



STUDIE

Geschäftsmodelle für dezentrale Wasserstoffkonzepte – Zeit zum Nachsteuern

Impressum

Herausgeber:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin

Tel: +49 (0)30 66 777-0

Fax: +49 (0)30 66 777-699

E-Mail: info@dena.de

Internet: www.dena.de

**Autorinnen und Autoren:**

Michael Bakman, dena

Johannes Gramann, dena

Toni Reinholz, dena

Katharina Sailer, dena

Dr. Eva Schmid, dena

Christin Schmidt, dena

Bildnachweis:

© shutterstock/Double Brain

Stand:

5/2023

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Bitte zitieren als:

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2023) „STUDIE: Geschäftsmodelle für dezentrale Wasserstoffkonzepte – Zeit zum Nachsteuern“

Partner der Plattform H2dezentral

Die Deutsche Energie-Agentur (dena) hat im August 2021 mit den hier aufgeführten Unternehmen gemeinsam die Plattform H2dezentral gegründet. Die Plattform wurde im Zeitraum August 2021 bis Februar 2023 von der dena koordiniert und von den Partnerunternehmen im Rahmen einer Standard- bzw. einer Netzwerkpartnerschaft finanziert.¹ Im Rahmen der Plattform H2dezentral wurden regelmäßige Steuerkreissitzungen und Workshops durchgeführt. Die vorliegende Studie wurde von Autorinnen und Autoren der dena erarbeitet. Es wurde im Rahmen der Studiererstellung regelmäßig Feedback der Partner über die Formate der Plattform H2dezentral eingeholt und eingearbeitet.



Die Beteiligungsoption Standardpartner beinhaltet die Vernetzung und den Informationsaustausch mit anderen Projektpartnern, die Teilnahme an den Workshops, Netzwerktreffen und der Abschlusskonferenz, die Abstimmung über Schwerpunktthemen der Plattform, die Teilnahme an den Steuerkreissitzungen sowie die Darstellung als Partner im Rahmen der Projektarbeit.

¹ Die Beiträge für Standardpartner sind nach Unternehmensgröße gestaffelt: Die jährlichen Beiträge für Großunternehmen betragen 12.000 €, kleine und mittelständische Unternehmen (KMU) zahlen 7.000 €, Startups 5.000 € und Verbände/Institute/ Kanzleien 3.000 € pro Jahr. Die Beiträge für Netzwerkpartner belaufen sich auf 5.000 € pro Jahr.

Netzwerkpartner



Die Beteiligungsoption Netzwerkpartner beinhaltet die Vernetzung und den Informationsaustausch mit anderen Netzwerk- und Projektpartnern, die Teilnahme an Workshops, Netzwerktreffen und der Abschlusskonferenz sowie die Darstellung als Partner im Rahmen der Projektarbeit.

Executive Summary

Zur Studie

Die Studie „Geschäftsmodelle für dezentrale Wasserstoffkonzepte – Zeit zum Nachsteuern“ gibt Auskunft über den aktuellen Stand von Technik und Regulierung in diesem Marktsegment. Zudem untersucht sie sieben beispielhafte, dezentrale Wasserstoff-Geschäftsmodelle hinsichtlich aktueller und zukünftiger Wirtschaftlichkeit und zeigt regulatorischen Änderungsbedarf auf.

Die Studie entstand im Rahmen der von der Deutschen Energie-Agentur (dena) 2021 gegründeten und koordinierten Plattform H2dezentral, die von 26 Standard- und Netzwerkpartnern aus der Branche getragen wird.

Unsere Kernbotschaften

Dezentrale Wasserstoffkonzepte sind ein wichtiger Baustein für Klimaneutralität und Versorgungssicherheit, der bislang noch zu wenig beleuchtet ist. Sie zeichnen sich dadurch aus, dass die Erzeugung des Wasserstoffs mittels Elektrolyse räumlich über Deutschland hinweg verteilt ist und die Elektrolyseure mit Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen auf Verteilnetzebene oder mittels eines Direktanschlusses gespeist werden. Dabei findet die Erzeugung und/ oder der Verbrauch im regionalen Umkreis statt.

Bereits heute stehen technologisch zahlreiche ausgereifte Technologien zur dezentralen und lokalen Herstellung, Speicherung, Transport und Nutzung von Wasserstoff zur Verfügung. Allerdings beschränkt sich ihr Einsatz vorerst nur auf enge Marktsegmente oder auf Pilotprojekte. Er kann zukünftig durch positive Skalierungseffekte bei Preis, Verfügbarkeit und Standardisierung von Komponenten und Systemlösungen auf eine breite Basis gestellt werden.

Dezentrale Geschäftsmodelle für Wasserstoff können dazu beitragen, die Energiewende vor Ort voranzutreiben. Dezentrale Wasserstoffkonzepte können regionale Wertschöpfung schaffen und zu Kristallisationspunkten für neue Netzwerke werden, in dem sie Angebot und Nachfrage vor Ort zusammenführen. Wenn dezentrale Wasserstofflösungen die Flexibilität im Gesamtsystem erhöhen, Netzengpässe im Stromsystem reduzieren oder zur saisonalen Speicherung von erneuerbarem Strom beitragen, sind sie aus Sicht der integrierten Energiewende besonders attraktiv.

Die Beschleunigung des Ausbaus der erneuerbaren Energien und eine glaubwürdige, sektorübergreifende und sozialverträgliche CO₂-Bepreisung stellen die Grundlage für einen klimawirksamen und kosteneffizienten Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft dar. Nur dadurch ist gewährleistet, dass ausreichend Strom für die Herstellung von klimaneutralem Wasserstoff zur Verfügung steht. Ein marktbasierendes Instrument stellt sicher, dass die Wettbewerbsfähigkeit von erneuerbaren H₂-Konzepten durch den schrittweisen Preisanstieg fossiler Referenzanwendungen gewährleistet wird.

Damit das volle Potential von dezentralen Wasserstoffkonzepten ausgeschöpft werden kann, ist es notwendig verlässliche Rahmenbedingungen zu schaffen. Die nationale Wasserstoffstrategie sollte entsprechend ausgelegt und der regulatorischen Rahmen an mehreren Stellen angepasst werden:

- Erstens sollte die gleitende Marktprämie der EEG-Innovationsausschreibung (§39o EEG) so gesetzt werden, dass diese auch die Kosten für Stromspeicher mitberücksichtigt.
- Zweitens sollte im Rahmen des Energiewirtschaftsgesetzes (§13 Abs. 6) die Möglichkeit geschaffen werden, dass flexible Elektrolyseure zur kostengünstigen und effizienten Beseitigung von Netzengpässen eingesetzt werden können.
- Drittens sollte das im Energiewirtschaftsgesetz vorgesehene H2-Netzkonzept (§112b) fristgerecht umgesetzt werden, damit rasch klare Regelungen zur Planung, Finanzierung und zum Betrieb des zukünftigen Wasserstoffnetzes vorliegen.
- Viertens sollte - im Einklang mit dem im Trilog zur Revision der RED II gefundenen Kompromiss - eine Mindestquote für sogenannte Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBOs) im Verkehrssektor (mind. 1% bis 2030) eingeführt werden.
- Und fünftens sollten Mechanismen für “nicht-energieintensiv“ eingestufte Branchen entwickelt werden, die diese bei der Umstellung von energieintensiven Prozessschritten auf Wasserstoff unterstützen.

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	5
1 Dezentrale Wasserstoffkonzepte: wichtig für Klimaschutz und Versorgungssicherheit	9
2 Methodik	10
3 Begriffsdefinition: Was sind dezentrale Wasserstoffkonzepte?	12
4 Technologieübersicht	15
Erzeugung	17
4.1 Wasserelektrolyse	17
4.2 Wasserstoff aus Biomasse	18
Transport und Speicherung.....	19
4.3 Beimischung ins Erdgasnetz.....	19
4.4 Wasserstoff-Pipelines	20
4.5 Lkw-Transport.....	23
4.6 Druckspeicher	24
Anwendung.....	25
4.7 Wasserstoff in der Prozesswärme.....	25
4.8 Wasserstoff in der Quartiersanwendung.....	25
5 Regulatorische Rahmenbedingungen	26
Erzeugung	27
5.1 Was ist erneuerbarer Wasserstoff?	27
Transport und Speicherung.....	31
5.2 Innovative Konzepte entsprechend §39o EEG.....	31
5.3 Leitungsgebundener Wasserstofftransport.....	31

Anwendung	34
5.4 Nutzung im Verkehrssektor	34
5.5 Nutzung für Wärme und Kälte	37
5.6 Nutzung in der Industrie	39
6 Förderprogramme	41
6.1 EU-Förderprogramme.....	41
6.2 Staatliche Förderprogramme.....	42
6.3 Länderspezifische Förderprogramme (regional und kommunal)	42
7 Untersuchung von sieben beispielhaften Geschäftsmodellen	45
7.1 Sanierung eines Windparks mit lokaler Wasserstoffproduktion	45
7.2 Wasserstoffbasierte Stromspeicherung entsprechend §39o EEG.....	53
7.3 Bereitstellung von Regelenergie durch flexible Elektrolyse.....	56
7.4 Punkt-zu-Punkt-Transport von Wasserstoff	62
7.5 THG-Quotenanrechnung im Verkehrssektor	70
7.6 Saisonale Wasserstoffspeicherung in Gebäuden.....	76
Saisonale Wasserstoffspeicherung im Quartier.....	76
Saisonale Wasserstoffspeicherung im Eigenheim.....	83
7.7 Wasserstoffbasierte Prozesswärme	90
8 Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse	96
9 Handlungsempfehlungen.....	99
Abbildungsverzeichnis.....	102
Tabellenverzeichnis	104
Abkürzungsverzeichnis	106
Literaturverzeichnis	108

1 Dezentrale Wasserstoffkonzepte: wichtig für Klimaschutz und Versorgungssicherheit

Um das Ziel der Klimaneutralität 2045 zu erreichen wird Wasserstoff aus erneuerbaren Energien zunehmend fossile Energieträger in Prozessen und Anwendungen für die eine Elektrifizierung keine Option darstellt ersetzen. Mit der europäischen Wasserstoffstrategie und der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) sollen Wasserstofftechnologien als Kernelemente der Energiewende etabliert werden. Die Nachfrage nach klimaneutralem Wasserstoff in Deutschland wird daher zukünftig stark ansteigen.

Im Fokus der Fachdiskussion zur Deckung der Nachfrage nach klimaneutralem Wasserstoff stehen bislang vorrangig Importe und große Erzeugungsanlagen im Bereich von mehreren Mega- oder Gigawatt installierter Leistung an wenigen Standorten sowie große Abnehmer wie z.B. die Stahlindustrie. Die Potenziale der räumlich verteilten Erzeugung, Speicherung und Verwendung von erneuerbarem Wasserstoff innerhalb Deutschlands werden in der aktuellen Diskussion nur wenig beleuchtet. Dezentrale Konzepte für Erzeugung, Speicherung, Transport und Nutzung von Wasserstoff (im Folgenden als dezentrale Wasserstoffkonzepte benannt) können jedoch zur Erreichung der energiepolitischen Ziele Deutschlands beitragen.

- Dezentrale Wasserstoffkonzepte stellen durch ihren modularen Charakter eine wichtige Option zur Erreichung von Klimaneutralitätszielen für kleine und mittlere Unternehmen dar.
- Dezentrale Wasserstoffkonzepte sind eine wichtige Option zur Erreichung von Klimaneutralitätszielen für die produzierende Industrie abseits von Häfen und bereits geplanten H₂-Pipeline-Korridoren
- Lokale Wasserstoffkonzepte können vor Ort in besonders energieeffiziente Wertschöpfungsketten eingebunden werden, z.B. durch die Nutzung der Abwärme des Elektrolyseprozesses.
- Wasserstoff kann, wenn die Rahmenbedingungen entsprechend gesetzt sind, systemdienlich für den Stromsektor eingesetzt werden.
- Dezentrale Wasserstoffkonzepte ermöglichen auch die Teilhabe von Akteuren mit eher kleinskaligen Projekten am Markt, z.B. kann ein Zusammenschluss zu einem virtuellen Kraftwerk erfolgen.
- Die dezentrale Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff kann einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

Diese Studie beleuchtet die Möglichkeiten von dezentralen Wasserstoffkonzepten in Deutschland. Sie liefert einen Überblick über die für dezentrale Wasserstoffkonzepte relevanten Technologien und den aktuellen Stand der regulatorischen Rahmenbedingungen. Auf dieser Basis werden sieben beispielhafte Geschäftsmodelle für dezentrale Wasserstoffkonzepte beschrieben und untersucht: (1) Sanierung eines Windparks mit lokaler Wasserstoffproduktion, (2) Wasserstoffbasierte Stromspeicherung entsprechend §39o EEG, (3) Bereitstellung von Regelenergie durch flexible Elektrolyse, (4) Punkt-zu-Punkt-Transport von Wasserstoff, (5) THG-Quotenanrechnung im Verkehrssektor, (6) saisonale Wasserstoffspeicherung im Quartier sowie im Eigenheim, und (7) wasserstoffbasierte Prozesswärme.

2 Methodik

Um die Möglichkeiten von dezentralen Wasserstoffkonzepten praxisnah beleuchten zu können, gründete die Deutsche Energie-Agentur (dena) im August 2021 mit den eingangs gelisteten Praxispartnern die Plattform H2dezentral. Im Rahmen dieser von den Unternehmen finanzierten und der dena koordinierten Plattform entstand die vorliegende Studie.

Abbildung 1 stellt die Vorgehensweise der Studie dar. Im **ersten Schritt** wurde ein gemeinsames Verständnis für den Begriff „dezentrale Wasserstoffkonzepte“ erarbeitet. Auf Grundlage einer Literaturrecherche erfolgte im September/Oktober 2021 eine digitale Umfrage unter den Teilnehmenden der Plattform H2dezentral. Die auf dieser Basis erfolgte Begriffsdefinition wurde in der ersten Steuerkreissitzung im Oktober 2021 sowie in zwei Workshops im Dezember 2021 und April 2022 besprochen und validiert.

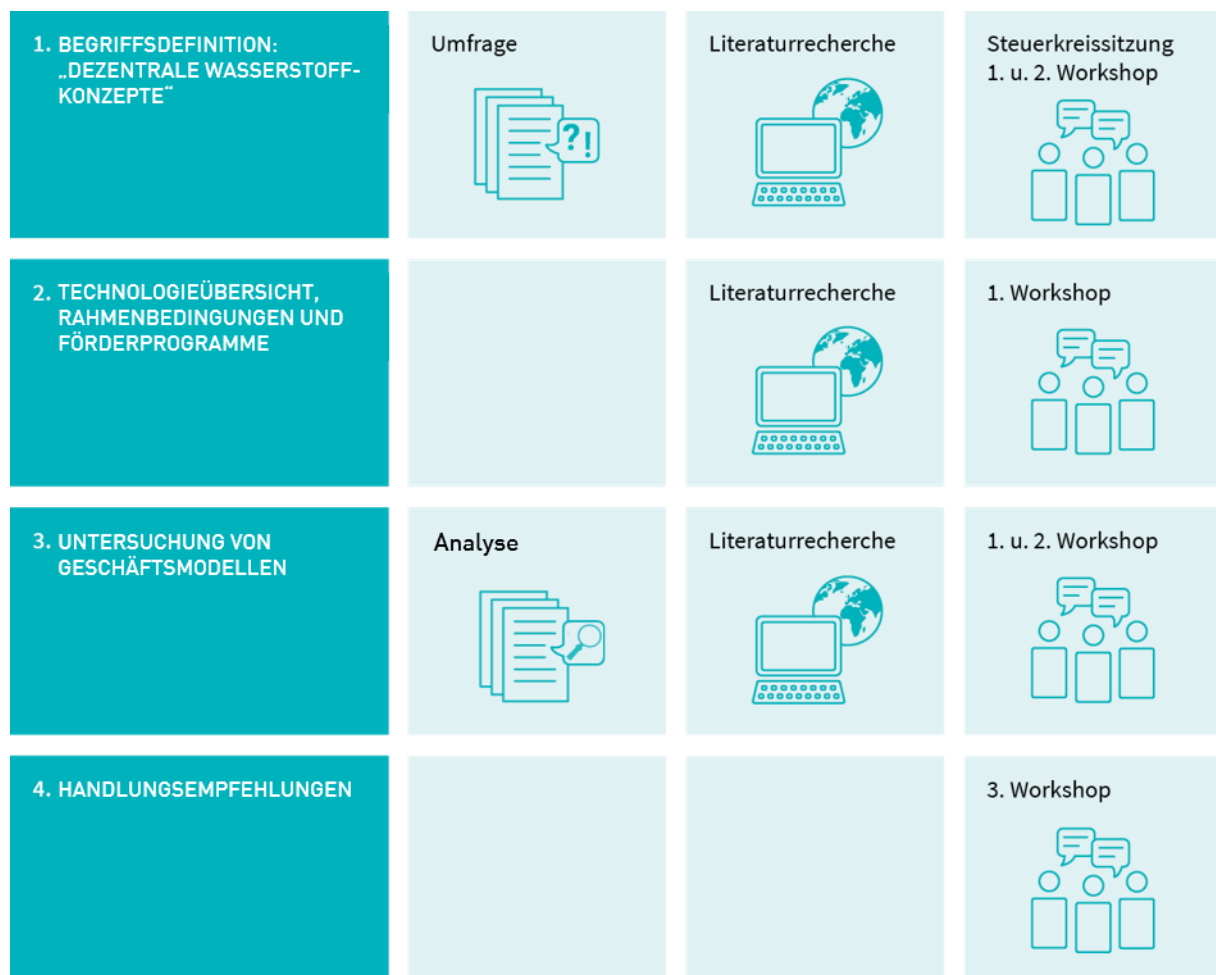


Abbildung 1: Methodische Vorgehensweise der vorliegenden Studie, die in Kooperation mit den Praxispartnern der Plattform H2dezentral entwickelt wurde.

Im **zweiten Schritt** wurden basierend auf einer Literaturrecherche die für dezentrale Wasserstoffkonzepte relevanten Technologien im den Bereichen Erzeugung, Transport, Speicherung und Anwendung identifiziert. Im bereits genannten ersten Workshop wurden gemeinsam mit den Teilnehmenden diejenigen Technologien ausgewählt und besprochen, die im Rahmen der Studie Berücksichtigung finden sollen. Alle Teilnehmenden hatten die Möglichkeit die größten Hindernisse der Technologien aus ihrer Sicht zu benennen. Außerdem wurden auf Basis einer Literaturrecherche alle relevanten regulatorischen Rahmenbedingungen für die Anwendung dieser Technologien zusammengestellt (z. B. EEG-Innovationsausschreibung, Repowering laut RED II delegierten Rechtsakts zu Art. 27, etc.).

Im **dritten Schritt** wurde zunächst auf dieser Basis unterschiedliche beispielhafte Geschäftsmodelle für dezentrale Wasserstoffkonzepte beschrieben. Der Fokus lag auf Technologien, die sich in der Demonstrationsphase oder bereits der Kommerzialisierung befinden (das entspricht einem Technology Readiness Level >6). Ein Geschäftsmodell wird durch die verschiedenen Komponenten eines leicht abgeänderten Business Model Canvas (BMC) definiert, siehe Abbildung 2. Im Vorgehen orientiert sich die darauffolgende Analyse der Geschäftsmodelle an der jeweiligen inhärenten Logik und unterscheidet sich dementsprechend. Es wird in jedem Fall die Perspektive einer betriebswirtschaftlichen Berechnung eingenommen und es werden geeignete wirtschaftliche Kenngrößen ausgewiesen.

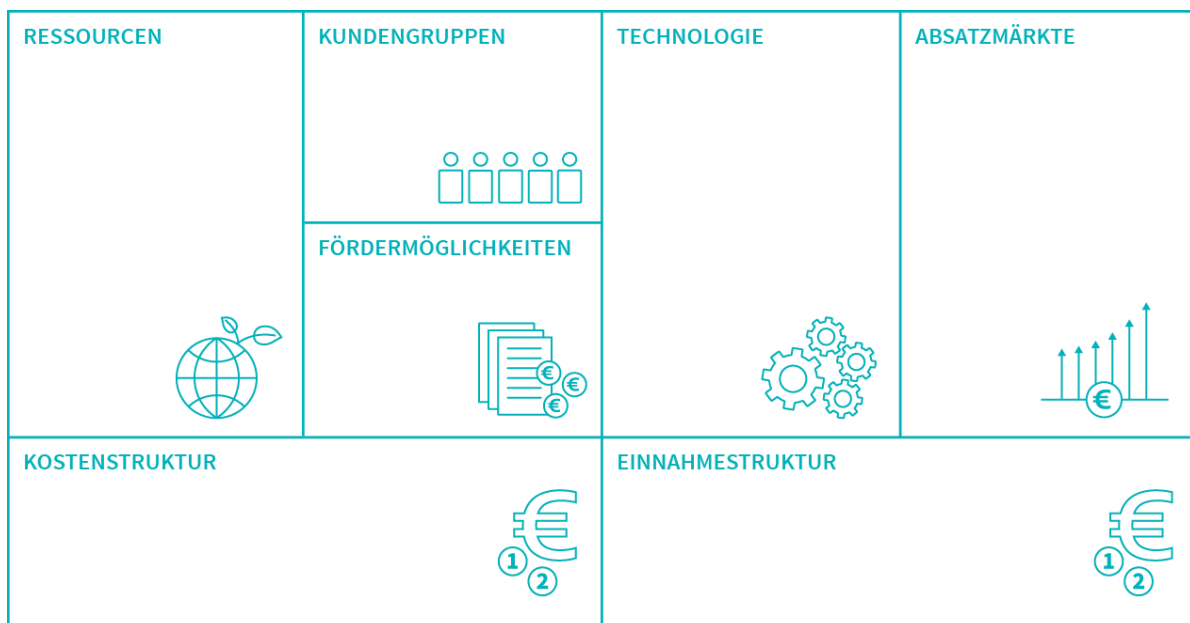


Abbildung 2: Adaptiertes Business Model Canvas (BMC) zur Beschreibung der Geschäftsmodelle.

Im **vierten Schritt** wurden regulatorische Handlungsempfehlungen für dezentrale Wasserstoffkonzepte von der Untersuchung abgeleitet und anschließend durch die Partner der Plattform H2dezentral im Rahmen eines dritten Workshops im September 2022 sowie eines Termins im Januar 2023 diskutiert und ergänzt.

3 Begriffsdefinition: Was sind dezentrale Wasserstoffkonzepte?

Der Begriff der Dezentralität ist unscharf. In der Vergangenheit wurden bereits einige Bestrebungen unternommen, sich dem Begriff „Dezentralität“ anzunähern (Agora Energiewende 2017; Alanne und Saari 2006; Öko-Institut 2018; Prince-Richard et al. 2005; Schmid et al. 2015). Das Öko-Institut (Öko-Institut 2018) hat eine systematische Aufteilung von unterschiedlichen Bewertungsaspekten für die Einordnung in zentrale und dezentrale Energiesysteme vorgenommen. Die Dimensionen, die identifiziert wurden, sind die technische, räumliche sowie die Integrations- und Koordinationsdimension (siehe Abbildung 3).

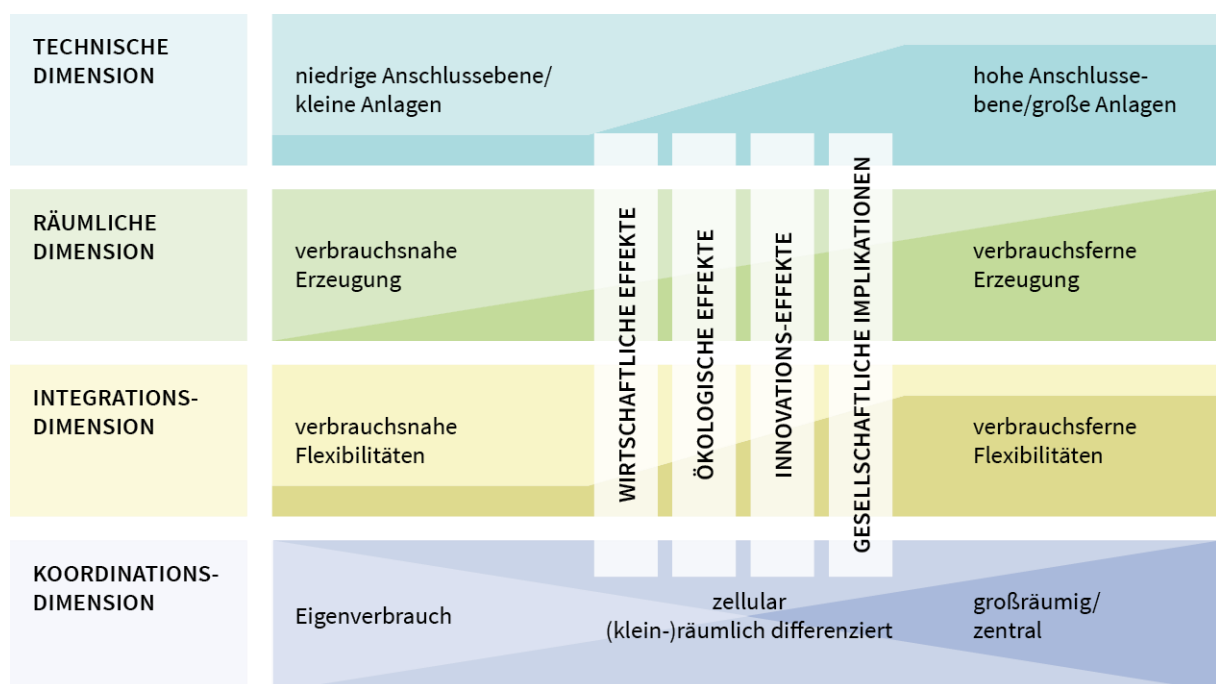


Abbildung 3: Die unterschiedlichen Dimensionen und Bewertungsaspekte für die Einordnung in zentrale oder dezentrale Facetten von Energiesystemen (Öko-Institut 2018).

Diese Studie fokussiert sich auf die räumliche Dimension. Der Begriff dezentrale Wasserstoffkonzepte wird über die räumliche Verteilung der Erzeugungsanlagen und die räumliche Nähe zwischen Erzeugung und Verbrauch definiert, siehe Abbildung 4. Dezentrale Wasserstoffkonzepte beinhalten die modulare Erzeugung, Speicherung und Anwendung von Wasserstoff, die auf Deutschland gesehen räumlich verteilt ist. Sie finden auf der Ebene des Verteilnetzes statt. Die räumliche Nähe kann sich entweder auf den regionalen Strombezug für die Wasserstoffherstellung beziehen oder auf die regionale Nutzung des Wasserstoffs, siehe Abbildung 5. Regionaler Strombezug impliziert, dass Stromerzeugungsanlage und Elektrolyseur sich entweder in der gleichen Region befinden müssen oder ohne Anschluss ans öffentliche Stromnetz arbeiten.

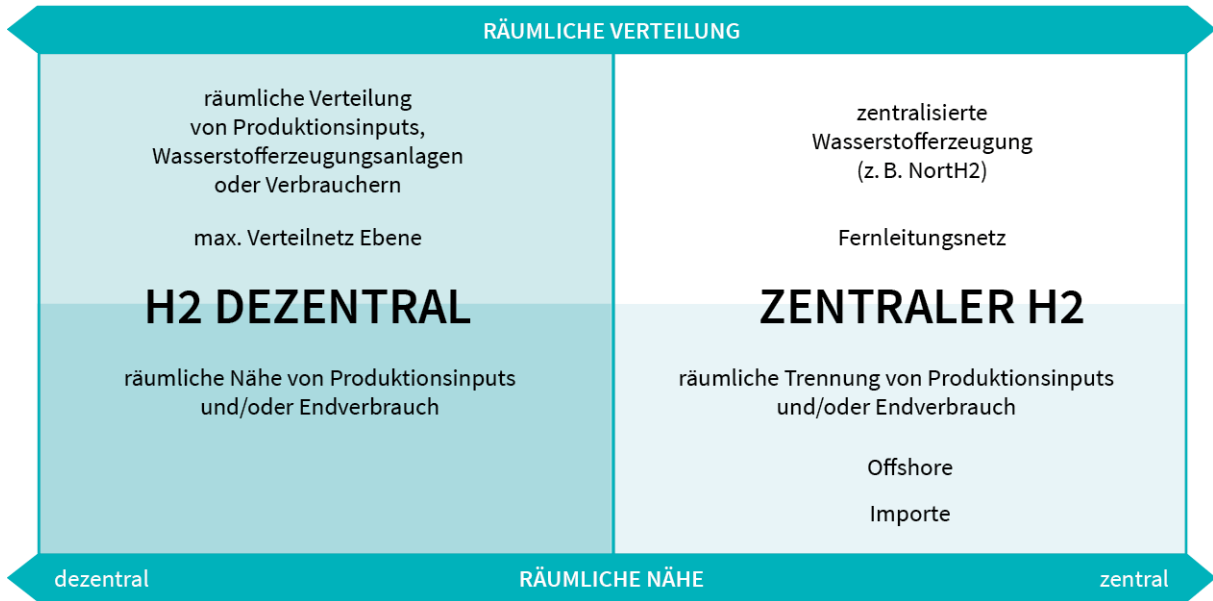


Abbildung 4: Abgrenzung von zentralem und dezentralem Wasserstoff.

Regionale Nutzung bedeutet, dass die räumliche Nähe von Erzeuger und Verbraucher gegeben sein muss (vgl. Abbildung 5). Die Leistungsfähigkeit der Erzeugungsanlage ist in der Regel nur auf die Deckung des Wasserstoffbedarfs der sich in der näheren Umgebung befindenden Verbraucher ausgelegt. Ein weiterer H₂-Netztransport ist in der Regel nicht notwendig. Der Wasserstoff kann jedoch auch durch eigene kleinere Netze bzw. Punkt-zu-Punkt Verbindungen transportiert werden, in denen ein Reinheitsgrad von über 99 % vorliegt. Diese Wasserstoffnetze wären mit den bereits vorhandenen Wasserstoffpipelines im Ruhrgebiet und dem Mitteldeutschen Chemiedreieck vergleichbar (Ffe 2019).

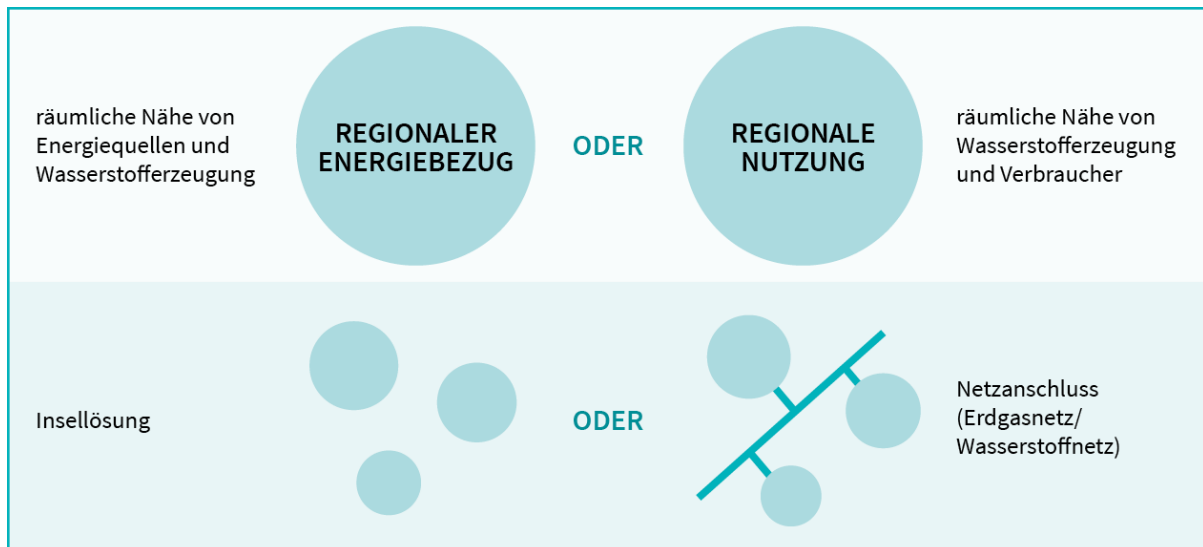


Abbildung 5: Begriffsdefinition „dezentrale Wasserstoffherzeugung und -nutzung“.

Für die weitere Begriffsdefinition wurde außerdem im Rahmen eines Workshops im Dezember 2021 eine Umfrage im Partnerkreis der Plattform H2dezentral durchgeführt. Knapp vier Fünftel der Befragten erachten die Unternehmensform/-struktur für den Begriff der Dezentralität als nicht relevant. Die Hälfte der Teilnehmenden hält die Anlagengröße für ausschlaggebend für den Begriff der Dezentralität, seine Abbildung 6. In der Literatur wird der Begriff der Dezentralität jedoch durchaus zu Teilen an die Größe der entsprechenden Einheit gekoppelt. Beispielsweise fokussieren Prince-Richard et al. (2005) sich in einer Analyse der dezentralen Elektrolyse für den Verkehr auf kleine Einheiten, die an Tankstellen Wasserstoff herstellen. Alanne & Saari (2006) definieren kleine Energieumwandlungseinheiten (< 200 kWe) als „regionale und verteilte Energiesysteme“, wenn sie am selben Ort wie die Energieverbrauchsstelle platziert werden und von einer kleinen Anzahl an Personen genutzt werden.

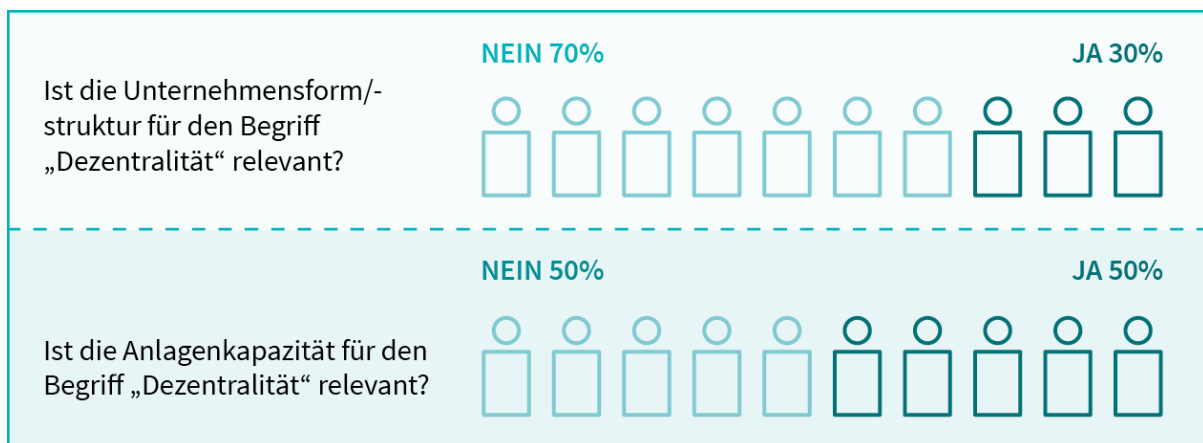


Abbildung 6: Umfrageergebnisse zur Begriffsdefinition „dezentrale Wasserstoffkonzepte“ im Partnerkreis der H2dezentral-Plattform.

4 Technologieübersicht

Die Technologien zur Herstellung, Speicherung, Transport und Nutzung von Wasserstoff sind vielfältig. Einige der Technologien sind seit Jahren etabliert, andere befinden sich noch im Entwicklungsstadium. Dieses Kapitel soll einen Überblick über die verschiedenen Technologien zur Wasserstoffherzeugung und eine kurze Einschätzung zu deren Entwicklungsstand liefern. Für Letzteres wird die Angabe des Technology Readiness Levels (TRL) verwendet. Wie diese Kennzahl ermittelt wird, zeigt Tabelle 1.

Tabelle 1: Definition des Technology Readiness Levels (NASA 2012)

Definition des Technology Readiness Levels (TRL)	
Grundlagenforschung	
TRL 1	Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potenzielle Anwendungen denkbar
Entwicklungsphase	
TRL 2	Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung
TRL 3	Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie
TRL 4	Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor
Demonstrationsphase	
TRL 5	Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung
TRL 6	Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung
TRL 7	Prototypentest in Betriebsumgebung
TRL 8	Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung
Kommerzialisierung	
TRL 9	Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz

Die Entwicklung von Wasserstofftechnologien ist in den letzten Jahren sehr schnell vorangeschritten, weshalb es sogar in aktuellen Studien Diskrepanzen in der Bewertung von TRLs gibt. Häufig sind kleine Leistungsklassen bereits kommerziell erhältlich, jedoch steckt bei größeren Leistungen die Technologie noch in der Demonstrationsphase. Abbildung 7 zeigt eine Einordnung des Entwicklungsstands der in dieser Studie betrachteten Wasserstofftechnologien anhand des TRLs. Der Betrachtungsfokus dieser Studie liegt bei Technologien mit TRL > 6. Die große Bandbreite des TRL von Wasserstoff aus Biomasse ist durch die Vielfalt der verschiedenen biobasierten Einsatzstoffe und der entsprechend verschiedenen Verfahren zu begründen, bei denen manche bereits im kommerziellen Betrieb sind und für anderen noch erheblicher F&E-Bedarf besteht.

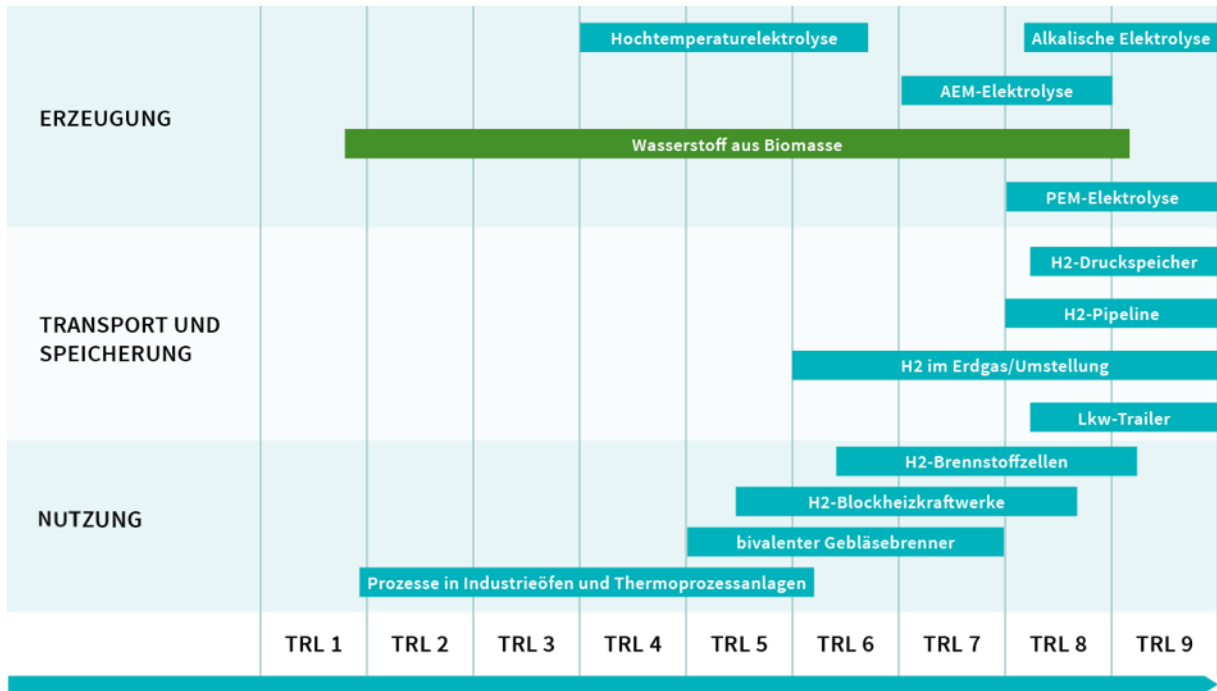


Abbildung 7: Technology Readiness Level entsprechend des Betrachtungsrahmen der Studie.

Insgesamt ist festzuhalten, dass die Basistechnologien für eine Wasserstoffwirtschaft bereitstehen und dem Markt verfügbar sind. Viele Industriebetriebe stellen seit Jahrzehnten Produkte für den Wasserstoffbereich her, derzeit noch fast ausschließlich aus fossilen Rohstoffen. Die Erzeugung von Wasserstoff muss nun nachhaltig und klimaneutral gestaltet werden. Dafür gilt es, sie an neue Anforderungen anzupassen und Optimierungspotenziale auszuschöpfen. Im Bereich der Anwendung unterscheidet sich das TRL stark. Dies hängt insbesondere mit der Vielzahl unterschiedlicher Anforderungen an den Einsatz von Wasserstoff in diesem Bereich ab. Im Folgenden werden die verschiedenen Technologien für dezentrale Wasserstoffkonzepte erläutert.

Erzeugung

4.1 Wasserelektrolyse

Die Wasserelektrolyse ist ein Verfahren zur Aufspaltung von Wasser in die Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff durch elektrische Energie. Für die dezentrale Anwendung werden hauptsächlich die Niedertemperaturverfahren eingesetzt. Dazu gehören die alkalische Elektrolyse (AEL), die Protonenaustauschmembran- (PEM) und die Anionenaustauschmembran-Elektrolyse (AEM). In Ausnahmefällen kann auch die Hochtemperaturelektrolyse (SOEC) eingesetzt werden, hier wird das Wasser dampfförmig eingespeist (vgl. Tabelle 2). Wird der Wasserdampf aus Abwärme gewonnen, kann der Systemwirkungsgrad deutlich gesteigert werden. Bei der Beschaffung der elektrischen Energie ist darauf zu achten, dass diese nur aus erneuerbaren Energien stammt, andernfalls kann der produzierte Wasserstoff nicht als grüner Wasserstoff bezeichnet werden.

Bisher war die alkalische Elektrolyse das dominierende Verfahren am Markt, besonders im hohen Megawattbereich gibt es derzeit nur alkalische Elektrolyseure. Doch die schnellen Weiterentwicklungen in der PEM-Technologie haben dafür gesorgt, dass in den meisten geplanten Projekten mittlerweile PEM-Elektrolyseure zum Einsatz kommen. Das liegt zum einen an etwas höheren Wirkungsgraden und zum anderen an der größeren Flexibilität. Dies sind ausschlaggebende Argumente, da der Strommarkt und seine Teilnehmenden auf die stärkeren Fluktuationen der Erneuerbaren Energien reagieren müssen. Ein weiteres Verfahren ist die AEM-Elektrolysetechnologie, die durch Enapter derzeit optimiert und weiterentwickelt wird. Bei dieser Technologie werden die lange Lebensdauer und die günstige Herstellung der alkalischen Elektrolyse mit der Flexibilität und dem Wirkungsgrad der PEM-Elektrolyse verknüpft.

Tabelle 2: Überblick technischer und betriebswirtschaftlicher Kennzahlen ausgewählter Elektrolyseurtechnologien (Datenangaben basieren auf Brinner et al. 2018; Enapter 2022; Goldman-Sachs 2022; The Oxford Institute for Energy Studies 2022; Fraunhofer ISE 2021a)

	A EL	PEM EL	AEM EL	SO EL
Elektrischer Systemwirkungsgrad (BoP) (%)	52 – 70 %	55 – 75 %	55 – 75 %	74 – 85 %
Betriebstemperatur (°C)	60 – 80 °C	50 – 80 °C	50 – 60 °C	700 – 1.000 °C
Maximaler Betriebsdruck (bar)	1 – 30 bar	1 – 50 bar	35 bar	1 bar
Minimale Teillastfähigkeit (%)	20 – 40 %	~ 10 %	~ 1 %	k. A.
Lebensdauer des Stacks (h)	< 90.000 h	< 60.000 h	> 35.000 h	3.500 h
Spez. Investitionskosten bei 1 MW-Systemgröße (BoP) (€/kW)	1.000 – 1.200 €/kW	1.500 – 2.300 €/kW	900 – 1.100 €/kW	2.500 €/kW

4.2 Wasserstoff aus Biomasse

Wasserstoff kann ebenfalls aus biogenen Rohstoffen hergestellt werden. Dabei gilt es, auf die eingesetzte Biomasse zu achten, da diese ein entscheidender ökologischer Faktor bei der Wasserstoffherstellung ist. Generell sind Abfall- und Reststoffe gegenüber Anbaubiomassen zu bevorzugen. Es wird in **thermochemische und biotechnische Verfahren** zur Erzeugung von Wasserstoff aus Biomasse unterschieden. Allerdings weisen derzeit nur die thermochemischen Verfahren ein TRL > 6 auf.

Die **Biogasdampfreformierung** zählt derzeit zu den Technologien mit dem höchsten TRL von 6 bis 8. Anstatt das Biogas in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) zu verstromen oder als Biomethan ins Erdgasnetz einzuspeisen, wird es einem Dampfreformer zugeführt, der durch die Reaktion mit Wasserdampf den Hauptbestandteil des Biogases (Methan) in Wasserstoff und Kohlendioxid reformiert. Anschließend kann der Wasserstoffanteil des Produktgases durch eine Wassergas-Shift-Reaktion gesteigert werden. Die Gasmischung durchläuft anschließend eine Reinigung und eine Gastrennung, bei der die Kohlendioxid- und Kohlenmonoxidanteile abgetrennt werden. Dieses Verfahren kann Sinn ergeben, wenn Wasserstoff in reiner Form benötigt wird, eine Biogasanlage in direkter Nähe ist und die weiteren Investitionen für den Reformer tragbar sind. Es ist dabei stets abzuschätzen, ob die direkte Nutzung des Biogases/Biomethans zur Energieerzeugung effizienter ist als die zusätzliche Umwandlung in Wasserstoff.

Bei der **Methanplasmalyse** (TRL 6 – 8) wird unter Einsatz von elektrischen Plasmaflammen bei Temperaturen bis zu 2.000 °C oder mittels eines nicht thermischen Plasmas Methan in die Produkte Wasserstoff und fester Kohlenstoff gespalten. So entstehen aus 4 kg Methan und 10 kWh Strom 1 kg Wasserstoff und 3 kg elementarer Kohlenstoff. Nach Angaben von Graforce benötigt die Herstellung von Wasserstoff durch Plasmalyse im Vergleich zum klassischen Elektrolyseverfahren wesentlich weniger Energie, sodass die Herstellungskosten bei der Plasmalyse lediglich bei 1,5 bis 3 €/kg Wasserstoff liegen (Graforce 2022).

