

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der H₂-Energieversorgung in der Industrie

Felix Schnell^{1*}, Yvonne Eboumbou Ebongue¹, Alexander Emde¹, Alexander Sauer^{1,2}

¹Institut für Energieeffizienz in der Produktion EEP, Universität Stuttgart, Nobelstr. 12, 70569 Stuttgart, Deutschland, <https://www.eep.uni-stuttgart.de/>

²Fraunhofer-Institut für Produktion und Automatisierung IPA, Nobelstr. 12, 70569 Stuttgart, Deutschland

*Nachwuchsautor

felix.schnell@eep.uni-stuttgart.de

Kurzfassung: Angesichts der globalen Klimakrise ist es von entscheidender Bedeutung, Lösungen zu entwickeln und umzusetzen, die die weltweiten CO₂-Emissionen reduzieren. Bei der globalen Emissionsreduktion spielen energieintensive Sektoren wie die Industrie eine zentrale Rolle. Zur Emissionsreduktion ist eine fundamentale Umstellung bestehender industrieller Energiesysteme auf innovative und emissionsfreie Energieversorgungstechnologien erforderlich. Dabei wird Wasserstoff in einem zukünftigen Energie- und Wirtschaftssystem eine wichtige Rolle spielen.

In diesem Beitrag werden drei wasserstoffintegrierte Energieversorgungsszenarien als Alternativen zu einem Referenzszenario, das konventionelle Energieversorgungstechnologien zur Deckung des Strom-, Wärme- und Kältebedarfs einsetzt, entwickelt, bewertet und verglichen. Dabei werden sowohl Szenarien mit zugekauftem als auch mit selbst erzeugtem Wasserstoff bewertet. Die Bewertung der wasserstoffintegrierten Energieversorgungsszenarien zeigt, dass die dezentrale Eigenproduktion von Wasserstoff in Kombination mit dezentralen erneuerbaren Energieversorgungstechnologien bereits wirtschaftlich ist. Zudem ist das Energieversorgungsszenario mit zugekauftem Wasserstoff schon heute bei der Verwendung von grauem oder blauem Wasserstoff wirtschaftlich wettbewerbsfähig. Bei einem zu erwartenden weiteren Rückgang des Preises für grünen Wasserstoff ist anzunehmen, dass dieses Szenario in absehbarer Zukunft ebenfalls wirtschaftlich sein wird.

Keywords: Wasserstoff, Wirtschaftlichkeit, Energieversorgung

1 Einleitung

Wasserstoff (H₂) wird von Wissenschaft, Industrie und Politik als ein wichtiger Energieträger für die Umsetzung der Energiewende angesehen [1]. Die Industrie ist für einen erheblichen Teil des weltweiten Energieverbrauchs und den damit verbundenen Treibhausgasemissionen verantwortlich. Insbesondere steht sie vor der Herausforderung, ihre Prozesse umweltfreundlicher zu gestalten [2]. In diesem Zusammenhang gewinnt die Nutzung von H₂ als Energieträger für die industrielle Energieversorgung zunehmend an Bedeutung. H₂ bietet eine vielversprechende Alternative zu herkömmlichen, fossilen Brennstoffen, da bei der

Verbrennung mit Sauerstoff (O_2) keine Kohlenstoffdioxid- (CO_2 -) Emissionen entstehen [3, 4]. Zudem kann H_2 durch die Elektrolyse von Wasser mithilfe erneuerbarer Energiequellen hergestellt werden, was die langfristige Nachhaltigkeit der H_2 -Energieversorgungstechnologien gewährleistet [5, 6]. Der Einsatz unterschiedlicher H_2 -Technologien in der Industrie ermöglicht eine umweltfreundliche Wärme-, Strom- und Kälteversorgung und leistet damit einen wichtigen Beitrag zur Reduzierung der CO_2 -Emissionen und zur Erreichung der Klimaziele [7]. Zudem bietet sich die Möglichkeit bei einer Stromüberproduktion durch erneuerbaren Energien, den Strom zur H_2 -Produktion zu nutzen. Auf diese Weise kann einer Abregelung vorgebeugt werden und der erzeugte Ökostrom kann genutzt werden. [8] Ergänzend zur Ökologie ist die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit von H_2 -integrierten Energieversorgungsszenarien in der Industrie von entscheidender Bedeutung. Schalling et al. [8] zeigen, dass bereits heute dezentral eingesetzte Elektrolyseure zur H_2 -Produktion und dem anschließenden Verkauf wirtschaftlich betrieben werden können. Darauf aufbauend wird in diesem Betrag untersucht, ob die dezentrale H_2 -Eigenerzeugung mit anschließender direkter Nutzung oder der Zukauf von H_2 für die Energieversorgung in der Industrie wirtschaftlich ist.

Hierfür werden drei H_2 -integrierte Energieversorgungsszenarien als Alternativen zu einem Referenzszenario, das konventionelle Technologien zur Deckung des Strom-, Wärme- und Kältebedarfs nutzt, entwickelt, bewertet und verglichen. Für die Entwicklung und Bewertung der H_2 -integrierten Energieversorgungsszenarien wird der von Emde et al. entwickelte methodische Ansatz zur Energiesystemplanung verwendet [9]. Die H_2 -integrierten Energieversorgungsszenarien werden sowohl mit gekauftem als auch mit selbst erzeugtem H_2 bewertet. Dabei werden zur Deckung des Strom- und Wärmebedarfs unterschiedliche dezentrale H_2 -basierte Energieversorgungstechnologien genutzt und zu drei H_2 -integrierten Energieversorgungsszenarien kombiniert. Die entwickelten Szenarien werden anschließend wirtschaftlich bewertet und mit dem erstellten Referenzszenario verglichen. Alle hier betrachteten Energieversorgungsszenarien wurden bereits in Bezug auf ihr CO_2 -Einsparungspotenzial bewertet und miteinander verglichen [10]. Ergänzend dazu wird nun die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit der H_2 -integrierten Energieversorgungsszenarien untersucht und bewertet.

