

Leitfaden zur Evaluierung eines Einsatzes von Wasserstoff in thermischen Prozessen



Stand: Juni 2023

HySON – Institut für Angewandte Wasserstoffforschung Sonneberg gGmbH
Peter Steinmüller, Frank Morgenroth, Kevin Thomas, Sabine Schmidt

Dammstraße 1
96515 Sonneberg
www.hyson.de

Sonneberg

1 Einleitung

Im Rahmen einer vollumfänglichen Energiewende nimmt Wasserstoff eine Schlüsselposition ein. Er kann in Bereichen Anwendung finden, welche nicht oder nur schwer elektrifiziert werden können und ermöglicht dadurch die Kopplung der Sektoren der erneuerbaren Stromerzeugung, des Verkehrs und der Industrie und kann durch seine Funktion als Energiespeicher zusätzlich zur Versorgungssicherheit des Stromnetzes beitragen.

Dieses Bewertungsraster soll als Hilfestellung dienen eine Entscheidung zum Einsatz von Wasserstoff in Prozessen zu treffen. Die aufgeführten Kriterien können vollständig verwendet oder nach Bedarf angepasst oder ergänzt werden und dienen lediglich als Orientierung. Alle Kriterien gehen von einer Neuanschaffung von Anlagen aus, womit eine Vergleichbarkeit zwischen den Technologien ermöglicht werden soll. Die Betrachtung der Umrüstung einer bestehenden Anlage ist möglich, wobei ein Vergleich mit anderen Technologien erschwert wird, besonders im Bereich der Wirtschaftlichkeit.

In Kapitel 2 werden notwendige Grundbegriffe erläutert, welche für die Bewertung sinnvoll sind. Kapitel 3 beschäftigt sich mit technischen Kriterien, welche an eine neue Anlage gestellt werden. Wirtschaftliche Kriterien sind in Kapitel 4 aufgeführt und erläutert, während Kapitel 5 die Kriterien der Umwelteinflüsse betrachtet.

Das vorgestellte Raster und die darin enthaltenen Kriterien soll als Entscheidungshilfe dienen, ob sich ein Unternehmen mit Wasserstoffanwendungen genauer befassen kann. Der Vergleich mit anderen Technologien soll die Bewertung optimierter Lösungen ermöglichen und die Festlegung von Schwerpunkten der technischen Weiterentwicklung einer Produktion unterstützen. Eine Einschätzung anhand dieses Rasters sollte nicht als absolute Wertung gesehen werden, da spezifische Einzelkriterien sich von Unternehmen zu Unternehmen unterscheiden können. Es ersetzt ebenfalls keine fachliche Beratung, sowohl im rechtlichen als auch im technischen Sinn. Zu letzterem sei angemerkt, dass die vorliegenden Kriterien in diesem Dokument nicht aktuell gehalten werden können und immer eine Momentaufnahme darstellen.

Der Inhalt dieses Rasters bezieht sich auf den Wissensstand vom 01.06.2023.

2 Grundbegriffe

In diesem Kapitel werden Grundbegriffe im Zusammenhang mit Wasserstoff erläutert. Neben Begriffen wie Energiedichte, Flammentemperatur und Explosionsgrenze werden die gängigsten Speichertechnologien erläutert.

2.1 Eigenschaften von Wasserstoff

Von allen Elementen des Periodensystems ist Wasserstoff (H_2) das am häufigsten vorkommende im gesamten Universum. Mit der Ordnungszahl eins ist es zusätzlich das leichteste und kleinste Element. Wasserstoff bildet in reiner Form bei Raumtemperatur und Normaldruck ein farb- und geruchloses Gas, welches leichter als Luft ist. Auf der Erde befindet sich Wasserstoff in der Regel in Bindung mit anderen Elementen.

Seine chemischen und physikalischen Eigenschaften machen Wasserstoff zu einem attraktiven Energieträger. Die für eine Umstellung auf Wasserstoffanwendungen besonders relevanten Eigenschaften werden in den folgenden Abschnitten behandelt.

