  
Baumschulallee 15  
D-53115 Bonn  
[www.e-bridge.de](http://www.e-bridge.de)  
Tel. +49 228 90 90 65 0



Dr. Philipp Heuser  
[pheuser@e-bridge.com](mailto:pheuser@e-bridge.com)



Leona Jovy  
[ljovy@e-bridge.com](mailto:ljovy@e-bridge.com)



Herausgeber  
Verband der Schweizerischen Gasindustrie  
Daniela Decurtins  
Grütlistrasse 44  
8002 Zürich  
<https://gazenergie.ch/de/>  
Tel. +41 44 288 31 31