2 Grundlagen

Dieser Abschnitt bietet einen Einblick in die H_2 -Energieversorgung, beginnend mit einer Darstellung der „Farbenlehre“ des H_2 . Anschließend werden die betrachteten H_2 -Energieversorgungstechnologien vorgestellt, die in den H_2 -integrierten Energieversorgungsszenarien zum Einsatz kommen.

2.1 Farbenlehre des Wasserstoffs

In der H_2 -Wirtschaft wird H_2 gemäß der Herkunft der eingesetzten Energie und des jeweiligen Produktions- bzw. Herstellungsverfahrens in unterschiedliche H_2 -Arten klassifiziert. Zur Unterscheidung der H_2 -Arten werden unterschiedliche Farben verwendet. Gegenwärtig sind drei Hauptkategorien von H_2 -Farben etabliert: grauer H_2 , blauer H_2 und grüner H_2 . [11]

Grauer H₂ ist derzeit die meistgenutzte H₂-Art. Er wird im Standardverfahren der Dampfreformierung aus Erdgas erzeugt. Aktuell ist diese H₂-Erzeugungsmethode mit H₂-Preisen von rund 12 ct/kWh (inkl. Steuern und Abgaben in Deutschland) das kostengünstigste Verfahren, das jedoch auch die größte Menge CO₂ freisetzt.

Blauer H₂ wird ebenfalls durch die Dampfreformierung von Erdgas erzeugt. Dabei werden die entstehenden CO₂-Emissionen anschließend jedoch größtenteils abgeschieden und (meist unterirdisch) mit Hilfe von Carbon Capture and Storage (CCS) gelagert. Während auf diese Weise die CO₂-Emissionen gegenüber grauem H₂ reduziert werden können, liegen die Preise von blauem H₂ bei rund 15 ct/kWh (inkl. Steuern und Abgaben in Deutschland).

Grüner H₂ zielt auf die vollständige Defossilisierung der H₂-Erzeugung ab. In Elektrolyseuren wird Wasser mithilfe von Strom in seine Bestandteile H₂ und O₂ aufgespalten. Sobald der Elektrolyseur mit emissionsfreiem Strom aus erneuerbaren Energiequellen betrieben wird, wird von grünem H₂ gesprochen. Die Preise von grünem H₂ liegen derzeit mit durchschnittlich rund 50 ct/kWh (inkl. Steuern und Abgaben in Deutschland) deutlich über jenen von grauem und blauem H₂.

2.2 Dezentrale Wasserstoff-Energieversorgungstechnologien

In den folgenden Abschnitten werden die H₂-Energieversorgungstechnologien beschrieben, die in den in Abschnitt 3 vorgestellten Energieversorgungsszenarien zum Einsatz kommen. Alle hier beschriebenen H₂-Energieversorgungstechnologien sind derzeit bereits im industriellen Maßstab verfügbar.

2.2.1 PEM-Elektrolyseur

Ein Elektrolyseur ist eine technische Anlage, die Wasser mithilfe von elektrischem Strom in seine Bestandteile, H₂ und O₂ spaltet. Die PEM-Elektrolyse ist eine spezielle Form der Wasserelektrolyse bei der eine Protonenaustauschmembran (Proton Exchange Membrane – PEM) als Elektrolyt verwendet wird. Besonderheit der PEM ist, dass sie den Durchgang von Protonen ermöglicht, den Durchgang von Elektronen jedoch verhindert. Neben der Erzeugung von H₂ und O₂ entsteht bei der Spaltungsreaktion von Wasser Abwärme [6]. Diese Wärme muss abgeführt werden, um die Betriebstemperaturen der Elektrolysezellen auf einem optimalen Niveau zu halten. PEM-Elektrolyseure arbeiten in einem Temperaturbereich von etwa 20 °C bis 100 °C, wobei der Wirkungsgrad zwischen 67 % und 82 % schwankt [15]. Die PEM-Elektrolyse wird aufgrund ihrer Vorteile gegenüber anderen Elektrolysetypen durch ihre kompakte Bauweise, ihre einfache Skalierbarkeit und ihre große Überlastfähigkeit am häufigsten eingesetzt [6].

2.2.2 PEM-Brennstoffzelle

Die Brennstoffzelle ist ein elektrochemischer Energiewandler, der die chemisch gebundene Energie von H₂ direkt in elektrische Energie und Wärme umwandelt. Die PEM-Brennstoffzelle gehört zur Kategorie der Niedertemperatur-H₂-Brennstoffzellen, deren zentraler Bestandteil ebenfalls eine PEM ist. PEM-Brennstoffzellen arbeiten in einem Temperaturbereich von etwa 0 °C bis 80 °C, wobei der elektrische Wirkungsgrad bei etwa 40 % und der thermische Wirkungsgrad bei etwa 55 % liegt [15]. PEM-Brennstoffzellen zeichnen sich durch ihre hohe

Leistungsdichte, ihre einfache Regelung und ihr schnelles Ansprechverhalten gegenüber anderen Brennstoffzellenarten aus [16].

2.2.3 Wasserstoffbrenner

Der H₂-Brenner ist eine technische Anlage zur (Prozess-) Wärmeerzeugung, in dem H₂ unter Beimischung von O₂ verbrannt wird [17,18]. Diese Verbrennungsreaktion kann verglichen mit den zuvor beschriebenen H₂-Energieversorgungstechnologien deutlich schneller ablaufen, wodurch innerhalb kürzester Zeit Wärme im Temperaturbereich von einigen hundert bis mehreren tausend Grad Celsius erzeugt werden kann [17,18]. Die mit einem thermischen Wirkungsgrad von bis zu 90 % erzeugte Wärmeenergie kann bspw. zur Erwärmung von Wasser bzw. zur Wasserdampferzeugung genutzt werden.