2.1.1 Energiedichte

Die (Massen-)Dichte eines Materials gibt an, wie viel Masse pro Volumeneinheit vorhanden ist. Analog hierzu existiert der Begriff der Energiedichte, welcher den Energieinhalt gegenüber einer weiteren, physikalischen Größe beschreibt. Gängige Größen sind die Masse oder das Volumen eines Stoffes. Somit gibt es die gravimetrische und volumetrische Energiedichte.

Gravimetrische Energiedichte w_g : Angabe der Energie pro Masse eines Stoffes

Volumetrische Energiedichte w_v : Angabe der Energie pro Raumvolumen eines Stoffes

Eine höhere volumetrische Energiedichte bedeutet somit einen höheren Energieinhalt bei gleichem Volumen. Die gravimetrische Energiedichte hingegen gibt den Energieinhalt pro Masseneinheit, z.B. kg, an.

Möchte man mit einem Fahrzeug die gleiche Reichweite mit unterschiedlichen Energieträgern erzielen, hat eine größere volumetrische Energiedichte einen kleineren Tank zur Folge. Hat der Energieträger eine größere gravimetrische Energiedichte, so reduziert sich das Gewicht des Tanks bei gleichem Volumen.

Während die gravimetrische Energiedichte eines spezifischen Stoffes unveränderlich ist, kann die volumetrische Energiedichte beeinflusst werden. Bei gasförmigen Brennstoffen kann diese durch eine Kompression erhöht werden. Auch die Verflüssigung des Energieträgers kann die volumetrische Energiedichte erhöhen.

In Tabelle 1 sind die gravimetrischen (w_g) und volumetrischen (w_v) Energiedichten verschiedener Energieträger aufgeführt. Die volumetrische Energiedichte des Wasserstoffs ist dabei für verschiedene Drücke bzw. für den verflüssigten Zustand angegeben.

Abbildung 1 verdeutlicht die unterschiedlichen volumetrischen Energiedichten. Für Lithium-Ionen-Batterien und verflüssigten Wasserstoff wurde der gemittelte Wert aus den Literaturwerten gebildet.

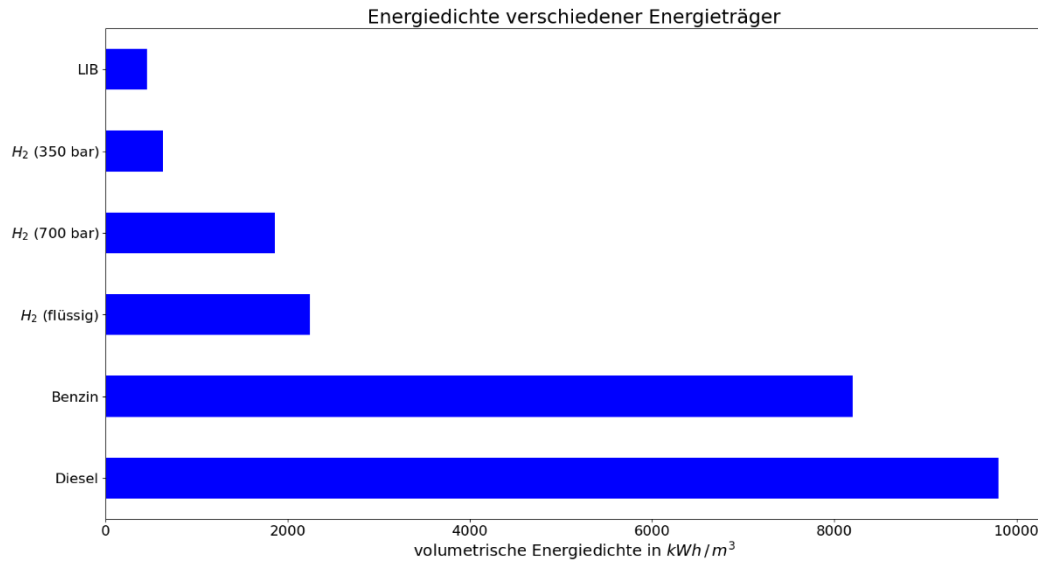


Abbildung 1: Volumetrische Energiedichte verschiedener Energieträger.