Bei der **thermochemischen Vergasung** (TRL 5 – 7) wird die holzige Biomasse zunächst getrocknet und anschließend vergast, was einer Verbrennung mit unzureichend Sauerstoff nahekommt. Die Biomasse zersetzt sich dabei in Wasserstoff, Kohlendioxid, Kohlenmonoxid und Restkoks. Die Gasmischung, auch als Synthesegas bezeichnet, kann einer Gasreinigung und -trennung unterzogen werden, um reinen Wasserstoff als Produkt zu gewinnen. Eine andere Möglichkeit besteht darin, das Synthesegas direkt weiterzuverwenden, um daraus langkettige energiereiche Kohlenwasserstoffe herzustellen, bspw. über die Fischer-Tropsch-Synthese. Diese können dann als E-Fuels im Verkehrssektor direkt fossile Kraftstoffe ersetzen.

Die thermochemischen Verfahren **hydrothermale Vergasung** (TRL 4 – 5) und **Methanpyrolyse** (TRL 3 – 4) sind der Vollständigkeit halber erwähnt, aber werden im Folgenden nicht näher betrachtet. Die hydrothermale Vergasung bezeichnet die Vergasung in überkritischem Wasser ($T > 374\text{ °C}$, $p > 221\text{ bar}$). Da Wasser als Reaktionsmedium verwendet wird, können auch sehr feuchte Einsatzstoffe (Trockensubstanzgehalt unter 20 %) eingesetzt werden. Anders als bei der thermochemischen Vergasung enthält das Produktgas nur einen niedrigen Teergehalt und ist üblicherweise frei von Koks. In der Methanpyrolyse wird Methan bei hohen Temperaturen (bei nicht-katalytischer Methanpyrolyse $> 1.200\text{ °C}$) in die Produkte Wasserstoff und festen Kohlenstoff gespalten. Je nach benötigter Wasserstoffqualität wird eine anschließende Gasaufbereitung (z. B. Druckwechseladsorption) empfohlen. Da im Prozess kein CO_2 produziert wird, ließen sich durch die Pyrolyse von Biomethan aus Biogasanlagen negative CO_2 -Emissionen erzielen. Die Planung und Errichtung von Test- bzw. Pilotanlagen befindet sich bisher jedoch noch auf Basis von Erdgas.

Biotechnische Prozesse zur Biowasserstoffherstellung wie Dunkelfermentation, Biophotolyse Dunkel-Photosynthese und mikrobielle Elektrosynthese haben ein TRL von 2-5 und werden daher hier nicht weiter im Detail beschrieben.

Transport und Speicherung

Der Transport von Wasserstoff kann mittels verschiedener Transportmittel und -medien realisiert werden. Die naheliegendste Option für einen kontinuierlichen Transport großer Mengen Wasserstoff über mittlere bis große Distanzen ist der leitungsgebundene Transport. Neben einem Neubau von reinen Wasserstoffpipelines können zukünftig bestehende Erdgasleitungen für den Transport von Wasserstoff umgewidmet werden. Auch auf lokaler Ebene kann somit die vorhandene Infrastruktur der Erdgasverteilnetze für Wasserstoff oder Erdgas-Wasserstoff-Gemische weiterverwendet werden (Nationaler Wasserstoffrat 2021). Zusätzlich, zum leitungsgebundenen Transport, besteht die Möglichkeit des Lkw-Transports in gasförmiger oder flüssiger Form.

4.3 Beimischung ins Erdgasnetz

Die Beimischung von Wasserstoff in das bestehende Gasnetz ist derzeit bis zu einem Anteil von 5 – 10 % ohne Umbaumaßnahmen möglich. Bei höheren Anteilen müssen die Gasnetzbetreiber die örtlichen Gegebenheiten überprüfen. In einem Pilotprojekt im Jerichower Land in Sachsen-Anhalt konnte Avacon zusammen mit dem DVGW in einem Netzabschnitt erstmals bis zu 20 % Wasserstoff in das bestehende Erdgasverteilnetz einspeisen. Nach geeigneter Umrüstung kann das Gasnetz auch mit 100 % Wasserstoff betrieben werden. Gleiches gilt für Endgeräte, die auf die Verwendung von Wasserstoff angepasst werden müssen. Derzeit wird in mehreren Projekten die Wasserstofftauglichkeit des Erdgasnetzes untersucht, so z. B. bei der „Öhringer Wasserstoff-Insel“. Hier wird ein Areal von mehreren Straßen in der Stadt Öhringen als Inselgebiet erklärt und dem vorhandenen Gasnetz nach und nach Wasserstoff zugefügt, bis schließlich 30 % Wasserstoff und 70 % Erdgas/Methan durch die Leitungen fließt. Das Projekt soll zeigen, dass das Erdgasnetz schon heute für den Betrieb mit Wasserstoff geeignet ist und dass die Sicherheitsansprüche an die Leitungstechnik weiterhin gewährleistet werden können.

Zu beachten ist jedoch, dass eine Beimischung von 20 Vol.-% Wasserstoff aufgrund der geringeren volumenbezogenen Energiedichte (0,003 kWh/l H₂) eine relativ geringe CO₂-Reduktion zur Folge hat. In dieser Beimischung erreicht Wasserstoff nur 7 – 8 % der Energie im Gasgemisch (IEA 2019b). Das bedeutet, dass zur Versorgung der Gasverbrauchenden mit gleicher Energiemenge ein größeres Gasvolumen notwendig sein wird. Nur dann ist eine vollständige Versorgungssicherheit gegeben. Schwankungen in der Gasbeschaffenheit können außerdem Probleme in einigen Industrieprozessen, wie bspw. der Keramik- und Glasindustrie, hervorrufen und Messungenauigkeiten bei Gaszählern verursachen. Trotz der genannten Aspekte ist das vorhandene Erdgasverteilnetz ein bedeutsames Infrastruktur-Asset, das ohne große Umbaumaßnahmen für Wasserstoff genutzt werden kann. Auch zur Umwidmung auf 100 % Wasserstoff laufen derzeit mehrere Projekte.

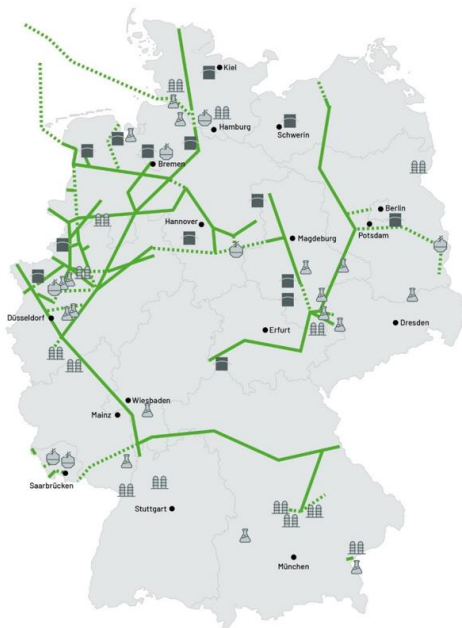
4.4 Wasserstoff-Pipelines

Bereits heute gibt es reine Wasserstoffpipelines in kleinerem Umfang. Sie finden hauptsächlich in der (petro-)chemischen und Düngemittelindustrie lokal oder regional Anwendung (Hydrogen Tools 2016).

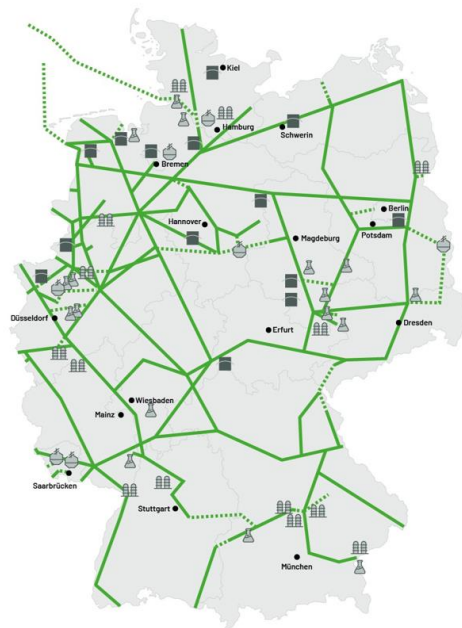
Als Inselnetze werden örtlich begrenzte Gas- oder Stromnetze bezeichnet, die nicht an das öffentliche Versorgungsnetz angeschlossen sind. Diese Netze unterliegen nicht den Vorschriften der Gas- oder Stromnetzbetreiber und werden daher oft zur Liefererfüllung bilateraler Verträge, für Forschungsvorhaben oder andere Zwecke genutzt. Dazu zählt bspw. auch eine direkte Verbindung von Wasserstoffherzeugenden zu Tankstellen. Einen anderen Ansatz verfolgt z.B. das Projekt „Westküste 100“ mit Beteiligung der OGE GmbH. Hier soll ein reines Wasserstoffnetz entstehen, das einen 30-MW-Elektrolyseur mit Abnehmern aus Industrie, einer Tankstelle und Endkundinnen und -kunden in einem benachbarten Stadtwerke-Netz verbindet.

Zukünftig soll in Deutschland ein überregionales Wasserstoffnetz ausgebaut werden. Ein Vorschlag der FNB Gas ist in Abbildung 8 dargestellt. Bis zum Jahr 2050 besteht das Ziel, eine Länge von 13.300 km zu erreichen, wobei über 80 % (11.000 km) der Leitungskilometer aus umgewidmeten Erdgasleitungen bestehen sollen. So kann eine Energiemenge von 504 TWh (Heizwert) bei einer Spitzenabnahme von ca. 110 GWh/h Wasserstoff bereitgestellt werden. Der Ausbau und die Umwidmung von Fernleitungen sollen dabei mit dem Aufbau eines sogenannten „Hydrogen Backbones“ im Nordwesten Deutschlands beginnen, da dort die wirtschaftlichen und infrastrukturellen Gegebenheiten sehr gut sind und das Potenzial zur Produktion von EE-Strom für die Elektrolyse hoch ist. Darüber hinaus sollen ab 2025 auch erste Leitungsabschnitte im Süden Deutschlands auf Wasserstoff umgestellt werden. Bis 2030 ist so ein zusammenhängendes Netz bis in den Südosten Deutschlands zu entwickeln (siehe Abbildung 8). Die geplanten Leitungen verbinden dabei Regionen mit hohem Aufkommen erneuerbarer Energien zur Wasserstoffherzeugung und wichtige Wasserstoffgroßverbrauchende (Raffinerien, Stahlproduktion und chemische Industrie). Außerdem befinden sich in Reichweite des Wasserstoffnetzes vom Kohleausstieg betroffene Regionen, bereits bestehende Wasserstoffnetze, der Großteil des deutschen Fahrzeugbestands sowie ein Teil des nicht elektrifizierten Schienenverkehrs, Kavernenspeicherstandorte für die potenzielle Nutzung als Wasserstoffspeicher und große Ballungsräume, in denen Wasserstoff durch regionale Verteilnetze im Wärmesektor eingesetzt werden kann.

H₂-Netz 2030



H₂-Netz 2050

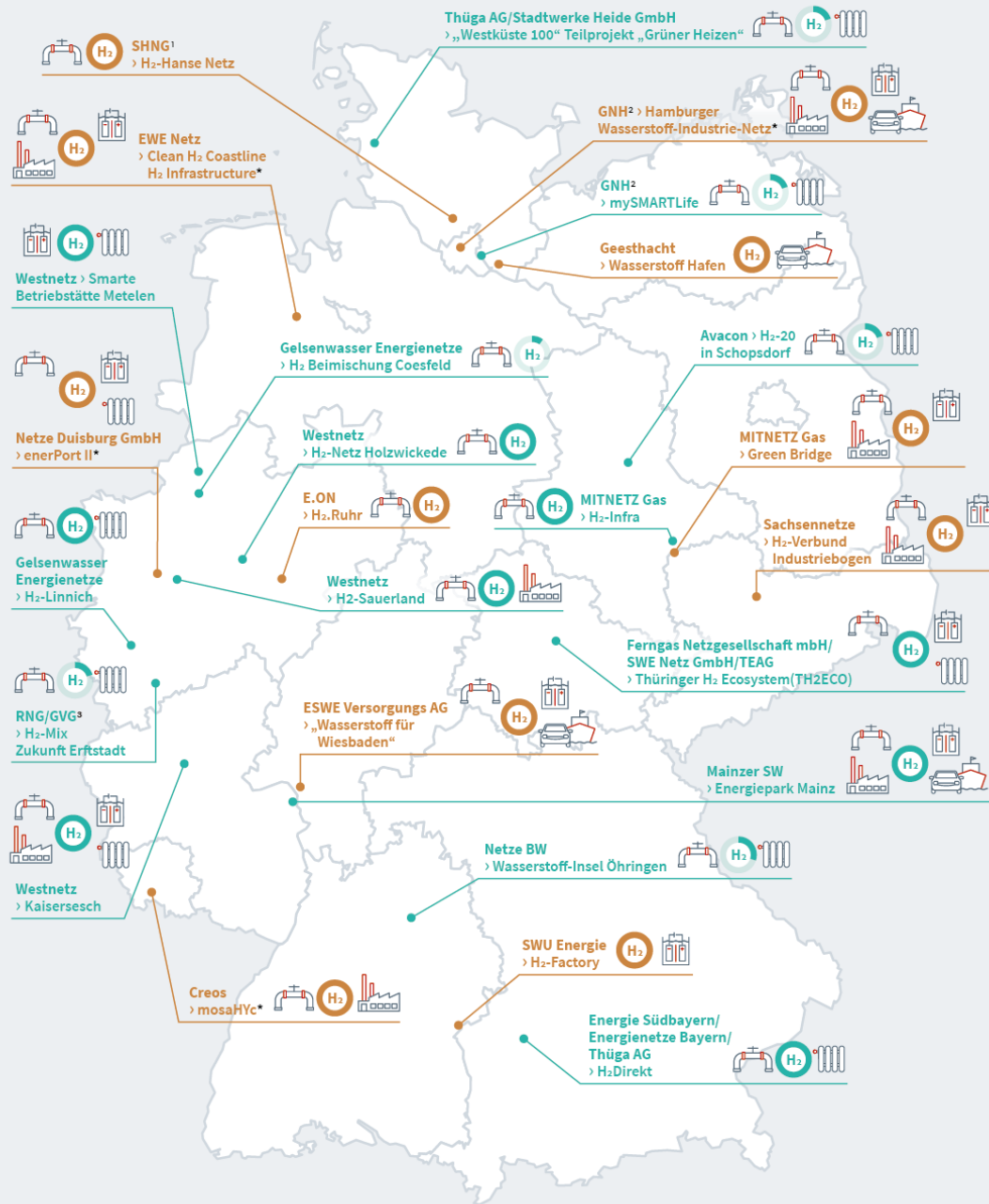


Verbrauchsschwerpunkte	Speicherung	Wasserstoffnetz
Raffinerien	Kavernenspeicher	Umstellung
Chemie		Neubau
Stahlindustrie		

Abbildung 8: Visionäres Wasserstoffnetz H₂-Transport (FNB Gas 2021).

Auch auf Verteilnetzebene wurde im März 2022 mit dem Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP) ein Planungsprozess zur Transformation des Verteilnetzes zur Umrüstung auf Wasserstoff gestartet. Dieser Planungsprozess erfolgte im Rahmen der H₂vorOrt-Initiative des DVWG in Zusammenarbeit mit dem VKU und umfasst in der ersten Planungsphase 180 Verteilnetzbetreiber (VNB) und hierdurch einen Großteil der Landkreise in Deutschland. In dem Prozess wurden die untersuchten Netzgebiete hinsichtlich ihrer Wasserstoffbedarfe, der dezentralen Einspeisesituation, der Belieferung durch vorgelagerte Netzbetreiber und auf die technische Eignung der Leitungen hin analysiert. Ergebnis dieser Untersuchung ist u. a., dass mindestens 95,9 % der vorhandenen Rohrleitungen im Verteilnetz aus wasserstofftauglichen Materialien bestehen und somit für eine Umwidmung geeignet sind. Eine großflächige Umrüstung auf reinen Wasserstoff wird in den 2030er-Jahren erwartet, wobei erste Leitungen bereits in den kommenden acht Jahren umgestellt werden können (DVGW e. V. 2022a). Eine Übersicht dezentraler Wasserstoff-Projekte mit Schwerpunkt im Verteilernetz kann Abbildung 9 entnommen werden.

Übersicht dezentraler Wasserstoff-Projekte mit Schwerpunkt im Verteilernetz



Die Abbildung basiert auf einer gemeinsamen Abfrage der Verbände BDEW, DVGW und VKU.

BDEW Copyright (Stand: Juni 2022)

- Projekt in Umsetzung bis 2024
- Projekt in Planung
- 100% Beimischung von Wasserstoff anteilig in Prozent dargestellt
- Netz
- H₂-Erzeugung
- H₂-Mobilität
- Industrie
- Wärme

*Förderzusage ausstehend.

¹ Schleswig Holstein Netzgesellschaft, ² Gasnetz Hamburg, ³ Rheinische NETZGesellschaft mbH/GVG Rhein-Erft GmbH

Abbildung 9: Übersicht dezentraler Wasserstoff-Projekte mit Schwerpunkt im Verteilernetz (BDEW 2022).

4.5 Lkw-Transport

Wasserstoff kann per Lkw gasförmig (komprimiert) oder flüssig transportiert werden. Aufgrund der niedrigen volumetrischen Energiedichte und dem geringen Siedepunkt von Wasserstoff, der bei -253 °C liegt, sind diese Transportarten sehr energieaufwendig. In der Regel werden Entfernungen von 200 – 300 km mit Wasserstoff in komprimierter, **gasförmiger** Form in Druckspeichern durchgeführt. Das kann in Mehrflaschenbündeln oder großen zylindrischen Rohren erfolgen. Bei beiden wird der Wasserstoff meist bei 200 bar gespeichert. So kann ein Trailer zwischen 2.000 – 6.200 Nm³ komprimierten Wasserstoff transportieren. Das Gewicht des gesamten Lkws ist auf 40 t begrenzt, der Großteil des Ladegewichts entfällt auf das Speichermaterial selbst, der Wasserstoff wiegt lediglich 180 – 1.100 kg pro 40 t Lkw.

Ab einer Distanz von 400 km ist der Wasserstofftransport in **flüssiger Form** geeignet. Dabei wird der Wasserstoff in Kryogefäßen bei -253 °C gelagert. Die starke Abkühlung des Wasserstoffs ist enorm energieintensiv. In flüssiger Form hat Wasserstoff eine deutlich höhere volumetrische Energiedichte, dadurch kann ein 40 t Lkw ca. 4,3 t Wasserstoff transportieren. Bei der Lagerung in flüssigem Zustand tritt der sogenannte Boil-off-Effekt auf. Das bedeutet, dass der Wasserstoff verdampft und der Druck im Tank steigt. Damit der Tank nicht zerberstet, wird der Druck über Ventile bis zum Grenzdruck abgelassen. Dieser Effekt ist nicht zu vernachlässigen und abhängig von der Isolierung, der Form und Größe des Tanks sowie der Speicherzeit. Durch den Boil-off-Effekt entstehen Wasserstoffverluste von ca. 0,3% pro Tag (vgl. Tabelle 3).

Tabelle 3: Lkw-Transport von flüssigem und gasförmigem Wasserstoff (EMCEL GmbH 2019b; Reuß et al. 2021)

	Gasförmiger Wasserstoff	Flüssiger Wasserstoff
Temperatur (°C)	20 – 30	-253
Druck (bar)	200 – 700	1
Transportierbare Menge Wasserstoff pro 40-Tonnen-Lkw (kg)	1.100 kg	4.300 kg
Transportbehälter	Mehrflaschenbündel und große zylindrische Röhren	Kryogefäß
Verluste (%)	~ 0 %	0,3% pro Tag

4.6 Druckspeicher

Der Druckspeicher ist die gängigste Variante der Wasserstoffspeichermöglichkeiten und gilt als Stand der Technik. Hier wird Wasserstoff in reiner Form gasförmig in zylindrischen Druckgasgefäßen gelagert oder transportiert. Druckspeicher bieten sich für kurze bis mittelfristige Speicherzeiträume, von Tagen bis Wochen, an. Ausgeführt als zylindrischer Behälter gibt es mehrere Typen von Druckspeichern, die sich in den Materialien, Speicherdrücken und Kosten unterscheiden. Druckgasbehälter bis 300 bar sind oft stählerne Zylinder. Bei höheren Drücken wird die Innenseite mit harzgetränkten Glas- oder Kohlefasern verstärkt und somit werden Drücke von bis zu 1.000 bar ermöglicht. Der Energieaufwand wird durch die Kompressionsarbeit bestimmt, die bei 200 bar ca. 8 % und bei 800 bar ca. 13 % vom Heizwert beträgt (Bossel, 2010).

Die Druckspeicherung ist in der Regel die günstigste und effizienteste Variante, da der Druck angepasst werden kann. Der Speicherdruck orientiert sich an dem Druckniveau der Endanwendung (vgl. Tabelle 4). So werden bspw. Transporte mit dem Lkw-Trailer bei einem Druckniveau von 200 bar durchgeführt, Wasserstoffbusse werden mit 350 bar und Autotanks mit einem Druck von 700 bar betankt. Die wirtschaftlichste Variante sind Niederdruckspeicher mit 30 – 50 bar, diese werden standardmäßig in der Gasindustrie eingesetzt. Die Kosten belaufen sich dabei bei einem Speichervolumen von 36 m³ auf ca. 80.000 € und bei 115 m³ auf 170.000 € (VAKO 2022).

Tabelle 4: Eckdaten zu Wasserstoffdruckspeichern (EMCEL GmbH 2019a; Paschotta 2022; Universität Augsburg - Anwenderzentrum Material- und Umweltforschung (AMU))

	Druckspeicher 30 – 50 bar	Druckspeicher 200 bar	Druckspeicher 700 bar
Aggregatzustand	gasförmig	gasförmig	gasförmig
Speichervolumen	mittel – groß	klein – mittel	klein
Anwendungsgebiet	stationäre Speicher, Gasindustrie	Lkw-Trailer	Autotank
Energiedichte (kWh/m³)²	85 – 150	530	1.275
Energiebedarf für Kompression (% vom Hu)	4 – 5 ³	8	12

Bei der direkten Kopplung von Elektrolyse und Druckspeicherung kann die Effizienz der Kompression durch einen Druckbetrieb des Elektrolyseurs verbessert werden, mittlerweile liefern industrielle Elektrolyseure standardmäßig Wasserstoff bei 30 bar. Generell gilt: je niedriger der Speicherdruck, desto günstiger und einfacher ist der Druckspeicher.

² Eigene Berechnung basierend auf Mannsbart und Dette 2022.

³ Bei Druckelektrolyseuren nicht nötig bzw. deutlich geringer und in Systemwirkungsgrad des Elektrolyseurs enthalten.

Anwendung

Dieses Kapitel gibt eine kurze Technologieübersicht über Bereich der Anwendung von Wasserstoff in dezentralen Wasserstoffkonzepten. Es gibt grundsätzlich noch weitere Anwendungstechnologien. Diese waren jedoch nicht im Betrachtungsrahmen der Studie inkludiert.

4.7 Wasserstoff in der Prozesswärme

Die Anwendungen für Wasserstoff in der Prozesswärme sind vielfältig. Eine Studie des Umweltbundesamtes (Fleiter et al. 2022), dessen vorläufige Ergebnisse im Rahmen eines Fachgesprächs vorgestellt wurden, zeigen einen Überblick über die unterschiedlichen Wasserstofftechnologien, die bei der Erzeugung von Prozesswärme in verschiedenen Industriezweigen der Metall- und Mineralindustrie sowie der Dampferzeugung zum Einsatz kommen. Hierbei wurden Anwendungen mit einer Anlagenkapazität im Kilowatt- sowie Megawattbereich betrachtet. Die Anlagentypen unterscheiden sich signifikant in ihren charakteristischen Kennzahlen, wie Anlagendurchsatz, Anlagenkapazität und Prozesstemperatur (< 250 °C in der Dampferzeugung und über 1.500 °C in der Mineralindustrie). Der Einsatz von Wasserstoff ist dabei für eine Vielzahl insbesondere der konventionell mit Erdgas beheizten Anlagentypen eine denkbare Option, jedoch in der Regel mit prozessspezifischem Forschungs- und Entwicklungsaufwand verbunden. Während einzelne Komponenten, wie bspw. (Gebläse-)Brenner, bereits ein hohes TRL besitzen, muss das Gesamtsystem gemeinhin noch erprobt werden.

4.8 Wasserstoff in der Quartiersanwendung

Verwenden Endkunden Wasserstoff zur Strom- und Wärmeerzeugung, wird dieser häufig durch eine Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) genutzt. Diese Kraft-Wärme-Kopplung kann durch ein Wasserstoff-Blockheizkraftwerk (H₂-BHKW) oder ein dezentrales Brennstoffzellensystem realisiert werden. Die Nutzung bietet sich für Stadtquartiere, Wohngebäude, Industriekomplexe und auch in Ein- und Mehrfamilienhäusern an. Der Wasserstoff wird durch die Brennstoffzelle oder das BHKW verstromt und kann den elektrischen Bedarf der Endkundinnen und -kunden decken. Auch der Wärmebedarf der Kundinnen und Kunden kann durch die Nutzung der Abwärme (teils) gedeckt werden. Außerdem steigert eine Abwärmenutzung den Gesamtnutzungsgrad der Anlagen auf 90 – 95 %. Einen Überblick der Wasserstofftechnologien in Quartiersanwendungen gibt Tabelle 5.

Tabelle 5: Technische Kennzahlen für ausgewählte KWK-Anwendungen (Daten basieren auf Angaben von Bosch 2021; 2g 2022)

	Brennstoffzelle H ₂ /CH ₄	H ₂ -BHKW
Elektrischer Wirkungsgrad (%)	>60*	~ 40
thermischer Wirkungsgrad (%)	>25*	~ 40
Gesamtwirkungsgrad (%)	>85*	~ 80
maximale Vorlauftemperatur (°C)	90	90
Besonderheit	Betrieb mit Erdgas und Wasserstoff möglich (nur bei HT-BZ)	Betrieb mit Erdgas und Wasserstoff möglich

5 Regulatorische Rahmenbedingungen

Das folgende Kapitel beschreibt die aktuell gültigen regulatorischen Rahmenbedingungen, die für Erzeugung, Speicherung, Transport und Anwendung von Wasserstoff in dezentralen Wasserstoffkonzepten relevant sind. Abbildung 10 gibt eine Übersicht der wichtigsten regulatorischen Rahmenbedingungen auf EU- und nationaler Ebene.

	VERKEHR	GEBÄUDE	INDUSTRIE	TRANSPORT
EU-EBENE	Fit for 55 Package/ Revision RED II <ul style="list-style-type: none"> 5,5 % für fortschrittliche Biokraftstoffe und RFNBOs bis 2030 und Unterquote für RFNBOs in Höhe von 1% Multiplikator 1,2 oder 1,5 für fortschrittliche Biokraftstoffe und RFNBOs im Flug- und Schiffsverkehr Verpflichtendes THG-Intensitätsreduktionsziel von 14,5 % oder EE-Ziel von mind. 29 % bis 2030 Indikatives Ziel von mindestens 49 % EE-Anteil in Gebäude bis 2030 Verbindliche jährlicher Anstieg des EE-Anteils bei Heizung und Kühlung von 0,8 % bis 2026 und 1,1 % zwischen 2026 und 2030 Steigerung der Nutzung von EE um 1,6 % jährlich RFNBO-Anteil des in der Industrie verwendeten Wasserstoffs: 42 % bis 2030, 60% bis 2035 (unter bestimmten Umständen Möglichkeit für Mitgliedsstaaten, die Ziele nach unten anzupassen). 			
	separates Emission Trading System (ab 2026)		EU Emission Trading System energieintensiver Industriesektoren	
	Fuel Quality Directive	EG-Gasgeräteverordnung (EU) 2016/426		Alternative Fuels Infrastructure Regulation
	Entwurf Energiesteuerrichtlinie (ETD)			Entwurf zur Gasmarkttrichtlinie
	Clean Vehicle Directive			
	Wegekosten-Richtlinie			
NATIONALE EBENE	Brennstoffemissionshandelsgesetz			
	Bundes-Immissionsschutzgesetz	Gebäudeenergiegesetz	Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz	Energiewirtschaftsgesetz
	Energiesteuergesetz	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz		
	Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz	Gasverbrauchseinrichtungsverordnung – 7. Produktsicherheitsgesetz		
		Gesetz zur kommunalen Wärmeplanung		

Abbildung 10: Übersicht zu den regulatorischen Rahmenbedingungen für Wasserstoff-Anwendungen (DBFZ & dena 2022).

Erzeugung

5.1 Was ist erneuerbarer Wasserstoff?

Welche Kriterien erfüllt werden müssen, damit Wasserstoff als erneuerbar gilt, wird für die Produktion in der EU sowie für Importe aus Drittstaaten in der **Erneuerbaren-Energien-Richtlinie II (RED II)** und **delegierten Rechtsakten**, die Vorgaben der RED II näher spezifizieren und ausführen, festgelegt. Es besteht seit Jahren ein Diskurs darüber, wie insbesondere die Kriterien für den „grünen“ Strombezug von Elektrolyseuren genau ausformuliert werden sollten, da die Anreizwirkung beträchtlich sein dürfte. Grundsätzlich wird in der **RED II** festgelegt, dass Wasserstoff dann als erneuerbar gilt, wenn er eine CO₂-Einsparung von 70 % gegenüber einem fossilen Referenzwert erreicht, bestimmte Kriterien für den Bezug von erneuerbarem Strom eingehalten werden und ein massenbilanzieller Nachweis der Lieferkette vorgelegt werden kann.

Die RED II wird derzeit überarbeitet und eine revidierte Fassung wird voraussichtlich 2023 verabschiedet werden. Die Europäische Kommission, der Europäische Rat und das Europäische Parlament befinden sich derzeit im sogenannten Trilogverfahren, in dem sie über ihre jeweils eingebrachten Vorschläge zur Anpassung der Richtlinie verhandeln. Die bisherigen Vorschläge zur zukünftigen Gesetzgebung sehen eine Ausweitung der sektoralen Anwendungsbereiche der Bestimmungen für sogenannte erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs (RFNBOs), d.h. erneuerbaren Wasserstoff und dessen Derivate, vor. Zukünftig werden neben der Ausweitung des Verkehrsbereichs auf Straßen-, Flug- und Schiffsverkehr der Industriebereich sowie der Wärme- und Kältebereich stärker in den Fokus genommen. Die RED II regelt die Nachhaltigkeitsanforderungen für erneuerbare Energieträger, die in diesen Sektoren Anwendung finden. Bei Einhaltung der Anforderungen können die entsprechenden Mengen dieser Energieträger für die Erfüllung von – ebenfalls in der RED II festgelegten – Treibhausgasminderungszielen angerechnet werden.

Art. 27 RED II legt die Kriterien für den Bezug von erneuerbarem Strom für die Produktion von RFNBOs fest. Die RED II ermächtigt die Europäische Kommission, diese Kriterien in einem delegierten Rechtsakt zu spezifizieren, und setzt dafür eine Frist bis Ende 2021. Nachdem sich die Veröffentlichung des delegierten Rechtsakts wiederholt verzögerte, verabschiedete ihn die Europäische Kommission am 10. Februar 2023. Das Europäische Parlament (EP) und der Rat der Europäischen Union haben innerhalb einer Prüfphase von mindestens zwei Monaten die Möglichkeit, Einspruch gegen den delegierten Rechtsakt einzulegen. Diese Prüfphase wurde vom EP um zwei weitere Monate, das heißt bis Anfang Juni 2023, verlängert. Wenn bis dahin EP und Rat keinen Einspruch eingelegt haben, tritt der Rechtsakt in Kraft.

Der **delegierte Rechtsakt zu Art. 27 RED II** umfasst und spezifiziert konkret die folgenden Kriterien für den erneuerbaren Strombezug von RFNBOs:

- **Erneuerbarkeit:** Anforderung an den erneuerbaren Stromanteil als Produktionsinput. Es sind verschiedene Möglichkeiten vorgesehen, wie die Erneuerbarkeit des Strombezugs erfüllt werden kann. Diese sind in Tabelle 6 ausgeführt.
- **Zusätzlichkeit:** Das Kriterium der Zusätzlichkeit soll sicherstellen, dass die Nutzung von erneuerbaren Strommengen in erster Linie für direkte Anwendungen priorisiert wird und nur zusätzlich installierte Kapazitäten für die Erzeugung von RFNBOs genutzt werden. Die RED II definiert die Zusätzlichkeit über die Abwesenheit von erhaltenen Subventionen und den Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlage.

- **Geografische Korrelation:** Über das Kriterium der geografischen Korrelation wird die erforderliche räumliche Nähe bzw. der geografische Bereich definiert, in dem sich die Stromanlage und der Elektrolyseur befinden müssen.
- **Zeitliche Korrelation:** Legt die Anforderungen an die zeitliche Übereinstimmung zwischen Strombezug und RFNBO-Produktion fest.

Tabelle 6: Kriterien für den Strombezug für die RFNBO-Produktion nach Art. 27 RED II im Detail

Delegierter Rechtsakt zu Art. 27 RED II (finale von der EU-Kommission verabschiedete Fassung 10/02/2023)	
Direktverbindung (Art. 3)	<p>Bezug von ausschließlich erneuerbarem Strom – Art. 3 (a) Option 1: Nachweis der direkten Verbindung zum Elektrolyseur; Option 2: Stromerzeugung und Elektrolyse finden in derselben Anlage statt.</p>
	<p>Zusätzlichkeit – Art. 3 (b) Die Stromanlage wurde max. 36 Monate vor dem Elektrolyseur in Betrieb genommen. Zusätzliche Elektrolyse-Kapazitäten gelten als Teil der bestehenden Anlage, insofern sie am selben Standort und nicht später als 36 Monate nach der Inbetriebnahme der ursprünglichen Anlage hinzugefügt wurden.</p>
	<p>Bezug von ausschließlich in der gekoppelten EE-Anlage erzeugtem Strom – Art. 3 (c) Die Anlage, in der Strom erzeugt wird, ist nicht an das Netz angeschlossen oder die Anlage, in der Strom erzeugt wird, ist an das Netz angeschlossen, aber ein intelligentes Messsystem, das alle Stromflüsse aus dem Netz misst, zeigt, dass kein Strom aus dem Netz entnommen wurde, um RFNBOs zu erzeugen.</p>
Netzanschluss mit über 90% EE-Anteil im Stromnetz (Art. 4 (1))	<p>Der Elektrolyseur befindet sich in einer Gebotszone mit über 90 % EE-Anteil im vorausgegangenen Jahr. Die Berechnung ergibt sich wie folgt: Max. Anzahl an Betriebsstunden = gesamte Stundenanzahl x EE-Anteil im Netz im Kalenderjahr. Durchschnittlicher EE-Anteil im Netz = Bruttostromerzeugung + Import – Export.</p> <p>Sobald der durchschnittliche Anteil von Strom aus erneuerbaren Energiequellen in einem Kalenderjahr 90 % übersteigt, gilt er in den folgenden 5 Jahren weiterhin als höher als 90 %, es sei denn, der berechnete Anteil liegt in 2 aufeinanderfolgenden Jahren unter 90 %.</p>
Netzanschluss + Nachweis über Netzdienlichkeit (Art. 4 (3))	<p>Netzstrom wurde während einer Ungleichgewichtsabrechnung (imbalance settlement period) verbraucht, bei der eine Abregelung einer erneuerbaren Stromanlage (Redispatch) durch die Übertragungsnetzbetreibe nachgewiesen werden kann. Es soll zusätzlich nachgewiesen werden, dass die konsumierte Strommenge der RFNBO-Anlage dem Umfang des Redispatches entspricht und dass der Bedarf an Redispatch um einen entsprechenden Betrag reduziert wurde.</p> <p>(a) Stromerzeugungsanlagen, die erneuerbare Energiequellen nutzen, wurden abgeregelt. (b) Der Strom, der für die Erzeugung des RFNBO verbraucht wird, reduziert den Bedarf an Abregelung in entsprechendem Umfang.</p>

Delegierter Rechtsakt zu Art. 27 RED II (finale von der EU-Kommission verabschiedete Fassung 10/02/2023)	
Netzanschluss + Abschluss von EE-PPA(s) (Art. 4 (2) und Art. 4(4) i. V. m. Art. 5, 6 und 7)	Erneuerbarkeit, Zusätzlichkeit, zeitliche und geografische Korrelation müssen eingehalten werden (Art. 5, 6 und 7). Es müssen direkt oder über Intermediäre Verträge über den Bezug von erneuerbarem Strom (EE-PPAs) abgeschlossen werden, die mindestens der für die RFNBO-Produktion verwendeten Strommenge entsprechen.
	Zusätzliche Stromkapazitäten liegen vor, sofern folgenden Kriterien zutreffen (Zusätzlichkeit): Zeitpunkt der Inbetriebnahme: Art. 5 (a)⁴: Der Strom aus erneuerbaren Energien muss in einer neuen oder umfassend sanierten Anlage ⁵ erzeugt werden. Inbetriebnahme maximal 36 Monate nach der Stromanlage. Im Fall Art. 2 (PPA) entspricht der Zeitpunkt der Inbetriebnahme dem aktuellsten PPA (der ggf. einen ausgelaufenen PPA ersetzt). Bei Kapazitätsausbau gilt die zusätzliche Kapazität als zur gleichen Zeit in Betrieb genommen wie die ursprüngliche Anlage, sofern die Kapazität am selben Standort hinzugefügt wird und der Ausbau spätestens 36 Monate nach Inbetriebnahme der Erstanlage erfolgt. Ausschluss erhaltener Förderungen: Art. 5 (b)⁶: Keine erhaltenen Subventionen bzgl. Betrieb (OPEX-Förderung) oder Investment (CAPEX-Förderung). Ausgenommen sind Förderungen, die Anlagen vor dem Repowering gemäß Art. 2 Abs. 6 erhalten haben, und Förderungen, die keine Nettoförderung darstellen, wie z. B. Förderungen, die vollständig zurückgezahlt wurden, oder Förderung für EE-Anlagen, die F&E-RFNBO-Produktionsanlagen mit Strom versorgen.
	Zeitliche Korrelation: Art. 6⁷: Option 1: RFNBO-Produktion während desselben Zeitraums von einer Stunde wie die Erzeugung des Strom in der über das PPA unter Vertrag genommenen Anlage Option 2: Verwendung von EE-Strom aus einem Speicher, der sich hinter demselben Netzanschlusspunkt wie der Elektrolyseur befindet und der während desselben Zeitraums von einer Stunde geladen wurde, in dem der Strom im Rahmen des EE-PPAs erzeugt wurde. Option 3: Strombezug für RFNBO-Produktion während eines einstündigen Zeitraums, in dem der Clearingpreis für Strom, der aus dem Single-Day-Ahead-Markt resultiert, in der Gebotszone niedriger oder gleich 20 € pro MWh oder weniger als das 0,36-fache des CO ₂ -Preises im Europäischen Emissionshandelssystem (EU ETS) beträgt (gem. Richtlinie 2003/87/EG).
	Geografische Korrelation: Art. 7: Option 1 (Art. 7(1a)): Die Stromanlage, die über ein PPA Vertrag läuft, befindet sich in derselben Gebotszone wie der Elektrolyseur, als dieser in Betrieb genommen wurde. Option 2 (Art. 7(1b)): Die Stromanlage, die über das PPA unter Vertrag genommen wurde, befindet sich in einer Verbundgebotszone (interconnected bidding zone) und der Strompreis ist in dem betreffenden Zeitraum auf dem Day-Ahead-Markt gleich oder höher ist als in der Gebotszone, in welcher der Elektrolyseur steht. Option 3 (Art. 7(1c)): Die Stromanlage, die über das PPA unter Vertrag genommen wurde, befindet sich in einer verbundenen Offshore-Gebotszone, die an die Gebotszone angrenzt, in der sich der Elektrolyseur befindet. Mitgliedsstaaten können zusätzliche Kriterien für den Standort der EE-Anlage und des Elektrolyseurs einführen, um die Kompatibilität mit Wasserstoff- und Stromnetzplanungen sicherzustellen (Art. 7 (2)).
	Im Sonderfall des Netzanschlusses in einer Gebotszone, in der die THG-Intensität des Strommixes weniger als 18 gCO₂eq/MJ beträgt , muss Zusätzlichkeit <u>nicht</u> erfüllt werden (Art. 4 (2)). Sobald die durchschn.THG-Intensität des Strommixes in einem Kalenderjahr weniger als 18 gCO ₂ eq/MJ beträgt, gilt sie in den folgenden 5 Jahren als geringer als 18 gCO ₂ eq/MJ.

⁴ Dieses Kriterium tritt erst am 1. Januar 2027 in Kraft und gilt nicht für Anlagen, die bis zum 31. Dezember 2036 in Betrieb gehen.

⁵ Eine umfassend sanierte Anlage wird als Anlage definiert, für deren Sanierung eine 30-prozentige Investition im Vergleich zur Investition einer Neuanlage getätigt wurde.

⁶ Dieses Kriterium tritt erst am 1. Januar 2027 in Kraft und gilt nicht für Anlagen, die bis zum 31. Dezember 2036 in Betrieb gehen.

⁷ Für Option 1 und 2 gilt bis zum 31. März 2028 „ein Vierteljahr“. Ab dem 1. Januar 2027 gelten die Ausnahmeregelungen nicht mehr für Vorhaben, die staatliche Beihilfen beinhalten, es sei denn, die Beihilfen dienen ausschließlich der Finanzierung von Investitionsausgaben.

Der **delegierte Rechtsakt zu Art. 28 RED II** wurde ebenfalls von der Europäischen Kommission am 10. Februar 2023 verabschiedet. Auch für diesen Rechtsakt hat das EP die Prüfphase um zwei auf vier Monate verlängert, sodass er – sofern weder Rat noch EP von ihrem Veto Gebrauch machen – im Juni 2023 in Kraft treten könnte.

Er enthält die Methodik zur Berechnung der Treibhausgasemissionsreduktionen, die durch die Produktion und Nutzung von RFNBOs erreicht werden. Die THG-Berechnungsformel ist in Tabelle 7 erläutert. Darüber hinaus werden in dem delegierten Rechtsakt die zulässigen Kohlenstoffquellen für die Methanisierung von Wasserstoff definiert. Es wird zwischen drei verschiedenen Kohlenstoffquellen unterschieden: biogener Kohlenstoff, atmosphärischer Kohlenstoff, der durch Direct-Air-Capture (DAC) gewonnen wird, und Kohlenstoff aus industriellen Punktquellen (Global Alliance Powerfuels, 2020; Sailer & Reinholz, 2022). Letztere sind nur, wenn sie aus Aktivitäten stammen, die in Annex I der ETS-Richtlinie aufgeführt sind, und wenn ihre Emissionen in einem effektiven CO₂-Bepreisungssystem Berücksichtigung finden. Die Nutzung von Kohlenstoff aus fossilen Stromerzeugungsanlagen für die RFNBO-Produktion ist nur bis 2035 zulässig, die von Kohlenstoff aus sonstigen industriellen Punktquellen für weitere 5 Jahre, d.h. bis 2040.

Tabelle 7: THG-Berechnungsformel laut delegiertem Rechtsakt zu Art. 28 RED II

THG-Berechnungsformel	
$E = e_i + e_p + e_{td} + e_u - e_{CCS}$	
$e_i = e_{i\text{ elastisch}} + e_{i\text{ starr}} - e_{ex-use}$	
E	Gesamtemissionen aus der Nutzung des RFNBO
e_i	Emissionen aus der Bereitstellung von Inputs
$e_{i\text{ elastisch}}$	Emissionen aus elastischen Einsatzstoffen, d. h. Einsatzstoffen, die mit steigender Nachfrage ansteigen und mehr als 10 % des wirtschaftlichen Wertes des Outputs entsprechen.
$e_{i\text{ starr}}$	Emissionen aus starren Einsatzstoffen, d. h. Einsatzstoffen, die mengenmäßig trotz ansteigender Nachfrage konstant in ihrer Einsatzmenge bleiben und max. 10 % des wirtschaftlichen Wertes des Outputs entsprechen. Hierunter fallen alle Kohlenstoffquellen.
e_{ex-use}	Emissionen aus der bisherigen Nutzung oder dem Verbleib der Einsatzstoffe.
e_p	Emissionen aus der Verarbeitung.
e_{td}	Emissionen aus dem Transport und der Bereitstellung.
e_u	Emissionen aus der Verbrennung des RFNBO in seiner Endanwendung.
e_{CCS}	Emissionseinsparungen durch Kohlenstoffabscheidung und geologische Speicherung.

Der Referenzwert für RFNBOs beträgt 94 g CO₂/MJ; um die in der RED II festgelegten Mindest-THG-Einsparungen zu erreichen, dürfen die Gesamtemissionen von RFNBOs gemäß der in Tabelle 7 aufgeführten Formel daher höchstens 27,9 g CO₂/MJ betragen. Erneuerbare Stromquellen sind mit einem Emissionswert von 0 g CO₂/MJ zu berücksichtigen. Für Netzstrom werden im Anhang des delegierten Rechtsakts Standardwerte gelistet. Wenn die Anzahl der Volllaststunden, in denen der Elektrolyseur Wasserstoff produziert, gleich oder geringer ist als die Anzahl der Stunden, in denen der Grenzpreis für Strom dem von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen oder von Kernkraftwerken entspricht, wird ein Treibhausgasemissionswert von 0 g CO₂eq/MJ zugewiesen. Dort, wo diese Volllaststunden überschritten werden, soll ein Treibhausgaswert von 183 g CO₂eq/MJ angesetzt werden.

Transport und Speicherung

5.2 Innovative Konzepte entsprechend §39o EEG

Die Anfang 2023 in Kraft getretene Novellierung des EEG, die im Rahmen des sogenannten „Osterpakets“ verabschiedet wurde, ergänzt die von der Bundesnetzagentur durchgeführten Ausschreibungen für EE- und KWK-Anlagen um ein neues Element: Ausschreibungen für innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung. Der neue § 39o EEG bildet die Rechtsgrundlage für die Ausschreibungen, über die konkret Speicherung und Rückverstromung fluktuierender erneuerbarer Stromkapazitäten in Form von Wasserstoff gefördert wird. Vorgesehene Anlagenkombinationen sind dabei Windenergieanlagen an Land, Solaranlagen und chemische Stromspeicher mit Wasserstoff als Speichergas. Die Anlagenkombination soll über einen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt Strom einspeisen, wobei

1. der gespeicherte Wasserstoff ausschließlich durch Elektrolyse und dem Strom der Anlagenkombination produziert worden sein muss;
2. der Wasserstoff nicht zuvor ins Gasnetz eingespeist worden sein durfte;
3. der Wasserstoff ausschließlich für die Produktion von Strom verwendet werden darf sowie
4. nur der Wasserstoff, der im chemischen Speichern (der Anlagenkombination) erzeugt und gespeichert wurde, für die Stromproduktion verwendet werden darf.