3 Energieversorgungsszenarien

Die im Folgenden beschriebenen Energieversorgungsszenarien nehmen auf ein mittelständisches Unternehmen mit Firmensitz in Süddeutschland Bezug. Neben Strom und Kälte wird Wärme im Niedertemperaturbereich benötigt. Als wirtschaftlicher Vergleichsmaßstab für die H₂-integrierten Energieversorgungsszenarien dient ein sog. Referenzszenario (vgl. Abbildung 1). Im Referenzszenario wird der Strombedarf des Unternehmens mithilfe des öffentlichen Stromnetzes gedeckt. Zur Bereitstellung der erforderlichen Kälte wird eine Kompressionskältemaschine (thermische Leistung 1 000 kW_{th}) verwendet, deren benötigter Strom ebenfalls vom öffentlichen Stromnetz bezogen wird. Die notwendige Wärme wird mithilfe eines Erdgasbrenners (thermische Leistung 1 200 kW_{th}) gedeckt, dessen Erdgas aus dem öffentlichen Erdgasnetz bezogen wird. Als Alternativen zu diesem Referenzszenario werden drei H₂-integrierte Energieversorgungsszenarien entworfen, die ebenfalls Abbildung 1 entnommen werden können.

Im ersten H₂-integrierten Energieversorgungsszenario wird H₂ vom öffentlichen Netz bezogen, um eine PEM-Brennstoffzelle und einen H₂-Brenner zu betreiben. Die verwendete PEM-Brennstoffzelle besitzt eine elektrische Nennleistung von 800 kW_{el} und deckt so einen Großteil des Strom- und Wärmebedarfs des Unternehmens. Um den Spitzenwärmebedarf zu decken wird neben der Brennstoffzelle ein H₂-Brenner mit einer thermischen Leistung von 150 kW_{th} installiert. Durch sein schlechtes Teillastverhalten wird der H₂-Brenner ausschließlich zur Deckung der Spitzenlasten eingesetzt. Zur Deckung des elektrischen Strombedarfs wird neben der Brennstoffzelle der öffentliche Stromanschluss verwendet. Die erforderliche Kälte wird im ersten H₂-integrierten Energieversorgungsszenario ebenfalls durch eine Kompressionskältemaschine mit einer Leistung von 1 000 kW_{th} bereitgestellt. Ihr benötigter Strom wird primär durch die Brennstoffzelle bereitgestellt und nur in Hochlastfenstern vom öffentlichen Stromnetz bezogen. Das erste H₂-integrierte Energieversorgungsszenario wird in Abschnitt 4 mit grauem, blauem und grünem H₂ betrachtet. Eboumbou Ebongue et al. [10] zeigten, dass der Betrieb mit grauem H₂ etwa 20 % mehr CO₂ emittiert als das Referenzszenario. Wird hingegen blauer oder grüner H₂ für die Energiebereitstellung genutzt, so sinken die CO₂-Emissionen gegenüber dem Referenzszenario um 34 % beim Einsatz von blauem H₂ bzw. um 57 % beim Einsatz von grünem H₂.

Im zweiten H₂-integrierten Szenario wird ein PEM-Elektrolyseur zur dezentralen H₂-Produktion eingesetzt. Mit einer installierten Leistung von 1 700 kW_{el} genügt die produzierte H₂-Menge,

um die mit $400 \text{ kW}_{\text{el}}$ dimensionierte PEM-Brennstoffzelle sowie den für thermische Spitzenlasten vorgesehenen H_2 -Brenner ($200 \text{ kW}_{\text{th}}$) vollständig zu speisen. Der Großteil der erforderlichen Wärme wird in Form von Abwärme vom Elektrolyseur und der Brennstoffzelle freigesetzt. Auch in diesem Szenario wird eine Kompressionskältemaschine ($1\,000 \text{ kW}_{\text{th}}$) eingesetzt. Zunächst wird der erforderliche Strom ausschließlich über die Brennstoffzelle und das öffentliche Stromnetz bereitgestellt. Anschließend wird das zweite Energieversorgungsszenario um eine Photovoltaikanlage (PV-Anlage) zur autarken, CO_2 -freien Teildeckung des elektrischen Energiebedarfs ergänzt. Auf der über $7\,700 \text{ m}^2$ großen Dachfläche lässt sich eine elektrische PV-Leistung von $1\,400 \text{ kWp}$ installieren. Der von der PV-Anlage erzeugte Strom wird sowohl für den Betrieb des Elektrolyseurs als auch zur Deckung des Strombedarfs der Produktion eingesetzt. Dabei verbleibende Spitzenlasten werden vom öffentlichen Stromnetz bezogen. Der CO_2 -intensive deutsche Strommix (etwa $420 \text{ g CO}_2/\text{kWh}$ [12]) verursacht, dass in diesem H_2 -integrierten Energieversorgungsszenario ohne die PV-Anlage über 19 % mehr CO_2 emittiert wird als im Referenzszenario. Wird die PV-Anlage in die Betrachtung eingeschlossen, werden etwa ein Prozent mehr CO_2 als im Referenzszenario emittiert [10].

Im dritten und letzten H_2 -integrierten Energieversorgungsszenario wird der bisher für thermische Spitzenlasten eingesetzte H_2 -Brenner durch einen Wärmespeicher mit einer thermischen Kapazität von $500 \text{ kWh}_{\text{th}}$ ersetzt. Auf diese Weise ist es möglich, die gesamte Abwärme des Elektrolyseurs und der Brennstoffzelle zu nutzen und somit den vollständigen thermischen Energiebedarf des Unternehmens zu decken. Die elektrischen Leistungen des Elektrolyseurs und der Brennstoffzelle betragen $1\,700 \text{ kW}_{\text{el}}$ bzw. $500 \text{ kW}_{\text{el}}$. Die erforderliche Kälte wird in diesem Szenario von einer Kompressionskältemaschine ($1\,000 \text{ kW}_{\text{th}}$) bereitgestellt. Auch das dritte Szenario wird in einem zweiten Schritt um die beschriebene PV-Anlage ergänzt, um dem hohen Strombedarf des Elektrolyseurs entgegenzuwirken. Aufgrund des CO_2 -intensiven Strommix Deutschlands werden in diesem Szenario 20 % mehr CO_2 als im Referenzszenario emittiert. Zwar können über die PV-Erweiterung die Emissionen erneut deutlich gesenkt werden, dennoch liegt die jährlich emittierte CO_2 -Menge etwa ein Prozent über dem Referenzszenario. [10]