Tabelle 1: Energiedichte verschiedener Energieträger. Größen mit dem Index H wurden anhand des Heizwertes bestimmt, Größen mit dem Index D hingegen über die Dichte des Gases bei gegebenem Druck.

Stoff	w_g in $\frac{kWh}{kg}$	w_v in $\frac{kWh}{m^3}$	Referenz
Lithium-Ionen-Batterien (LIB)	0,2	250-670	Elektrochemische Speicher[1], S474
Wasserstoff, Gas, Raumdruck	33,3	3 ^H	Elektrochemische Speicher
Wasserstoff, gas 350 bar	33,3	630 ^D	https://demaco-cryogenics.com/blog/energy-density-of-hydrogen/ abgerufen 10.05.2022
Wasserstoff, gas 700 bar	33,3	1860 ^H	Elektrochemische Speicher
Wasserstoff, flüssig	33,3	2100-2400 ^H	Elektrochemische Speicher
Erdgas, schwer, 200 bar	13,9	2580 ^H	Elektrochemische Speicher
Diesel	11,8	9800 ^H	Elektrochemische Speicher
Benzin	11,4	8200 ^H	Elektrochemische Speicher

2.1.2 Flammentemperatur und Abgasentwicklung

Die Temperatur, welche bei der Verbrennung eines Energieträgers innerhalb der Flamme entsteht, wird als Flammentemperatur bezeichnet. In den meisten Fällen wird diese Temperatur für die Verbrennung unter Luft angegeben und ist immer geringer als die Verbrennung mit reinem Sauerstoff.

Im Fall von Wasserstoff liegt diese mit 2130 °C höher als bei Erdgas mit 1970 °C [2]. Diese Differenz der Flammentemperatur sollte bei der Substituierung von Erdgas mit Wasserstoff berücksichtigt werden.

Ein weiterer Unterschied bei der direkten Verbrennung sind die entstehenden Abgase. Während bei Erdgas CO₂ und Wasserdampf (H₂O) im Verhältnis 1:2 entstehen, entsteht bei Wasserstoff lediglich Wasserdampf [3].

2.1.3 Explosionsgrenzen

Die Explosionsgrenze eines Stoffes gibt an, in welchem Bereich der Stoff zusammen mit Umgebungsluft ein Gemisch ergibt, welches explosionsfähig ist. Liegt das stöchiometrische Mischungsverhältnis unterhalb der unteren Explosionsgrenze (UEG), liegt nicht genügend Brennstoff vor, um eine Explosion zu verursachen. Die obere Explosionsgrenze (OEG) ist hingegen der Zustand, an dem zu viel Brennstoff vorliegt.

Für Wasserstoff liegen diese Grenzen bei 4 % (UEG) und 77 % (OEG) [4]. Innerhalb dieser Grenzen bildet Wasserstoff mit der Umgebungsluft ein explosionsfähiges Gemisch. Methan, welches den Hauptanteil von Erdgas darstellt, ist lediglich im Bereich von 4,4 - 17 % explosionsfähig. Der größere Explosionsbereich des Wasserstoffs kann zusätzliche Sicherheitsmaßnahmen notwendig machen.

2.2 Wasserstoffspeicher

Die Speicherung von Wasserstoff ist eine besondere Herausforderung, da Wasserstoff als leichtestes Element besonders flüchtig ist. An dieser Stelle wird auf drei Speichermethoden eingegangen, welche für die Anwendung in der Industrie von Interesse sind.

Die Speicherung von Wasserstoff in Form von Derivaten wird an dieser Stelle nicht betrachtet.

2.2.1 Druckspeicher

Die Speicherung von Gas in Druckgasflaschen ist die bekannteste Speicherart. Bei dieser wird das Gas komprimiert, wodurch die volumetrische Dichte steigt. Gängige Speicherdrücke sind im Bereich von 200 bis 700 bar. An Druckspeichern bis 1000 bar wird aktuell noch geforscht.