Die Ausschreibungsvolumina und Gebotstermine werden in § 28d EEG wie folgt festgelegt: 400 MW im Jahr 2023, 600 MW im Jahr 2024, 700 MW im Jahr 2025, 800 MW im Jahr 2026, 900 MW im Jahr 2027 und 1.000 MW im Jahr 2028. Die Förderung nach § 39o EEG 2021 ist bis 2028 befristet. Es wird nicht genau beschrieben, worauf sich die Leistungen beziehen. Ab dem 1. Oktober 2022 folgen die Ausschreibungen dem Prinzip der gleitenden Marktprämie (anstelle einer fixen Vergütung) Einzelheiten der Ausschreibung sollen in einer gesonderten Verordnung geregelt werden (s. Verordnungsermächtigung in § 88e EEG).

5.3 Leitungsgebundener Wasserstofftransport

EU-Gasbinnenmarktrichtlinie

Die Europäische Kommission veröffentlichte am 15. Dezember 2021 den Entwurf zur Revision der Gasbinnenmarktrichtlinie. Hierin werden erstmalig auf europäischer Ebene Regeln für eine Wasserstoffnetzinfrastruktur definiert. U.a. macht der Entwurf Vorschläge für die vertikale Entflechtung der Wasserstoffproduktion und des Netzbetriebs und sieht konkret vor, flexible Entflechtungsregeln bis 2030 einzuführen, wodurch H₂-Produzenten bis dahin auch Wasserstoffnetze betreiben dürften, ohne beide Aktivitäten eigentumsrechtlich entflechten zu müssen. Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union haben im Februar bzw. März 2023 ihre Positionen für die Revision der Gasmarktrichtlinie verabschiedet. Beide sprechen sich für flexible Entflechtungsregeln auch nach 2030 aus. Über die Richtlinie verhandeln alle drei Institutionen nun im sogenannten Trilog-Verfahren.

Der Entwurf der Gasmarktrichtlinie sieht auch erstmals eine Typologie der verschiedenen Gase vor, indem er zwischen „natural gas“, „renewable gas“, „low-carbon gas“ und „low-carbon hydrogen“ unterscheidet. Eine bestimmte Quote oder Zielvorgabe für die Beimischung kohlenstoffarmer Gase in das Erdgasnetz sehen weder der Kommissionsvorschlag noch die von Parlament und Rat verabschiedeten Vorschläge vor, jedoch müssen Fernleitungsbetreiber (FNB) bei grenzüberschreitenden Leitungen eine Wasserstoffbeimischung ins

Erdgasnetz von bis zu 5 % ab dem 1. Oktober 2025 akzeptieren. Um die Defossilisierung des Erdgassystems weiter voranzutreiben, sind im Kommissionsvorschlag Rabatte auf die Transportentgelte für erneuerbare und kohlenstoffarme Gase von und zu Speicheranlagen/ Erzeugungsanlagen von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen von mindestens 75 % vorgesehen (Art. 16 Nr. 1).

CEN Standard EN 16325

Die RED II legt in **§ 9 Art. 19** Folgendes fest: „Die Mitgliedstaaten oder die benannten zuständigen Stellen schaffen geeignete Mechanismen, um sicherzustellen, dass die Herkunftsnachweise elektronisch ausgestellt, übertragen und entwertet werden und genau, zuverlässig und betrugssicher sind. Die Mitgliedstaaten und die benannten zuständigen Stellen sorgen dafür, dass die von ihnen auferlegten Anforderungen der Norm CEN – EN 16325 entsprechen.“

In diesem Sinne wurde im Februar 2019 mit der Überarbeitung der oben genannten Norm begonnen, um die Energieträger Gas, Wasserstoff, Wärme und Kälte sowie Elektrizität einzubeziehen (ursprünglich regelte die Norm EN 16325 nur Herkunftsnachweise für Elektrizität). Wasserstoff als Energieträger wird als solcher ab einer Reinheit von mindestens 98 % anerkannt (Reinheitsstufen von bis zu 99,9 % stehen noch zur Diskussion). In Europa gibt es bereits freiwillige Register für die Ausstellung von Gaszertifikaten nach dem „Book & Claim“-System. Beispiele für solche Register sind das von der dena betriebene Biogasregister, das von AGCS Gas Clearing & Settlement betriebene Biogasregister in Österreich und das von Renewable Energy Assurance Limited (REAL) betriebene Green Gas Certification Scheme (GGCS) im Vereinigten Königreich. Der Transfer von Gaszertifikaten zwischen diesen Registern ist auf der Grundlage bilateraler Kooperationsvereinbarungen möglich. Daher muss jedes Mal ein neues Kooperationsabkommen geschlossen werden, wenn ein Register Gaszertifikate an ein ausländisches Register transferieren möchte. Ein Teil des administrativen Aufwands solcher bilateralen Abkommen besteht in der Harmonisierung von Technologiecodes sowie Ausstellungs- und Stilllegungsregeln, die die Anerkennung solcher Zertifikate von den beteiligten Registern ermöglichen. Die in der Norm EN 16325 enthaltenen Regelungen sollen eine deutlich vereinfachte Harmonisierung dieser Elemente ermöglichen, und so den Weg für einen effizienten Markt für Herkunftsnachweise für die in der RED II enthaltenen Energieträger (Strom, Gas, Wasserstoff, Wärme und Kälte) ebnen. Das Normungsverfahren (und damit die Harmonisierung) ist keine leichte Aufgabe, insbesondere wenn die Interessen und Meinungen der verschiedenen Agierenden (Gas- und Wasserstoffverbände, Industrie, Forschungseinrichtungen, staatliche Energieagenturen etc.) stark divergieren. Daher ist ein Konsens über die besten Optionen für einen effizienten HKN-Markt in Europa erforderlich.

EnWG-Novelle zur Regulierung reiner Wasserstoffnetze

Mit dem Inkrafttreten des Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im **Energiewirtschaftsrecht (EnWG)** gibt es auf nationaler Ebene erstmals einen Rechtsrahmen für den Aufbau und Betrieb von reinen Wasserstoffnetzen. Die Novellierung des EnWG schafft insbesondere für Betreiber von Wasserstoffnetzen einen regulierungsrechtlichen Einstieg, der Planungs- und Investitionssicherheit bis zum Vorliegen eines europäischen Rahmens – der über die Revision der EU-Gasmarkttrichtlinie und der Gasverordnung geschaffen werden soll - gewährleistet. Ziel ist es, hierdurch eine zügige Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur zu ermöglichen.

Die wenigen bestehenden industriellen Wasserstoffleitungen, die als Direktleitungen zwischen Erzeugenden und Abnehmenden betrieben werden, orientieren sich bisher nur an allgemeinen Vorschriften des Kartellrechts. Seit Inkrafttreten der Gesetzesnovelle am 27. Juli 2021 können solche reinen Wasserstoffinfrastrukturen erstmals nach dem EnWG reguliert werden. Der Gesetzgeber räumt Netzbetreibern die Möglichkeit ein, mittels Opt-in-Erklärung zukünftig nach den Regulierungen des Energiewirtschaftsgesetzes (nach § 28j Abs. 3) behandelt zu werden. Nicht erfasst von der novellierten Fassung ist die Eingrenzung des Wasserstoffs nach Erzeugungsart sowie die eindeutige Unterscheidung zwischen Transport- und Verteilnetz. Optieren Betreiber für eine Regulierung nach EnWG, unterliegen sie den Vorgaben hinsichtlich des Netzzugangs für Dritte, der Entgeltbildung und der Entflechtung. Die Grundsätze zur Entgeltermittlung für den Betrieb von Wasserstoffnetzen werden erstmalig durch die **Wasserstoffnetzentgeltverordnung (H2-NEV)**, die am 1. Dezember 2021 in Kraft getreten ist, festgelegt. Die Verordnung regelt im Einzelnen, wie die Kosten eines Wasserstoffnetzes ermittelt werden⁸, die auf die Netzentgelte umgelegt werden dürfen – einschließlich der Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals.

Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz

Neben dem Transport durch dezidierte Wasserstoffpipelines und -infrastrukturen besteht die Möglichkeit der Einspeisung von Wasserstoff in das bereits bestehende Erdgasnetz. Die Abgrenzung zu reinen Wasserstoffnetzen erfolgt dabei über das Ausschließlichkeitskriterium des § 3 Nr. 10b EnWG. Die Beimischung bzw. Einspeisung von Wasserstoff wurde von der Novellierung des EnWG nicht erfasst und unterliegt weiterhin dem bereits bestehenden Rechtsrahmen. Aus dem § 3 Nr. 19a EnWG geht hervor, dass Wasserstoff, der mittels Elektrolyse erzeugt wurde, dem Gasbegriff zugeordnet wird. Im Hinblick auf die Beimischungsmengen müssen daher die aktuellen Sicherheitsanforderungen im EnWG (§ 49 Abs. 1 und 2) eingehalten werden. Anlagen zum Transport müssen dabei so errichtet und betrieben werden, dass sie die anerkannten Regeln der Technik berücksichtigen. Die Einhaltung der technischen Regeln für Gas und Wasserstoff werden vom Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) näher bestimmt (EnWG § 49 Abs. 2 S. 2). Laut aktuellem Regelwerk des DVGW (Arbeitsblatt G 260 2021-09) ist ein Wasserstoffanteil von unter 20 % im Erdgasnetz möglich, wenn es hierdurch nicht zu Problemen bei angeschlossenen Endverbraucherinnen und -verbrauchern kommt. Derzeit laufen diverse Feldtest zur weiteren Absicherung der 20 prozentigen H2-Beimischung.

Für den Transport von Wasserstoff, der dem Erdgasleitungssystem beigemischt wird, können Betreiber Entgelte nach dem Entry-Exit-Modell für Ein- und Ausspeisung gemäß § 20 EnWG verlangen. Entgelt für die Einspeisung von Gas in lokale Verteilnetze entfallen nach § 18 Abs. 1 S. 3 GasNEV (vgl. Tabelle 8). Ebenso ist auch die Einspeisung von Wasserstoff, der aus Elektrolyseanlagen stammt, von den Einspeisungsentgelten befreit. Somit fallen in der Regel nur Entgelte für die Ausspeisung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff an (Hoffmann et al. 2021).

⁸ Die Kosten eines Wasserstoffnetzes müssen wie folgt ermittelt werden: Netzkosten = aufwandsgleiche Kosten (§ 7) + kalkulatorische Abschreibungen (§§ 8 und 9) + kalk. EK-Verzinsung (§ 10) + kalk. Steuern (§ 11) - kostenmindernde Erlöse und Erträge.

Tabelle 8: Übersicht zu Entgelten nach dem Entry-Exit-Modell zum Wasserstofftransport im Erdgasleitungssystem

Entgelte für Wasserstofftransport	Fernleitungsnetz	Verteilnetz
Einspeisung (Entry)	ja, nach § 20 EnWG	Befreiung, nach § 18 Abs. 1 S. 3 GasNEV
Ausspeisung (Exit)	ja, nach § 20 EnWG	ja, nach § 18 Abs. 1 S. 3 GasNEV

Anwendung

5.4 Nutzung im Verkehrssektor

In diesem Kapitel werden wichtige Förderrahmen in der EU und in Deutschland beschrieben, die Nutzung von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten im Verkehrssektor anreizen.

Europäische Gesetzgebung: RED II und RePowerEU

Verschiedene Richtlinien und Verordnungen der Europäischen Union setzen Anreize für die Nutzung von Wasserstoff und –Derivaten im Verkehrssektor. Die **RED II** bildet den zentralen rechtlichen Rahmen für die Entwicklung erneuerbarer Energien in der Europäischen Union. Unter anderem werden auch die EU Ziele zu der Nutzung von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor in der RED II festgehalten, sowie die Rahmenbedingungen für deren Erfüllung. Am 30. März 2023 haben Europäisches Parlament und Rat bekannt gegeben, dass eine vorläufige Einigung über den Inhalt der **der revidierten RED II (RED III)** erzielt wurde. Sie sieht eine kombinierte Quote für fortschrittliche Biokraftstoffe und RFNBOs im Verkehrssektor in Höhe von 5,5% für das Jahr 2030 vor, ergänzt durch eine 1%-Unterquote für RFNBOs (Rat der EU 30.03.2023). Die Europäischen Kommission hatte für RFNBOs eine Unterquote von 2,6 % für das Jahr 2030 vorgeschlagen. Die vorläufige Einigung muss noch dem Rat und dem Parlament zur Billigung vorgelegt werden, bevor die RED III in Kraft treten kann.

Fuel Quality Directive (FQD)

Neben der RED II ist die Fuel Quality Directive ein weiteres wichtiges Instrument zur Förderung erneuerbarer Energien im Verkehrssektor. Sie definiert durch die EU-Mitgliedstaaten umzusetzende Treibhausgasminderungsziele für in Verkehr gebrachte Kraftstoffe und legt die Anrechnung verschiedener Kraftstoffe auf die Treibhausgasminderungsziele fest.

Clean Vehicle Directive (CVD)

Komplementär zu RED II und FQD, setzt die Clean Vehicle Directive prozentuale Mindestanteile an sauberen bzw. emissionsfreien Fahrzeugen für unterschiedliche Fahrzeugklassen fest und gilt ausschließlich für öffentlichen Ausschreibungen. Darunter befinden sich sowohl Pkw als auch schwere Nutzfahrzeuge wie Busse und Lkw.

Wegekostenrichtlinie

Mit dem Ziel, die Lkw-Maut nach dem CO₂-Ausstoß zu differenzieren, haben sich Europäische Kommission, Europäischer Rat und Europäisches Parlament im Sommer 2021 vorläufig über eine neue Wegekostenrichtlinie einigen können. Hierin werden Regelungen zur weiteren Ausgestaltung der Lkw-Maut festgesetzt. Die finale Annahme auf EU-Ebene steht noch aus, jedoch ist es denkbar, dass wasserstoffbetriebene Lkw der Emissionsklasse 5 zugeordnet werden. Demnach würden diese als Nullemissionsfahrzeuge zählen. Es ist dabei allerdings nicht geregelt, ob der Brennstoffzellen-Lkw mit grauem oder erneuerbarem Wasserstoff betankt wird.

EU-Energiesteuerrichtlinie

Kraftstoffpreise werden von der Energiesteuer getrieben. Der **Kommissionsentwurf zur Revision der Energiesteuerrichtlinie** sieht erstmalig auch spezifische Mindeststeuersätze für Wasserstoff vor. Wesentliche Änderungen gegenüber der aktuell geltenden Energiesteuerrichtlinie besteht in der Differenzierung der Mindeststeuersätze zwischen fossilen und erneuerbaren/kohlenstoffarmen Energieträgern. Für erneuerbaren Wasserstoff und fortschrittliche Kraft- und Brennstoffe ist dabei ein Mindeststeuersatz von 0,15 €/GJ vorgesehen.

Die Vorgaben der EU-Energiesteuerrichtlinie werden in Deutschland über das **Energiesteuergesetz (EnergieStG)** in nationalem Recht verankert, das vorsieht, dass die Energiesteuer für erneuerbaren Wasserstoff entfällt. Es stellt somit einen Anreiz für dessen Einsatz dar. Nach Verabschiedung der Revision der Energiesteuerrichtlinie müssen die Änderungen über eine Novellierung des EnergieStG wiederum in nationales Recht überführt werden.

Verordnung zur Festsetzung von CO₂-Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen und für neue leichte Nutzfahrzeuge (EU) 2019/631 (CO₂-Flottengrenzwerte)

Die EU Verordnung 2019/631 verpflichtet europäische Fahrzeughersteller einen durchschnittlichen CO₂ Grenzwert über der vom Hersteller produzierten Pkw und leichte Nutzfahrzeuge einzuhalten. In der Verordnung gelten batterieelektrische und wasserstoffbetriebene Fahrzeuge als Nullemissionsfahrzeuge. Damit stellt die Verordnung einen indirekten Anreiz für die Produktion von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen dar.

Die Verordnung legt seit ihrer Novellierung am 1. Januar 2020 einen Grenzwert von 95 g CO₂/km fest und greift ab 2025 bzw. 2030. Zwischen 2019 und 2020 ist der Absatz von E-Autos (BEV) und Plug-in-Hybridfahrzeugen von 3 % auf 11 % angestiegen (Deutsche Umwelthilfe 2021).

Im Zuge der Verhandlungen über ein Verbot der Neuzulassung von Nicht-Nullemissionsfahrzeugen ab 2035 erzielten die EU-Mitgliedstaaten und die europäische Kommission im März 2023 Einigung über die Bildung einer neuen Fahrzeugklasse mit Verbrennungsmotor, die ausschließlich CO₂-neutrale Kraftstoffe tanken und dadurch ebenfalls als Nullemissionsfahrzeuge gelten (Rat der EU 28.03.2023).

Deutsche Gesetzgebung: Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote)

FQD und RED II im Verkehrssektor werden in Deutschland durch das **Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungsquote** umgesetzt und eingehalten. Mit dem Gesetz wird eine Treibhausgasminderungsquote (**THG-Quote**) definiert, der Inverkehrbringende von Kraftstoffen unterliegen. Dabei sind Inverkehrbringende durch die Entnahme aus der Produktionsanlage oder dem Speicher definiert.

Im Verkehrssektor kann Wasserstoff auf die THG-Quote angerechnet werden. Die wesentlichen Vorschriften zur Regelung der THG-Quote finden sich im **Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG)**. Die konkrete Ausgestaltung der einzelnen Erfüllungsoptionen ist in Bundesverordnungen, konkret in der **37. BImSchV** und der **38. BImSchV** geregelt. Diese ermöglichen eine Mehrfachanrechnung von Wasserstoff im Verkehr. Die Strombezugskriterien laut delegiertem Rechtsakt zu Art. 27 sollen im Rahmen der Novellierung der 37. BImSchV in nationales Recht überführt werden. Die Kraftstoffqualitätsanforderungen sind der **10. BImSchV** und den dort genannten DIN-Normen zu entnehmen.

Inverkehrbringende haben die Möglichkeit, die Quotenverpflichtung durch die Implementierung eigener Kapazitäten zu erfüllen, Verschmutzungsrechte in Form von CO₂-Zertifikaten zu erwerben, oder Quoten-Zertifikate von anderen Quotenverpflichtete zu erwerben, solange diese deren Quote übererfüllen (nach § 37a BImSchG Absatz 6 und 8).

Durch den Quotenhandel entsteht ein marktwirtschaftlicher Anreiz, erneuerbare Kraftstoffe einzusetzen, welche die geringsten THG-Vermeidungskosten aufweisen. Andernfalls wird die Nichterfüllung mit 600 €/t CO₂ sanktioniert (§ 37c Nr. 2 BImSchG). Das, was die THG-Quote für Kraftstoffinverkehrbringende ist, ist die **CVD** für Flottenbetreiber.

Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz

Am 2. August 2021 wurde die CVD rechtswirksam auf Bundesebene über das **Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetzes** in nationales Recht überführt. Es bestehen nun erstmalig Mindestziele zur Minderung des CO₂-Ausstoßes von Flotten für Pkw und schwere Nutzfahrzeuge, die durch öffentliche Ausschreibungen erworben werden. Das betrifft insbesondere Busse im ÖPNV. Damit müssen sich alle öffentlichen Verwaltungen bis in die Kommunen hinein mit der Beschaffung emissionsfreier Flotten auseinandersetzen, was in den nächsten Jahren zu einer verstärkten Nutzung von Wasserstoff in besagten Fahrzeugflotten führen kann (vgl. Tabelle 9). Insbesondere durch die dezentrale Verfügbarkeit von Wasserstoff könnten langfristige Lieferbeziehungen im kommunalen Kontext entstehen (Reiner Lemoine Institute, 2022). Obwohl dieses Gesetz einen Anreiz für die Beschaffung von Wasserstoffbussen bietet, werden darin keine Anforderungen an die Nachhaltigkeit des Wasserstoffs gestellt (BMVI, 2021). Die Mindestziele gelten für Verträge über Kauf, Leasing oder Anmietung von Straßenfahrzeugen, bspw. für öffentliche Dienstleistungsaufträge (z. B. ÖPNV-Busse) oder für Dienstleistungsaufträge über Verkehrsdienste (z. B. Paket- und Postdienste, Abholung von Siedlungsabfällen).

Tabelle 9: Mindestziele der unterschiedlichen Fahrzeugklassen laut dem Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz (BMVI, 2021)

Fahrzeugklasse	Definition „sauberes Fahrzeug“		Beschaffungsquoten 1. Referenzzeitraum (02.08.2021 bis 31.12.2025)	Beschaffungsquoten 2. Referenzzeitraum (01.01.2026 bis 31.12.2030)
Pkw	50 g CO ₂ /km sowie 80 % der Luftschadstoffe im praktischen Fahrbetrieb (RDE)	Ab 2026: 0 gCO ₂ /km, k. A. zu Luftschadstoffemissionen	38,5 %	
leichte Nfz (< 3,5 t zGM)			38,5 %	
LKW (> 3,5 t zGM)	Nutzung alternativer Kraftstoffe (lt. Art. 2 AFID bspw. Strom, Wasserstoff, Erdgas, synthetische Kraftstoffe**, Biokraftstoffe**)		10 %	15 %
Busse (> 5 t zGM)			45 %*	65 %*

* Die Hälfte der beschafften Busse muss emissionsfrei sein, d. h. weniger als 1 g CO₂/km ausstoßen, z. B. Elektro- bzw. Brennstoffzellenfahrzeuge.

** Alternative Kraftstoffe dürfen nicht mit konventionellen, fossilen Kraftstoffen gemischt werden.

Insbesondere THG-Quote, Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz und CO₂-Flottengrenzwerte, sowie die Energiesteuerrichtlinie begünstigen zum einen den Erwerb von Wasserstoffgetriebenen Fahrzeugen und zum anderen den Einsatz von CO₂-armen Wasserstoff.

5.5 Nutzung für Wärme und Kälte

Laut der vorläufigen Trilog-Einigung zur Revision der RED II soll der Anteil der erneuerbaren Energien bei Heizung und Kühlung bis 2026 verbindlich um jährlich 0,8 % steigen, zwischen 2026 und 2030 um jährlich 1,1% (Rat der EU 30.03.2023).

Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)

Im Rahmen der für 2022 anstehenden **Evaluierung des KWKG** wird derzeit geprüft, ob H₂-Readiness von KWK-Anlagen als Förderbedingung eingeführt werden kann (BMWi 2021).

Gebäudeenergiegesetz (GEG)

Das **Gebäudeenergiegesetz** wirkt sich in zwei Arten auf die Defossilisierung des Gebäudesektors aus. Erstens, durch das Setzen von Gebäudestandards (ehemals umgesetzt durch das ENEC), das maßgeblich von Primärenergiefaktoren beeinflusst wird, und, zweitens, durch die Implementierung eines erneuerbaren Energieziels (ehemals umgesetzt durch das EEWärmeG), das laut Koalitionsvertrag bei 50 % klimaneutraler Wärme bis 2030 liegt.

Mit der im April 2023 vom Bundeskabinett beschlossenen Novelle des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) wird festgelegt, dass ab dem 01. Januar 2024 möglichst jede neu eingebaute Heizung zu mindestens 65 % mit erneuerbaren Energien betrieben werden muss. Gaseisungen, die auf 100 % Wasserstoff umrüstbar sind ("H₂-Ready" Heizungen) dürfen dann eingebaut werden, wenn es einen verbindlichen Investitions- und Transformationsplan für Wasserstoffnetze gibt und diese Heizungen ab 2030 mit mindestens 50 % Biomethan oder anderen grünen Gasen und ab 2035 mit mindestens 65 % erneuerbarem („grünen“) oder kohlenstoffarmem („blauen“) Wasserstoff betrieben werden. Der Jahresprimärenergiebedarf bei **Neubauten**

darf nicht höher als 75 % im Gegensatz zu einem Referenzgebäude⁹ sein (GEG § 15). Der **Jahresprimärenergiebedarf** wird mittels sogenannter **Primärenergiefaktoren (PEF)** ermittelt. Der PEF ist ein Gewichtungsfaktor in Bezug auf die THG-Leistung unterschiedlicher Energieträger. Somit ist der PEF von erneuerbaren Energieträgern deutlich geringer als der von fossilen Energieträgern.

Bisher ist kein PEF von Wasserstoff im GEG vorgesehen. Allerdings wurde grünem Wasserstoff (PEM + dt. Strommix) im Rahmen der Studie „Ermittlung fehlender Kennwerte (PEF, CO₂) für Wasserstoff unterschiedlicher Hersteller (Farben)“, die durch den BDEW beauftragt wurde, ein PEF von 0,06 zugeschrieben (IINAS, 2021). Wasserstoff ist im Rahmen der **Innovationsklausel** (GEG § 103) aufgeführt. Die Anrechnung von Abwärme aus Brennstoffzellen kann jedoch heute schon berücksichtigt werden. Laut Anlage 4 des GEG lässt sich Abwärme mit einem PEF von 0,0 anrechnen. Die Wärmenutzung aus einer mit Biomethan hocheffizienten KWK-Anlage wird mit dem PEF 0,5 versehen (GEG-info, 2020).

In § 23 des GEG wird festgehalten, unter welchen Voraussetzungen sich für den Einsatz von Wasserstoff eine Senkung des Jahresprimärenergiefaktors im Vergleich zu einem Referenzgebäude¹⁰ erzielen lässt: Gebäudenahe Photovoltaik-Volumen können sich auf den Primärenergiebedarf mit einer Reduktion von max. 30 % anrechnen lassen (§ 23 Abs. 2 (1)). Beim Einsatz von elektrochemischen Speichern können sich gebäudenahe Photovoltaik-Volumen mit einer Reduktion des Primärenergiebedarfs von max. 45 % anrechnen lassen. Hierbei gilt es, zu klären, ob ein Elektrolyseur als elektrochemischer Speicher anerkannt wird (§ 23 Abs. 2 (2)).

EG-Gasgeräteverordnung (EU) 2016/426

Gasgeräte unterliegen dem Produktsicherheitsgesetz (ProdSG) und müssen der EG-Gasgeräteverordnung (EU) 2016/426 bzw. deren nationaler Umsetzung, der 7. Verordnung zum Produktsicherheitsgesetz (Gasverbrauchseinrichtungsverordnung – 7. ProdSV), entsprechen. Das heißt, dass in Deutschland nur Gasgeräte mit CE-Kennzeichnung in den Verkehr gebracht werden dürfen, die laut Typenschild auch für den deutschen Markt und die vor Ort befindliche Gasbeschaffenheit sowie den vorliegenden Anschlussdruck zugelassen sind (DVGW e.V. 2022b).

Gesetz zur kommunalen Wärmeplanung

Im Koalitionsvertrag vom 24. November 2021 und in der „Eröffnungsbilanz Klimaschutz“ des BMWK vom 11. Januar 2022 wurde ein gesetzlicher Orientierungsrahmen (Gesetz für kommunale Wärmeplanung) angekündigt. Der Gesetzentwurf sollte bis zum Jahresende 2022 erarbeitet und vom Kabinett beschlossen werden. Mit Stand 28. Juli 2022 lag ein erstes Diskussionspapier vor, in dem die Kommunen verpflichtet werden,

- Bestandsanalysen für den Wärmebedarf und die Versorgungsinfrastruktur vorzunehmen,
- Potenzialanalysen zu erneuerbaren Energien und Abwärme durchzuführen,
- ein klimaneutrales Zielszenario 2040 mit Zwischenschritt 2030 aufzustellen und
- eine kommunale Wärmewendestrategie mit Maßnahmenkatalog vorzulegen.

⁹ Gebäude mit gleicher Geometrie, Gebäudenutzfläche und Ausrichtung wie das zu errichtende Gebäude.

¹⁰ Gebäude mit gleicher Geometrie, Gebäudenutzfläche und Ausrichtung wie das zu errichtende Gebäude.

Im Zusammenhang mit der zukünftigen Entwicklung der Infrastrukturen ist es laut Diskussionspapier fraglich, ob „eine Netzumrüstung auf Wasserstoff und ein wirtschaftlicher Netzbetrieb mit grünem Wasserstoff gewährleistet werden können. Die entsprechenden Mengen dürften auch aus Importen nicht in ausreichender Form und nicht zu konkurrenzfähigen Preisen für die dezentrale Wärmeversorgung zur Verfügung stehen“, (BMWK 2022, S. 18).

Es macht also einen großen Unterschied, ob eine Kommune davon ausgeht, dass ein Großteil der dezentralen Wärmeversorgung über Wärmepumpen oder Wasserstoff erfolgen soll. Da die kommunale Wärmeplanung vor allem auch zur Koordinierung der Entwicklung der Infrastrukturen beitragen soll, ist eine Auseinandersetzung über die zukünftigen Anteile der Energieträger und Wärmeerzeugungstechnologien unumgänglich.

Nationale Wasserstoffstrategie (NWS)

Auf nationaler Ebene legt die **NWS** verschiedene Maßnahmen zum Markthochlauf von Wasserstoff im Gebäudesektor fest. Zur Umsetzung von Maßnahme 18 der NWS wurde die etablierte Förderung der Kreditbank für Wiederaufbau (KfW) für den Einbau innovativer Brennstoffzellenheizgeräte in neue oder bestehende Wohn- und Nichtwohngebäude im Februar 2021 erweitert und die maximale Förderhöhe pro Anlage erhöht. Die Nationale Wasserstoffstrategie wird derzeit überarbeitet.

5.6 Nutzung in der Industrie

Laut Kompromiss zur Revision der REDII wird festgelegt, dass der von der Industrie verwendete Wasserstoff bis 2030 zu 42,5 % und bis 2035 zu 60 % aus RFNBOs stammen muss (Rat der EU 30.03.2023). Für die Nutzung von Wasserstoff in der Industrie ist neben dem Preis und der Verfügbarkeit von Wasserstoff der entscheidende Entwicklungsfaktor der zukünftige CO₂-Preis, der über den europäischen Emissionshandel (EU-ETS) oder das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) festgelegt wird.

Europäischer Emissionshandel

Energieintensive Industriesektoren (einschließlich Ölraffinerien, Stahlwerken und Produktion von Eisen, Aluminium, Metallen, Zement, Kalk, Glas, Keramik, Zellstoff, Papier, Pappe, Säuren und organischen Massenchemikalien) sind am **EU-ETS** beteiligt. Der CO₂-Zertifikatspreis lag im März 2023 bei ca. 90 €/t CO₂, während Wasserstoff THG-Vermeidungskosten von > 503 €/t CO₂ aufweist (EEX 2022a). Das bedeutet, dass es derzeit noch günstiger ist, ein EU-ETS Zertifikat zu erwerben als grünen Wasserstoff einzusetzen.

Laut einer Studie des Reiner Lemoine Instituts erhalten Produktionsanlagen für grauen Wasserstoff 6,84 Emissionsberechtigungen (EUA) pro Tonne produzierten Wasserstoff (Reiner Lemoine Institute 2022). Damit die H₂-Elektrolyse mit der Methandampfreformierung konkurrieren kann, sieht der im Trilog gefundene und von Parlament und Rat 2023 verabschiedete Kompromiss zur Revision der ETS-Richtlinie vor, Elektrolyseuren ebenfalls kostenlose Zertifikate zuzuteilen.

Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)

Das **BEHG** wurde 2019 als Teil des Klimapakets der Bundesregierung verabschiedet. Es schafft die Grundlagen für den Handel mit Zertifikaten für Emissionen aus Brennstoffen und für eine Bepreisung dieser Emissionen, soweit diese nicht vom EU-Emissionshandel erfasst sind. Wasserstoff ohne Kohlenwasserstoffanteile unterliegt innerhalb des BEHG grundsätzlich nicht der Berichtspflicht. Wird Wasserstoff im Erdgasnetz mit Erdgas gemischt, wird er energiesteuerrechtlich insgesamt als Erdgas betrachtet und unterliegt seit 2021 der Berichtspflicht des BEHG. Wenn der zur Elektrolyse verwendete Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt wurde und in einem massenbilanziellen Dokumentationssystem (z. B. dena Biogasregister) anerkannt ist, kann der Energiegehalt wie bei Biomethan mit einem Emissionsfaktor von Null bewertet werden. Andernfalls ist der gesamte Energiegehalt des Gasgemischs mit dem Emissionsfaktor von Erdgas zu bewerten (DeHSt 2021).

6 Förderprogramme

Mit der Verabschiedung der Nationalen Wasserstoffstrategie am 10. Juni 2020 hat die Bundesregierung ein erstes flächendeckendes Instrument auf den Weg gebracht, um Wasserstoff zu einem schnellen Markthochlauf zu verhelfen. Derzeit wird die Nationale Wasserstoffstrategie überarbeitet. Die bisherigen Erfahrungen zeigen jedoch, dass unter den derzeitigen Rahmenbedingungen die Erzeugung, der Transport, die Speicherung und die Nutzung von Wasserstoff in vielen Fällen noch nicht wirtschaftlich tragfähig sind. Während der ersten Phase des Markthochlaufs braucht es daher eine breit angelegte Förderlandschaft. In diesem Kapitel wird insbesondere auf Förderprogramme und -mechanismen eingegangen, die auch für kleinere, dezentrale Wasserstoffkonzepte geeignet sind.

6.1 EU-Förderprogramme

Die Europäische Union schreibt Wasserstoff im Rahmen des **European Green Deals** eine prioritäre Rolle bei der Erreichung des Klimaneutralitätsziels bis 2050 zu. Hierzu richteten die Europäische Union, teilnehmende Mitgliedstaaten, Unternehmen und Forschungseinrichtungen eine öffentlich-private Partnerschaft ein, die Clean Hydrogen Joint Undertaking. Ziel der Partnerschaft ist die Finanzierung von Forschungs- und Entwicklungsvorhaben durch den öffentlichen und privaten Sektor. Im Jahr 2022 betrug das Fördervolumen insgesamt 300,5 Mio. €.

Neben dem Clean Hydrogen Joint Undertaking gibt es in der Europäischen Union noch weitere Programme und Instrumente, die zur Förderung von Wasserstoffprojekten genutzt werden können. Zentrale Instrumente sind dabei z. B. das Horizont-Europa- und das InvestEU-Programm mit einem Förderbudget von 95,51 Mrd. € bzw. 372 Mrd. € bis 2027. Horizont Europa kann ein breites Spektrum von Wasserstoffmaßnahmen unterstützen, die alle Phasen des Projektlebenszyklus abdecken:

- Forschungs- und Innovationsprojekte (einschließlich angewandter Forschung, Technologieentwicklung und -integration, Erprobung, Demonstration und Validierung eines Prototyps in kleinem Maßstab in einem Labor oder einer simulierten Umgebung),
- Innovationsmaßnahmen (einschließlich Prototyping, Erprobung, Demonstration, Pilotprojekte, Produktvalidierung in großem Maßstab und Marktreplikation),
- Innovation und Markteinführung (Tätigkeiten, die für die Einführung einer Innovation auf dem Markt erforderlich sind, einschließlich der Vergrößerung von Unternehmen) sowie
- Erprobung und Demonstration von Wasserstofftechnologien im industriellen Umfeld durch offene Innovationsprüfstände (Open Innovation Test Beds, OITBs).

Ein europäisches Förderinstrument, das für regionale und dezentrale Projekte geeignet sein kann, ist der Europäische Fond für regionale Entwicklung (EFRE). Er kann für Forschungs- und Innovationsvorhaben, Informations- und Kommunikationstechnologien, kleine und mittlere Unternehmen (KMU) sowie für die Förderung einer Wirtschaft mit geringen CO₂-Emissionen genutzt werden. Das EFRE-Budget bis 2027 liegt bei 200 Mrd. € (Kołodziejcki 2022).

6.2 Staatliche Förderprogramme

Mit dem HyLand-Programm gibt es einen Förderwettbewerb, bei dem lokale und dezentrale Wasserstoffkonzepte gefördert werden können. Ziel des Programms ist es, lokale Agierende zu motivieren, regionale Konzepte mit Wasserstoffbezug zu initiieren, zu planen und umzusetzen. Der HyLand-Förderwettbewerb ist Teil des vom Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) initiierten Nationale Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP). Das NIP unterstützt die Erarbeitung und Umsetzung integrierter Wasserstoffkonzepte, die sich mit der regionalen Erzeugung von – möglichst grünem – Wasserstoff, seiner Bereitstellung und mit der Nachfrage durch konkrete Anwendungen vor Ort, vor allem im Verkehrsbereich, beschäftigen. Förderfähig sind Beratungsdienstleistungen bis zu 40.000 €, die durch Kommunen in Anspruch genommen werden (NOW GmbH 2022).

Seit dem 01.01.2023 werden Brennstoffzellensysteme im Bestand, die mit grünem Wasserstoff betrieben werden, über die „Bundesförderung für Effiziente Gebäude“ (BEG) mit 25 % der förderfähigen Kosten bezuschusst. Im Wohngebäude werden maximal 60.000 € pro Wohneinheit und Kalenderjahr förderfähige Kosten bezuschusst. In Nicht-Wohngebäuden liegt die maximale Höhe der förderfähigen Kosten bei 1.000 € pro m² Nutzfläche. Im Einfamilienhaus ist ein Zuschuss von bis zu 15.000 € möglich, im Zwei- oder Mehrfamilienhaus können Brennstoffzellensysteme mit bis zu ca. 28.000 € bezuschusst werden (abhängig von der Anlagenauslegung). Die BEG-Förderung ist in der Regel mit regionalen Förderprogrammen kombinierbar.

Daneben gewährt die KfW Unternehmen sowie Freiberuflerinnen und Freiberuflern auch Kredite für die Herstellung klimafreundlicher Technologien und Produkte. So können im Modul A der „Klimaschutzoffensive für Unternehmen“ u. a. auch Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff zinsgünstig finanziert werden. Konkret betrifft dies Elektrolyseure sowie Anlagen für die Verwendung von Wasserstoff (z. B. Brennstoffzellen), die bis zu einem Kreditbetrag von 25 Mio. € finanziert werden können (KfW 2022b, 2022a).

6.3 Länderspezifische Förderprogramme (regional und kommunal)

Gerade dezentrale Wasserstoffprojekte und -konzepte können von Fördertöpfen auf regionaler und kommunaler Ebene profitieren. Einige Bundesländer haben hierzu eigene Förderrichtlinien verfasst, um den Wasserstoffhochlauf zu beschleunigen.

Baden-Württemberg

Das Bundesland Baden-Württemberg hat gleich drei Förderprogramme für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft. Das Programm „Klimaschutz und Wertschöpfung durch Wasserstoff (KWH2)“ zielt auf die Umsetzung von Pilot- und Demonstrationsvorhaben ab, die in einem Gesamtkontext die Wertschöpfungskette Wasserstofferzeugung, -speicherung und -transport sowie die Nutzung von Wasserstoff in sogenannten Insellösungen miteinander verknüpfen. Zusätzlich werden die Entwicklung und Weiterentwicklung von Produktionstechnologien für die System-, Komponenten- und Bauteilherstellung oder die Weiterentwicklung von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien gefördert ebenso wie Pilotprojekte, die bevorzugt grünen Wasserstoff in industriellen Anwendungen in den Fokus nehmen (UM 2022b). Das Förderprogramm beinhaltet insgesamt 20 Mio. €.

In dem Förderprogramm „Modellregion Grüner Wasserstoff“ wird das Ziel verfolgt, in ausgewählten Regionen Baden-Württembergs Wasserstoff als primären Energieträger zu nutzen und die damit verbundenen technologischen, wirtschaftlichen, ökologischen und gesellschaftlichen Gesichtspunkte zu analysieren. Das zur Verfügung stehende Fördervolumen beläuft sich auf 47 Mio. € bis 2027 und stammt aus den Mitteln des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) und vom Land Baden-Württemberg (UM 2022a).

Mit dem Förderprogramm „Zukunftsprogramm Wasserstoff BW“ soll der Wirtschaftsstandort Baden-Württemberg weiter gestärkt werden. Ziel ist es, Unternehmen und Forschungseinrichtung des Landes bei der Forschung und Entwicklung, beim Aufbau von Kapazitäten und bei der Anwendung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie zu unterstützen. Hierfür stellt das Land bis zum Jahr 2024 rund 26 Mio € zur Verfügung (UM 2021).

Bayern

Der Freistaat Bayern und das Zentrum Wasserstoff.Bayern haben ein Förderprogramm zum Aufbau einer Wasserstofftankstelleninfrastruktur in Bayern aufgesetzt (H2.B 2022). Die Förderzuwendung pro Antrag soll 2 Mio. € nicht überschreiten.

Berlin

Mit dem Förderprogramm SolarPLUS will der Berliner Senat für Wirtschaft, Energie und Betriebe den Ausbau von Photovoltaik-Anlagen auf Dächern von Wohn- und Nichtwohngebäuden noch gezielter voranbringen. Im Modul C ist dabei der Erwerb bzw. das Leasing/die Pacht von Stromspeichern förderfähig. Stromspeicher im Sinne der Richtlinie sind dabei auch Wasserstoffspeichersysteme mit Elektrolyseur und Brennstoffzelle. Der maximale Zuschuss für Ein- und Zweifamilienhäuser liegt bei 15.000 €. Mehrfamilienhäuser und Unternehmen können bis zu einer Höhe von 30.000 € gefördert werden (SenWiEnBe 2022) (IBB Business Team GmbH 2022).

Niedersachsen

Die Investitions- und Förderbank des Landes Niedersachsen (NBank) bezuschusst im Rahmen der Wasserstoffrichtlinie des Landes u. a. Unternehmen, Hochschulen und außeruniversitäre Forschungseinrichtungen bei der Durchführung von Pilot- oder Demonstrationsvorhaben im Bereich Wasserstoff (z. B. grüne Wasserstofftechnologien). Je Vorhaben und unter Beachtung der beihilferechtlichen Fragestellungen kann eine Förderung von bis zu 8 Mio. € bewilligt werden (NBank 2022b).

Die Förderrichtlinie zur Anschaffung brennstoffzellenbetriebener kommunaler Spezialfahrzeuge dient der Umstellung der Fahrzeugflotten auf brennstoffzellenelektrisch angetriebene Spezialfahrzeuge. Förderfähig sind niedersächsische Kommunen und Unternehmen. Das maximale Fördervolumen beläuft sich auf 1,4 Mio. €. Bei dem nicht rückzahlbaren Zuschuss können bis zu 50 % der Kosten gefördert werden (max. 350.000 € je Fahrzeug) (NBank 2022a).

Schleswig-Holstein

Das schleswig-holsteinische Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung (MELUND) hat im Rahmen der Wasserstoffstrategie eine eigene Richtlinie zur Förderung des Aufbaus einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft konzipiert. Die Förderung kann über die Landeskoordinierungsstelle Wasserstoffwirtschaft für Vorhaben zur Erzeugung und Speicherung von grünem Wasserstoff, dem Aufbau von Anlagen zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe auf Basis von grünem Wasserstoff, für Anwendung und Nutzung von grünem Wasserstoff in der Industrie sowie für Studien und wissenschaftliche Begleitung beantragt werden. Das maximale Fördervolumen beläuft sich auf 5 Mio. €. pro Unternehmen und Investitionsvorhaben. Bei dem nicht rückzahlbaren Zuschuss können bis zu 50 % der Kosten gefördert werden (MELUND 02.08.2021).

Nordrhein-Westfalen

Auch das bevölkerungsreichste und wirtschaftsstärkste Bundesland Deutschlands, Nordrhein-Westfalen, bietet mit dem Klimaschutz-Programm *progres.nrw* privaten Haushalten, Kommunen und Unternehmen einen Anreiz, in innovative und klimafreundliche Technologien zu investieren. Im Kontext dezentraler Wasserstoffkonzepte sind bspw. stationäre wasserstoffbasierte Energiesysteme in Verbindung mit einer Photovoltaik-Anlage (NRW.Energy4Climate GmbH 2021), Batterieelektrofahrzeuge und Brennstoffzellenfahrzeuge (NRW.Energy4Climate GmbH 2022) sowie Elektrolyseure zur Herstellung von Wasserstoff in Verbindung mit einer nicht öffentlich zugänglichen Wasserstofftankstelle und Wasserstoffspeichern förderfähig (NRW.Energy4Climate GmbH 01.04.22).

Weitere vertiefende Informationen zu Fördermitteln, Antragstellung und Konditionen können über den Fördernavigator der nordrhein-westfälischen Landesgesellschaft für Energie und Klimaschutz, NRW.Energy4Climate, in Erfahrung gebracht werden. Es werden max. 80 % der förderfähigen Ausgaben mit einer Bagatellgrenze von max. 12.500 € gefördert (NRW.Energy4Climate GmbH).

7 Untersuchung von sieben beispielhaften Geschäftsmodellen

7.1 Sanierung eines Windparks mit lokaler Wasserstoffproduktion

Hintergrund

Es fallen bis 2026 jedes Jahr ca. 1.600 Windenergieanlagen aus der EEG-Förderung, was für viele Anlagen das wirtschaftliche Aus bedeutet (CRATOS, 2021). Strom aus diesen Anlagen kann entweder zum Börsenstrompreis vermarktet werden, oder über ein PPA verkauft werden. Zeitgleich werden jährlich ca. 20 TWh grüner Strom für die Erreichung der Ziele der ersten Nationalen Wasserstoffstrategie in 2030 benötigt (BMWi 2020). Besagter Strom muss in der RED II festgelegten Kriterien erfüllen, darunter auch die sog. Zusätzlichkeit des Stromes. Strom gilt bspw. dann als zusätzlich, wenn dieser aus einer EE-Anlage stammt, die gemäß des Delegierten Rechtsaktes zu Art. 27 RED II saniert wurde. Eine solche Sanierung ist definiert als eine 30-prozentige Investition im Vergleich zu den Investitionskosten in eine Neuanlage (s. Kapitel 5.1). Daher liegt es nahe zu untersuchen, ob eine aus der EEG-Förderung auslaufende Windenergieanlage nach einer Sanierung gemäß RED II wirtschaftlich für die Produktion von grünem Wasserstoff eingesetzt werden kann anstatt PPAs anzubieten oder in die Direktvermarktung zu gehen.

Es ist zusätzlich anzumerken, dass bei der Vermarktung des Stromes an der Strombörse Direktvermarktungskosten anfallen. Ab 2022 ermitteln Übertragungsnetzbetreiber diese Kosten nach Maßgabe der Erneuerbare-Energien-Verordnung und veröffentlichen sie auf ihrer Internetseite (EEG §53 Absatz 2). Laut (50Hertz 2021) betrug dieser Abzugsbetrag 2022 0,184 ct/kWh. Dieser Wert verringert sich um die Hälfte für alle Anlagen, die mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind (EEG §53 Absatz 2). Für die meisten Anlagenbetreiber bedeutet das derzeit einen Aufschlag von 0,066 ct/kWh. Die wichtigsten Bestandteile und Einflussfaktoren auf das Geschäftsmodell kann dem adaptierten Business Modells Canvas in Abbildung 11 entnommen werden.