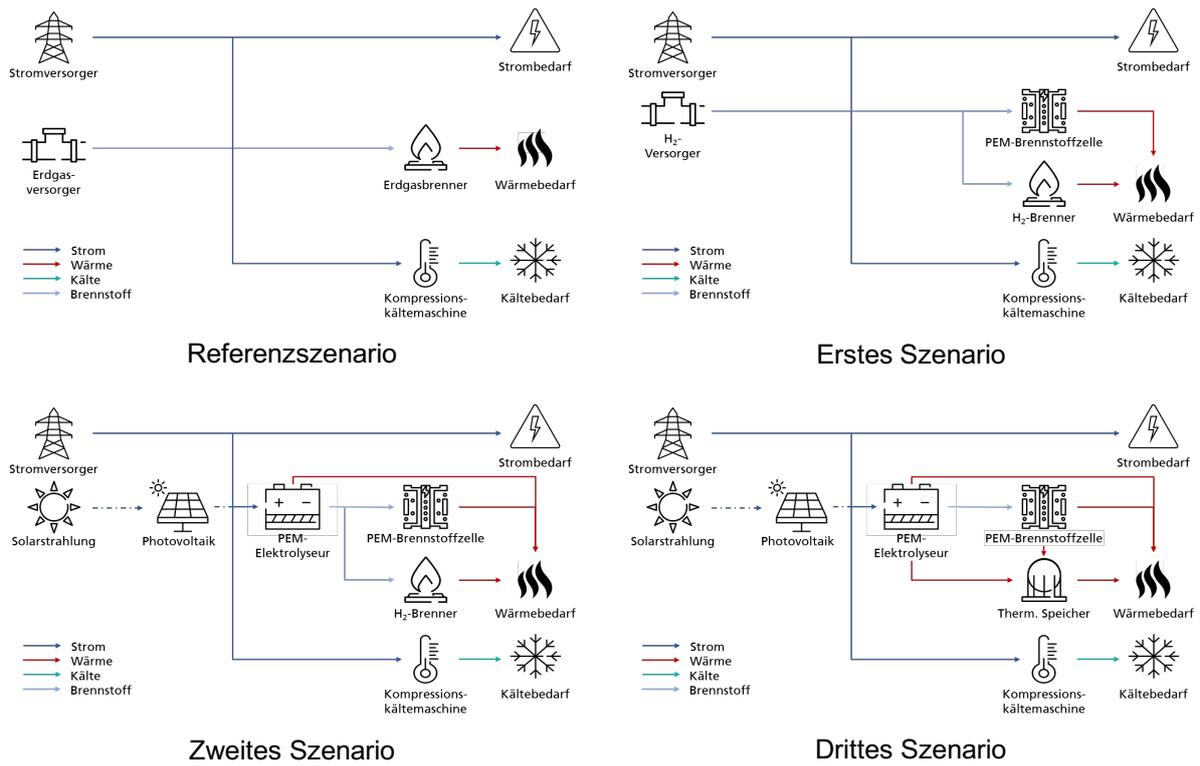


Abbildung 1: Übersicht der untersuchten Energieversorgungsszenarien

4 Wirtschaftlicher Vergleich der Energieversorgungsszenarien

Der wirtschaftliche Vergleich der vorgestellten Energieversorgungsszenarien beruht auf dem Neuplanungsfall nach VDI 5200 [13]. Dies bedeutet, dass am betrachteten Standort zunächst keine Energieversorgungstechnologien installiert sind (sog. Greenfield-Planungsfall). Folglich müssen in allen Szenarien die Energieversorgungstechnologien zugekauft werden, wodurch auch im Referenzszenario Investitionen getätigt werden müssen. Je Szenario wird ein vollständiges Jahr mit statischen Strompreisen betrachtet. Hierbei wird die Datengrundlage aus Tabelle 1 und Tabelle 2 verwendet.

Tabelle 1: Technologiebezogene Kennwerte

Technologie	Spezifische Investition		Spezifische Betriebskosten	
	Kennzahl	Quellverweis	Kennzahl	Quellverweis
Erdgasbrenner	80 €/kW _{th}	Mittelwert üblicher Hersteller	3 %/a der Investition	[14]
H ₂ -Brenner	200 €/kW _{th}	Mittelwert üblicher Hersteller	3 %/a der Investition	[14]
PEM-Brennstoffzelle	2 400 €/kW _{el}	[15]	200 €/MWh _{el}	[15]
PEM-Elektrolyseur	1 375 €/kW _{el}	[15, 16]	50 €/MWh _{el}	[17]
Kompressionskältemaschine	100 €/kW _{th}	[18]	3,5 %/a der Investition	[14]
Photovoltaikanlage	1 000 €/kW _p	[19]	2 %/a der Investition	[19]
Thermischer Speicher	105 €/kWh	[20]	Vernachlässigbar gering	[20]

Tabelle 2: Energiebezogene Kennwerte

	Spezifische Kosten (inkl. Steuern und Abgaben)	Quellverweis
Stromkosten (Bezug vom öffentlichen Stromnetz)	26,5 ct/kWh	[21]
Leistungskosten (Strombezug)	134 €/kW	[22]
Einspeisevergütung Strom	2 ct/kWh	[22]
Erdgaskosten	16,2 ct/kWh	[23, 24]
H ₂ -Preis (grau)	12 ct/kWh	[25, 26]
H ₂ -Preis (blau)	15 ct/kWh	[16, 25, 26]
H ₂ -Preis (grün)	50 ct/kWh	[16, 25, 26]
Erdgas- und H ₂ -Netzanschlusskosten	100 000 €	Annahme
Wasserkosten	4 €/m ³	[27]

Vergleich der Investitionen

In Abbildung 2 sind die Investitionen der Energieversorgungsszenarien bezogen auf die Investitionen des Referenzszenarios abgebildet. Auffällig ist, dass die Investitionen aller H₂-integrierten Energieversorgungsszenarien deutlich über jenen des Referenzszenarios liegen. Die Investition des ersten H₂-integrierten Szenarios liegt unabhängig von der verwendeten H₂-Art über dem Sechsfachen des Referenzszenarios. Hierfür ist insbesondere die Investition der Brennstoffzelle verantwortlich. Die Investitionen in die Technologien des zweiten Energieversorgungsszenarios liegen bei etwa 900 % im Vergleich zum Referenzszenario bzw. bei über 1 400 %, wenn es um die beschriebene PV-Anlage ergänzt wird. Die Kosten des dritten Energieversorgungsszenarios sind am höchsten. Hier liegen die Investitionen selbst ohne die PV-Anlage über dem 15-Fachen im Vergleich zum Referenzszenario. Wird das Szenario zudem um die PV-Anlage erweitert, betragen die Investitionen das 22-Fache des Referenzszenarios. Bei den genannten Investitionen ist zu beachten, dass im Referenzszenario und im ersten H₂-integrierten Energieversorgungsszenario die Erdgas- und H₂-Netzanschlusskosten pauschal mit 100 000 € angenommen werden.