Das größte Risiko dieser Speicherart sind die hohen Drücke, welche im Falle einer Beschädigung der Hülle zum Gasaustritt mit hohen Geschwindigkeiten führen können. Die Behälter sind jedoch so weit entwickelt, dass dieses Risiko sehr gut kontrollierbar ist.

2.2.2 Flüssigspeicher

Wasserstoff hat eine Siedetemperatur von $-252,9\text{ °C}$ bei 1 bar Druck. Unterhalb dieser Grenze liegt Wasserstoff in flüssiger Form vor. Der verflüssigte Wasserstoff besitzt eine höhere volumetrische Energiedichte als verdichteter Wasserstoff (siehe Abbildung 1), aber eine geringere als Erdgas bei 200 bar.

Der Nachteil der Flüssigspeicherung ist der hohe Energiebedarf, welcher für die Verflüssigung benötigt wird.

2.2.3 Flüssige organische Wasserstoffträger

Flüssige organische Wasserstoffträger (liquid organic hydrogen carrier – lohc) sind ungesättigte, organische Verbindungen, welche Wasserstoff chemisch aufnehmen (Hydrierung) oder abgeben (Dehydrierung) können. Bei der Hydrierung, welche unter erhöhtem Druck stattfindet, wird Wärmeenergie frei. Für die Dehydrierung muss diese Wärmeenergie wieder zugeführt werden. In beiden Fällen wird ein Katalysator benötigt, um die Reaktion zu ermöglichen.

Ein Nachteil ist der technische Aufwand der Ein- und Ausspeicherung und der damit verbundene Energieaufwand.

2.3 Farblehre

Die Treibhausgasemissionen, welche bei der Herstellung von Wasserstoff freigesetzt werden, unterscheiden sich bei den verschiedenen Prozessen. Für eine Kennzeichnung der Herstellungsart und der damit verbundenen Emissionen werden Farben genutzt. In der nationalen Wasserstoffstrategie [5] sind vier unterschiedliche Farben definiert.

- **Grauer Wasserstoff:** Dampfreformierung von Erdgas unter Emissionen von CO_2
- **Blauer Wasserstoff:** Dampfreformierung von Erdgas, verbunden mit CC (Carbon Capture), also einer Einlagerung beziehungsweise einer Verwendung des entstehenden kohlenstoffhaltigen Abgases
- **Türkiser Wasserstoff:** Thermische Spaltung von Methan, Abscheidung von festem Kohlenstoff
- **Grüner Wasserstoff:** Wasserelektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen

Abseits dieser vier Farben, gibt es einige weitere Farben, welche gelegentlich diskutiert werden. Abbildung 2 zeigt eine Darstellung der unterschiedlichen Wasserstofffarben, basierend auf den Ausgangsstoffen, verwendeten Energiequellen und den genutzten Verfahren.