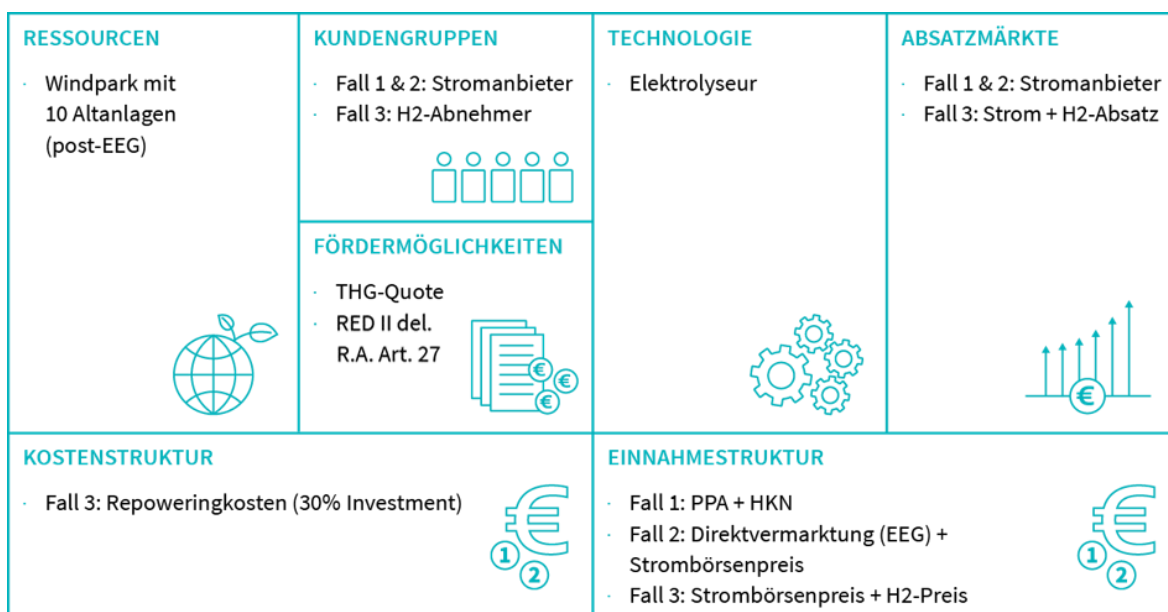


Abbildung 11: Business Model Canvas für das Geschäftsmodell „Sanierung eines Windparks mit lokaler Wasserstoffproduktion“ laut RED II Delegierter Rechtsakt Art. 27.

Methodik und Annahmen

Anhand dreier Fallbeispiele werden als Proxy für die Wirtschaftlichkeit die Amortisationszeiten von Investitionen in Windenergieanlagen berechnet, die aus der 20-jährigen EEG-Förderung auslaufen und bei denen der Strom entweder direkt vermarktet wird oder teilweise für die Herstellung von grünem Wasserstoff verwendet wird. Die Fallbeispiele untersuchen einen beispielhaften Onshore-Windpark mit 10 Windenergieanlagen der im Jahr 2005 in Betrieb genommen wird und dessen EEG-Förderung entsprechend im Jahr 2025 ausläuft. Es wird ein Kapazitätsfaktor von 0,285 angenommen. Das entspricht 2500 Vollaststunden pro Jahr. Weil die durchschnittliche Nennleistung von neu installierten Windenergieanlagen an Land in Deutschland 2005 bei 1,7MW lag (Agentur für Erneuerbare Energien 2022), wird eine Gesamtleistung von 17 MW für den Windpark angenommen.

Die Investitionskosten (CAPEX) in eine neue Windenergieanlage werden auf 1.092 €/kW veranschlagt (Hau 2008). Die **Gesamtinvestitionskosten** in den Windpark ergeben sich aus der Summe der Windenergieanlagen-CAPEX und der aufstellbezogenen Kosten, die 25% der Windenergieanlagen-CAPEX betragen (Hau 2008). Die **Gesamtinvestitionskosten betragen damit 1365 €/kW**. Es werden drei Fälle definiert:

- In **Fall 1** wird die produzierte Strommenge des Windparks mit Altanlagen als PPA mit Herkunftsnachweisen vermarktet. PPAs unterliegen starken Schwankungen je nach Energieart, Anlagengröße und Standort. Für die Analyse wird der durchschnittliche PPA-Preis von 38,50 €/MWh (Energy BrainPool, 2020) angesetzt. Für den Herkunftsnachweis wird ein Preis von 2,5 €/MWh angenommen nach (Energate Messenger 2021).
- In **Fall 2** wird die produzierte Strommenge direkt über die Stromnetzbetreiber vermarktet. Die Direktvermarktungskosten lassen sich nicht bestimmen und werden – basierend auf historische Direktvermarktungskosten (Wallasch et al. 2016) und den Vorgaben nach EEG §53 Absatz 2, sowie dem nach jetzigen Betrag von 1,84 €/MWh (50Hertz 2021) und dem daraus resultierenden abnehmenden Kostentrend – auf 1 €/MWh angenommen. Der angenommene Strombörsenpreis ist den Strompreisszenarien in Abbildung 12 abgebildet.

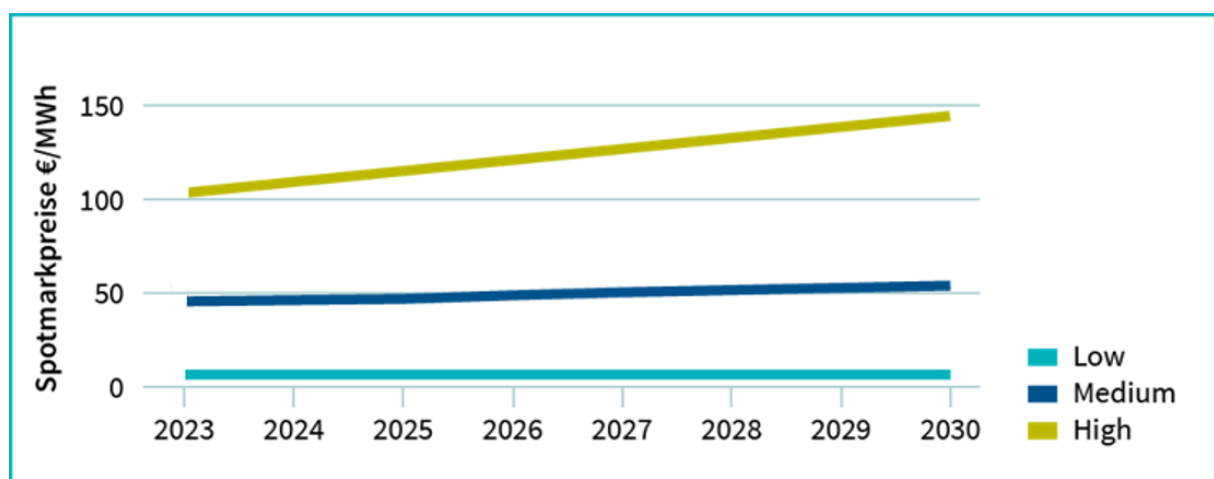


Abbildung 12: Angenommene durchschnittliche Strompreise in €/MWh; Berechnung basierend auf den Werten für 2020 von umlaut (umlaut 2022).

- In **Fall 3** wird angenommen, dass ein Repowering der Windenergieanlagen mit einem Investitionsvolumen von 30% der Kosten einer Neuanlage durchgeführt wird. Der Strom des Windparks wird dann in H2 umgewandelt und vermarktet.
 - Ein Review von Repowering-Projekten in Deutschland und Dänemark in den Jahren 2000-2020 ergab, dass der Kapazitätsfaktor neuer Windenergieanlagen in Repowering-Projekten im Vergleich zu den ersetzten Anlagen um 34,5% und 9,7 Prozentpunkte stieg (Lacal-Aránategui et al. 2020). Hierauf basierend wird angenommen, dass **der Kapazitätsfaktor neuer Anlagen in Fall 3 um 34,5% im Vergleich zu den ersetzten Anlagen steigt, auf 0,38.**
 - Eine Projektion der historischen Nennleistung (2005-2022) neu installierter Windenergieanlagen an Land (Agentur für Erneuerbare Energien 2022) ergibt, dass die Nennleistung neuer Anlagen 2025 circa 6 MW betragen wird. Bei der Annahme eines gleichbleibenden spezifischen Anlagenpreises von 1092 €/kW und der angenommenen 30-prozentigen Investition im Vergleich zu den Gesamtinvestitionskosten in den ursprünglichen Windpark von 23,21 M€, ergibt sich eine zugekaufte Leistung von 6,375 MW. Hierauf basierend wird angenommen, dass in Fall 3 **eine Anlage durch eine Neuanlage mit einer Nennleistung von 6,375 MW ersetzt wird**, während 9 Altanlagen weiterbetrieben werden.
 - Außerdem wird vor Ort ein Elektrolyseur installiert mit Gesamtinvestitionskosten von 1480 €/kW. Die Gesamtinvestitionskosten ergeben sich aus der Summe der Systemkosten, die nach (IRENA 2020) mit 680 €/kW angenommen werden, und der EPC-Kosten (Engineering, Procurement and Construction), die nach (IEA 2019a) mit 800€/kW angenommen werden. Für den Elektrolyseur wird ein Wirkungsgrad von 70% angesetzt (Siemens 2021) und 5000 Vollaststunden pro Jahr. Das Leistungsverhältnis von Windpark zu Elektrolyseur wird auf 0,35 dimensioniert, woraus sich eine Kapazität von 7,6 MW ergibt. Damit kann der Windpark den Leistungsbedarf des Elektrolyseurs auch dann decken, wenn die Windenergieanlagen nicht deren Nennleistung erreichen. Eine langjährige Betrachtung der Leistungsprofile von Windkraftanlagen von (Wan 2012) ergab, dass die produzierte stündliche Leistung im Jahresdurchschnitt zwischen circa 0,2 und 0,5 Mal die Nennleistung eines Windparks liegt. Weil das Produkt zwischen Leistungsverhältnis von Windpark zu Elektrolyseur und Kapazitätsfaktor des Elektrolyseurs bei $0,19 < 0,2$ liegt, wird angenommen, dass ein Energiespeicher selten für den angenommenen Betrieb benötigt wird und daher eine relativ kleine Leistung und Kapazität ausreichend sind. Nach (Ayesha Khan und Rabia Khan 2018) ist für eine vergleichbare Anlagengröße ein Batteriespeicher wirtschaftlicher als ein Wasserstoffspeicher. Basierend auf den obigen Erläuterungen, sowie auf (Vartiainen et al. 2020), wird ein Lithium-Ionen Batteriespeicher mit einer Leistung von 0,5 MW und einer Kapazität von 2 MWh angenommen. Die Gesamtkosten des Batteriespeichers betragen 1550 €/kW (U.S. Department of Energy 2020) und damit 775 Tsd. €.
 - Für den Wasserstoffabsatz wird der Verkaufspreis von grünem Wasserstoff bei 5 €/kg angenommen. Für die Vermarktung des restlichen Stroms gelten die Annahmen aus Fall 2. Die Abwärme wird in diesem Geschäftsmodell nicht veräußert, da nicht davon ausgegangen werden kann, dass ein Windpark unmittelbar in der Nähe einer Wärmesenke verortet ist.

Um die Vergleichbarkeit der Fallbeispiele zu erhöhen werden unterschiedliche Betriebskosten für die ersten 20 Betriebsjahre (23 €/MWh) und ab dem 21. Betriebsjahr (25,4 €/MWh) angesetzt nach (Wallasch et al. 2016).

Es wird angenommen, dass die Gesamtkosten des Windparks für die ersten 20 Betriebsjahre zum Beginn des 21. Lebensjahr vollständig amortisiert sind. Es wird zusätzlich angenommen, dass der Windpark in allen drei Fällen weitere 20 Jahre im Betrieb bleibt. Tabelle 10 fasst die Analyse der drei Fälle zusammen.

Es wird zudem für einen beispielhaften Strompreis untersucht, ab welchem Wasserstoffpreis Fall 3 eine geringere Amortisationszeit als Fall 2 aufweist. Dabei wird für den Strompreis der Preis im Niedrigstrompreisszenario im Jahr 2025 (Zeitpunkt des Auslaufens der EEG-Förderung in den untersuchten Fällen) angesetzt, d.h. 13,66 ct/kWh.

Tabelle 10: Beispielhaften Analyse des Geschäftsmodells Geschäftsmodell „Sanierung eines Windparks mit lokaler Wasserstoffproduktion“ laut RED II Delegierter Rechtsakt Art. 27

Objekt	Fall 1	Fall 2	Fall 3
Ausgaben			
Gesamtinvestitionskosten Windpark Jahr 0 (Mio. €)	23,2	23,2	23,2
Betriebskosten Jahr 0-20 (Mio. €)	19,6	19,6	19,6
Betriebskosten Jahr 21-40 (Mio. €)	21,6	21,6	29,3
Direktvermarktungskosten (ab dem 21. Betriebsjahr) (Mio. €)	-	1,7	0,9
Investitionskosten: Repowering (Mio. €)	-	-	7,0
Investitionskosten: Elektrolyse (Mio. €)	-	-	11,3
Investitionskosten: Batteriespeicher (Mio. €)	-	-	0,775
Amortisierte Kosten und Restkosten			
Restkosten (zum 21. Betriebsjahr) (Mio. €)	21,6	23,3	49,2
Amortisierte Kosten zum 21. Betriebsjahr (Mio. €)	-42,8	-42,8	-42,8
Produzierte Energie- und Stoffmengen			
Produzierte Strommenge Jahr 0-20 (GWh/a)	42,5	42,5	42,5
Produzierte Strommenge Jahr 21+ (GWh/a)	42,5	42,5	59,7
Stromeinspeisemenge Jahr 21+ (GWh/a)	42,5	42,5	21,7
Wasserstoffmenge (GWh/a)	-	-	26,6
Wasserstoffmenge (t/a)	-	-	799,4
Sauerstoffmenge (t/a)	-	-	3197,4
Abwärmemenge (GWh/a)	-	-	7,6
Verkaufspreis Wasserstoff (€/kg)	-	-	5,0
Verkaufserlöse			
Strom (Mio. €/a)	1,5	5,5 – 30,4	2,8 – 15,5
Wasserstoff (Mio. €/a)	-	-	4,0
Sauerstoff (Mio. €/a)	-	-	-
Abwärme (Mio. €/a)	-	-	-
Gesamteinnahmen und Amortisationszeit			

Gesamteinnahmen (Mio. €/a)	1,5	5,5 – 30,4	6,8 – 19,5
Amortisationszeit (a)	14,1	0,7 – 4,1	2,5 – 7,2

Betriebswirtschaftliche Betrachtung

Unter den genannten Rahmenbedingungen und Annahmen ergibt sich eine Steigerung der Nennleistung des Windparks in Fall 3 ab dem 21. Betriebsjahr um 27,5% bzw. 4,675 MW und einer Steigerung des Stromertrages um 40,4% bzw. 17,2 GWh/a.

Die Amortisationszeiten werden in Abbildung 13 und Tabelle 11 zusammengefasst. Der angenommene Strombörsepreis in den jeweiligen Jahren ist den Strompreisszenarien in Abbildung 12 zu entnehmen. Abbildung 13 zeigt die Amortisationszeiten in den Fällen 2 und 3 in Abhängigkeit vom Wasserstoffpreis bei dem angenommenen Niedrigstrompreisszenario für 2025, d.h. 13,66 ct/kWh. Die Amortisationszeit ist in Fall 1 am höchsten, gefolgt von Fall 3 und Fall 2.

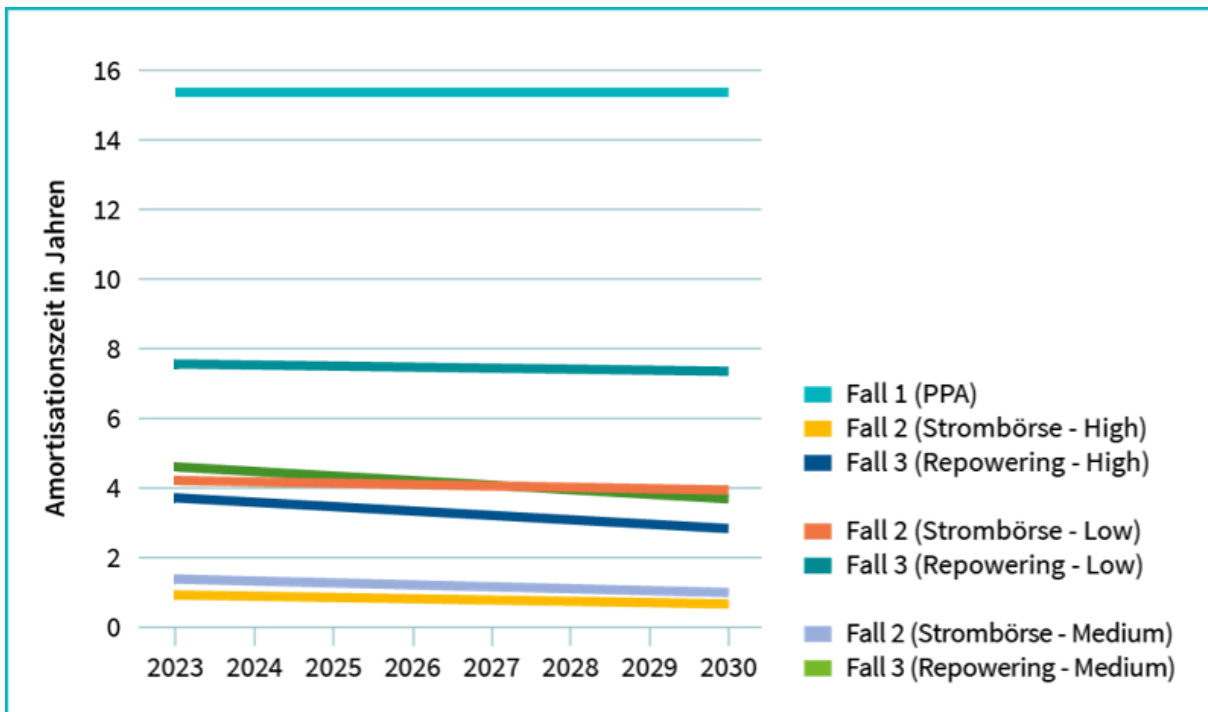


Abbildung 13: Amortisationszeiten unterschiedlicher Vermarktungsoptionen für Post-EEG-Windenergieanlagen.

Tabelle 11: Amortisationszeit in Jahren je nach prognostiziertem Börsenstrompreis in einem gegebene Jahr nach bei einem Wasserstoffpreis von 5€/kg

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Fall 1 (PPA)	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1
Fall 2 (Strombörse - Low)	4,1	4,1	4,0	4,0	3,9	3,9	3,9	3,8
Fall 2 (Strombörse - Medium)	1,5	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0
Fall 2 (Strombörse - High)	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8

Fall 3 (Repowering - Low)	7,1	7,1	7,1	7,0	7,0	7,0	7,0	6,9
Fall 3 (Repowering - Medium)	4,1	3,9	3,8	3,6	3,5	3,4	3,3	3,2
Fall 3 (Repowering - High)	3,1	3,0	2,9	2,8	2,7	2,7	2,6	2,5

Fall 1 weist eine Amortisationszeit auf, die 70,6 % der Lebensdauer des Windparks ab dem 21. Lebensjahr beträgt. In dem untersuchten Fall also 14,1 Jahren und damit die wirtschaftlich unattraktivste Option.

Fall 2 weist eine Amortisationszeit auf, die zwischen 3,8 % und 21,1 % der Lebensdauer des Windparks ab dem 21. Lebensjahr beträgt. In dem untersuchten Fall entspricht diese Spanne einer Amortisationszeit zwischen 0,7 und 4,1 Jahren, jeweils bei den Hoch- und Niedrigstromeiszenarien.

Fall 3 weist eine Amortisationszeit auf, die zwischen 12,6 % und 36,1 % der Lebensdauer des Windparks ab dem 21. Lebensjahr beträgt. In dem untersuchten Fall entspricht diese Spanne einer Amortisationszeit zwischen 2,4 und 8,4 Jahren, jeweils bei den Hoch- und Niedrigstromeiszenarien. Es fällt zudem auf, dass Fall 3 im Mittelstromeiszenario ab 2024 eine geringere Amortisationszeit als Fall 2 in einem Niedrigstromeiszenario aufweist.

Abbildung 14 ist zu entnehmen, dass für einem Strompreis von 13,66 ct/kWh, ab einem Wasserstoffpreis von ca. 11 €/kg die Amortisationszeit eines mit 30 % der ursprünglichen Investitionskosten sanierten Windparks geringer ausfällt als die Amortisationszeit einer Anlage, die nach 20 Jahren aus dem EEG fällt und anschließend den Strom an der Börse absetzt.

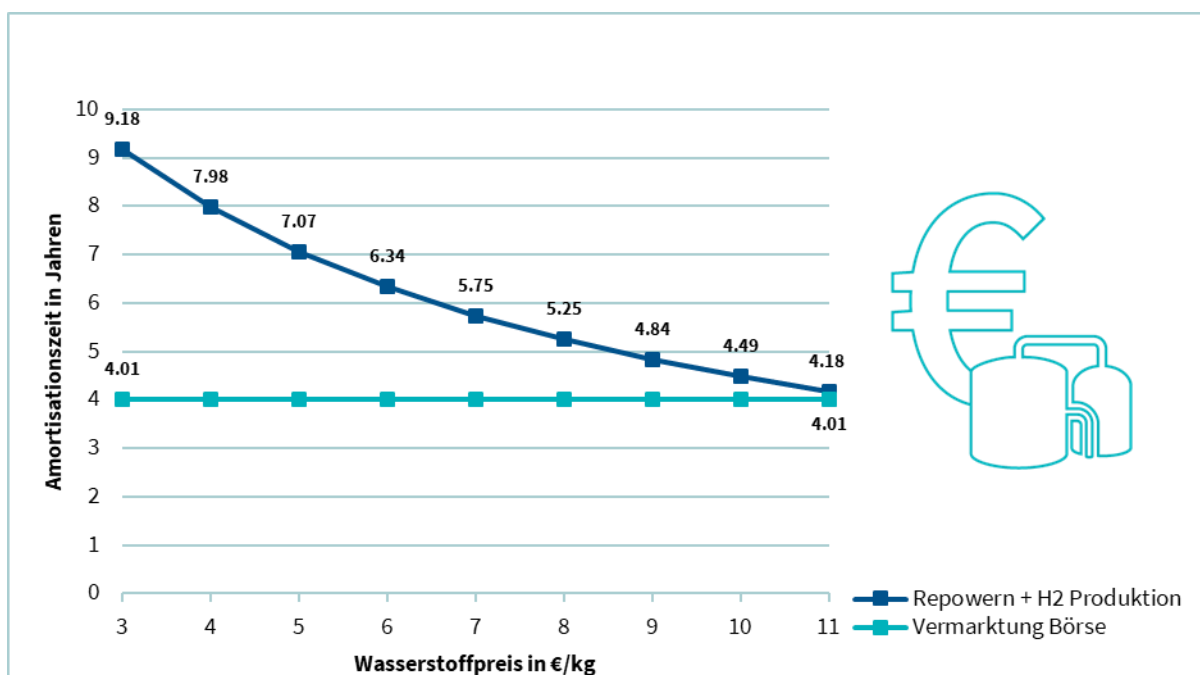


Abbildung 14: Amortisationszeit in Abhängigkeit vom Wasserstoffpreis bei einem Strombörsenpreis bei 13,66 ct/kWh.

Abbildung 15 zeigt, dass für niedrigere Strompreise (hier beispielsweise für 5 ct/kWh) der Wasserstoffpreis bei dem dieselbe Amortisationszeit für beide Fälle erreicht wird, sinkt, während die Amortisationszeiten insgesamt steigen. Abbildung 16 zeigt, dass für höhere Strompreise (hier beispielsweise für 15 ct/kWh) der

Wasserstoffpreis bei dem dieselbe Amortisationszeit für beide Fälle erreicht wird, steigt, während die Amortisationszeiten insgesamt sinken.

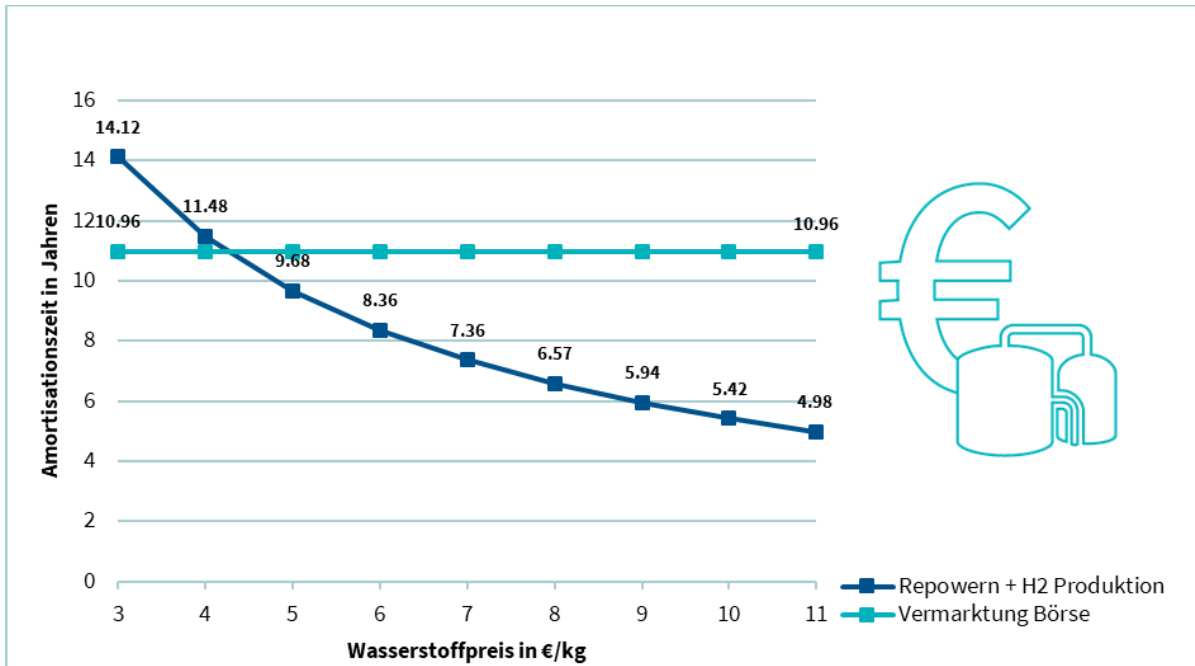


Abbildung 15: Amortisationszeit in Abhängigkeit vom Wasserstoffpreis bei einem Strombörsenpreis von 5 ct/kWh.

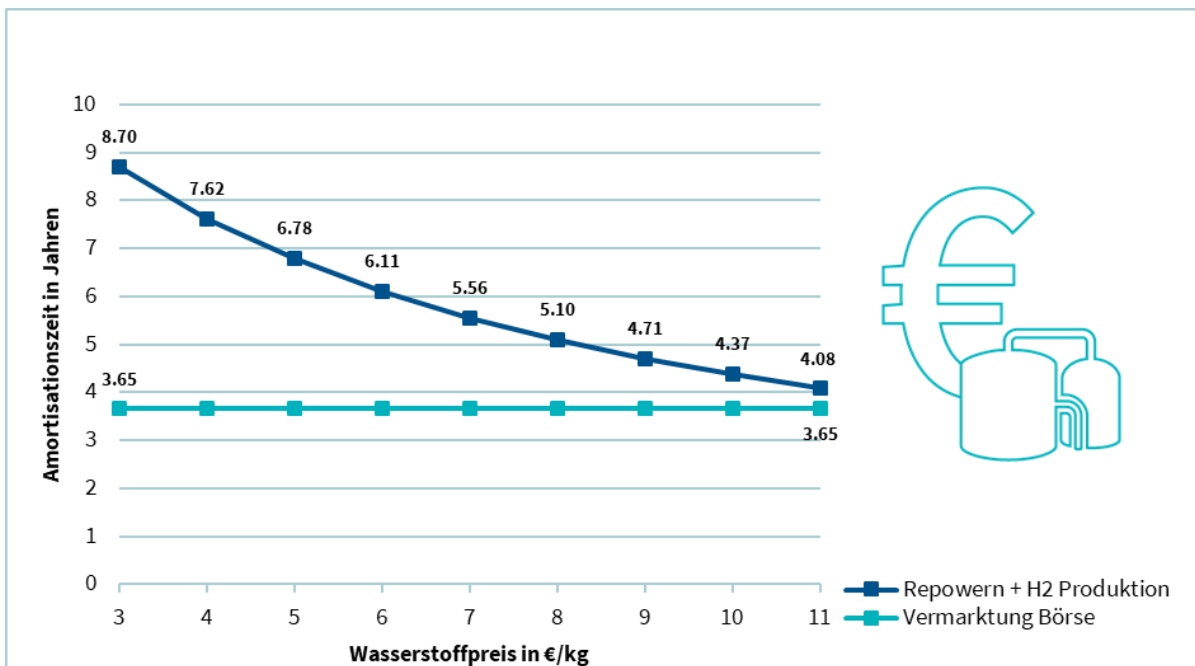


Abbildung 16: Amortisationszeit in Abhängigkeit vom Wasserstoffpreis bei einem Strombörsenpreis von 15 ct/kWh.

Zentrales Ergebnis „Sanierung eines Windparks mit lokaler Wasserstoffproduktion“

- Das Geschäftsmodell in dem ein Repowering des Windparks von 30% der ursprünglichen Investitionskosten stattfindet wäre bei einem durchschnittlichen Wasserstoffpreis ab 5 €/kg bei einem durchschnittlichen Strompreis von bis zu 6 ct/kWh wirtschaftlicher als der Weiterbetrieb mit Direktvermarktung.

7.2 Wasserstoffbasierte Stromspeicherung entsprechend §39o EEG

Hintergrund

Dieses beispielhafte Geschäftsmodell legt die EEG-Innovationsausschreibung zu Grunde. Ein Anlagenkonzept mit Stromerzeugung aus einer Wind-Onshore-Anlage, einer Solaranlage oder einer Kombination von beiden könnte mit einem Elektrolyseur, einem Wasserstoffspeicher und einer Brennstoffzelle kombiniert werden. Nach Zuschlag der Innovationsausschreibung nach §39o EEG könnte dieses Anlagenkonzept entsprechend eine gleitende Marktprämie für rückverstromte Mengen erhalten. Die genauen Anforderungen an die Ausgestaltung der Anlagen sind, wie in Kapitel 5.2 erläutert, bisher noch nicht näher präzisiert worden. Es ist daher unklar, ob die in der Studie exemplarisch untersuchte Anlagenkonfigurationen tatsächlich förderfähig wären. Die wichtigsten Bestandteile und Einflussfaktoren auf das Geschäftsmodell kann dem adaptierten Business Modells Canvas in Abbildung 17 entnommen werden.

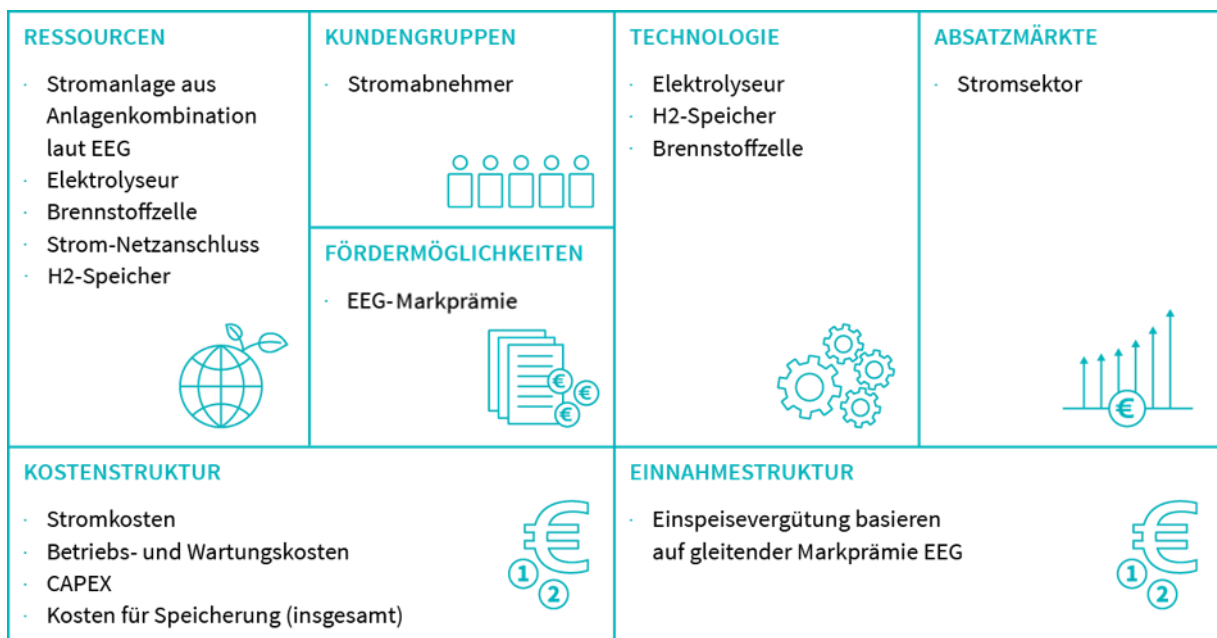


Abbildung 17: Business Model Canvas für das Geschäftsmodell „Wasserstoffbasierte Stromspeicherung entsprechend §39o EEG“.

Methodik und Annahmen

Um einordnen zu können wie hoch die Kosten für die wasserstoffbasierte Speicherung von Strom in diesem Geschäftsmodell sind, wird im Folgenden beispielhaft für drei zulässige Fälle eine Kostenrechnung durchgeführt. Dabei sind alle Annahmen außer den Stromkosten für die drei Fälle zur besseren Vergleichbarkeit konstant gehalten. Fall 1 rechnet die Kosten für eine wasserstoffbasierte Stromspeicherung von einer Konfiguration mit Onshore-Wind-Anlagen aus. Fraunhofer ISE 2021b) geben durchschnittliche Stromgestehungskosten für Onshore-Wind zwischen 3,94-8,29 ct/kWh an. Um die Obergrenze für die durchschnittlichen Kosten von wasserstoffbasierter Stromspeicherung zu ermitteln geht Fall 1 von Stromgestehungskosten von 8,29 ct/kWh aus. Fall 2 nimmt für eine Solaranlage (PV-Freifläche > 1 MWp) Stromgestehungskosten von 4,16 ct/kWh an, was einer Untergrenze für die Kosten von wasserstoffbasierter

Stromspeicherung gleichkommt. Fall 3 geht von einer Kombination der beiden Technologien aus und setzt die Stromgestehungskosten auf 6,2 ct/kWh.

Unter einer Reihe von weiteren Annahmen wie in Tabelle 12 beschrieben ergeben sich für das beispielhafte Geschäftsmodell durchschnittliche Stromspeicherkosten zwischen 14,86 ct/kWh (Fall 2) bis 19,4 ct/kWh (Fall 1). Diese Kosten müssten von der gleitenden Marktprämie gedeckt werden damit das Geschäftsmodell aus betriebswirtschaftlicher Sicht rentabel ist. Zur groben Einordnung: Laut Lazard 2021) belaufen sich die durchschnittlichen Speicherkosten für Solar PV mit Batterien zwischen 7,8-14,5 ct/kWh. Natürlich ist die Zeitdauer für die die Speicherung eingesetzt werden kann sehr unterschiedlich. Um die tatsächlichen Kosten einer saisonalen Speicherung von Strom mittels Wasserstoff zu ermitteln müsste eine dynamische Analyse gerechnet werden. In der vorliegenden Kostenrechnung wird von 5.000 Vollaststunden bei der Elektrolyse und 4.655 Vollaststunden bei der Brennstoffzelle ausgegangen. Da das Jahr 8760 Stunden zählt, bedeutet das, dass die Elektrolyse und die Rückverstromung mehr als die Hälfte des Jahres in Betrieb sind.

Betriebswirtschaftliche Betrachtung

Tabelle 12: Annahmen und Ergebnisse der beispielhaften Analyse des Geschäftsmodells „Wasserstoffbasierte Stromspeicherung entsprechend §39o EEG“

	Fall 1: Wind-Onshore-Anlage	Fall 2: Solaranlage (PV-Freifläche > 1 MWp)	Fall 3: Kombination Onshore- und Solaranlage (PV-Freifläche > 1 MWp)
Annahmen			
zu speichernder Strom (MWh/a)	2.000	2.000	2.000
Stromgestehungskosten (ct/kWh)	8,29	4,16	6,2
Wirkungsgrad Elektrolyse (%)	70	70	70
Wirkungsgrad Speicherung (%)	95	95	95
Wirkungsgrad Brennstoffzelle (%)	70	70	70
Abschreibungsdauer (a)	20	20	20
Kalkulatorischer Zinssatz (% p.a.)	2	2	2
Betriebs- und Wartungskosten (% of CAPEX p.a.)	2	2	2
Rendite/Gewinn (%)	10	10	10
spez. Investkosten Elektrolyse (€/kW)	1.500	1.500	1.500
spez. Investkosten Speicherung (€/m ³)	2.000	2.000	2.000
spez. Investkosten Brennstoffzelle (€/kW)	2.000	2.000	2.000
Elektrolyseurkapazität (kW)	400	400	400
Speichervolumen H2-Speicher (m ³)	36	36	36
Brennstoffzellenkapazität (kW)	200	200	200
Gesamtinvestition (€)	1.070.000	1.070.000	1.070.000
jährliche Abschreibung (€/a)	87.000	87.000	87.000

Ergebnisse			
Gesamtwirkungsgrad (%)	46,6	46,6	46,6
mögliche Einspeisemenge (MWh/a)	931	931	931
Volllaststunden Elektrolyse (h/a)	5.000	5.000	5.000
Volllaststunden Brennstoffzelle (h/a)	4.655	4.655	4.655
Kosten für die Speicherung (ct/kWh)	19,40	14,86	17,10

Zentrales Ergebnis „Wasserstoffbasierte Stromspeicherung entsprechend §39o EEG“

- Unter einer Reihe von Annahmen ergeben sich für das beispielhafte Geschäftsmodell durchschnittliche Stromspeichererosten zwischen 14,86 ct/kWh (Fall 2) bis 19,4 ct/kWh (Fall 1). Diese Kosten müssten von der gleitenden Marktprämie gedeckt werden damit das Geschäftsmodell aus betriebswirtschaftlicher Sicht rentabel ist.

7.3 Bereitstellung von Regenergie durch flexible Elektrolyse

Elektrolyseure haben grundsätzlich bei einem flexiblen Betrieb das Potenzial die Integration von erneuerbaren Strom zu fördern sowie Defizite zwischen Erzeugung und Verbrauch zu minimieren. Zusätzlich hat die flexible Elektrolyse das Potenzial den Einsatz von Redispatch-Maßnahmen zu verringern. Das ist einerseits gleichbedeutend mit einer Verringerung des Einsatzes von fossilen thermischen Kraftwerken und andererseits ökonomisch sinnvoll, denn die Kosten des Netzengpassmanagements sind derzeit sehr hoch.

Im nachfolgend analysierten Geschäftsmodell stellt der flexible Elektrolyseur kurzfristige netzdienliche Flexibilität in Form von Regenergie bereit. Es werden außerdem Einnahmen, die durch eine Abwärmenutzung sowie den Verkauf von Wasserstoff generiert werden, berücksichtigt. Die wichtigsten Bestandteile und Einflussfaktoren auf das Geschäftsmodell kann dem adaptierten Business Modells Canvas in Abbildung 18 entnommen werden.

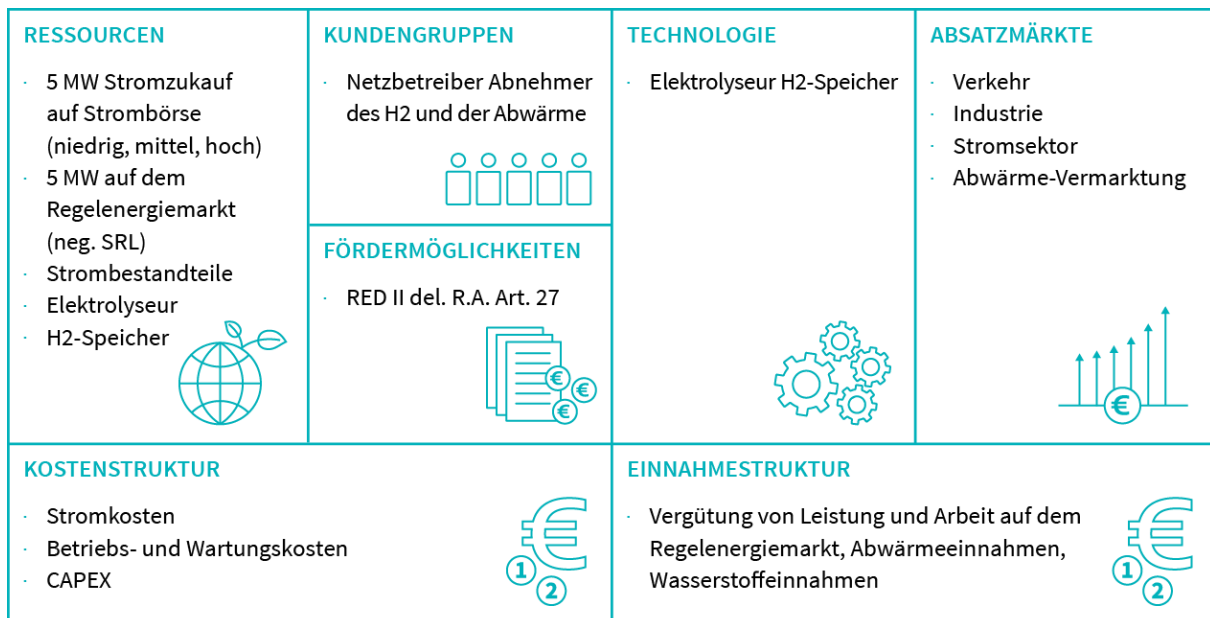


Abbildung 18: Business Model Canvas für das Geschäftsmodell „Bereitstellung von Regenergie durch flexible Elektrolyse“.

Hintergrund

Das deutsche Stromnetz besteht aus vier Regelzonen, in welchen die vier Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO GmbH, 50 Hertz GmbH, Amprion GmbH und TransnetBW GmbH) für ein stabiles Stromnetz sorgen, indem sie die Stromfrequenz auf 50 Hertz halten. Sollte es zu Abweichung der Stromfrequenz kommen können die Übertragungsnetzbetreiber auf dem Regenergiemarkt positive oder negative Regelleistung abrufen. Seit dem 22. Juni 2022 kommt in Deutschland dafür das europäische Zielmarktdesign gemäß Guideline Electricity Balancing zur Anwendung. Regelarbeitsgebote werden nach einem Einheitspreisverfahren vergütet, alle aktivierten Gebote werden zum Preis des teuersten aktivierten Gebots vergütet (ENTSO-E 2021). Da der Abruf von vorgehaltener Regenergie aufgrund der Volatilität der Erneuerbaren Energien keinem geregelten Zeitplan unterliegt, handelt es sich bei der Vergütung von Regenergieabrufen um einen Einkommensfluss, der kurzfristig erfolgt und nicht planbar ist. Grundsätzlich sind Elektrolyseure in der Lage, in wenigen Minuten signifikante Mengen an Strom aufzunehmen und

kommen damit für die Bereitstellung von negativer Regelenergie in Frage. Für eine Wirtschaftlichkeitsberechnung eines Elektrolyseurs, der seine Flexibilität auf dem Regelenergiemarkt anbietet, muss zunächst geklärt werden, wie viel Regelenergie im Jahr überhaupt tatsächlich zum Arbeitspreis abgerufen wird. Im Jahr 2021 lag die durchschnittliche Abrufwahrscheinlichkeit negativer Sekundärregelreserve bei 4,85 %. Die tatsächlich aktivierte Arbeitsmenge in 2021 betrug 0,026307 TWh (50Hertz Transmission GmbH et al.). Zum Vergleich: In Deutschland wurden im Jahr 2021 insgesamt 582 TWh Strom produziert (Statista 2022).

Wie bereits in Kapitel 5.5 dargestellt, lässt sich die Abwärme eines Elektrolyseurs mit einem PEF von 0,0 anrechnen. Die Temperatur der Abwärme eines Elektrolyseurs beträgt ca. 60 – 70 °C. In dieser Studie wird angenommen, dass die Abwärme des Elektrolyseurs mindestens zum Fernwärmepreis angeboten wird, um wettbewerbsfähig zu sein. Um die Abwärme in Quartieren/Kommunen nutzbar zu machen, müssen hierfür allerdings Inselnetze gebaut oder das Nahwärmenetz genutzt werden (AEE und Fraunhofer IEE 2021; dena 2016; KEAN Niedersachsen 2019; Adelphi 2019; LEA Hessen 2020).

Methodik und Annahmen

In diesem Geschäftsmodell ist die Produktion von Wasserstoff als Kerngeschäft und Regelenergiebereitstellung als Nebenprodukt/Nebengeschäft festgelegt. Dabei wird von einem 10-MW-Elektrolyseur ausgegangen, der in Teillast betrieben wird. Es wird davon ausgegangen, dass die Hälfte der Elektrolyseurleistung auf dem Regelenergiemarkt angeboten wird. Dabei werden den Berechnungen abgestufte Abrufwahrscheinlichkeiten der Regelenergie (4,85 %, 60 %, 100 %) zu Grunde gelegt und es werden die Preise für die negative Sekundärregelleistung unterstellt. Für den Betrieb des Elektrolyseurs wird Strom an der Börse zugekauft. Für den Strombörsenpreis werden drei unterschiedliche Szenarien angenommen (niedrig, mittel, hoch (s. Abbildung 12)). Die in der Studie angenommenen Strompreisbestandteile, die für die Erzeugung von grünem Wasserstoff zu berücksichtigen sind, können Tabelle 13 entnommen werden. Es wird angenommen, dass der produzierte Wasserstoff zu einem variablen Preis vermarktet wird, während die Abwärme mit konstanten 3 ct/kWh vergütet wird. In Tabelle 14 sind die zugrundeliegenden Annahmen für die Erzeugung von Wasserstoff und die Bereitstellung der Regelenergie dargestellt.