Vergleich der jährlichen laufenden Kosten

Neben den Investitionen innerhalb der Energieversorgungsszenarien sind in Abbildung 2 die jährlichen laufenden Kosten bezogen auf die Investitionen des Referenzszenarios abgebildet. In Abhängigkeit der einzelnen Szenarien setzen sich die jährlichen laufenden Kosten aus Stromkosten, Brennstoffkosten (Erdgas- oder H₂-Kosten), Betriebskosten (Kosten für Instandsetzung, Wartung und Inspektion) sowie Wasserkosten zum Betrieb der Elektrolyseure zusammen. Auffällig ist, dass die jährlichen laufenden Kosten des Referenzszenarios mehr als das Fünffache der Investition betragen. Das zeigt, wie gering die Investition der Energieversorgungstechnologien des Referenzszenarios verglichen mit den jährlichen laufenden Kosten ist. Verglichen dazu liegen bei den H₂-integrierten Energieversorgungsszenarien die jährlichen laufenden Kosten nur in Szenario 1 beim Zukauf von grünem H₂ über den szenariospezifischen Investitionen. Dies verdeutlicht den hohen Preis der H₂-Energieversorgungstechnologien.

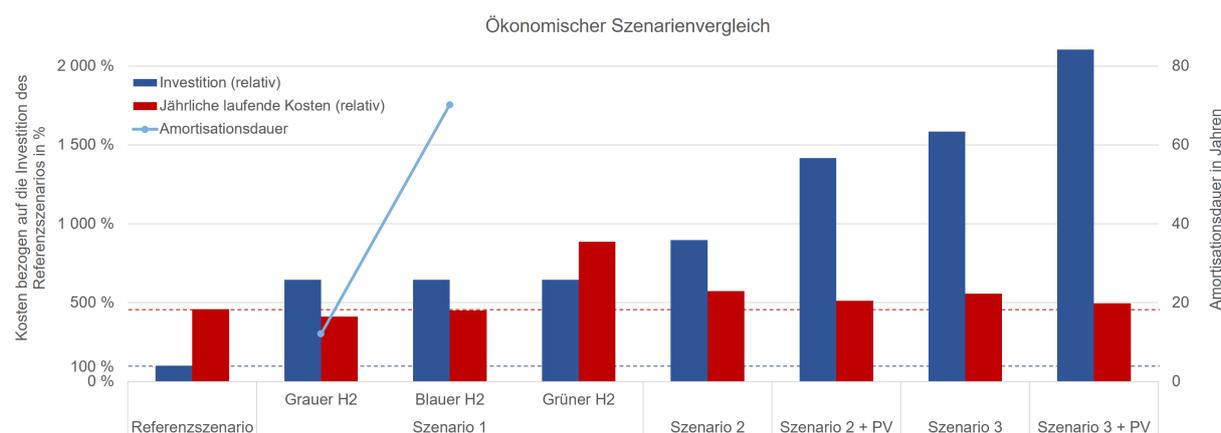


Abbildung 2: Darstellung der relativen Investitionen, der relativen jährlichen laufenden Kosten und der Amortisationsdauer in Abhängigkeit von den bewerteten Energieversorgungsszenarien

Ergänzend sind in Abbildung 3 die jährlichen laufenden Kosten in ihre einzelnen Bestandteile zerlegt und bezogen auf das Referenzszenario dargestellt. Im Referenzszenario stellen die Stromkosten mit rund 71 % der gesamten jährlichen laufenden Kosten den größten Anteil dar.

Hinzu kommen Erdgaskosten, die etwa 26 % der jährlichen laufenden Kosten betragen und Betriebskosten, die lediglich drei Prozent betragen. Im Vergleich zum Referenzszenario fallen die Stromkosten im ersten H₂-integrierten Energieversorgungsszenario deutlich ab. Durch die Eigenstromerzeugung mit der PEM-Brennstoffzelle reduziert sich der Strombezug aus dem öffentlichen Netz und damit die Stromkosten um 44 % gegenüber dem Referenzszenario. Für den Betrieb der Brennstoffzelle und des H₂-Brenners werden große Mengen H₂ benötigt. Das hat zur Folge, dass die Brennstoffkosten in Abhängigkeit von der eingesetzten H₂-Art deutlich ansteigen. So betragen die Brennstoffkosten des ersten Szenarios bei der Verwendung von grünem H₂ mehr als das Fünffache der Brennstoffkosten des Referenzszenarios. Wird anstelle von grünem H₂ auf blauen oder grauen H₂ zurückgegriffen, so liegen die gesamten jährlichen laufenden Kosten des ersten Energieversorgungsszenarios unter jenen des Referenzszenarios. In Kombination mit den deutlich höheren Investitionen des ersten H₂-integrierten Energieversorgungsszenarios ergeben sich so Amortisationszeiten von 12 Jahren (grauer H₂) bzw. 70 Jahren (blauer H₂) gegenüber dem Referenzszenario.