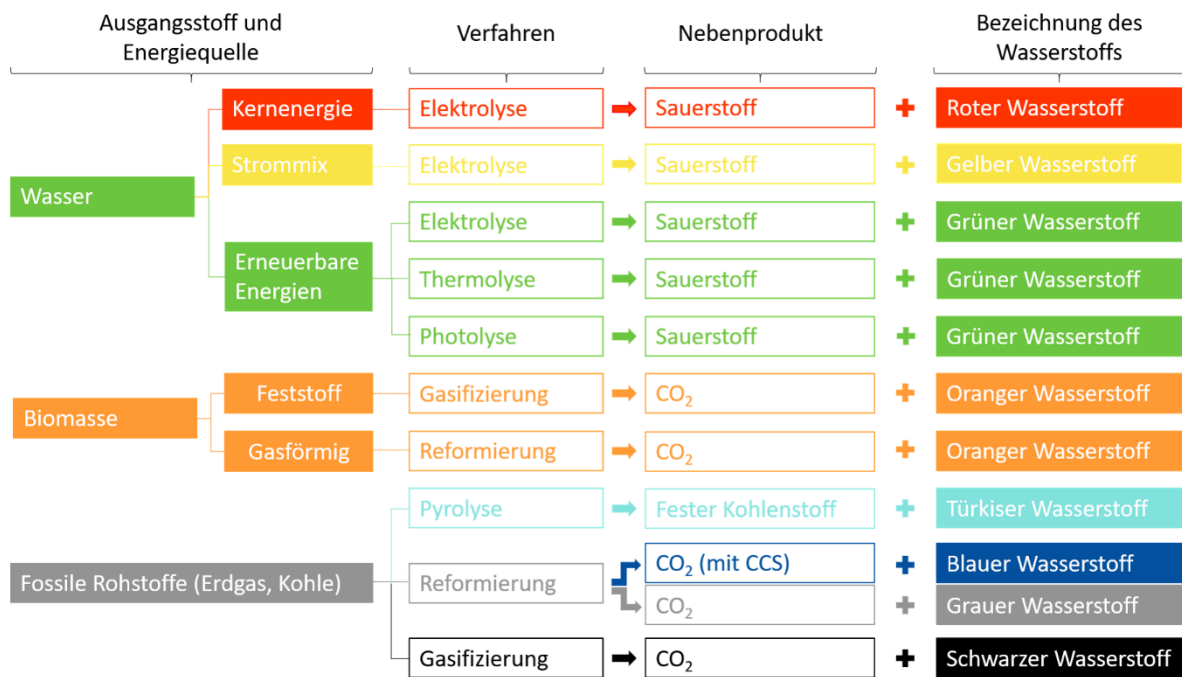


Abbildung 2: Darstellung verschiedener Wasserstofffarben, basierend auf den Ausgangsstoffen und Energiequellen, sowie das verwendete Verfahren.

Diese Einteilung von Wasserstoff verschiedener Herkunft hilft bei der Einschätzung, wie groß die Treibhausgasemissionen eines Produktes sind. Abgesehen von grünem Wasserstoff, welcher unter Einsatz erneuerbarer Energien in der Wasserelektrolyse hergestellt wird, gibt es allerdings keine klaren, rechtlichen Rahmenbedingungen.

3 Technische Umsetzbarkeit

In den folgenden Kapiteln sollen den Unternehmen, die mit Hilfe dieses Leitfadens die Optionen eines Einsatzes von Wasserstoff und Erneuerbaren Energien abschätzen wollen, anhand verschiedener Kriterien die Aspekte und Herausforderungen der jeweiligen Technologien aufgezeigt werden. Dies soll es den Unternehmen ermöglichen, sich einen ersten Überblick zu verschaffen und das weitere Vorgehen auf der Basis der Erkenntnisse aus der Leitfadenbetrachtung zu planen.

3.1 Technologie-Reifegrad

Das Kriterium des Technologie-Reifegrads (engl. Technology Readiness Level – TRL) beschreibt in welchem Entwicklungszustand sich die Anwendung befindet. Die Einteilung erfolgt im Bereich von 1-9. Eine Beschreibung der einzelnen TRL, basierend auf dem System der NASA, ist in Abbildung 3 aufgelistet.

TRL 1	• Funktionsprinzip beobachtet und beschrieben
TRL 2	• Technologieprinzip beschrieben
TRL 3	• Funktionstechnologie der Technologie nachgewiesen
TRL 4	• Versuche unter Laborbedingungen
TRL 5	• Versuche in Einsatzumgebung
TRL 6	• Einsatz eines Prototyps in Einsatzumgebung
TRL 7	• Prototyp mehrjährig im Einsatz (1-5 Jahre)
TRL 8	• System ausgereift und qualifiziert
TRL 9	• Erfolgreicher Einsatz des qualifizierten System nachgewiesen

Abbildung 3: Darstellung der Technologie-Reifegrade (engl. Technology Readiness Level - TRL) basierend auf der Einordnung der NASA [6]

Entsprechend dieser Aufteilung existiert ab TRL 6 beispielsweise ein Prototyp für Testbetrieb und TRL 9 entspricht dem Kauf und Einsatz eines vollständig entwickelten und etablierten Produkts. Das betrachtende Unternehmen muss an diesem Punkt also abwägen, ob es bereit ist in die Erforschung oder Weiterentwicklung einer neuen Technologie mit einem niedrigeren TRL zu investieren oder ob sich auf den Einsatz von Technologien mit hohem TRL beschränkt werden soll. Dabei muss der gewonnene Nutzen für das Unternehmen mit Investitionskosten, sowie Forschungskosten und Zeitaufwand für eine etwaige Entwicklungsphase abgewogen werden.