Tabelle 13: Strompreisbestandteile für die Erzeugung von grünem Wasserstoff

Strombestandteile für grünen Wasserstoff	Kosten (ct/kWh)	Referenz
Strombeschaffung	variabel	Börsenstrompreis
EEG-Umlage	0,00	EEG-2021 § 69 b
Stromsteuer	0,00	möglicher Erlass nach Antrag nach § 9a Abs. 1 Nr. 1
Offshore-Haftungsumlage	0,00	entfällt bei Elektrolyse
KWKG-Umlage	0,00	entfällt bei Elektrolyse (§ 27d KWKG)
§ 19 StromNEV-Umlage	0,417 ¹¹	§ 19 Abs. 2 StromNEV: Reduktion bei Verbrauch von mehr als 1 GWh bei entsprechendem Umsatz
Netzentgelte	0,00	entfällt bei Elektrolyse durch § 118 Abs. 6 EnWG
Umlage für umschaltbare Lasten	0,01	§ 18 Abs. 1 AbLaV
Konzessionsabgabe	0,11	Reduzierung auf 0,11 ct/kWh als Sondervertragskunde § 2 Abs. 3 KAV
Summe	0,537	

¹¹ Stand 2023

Tabelle 14: Zugrundeliegende Annahmen zur Berechnung der Geschäftsmodelle zur Bereitstellung der Flexibilität eines Elektrolyseurs auf dem Regelenergiemarkt

Wasserstofferzeugung	Wert	Referenz
Elektrolyse Kapazität (MW)	10,0	5 MW für Strombörse + 5 MW für Regelenergiemarkt. (5 MW ist Mindestgröße für SRL Regelenergiemarkt.)
H2-Speicher Kapazität (m³)	900	
Wirkungsgrade		
elektrischer Wirkungsgrad Elektrolyse (%)	70	
thermischer Wirkungsgrad Elektrolyse (%)	20	
Wirkungsgrad H2-Speicher (%)	95	
CAPEX & OPEX		
spezifische Investitionskosten Elektrolyse (€/kW)	900	
spezifische Investitionskosten Wasserstoffspeicher (€/m³)	2.000	
OPEX (% of CAPEX)	3,00	
Regelenergiemarkt		
negativer Regelenergiepreis – Leistungspreis SRR (ct/kW)	1,041	
negativer Regelenergiepreis – Arbeitspreis SRR (ct/kWh)	0,111	
Abrufwahrscheinlichkeit der negativen Regelenergie SRR (%)	4,85 60	4,85 % ist die durchschnittliche Abrufwahrscheinlichkeit aus dem Jahr 2021 (50Hertz Transmission GmbH et al.).
Marktpreise		
Strombörsenpreis (ct/kWh)	Szenario Medium	siehe Abbildung 12
Strompreisbestandteile (ct/kWh)	0,537	siehe Tabelle 13
Verkaufspreis Abwärme (ct/kWh)	3,00	
Investitionen		
Wasserstoff-Investitionen (Mio. €)	18,00	
H2-Speicher-Investitionen (Mio. €)	3,6	
Gesamtinvestitionen (Mio. €)	21,6	

Betriebswirtschaftliche Betrachtung

Tabelle 15 zeigt die anfallenden Wasserstoffmengen, Abwärmemengen und Einnahmen auf dem Regelenergiemarkt in Abhängigkeit der zwei analysierten unterschiedlichen Abrufwahrscheinlichkeiten.

Tabelle 15: Notwendiger Strom und anfallende Wasserstoff- und Abwärmemengen der 5-MW-Teilleistung (Strombörse) und 5-MW-Teilleistung Regelenergie mit unterschiedlichen Abrufwahrscheinlichkeiten von 4,85 % und 60 %.

	Teilleistung Strombörse	Teilleistung Regelenergie (4,85 %)	Teilleistung Regelenergie (60 %)
notwendiger Strom (GWh/a)	43,80	2,13	26,28
Wasserstoffmenge (GWh/a)	30,66	1,49	18,40
Wasserstoffmenge (t/a)	919,89	44,61	551,94
Abwärmemenge (Elektrolyseur) (GWh/a)	8,76	0,42	5,26
Einnahmen			
Regelenergiemarkt (Leistung) (€/a)		52	52
Regelenergiemarkt (Arbeit) (€/a)	0	2.358	29.171

In Tabelle 16 werden die Produktionsmengen von Wasserstoff und Abwärme sowie die Einnahmen, die hieraus generiert werden, und der Return on Investment für verschiedene Wasserstoffpreisannahmen dargestellt. Der Return on Investment ist hierbei für die Gesamteinnahmen über beide Teilleistungen hinweg und bezogen auf die Gesamtinvestition dargestellt.

Tabelle 16: Return on Investment für unterschiedliche Abrufwahrscheinlichkeiten

	Teilleistung Strombörse	Teilleistung Regelenergie (4,85 %)	Teilleistung Regelenergie (60 %)
H2-Preis-Variable (€/kg)	2,00	5,00	10,00
H2-Einnahmen (Teilleistung Strombörse) (Mio. €/a)	1,84	4,60	9,20
Teilleistung 4,85 % Regelenergie			
H2-Einnahmen (Teilleistung Regelenergiemarkt) (€/a)	850	2.124	4.249
Abwärmeeinnahmen (Mio. €/a)	0,28	0,28	0,28
Gesamteinnahmen (Mio. €/a)	2,12	4,88	9,48
Amortisationszeit (a)	10,20	4,43	2,28
Betriebskosten (Teilzeit Strombörse) (Mio. €/a)	0,01	0,01	0,01
Betriebskosten (Teilleistung Regelenergiemarkt) (Mio. €/a)	0,11	0,11	0,11
ROI (Gesamt)	-52 %	-54 %	-56 %
Teilleistung 60 % Regelenergie			
H2-Einnahmen (Teilleistung Regelenergiemarkt) (€/a)	10.512	26.280	52.560
Abwärmeeinnahmen (Mio. €/a)	0,42	0,42	0,42
Gesamteinnahmen (Mio. €/a)	2,30	5,08	9,70
Amortisationszeit (a)	9,39	4,26	2,23

Betriebskosten (Teilzeit Strombörse) (Mio. €/a)	0,01	0,01	0,01
Betriebskosten (Teilleistung Regelenergiemarkt) (Mio. €/a)	0,01	0,01	0,01
ROI (Gesamt)	-51 %	-52 %	-54 %

Wie zu erwarten ist, steigt die Wirtschaftlichkeit des Geschäftsmodells je höher der angenommene Preis für Wasserstoff und je geringer der angenommene durchschnittliche Strompreis. Der 10-MW-Elektrolyseur bezieht mit 5-MW-Strom an der Strombörse. Hierfür liegen die H₂-Einnahmen bei einem Wasserstoffpreis von 5 €/kg bei 4,6 Mio. €/a. Die übrigen 5 MW werden auf dem Regelenergiemarkt vorgehalten. Hierfür ergibt sich sowohl bei einer Abrufwahrscheinlichkeit von 4,85 % als auch von 60 % ein stark negativer ROI. Die unterschiedlichen Abrufwahrscheinlichkeiten haben lediglich einen marginalen Einfluss auf die wirtschaftlichen Kennzahlen. Es lässt sich daher kein Geschäftsmodell für flexible Elektrolyseure auf der Basis einer Bereitstellung von Regelenergie aufbauen.

Eine weitere Option für einen Elektrolyseur Flexibilität netzdienlich einzusetzen ist das Netzengpassmanagement. Um den Nutzen einer flexiblen Betriebsführung für Netzengpässe zu bewerten ist allerdings eine integrierte Modellierung und eine große Menge von Daten nötig, in die letztendlich nur Übertragungsnetzbetreiber komplette Einsicht haben. Auch gibt es derzeit keinen regulatorischen Rahmen um die Flexibilität eines Elektrolyseurs dem Netzengpassmanagement zu Nutze zu machen. Daher sehen wir von einer Bewertung in dieser Studie ab.

In einer modellbasierten Analyse konnte gezeigt werden, dass in einem Szenario mit hohem Anteil von erneuerbaren Energien in Deutschland Netzengpässe durch den Betrieb von dezentralen, flexiblen Elektrolyseuren vermieden werden konnte und der Netzausbaubedarf sowie dessen Kosten auf Mittelspannungsebene um 7% reduziert werden konnte im Vergleich mit einem Szenario ohne dezentrale, flexible Elektrolyseure (Reiner Lemoine Institute 2022).

Im Rahmen von §13 Abs. 6 EnWG ist bereits geregelt, dass die Betreiber von Übertragungsnetzen den Betreibern von Anlagen, die kostengünstig und effizient zur Beseitigung von Netzengpässen beitragen, die erforderlichen Kosten für die Investition in die technische Anlage erstatten dürfen, sowie mit den Betreibern der Anlage vertragliche Vereinbarungen zur Änderung der Wirkleistungseinspeisung oder -ausspeisung schließen und diese vergüten. In Absatz (6a) ist das für KWK-Anlagen spezifiziert, in Absatz (6b) für zuschaltbare Lasten. Hier wäre es denkbar einen weiteren Absatz für flexible Elektrolyseure als effiziente Anlagen zur Beseitigung von Netzengpässen zu formulieren. Die Übertragungsnetzbetreiber wären entsprechend dann in der Nachweispflicht, dass ein spezifischer Elektrolyseur zur Reduktion von Netzengpässen beiträgt.

Zentrales Ergebnis „Bereitstellung von Regelenergie durch flexible Elektrolyse“

- Es lässt sich kein Geschäftsmodell für flexible Elektrolyseure auf der Basis der Bereitstellung von Regelenergie aufbauen, auch wenn die Abwärme des Elektrolyseurs und der produzierte Wasserstoff vermarktet wird.

7.4 Punkt-zu-Punkt-Transport von Wasserstoff

In diesem Kapitel werden die Verteilung und der Transport von dezentralem Wasserstoff thematisiert. Im Rahmen der Betrachtung werden insbesondere die ökonomischen Gesichtspunkte, die bei der Ausgestaltung der Geschäftsmodelle relevant sind, ins Auge gefasst. Die wichtigsten Bestandteile und Einflussfaktoren auf das Geschäftsmodell kann dem adaptierten Business Modells Canvas in Abbildung 19 entnommen werden.

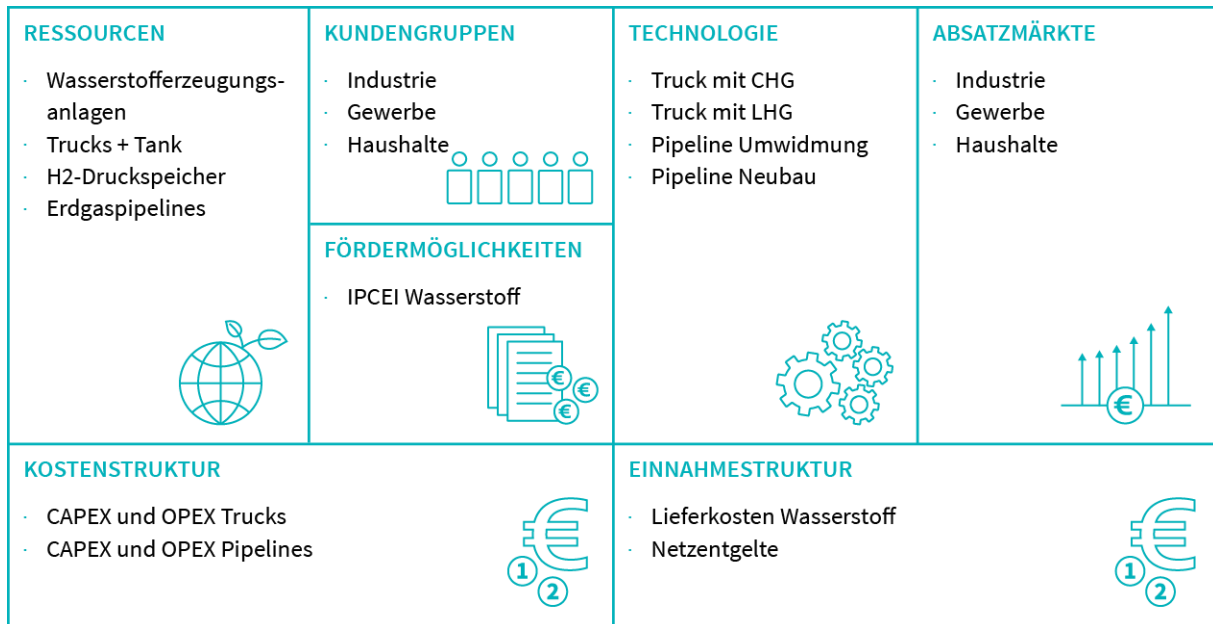


Abbildung 19: Business Model Canvas für das Geschäftsmodell „Punkt-zu-Punkt Transport von Wasserstoff“.

Hintergrund

Grundsätzlich lässt sich Wasserstofftransport mittels unterschiedlicher Transportoptionen und Verkehrsmittel realisieren. Wasserstoff kann u.a. flüssig, gasförmig, als Derivat (bspw. Methanol oder Ammoniak) oder in gespeicherter Form mittels eines flüssigen organischen Wasserstoffträgers (LOHC) per Schiff, Zug, Lkw oder Pipeline transportiert werden. Der Transport von dezentralem Wasserstoff lässt sich durch kurze Wege zwischen Erzeugung und Anwendung und einer begrenzten Transportmenge charakterisieren. Aufgrund des dezentralen Studienschwerpunkts sollen nachfolgend nur der **flüssige und gasförmige Transport per Lkw** und der **Transport per Pipeline auf Verteilnetzebene** betrachtet werden. Auch der Lkw-Transport mittels LOHC würde für dezentrale Anwendungen infrage kommen, erfordert allerdings den Aufbau spezieller Infrastruktur (Hydrierungs- und Dehydrierungsanlagen) und ist technologisch noch nicht ausgereift (TRL 7–8), weshalb diese Transportoption in der Studie nicht betrachtet wird (Blanco 2022; H2.B 2022).

Für die Kostenberechnung der verschiedenen Transportoptionen wurde ein Szenario mit steigenden Verbräuchen angenommen, entlang derer Abnehmer schrittweise mit Wasserstoff versorgt werden könnten. Während zu Beginn des Wasserstoffhochlaufs noch geringe Wasserstoffbedarfsmengen zu erwarten sind, könnten erste **kleinere Gewerbebetriebe** mit geringen Verbräuchen (bis zu 100 MWh) durch eine lokale Versorgung mit Wasserstoff defossilisiert werden. Mit steigender Wasserstoffverfügbarkeit werden kurzfristig

auch einzelne Industriebetriebe auf Wasserstoff umstellen, bis sich hieraus größere **Industriecluster und -hubs (ggf. auch mit Haushalten)** entwickeln, die mittelfristig mit größeren Mengen Wasserstoff (bis 0,406 TWh) versorgt werden müssen. Ziel der nachfolgenden Betrachtung ist die Ermittlung der niedrigsten Transportkosten in Abhängigkeit von der verbrauchten Wasserstoffmenge und der Entfernung zwischen Erzeuger und Abnehmer. Die in Tabelle 17 dargelegten Verbrauchsannahmen basieren auf Daten aus der Studie „I-H2-Hub-BW“ aus dem Transportszenario eines Industriehubs in Karlsruhe (Fraunhofer IPA et al. 2022). Als Entfernung zwischen Erzeugung und Abnahme wurde für alle untersuchten Transportoptionen 15 km angenommen. Für die Berechnung der Transportkosten wird eine Punkt-zu-Punkt-Anbindung zwischen Wasserstofferzeugung und -abnahme unterstellt.

Tabelle 17: Roadmap für einen regionalen Wasserstofftransport (Datenangaben basieren auf Fraunhofer IPA et al. 2022)

	Gewerbebetriebe	Einzelne Industriebetriebe	Industriehub
Verbrauch (kWh/a)	100.000	4.000.000	406.000.000
Verbrauch (kWh/h)	11,42	457	46.347
Zeithorizont	sofort	kurzfristig	mittelfristig

Methodik und Annahmen

In diesem Kapitel werden vier Fälle des Punkt-zu-Punkt Wasserstofftransports über eine Transportdistanz von 15 km berechnet:

Fall 1: Lkw komprimierter gasförmiger Wasserstoff (CGH₂) (Hin- und Rückfahrt)

Fall 2: Lkw Flüssigwasserstoff (LH₂) (Hin- und Rückfahrt)

Fall 3: Inselnetz (Neubau)

Fall 4: H₂-Netz (Umwidmung)

Die Berechnung der Kosten für den Wasserstofftransport per Lkw basiert auf den nachfolgenden Annahmen (vgl. Tabelle 18). Während der gasförmige Transport von Wasserstoff (CGH₂) in Druckbehältern (mit bis zu 500 bar) vergleichsweise geringere Investitions- und Betriebskosten nach sich zieht, punktet der Transport von flüssigem Wasserstoff (LH₂) vor allem mit höheren Transportkapazitäten durch die höhere Dichte (71 kg/m³) in Folge der niedrigen Temperatur von -252,9 °C. Auffällig sind die hohen Investitions- und Betriebskosten zur Wasserstoffverflüssigung. Da es sich bei den Annahmen zur Verflüssigung um eine zentrale Anlage in großindustriellem Maßstab (Verflüssigungskapazitäten 100 tH₂/t) handelt, die auch bei Weitem den Bedarf an LH₂ des Industriehubs übersteigt (Auslastung ca. 15 %), wurden die hierdurch verursachten Kapitalflüsse nur anteilig in die Kostenberechnung aufgenommen.

Tabelle 18: Annahmen für den Lkw-basierten Transport (Fall 1 & 2) von Wasserstoff (Datenangaben Datenannahmen basieren auf Fraunhofer IPA et al. 2022; Reuß et al. 2021; Sens et al. 2022)

	Lkw CGH2 (Hin- und Rückfahrt)	Lkw LH2 (Hin- und Rückfahrt)
Investitions- und Betriebskosten		
CAPEX Truck (€)	160.000	
CAPEX Tank (€)	680.000	910.000
CAPEX Kompressor/Verflüssiger (€)	560.000	195.000.000 (anteilig)
CAPEX Speicher (€/m ³)	1.500	
OPEX Truck (% of CAPEX)	2	
OPEX Tank (% of CAPEX)	12	
OPEX Kompressor/Verflüssiger (% of CAPEX)	5	4
Abschreibung und WACC		
Truck (a)	8	
Tank (a)	12	
Kompressor (a)	15	
Verflüssiger (a)	30	
WACC (%)	8	
Transporteigenschaften		
max. Transportkapazität (kg)	1.100	4.300 (Verlust: 0,3 %/d)
Truck Kraftstoffverbrauch (l/100 km)	34,5	
Truck Durchschnittsgeschwindigkeit (kmh)	50	
Fahrerkosten (€/h)	35	
Be- und Entladezeit (h)	1,5	3

Die Kostenberechnung des Wasserstofftransports per Pipeline basiert auf den Annahmen aus Tabelle 19. Um ein umfassendes Ergebnis für die verschiedenen Pipeline-Werkstoffe zu erhalten, wurden beim Pipeline-Neubau sowohl Stahl (CAPEX Stahlpipeline 400.000 – 950.000 €/km) als auch kunststoffbasierte Pipelines (CAPEX PE-Pipeline 200.000 – 850.000 €/km) mitbetrachtet. Die große Bandbreite der CAPEX-Kosten für den Neubau von Leitungen ergibt sich aus der Annahme, dass Tiefbau- und Verlegekosten in ländlichen und städtischen Gebieten teilweise stark variieren können.

Tabelle 19: Annahmen für den Pipeline-basierten Transport (Fall 3 & 4) von Wasserstoff (Datenangaben basieren auf Fraunhofer IPA et al. 2022; Sperlich und Hüttenrauch 2022; DVGW e. V. 2022a; sowie Abschätzungen des Projektpartners Gelsenwasser & Bayernets)

	Inselnetz (Neubau)	H2-Netz (Umwidmung)
Investitions- und Betriebskosten		
CAPEX Neubau Stahl-Pipeline (€/km)	400.000 – 950.000	-
CAPEX Neubau PE-Pipeline (€/km)	200.000 – 850.000	-
CAPEX GDRM-Anlage (€/Stk.)	800.000	-
CAPEX pro Netzanschluss (€/pro Anschluss)	20.000	-

REPEX Umwidmung Pipeline (€/km)	-	130.000
REPEX Umwidmung GDRM-Anlage (€/Stk.)	-	80.000
REPEX pro Netzanschluss (€)	-	2.000
OPEX Pipelines (€/km/a)		1.000
Abschreibung und WACC		
Pipeline (a)		40
GDRM-Anlage (a)		20
WACC (%)		5

Betriebswirtschaftliche Berechnung

Der Transport von vergleichsweise geringen Mengen Wasserstoff (bis 100 MWh/a) im Fall der Versorgung einzelner Gewerbekunden erzeugt bei allen betrachteten Transportoptionen hohe Kosten. Am besten schneidet hierbei der flüssige (1,84 €/kWh) und gasförmige (1,95 €/kWh) Wasserstofftransport per Lkw, sowie im Fall der niedrigsten CAPEX-Annahmen beim Neubau von Pipelines, der Transport per neuverlegten Kunststoffleitung (1,44 €/kWh) ab (siehe Abbildung 20). Für die Bereitstellung der nachgefragten Wasserstoffmenge braucht der CGH2-Lkw nur drei, der LH2-Lkw, nur eine Fahrt pro Jahr. Eine ausschließliche Nutzung des Lkw zur Versorgung der geringen Bedarfe ist daher eine, aus betriebswirtschaftlicher Sicht, sehr vereinfachende Annahme. Die Nutzung des LKWs für andere unterjährige Transporte würde die Transportkosten noch einmal erheblich reduzieren. Für den Fall bestehender Pipelineverbindungen, vorausgesetzt, die Umwidmung eines bestehenden Netzes ist für solche geringen Abnahmemengen möglich und verfügbar, würden zu Kosten von 3,07 €/kWh führen. Der Neubau von Pipelines für diese geringe Abnahmemenge zieht Kosten zwischen 1,44 €/kWh und mehr als 4,39€/kWh nach sich und scheint bei den geringen Mengen nur unter optimalen Voraussetzungen aus ökonomischer Sicht vorteilhaft.

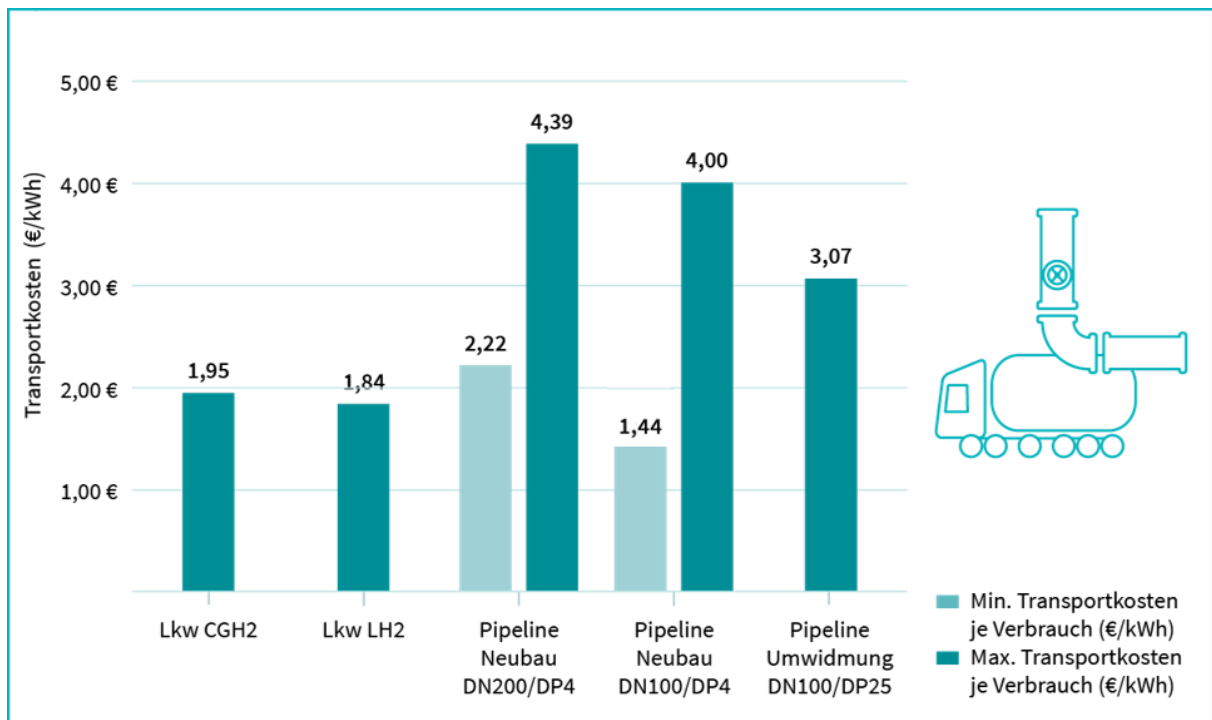


Abbildung 20: Transportkosten bei Transportmengen von 100 MWh/a bei einer Punkt-zu-Punkt-Anbindung und einer Entfernung von 15 km zwischen Erzeuger und Abnehmer.

Während die Belieferung erster kleiner Wasserstoffabnehmender per Lkw am realistischsten ist, zeigt sich für die Versorgung einzelner größerer Industriebetriebe (ca. 4.000 MWh/a) ein anderes Bild. Zwar weist der Lkw-Transport von gasförmigem (0,05 €/kWh) und flüssigem Wasserstoff (0,06 €/kWh) nach wie vor die geringsten Transportkosten auf, aber auch die Kosten für den Neubau von Pipelines (0,04 €/kWh – 0,11 €/kWh) und für die Umwidmung (0,08 €/kWh) können je nach Randbedingungen bereits bei diesen Verbrauchsmengen konkurrenzfähig sein, wie Abbildung 21 verdeutlicht. Eine Kostenparität zwischen der Wasserstoffversorgung per Lkw und der Nutzung von leitungsgebundenem Infrastruktur tritt bei mittleren CAPEX-Annahmen beim Pipeline Neubau (400.000-950.000 €/km) ab Verbrauchsmengen zwischen 4.000 MWh/a und 8.700 MWh/a ein (bei einer Entfernung von 15 km zwischen Erzeugung und Verbrauch). Bei kürzeren Entfernungen und/oder höheren Verbrauchsmengen verschieben sich die Kosten weiter zugunsten der Pipeline-Lösungen.

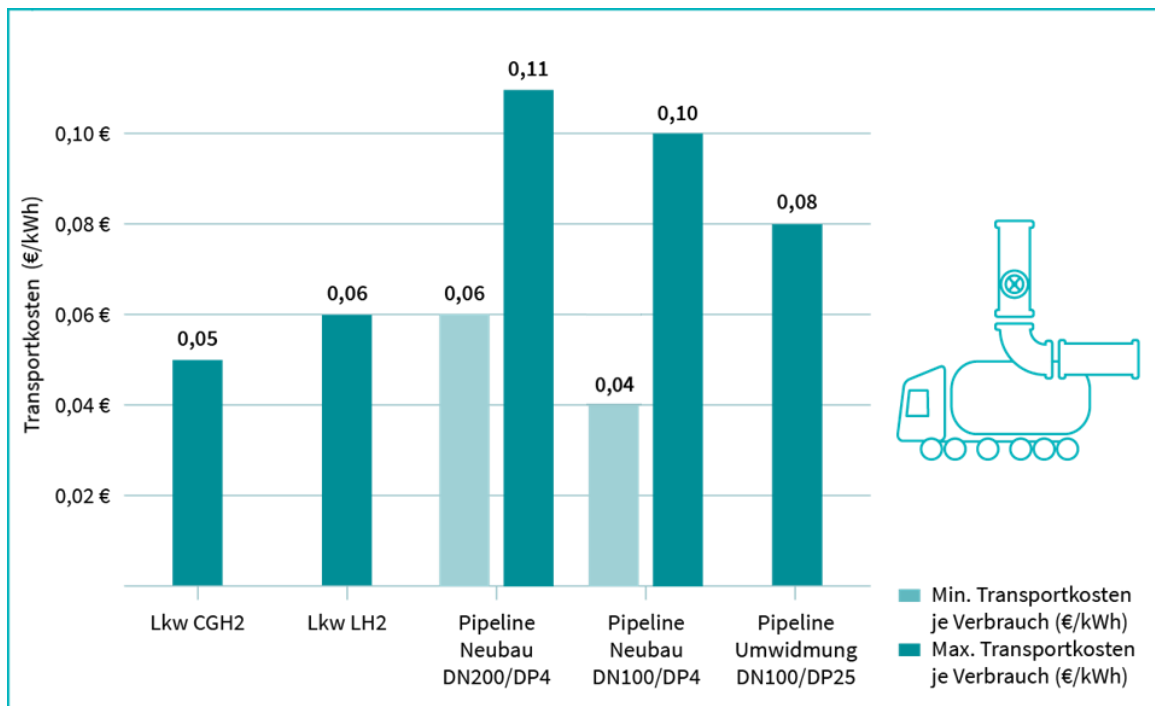


Abbildung 21: Transportkosten bei Transportmengen von 4.000 MWh/a bei einer Punkt-zu-Punkt-Anbindung und einer Entfernung von 15 km zwischen Erzeuger und Abnehmer.

Mit der Zunahme des Wasserstoffverbrauchs im Industriehub (0,41 TWh/a) zeigt sich eine starke Kostendegression bei den Transportkosten per Pipeline. Während der Lkw-Transport von flüssigem (0,03 €/kWh) und gasförmigem Wasserstoff (0,04 €/kWh) nur geringfügig absinkt, reduzieren sich die Transportkosten für die Umwidmung von Pipelines auf 0,0008 €/kWh und für den Neubau von Pipelines auf 0,0004 – 0,0011 €/kWh signifikant. Die Versorgung von Wasserstoff per Pipeline stellt im Falle des betrachteten Industriehubs die kostenoptimale Transportoption dar (siehe Abbildung 22).

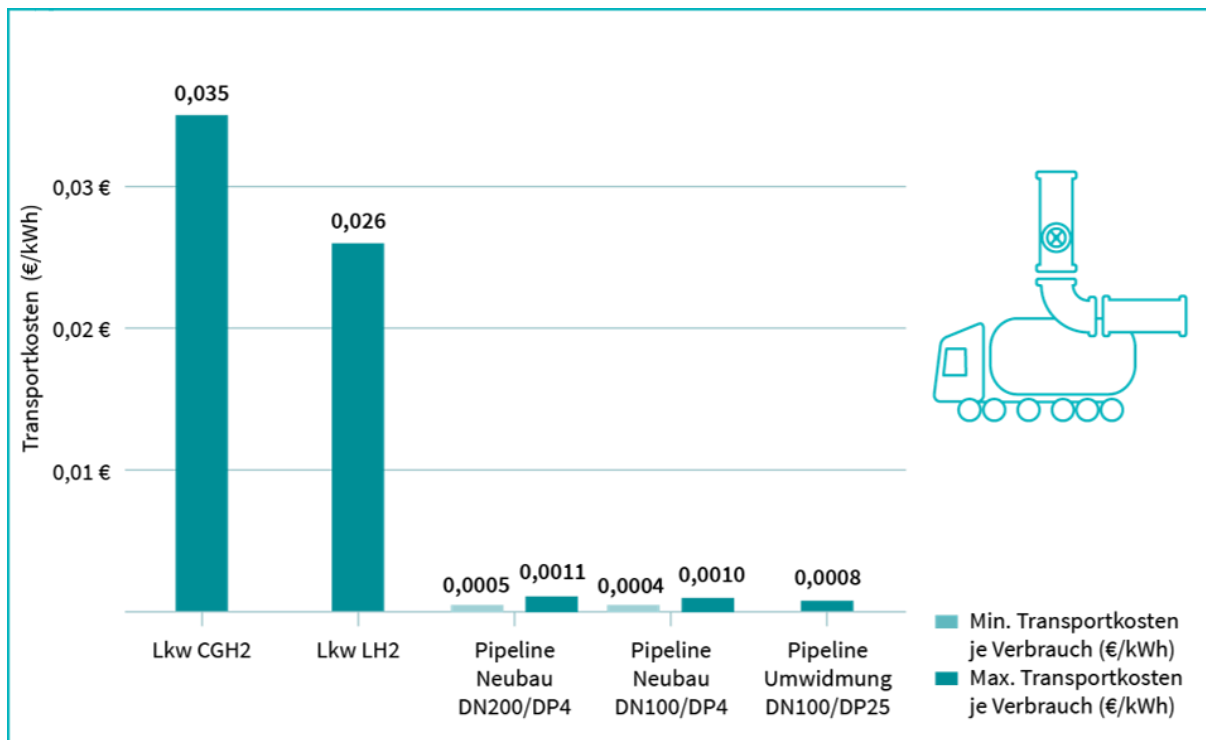


Abbildung 22: Transportkosten bei Transportmengen von 0,41 TWh/a bei einer Punkt-zu-Punkt-Anbindung und einer Entfernung von 15 km zwischen Erzeuger und Abnehmer.

Da die Transformation der Gasnetzinfrastruktur grundsätzlich möglich und sinnvoll ist, allerdings aber auch eine gewisse Zeit in Anspruch nehmen wird, müssten dafür schon jetzt die richtigen Weichen gestellt werden.

Zentrales Ergebnis „Punkt-zu-Punkt Transport von Wasserstoff“

- Beim Transport geringer Mengen Wasserstoffs (100 MWh/a) im Fall der einzelnen Gewerbebetriebe stellt der flüssige (1,84 €/kWh) und gasförmige Transport (1,95 €/kWh) von Wasserstoff für die hier analysierte Transportdistanz von 15 km im Allgemeinen die günstigste Option dar. Das Kostenergebnis für die H₂-Lkw basiert auf einer Auslastung von 3 Fahrten pro Jahr, was natürlich in der Praxis anders organisiert werden würde und die tatsächlichen Kosten pro Fahrt erheblich senken würde. Unter Bezugnahme der niedrigsten CAPEX-Kosten für den Pipeline Neubau wie sie im ländlichen Raum durch günstige Tiefbau- und Verlegekosten auftreten können, kann sich im Einzelfall auch der leitungsgebundene Transport per Kunststoffpipeline bereits lohnen (1,44 €/kWh).
- Zwar weist die Versorgung einzelner größerer Industriebetriebe (4.000 MWh/a) per Lkw-Transport über 15 km für den gasförmigen (0,05 €/kWh) und flüssigen (0,06 €/kWh) Wasserstofftransport im Schnitt nach wie vor geringere Transportkosten auf, aber auch die Kosten für die Umwidmung von Pipelines (0,08 €/kWh) und den Neubau von Pipelines (0,04 €/kWh – 0,11 €/kWh) können je nach Randbedingung bereits bei diesen Verbrauchsmengen konkurrenzfähig sein.
- Versorgung eines Industriehubs (0,41 TWh/a): Während die Kosten des Lkw-Transports von flüssigem (0,03 €/kWh) und gasförmigem Wasserstoff (0,03 €/kWh) nur geringfügig absinken, reduzieren sich die Transportkosten für die Umwidmung von Pipelines auf 0,0008 €/kWh und für den Neubau von Pipelines auf 0,0004 – 0,0011 €/kWh signifikant und stellen damit die kostengünstigste Option für die Distanz von 15 km dar.
- Eine Kostenparität zwischen dem H₂-Transport per Lkw und der Umwidmung von Pipelines tritt für die analysierten 15 km Distanz im Durchschnitt bereits ab Verbrauchsmengen zwischen 4.000 und 8.700 MWh/a ein.

7.5 THG-Quotenanrechnung im Verkehrssektor

Hintergrund

Wie in Kapitel 5.4 beschrieben, sind Inverkehrbringende von Kraftstoffen dazu verpflichtet, die CO₂-Emissionen ihrer Produkte nach dem Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungsquote zu reduzieren. Für die Erreichung der THG-Quote ist es für ein wirtschaftliches Geschäftsmodell entscheidend, ob die CO₂-Vermeidungskosten eigens produzierter alternativer Kraftstoffe niedriger als der THG-Quotenpreis sind.

THG-Vermeidungskosten zeigen die Kosten zur Vermeidung einer Tonne CO₂ auf, die durch unterschiedlichsten Maßnahmen, bspw. durch die Produktion eines erneuerbaren Energieträgers, oder Energieeffizienzmaßnahmen, erzielt werden.

Mit diesem Geschäftsmodell werden die CO₂-Vermeidungskosten zweier Energieträger bis 2030 quantifiziert, die für die Erfüllung der THG-Quote zugelassen sind. Dabei werden zwei Fälle untersucht. In einem Fall wird grüner Wasserstoff in Raffinerien produziert um grauen Wasserstoff zu ersetzen. In einem weiteren Fall wird synthetisches Methanol (e-Methanol), produziert aus grünem Wasserstoff und CO₂ aus punktquellen, als Ersatz für fossilen Diesel untersucht.

Die THG-Vermeidungskosten werden zudem mit dem Handelspreis der THG-Quote (THG-Quotenpreis) und der Strafzahlung, die bei einer nicht-Erfüllung der THG-Quote eintritt (Pönale), verglichen. Die wichtigsten Bestandteile und Einflussfaktoren auf das Geschäftsmodell kann dem adaptierten Business Model Canvas in Abbildung 23 entnommen werden.

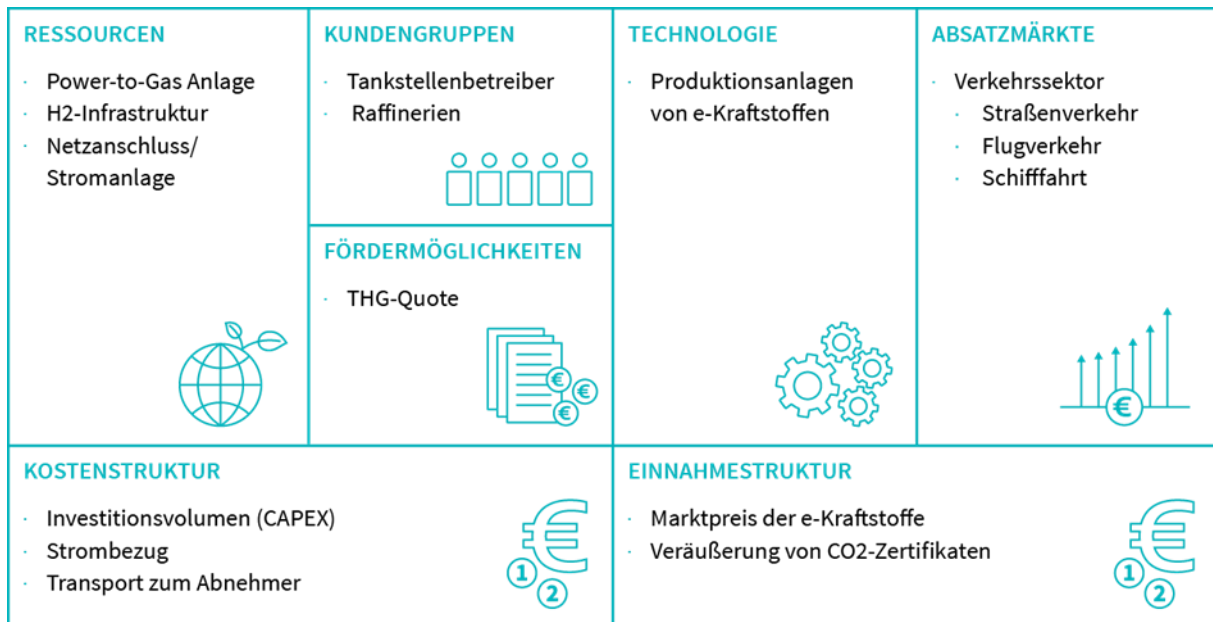


Abbildung 23: Business Model Canvas für das Geschäftsmodell „THG-Quotenanrechnung im Verkehrssektor“.

Methodik und Annahmen

Der THG-Quotenpreis schwankte Januar 2022 bis Januar 2023 zwischen 380 €/t CO₂ und 465 €/t CO₂ (eQuota 2023). Aufgrund der Ungewissheit darüber, wie sich der THG-Quotenpreis entwickelt, wird eine Szenarioanalyse durchgeführt. Dabei werden zwei Szenarien untersucht: ein „**Low**“ **THG-Quotenpreisszenario** mit den REPowerEU-Vorgaben entwickelt und ein „**High**“ **THG-Quotenpreisszenario** mit den REPowerEU-Vorgaben sowie dem THG-Quotenniveau und den Multiplikatoren aus der neuen BImSchG (vgl. Tabelle 20).

Tabelle 20: „Low“ und „High“ THG-Quotenpreisszenarien

	Low Szenario	High Szenario
	THG-Quote wird an RED III angepasst	THG-Quote wird an RED III angepasst
Vorgaben nach	RePowerEU	RePowerEU + BImSchG
THG-Quote 2030	13 % (nach RED II Umsetzung)	25 % (nach RED II Umsetzung)
konventionelle Biokraftstoffe	Phase out; 4,4 pp (2022); 0 pp (2030)	Phase out; 4,4 pp (2022); 0 pp (2030)
Unterquoten	1,7 pp Annex IX A und B, 5,7 pp RFNBOs	1,7 Annex IX A und B, 5,7 pp RFNBOs
Multiplikatoren	keine	Biokraftstoffe 2. Gen.: 2 Strom: 4 (183 g CO ₂ Referenzwert) E-Diesel/E-Benzin: 3 H ₂ -Raffinerien: 3
UER	bis 2026	bis 2026

Die Obergrenze von 0 pp in 2030 für Biokraftstoffe der ersten Generation wird an einer vorgeschlagenen Maßnahme des BMUV angelehnt, die anstrebt, den Anteil von Biokraftstoffen aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen in Folge des Ukraine-Krieges zu reduzieren (BMUV 2023). Der Verlauf der Obergrenze wird in Tabelle 21 festgehalten.

Tabelle 21: Neue Obergrenzen für Biokraftstoffe der ersten Generation laut Vorschlag des BMUV

Jahr	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Obergrenze aktuell	4,4 %	4,4 %	4,4 %	4,4 %	4,4 %	4,4 %	4,4 %	4,4 %
Obergrenze neu	2,5 %	2,3 %	2,1 %	1,9 %	1,9 %	1,2 %	1,2 %	0,0 %

Als Basis für die Berechnung der THG-Vermeidungskosten von grünem Wasserstoff wird eine Spannweite möglicher Produktionskosten von grünem Wasserstoff in Deutschland 2020 bis 2030 nach George et al. berücksichtigt. Die Kosten werden in Tabelle 22 zusammengefasst. Dieselben Produktionskosten werden für Wasserstoff angesetzt, der für die Produktion von e-Methanol verwendet wird. Für die Produktion von e-Methanol wird zudem angenommen, dass CO₂ aus Punktquellen eingesetzt wird, bei einem Preis von 50 €/t CO₂ (Ram M. et al. 2020). Bei höheren Produktionskosten für grauen Wasserstoff, wie sie infolge der aktuellen Energiekrise zu beobachten sind, verringern sich die THG-Vermeidungskosten dementsprechend. Weitere

zentrale Annahmen zu Methanolsynthese und THG-Vermeidungspotentiale sind in Tabelle 23 zusammengefasst.

Tabelle 22: Kosten und Preise von grünem und grauen Wasserstoff, Diesel und CO2

Kosten- und Preise	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Referenz
Produktionskosten Wasserstoff									
Grauer Wasserstoff, durchschnitt	1,07	1,15	1,22	1,30	1,38	1,45	1,52	1,60	(George et al. 2022)
Grüner Wasserstoff "Low"	5,44	5,38	5,31	5,25	5,19	5,13	5,06	5,00	(George et al. 2022)
Grüner Wasserstoff "High"	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	(George et al. 2022)
Diesel und CO2									
Produktionskosten Diesel	0,70	0,72	0,73	0,75	0,76	0,78	0,79	0,81	(DBFZ 2019)
CO₂-Preis (Rohstoff)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	(Ram M. et al. 2020)

Tabelle 23: Annahmen Methanolsynthese und THG-Vermeidungspotentiale

	Wert	Referenz
THG Vermeidungspotential		
THG Referenzwert (gCO₂-äq./MJ)	94,0	Gesetz zur Weiterentwicklung der THG-Quote
THG Emissionen grüner H2 (gCO₂-äq./MJ)	3,0	37.BImSCHV, Anlage 1
THG Emissionen grünes e-Methanol (gCO₂-äq./MJ)	10,0	Eigene Annahme
THG-Vermeidungspotential grüner H2 (gCO₂-äq./MJ)	91,0	-
THG-Vermeidungspotential grünes e-Methanol (gCO₂-äq./MJ)	84,0	-
Methanolsynthese		
Capex MeOH, spezifisch (€/kWMeOH)	1212,18	(Moritz et al. 2022)
Opex (fix), spezifisch (€/kW/a)	18,18	(Moritz et al. 2022)
Amortisationszeit (a)	25	(Moritz et al. 2022)
Vollaststunden Methanolsynthese (h/a)	8000	Eigene Annahme
Nennleistung Methanolsynthese (MW)	5	Eigene Annahme

Betriebswirtschaftliche Berechnung

Basierend auf den Kostenannahmen und Emissionsfaktoren für grünen Wasserstoff und grünem e-Methanol ergeben sich die THG-Vermeidungskosten und damit Preise zur Erfüllung von THG-Quotenanteile in Abbildung 24 und Abbildung 25, sowie in

Tabelle 24. Es werden jeweils durchschnittliche Werte sowie Minimal- und Maximalwerte angezeigt und angegeben. In den Abbildungen werden die Kostenspannbreiten als Flächen angezeigt, die Pönale als feste Linie und die Kosten beider untersuchten Energieträger sowie der THG-Quotenzertifikate als gestrichelte Linien.

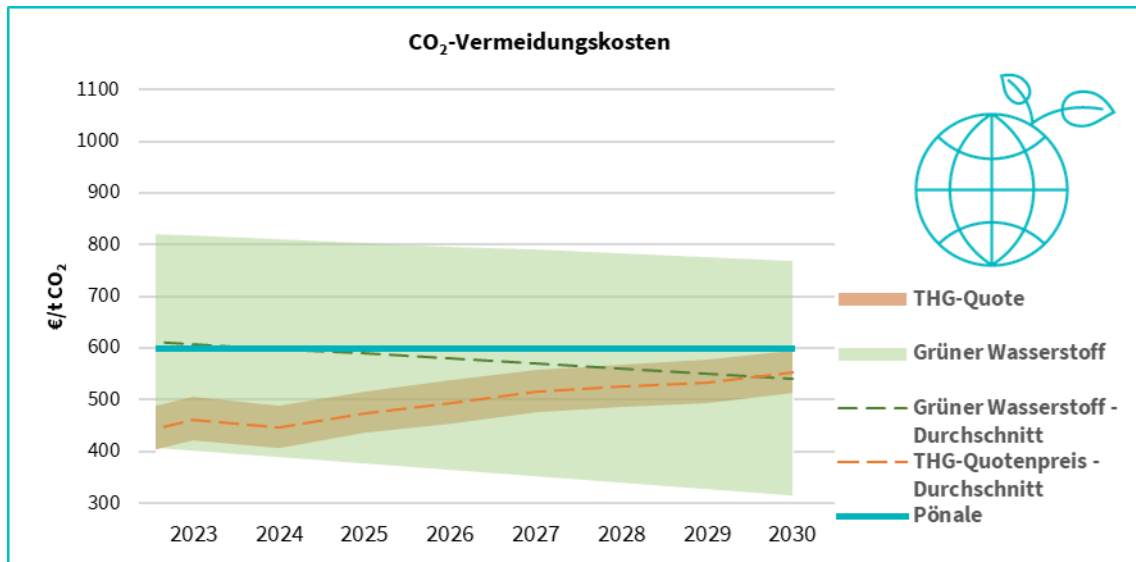


Abbildung 24: THG-Vermeidungskosten von grünem Wasserstoff verglichen mit THG-Quotenpreis und Pönale.