Außerdem kann anhand von Abbildung 3 gezeigt werden, dass die Betriebskosten des ersten H₂-integrierten Energieversorgungsszenarios deutlich höher sind als beim Referenzszenario. Dieser Anstieg ist maßgeblich auf die Betriebskosten der PEM-Brennstoffzelle zurückzuführen. Durch die geringe Materiallebensdauer bei Katalysatoren und Membranen müssen diese Verschleißteile in regelmäßigen Zeitabständen ausgetauscht werden. Die Kosten hierfür, gepaart mit dem aufwendigen Wassermanagement, verursachen hohe Betriebskosten. [28]

Im zweiten H₂-integrierten Energieversorgungsszenario wird ein PEM-Elektrolyseur verwendet. Durch den großen Strombedarf der Elektrolyse, der aufgrund von Verlusten nicht durch den von der Brennstoffzelle erzeugten Strom gedeckt werden kann, steigen die Stromkosten des zweiten Szenarios im Vergleich zum Referenzszenario. Die zusätzlich installierte PV-Anlage kann den Strombezug vom öffentlichen Netz und somit die Stromkosten senken. Diese liegen dennoch etwa 17 % über den Stromkosten innerhalb des Referenzszenarios. Der benötigte H₂ wird ausschließlich durch den Elektrolyseur produziert. Daher entstehen in diesem Szenario keine Brennstoffkosten. Die Kosten des für den Betrieb des Elektrolyseurs erforderlichen Wassers sind mit unter 0,2 % bezogen auf die jährlichen laufenden Kosten des Referenzszenarios vergleichsweise gering. Neben den Betriebskosten der Brennstoffzelle sind auch die des Elektrolyseurs vergleichsweise hoch. Dadurch sind die gesamten Betriebskosten des zweiten H₂-integrierten Energieversorgungsszenarios höher als die des Referenzszenarios. Die gesamten jährlichen laufenden Kosten des zweiten Szenarios liegen somit zwischen 12 % (mit PV) und 25 % (ohne PV) über den jährlichen laufenden Kosten des Referenzszenarios. Dadurch wird im zweiten H₂-integrierten Energieversorgungsszenario keine Amortisation erreicht.

Auch wenn im dritten Szenario ein thermischer Speicher den H₂-Brenner ersetzt, liegen die Stromkosten auf einem ähnlich hohen Niveau wie im zweiten H₂-integrierten Szenario. Obwohl keine Brennstoffkosten und nur sehr geringe Wasserkosten anfallen (< 0,2 %), sind die Stromkosten durch den Betrieb des Elektrolyseurs abermals deutlich höher als im Referenzszenario. Durch die Integration der PV-Anlage lassen sich die Stromkosten jedoch von 103 % auf 88 % bezogen auf die gesamten jährlichen laufenden Kosten des Referenzszenarios senken. Die Betriebskosten der H₂-Technologien liegen auch in diesem Szenario mit rund 20 % über den Betriebskosten des Referenzszenarios. Diese hohen

Betriebskosten der H₂-Technologien, gepaart mit den hohen Stromkosten, führen dazu, dass keine Amortisation möglich ist.

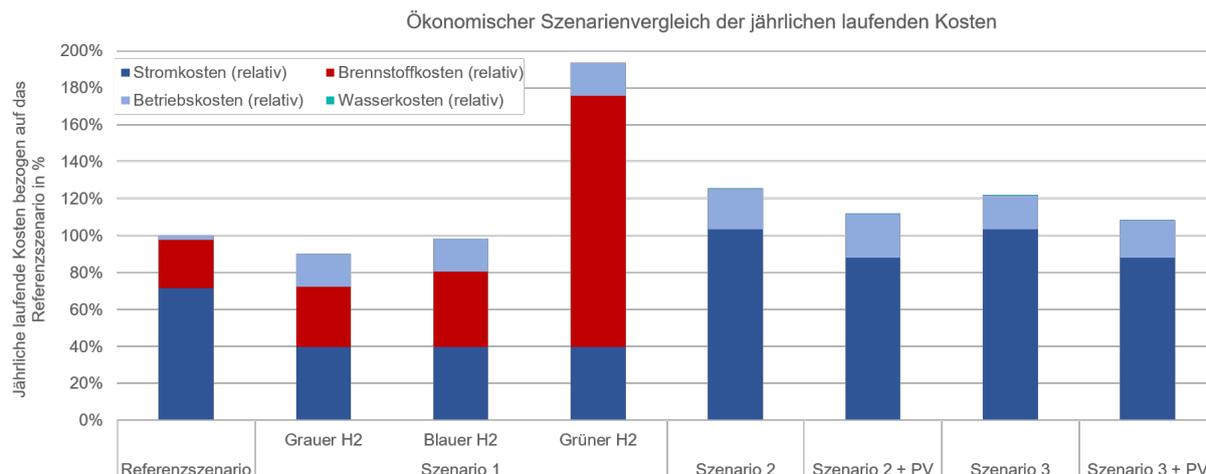


Abbildung 3: Darstellung der relativen jährlichen laufenden Kosten in Abhängigkeit von den bewerteten Energieversorgungsszenarien

5 Ergebnisse

Der wirtschaftliche Vergleich der Energieversorgungsszenarien in Abschnitt 4 zeigt, dass die H₂-integrierten Energieversorgungsszenarien verglichen mit dem Referenzszenario bereits jetzt teilweise wirtschaftlich sind. Das erste H₂-integrierte Energieversorgungsszenario kann sich schon heute beim Zukauf von grauem oder blauem H₂ amortisieren. Die Preise von grünem H₂ sind hingegen noch so hoch, dass keine Amortisation erreicht wird. Damit dieses Szenario auch mit zugekauftem grünem H₂ wirtschaftlich wettbewerbsfähig zum Referenzszenario wird, muss der grüne H₂-Preis unter den beschriebenen Rahmenbedingungen zukünftig unter 16,8 ct/kWh inklusive Steuern fallen. Dies entspricht etwa einem Drittel des aktuellen Preises von grünem H₂. Damit bietet das erste H₂-integrierte Energieversorgungsszenario derzeit lediglich beim Zukauf von blauem H₂ sowohl wirtschaftliche als auch ökologische Vorteile gegenüber dem Referenzszenario.

Die Energieversorgungsszenarien mit H₂-Eigenproduktion (Szenarien 2 und 3) können sich aufgrund der hohen Investitionen sowie der hohen jährlichen laufenden Kosten der H₂-Technologien mit dezentralen erneuerbaren Energieversorgungstechnologien nicht amortisieren. Dennoch, auch wenn die hier betrachtete PV-Anlage nicht ausreicht, um eine Amortisation zu erzielen, zeigt die Integration, dass durch entsprechend größer ausgelegte dezentrale erneuerbare Energieversorgungstechnologien Amortisationen möglich sind.