3.2 Einsatz in thermischen Prozessen

Neben dem TRL gilt es bei thermischen Prozessen vor allem, die Auswirkungen eines Technologiewechsels auf das Prozessverhalten, sowie damit einhergehend auf die Produktqualität einzubeziehen. So kann beispielsweise ein Wechsel des Brennergases in einem Ofenprozess von Methan auf Wasserstoff oder auf Elektrische Beheizung dazu führen, dass sich der Wärmeeintrag auf das Brenngut, die Flammgeometrie, die Ofenatmosphäre, die Abgaszusammensetzung und vieles mehr ändert. Hier sollte das Unternehmen alle verfügbaren Erkenntnisse aus eigenem Know-How und bestehender Literatur einbeziehen, sowie bei Bedarf eigene Forschungs- und Entwicklungsprojekte anstoßen. Auch hier gilt es folglich, die Kosten durch die veränderten Bedingungen und die nötigen Investitionen in Prozessanpassung, Equipment und Forschung abzuwägen. Alternativ besteht die Möglichkeit die Prozesse auf Bio-Methan oder synthetisches Methan umzustellen. Die Verwendung letzterer wäre mit geringeren Umbaumaßnahmen realisierbar und hätte voraussichtlich kaum Einfluss auf Prozessführung und Produktqualität. Allerdings müssen dabei Kosten und Verfügbarkeit der Methan-Alternativen gegen die geringeren Investitionskosten abgewogen werden.

3.3 Infrastruktur

Die Umstellung eines bestehenden Systems auf eine alternative Befuerung bedarf auch einer Anpassung der zugehörigen Infrastruktur. Für die Nutzung von Wasserstoff kann es beispielsweise notwendig sein die bestehende Infrastruktur anzupassen, zu ergänzen oder neu aufzubauen. Zu dieser Infrastruktur gehört auch die Speichertechnologie und Versorgung, welche anhand des Bedarfs bestimmt wird.

Bei der Bereitstellung durch ein Pipelinesystem kann der Speicher klein gehalten werden und dient höchstens der Pufferung für Versorgungsschwankungen. Im Falle einer Belieferung durch LKWs wird ein größerer Speicher benötigt, um die Lieferintervalle gering und damit verbundene Kosten minimal zu halten. Wie bei der Versorgung mittels Pipeline dient der Speicher auch zur Ausfallsicherung bei Versorgungsschwankungen. Die entsprechende Größe sollte durch eine Risikoabschätzung bestimmt werden.

Bei der Umstellung auf elektrische Beheizung, eventuell verbunden mit dem Aufbau eigener Erzeugungskapazitäten an erneuerbaren Energien, kann das Thema eines Speichers zum Ausgleich von Lastspitzen und -senken ebenfalls ein zu berücksichtigender Aspekt sein.

3.4 Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad η (eta) gibt an, wie groß der Anteil der nutzbaren Energie eines Prozesses im Vergleich mit der zugeführten Energie ist. Werden mehrere Energiearten gewonnen, wie im Beispiel der Kraft-Wärme-Kopplung, wird die Summe der Einzelwirkungsgrade angegeben, wenn alle entstehenden Energiearten genutzt werden. Der energetische Gesamtwirkungsgrad einer Befuehrungsvariante ist damit ein einfacher Kalkulationsfaktor für die Evaluierung eines Technologiewechsels.