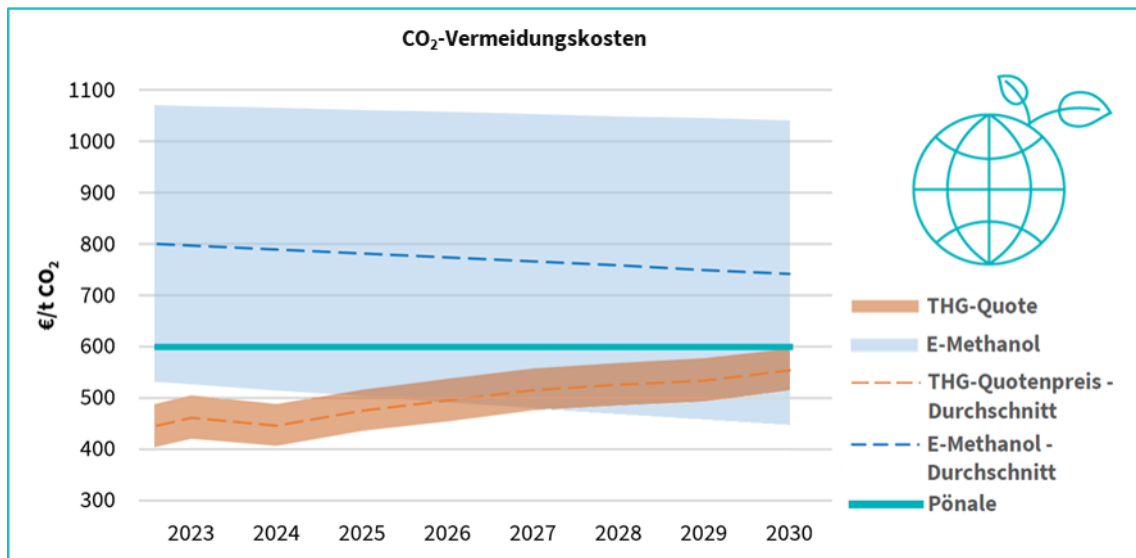


Abbildung 25: THG-Vermeidungskosten von grünem e-Methanol verglichen mit THG-Quotenpreis und Pönale.

Tabelle 24: Vermeidungskosten von grünem Wasserstoff und e-Methanol im Vergleich zum THG-Quotenpreis 2022 bis 2030

THG-Vermeidungskosten	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
THG-Quotenpreis								
THG-Quotenpreis "Low"	418	404	433	452	474	483	490	512
THG-Quotenpreis „High“	505	488	516	537	558	569	578	596
THG-Quotenpreis - Durchschnitt	461.5	446	474.5	494.5	516	526	534	554
Grüner Wasserstoff								
Grüner Wasserstoff "Low"	399	387	374	362	349	337	324	311
Grüner Wasserstoff "High"	817	810	804	797	790	783	776	769
Grüner Wasserstoff - Durchschnitt	608	599	589	579	569	560	550	540
Grünes Methanol								
Grünes e-Methanol "Low"	524	513	501	490	478	466	455	443
Grünes e-Methanol "High"	1069	1065	1061	1057	1053	1049	1045	1040
Grünes e-Methanol - Durchschnitt	797	789	781	774	766	758	750	742
Pönale								
Pönale	600	600	600	600	600	600	600	600

Die Vermeidungskostenpannbreiten von grünem Wasserstoff und e-Methanol sind mit einem Faktor nahe oder größer als 2 zwischen Minimal- und Maximalwerte, erheblich. Das ist auf die Wasserstoff-Produktionskosten zurückzuführen, die bei 5,5 €/kg bis 10 €/kg im Jahr 2022 und 5 €/kg bis 10 €/kg im Jahr 2030 angenommen wurden.

Der THG-Quotenpreis bewegt sich 2030 zwischen 512 (ohne Multiplikatoren) und 596 €/t CO₂ (mit Multiplikatoren). Grüner Wasserstoff weist THG-Vermeidungskosten zwischen 824 (2022) und 311 (2030) €/tCO₂ auf. Die THG-Vermeidungskosten von e-Methanol liegen zwischen 1073 (2022) und 443 (2030) €/tCO₂. Künftig lassen die verschärften Ziele im Verkehrssektor mit einer RFNBO-Unterquote von 5,7 % den THG-Quotenpreis weiter ansteigen, da es sich hierbei um eine kostenintensive Erfüllungsoption handelt. Die Tendenz des THG-Quotenpreises bleibt also steigend, während die CO₂-Vermeidungskosten von grünem Wasserstoff aufgrund sinkender Herstellungskosten und steigender Kosten von grauem Wasserstoff sinken. Das erklärt, wieso auch die Kurve der e-Methanol-THG-Vermeidungskosten sich mit der Zeit immer weiter an den THG-Quotenpreis annähert. Die Produktion von e-Methanol für dessen Anrechnung auf die THG-Quote stellt damit perspektivisch ein attraktives Geschäftsmodell dar.

Aus der

Tabelle 24 lässt sich ablesen, dass sich die Etablierung eigener grüner Wasserstoffkapazitäten im „High“ THG-Quotenpreisszenario bereits heute lohnen kann, während die Wasserstoffherzeuger des „Low“ THG-Quotenpreisszenarios sich noch bis mindestens 2023 gedulden müssen. Bis dahin ist der Zukauf von Zertifikaten attraktiver als die Etablierung eigener Wasserstoffkapazitäten. Das gilt jedoch nur für Wasserstoffproduktionskosten von ca. 5 €/kg.

Aus der Abbildung 25 lässt sich ablesen, dass sich die Etablierung eigener grüner Wasserstoffkapazitäten im „High“ THG-Quotenpreisszenario ab 2024 lohnen kann, während die Wasserstoffherzeuger des „Low“ THG-Quotenpreisszenarios sich noch bis mindestens 2027 gedulden müssen. Bis dahin ist der Zukauf von Zertifikaten attraktiver als die Etablierung eigener Wasserstoffkapazitäten. Das gilt jedoch nur für Methanol produziert mit CO₂ aus Punktquellen mit einem Preis von 50 €/t und Wasserstoff mit Produktionskosten von ca. 5 €/kg.

Für höhere Wasserstoffpreise bleibt in beiden Fällen der Kauf von Quotenzertifikate weit über 2030 attraktiver als die Eigenproduktion von grünem Wasserstoff oder grünem e-Methanol.

Insgesamt ist aufgrund der hohen Unsicherheit bei Wasserstoffgestehungskosten nicht klar zu definieren, wann genau grüner Wasserstoff und e-Methanol geringere CO₂-Vermeidungskosten als die THG-Quote haben werden. Es lässt sich dennoch aussagen, dass beide Endenergieträger auch wirtschaftliche Geschäftsmodelle zur Erreichung der THG-Quote in den 2020ern ermöglichen können.

Zentrales Ergebnis „THG-Quotenanrechnung im Verkehrssektor“

- Bei Produktionskosten von grünem Wasserstoff von bis zu ca. 5 €/kg können grüner Wasserstoff bereits heute und grünes e-Methanol ab 2024 wirtschaftliche Optionen für die Erfüllung der THG-Quote sein.
- Der THG-Quotenpreis bewegt sich 2030 zwischen 512 (ohne Multiplikatoren) und 596 €/t CO₂ (mit Multiplikatoren)
- Der Kostenaufwand zur Reduktion einer Tonne CO₂ (THG-Vermeidungskosten) ist ausschlaggebend für den wirtschaftlichen Einsatz von grünem Wasserstoff oder e-Methanol zur Erfüllung der THG-Quote.
 - Die THG-Vermeidungskosten liegen bei grünem Wasserstoff zwischen 412 und 824 (2022) und 311 und 769 (2030) €/t CO₂
 - bei grünen e-Methanol liegen diese zwischen 535 und 1073 (2022) und 443 und 1040 (2030) €/t CO₂.
- Die verschärften Ziele im Verkehrssektor (z. B. eine **RFNBO-Unterquote von 5,7 %**) lassen den **THG-Quotenpreis weiter ansteigen**.

7.6 Saisonale Wasserstoffspeicherung in Gebäuden

In diesem Kapitel wird ein Quartier mit einer PV-Dachanlage untersucht, das einen Elektrolyseur in Kombination mit einer Brennstoffzelle (Fall 4) bzw. Hochtemperaturbrennstoffzelle (Fall 5) zur Stromspeicherung einsetzt. Hierbei soll die Strom- und Wärmeproduktion im Vergleich zu deren Bedarfen berechnet werden. Dieses Geschäftsmodell basiert teilweise auf realen Daten und ist daher kein optimiertes Beispiel. Außerdem wird das Geschäftsmodell für ein beispielhaftes Eigenheim berechnet. Die wichtigsten Bestandteile und Einflussfaktoren auf das Geschäftsmodell kann dem adaptierten Business Modells Canvas in Abbildung 26 entnommen werden.

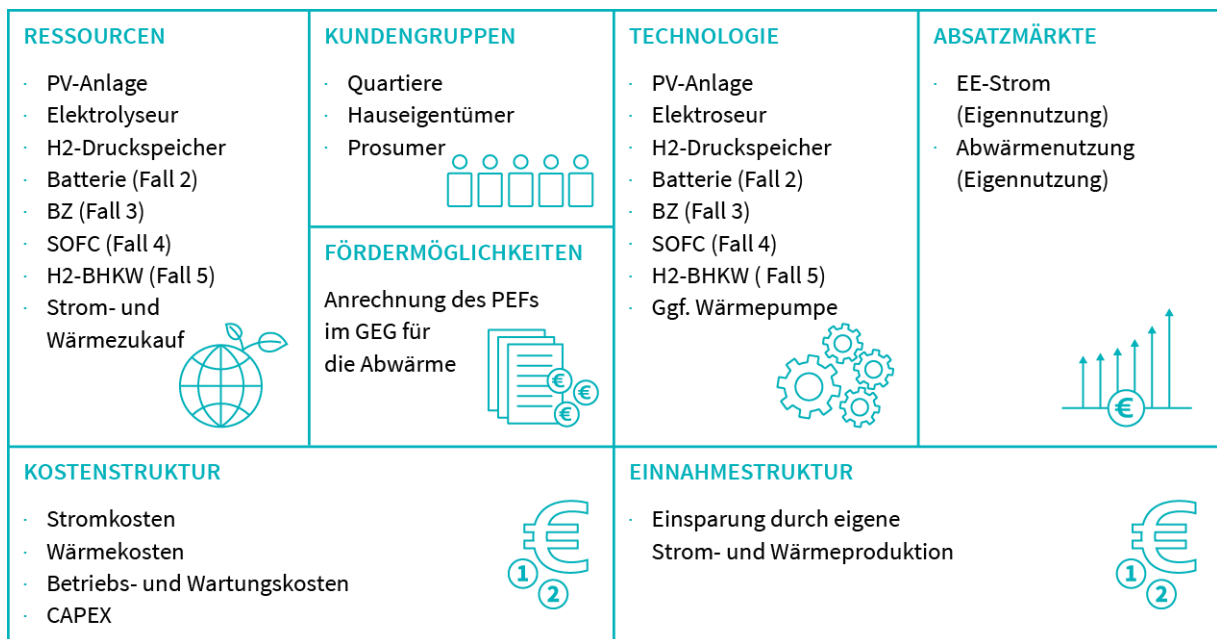


Abbildung 26: Business Model Canvas für das Geschäftsmodell „Saisonale Wasserstoffspeicher“.

Saisonale Wasserstoffspeicherung im Quartier

Hintergrund

Auch für den Quartiersbereich gilt der allgemeine Trend der Elektrifizierung. Neben Wärmepumpen für die Energiewende sind zunehmend Wallboxen für den Umstieg zur gewünschten E-Mobilität erforderlich. Die dadurch erhöhten Anforderungen an das Stromsystem (z. B. saisonale Nutzung der Wärmepumpen) können auch durch Ausbau von Wind und PV nicht direkt kompensiert werden. Die fluktuierend einspeisenden EE-Anlagen führen grundsätzlich zu einer stärkeren Netzbelastung auf der Mittel- und Niederspannungsebene. Die zukünftig erhöhte Residuallast resultierend aus EE-Erzeugungsprofil und Lastprofil muss ausgeglichen werden. Im Quartiersbereich findet Wasserstoff eine potenzielle Anwendung durch die Erzeugung von (Ab-)Wärme sowie zur Speicherung eigens produzierten Stroms für den saisonalen Ausgleich der Residuallast – ohne die Netze zu belasten oder auf Strom aus Reservekraftwerken angewiesen zu sein. Dadurch können Gebäude mit lokalen Wasserstoffspeichern zu einem Puffer für das Stromnetz werden und der Abschaltung von PV-Anlagen sowie einer Überlastung des Stromnetzes entgegenwirken. Die dezentrale Speicherung senkt dabei den Ausbaubedarf im Niederspannungsnetz. Jede selbstverbrauchte und nicht eingespeiste Kilowattstunde minimiert die EEG-Förderkosten. Mit dem weiteren Ausbau von saisonalen Stromspeichern

entsteht in der Zukunft zudem die Möglichkeit, dass miteinander kommunizierende Cluster als eine Art virtuelles Kraftwerk zusammengeschaltet werden. In diesem Geschäftsmodell sollen unterschiedliche Stromspeicheroptionen (z. B. Batterie und Wasserstoff) für PV-Strom auf der Dachfläche mit verschiedenen Wiederverstromungsoptionen (z. B. Brennstoffzelle, Hochtemperaturbrennstoffzelle und H2-BHKW) untersucht werden. Als Ergebnis werden die Jahresstrom- und Wärmekosten ermittelt (siehe Tabelle 25). Dieses Kapitel unterscheidet sich von Kapitel 7.2, indem es einen Fall untersucht, der nicht unter die EEG-Innovationsausschreibung fällt.

Methodik und Annahmen

Tabelle 25: Beschreibung eines Quartiers als Fallbeispiel für die weitere Berechnung

Quartiersbeschreibung	
Quartiersgröße: 120.000 m ² , ca. 480 Wohnungen, Büro- und Gewerbefläche Einwohnerzahl: 726 Verarbeitung von Realdaten aus 2017 <ul style="list-style-type: none"> ▪ PV-Lastprofil auf 15-Minuten-Basis ▪ Strom- und Wärmebedarf auf 15-Minuten-Basis ▪ Strombörsenpreise auf 15-Minuten-Basis (Durchschnittstrombörsenpreis: 3 ct/kWh) 	Jahresstrombedarf: 2.099 MWh <ul style="list-style-type: none"> ▪ Strombedarf im Winter (43 %): 900 MWh ▪ Strombedarf im Sommer (57 %): 1.199 MWh Jahreswärmebedarf: 4,262 MWh <ul style="list-style-type: none"> ▪ Wärmebedarf im Winter (79 %): 3.352 MWh ▪ Wärmebedarf im Sommer (21 %): 910 MWh Jährliche Stromproduktion der PV-Anlage: 362 MWh

Annahmen:

- Winter: 01.10. – 28.02. (siehe Abbildung 27)
- Sommer: 01.03. – 30.09. (siehe Abbildung 27)
- Fernwärmepreis: 7 ct/kWh
- Durchschnittstrombörsenpreis von 2017: 3 ct/kWh
- Abschreibungsdauer: 20 Jahre
- Betriebs- und Wartungskosten (%CAPEX): 2,00 %

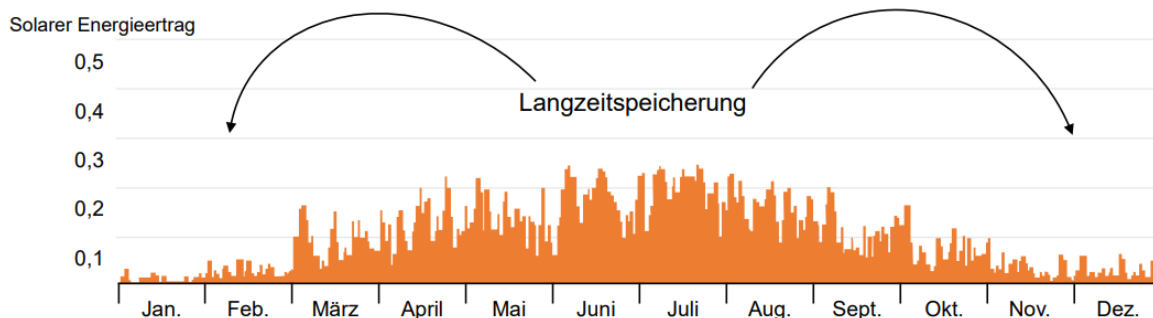


Abbildung 27: Jahressonneneinstrahlung (HPS 2021)

Fall 1: BAU Strom- und Fernwärmezukauf

Fall 2: PV-Anlage + Batterie

Fall 3: PV-Anlage + Wasserstoffproduktion mit Überschussstrom + Rückverstromung mit Brennstoffzelle

Fall 4: PV-Anlage + Wasserstoffproduktion mit Überschussstrom + Rückverstromung mit Hochtemperaturbrennstoffzelle

Fall 5: PV-Anlage + Wasserstoffproduktion mit Überschussstrom + BHKW

Betriebswirtschaftliche Berechnung

Die Annahmen und Ergebnisse der betriebswirtschaftlichen Berechnung für die fünf Fälle im Quartier können Tabelle 26 entnommen werden.

Tabelle 26: Jährliche Strom- und Wärmekosten der fünf untersuchten Fälle in der Quartiersanwendung (Datenannahmen basieren auf Fraunhofer ISE 2018; Vartiainen, Masson, Breyer 2017; VAKO 2022; 2g 2022)

	Fall 1	Fall 2	Fall 3	Fall 4	Fall 5
	BAU Strom- und Fernwärmezukauf	PV-Anlage + Batterie	PV-Anlage + H2-Erzeugung + BZ-Rückverstr.	PV-Anlage + H2-Erzeugung + HT-BZ-Rückverstr.	PV-Anlage + H2-Erzeugung + BHKW
Bedarf					
Einwohnerzahl des Quartiers	726	726	726	726	726
Jahresstrombedarf (kWh/a)¹²	2.099.000	2.099.000	2.099.000	2.099.000	2.099.000
Strombedarf des Quartiers im Sommer (57 %) (kWh/a)	1.199.353	1.199.353	1.199.353	1.199.353	1.199.353
Strombedarf des Quartiers im Winter (43 %) (kWh/a)	900.088	900.088	900.088	900.088	900.088
Jahreswärmebedarf des Quartiers (kWh/a)¹³	4.262.007	4.262.007	4.262.007	4.262.007	4.262.007
Wärmebedarf des Quartiers im Sommer (21 %) (kWh/a)	909.745	909.745	909.745	909.745	909.745
Wärmebedarf des Quartiers im Winter (79 %) (kWh/a)	3.352.319	3.352.319	3.352.319	3.352.319	3.352.319
Produktion					
jährliche Stromproduktion der PV-Anlage (kWh/a)	-	362.608	362.608	362.608	362.608

¹² gerundeter Betrag

¹³ gerundeter Betrag

zu speichernder Überschussstrom (kWh/a) ¹⁴	-	14.196	14.196	14.196	14.196
verfügbarer Strom nach H2-Speicher (kWh/a) ¹⁵	0	13.487	6.608	5.664	3.776
jährliche Wärme- produktion des BHKW (aktive Wärme) (kWh/a)	0	0	0	0	3.776
Abwärmeproduktion (Elektrolyseur + BZ + SOEFC) (kWh/a)	0	0	6.241	6.525	4.259
Wirkungsgrad Batterie (%)	0	95%	0	0	0
Wirkungsgrad Elektrolyseur (%)	0	0	70%	70%	70%
Wirkungsgrad H2- Speicher (%)	0	0	95%	95%	95%
Wirkungsgrad Brennstoffzelle (%)	0	0	70%	0	0
elektrischer Wirkungsgrad HT- Brennstoffzelle (%)	0	0	0	60%	0
elektrischer Wirkungs- grad BHKW (%)	0	0	0	0	40%
thermischer Wirkungs- grad BHKW (%)	0	0	0	0	40%
Kosten					
Kapazität der PV-Anlage (kW) ¹⁶	0	426,60	426,60	426,60	426,60
CAPEX PV-Anlage (€/kW), 100 – 1.000 kWp Großanlage	0	800	800	800	800
Batterie Kapazität (kWh) ¹⁷	0,00	2.309,38	0,00	0,00	0,00
CAPEX Batterie (€/kWh)	0,00	820,00	0,00	0,00	0,00
Elektrolyseur Kapazität (kW) ¹⁸	0,00	0,00	170,64	170,64	170,64
CAPEX Elektrolyseur (€/kWh)	0,00	0,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00
Speichervolumen H2- Speicher (m³)¹⁹	0,00	0,00	15,36	15,36	15,36
CAPEX H2-Speicherung (€/m ³)	0,00	0,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00

¹⁴ Summe des produzierten PV-Stroms im Jahr, der auf Grundlage der Echtzeitdaten auf 15-minütiger Basis über den Bedarf des Quartiers hinaus produziert wurde.

¹⁵ Strom, der durch die Wirkungsgrade der durch die angewendeten Technologien für die Speicherung und Wiederverstromung zum Einsatz kommt

¹⁶ Basierend auf der jährlichen Produktion mit in Deutschland durchschnittlich 850 VLS.

¹⁷ Dimensionierung der Batterie mit 1,1 kWh pro 1 MWh konsumierten Stroms (Strombedarf).

¹⁸ Verhältnis PV-Anlage zu Elektrolyseur mit dem Faktor 0,4 (eigene Annahme).

¹⁹ Verhältnis Elektrolyseur zu H2-Speicher mit dem Faktor 0,09 (eigene Annahme).

Brennstoffzelle Kapazität (kW)²⁰	0,00	0,00	85,39	0,00	0,00
CAPEX Brennstoffzelle (€/kW)²¹	0,00	0,00	2.000,00	0,00	0,00
HT-BZ-Kapazität (kW)²²	0,00	0,00	0,00	53,32	0,00
CAPEX HT-BZ (€/kWh)²³	0,00	0,00	0,00	7.500,00	0,00
BHKW Kapazität (kW)²⁴	0,00	0,00	0,00	0,00	186,00
CAPEX BHKW (€/kW)	0,00	0,00	0,00	0,00	1.500,00
Strom- und Wärmekauf					
Zuzukaufende Strommenge (kWh/a)	2.099.440,67	1.751.029,25	1.751.029,25	1.751.029,25	1.751.029,25
Zukauf an der Strombörse 2017 (€/kWh)	76.467	64.608	64.608	64.608	64.608
Wärmepreis (Fernwärme) (€/kWh)	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Zuzukaufende Wärmemenge (kWh/a)	4.262.007	4.262.007	4.255.766	4.255.482	4.253.972
Wärmekauf insgesamt (€/a)	298.340	298.340	297.904	297.884	297.778
Ergebnisse					
Gesamtinvestition (€)	0	2.234.973	798.727	1.027.886	906.946
Abschreibungsdauer (a)	0	20	20	20	20
kalkulatorischer Zinssatz (%)	0	2 %	2 %	2 %	2 %
Betriebs- und Wartungskosten (% of CAPEX)	0	2 %	2 %	2 %	2 %
jährliche Abschreibung (€/a)	0,00	181.383,11	64.822,05	83.419,89	73.604,76
jährliche Kosten für Strom (€/a)	76.467	245.991	129.430	148.028	138.212
jährliche Kosten für Wärme (€/a)	298.340	298.340	297.904	297.884	297.778
Gesamtkosten (€/a)	374.807	544.331	427.334	445.912	435.992

²⁰ Verhältnis H2-Speicher zu Brennstoffzelle mit dem Faktor 5,56 (eigene Annahme).

²¹ Eigene Annahme.

²² Verhältnis Elektrolyseur zu SOFC mit dem Faktor 0,31 (eigene Annahme).

²³ Eigene Annahme.

²⁴ Verhältnis Elektrolyseur zu H2-BHKW mit dem Faktor 0,44 (eigene Annahme).

Stromproduktion

Bei einem Durchschnittsstrombörsenpreis von 3 ct/kWh (Datenset aus dem Jahr 2017) sind die jährlichen Kosten für die Stromversorgung über die Strombörse (Fall 1 – BAU) mit 76.467 €/a am günstigsten und für die Kombination PV-Anlage mit Batterie mit 245.991 €/a am teuersten (Fall 2). Jedoch fällt bei der Wiederverstromung durch die Batterie (Fall 2) mengenmäßig am meisten Strom an. Vom gesamten Jahresstrombedarf von 2.099 MWh werden 376 MWh in Fall 2 mit Batterie (18 %), 369 MWh in Fall 3 mit Brennstoffzelle (18 %), 368 MWh in Fall 4 mit Hochtemperaturbrennstoffzelle (18 %) und 366 MWh in Fall 5 mit H2-BHKW (17 %) durch die PV-Anlage und die Stromspeicherung abgedeckt. Der Rest muss an der Strombörse eingekauft werden. Hersteller von Wasserstoffsystemen für die Quartiersanwendungen empfehlen den Einsatz von Elektrolyseuren bei einer PV-Leistung von ≥ 10 kWp.

Wasserstoff versus Batterie als Stromspeicher

Die unterschiedlichen **Vor- und Nachteile eines Elektrolyseurs** gegenüber einem **Photovoltaik-Batteriespeicher** sind:

- **Die Batterie ist ein hervorragender Kurzzeitspeicher.** Mit der bewährten Batterietechnologie wird der Solarstrom vom Tag gespeichert und am Abend nutzbar gemacht.
- **Die Batterie ist eine hervorragende Leistungsreserve**, da die Wirkungsgrade deutlich höher als bei einem Elektrolyseur sind.
- **Der Elektrolyseur hat größere Speicherkapazität auf weniger Raum.** In Einfamilienhäusern werden in der Regel Batteriespeicher mit einer nutzbaren Kapazität von 5 – 20 kWh verbaut. Als Faustregel lässt sich festhalten, dass ein Photovoltaik-Batteriespeicher etwa eine kWh Speicherkapazität pro kWp Photovoltaik-Leistung besitzen sollte, weil es sonst wirtschaftlich, technisch und auch vom Platz her kaum sinnvoll ist. Elektrolyseure für die Hausanwendung können bis zu 1.500 kWh speichern.
- **Elektrolyseure haben geringere Speicherkosten pro kWh.**
- **In Photovoltaik-Batteriespeichern kommt es zur Selbstentladung.**

Für große Energiemengen, die über längere Zeiträume gespeichert werden sollen, ist die Batterie aufgrund der spezifischen Speicherkosten, der Energiedichte und der Selbstentladung ungeeignet. Um den fehlenden Solarertrag im Winter auszugleichen, wird damit ein Langzeitspeichersystem benötigt, das große Energiemengen über lange Zeiträume speichern kann.

(Ab-)Wärmeproduktion

Bei einem Durchschnittsfernwärmepreis von 7 ct/kWh sind die jährlichen Kosten für die Wärmeversorgung für die Kombination PV-Anlage mit Hochtemperaturbrennstoffzelle mit 297.884 €/a (Fall 4) am günstigsten und über den Fernwärmemarkt (Fall 1 und Fall 2) mit 298.340 €/a am teuersten. Vom gesamten Jahreswärmebedarf von 4.262.007 kWh werden 6.241 kWh durch die Abwärme des Elektrolyseurs und der Brennstoffzelle in Fall 3 (0,15 %), 6.525 kWh durch die Abwärme des Elektrolyseurs und der Hochtemperaturbrennstoffzelle in Fall 4 (0,15 %) und 8.035 kWh durch die aktive Wärmeerzeugung des BHKW in Fall 5 (0,19 %) abgedeckt. Der Rest muss als Fernwärme zugekauft werden.

Werden Strom und Wärmekosten pro Jahr zusammengerechnet, ist Fall 1 (BAU) der günstigste und Fall 2 (PV + Batterie) der teuerste.

Das gewählte Quartier kommt im Ergebnis auf zu wenig PV-Leistung pro Jahr. Bei insgesamt 14.196 kWh pro Jahr kommt man bei der Hochtemperaturbrennstoffzelle nur auf ca. 1.500 VLS, was sich erheblich auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt. Die Hochtemperaturbrennstoffzelle muss immer mit einer Grundlast von 30 % betrieben werden und darf nicht abgeschaltet werden.

In der Quartiersanwendung bieten sich Hochtemperaturbrennstoffzellen (SOFC) als Lösungsoption an, die in Verbindung mit dem vorhandenen Gasverteilnetz ein dezentrales Energieversorgungsnetz auch zusammen mit virtuellen Kraftwerken bilden können.

Der elektrische Wirkungsgrad beträgt für die Brennstoffzelle 70 %, für die Hochtemperaturbrennstoffzelle 60 % und für das BHKW 40 %. Die verbleibende Energie kann überwiegend in Form von Wärme rückgewonnen werden. Aufgrund der hohen Betriebstemperatur der SOFC-Systeme von ca. 800 °C kann die Wärme vielfach genutzt werden (Effizienzhaus-online), wie z. B.

- in Nah-/Fernwärmekonzepten,
- in industriellen und gewerblichen Anwendungen,
- für Gewerbe, Handel, Dienstleistungen,
- zur Kälteerzeugung über Adsorptionskältemaschine sowie
- durch Nutzung der Abwärme für Wärmepumpenanwendungen.

Im Vergleich dazu beträgt die Abwärme einer herkömmlichen Brennstoffzelle 80 °C und des Elektrolyseur 60 – 70 °C (Effizienzhaus-online).

Damit können spezifische Lösungen für die notwendige Sektor-Kopplung gerade in Quartiersanwendungen realisiert werden. Die Verknüpfung, d. h. „Hybridisierung“ der Energiesysteme in Gebäuden, Gewerbe u. Ä. ist ein elementarer Schritt, um eine effiziente Energieversorgung auf Basis von EE-Strom und EE-Wärme zu erreichen. Voraussetzung für den Einsatz von stationären Brennstoffzellen ist die Bereitstellung von Wasserstoff z. B. über das bestehende Gasverteilnetz, in Tankwagen oder auch durch dezentrale Elektrolyse.

Die Flexibilität von SOFC-Brennstoffzellen, neben Wasserstoff auch Erdgas und Biogas als Energieträger nutzen zu können, ermöglicht einen zeitnahen Hochlauf von sogenannten „H2-Ready-Anlagen“, die entsprechend der Verfügbarkeit der Energieträger flexibel angepasst werden können.

Die Verbreitung des vorhandenen Gasverteilnetzes ermöglicht eine zukunftsfähige Sanierung von Bestandsgebäuden und eine innovative Gestaltung der Energieversorgung bei Neubauten sowie auch die Umstellung von Produktionsprozessen bei Gewerbe, Handel und Dienstleistungen auf erneuerbare Energien.

Zentrales Ergebnis „Saisonale Wasserstoffspeicher im Quartier“

- Für die Nutzung von Überschussstrom aus einer PV-Anlage im Quartier führt das Geschäftsmodell in dem die Wasserstoffherzeugung mit Druckspeichern und der Rückverstromung mit einer Brennstoffzelle kombiniert wird zu den vergleichsweise geringsten jährlichen Gesamtkosten für Strom und Wärme. Nur wenig teurer kommt der Einsatz von einem BHKW statt der Brennstoffzelle oder der Rückverstromung mit einer Hochtemperaturbrennstoffzelle. Der Einsatz von Batterien zur Nutzung des Überschussstroms führt dagegen zu erheblich höheren Gesamtkosten für Strom und Wärme.

Saisonale Wasserstoffspeicherung im Eigenheim

Hintergrund

Die Wirtschaftlichkeit in der Quartiersanwendung ist durch die limitierte Dachfläche im Verhältnis zur hohen Abnehmerzahl begrenzt. Das liegt vor allem daran, dass die Amortisation solcher wasserstoffbasierten saisonalen Stromspeicher stark vom Stromverbrauch in den Gebäuden abhängt. Hersteller solcher Systeme geben einen Amortisationszeitraum von 15 bis 30 Jahren an. Die Amortisationszeit wird ebenfalls stark von der Verfügbarkeit von Bundes- und Landesförderungen beeinflusst (Kapitel 6).

Das Potenzial für den Einsatz von wasserstoffbasierten Heimspeichersystemen in Deutschland ist im Gegensatz dazu jedoch bereits heute sehr groß. Allein in Deutschland gibt es rund 16 Mio. Ein- und Zweifamilienhäuser. Jedes Jahr werden mehr als 100.000 Eigenheime neu gebaut. Dazu kommen noch Mehrfamilienhäuser sowie Gewerbeimmobilien. Der Einbau kann unmittelbar erfolgen, d. h. Genehmigungsverfahren sind hierfür nicht erforderlich.

Methodik und Annahmen

Auch für das Einfamilienhaussegment wurden in der Studie zwei verschiedene Geschäftsmodelle untersucht. Dabei wurde in Fall 1 die Installation einer PV-Anlage mit 10,54 kW_p angenommen, die insbesondere in den sonnenarmen Wintermonaten durch den Netzbezug von Strom unterstützt werden muss. Im ersten Fall erfolgte die Wärmebereitstellung des Einfamilienhauses ausschließlich mit Erdgas.

Im Fall 2 wurde zusätzlich zur PV-Anlage ein Elektrolyseur, welcher den erzeugten Überschussstrom der PV-Anlagen in den Sommermonaten in Wasserstoff umwandelt und in einem Druckspeicher zwischenlagert, dimensioniert. Für die sonnenarmen Wintermonate wurde der erzeugte Wasserstoff über eine Brennstoffzelle rückverstromt. Die entstehende Abwärme des Elektrolyseurs und der Brennstoffzelle konnte dabei teilweise für die Wärmebereitstellung des Haushalts genutzt werden und so die Wärmeversorgung mit Erdgas ergänzen.

Die Charakteristika und Kenndaten des in diesem Geschäftsmodell betrachteten Einfamilienhauses werden in Tabelle 27 aufgeführt.

Tabelle 27: Kenndaten des modellierten Einfamilienhauses

	Annahmen
Eigenschaften Einfamilienhaus	
Personen im Haushalt	4
Wohnfläche (m²)	100
Elektrische Warmwasseraufbereitung	Ja
Zur Verfügung stehende Dachfläche (m²)	100
Gebäudestandard bzw. Baujahr des EFH	1990-2000
	KfW-Effizienzhaus 70

Aufbauend auf den angenommenen Kenndaten des Einfamilienhauses aus Tabelle 27, ergibt sich ein jährlicher Strombedarf von 5.500 kWh und ein jährlicher Wärmebedarf zwischen 6.000 und 10.000 kWh, je nach Gebäudestandard und Baujahr des Objekts (Weißbach und Wagener 2022). Eine Übersicht des Strom- und Wärmebedarfe für EFH kann Tabelle 28 entnommen werden.

Tabelle 28: Jährliche Strom- und Wärmeverbrauchsmengen des Einfamilienhauses

	Werte
Energieverbräuche EFH	
Jährlicher Strombedarf (kWh/a)	5.500
Jährlicher Wärmebedarf (kWh/a)	10.000 (1990-2000)
	6.000 (KfW-Effizienzhaus 70)

Grundlage für die Auslegung der PV-Anlage ist dabei der jährliche Strombedarf des Einfamilienhauses. Die Dimensionierung der PV-Anlage wird anhand individueller Faktoren wie bspw. der Lage bzw. dem regionalen Energieertrag, der Dachneigung und der zur Verfügung stehenden Dachfläche bestimmt und fällt dementsprechend für jedes Objekt anders aus (enerix Alternative Energietechnik 2022). Die Deckung täglicher Schwankungen bei Bedarf und Versorgung, die insbesondere in den Morgen- und Abendstunden auftreten können, wenn der PV-Ertrag noch sehr gering ist, wird durch einen Kurzzeit-Batteriespeicher überbrückt (Fuchs 2020). Die Anschaffung eines saisonalen Wasserstoffspeichersystems (Fall 2) ist in der Praxis aus technischen und ökonomischen Gesichtspunktes erst ab einer PV-Anlagengröße von mind. 10 kW_p sinnvoll. Die Berechnung und Auslegung der PV-Anlage und Batterie beruht auf diesen Annahmen und kann der nachfolgende Tabelle 29 entnommen werde.

Tabelle 29: Auslegung und Dimensionierung der Photovoltaikanlage für ein Einfamilienhaus

	Annahmen
Eigenschaften der PV-Anlage	
PV-Faktor (%)	175
Benötigte Stromproduktion der PV (kWh/a)	9.625
Bundesland	Berlin/ Brandenburg
Regionaler Energieertrag (kWh/ kWp*a)	1.012,5
Modulausrichtung Süd-Ost/ West (%)	50
Dachneigung (%)	60
Persönlicher Abweichungswert (%)	90,0

Persönlicher Energieertrag (kWh/ kWp*a)	911,3
Leistung der PV (kWp)	10,56
Benötigte Dachfläche für die PV (m ²)	74
Batterie für den Tagesbedarf (kWh)	8

Aufbauend auf der Auslegung der PV-Anlage und den Verbräuchen des Einfamilienhauses ergibt sich das in Abbildung 28 dargestellte Stromerzeugungs- und -verbrauchsprofil für das betrachtete Objekt. Hierbei zeigt sich, dass durch die PV-Anlage und Batterie eine Eigenbedarfsdeckung mit Strom von März bis September möglich ist. Darüber hinaus können anfallenden Überschüsse entweder in das Stromnetz eingespeist (Fall 1) oder genutzt werden, um Wasserstoff per Elektrolyse zu erzeugen (Fall 2). Durch den steigenden Strombedarf im Haushalt und die nachlassenden PV-Erträge in den dunklen Wintermonaten (Oktober bis Februar) schafft es die PV-Anlage inkl. Batterie nicht mehr den Bedarf vollständig abzudecken. In diesen Monaten muss zusätzlicher Strom aus dem Netz bezogen werden (Fall 1). Alternativ kann der aus dem Überschussstrom erzeugte Wasserstoff im Sommer in einer Brennstoffzelle rückverstromt und für die Eigenversorgung genutzt werden (Fall 2).

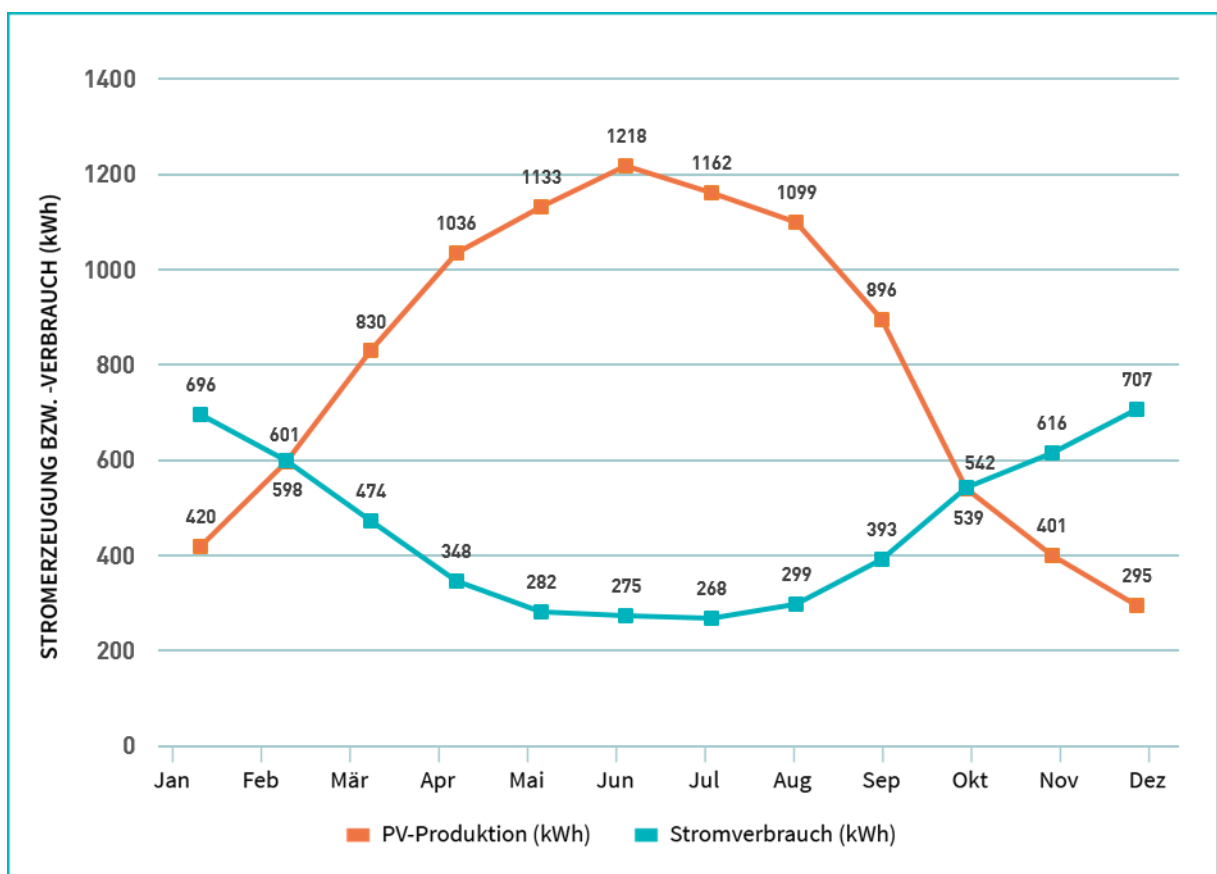


Abbildung 28: Monatliche Verteilung der Stromerzeugung durch die PV-Anlagen und des Stromverbrauchs des Einfamilienhauses.

Die Dimensionierung und Wirtschaftlichkeitsberechnung des saisonalen Stromspeichers (Fall 2), die aus einem Elektrolyseur, einem H₂-Druckspeicher und einer Brennstoffzelle besteht, kann Tabelle 30 und Tabelle 31 entnommen werden. In der Praxis ist für die Steuerung und Regelung der Anlagenkombination des saisonalen Stromspeichers ein softwarebasiertes Energiemanagementsystem notwendig um ein flexiblen Betrieb der Anlagen zu ermöglichen. Aus Gründen der Komplexität verzichtet die vorliegende Studie auf die Einbindung eines komplexen Energiemanagementsystems und unterstellt einen konstanten Betrieb des Elektrolyseurs in der Zeit von Anfang März bis Ende September und der Brennstoffzelle von Anfang Oktober bis Ende Februar. Die ermittelten, geringen Kapazität für den Elektrolyseur und die Brennstoffzelle, sowie das benötigte Volumen des Druckspeichers ist auf die vereinfachte Betriebsweise der Anlagenkombination zurückzuführen. Die Annahmen für den Wirkungsgrad des Elektrolyseurs und der Brennstoffzelle beruhen auf Tabelle 26.

Tabelle 30: Technische Kennzahlen zur Auslegung von Elektrolyseur, H₂-Druckspeicher und der Brennstoffzelle

	Fall 1: PV-Anlage + Netzbezug	Fall 2: PV-Anlage + Elektrolyseur + BZ
Ermittlung der Energiedifferenz		
Überschussstrom durch PV (Sommer) (kWh)	5.032	5.032
Strommangel (Winter o. Elektrolyse) (kWh)	907	907
Benötigte Strommenge zur Deckung des Mangels durch Elektrolyseur und BZ + 25%-Puffer (kWh)	-	2.314
Wasserstoffmenge nach Elektrolyse (kWh)	-	1.620
Strommenge nach H ₂ -Rückverstromung durch BZ (kWh)	-	1.134
Reststrom (kWh)	-	2.945
Dimensionierung Elektrolyseur, Stromspeicher und Brennstoffzelle		
Volllaststunden Elektrolyseur (h)	-	5.040
Elektrolyseurkapazität (kW)	-	0,46
Jährliche Abwärmemenge des Elektrolyseurs (kWh)	-	462,73
Speichervolumen des Druckspeichers, 200 bar (m ³)	-	3
Volllaststunden Brennstoffzelle (h)	-	3.600
Brennstoffzellenkapazität (kW)	-	0,45
Jährliche Abwärmemenge BZ (kWh)	-	324
Gesamte Abwärmemenge (EL+BZ) (kWh)	-	787

Die abgebildeten Annahmen für die Anlagenkombination des saisonalen Stromspeicher in Tabelle 31 stammen ebenfalls aus Kapitel 7.6 (saisonale Wasserstoffspeicher im Quartier). Die dort zugrunde gelegten wirtschaftlichen Annahmen beziehen sich auf die Versorgung von Quartierskonzepten und können für kleinere Bedarfseinheiten wie sie Einfamilienhäuser darstellen, teurer ausfallen.