Um das Preisniveau des Referenzszenarios ohne dezentrale erneuerbare Energieversorgungstechnologien zu erreichen, müssten die Investitionen der H₂-Technologien aktuell etwa auf ein Fünftel und die entsprechenden Betriebskosten auf ein Neuntel reduziert werden. Dabei ist hervorzuheben, dass gemäß dem aktuellen Trend die Investitionen der H₂-Technologien zukünftig sinken werden [8, 29, 30].

Bei unveränderten Investitionen und Betriebskosten der H₂-Technologien wären die Energieversorgungsszenarien mit dezentraler H₂-Eigenproduktion ab einem Strompreis unter 22 ct/kWh wirtschaftliche Alternativen zum Referenzszenario. Einen ähnlichen Effekt erzielt

die Integration von PV-Anlagen in die Energieversorgungsszenarien mit H₂-Eigenproduktion. Indem die PV-Anlagen kostengünstig Strom erzeugen, lassen sich die hohen Stromkosten, die der Betrieb der Elektrolyseure verursacht, reduzieren. Dabei kann der erzeugte PV-Strom durch den hohen elektrischen Bedarf der Elektrolyseure nahezu vollständig genutzt werden. Auf diese Weise wird die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage maximiert, da das Verhältnis der PV-Stromgestehungskosten zur aktuell angebotenen Einspeisevergütung ins öffentliche Stromnetz vergleichsweise hoch ausfällt. Folglich bietet die Kombination aus Elektrolyseuren und dezentralen erneuerbaren Energieversorgungstechnologien großes Potenzial zur Verbesserung der wirtschaftlichen Betriebsweise der Energieversorgungsszenarien mit H₂-Eigenproduktion. Zusätzlich lässt sich auf diese Weise die durch den hohen CO₂-Emissionsfaktor des deutschen Strommixes vergleichsweise schlechte Ökologie der Energieversorgungsszenarien mit H₂-Eigenproduktion verbessern [10]. Auf diese Weise können die Energieversorgungsszenarien mit H₂-Eigenproduktion sowohl wirtschaftliche als auch ökologische Vorteile gegenüber dem Referenzszenario bieten.

Die Untersuchungen zeigen, dass die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit der H₂-Energieversorgungstechnologien stark von den einzelnen konzipierten Energieversorgungsszenarien abhängig ist. Dies verdeutlicht, dass eine pauschale Wirtschaftlichkeitsbewertung der H₂-Technologien nur schwierig möglich ist und für den konkreten industriellen Einzelfall gesondert bewertet werden muss.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Die hier vorgestellten Untersuchungen zeigen, dass die H₂-integrierten Energieversorgungsszenarien, verglichen mit dem Referenzszenario, das konventionelle Energieversorgungstechnologien nutzt, bereits jetzt teilweise wirtschaftlich sind. Von den drei beispielhaft für ein Industrieunternehmen entwickelten H₂-integrierten Energieversorgungsszenarien erreicht das erste Szenario schon jetzt beim Zukauf von grauem oder blauem H₂ eine Amortisation gegenüber dem Referenzszenario. Zudem wird gezeigt, dass sich die Energieversorgungsszenarien mit H₂-Eigenproduktion (Szenarien 2 und 3) trotz der hohen Investitionen der H₂-Energieversorgungstechnologien sowie der hohen Betriebskosten der H₂-Energieversorgungstechnologien mit dezentralen erneuerbaren Energieversorgungstechnologien gegenüber dem Referenzszenario amortisieren können. Werden dezentrale Energieversorgungstechnologien wie PV- oder Windkraftanlagen mit entsprechend großen Leistungen in das Energiesystem integriert, so kann die wirtschaftliche H₂-Eigenproduktion ermöglicht werden. Durch den derzeit noch vergleichsweise hohen Preis von grünem H₂ und den CO₂-intensiven Strommix Deutschlands bietet derzeit jedoch lediglich das erste H₂-integrierte Energieversorgungsszenario beim Zukauf vom blauem H₂ sowohl wirtschaftliche als auch ökologische Vorteile gegenüber dem Referenzszenario. Sobald zukünftig die Preise von grünem H₂ gesunken sind, ist dieser durch seine deutlich bessere Ökologie als Schlüsselenergieträger zur Erreichung der Klimaziele anzusehen.

In Folgeuntersuchungen ist zu analysieren, inwiefern der Betrieb des Elektrolyseurs mit dynamischen Strompreisen, etwa über den Day-Ahead-Markt, zur weiteren Verbesserung der wirtschaftlichen Wettbewerbsfähigkeit der Energieversorgungsszenarien mit H₂-Eigenproduktion beitragen kann.

Danksagung

Die Autoren bedanken sich für die finanzielle Unterstützung durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) unter dem Förderkennzeichen 03SF0667 (Projekt: WAVE-H2), das diese Forschung ermöglicht hat.