Tabelle 31: Wirtschaftliche Kennzahlen für die PV-Anlage, den Elektrolyseur, den H2-Druckspeicher und die Brennstoffzelle

	Fall 1: PV-Anlage + Netzbezug	Fall 2: PV-Anlage + Elektrolyseur + BZ
Investitions- und Betriebskosten Strom, PV-Anlage und Erdgas		
CAPEX PV-Anlage (€/kWp)		1.500
OPEX PV-Anlage (% of CAPEX p.a.)		4,17
CAPEX Batterie (€/kWh)		625
Grundpreis Ökostrom (€/m)		10
Arbeitspreis Ökostrom (€/kWh)		0,50
Angenommene jährliche Strompreissteigerung (% p.a.)		4,32
Einspeisevergütung Strom (€/kWh)		0,071
Erdgaspreise für Haushalte im Jahr 2023 (€/kWh)		0,18
Investitions- und Betriebskosten für saisonalen Stromspeicher (Elektrolyseur, H2-Druckspeicher und Brennstoffzelle)		
CAPEX Elektrolyseur (€/kW)	-	1.500
CAPEX H2-Druckspeicher (€/m ³)	-	2.000
CAPEX Brennstoffzelle (€/kW)	-	2.000
OPEX Anlagen saisonaler Stromspeicher (Ely, H2-Speicher, BZ) (% of CAPEX p.a.)	-	2
Nutzungsdauer und WACC		
Kalkulatorischer Zinssatz (%)		2
Nutzungsdauer Anlagen saisonaler Stromspeicher (a)		20

Betriebswirtschaftliche Betrachtung

Im Rahmen der Kostenvergleichsrechnung ergeben sich dabei die folgenden Ergebnisse für ein Einfamilienhaus mit Baujahr zwischen 1990 – 2000. Für Fall 1 belaufen sich die jährlichen Kosten der Energieversorgung auf knapp 4.065 € (Fall 1) gegenüber Kosten von 3.800 € für die Variante mit saisonalem wasserstoffbasierten Stromspeicher (Fall 2) wie Abbildung 29 verdeutlicht. Zusätzlich kann die Anschaffung eines Brennstoffzellensystems in Bestandsgebäuden über die „Bundesförderung für effiziente Gebäude“ (BEG) gefördert werden (s. Kapitel 6.2), was zu einer weiteren Reduzierung der Energieversorgungskosten führen würde. Der Stromabdeckung des Einfamilienhauses liegt für Fall 1 bei 83 % und kann durch den saisonalen Wasserstoffspeicher (Fall 2) auf 100 % gesteigert werden. Zusätzlich kann mit der entstehenden Abwärme des saisonalen Stromspeichers (Elektrolyseur und Brennstoffzelle) rd. 8 % des jährlichen Wärmebedarfs gedeckt werden.

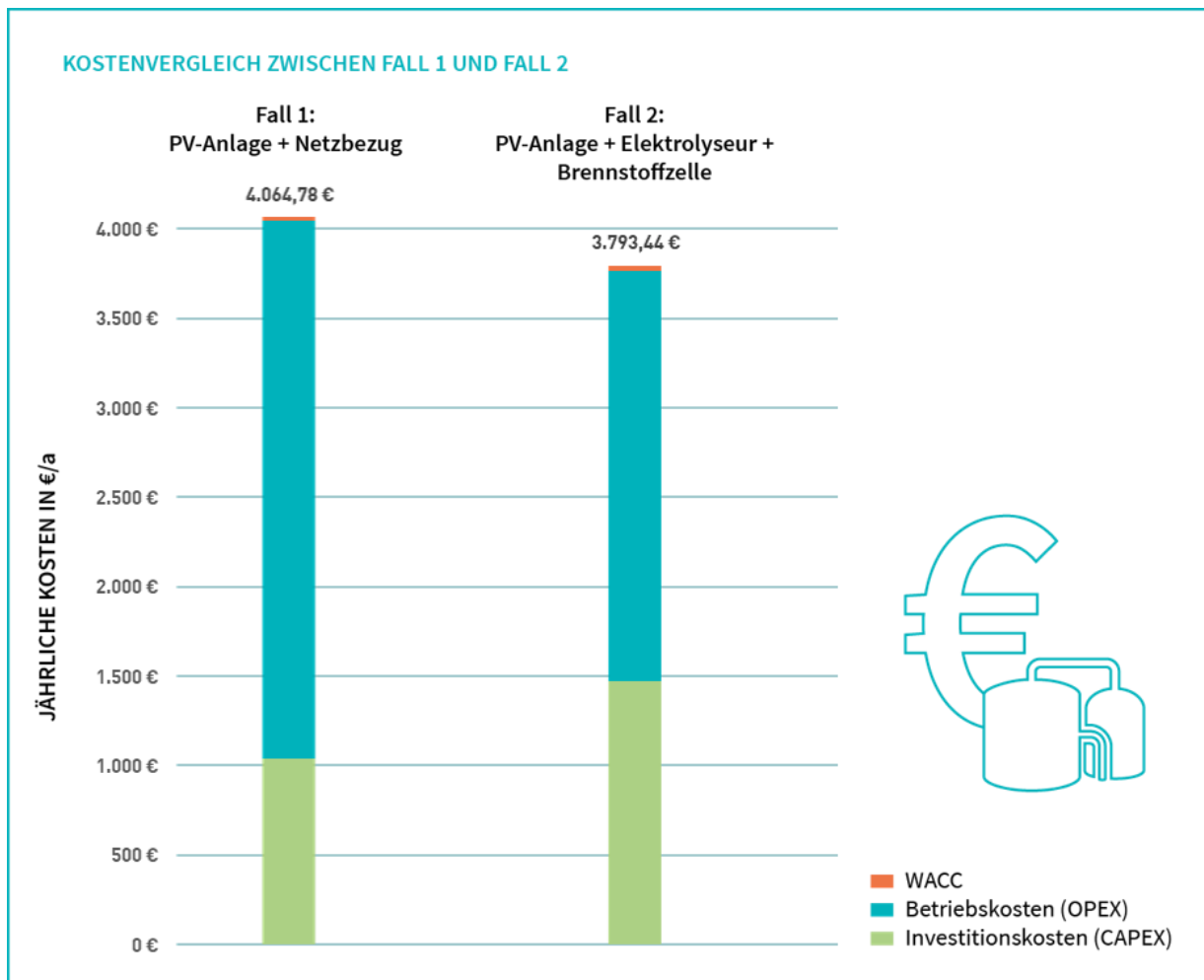


Abbildung 29: Kostenvergleich für Fall 1 und Fall 2 bei einem Einfamilienhaus mit Baujahr zwischen 1990 und 2000.

Für ein Einfamilienhaus nach dem KfW- Effizienzhaus 70 Standard liegen die Kosten für die Energieversorgung für Fall 1 bei jährlich rund 3.340 € und für die Variante mit wasserstoffbasierten Stromspeicher bei knapp 3.070 €, wie Abbildung 30 zeigt. Zusätzlich können auch hier die Anschaffung eines Brennstoffzellensystems in Bestandsgebäuden über die „Bundesförderung für effiziente Gebäude“ (BEG) gefördert werden (s. Kapitel 6.2) was zu einer weiteren Reduzierung der Energieversorgungskosten führen würde. Der Stromabdeckung des Einfamilienhauses liegt für Fall 1 ebenfalls bei 83 % und und kann durch den saisonalen Wasserstoffspeicher (Fall 2) auf 100 % gesteigert werden. Bei einem Einfamilienhaus mit dem KfW-Effizienzhaus 70 Standard kann mit der entstehenden Abwärme des saisonalen Stromspeichers (Elektrolyseur und Brennstoffzelle) zusätzlich sogar rd. 13 % des jährlichen Wärmebedarfs gedeckt werden.

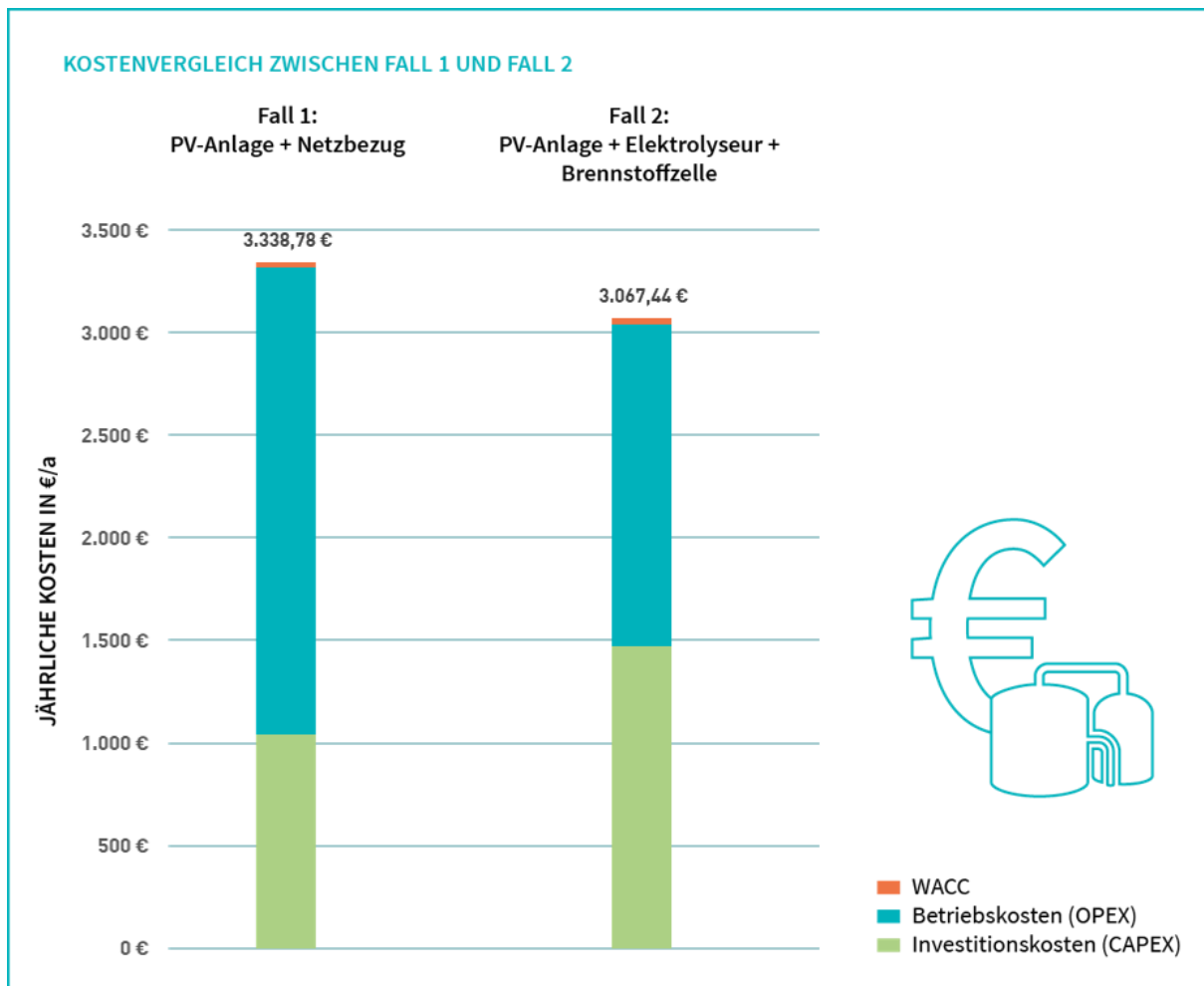


Abbildung 30: Kostenvergleich für Fall 1 und Fall 2 bei einem Einfamilienhaus mit dem KfW Effizienzhaus 70 Standard.

Zentrales Ergebnis „Saisonale Wasserstoffspeicher im Eigenheim“

- Bei einem Einfamilienhaus mit Baujahr zwischen 1990 und 2000 sind die jährlichen Kosten für die Strom- und Wärmeversorgung bei einer Nutzungsdauer der Anlagen von 20 Jahre knapp 4.060 € für den Fall, dass die Versorgung des Einfamilienhauses mit selbsterzeugtem Strom aus einer PV-Anlagen getätigt wird, die in sonnenarmen Perioden durch den Netzbezug von Ökostrom ergänzt wird. Anfallende Stromüberschüsse in den Sommermonaten werden veräußert. Zusätzlich wird für die Wärmeversorgung des Hauses Erdgas als Energieträger bezogen (Fall 1). Wenn der anfallende Stromüberschuss mittels eines Elektrolyseurs, eines H₂-Druckspeicher und einer Brennstoffzelle zur Stromdeckung in sonnenarmen Monaten genutzt wird können die jährlichen Kosten für die Strom- und Wärmeversorgung auf und ca. 3.800 € reduziert werden (Fall 2). Die Ergebnisse basieren auf einem statischen Modell und können als initialer Indikator gewertet werden.
 - Bei einem Einfamilienhaus mit dem KfW Effizienzhaus 70 Standard liegen die jährlichen Kosten für die Strom- und Wärmeversorgung bei einer Nutzungsdauer der Anlagen von 20 Jahre bei 3.340 € für Fall 1 und ca. 3070 € für Fall 2.

7.7 Wasserstoffbasierte Prozesswärme

Hintergrund

Fast 70 % der genutzten Energie des Industriesektors entfällt in Deutschland auf die Erzeugung von Prozesswärme. Die Anforderungen und Anwendungsbereiche sind vielfältig. Charakteristisch ist die Prozesstemperatur. Diese kann je nach Anwendung weniger als 100°C bis über 1.500 °C betragen. Insbesondere die Bereitstellung von Hochtemperaturwärme, die Anwendungen mit Temperaturen über 400 °C benötigen, wie dies bspw. in Schwerindustrien wie Stahl, Glas oder Zement der Fall ist, ist dabei sehr energieintensiv und wird derzeit meist durch Verbrennung von fossilen Brennstoffen wie Erdgas oder Kohle erzeugt.

Das vielfach erforderliche Temperaturniveau von bis zu und in einigen Anwendungen sogar über 1.500°C könnte durch Bioenergie erreicht werden, insbesondere durch die Verbrennung fester Biomasse statt konventioneller, kohlenstoffhaltiger fester Brennstoffe, wenn diese in vergleichbarer Qualität mit dem fossilen Brennstoff und in ausreichender Menge zur Verfügung steht, womit in Zukunft jedoch nicht zu rechnen ist. Der kosteneffiziente Einsatz ist maßgeblich von der Verfügbarkeit abhängig, die sich oft als signifikantes Hindernis erweist. Bei niedrigeren Temperaturen und gasbefeuerten Prozessen bietet sich die Nutzung von Biomethan an, da die Erzeugung von Prozesswärme nicht nur eine Frage der Prozesstemperatur, sondern auch der Energiedichte ist (DBFZ & dena 2022).

Die Elektrifizierung der Prozesswärme ist für viele Anwendungen möglich, aber vor allem beim Umbau bestehender Werksinfrastrukturen sehr herausfordernd, nicht nur finanziell, sondern auch räumlich. Es ist daher vermeintlich einfacher das Gas der bestehenden gasbasierten Anlagen zu substituieren bzw. den Brenner zu tauschen und einen bivalenten Brenner einzusetzen. Darüber hinaus sind strombasierte Technologien gegenwärtig vielfach noch in ihren Anwendungsmöglichkeiten begrenzt, sodass insbesondere hohe Prozesstemperaturen und die für große Produktionskapazitäten benötigten hohen Energiedichten nicht oder nur bedingt bereitgestellt werden können (Fleiter et al. 2022).

Für die Defossilisierung eines Industrierwerks bedarf es zunächst einer Energiestrategie für den entsprechenden Standort. Eine solche Strategie sollte u. a. untersuchen, welcher Energieträger ab wann verfügbar ist und was benötigt wird, um diesen am Industriestandort bereitzustellen. Darüber hinaus sind die technischen Charakteristika des Anlagenparks eines Standorts zu beachten. Unterschiedliche Branchen sind durch unterschiedliche produktspezifische Prozessketten und Prozessschritte charakterisiert, die mit unterschiedlicher Anlagentechnik umgesetzt werden. Die Entscheidung welche Technologie am geeignetsten ist muss bei Prozesswärme sehr spezifisch gefällt werden. Eine Generalisierung ist hier nur sehr begrenzt möglich.

Die Betriebsweise und Charakteristika der Anlagen unterscheiden sich hinsichtlich des hergestellten Produktportfolio und der eingesetzten Beheizungstechnologien. In einer umfangreichen Studie des Umweltbundesamtes (Fleiter et al. 2022) zu den Möglichkeiten einer CO₂-neutralen Prozesswärmeerzeugung in Deutschland wurde der Anlagenpark für ausgewählte Branchen der Metall- und Mineralindustrie analysiert. Darin wurden für 13 Industriebranchen (u.a. Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke, Gießerei-Industrie, NE-Metallindustrie, Glasindustrie, Kalkindustrie, Zementindustrie und die Papier- und Chemieindustrie) insgesamt 26 Prozessketten und 30 Produkte betrachtet sowie über 60 energieintensive Prozessschritte identifiziert, für die aus 75 Anlagentypen insgesamt ca. 50 Technikbeispiele für weitere Betrachtungen ausgewählt wurden.

Grundsätzlich ist der Anlagenpark sehr heterogen. Der überwiegende Anteil der Anlagentypen ist dabei fossil mit Erdgas oder festen Brennstoffen beheizt (> 88 % in der Metall- und > 99 % in der Mineralindustrie). Dabei unterscheiden sich die prozessspezifischen Anlagentypen signifikant in ihren charakteristischen Kennzahlen wie Anlagendurchsatz (vielfach < 20 t/h in vielen Anwendungen der Metall- und Mineralindustrie bis zu über 500 t/h in der Dampferzeugung), Anlagenleistung (< 20 MW in vielen Anwendungen der Metall- und Mineralindustrie bis zu 400 MW in der Dampferzeugung) und Prozesstemperatur (< 250 °C in der Dampferzeugung und über 1.500 °C in der Mineralindustrie). Der Einsatz von Wasserstoff ist dabei für eine Vielzahl insbesondere der konventionell mit Erdgas beheizten Anlagentypen denkbar. Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht jedoch in der Erprobung des Gesamtsystems vornehmlich in Bezug auf die Produktqualität. So besitzen einzelne Anlagenkomponenten, wie bspw. Brenner für den Einsatz von Wasserstoff, bereits einen hohen Technologiereifegrad, wohingegen das Gesamtsystem mit seinen prozessspezifischen Charakteristika, insbesondere der Einfluss auf die Produktqualität für die betrachteten Anwendungen im Rahmen der Studie, überwiegend mit einem Technologiereifegrad $TRL \leq 5$ eingestuft wird, mit Ausnahme der Dampferzeugung ($TRL = 9$, hier ist der Einfluss auf Prozess und Produkt weniger relevant) (Fleiter et al. 2022). Mit entsprechendem Forschungs- und Entwicklungsaufwand ist jedoch mit einer raschen Weiterentwicklung hin zur industriellen Anwendung zu rechnen, wobei für den Betrieb entsprechende Mengen an Wasserstoff zur Verfügung stehen muss. Die Studie kommt aber auch zu dem Schluss, dass Power-to-Heat (PtH)-Technologien, also eine direkte Elektrifizierung der Anlagen in vielen Fällen vor allem unter Berücksichtigung der Herstellungskette energetisch vorteilhaft ist und die Anwendung von Wasserstoff insbesondere in Hochtemperaturanwendungen mit hohen Kapazitäten technische Vorteile birgt.

Die hohe Heterogenität der Anlagenparks macht eine Vergleichbarkeit der industriellen Prozesswärme sehr komplex (Fleiter et al. 2022). Daher besitzen die Aussagen auf Basis eines spezifischen Fallbeispiels keine Allgemeingültigkeit.

Methodik und Annahmen des Fallbeispiels

Im Folgenden wird daher der Einsatz von Wasserstoff für die Prozesswärme einer Lackieranlage in der Automobilindustrie beispielhaft beleuchtet. Wie Abbildung 31 zu entnehmen ist, handelt es sich um die Technologie bivalenter Gebläsebrenner. Dieser ist sowohl mit Erdgas als auch mit reinem Wasserstoff zu betreiben. Aufgrund der hohen Spezifität solcher Industrieprozesse wird in diesem Kapitel von einer generalisierbaren Rechnung abgesehen und stattdessen eine qualitative Diskussion der Kostenfaktoren anhand einer beispielhaften Lackiererei durchgeführt.

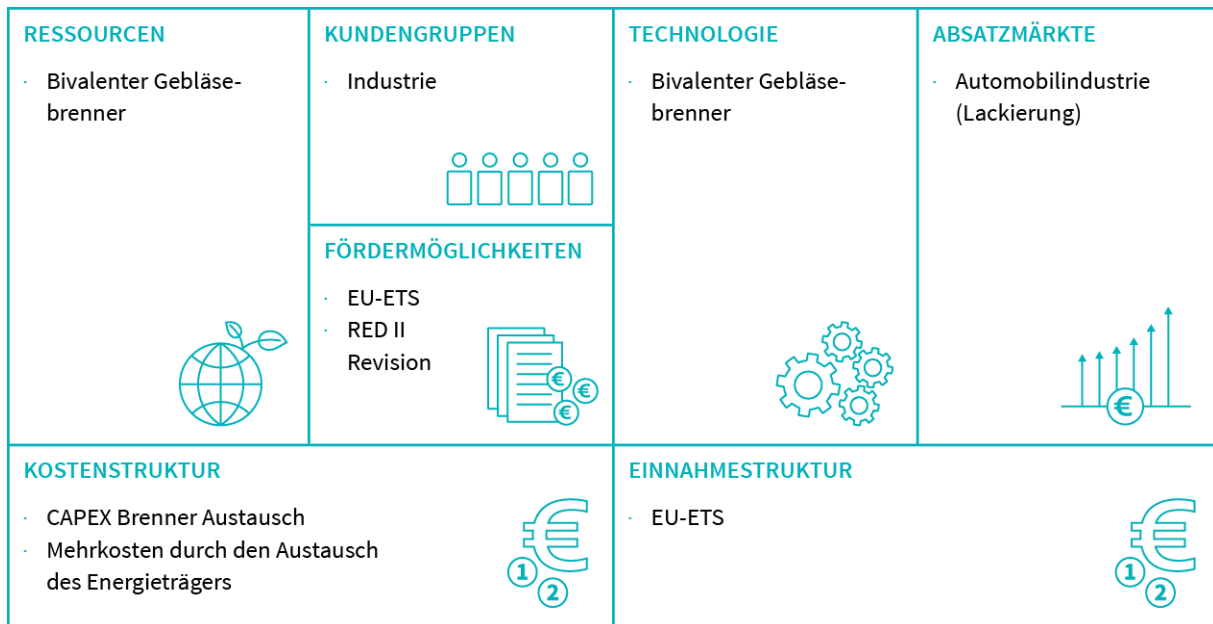


Abbildung 31: Business Model Canvas für das Geschäftsmodell „Wasserstoffbasierte Prozesswärme“ am Beispiel der Lackierung in der Automobilindustrie.

Die beispielhafte Lackiererei benötigt derzeit Strom, Wärme und Erdgas, siehe Abbildung 32. Um den Weg zur Klimaneutralität in einer bestehenden Lackiererei zu beschreiten ist die Substitution von Erdgas durch Wasserstoff eine umsetzbare Option. Lackierereien werden im Schichtbetrieb 24h am Tag, 5 Tage die Woche betrieben. Daher ist eine kontinuierliche Zulieferung von Wasserstoff notwendig. Das dezentrale Wasserstoffkonzept für diese beispielhafte Lackiererei sieht die lokale Produktion von Wasserstoff und den Transport mittels einer lokalen Pipeline vor.

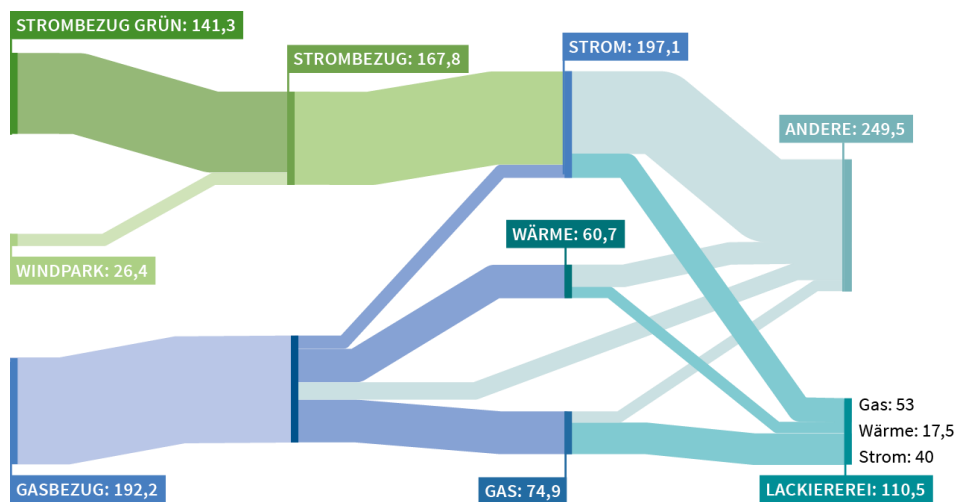


Abbildung 32: Energieverbrauch einer beispielhaften Lackiererei als Teil eines Industriestandorts in der Automobilindustrie.

Der Lackierprozess besteht aus den Schritten, die Abbildung 33 zu entnehmen sind. Im gesamten Lackierprozess gibt es eine Vielzahl von Brennern, die an die unterschiedlichen Anlagen angeschlossen sind und derzeit mit Erdgas befeuert werden. Prozesswärme wird in zwei Schritten genutzt: Bei der Trocknung (130 – 200 °C) nach jedem Prozessschritt sowie bei der thermischen Nachverbrennung (750 – 800 °C) (Abbildung 33). In der Prozesskette des Lackierens wird Wärme auf unterschiedlichen Temperaturniveaus und in unterschiedlichen Mengen benötigt, sodass auch Abwärme nicht kontinuierlich anfällt.

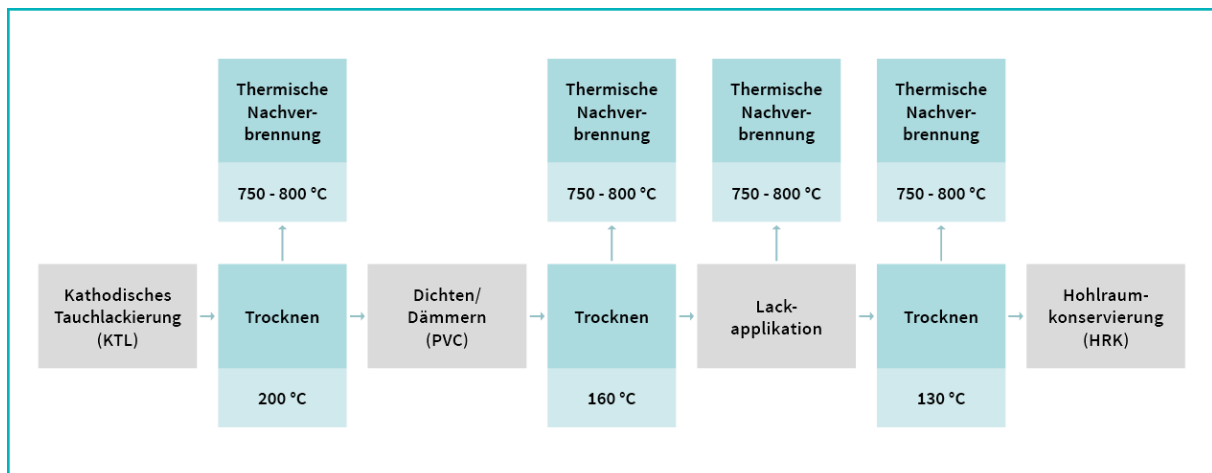


Abbildung 33: Prozessschritte des Lackierprozesses

Betriebswirtschaftliche Betrachtung

Um die Wirtschaftlichkeit einer Umrüstung von Erdgas auf Wasserstoff zu bestimmend sind die folgenden drei Kostenfaktoren entscheidend, deren mögliche Entwicklungen nachfolgend diskutiert werden.

- **CAPEX bivalenter Gebläsebrenner:** Ein Erdgas Brenner ist mit einem CAPEX-Aufwand von ca. 20.000 €/MW verbunden und hat eine Lebensdauer von 25-30 Jahre (Fenchel 2022). Für einen wasserstoffbasierten, bivalenten Gebläsebrenner muss derzeit ein um ca. Faktor 3 erhöhter CAPEX unterstellt werden.
- **CAPEX Systemintegrationskosten bivalenter Gebläsebrenner:** Beim Umstieg auf bivalente Gebläsebrenner muss eine lokale Wasserstoffinfrastruktur aufgebaut werden und entsprechend eine Einmal-Investition in den Umbau getätigt werden. Die Kosten hierfür sind sehr spezifisch und können nicht generalisiert werden. Kosten für lokale Wasserstoffpipelines sind in Kapitel 7.4 erläutert.
- **OPEX:** Im Betrieb von Brennern fallen fixe und variable Wartungskosten (ca. 2 % des CAPEX), Brennstoffkosten sowie beim Betrieb mit Erdgas EU-ETS Zertifikatskosten an. Der bivalente Gebläsebrenner kann mit einer variablen Wasserstoff-Beimischung von 0 bis 100 % betrieben werden (Fenchel 2022).

Die CAPEX von bivalenten Gebläsebrennern werden voraussichtlich in den kommenden Jahren fallen. Derzeit ist ein solcher bivalenter Gebläsebrenner zwar auf dem Markt verfügbar, wird jedoch noch in sehr kleinen Stückzahlen gefertigt. Da Gebläsebrenner durchaus in vielen Industrieprozessen eingesetzt werden, bzw. eingesetzt werden könnten ist damit zu rechnen, dass Skaleneffekte einsetzen werden. Da Gebläsebrenner von den Maßen her transportierbar sind, ist mit einem globalen Wettbewerb und entsprechend einer globalen Lernkurve bei den CAPEX zu rechnen. Wenn international Politikmaßnahmen

für die Defossilierung von Industrieprozessen umgesetzt werden ist hier grundsätzlich mit einer Reduktion der CAPEX von bivalenten, 100% wasserstoff-fähigen Gebläsebrennern zu rechnen.

Dagegen ist bei den CAPEX für die lokale Systemintegration der bivalenten Gebläsebrennern nicht mit einer Reduktion zu rechnen. Kosten, die hier anfallen sind zu einem großen Teil für Baumaßnahmen veranschlagt. Die Umrüstung auf Wasserstoff wird immer mit Mehrkosten gegenüber dem Weiterbetrieb mit Erdgas verbunden sein, da eine neue Infrastruktur verlegt werden muss. Möglicherweise können, je nach Gegebenheit vor Ort, erhebliche Teile der Erdgasinfrastruktur genutzt werden. Das hängt aber von den lokalen Gegebenheiten ab, sowie den Möglichkeiten des Umstiegs auf Wasserstoff bei anderen Prozessschritten, die derzeit mit Erdgas befeuert werden.

Der maßgebliche Faktor für die Wirtschaftlichkeit von wasserstoffbetriebenen, bivalenten Gebläsebrennern ist die relative Entwicklung der OPEX, und zwar insbesondere der Brennstoffkosten und der EU-ETS Zertifikatskosten. Bis die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff sinken ist es vergleichsweise wirtschaftlicher, ein CO₂-Zertifikat zu erwerben und weiterhin Erdgas einzusetzen. Je schneller Erdgas teurer wird, entweder auf Grund steigender Marktpreise oder steigender Zertifikatskosten, und je schneller grüner Wasserstoff verfügbar und günstiger wird, desto schneller ist die Umrüstung zu bivalenten Gebläsebrennern wirtschaftlich. Ein weiterer, jedoch größenordnungsmäßig geringerer Wirtschaftlichkeitsfaktor für bivalente, wasserstoffbetriebene Gebläsebrenner ist eine höhere Effizienz durch eine verfeinerte Steuerung sowie verringerte Emissionswerte (insbesondere NO_x). Allerdings ist dazu noch weitere Forschung und Entwicklung notwendig und gerade in der Anfangsphase des Markthochlaufs von bivalenten Gebläsebrennern würden diese Vorteile noch nicht unbedingt zum Tragen kommen.

Es muss festgestellt werden, dass derzeit in der beispielhaft analysierten Lackiererei die Investition in bivalente Gebläsebrenner im wasserstoffbetrieb nicht per se wirtschaftlich ist. Zudem muss die Investition in einem größeren dezentralen Wasserstoffkonzept verstanden werden, da ja eine lokale, kontinuierliche Versorgung mit Wasserstoff notwendig ist. Um die Umrüstung zu finanzieren müssen also entweder die Zusatzinvestitionen von den Firmen im Sinne von Klimaschutzinvestitionen entweder gänzlich selbst getragen werden, oder zu teilen durch Förderprogramme angereizt werden.

Nach Maßgabe des RePowerEU-Pakets müssen bis 2030 in der Industrie 78 % RFNBOs eingesetzt werden. Um dieses Ziel zu erreichen ist das Setzen von Anreizen durch gezielte öffentliche Fördermittelprogramme notwendig. Derzeit sind solche Fördermittelprogramme insbesondere für energieintensive Branchen wie Stahl und Aluminium in der Diskussion. Energieintensive Prozessschritte von insgesamt weniger energieintensiven Branchen werden noch nicht im erforderlichen Maße adressiert. Um Klimaneutralität zu erreichen ist es dringend notwendig auch hier entsprechende Anreizprogramme aufzusetzen. Neben der CAPEX- und OPEX-Förderung der Industrieprozesse selbst ist es außerdem dringend erforderlich die lokale Ansiedelung von Wasserstoffherzeugung zu unterstützen. Denn so lange der kontinuierliche Bezug von Wasserstoff aus einem Fernleitungsnetz nicht verfügbar ist, was noch einige Jahre der Fall sein wird, ist es erforderlich die Umrüstung auf wasserstoffbasierte Prozesswärmeerzeugung in einem größeren lokalen Wasserstoffkonzept zu verfolgen. Aufgrund der substantiellen Mengen von Wasserstoff, die z.B. eine Lackiererei für den Betrieb von Gebläsebrennern mit Wasserstoff erforderlich sind, ist eine lokale bzw. regionale Produktion von Wasserstoff mit Pipeline-Anbindung notwendig. Daher muss zeitgleich mit der Umrüstung der Prozesswärmeerzeugung die Investition in lokale Wasserstoffherzeugung erfolgen. Die Förderung von lokalen Wasserstoff-Hubs ist daher ein wichtiger Meilenstein auf dem Weg zur klimaneutralen Industrie.

Zentrales Ergebnis „Wasserstoffbasierte Prozesswärme“

- Die Erfordernisse von Prozesswärmebereitstellung sind je nach Industrie und Standort sehr spezifisch und können nicht generalisiert werden. Im analysierten Fallbeispiel der wasserstoffbasierten Bereitstellung von Prozesswärme für eine Lackiererei in der Automobilindustrie ist unter den derzeitigen Bedingungen der Weiterbetrieb mit Erdgas am wirtschaftlichsten.
- Entscheidend für die zukünftige Wirtschaftlichkeit von wasserstoff-basierter Prozesswärme im analysierten Beispiel ist neben der Entwicklung der CAPEX der bivalenten Gebläsebrennern, bei denen mit globalen Skaleneffekten gerechnet werden kann, insbesondere die Entwicklung der OPEX in Form von relativen Brennstoffkosten für Erdgas inklusive EU-ETS Zertifikaten bzw. lokal erzeugtem grünen Wasserstoff.
- Da nach Maßgabe des RePowerEU-Pakets bis 2030 in der Industrie 78 % RFNBOs eingesetzt werden müssen, ist eine dezidierte Förderung von lokalen Wasserstoff-Hubs zur Verfügbarkeit von Wasserstoff sowie CAPEX sowie ggf. OPEX von wasserstoffbasierten Prozesswärmetechnologien auch für energieintensive Prozessschritte von insgesamt als nicht energieintensiv eingestuften Branchen notwendig.

8 Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse

Die vorliegende Studie kommt bei der Analyse der sieben untersuchten beispielhaften Geschäftsmodelle zu folgenden zentralen Ergebnissen:

Sanierung eines Windparks mit lokaler Wasserstoffproduktion

- Das Geschäftsmodell in dem ein Repowering des Windparks von 30% der ursprünglichen Investitionskosten stattfindet wäre bei einem durchschnittlichen Wasserstoffpreis ab 5 €/kg bei einem durchschnittlichen Strompreis von bis zu 6 ct/kWh wirtschaftlicher als der Weiterbetrieb mit Direktvermarktung.

Wasserstoffbasierte Stromspeicherung entsprechend §39o EEG

- Unter einer Reihe von Annahmen ergeben sich für das beispielhafte Geschäftsmodell durchschnittliche Stromspeicherkosten zwischen 14,86 ct/kWh (Fall 2) bis 19,4 ct/kWh (Fall 1). Diese Kosten müssten von der gleitenden Marktprämie gedeckt werden damit das Geschäftsmodell aus betriebswirtschaftlicher Sicht rentabel ist.

Bereitstellung von Regelenergie durch flexible Elektrolyse

- Es lässt sich kein Geschäftsmodell für flexible Elektrolyseure auf der Basis der Bereitstellung von Regelenergie aufbauen, auch wenn die Abwärme des Elektrolyseurs und der produzierte Wasserstoff vermarktet wird.

Punkt-zu-Punkt-Transport von Wasserstoff

- Beim Transport geringer Mengen Wasserstoffs (100 MWh/a) im Fall der einzelnen Gewerbebetriebe stellt der flüssige (1,84 €/kWh) und gasförmige Transport (1,95 €/kWh) von Wasserstoff für die hier analysierte Transportdistanz von 15 km im Allgemeinen die günstigste Option dar. Das Kostenergebnis für die H2-Lkw basiert auf einer Auslastung von 3 Fahrten pro Jahr, was natürlich in der Praxis anders organisiert werden würde und die tatsächlichen Kosten pro Fahrt erheblich senken würde. Unter Bezugnahme der niedrigsten CAPEX-Kosten für den Pipeline Neubau wie sie im ländlichen Raum durch günstige Tiefbau- und Verlegekosten auftreten können, kann sich im Einzelfall auch der leitungsgebundene Transport per Kunststoffpipeline bereits lohnen (1,44 €/kWh).
- Zwar weist die Versorgung einzelner größerer Industriebetriebe (4.000 MWh/a) per Lkw-Transport über 15 km für den gasförmigen (0,05 €/kWh) und flüssigen (0,06 €/kWh) Wasserstofftransport im Schnitt nach wie vor geringere Transportkosten auf, aber auch die Kosten für die Umwidmung von Pipelines (0,08 €/kWh) und den Neubau von Pipelines (0,04 €/kWh – 0,11 €/kWh) können je nach Randbedingung bereits bei diesen Verbrauchsmengen konkurrenzfähig sein.

- Versorgung eines Industriehubs (0,41 TWh/a): Während die Kosten des Lkw-Transports von flüssigem (0,03 €/kWh) und gasförmigem Wasserstoff (0,03 €/kWh) nur geringfügig absinken, reduzieren sich die Transportkosten für die Umwidmung von Pipelines auf 0,0008 €/kWh und für den Neubau von Pipelines auf 0,0004 – 0,0011 €/kWh signifikant und stellen damit die kostengünstigste Option für die Distanz von 15 km dar.
- Eine Kostenparität zwischen dem H₂-Transport per Lkw und der Umwidmung von Pipelines tritt für die analysierten 15km Distanz im Durchschnitt bereits ab Verbrauchsmengen zwischen 4.000 und 8.700 MWh/a ein.

THG-Quotenanrechnung im Verkehrssektor

- Bei Produktionskosten von grünem Wasserstoff von bis zu ca. 5 €/kg können grüner Wasserstoff bereits heute und grünes e-Methanol ab 2024 wirtschaftliche Optionen für die Erfüllung der THG-Quote sein.
- Der THG-Quotenpreis bewegt sich 2030 zwischen 512 (ohne Multiplikatoren) und 596 €/t CO₂ (mit Multiplikatoren)
- Der Kostenaufwand zur Reduktion einer Tonne CO₂ (THG-Vermeidungskosten) ist ausschlaggebend für den wirtschaftlichen Einsatz von grünem Wasserstoff oder e-Methanol zur Erfüllung der THG-Quote.
 - Die THG-Vermeidungskosten liegen bei grünem Wasserstoff zwischen 412 und 824 (2022) und 311 und 769 (2030) €/t CO₂
 - bei grünen e-Methanol liegen diese zwischen 535 und 1073 (2022) und 443 und 1040 (2030) €/t CO₂.
- Die verschärften Ziele im Verkehrssektor (z. B. eine RFNBO-Unterquote von 5,7 %) lassen den THG-Quotenpreis weiter ansteigen.

Saisonale Wasserstoffspeicherung im Quartier sowie im Eigenheim

- Für die Nutzung von Überschussstrom aus einer PV-Anlage im Quartier führt das Geschäftsmodell in dem die Wasserstoffherzeugung mit Druckspeichern und der Rückverstromung mit einer Brennstoffzelle kombiniert wird zu den vergleichsweise geringsten jährlichen Gesamtkosten für Strom und Wärme. Nur wenig teurer kommt der Einsatz von einem BHKW statt der Brennstoffzelle oder der Rückverstromung mit einer Hochtemperaturbrennstoffzelle. Der Einsatz von Batterien zur Nutzung des Überschussstroms führt dagegen zu erheblich höheren Gesamtkosten für Strom und Wärme.
- Bei einem Einfamilienhaus mit Baujahr zwischen 1990 und 2000 sind die jährlichen Kosten für die Strom- und Wärmeversorgung bei einer Nutzungsdauer der Anlagen von 20 Jahre knapp 2300 € für den Fall, dass die Versorgung des Einfamilienhauses mit selbsterzeugtem Strom aus einer PV-Anlagen getätigt wird, die in sonnenarmen Perioden durch den Netzbezug von Ökostrom ergänzt wird. Anfallende Stromüberschüsse in den Sommermonaten werden veräußert. Zusätzlich wird für die Wärmeversorgung des Hauses Erdgas als Energieträger bezogen (Fall 1). Wenn der anfallende Stromüberschuss wird mittels eines Elektrolyseurs, eines H₂-Druckspeicher und einer Brennstoffzelle zur Stromdeckung in sonnenarmen Monaten genutzt wird können die jährlichen Kosten für die Strom- und Wärmeversorgung auf und ca. 2150 € reduziert

werden (Fall 2). Die Ergebnisse basieren auf einem statischen Modell und können als initialer Indikator gewertet werden.

- Bei einem Einfamilienhaus mit dem KfW Effizienzhaus 70 Standard liegen die jährlichen Kosten für die Strom- und Wärmeversorgung bei einer Nutzungsdauer der Anlagen von 20 Jahre bei 2000 € für Fall 1 und ca. 1850 € für Fall 2.
- Bei einem Einfamilienhaus das als Passivhausausführung liegen die jährlichen Kosten für die Strom- und Wärmeversorgung bei einer Nutzungsdauer der Anlagen von 20 Jahre bei 1700€ für Fall 1 und ca. 1500 € für Fall 2.

Wasserstoffbasierte Prozesswärme

- Die Erfordernisse von Prozesswärmebereitstellung sind je nach Industrie und Standort sehr spezifisch und können nicht generalisiert werden. Im beispielhaft analysierten Geschäftsmodell der wasserstoffbasierten Bereitstellung von Prozesswärme für eine Lackiererei in der Automobilindustrie ist unter den derzeitigen Bedingungen der Weiterbetrieb mit Erdgas am wirtschaftlichsten. Entscheidend für die zukünftige Wirtschaftlichkeit von wasserstoff-basierter Prozesswärme im analysierten Beispiel ist neben der Entwicklung der CAPEX der bivalenten Gebläsebrennern, bei denen mit globalen Skaleneffekten gerechnet werden kann, insbesondere die Entwicklung der OPEX in Form von relativen Brennstoffkosten für Erdgas inklusive EU-ETS Zertifikaten bzw. lokal erzeugtem grünen Wasserstoff.
- Da nach Maßgabe des RePowerEU-Pakets bis 2030 in der Industrie 78 % RFNBOs eingesetzt werden müssen, ist eine dezidierte Förderung von lokalen Wasserstoff-Hubs zur Verfügbarkeit von Wasserstoff sowie CAPEX sowie ggf. OPEX von wasserstoffbasierten Prozesswärmetechnologien auch für energieintensive Prozessschritte von insgesamt als nicht energieintensiv eingestuften Branchen notwendig.

9 Handlungsempfehlungen

Auf Basis der Analyse lassen sich eine Reihe von **Handlungsempfehlungen für den regulatorischen Rahmen** ableiten.

Allgemeine Handlungsempfehlungen

- Der **Ausbau der erneuerbaren Energien Solar-PV, Windenergie an Land und auf See muss beschleunigt werden**, damit zukünftig ausreichend EE-Strom für die Wasserelektrolyse auch in dezentralen Wasserstoffkonzepten zur Verfügung steht.
- Der regulatorische Rahmen sollte einen **technologieoffenen Ansatz für diverse Optionen zur Zielerfüllung** wählen, um Raum für Innovationen zu lassen, an die heute noch niemand denkt. Dabei ist es wichtig, dass gleichzeitig die Maßnahmen zur Bepreisung von CO₂ entsprechen den Klimazielen gestärkt werden und die technischen Optionen die bereits heute zur Verfügung stehen auch schnellstmöglich in die Anwendung kommen, um die noch ausstehenden Lerneffekte zur Kostenreduktion auszuschöpfen.
- **Genehmigungsverfahren:** Derzeit wird in Bezug auf Wasserstoffanlagen im Genehmigungsrecht kaum bis gar nicht zwischen kleinen dezentralen Anlagen und Anlagen im Gigawattbereich. Das heißt, Elektrolyseurbetreiber für die Quartiersanwendung sehen sich großen Anstrengungen gegenübergestellt, die Anlage genehmigen zu lassen, da sie wie eine industrielle Anlage gehandhabt wird. Das muss geändert werden.
- **Langfristige Planungssicherheit muss geschaffen werden**, insbesondere für kleine Projektierer.
- Regionale Schwierigkeiten: Ausbau von Windenergieanlagen wird seit dem Osterpaket priorisiert. Bau des **Elektrolyseurs** soll gemeinsam mit der Windenergieanlage genehmigt werden und somit **Teil der Priorisierung** sein. Derzeit muss der Elektrolyseur gesondert genehmigt werden.

Wasserstoffbasierte Stromspeicherung entsprechend §39o EEG

- **Die gleitende Marktprämie der EEG-Innovationsausschreibung nach §39o EEG sollte so gesetzt werden, dass sie die Stromspeicherkosten deckt.** Die Festsetzung ist noch ausstehend.

Flexible Elektrolyse

- Der Zubau von Elektrolyseuren sollte möglichst so angereizt werden, dass diese netzdienlich installiert werden. Gleichzeitig ist darauf zu achten, dass diese Anforderung den Zubau nicht gefährdet, da allein der Fokus auf Flexibilität keinen wirtschaftlichen Betrieb gewährleistet.
- Die Systemdienlichkeit durch Wasserstoff-Lösungen im Wind-auf-See Gesetz wird zwar adressiert, allerdings fehlt es hierbei noch an klaren Kriterien, welche es zu formulieren gilt.
- **Ergänzung von §13 Abs. 6 EnWG um die Möglichkeit flexible Elektrolyseure zur kostengünstigen und effizienten Beseitigung von Netzengpässen einzusetzen.** Damit wären Übertragungsnetzbetreiber ermächtigt, die erforderlichen Kosten für die Investition in den flexiblen Elektrolyseur zu erstatten, sowie mit den Betreibern des flexiblen Elektrolyseurs vertragliche Vereinbarungen zur Änderung der Wirkleistungseinspeisung oder –ausspeisung zu schließen und diese zu vergüten.

Transport von Wasserstoff

- Ein diskriminierungsfreier Zugang von kleinen dezentralen Anlagen zur Wasserstoffnetzinfrastruktur muss geschaffen werden.
- **Das im Energiewirtschaftsgesetz vorgesehene H2-Netzkonzept (§112b) sollte fristgerecht umgesetzt werden, damit rasch klare Regelungen zur Planung, Finanzierung und zum Betrieb des zukünftigen Wasserstoffnetzes vorliegen.**
- Die Lkw basierte H2-Verladeinfrastruktur sollte normiert werden.
 - In der Debatte möglicher Transportlösungen sollte auch eine differenzierte Betrachtung der H2-Qualitäten des transportierten Wasserstoffes erfolgen.
 - Für die kostenintensiven Verlade- und Zwischenspeichertechnologien für den Lkw basierten Wasserstofftransport sollte eine Förderung geprüft werden.
- Mit der Zielsetzung eines schnellen H2-Markthochlaufs und dem Umstieg auf Wasserstoff sollte eine Neuregelung zur Meldung von Änderungen bei der Gasbeschaffenheit mitgedacht werden. Die Regelung sollte in ausgewogenem Maße die Perspektive der Endkunden bei der Umstellung der Gasbeschaffenheit (insb. im Falle von Geräteaustausch und Prozessumstellung) berücksichtigen. Es sollte geprüft werden, ob der Zeitraum verkürzt werden kann.

THG-Quotenanrechnung im Verkehrssektor

- Fördermechanismen müssen etabliert werden, um eine wirtschaftliche Anrechnung auf die THG-Quote zu ermöglichen.
- Eine Mindestquote für RFNBOs wie im Trilog von EU-Kommission, Rat und Parlament zur Revision der RED II beschlossen sollte im Rahmen der Umsetzung der RED III in nationales Recht eingeführt werden und mindestens 1 % im Jahr 2030 betragen, bezogen auf den Gesamtendenergieverbrauch im deutschen Transportsektor. Darüber hinaus sollte wie im Trilog ebenfalls beschlossen eine gemeinsame Quote für fortschrittliche Biokraftstoffe und RFNBOs in Höhe von mindestens 5,5% eingeführt werden. Unter die darauf anrechenbaren RFNBOs fallen E-Kerosin (DE mit 2-%-Quote für 2030, bezogen auf dem

Flugkerosinverbrauch 2030 für alle abgehende Flüge), grüner H2 in Raffinerien sowie H2 und Derivate im Straßenverkehr. Das Ambitionsniveau sollte gestaffelt werden. Das EU-Parlament hatte bspw. eine RFNBO-Mindestquote von 2,6 % für 2028 und 5,2 % im Jahr 2030 vorgeschlagen. Multiplikatoren sollten - außer für den Einsatz von RFNBOs im Schiff- und Luftverkehr - abgeschafft werden.

Saisonale Wasserstoffspeicherung

- Wasserstoff eignet sich insbesondere als Langzeit-Stromspeichersystem im Quartier, um den fehlenden Solarertrag im Winter auszugleichen. Wasserstoff kann im Gegensatz zur Batterie größere Energiemengen über lange Zeiträume speichern. Im EEG sollten Gesamtsysteme aus einer Mischung aus Kurzzeit- und Langzeitspeichern für die Quartiersanwendung berücksichtigt werden.
- Für den Aufbau und das Einspeisen von nicht vermeidbarer Abwärme in lokalen Wärmenetzen sollten Investitionen gefördert werden.
- Bestandsgebäude sind so komplex, dass sie schwer „allgemein“ zu bewerten sind. Insbesondere muss der Einfluss von Gebäuden auf die Energiesysteme (ausreichende Energiekapazitäten und Leistungsspitzen etc.) und deren Transformationsfähigkeit (Handwerkskapazitäten, Baukosten, Eigentümerverhältnisse) berücksichtigt werden. Da es keine „allgemeingültigen Lösungen“ gibt, ist Technologieoffenheit in Bezug auf diverse Optionen zur Zielerfüllung umso wichtiger. Energy Sharing sollte – vor allem unter Berücksichtigung der derzeitigen Fragestellungen rund um die Versorgungssicherheit – mehr in den Fokus der Debatte rücken. Bisher ist Energy Sharing im EEG noch viel zu eng gedacht. Energy Sharing ist ein essenzieller Baustein, um die Teilhabe der Bürgerinnen und Bürger zu gewährleisten und die Akzeptanz solcher Projekte zu stärken. Z. B.: Eine Quartierstankstelle ist kein „geschlossenes System“ und entspricht laut 4. BImSchV § 1 Abs. 1 einem wirtschaftlichen Unternehmen und ist folglich immissionsschutzrechtlich genehmigungspflichtig. Auch die gemeinsame Nutzung einer PV-Anlage im Quartier ist ein Problem. Hier ist die gemeinsame Nutzung in einem zentralen Elektrolyseur nur in einer Kundenanlage oder mit Entgelten über das öffentliche Netz möglich.

Wasserstoffbasierte Prozesswärme

- Wasserstoff in der Prozesswärme sollte im Rahmen technologieoffener Fördermechanismen für diverse Optionen zur Zielerfüllung berücksichtigt werden. Die Förderungen sind dabei mit den Anreizen aus dem EU-ETS-Markt abzustimmen.
- **Es sollten Mechanismen für “nicht-energieintensiv“ eingestufte Branchen entwickelt werden, die diese bei der Umstellung von energieintensiven Prozessschritten auf Wasserstoff unterstützen.**
- BAFA (CAPEX-) Förderprogramm EEW (Dekarbonisierung der Prozesswärme) sollte weiterentwickelt werden, da Wasserstoff darin noch nicht berücksichtigt wird.
- OPEX-Förderung kann evtl. durch Carbon Contracts for Difference (CCfD) erfolgen. Die H2-Quote für die Industrie ist sinnvoll, darf aber nicht dazu führen, dass auf Wasserstoffanwendung verzichtet wird. Daher sollte die Erfüllung eines vorgegebenen Quotenziels gemäß RED III mit Blick auf eine OPEX-Förderung (z. B. über CCfD) nochmals abgeglichen werden.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Methodische Vorgehensweise der vorliegenden Studie, die in Kooperation mit den Praxispartnern der Plattform H2dezentral entwickelt wurde.	10
Abbildung 2: Adaptiertes Business Model Canvas (BMC) zur Beschreibung der Geschäftsmodelle.	11
Abbildung 3: Die unterschiedlichen Dimensionen und Bewertungsaspekte für die Einordnung in zentrale oder dezentrale Facetten von Energiesystemen (Öko-Institut 2018).	12
Abbildung 4: Abgrenzung von zentralem und dezentralem Wasserstoff.	13
Abbildung 5: Begriffsdefinition „dezentrale Wasserstofferzeugung und -nutzung“.	13
Abbildung 6: Umfrageergebnisse zur Begriffsdefinition „dezentrale Wasserstoffkonzepte“ im Partnerkreis der H2dezentral-Plattform.	14
Abbildung 7: Technology Readiness Level entsprechend des Betrachtungsrahmen der Studie.	16
Abbildung 8: Visionäres Wasserstoffnetz H2-Transport (FNB Gas 2021).	21
Abbildung 9: Übersicht dezentraler Wasserstoff-Projekte mit Schwerpunkt im Verteilernetz (BDEW 2022).	22
Abbildung 10: Übersicht zu den regulatorischen Rahmenbedingungen für Wasserstoff-Anwendungen (DBFZ & dena 2022).	26
Abbildung 11: Business Model Canvas für das Geschäftsmodell „Sanierung eines Windparks mit lokaler Wasserstoffproduktion“ laut RED II Delegierter Rechtsakt Art. 27..	45
Abbildung 12: Angenommene durchschnittliche Strompreise in €/MWh; Berechnung basierend auf den Werten für 2020 von umlaut (umlaut 2022).	46
Abbildung 13: Amortisationszeiten unterschiedlicher Vermarktungsoptionen für Post-EEG-Windenergieanlagen.	49
Abbildung 14: Amortisationszeit in Abhängigkeit vom Wasserstoffpreis bei einem Strombörsenpreis bei 13,66 ct/kWh.	50
Abbildung 15: Amortisationszeit in Abhängigkeit vom Wasserstoffpreis bei einem Strombörsenpreis von 5 ct/kWh.	51
Abbildung 16: Amortisationszeit in Abhängigkeit vom Wasserstoffpreis bei einem Strombörsenpreis von 15 ct/kWh.	51
Abbildung 17: Business Model Canvas für das Geschäftsmodell „Wasserstoffbasierte Stromspeicherung entsprechend §39o EEG“.	53
Abbildung 18: Business Model Canvas für das Geschäftsmodell „Bereitstellung von Regelenergie durch flexible Elektrolyse“.	56

Abbildung 19: Business Model Canvas für das Geschäftsmodell „Punkt-zu-Punkt Transport von Wasserstoff“	62
Abbildung 20: Transportkosten bei Transportmengen von 100 MWh/a bei einer Punkt-zu-Punkt-Anbindung und einer Entfernung von 15 km zwischen Erzeuger und Abnehmer.	66
Abbildung 21: Transportkosten bei Transportmengen von 4.000 MWh/a bei einer Punkt-zu-Punkt-Anbindung und einer Entfernung von 15 km zwischen Erzeuger und Abnehmer.	67
Abbildung 22: Transportkosten bei Transportmengen von 0,41 TWh/a bei einer Punkt-zu-Punkt-Anbindung und einer Entfernung von 15 km zwischen Erzeuger und Abnehmer.	68
Abbildung 23: Business Model Canvas für das Geschäftsmodell „THG-Quotenanrechnung im Verkehrssektor“	70
Abbildung 24: THG-Vermeidungskosten von grünem Wasserstoff verglichen mit THG-Quotenpreis und Pönale.	73
Abbildung 25: THG-Vermeidungskosten von grünem e-Methanol verglichen mit THG-Quotenpreis und Pönale.	73
Abbildung 26: Business Model Canvas für das Geschäftsmodell „Saisonale Wasserstoffspeicher“	76
Abbildung 27: Jahressonneneinstrahlung (HPS 2021).....	77
Abbildung 28: Monatliche Verteilung der Stromerzeugung durch die PV-Anlagen und des Stromverbrauchs des Einfamilienhauses.	85
Abbildung 29: Kostenvergleich für Fall 1 und Fall 2 bei einem Einfamilienhaus mit Baujahr zwischen 1990 und 2000.....	88
Abbildung 30: Kostenvergleich für Fall 1 und Fall 2 bei einem Einfamilienhaus mit dem KfW Effizienzhaus 70 Standard.....	89
Abbildung 31: Business Model Canvas für das Geschäftsmodell „Wasserstoffbasierte Prozesswärme“ am Beispiel der Lackierung in der Automobilindustrie.	92
Abbildung 32: Energieverbrauch einer beispielhaften Lackiererei als Teil eines Industriestandorts in der Automobilindustrie.	92
Abbildung 33: Prozessschritte des Lackierprozesses.....	93

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Definition des Technology Readiness Levels (NASA 2012)	15
Tabelle 2: Überblick technischer und betriebswirtschaftlicher Kennzahlen ausgewählter Elektrolyseurtechnologien (Datenangaben basieren auf Brinner et al. 2018; Enapter 2022; Goldman-Sachs 2022; The Oxford Institute for Energy Studies 2022; Fraunhofer ISE 2021a).....	17
Tabelle 3: Lkw-Transport von flüssigem und gasförmigem Wasserstoff (EMCEL GmbH 2019b; Reuß et al. 2021)	23
Tabelle 4: Eckdaten zu Wasserstoffdruckspeichern (EMCEL GmbH 2019a; Paschotta 2022; Universität Augsburg - Anwenderzentrum Material- und Umweltforschung (AMU))	24
Tabelle 5: Technische Kennzahlen für ausgewählte KWK-Anwendungen (Daten basieren auf Angaben von Bosch 2021; 2g 2022).....	25
Tabelle 6: Kriterien für den Strombezug für die RFNBO-Produktion nach Art. 27 RED II im Detail.....	28
Tabelle 7: THG-Berechnungsformel laut delegiertem Rechtsakt zu Art. 28 RED II	30
Tabelle 8: Übersicht zu Entgelten nach dem Entry-Exit-Modell zum Wasserstofftransport im Erdgasleitungssystem	34
Tabelle 9: Mindestziele der unterschiedlichen Fahrzeugklassen laut dem Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz (BMVI, 2021)	37
Tabelle 10: Beispielhaften Analyse des Geschäftsmodells Geschäftsmodell „Sanierung eines Windparks mit lokaler Wasserstoffproduktion“ laut RED II Delegierter Rechtsakt Art. 27	48
Tabelle 11: Amortisationszeit in Jahren je nach prognostiziertem Börsenstrompreis in einem gegebene Jahr nach bei einem Wasserstoffpreis von 5€/kg.....	49
Tabelle 12: Annahmen und Ergebnisse der beispielhaften Analyse des Geschäftsmodells „Wasserstoffbasierte Stromspeicherung entsprechend §39o EEG“	54
Tabelle 13: Strompreisbestandteile für die Erzeugung von grünem Wasserstoff.....	58
Tabelle 14: Zugrundeliegende Annahmen zur Berechnung der Geschäftsmodelle zur Bereitstellung der Flexibilität eines Elektrolyseurs auf dem Regelenergiemarkt	59
Tabelle 15: Notwendiger Strom und anfallende Wasserstoff- und Abwärmemengen der 5-MW-Teilleistung (Strombörse) und 5-MW-Teilleistung Regelenergie mit unterschiedlichen Abrufwahrscheinlichkeiten von 4,85 % und 60 %.....	60
Tabelle 16: Return on Investment für unterschiedliche Abrufwahrscheinlichkeiten	60

Tabelle 17: Roadmap für einen regionalen Wasserstofftransport (Datenangaben basieren auf Fraunhofer IPA et al. 2022)	63
Tabelle 18: Annahmen für den Lkw-basierten Transport (Fall 1 & 2) von Wasserstoff (Datenangaben Datenannahmen basieren auf Fraunhofer IPA et al. 2022; Reuß et al. 2021; Sens et al. 2022)	64
Tabelle 19: Annahmen für den Pipeline-basierten Transport (Fall 3 & 4) von Wasserstoff (Datenangaben basieren auf Fraunhofer IPA et al. 2022; Sperlich und Hüttenrauch 2022; DVGW e. V. 2022a; sowie Abschätzungen des Projektpartners Gelsenwasser & Bayernets)	64
Tabelle 20: „Low“ und „High“ THG-Quotenpreisszenarien	71
Tabelle 21: Neue Obergrenzen für Biokraftstoffe der ersten Generation laut Vorschlag des BMUV	71
Tabelle 22: Kosten und Preise von grünem und grauen Wasserstoff, Diesel und CO ₂	72
Tabelle 23: Annahmen Methanolsynthese und THG-Vermeidungspotentiale	72
Tabelle 24: Vermeidungskosten von grünem Wasserstoff und e-Methanol im Vergleich zum THG-Quotenpreis 2022 bis 2030	74
Tabelle 25: Beschreibung eines Quartiers als Fallbeispiel für die weitere Berechnung	77
Tabelle 26: Jährliche Strom- und Wärmekosten der fünf untersuchten Fälle in der Quartiersanwendung (Datenannahmen basieren auf Fraunhofer ISE 2018; Vartiainen, Masson, Breyer 2017; VAKO 2022; 2g 2022)	78
Tabelle 27: Kenndaten des modellierten Einfamilienhauses	83
Tabelle 28: Jährliche Strom- und Wärmeverbrauchsmengen des Einfamilienhauses	84
Tabelle 29: Auslegung und Dimensionierung der Photovoltaikanlage für ein Einfamilienhaus	84
Tabelle 30: Technische Kennzahlen zur Auslegung von Elektrolyseur, H ₂ -Druckspeicher und der Brennstoffzelle	86
Tabelle 31: Wirtschaftliche Kennzahlen für die PV-Anlage, den Elektrolyseur, den H ₂ -Druckspeicher und die Brennstoffzelle	87

Abkürzungverzeichnis

BAU	Business as Usual
BEG	Bundesförderung für effiziente Gebäude
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BoP	Balance of Plant
BZ	Brennstoffzelle
BMC	Business Model Canvas
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CAPEX	Investitionsausgaben, engl. capital expenditures
CCfD	Carbon Contracts for Difference
CNG	komprimiertes Erdgas, engl. compressed natural gas
CGH2	komprimierter gasförmiger Wasserstoff, engl. compressed gaseous hydrogen
del. RA	delegierter Rechtsakt
DVWG	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EU-ETS	EU Emission Trading System
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GTP	Gasnetzgebietstransformationsplan
H2	Wasserstoff
HS	Hochspannung
HöS	Höchstspannung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LH2	Flüssigwasserstoff, engl. liquid hydrogen
LOHC	Flüssige organische Wasserstoffträger, engl. liquid organic hydrogen carriers
NS	Niederspannung
MS	Mittelspannung
MRL	Minutenreserve

NaWaRo	nachwachsende Rohstoffe
OPEX	Betriebsausgaben, engl. operational expenditures
PEF	Primärenergiefaktor
PEM	Protonen-Austausch-Membran, engl. proton exchange membrane
PPA	Spezielle Stromlieferverträge, engl. power purchase agreement
PRL	Primärregelregelleistung
PTH	Power- to-Heat
PTL	Power-to-Liquid
RED II	Renewable Energy Directive II (Erneuerbare-Energien-Richtlinie II)
RFNBO	Renewable Fuels of Non-Biological Origin
ROI	Return on Investment
SOFC	Festoxidbrennstoffzelle, engl. solid oxide fuel cell
SRL	Sekundärregelleistung
SRR	Sekundärreserve
THG	Treibhausgas
TRL	Technology Readiness Level
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UER	Upstream-Emission-Reduction
VKN	Verband kommunaler Unternehmen e. V.
VLS	Volllaststunden
VNB	Verteilnetzbetreiber

Literaturverzeichnis

2g (2022): Agenitor. Online verfügbar unter <https://2-g.com/de/produkte/agenitor>, zuletzt geprüft am 09.01.2023.

50Hertz (2021): EEG-Umlage 2022 beträgt 3,723 Cent pro Kilowattstunde – Bundeszuschuss senkt Umlage um 0,934 Cent pro Kilowattstunde. Online verfügbar unter <https://www.50hertz.com/News/Details/11577/eeg-umlage-2022-betraegt-3723-cent-pro-kilowattstunde-bundeszuschuss-senkt-umlage-um-0934-cent-pro-kilowattstunde>, zuletzt geprüft am 09.01.2023.

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (Hg.): Regelleistung.Net. Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/>.

Adelphi (2019): The role of clean hydrogen in the future energy systems of Japan and Germany. Online verfügbar unter <https://www.adelphi.de/de/system/files/mediathek/bilder/The%20role%20of%20clean%20hydrogen%20in%20the%20future%20energy%20systems%20of%20Japan%20and%20Germany%20-%20Study.pdf>, zuletzt geprüft am 09.01.2023.

AEE; Fraunhofer IEE (2021): Wärmenetze. Online verfügbar unter <https://www.waermewende.de/waermewende/kommunale-waermewende/waermenetze/>.

Agentur für Erneuerbare Energien (2022): Durchschnittliche Leistung von Windenergieanlagen in Deutschland 1990-2021. Hg. v. Agentur für Erneuerbare Energien. Agentur für Erneuerbare Energien. Online verfügbar unter <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/durchschnittliche-leistung-von-windenergieanlagen-in-deutschland>, zuletzt aktualisiert am 03.02.2023, zuletzt geprüft am 03.02.2023.

Agora Energiewende (2017): Energiewende und Dezentralität - Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte. Online verfügbar unter https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewiUpM6cu4XvAhWOCuwKHQnJBQgQFjABegQIARAD&url=https%3A%2F%2Fwww.agora-energiewende.de%2Ffileadmin%2FProjekte%2F2016%2FDezentralitaet%2FAgora_Dezentralitaet_WEB.pdf&usq=AOvVaw1Bea4N67xOtPzhP5c8FnaD.

Alanne, Kari; Saari, Arto (2006): Distributed energy generation and sustainable development. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 10 (6), S. 539–558. DOI: 10.1016/j.rser.2004.11.004.

Ayesha Khan; Rabia Khan (2018): Cost Optimization of Hybrid Microgrid using Solar PV, Fuel Cell and Diesel Generator in HOMER. In: 2018 2nd International Conference on Energy Conservation and Efficiency (ICECE), S. 14–18. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/329394102_Cost_Optimization_of_Hybrid_Microgrid_using_Solar_PV_Fuel_Cell_and_Diesel_Generator_in_HOMER.

BDEW (2022): Deutschlandkarte mit aktuellen Wasserstoffprojekten im Gasverteilernetz. Die Dekarbonisierung im Gasverteilernetz schreitet voran, das zeigt die BDEW-Deutschlandkarte. Hg. v. BDEW. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/energie/deutschlandkarte-mit-aktuellen-wasserstoffprojekten-im-gasverteilernetz/>, zuletzt geprüft am 09.01.2023.

Blanco, Herib (2022): What's best for Hydrogen transport: ammonia, liquid hydrogen, LOHC or pipelines? Online verfügbar unter <https://energypost.eu/whats-best-for-hydrogen-transport-ammonia-liquid-hydrogen-lohc-or-pipelines/>, zuletzt geprüft am 12.10.2022.

BMUV (2023): Kurzpapier: Maßnahme zur Verringerung des Anteils von Biokraftstoffen aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen in Folge des Ukraine-Krieges, zuletzt geprüft am 13.02.2023.

BMWi (2020): Nationale Wasserstoffstrategie. NWS.

BMWi (2021): Bericht der Bundesregierung zur Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie. Hg. v. BMWi. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-der-bundesregierung-zur-umsetzung-der-nationalen-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=16, zuletzt geprüft am 09.01.2023.

BMWK (Hg.) (2022): Diskussionspapier des BMWK: Konzept für die Umsetzung einer flächendeckenden kommunalen Wärmeplanung als zentrales Koordinierungsinstrument für lokale, effiziente Wärmenutzung. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/diskussionspapier-waermeplanung.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

Bosch (2021): persönliche Kommunikation, 2021 an dena.

Brinner, A.; Schmidt, M.; Schwarz, S.; Wagner, L.; Zuberbühler, U. (2018): Technologiebericht 4.1 Power-to-gas (Wasserstoff). Hg. v. Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministeri-. Wuppertal Institut, ISI, IZES. Online verfügbar unter https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7058/file/7058_Power-to-gas.pdf, zuletzt geprüft am 19.10.2022.

DBFZ (2019): Monitoring Biokraftstoffsektor - DBFZ Report Nr. 11, 4. überarbeitete und erweiterte Auflage. Online verfügbar unter <https://www.dbfz.de/pressemediathek/publikationsreihen-des-dbfz/dbfz-reports/dbfz-report-nr-11>.

DBFZ & dena (2022): BIO2HY - Wasserstoff aus Biomasse. DBFZ Report Nr. 46. Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin//user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_46.pdf, zuletzt geprüft am 19.10.2022.

DeHSt (2021): Leitfaden zum Anwendungsbereich sowie zur Überwachung und Berichterstattung von CO₂-Emissionen. Online verfügbar unter <https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/nehs/nehs-leitfaden-monitoring.html>, zuletzt geprüft am 09.01.2023.

dena (2016): Der dena-Gebäudereport 2016. Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand. Online verfügbar unter https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjRh46ArP7zAhUKSfEDHWFcB3QQFnoECAYQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.dena.de%2Ffileadmin%2Fuser_upload%2F8162_dena-Gebaedereport.pdf&usq=AOvVaw0aBQk38jR8GxXRSYa30Ruq.

Deutsche Umwelthilfe (2021): Revision der EU CO₂-Standards für Pkw- Sieben Hebel zur Förderung emissionsfreier Mobilität. Online verfügbar unter

https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwj6yPnfmeP1AhUV7aQKHXn1A04QFnoECAQQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.duh.de%2Ffileadmin%2Fuser_upload%2Fdownload%2FProjektinformation%2FVerkehr%2FCO2-Minderung%2FDUH_CO2-Revision_Forderungspapier_final.pdf&usq=AOvVaw1re7_EQbs5tlXuPzWoKS-o.

DVGW e. V. (Hg.) (2022a): Der Gasnetzgebietstransformationsplan. Ergebnisbericht 2022. VKU. Online verfügbar unter <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/aktuelles/presse/download/gempi-dvgw-vku-h2vorort-gtp-bericht.pdf>, zuletzt aktualisiert am 02.12.2022, zuletzt geprüft am 09.01.2023.

DVGW e.V. (Hg.) (2022b): Gasgerätetechnik: EG-Verordnungen und DVGW-Zertifizierungszeichen setzen Sicherheitstandards. Online verfügbar unter <https://www.dvgw.de/themen/gas/installation-und-anwendung/gasgeraetetechnik>, zuletzt geprüft am 09.12.2022.

EEX (2022a): EEX EUA Spot. Online verfügbar unter <https://www.eex.com/en/market-data/environmentals/spot>, zuletzt geprüft am 19.10.2022.

EEX (2022b): Natural Gas Spot. Online verfügbar unter <https://www.eex.com/en/market-data/natural-gas/spot>, zuletzt geprüft am 09.01.2023.

Effizienzhaus-online: Brennstoffzellen erzeugen hocheffizient Wärme und Strom. Online verfügbar unter <https://www.effizienzhaus-online.de/brennstoffzelle/>, zuletzt geprüft am 07.11.2022.

EMCEL GmbH (Hg.) (2019a): Welche Möglichkeiten der Wasserstoffspeicherung gibt es? Online verfügbar unter <https://emcel.com/de/wasserstoffspeicherung/>, zuletzt aktualisiert am 16.12.2019, zuletzt geprüft am 17.02.2023.

EMCEL GmbH (Hg.) (2019b): Wann lohnt sich der Transport von Wasserstoff per Wasserstoffpipeline? Online verfügbar unter <https://emcel.com/de/wann-lohnt-sich-der-transport-von-wasserstoff-per-wasserstoffpipeline/>, zuletzt aktualisiert am 16.07.2019, zuletzt geprüft am 17.02.2023.

Enapter (2022): persönliche Kommunikation, 2022.

Energate Messenger (2021): Gebühren für Herkunftsnachweise sinken. In: *energate GmbH*, 28.09.2021. Online verfügbar unter <https://www.energate-messenger.de/news/215791/gebuehren-fuer-herkunftsnachweise-sinken>, zuletzt geprüft am 08.02.2023.

enerix Alternative Energietechnik (Hg.) (2022): Photovoltaik Rechner. Berechne die Größe deiner Photovoltaikanlage und deines Stromspeichers. Online verfügbar unter <https://www.enerix.de/service/photovoltaik-rechner>, zuletzt aktualisiert am 09.01.2023.

ENTSO-E (Hg.) (2021): Electricity Balancing. Online verfügbar unter https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/, zuletzt aktualisiert am 15.03.2021, zuletzt geprüft am 17.02.2023.

eQuota (2023): GHG quotas: Current prices, quota revenues and developments. Online verfügbar unter <https://equota.de/en/quotenerloese/>, zuletzt aktualisiert am 26.01.2023, zuletzt geprüft am 26.01.2023.

Fenchel, Stefan (2022): Geschäftsmodell Wasserstoffbasierte Prozesswärme, 2022. digitaler Austausch an dena.

Ffe (2019): Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030. Online verfügbar unter <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/studie-zur-regionalisierung-von-ptg-leistungen-fuer-den-szenariorahmen-nep-gas-2020-2030/>, zuletzt geprüft am 19.10.2022.

Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Hirzel, S.; Neusel, L.; Schwotzer, C. et al. (2022): Vorstellung der Ergebnisse zur Studie „Umbau des industriellen Anlagenparks im Rahmen der Energiewende: Ermittlung des aktuellen SdT und des weiteren Handlungsbedarfs zum Einsatz strombasierter Prozesswärmeanlagen“ (Kurztitel: CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung). Dessau-Roßlau, 2022. virtuelles Fachgespräch (Arbeitstand Juli 2022) an dena.

FNB Gas (2021): Wasserstoffnetze 2030 & 2050: für ein klimaneutrales Deutschland. Hg. v. FNB Gas. Online verfügbar unter https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/12/2021-12-08_FNB-Gas-Webinar_H2-Netze_2030_2050.pdf, zuletzt geprüft am 03.01.2022.

Fraunhofer IPA; Sphera Solutions GmbH; Prognos AG (2022): I-H₂-Hub-BW. Voruntersuchung: Dezentrale Wasserstoffherzeugung und -nutzung im industriellen Umfeld Baden-Württembergs. Unter Mitarbeit von Jürgen Henke, Steffen Kiemel, Ilona Borchardt, Lennard Sielaff, Maximilian Schutzbach, Loic Kulow et al. Hg. v. Prof. Dr.-Ing. Alexander Sauer. Fraunhofer IPA; Sphera Solutions GmbH; Prognos AG.

Fraunhofer ISE (2018): Stromgestehungskosten. Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf.

Fraunhofer ISE (2021a): Cost forecast for low temperature electrolysis – technology driven bottom-up prognosis for pem and alkaline water electrolysis systems. A cost analysis study on behalf of Clean Air Task Force. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/cost-forecast-for-low-temperature-electrolysis.pdf>, zuletzt geprüft am 19.10.2021.

Fraunhofer ISE (Hg.) (2021b): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>, zuletzt geprüft am 17.02.2023.

Fuchs, Guiliano (2020): PV-Speicher: Rechner für die Größe. Hg. v. net4energy GmbH. Online verfügbar unter <https://www.net4energy.com/de-de/energie/pv-speicher-rechner>, zuletzt aktualisiert am 01.08.2022, zuletzt geprüft am 19.04.2023.

George, Jan Frederick; Müller, Viktor Paul; Winkler, Jenny; Ragwitz, Mario (2022): Is blue hydrogen a bridging technology? - The limits of a CO₂ price and the role of state-induced price components for green hydrogen production in Germany (167). Online verfügbar unter <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S030142152200297X?token=B0BAB9DB4CF289630FCD956FCD65CC6F930FBA3D63C6C66CF59701BBA3A6D3FEC8F6F167F5005B1D04A897902E170CCF&originRegion=eu-west-1&originCreation=20230215103554>.

Goldman-Sachs (2022): Carbonomics. The clean hydrogen revolution. Online verfügbar unter <https://www.goldmansachs.com/insights/pages/gs-research/carbonomics-the-clean-hydrogen-revolution/carbonomics-the-clean-hydrogen-revolution.pdf>, zuletzt geprüft am 19.10.2022.

Graforce (2022): Methan-Plasmalyzer. Online verfügbar unter <https://www.graforce.com/technologien/methan-plasmalyse>, zuletzt geprüft am 19.10.2022.

H2.B (Hg.) (2022): Förderprogramm zum Aufbau einer Wasserstofftankstelleninfrastruktur in Bayern. Zentrum Wasserstoff.Bayern. Online verfügbar unter <https://h2.bayern/wasserstoffstrategie/foerderprogramm-zum-aufbau-einer-wasserstofftankstelleninfrastruktur-in-bayern/>, zuletzt geprüft am 01.09.2022.

Hau, Erich (2008): Windkraftanlagen. Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. 4., vollst. neu bearb. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer.

Hoffmann, Burkhard; Halbig, Anna; Senders, Julian; Nysten, Jana, Viktoria; Antoni, Oliver; Müller, Thorsten (2021): Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht? Rechtsgrundlagen und Entwicklungslinien für die Regulierung der grünen Wasserstoffwirtschaft. Würzburger Studien zum Umweltenergierecht. Hg. v. Stiftung Umweltenergierecht. Online verfügbar unter https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2021/07/Stiftung_Umweltenergierecht_Wuerzburger-Studie-zum-Umweltenergierecht_21_Wasserstoffwirtschaftsrecht_2021-07-12-2.pdf, zuletzt geprüft am 01.09.2022.

HPS (2021): PICEA - Ihre Energiewende, 2021.

Hydrogen Tools (Hg.) (2016): Hydrogen Pipelines September 2016. Online verfügbar unter <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-data/hydrogen-pipelines>, zuletzt geprüft am 20.07.2022.

IBB Business Team GmbH (2022): SolarPLUS – die Photovoltaik-Förderung für die Berliner Solarwende. Online verfügbar unter <https://www.ibb-business-team.de/solarplus/>, zuletzt geprüft am 12.09.2022.

IEA (2019a): The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Hg. v. IEA. Online verfügbar unter https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf, zuletzt geprüft am 16.04.23.

IEA (Hg.) (2019b): The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. Online verfügbar unter https://read.oecd-ilibrary.org/energy/the-future-of-hydrogen_1e0514c4-en#page2, zuletzt geprüft am 15.02.2022.

IRENA (2020): Green Hydrogen Cost Reduction. Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal. Taibi, Emanuele; Blanco, Herib; Miranda, Raul. Online verfügbar unter https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf, zuletzt geprüft am 16.04.2023.

KEAN Niedersachsen (2019): Energieeffizienzpotenziale im Gebäudebereich. Leitfaden Kommunale Wärmeplanung: Arbeitshilfe 2. Online verfügbar unter https://www.klimaschutz-niedersachsen.de/_downloads/FaktenpapiereLeitfaeden/LeifadeKommWaermeplanung/02_2019-12-17_Leitfaden_Waermeplanung_Arbeitshilfe2.pdf?m=1608627999&.

KfW (Hg.) (2022a): Klimaschutzoffensive für Unternehmen. Förderung klimafreundlicher Aktivitäten. Online verfügbar unter [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Klimaschutzoffensive-f%C3%BCr-den-Mittelstand-\(293\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Klimaschutzoffensive-f%C3%BCr-den-Mittelstand-(293)/), zuletzt geprüft am 09.12.2022.

KfW (Hg.) (2022b): Klimaschutzoffensive für Unternehmen. Modul A: Herstellung klimafreundlicher Technologien - Technische Mindestanforderungen. Anlage zum Merkblatt. Online verfügbar unter file:///C:/Users/bakman/AppData/Local/Temp/6000004913_Anlage-Merkblatt_Modul-A-1.pdf, zuletzt geprüft am 09.12.2022.

Kołodziejski, Marek (2022): Europäischer Fonds für regionale Entwicklung (EFRE). Hg. v. Europäisches Parlament. Online verfügbar unter <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/de/sheet/95/europaischer-fonds-fur-regionale-entwicklung-efre->, zuletzt geprüft am 01.09.2022.

Lacal - Arántegui, Roberto; Uihlein, Andreas; Yusta, José María (2020): Technology effects in repowering wind turbines. In: *Wind Energy* 23 (3), S. 660–675. DOI: 10.1002/we.2450.

Lazard (Hg.) (2021): Levelized Cost Of Energy, Levelized Cost Of Storage, and Levelized Cost Of Hydrogen. Online verfügbar unter <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-levelized-cost-of-storage-and-levelized-cost-of-hydrogen/>, zuletzt aktualisiert am 28.10.2021.

LEA Hessen (2020): Die Wärmewende voranbringen. Kommunale Wärmeplanung in Hessen gemeinsam gestalten. Online verfügbar unter https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwiN_a_elpr0AhVRR_EDHU2dDhMQFn0ECAIQAQ&url=https%3A%2F%2Fredaktion.hessen-agentur.de%2Fpublication%2F2021%2F3443_LEA_Broschuere_Kommunale_Waermeplanung_212018.pdf&usg=AOvVaw0U9Q-1OP5q7N0kIIIBYTKq.

Mannsbart, Lea; Dette, Leonard (2022): h2facts - Teil 2. Im 2. Teil der Kampagne h2facts liegt der Fokus auf den Eigenschaften von Wasserstoff. Unter welchen Umständen wird Wasserstoff flüssig, gasförmig oder sogar fest? Und wie viel Energie kann Wasserstoff eigentlich speichern? Online verfügbar unter <https://h2well.de/neuigkeiten-leseansicht/h2facts-teil-2.html>, zuletzt aktualisiert am 09.03.2022, zuletzt geprüft am 17.02.2023.

MELUND (02.08.2021): Richtlinie zur Förderung eines Aufbaus einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft (Wasserstoffrichtlinie), Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung Schleswig-Holstein. In: Ausgabe 2. August 2021, zuletzt geprüft am 01.09.2022.

Moritz, Michael; Schönfisch, Max; Schulte, Simon (2022): Estimating global production and supply costs for green hydrogen and hydrogen-based green energy commodities. In: *International Journal of Hydrogen Energy*. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.12.046.

NASA (2012): Technology Readiness Level. Online verfügbar unter https://www.nasa.gov/directorates/heo/scan/engineering/technology/technology_readiness_level, zuletzt geprüft am 19.10.2022.

Nationaler Wasserstoffrat (2021): Wasserstofftransport. EXECUTIVE SUMMARY. Hg. v. Nationale Wasserstoffrat, zuletzt geprüft am 01.09.2022.

NBank (Hg.) (2022a): Anschaffung brennstoffzellenbetriebener kommunaler Spezialfahrzeuge. Online verfügbar unter <https://www.nbank.de/F%C3%B6rderprogramme/Aktuelle-F%C3%B6rderprogramme/Anschaffung-brennstoffzellenbetriebener-kommunaler-Spezialfahrzeuge.html#aufeinenblick>, zuletzt geprüft am 01.09.2022.

NBank (Hg.) (2022b): Wasserstoffrichtlinie. Online verfügbar unter <https://www.nbank.de/F%C3%B6rderprogramme/Aktuelle-F%C3%B6rderprogramme/Wasserstoffrichtlinie.html#aufeinenblick>, zuletzt geprüft am 01.09.2022.

NOW GmbH (Hg.) (2022): Exportinitiative Umwelttechnologien. Online verfügbar unter <https://www.now-gmbh.de/foerderung/foerderprogramme/exportinitiative-umweltschutz/>, zuletzt geprüft am 01.09.2022.

NRW.Energy4Climate GmbH (Hg.): Förderprogramme. Online verfügbar unter <https://tool.energy4climate.nrw/foerder-navi>, zuletzt geprüft am 01.09.2022.

NRW.Energy4Climate GmbH (Hg.) (01.04.22): progres.nrw - Emissionsarme Mobilität: 6.7 Elektrolyseure und Wasserstoffspeicher. Online verfügbar unter <https://tool.energy4climate.nrw/foerder-navi/programm/159>, zuletzt geprüft am 01.09.2022.

NRW.Energy4Climate GmbH (Hg.) (2021): progres.nrw - Klimaschutztechnik: Stationäre wasserstoffbasierte Energiesysteme in Verbindung mit einer PV-Anlage. Online verfügbar unter <https://tool.energy4climate.nrw/foerder-navi/programm/15>, zuletzt geprüft am 01.09.22.

NRW.Energy4Climate GmbH (Hg.) (2022): progres.nrw - Emissionsarme Mobilität: 6.5 Batterieelektrische und Brennstoffzellen-Fahrzeuge. Online verfügbar unter <https://tool.energy4climate.nrw/foerder-navi/programm/46>, zuletzt geprüft am 01.09.2022.

Öko-Institut (2018): Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze. Online verfügbar unter https://renewables-grid.eu/fileadmin/user_upload/Files_RGI/Event_material/Meta-Studie/O__ko-Institut__2018__-Meta-Studie_Dezentralita__t_Regionalisierung_und_Stromnetze.pdf.

Paschotta, Rüdiger (2022): Wasserstoffspeicher. RP-Energie-Lexikon. Online verfügbar unter <https://www.energie-lexikon.info/wasserstoffspeicher.html>, zuletzt aktualisiert am 16.04.2022, zuletzt geprüft am 17.02.2023.

Prince-Richard, S.; Whale, M.; Djilali, N. (2005): A techno-economic analysis of decentralized electrolytic hydrogen production for fuel cell vehicles. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 30 (11), S. 1159–1179. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2005.04.055.

Ram M.; Galimova T.; Bogdanov D.; Fasihi M.; Gulagi A.; Breyer C. et al. (2020): Powerfuels in a Renewable Energy World. Global Volumes, Costs, and Trading 2030 to 2050. Hg. v. LUT University und Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Lappeenranta, Berlin, zuletzt geprüft am 21.06.2021.

Rat der EU (28.03.2023): „Fit für 55“: Rat nimmt Verordnung über CO₂-Emissionen für neue Personenkraftwagen und leichte Nutzfahrzeuge an. Johanna Store. Online verfügbar unter <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2023/03/28/fit-for-55-council-adopts-regulation-on-co2-emissions-for-new-cars-and-vans/>.

Rat der EU (30.03.2023): Erneuerbare-Energien-Richtlinie: Rat und Parlament erzielen vorläufige Einigung. Johanna Store. Online verfügbar unter <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2023/03/30/council-and-parliament-reach-provisional-deal-on-renewable-energy-directive/>.

Reiner Lemoine Institute (2022): Netzdienliche Wasserstofferzeugung - Studie zum Nutzen kleiner, dezentraler Elektrolyseure. Online verfügbar unter https://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/uploads/2022/03/2022-03-10_Abschlussbericht_Netzdienliche_Wasserstofferzeugung.pdf, zuletzt geprüft am 09.01.2023.

Reuß, Markus; Dimos, Paris; Léon, Aline; Grube, Thomas; Robinius, Martin; Stolten, Detlef (2021): Hydrogen Road Transport Analysis in the Energy System: A Case Study for Germany through 2050. Hg. v. MDPI. Basel, Switzerland, zuletzt geprüft am 01.09.2022.

Schmid, Eva; Knopf, Brigitte; Pechan, Anna (2015): Putting an energy system transformation into practice: The case of the German Energiewende. In: *Energy Research & Social Science* 11, S. 263–275. DOI: 10.1016/j.erss.2015.11.002.

Sens, Lucas; Neuling, Ulf; Wilbrand, Karsten; Kaltschmitt, Martin (2022): Conditioned hydrogen for a green hydrogen supply for heavy duty-vehicles in 2030 and 2050 – A techno-economic well-to-tank assessment of various supply chains. In: *International Journal of Hydrogen Energy*. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.07.113.

SenWiEnBe (Hg.) (2022): Förderrichtlinie SolarPLUS. Online verfügbar unter <https://www.ibb-business-team.de/fileadmin/ibb-business-team/solarplus/downloads/solarplus-richtlinie-foerderprogramm-2022.pdf>, zuletzt geprüft am 09.12.2022.

Siemens (2021): Siemens SILYZER 300 Datenblatt. Online verfügbar unter <https://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:QFPM4Qv5nIIJ:https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/public.1524040818.abae9c1e48d6d239c06d88e565a25040ed2078dc.ct-ree-18-047-db-silyzer-300-db-de-en-rz.pdf+&cd=1&hl=de&ct=clnk&gl=de&client=firefox-b-e>, zuletzt aktualisiert am 05.10.2021, zuletzt geprüft am 05.10.2021.

Sperlich, Jonas; Hüttenrauch, Jonas (2022): Roadmap Gas 2050: Transformationspfade der deutschen Gasinfrastruktur inkl. Gasanwender. Deliverable 2.3. Hg. v. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW).

Statista (2022): Bruttostromerzeugung in Deutschland in den Jahren 1991 bis 2021. Online verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/153267/umfrage/bruttostromerzeugung-in-deutschland-seit-1990/>, zuletzt geprüft am 19.10.2022.

The Oxford Institute for Energy Studies (2022): Cost-competitive green hydrogen: how to lower the cost of electrolyzers? Online verfügbar unter <https://a9w7k6q9.stackpathcdn.com/wpcms/wp-content/uploads/2022/01/Cost-competitive-green-hydrogen-how-to-lower-the-cost-of-electrolyzers-EL47.pdf>, zuletzt geprüft am 19.10.2022.

U.S. Department of Energy (2020): 2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment 2020, zuletzt geprüft am 06.04.2023.

UM (Hg.) (2021): Zukunftsprogramm Wasserstoff Baden-Württemberg. Förderprogramm. Online verfügbar unter <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/energiewende/wasserstoffwirtschaft/foerdermoeglichkeiten/zukunftsprogramm-wasserstoff-bw>, zuletzt geprüft am 09.12.2022.

UM (Hg.) (2022a): Förderprogramm „Modellregion Grüner Wasserstoff“. Online verfügbar unter <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/energiewende/wasserstoffwirtschaft/foerdermoeglichkeiten/modellregion>, zuletzt geprüft am 09.12.2022.

UM (Hg.) (2022b): Klimaschutz und Wertschöpfung durch Wasserstoff (KWH2). Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Online verfügbar unter <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/energiewende/wasserstoffwirtschaft/foerdermoeglichkeiten/klimaschutz-und-wertschoepfung-durch-wasserstoff/>, zuletzt geprüft am 01.09.2022.

umlaut (2022): White-Paper: Vier Hypothesen für den Energiehandel 2030. Online verfügbar unter https://www.umlaut.com/uploads/documents/220210_Whitepaper_Energiehandel_2030_fin.pdf, zuletzt geprüft am 06.01.2023.

Universität Augsburg - Anwenderzentrum Material- und Umweltforschung (AMU) (Hg.): Physikalische Wasserstoffspeicherung. Online verfügbar unter <https://www.uni-augsburg.de/de/forschung/einrichtungen/institute/amu/wasserstoff-forschung-h2-unia/h2lab/h2-sp/physikalische-speicherung/>, zuletzt geprüft am 17.02.2023.

VAKO (2022): H2-Druckspeicher, 04.01.2022.

Vartiainen, Eero; Masson, Gaëtan; Breyer, Christian; Moser, David; Román Medina, Eduardo (2020): Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility - scale PV levelised cost of electricity. In: *Prog Photovolt Res Appl* 28 (6), S. 439–453. DOI: 10.1002/pip.3189.

Vartiainen, Masson, Breyer (2017): The true competitiveness of solar PV. A European Case study. *etip-pv*. Online verfügbar unter https://resources.solarbusinesshub.com/solar-industry-reports?task=callelement&format=raw&item_id=879&element=9a77e66e-555e-43f7-9139-155b8c71208d&method=download, zuletzt geprüft am 09.01.2023.

Wallasch, Anna-Kathrin; Lüers, Silke; Dr.-Ing. Rehfeldt, Knud (2016): WEITERBETRIEB VON WINDENERGIEANLAGEN NACH 2020. Deutsche WindGuard GmbH, zuletzt geprüft am 03.02.2023.

Wan, Yih Huei (2012): Long-Term Wind Power Variability. Hg. v. National Renewable Energy Laboratory, zuletzt geprüft am 09.02.2023.

Weißbach, Anne; Wagener, Laura (2022): Stromverbrauch im Haushalt. Hg. v. co2online. Online verfügbar unter <https://www.co2online.de/energie-sparen/strom-sparen/strom-sparen-stromspartipps/stromverbrauch-im-haushalt/>, zuletzt aktualisiert am 09.01.2023.