7 Referenzen

- [1] N. Gerhardt, J. Bard, R. Schmitz, M. Pfennig und T. Kneiske, *Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme: Studie zum Einsatz von H2 im zukünftigen Energiesystem mit dem besonderen Fokus auf die Gebäudewärmeversorgung*. Verfügbar unter: https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Studien-Reports/FraunhoferIEE_Kurzstudie_H2_Gebaeudewaerme_Final_20200529.pdf.
- [2] Crippa, M., Guizzardi, D., Banja, M., Solazzo, E., Muntean, M., Schaaf, E., Pagani, F., Monforti-Ferrario, F., Olivier, J., Quadrelli, R., Risquez Martin, A., Taghavi-Moharamli, P., Grassi, G., Rossi, S., Jacome Felix Oom, D., Branco, A., San-Miguel-Ayanz, J. und E. Vignati, *CO2 emissions of all world countries*. Verfügbar unter: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC130363>. Zugriff am: 27. Juni 2023.
- [3] C. Agert *et al.*, *Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende: Teil 2: Sektorenkopplung und Wasserstoff: Zwei Seiten der gleichen Medaille*, 1. Aufl. Oldenburg.
- [4] D. T. Koch, E. Eßer, S. Kureti und A. Sousa, "H2-DeNOx-Katalysator für H2-Verbrennungsmotoren", *MTZ Motortech Z*, Jg. 81, Nr. 6, S. 32–39, 2020, doi: 10.1007/s35146-020-0234-8.
- [5] Deutscher Bundestag, *Kosten der Produktion von grünem Wasserstoff: Dokumentation*. Verfügbar unter: <https://www.bundestag.de/resource/blob/691748/01a954b2b2d7c70259b19662ae37a575/WD-5-029-20-pdf-data.pdf>. Zugriff am: 27. Juni 2023.
- [6] J. Leiblein *et al.*, "Deliverable D1.1: Bewertung von alternativen Verfahren zur Bereitstellung von grünem und blauem H2" in *Roadmap Gas 2050*, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Hg., Bonn, 2022.
- [7] J. Töpler und J. Lehmann, *Wasserstoff und Brennstoffzelle*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-662-53360-4>
- [8] A. Schalling, O. Arnhold, K. Helfenbein, T. Röpcke und A. Backhaus, *Netzdienliche Wasserstofferzeugung: Studie zum Nutzen kleiner, dezentraler Elektrolyseure*. Verfügbar unter: https://green-planet-energy.de/fileadmin/docs-pe/sonstiges/2022-02-22_RLI-Studie_Netzdienliche_Wasserstofferzeugung_final.pdf#page19. Zugriff am: 28. November 2023.
- [9] A. Emde, F. Schnell und A. Sauer, "Methodisches Vorgehen zur Energiesystemplanung/Methodological approach to energy system planning", *wt Werkstattstechnik online*, Jg. 113, 01-02, S. 13–17, 2023.
- [10] Y. Eboumbou Ebongue, F. Schnell, A. Emde und A. Sauer, "Ecological Evaluation Of H2 Energy Supply In Industry" in *Proceedings of the Conference on Production Systems and Logistics (CPSL)*, Stellenbosch, South Africa, 2023, 716-726, doi: 10.15488/15316.

- [11] M. Linnemann und J. Peltzer, *Wasserstoffwirtschaft kompakt: Klimaschutz, Regulatorik und Perspektiven für die Energiewirtschaft*. Wiesbaden, Heidelberg: Springer Vieweg, 2022. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.springer.com/>
- [12] P. Icha und T. Lauf, *Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2021*, 15. Aufl. Dessau. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2022-04-13_cc_15-2022_strommix_2022_fin_bf.pdf. Zugriff am: 29. Juni 2023.
- [13] *Fabrikplanung: Planungsvorgehen*, VDI 5200 Blatt 1, Verein Deutscher Ingenieure (VDI), Düsseldorf, Feb. 2011.
- [14] *Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen: Grundlagen und Kostenberechnung*, VDI 2067 Blatt 1, Verein Deutscher Ingenieure (VDI), Düsseldorf, Sep. 2012.
- [15] IRENA, *Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2018.
- [16] S. Bukold, *Blauer Wasserstoff: Perspektiven und Grenzen eines neuen Technologiepfades*. Verfügbar unter: <https://green-planet-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/blauer-wasserstoff-studie-2020.pdf>. Zugriff am: 27. Juni 2023.
- [17] G. Müller-Syring, M. Henel und A. Wehling, *Metastudie zur Untersuchung der Potenziale von Wasserstoff für die Integration von Verkehrs- und Energiewirtschaft: Abschlussbericht*.
- [18] D. Schmidt, C. Goetschkes und C. Pollerberg, *Kältetechnik in Deutschland - Steckbriefe zu Kältetechnologien*. Oberhausen.
- [19] H. Wirth, *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. Verfügbar unter: www.pv-fakten.de.
- [20] I. Sarbu und C. Sebarchievici, "A Comprehensive Review of Thermal Energy Storage", *Sustainability*, Jg. 10, Nr. 1, S. 191, 2018, doi: 10.3390/su10010191.
- [21] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., *BDEW-Strompreisanalyse: Juli 2023*. Haushalte und Industrie.
- [22] E.ON, *Ihr Industriestrom 2023: Preisvergleich für Unternehmen*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.eon.de/> (Zugriff am: 28. September 2023).
- [23] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., *BDEW-Gaspreisanalyse: Juli 2023*.
- [24] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, *Monitoringbericht 2022: Marktbeobachtung Monitoring-Energie*.
- [25] T. Wencker, *Grau, Blau oder Grün: Was kostet der Wasserstoff?* [Online]. Verfügbar unter: https://asue.de/aktuelles_presse/kosten_von_wasserstoff_hydex (Zugriff am: 26. September 2023).
- [26] E-Bridge Consulting GmbH, *Hydex & HydexPLUS – die Preisindizes für Wasserstoff: Unsere belastbare Entscheidungsgrundlage für Ihre Investitionsentscheidung in der Wasserstoff-wirtschaft*. [Online]. Verfügbar unter: <https://e-bridge.de/> (Zugriff am: 28. September 2023).
- [27] Zeitung für kommunale Wirtschaft, *Industriewasser wird im Schnitt ein Cent teurer*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.zfk.de/> (Zugriff am: 28. September 2023).
- [28] T. E. Lipman, J. L. Edwards und D. M. Kammen, "Fuel cell system economics: comparing the costs of generating power with stationary and motor vehicle PEM fuel

cell systems", *Energy Policy*, Jg. 32, Nr. 1, S. 101–125, 2004, doi: 10.1016/S0301-4215(02)00286-0.

- [29] S. M. Saba, M. Müller, M. Robinius und D. Stolten, "The investment costs of electrolysis – A comparison of cost studies from the past 30 years", *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 43, Nr. 3, S. 1209–1223, 2018, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.11.115.
- [30] A. Kampker, P. Ayvaz, C. Schön, J. Karstedt, R. Förstmann und F. Welker, "Challenges towards large-scale fuel cell production: Results of an expert assessment study", *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 45, Nr. 53, S. 29288–29296, 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.07.180.