4 Wirtschaftlichkeit

Ist ein Einsatz der Technologie möglich und nach den vorigen Punkten evaluiert, stellt sich als nächstes die Frage der Wirtschaftlichkeit. Die Wirtschaftlichkeit ist ein wesentlicher Faktor für die Konkurrenzfähigkeit einer Produktion. Zwar kann eine klimaneutrale Produktion dazu führen, dass Kunden bereit sind höhere Preise zu zahlen, allerdings ist dies nicht garantiert. In diesem Abschnitt werden den Unternehmen Größen aufgezeigt und zusammengefasst, die eine erste Aussage über die Wirtschaftlichkeit ermöglichen können. Dazu werden notwendige und nach Anschaffungskosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) sortierte Ausgaben thematisiert.

4.1 Capital Expenditure (CAPEX)

Die Investitionsausgaben (Engl. Capital expenditure, CAPEX) fassen alle Kosten zusammen, welche für die Anschaffung und Inbetriebnahme einer Anlage getätigt werden müssen. Kann eine bestehende Anlage modernisiert oder umgerüstet werden, sind die entsprechenden Kosten als Anschaffungskosten zu betrachten. Solch eine Betrachtung ist jedoch nur dann vergleichbar, wenn sie für alle Brennstoffe angewendet werden kann.

Neben der Anlage selbst muss die Infrastruktur betrachtet werden, welche für einen Betrieb mit aufgebaut werden muss.

4.1.1 Anschaffungskosten

Die Kosten für die Anschaffung einer Anlage beinhalten alle Kosten und Förderungen, welche beim Kauf der Anlage anfällig werden. Es ist dabei nicht relevant, ob der Betrag auf einmal gezahlt oder durch Ratenzahlung finanziert wird. Somit ist der gesamte zu zahlende Rechnungsbetrag als Anschaffungskosten zu erfassen. Hierbei gilt es die Kosten verschiedener Anlagen, wie beispielsweise Wasserstoffbrenner, direktelektrifizierte Brenner, etc. zu vergleichen.

4.1.2 Interne Infrastruktur

Wie in Abschnitt 3.3 diskutiert, kann die Umstellung, Anpassung oder Neuinstallation der zugehörigen, internen Infrastruktur notwendig werden. Die Kosten für diese werden dem CAPEX zugerechnet, können in der Bewertung jedoch getrennt betrachtet werden.

Der schlimmste Fall ist die vollständige Neuinstallation der Infrastruktur, welche Leitungen, Zwischen- und Hauptspeicher, externe Anschlüsse und Sicherheitssysteme beinhaltet. Hinzu kommt, dass ein Wasserstoffbetrieb in der Regel nur mit lokalen Speicherkapazitäten sinnvoll ist, um im Fall von Engpässen keinen Produktionsstillstand zu erleiden. Für die verschiedenen Speichersysteme muss neben dem Speicher selbst für ausreichend Fläche und Sicherheitsvorkehrungen gesorgt sein, um die nötigen Auflagen für eine Genehmigung zu erfüllen.

Bei einer Abwägung gilt es zu beachten, dass derartige Investitionskosten in die Anlageninfrastruktur nicht ausschließlich bei Wasserstoffeinbindung auftreten können. So kann beispielsweise eine Elektrifizierung ebenfalls mit einem Ausbau elektrischer Anschlüsse oder der Installation neuer Transformatoren einhergehen und zu nicht unerheblichen Kosten führen. Hinzu kommt, dass auch bei einer Direktelektrifizierung der Prozesse ein Speichersystem zur Vorbeugung von Produktionsausfällen sinnvoll ist, wofür unter anderem wieder Wasserstoff als Notfallspeicher einbezogen werden kann.

4.2 Betriebskosten (OPEX)

Kosten für den Betrieb (Engl. operational expenditures, OPEX) einer Anlage beinhalten verschiedene Komponenten, welche in diesem Raster in den Brennstoffkosten und mittelbaren Kosten zusammengefasst werden. Im Gegensatz zu den Anschaffungskosten, die zum Zeitpunkt der Bewertung feststehen, können sich die Betriebskosten über die Betriebsdauer signifikant verändern.

Die Faktoren solcher Änderungen sind vielfältig und können nur in den seltensten Fällen exakt prognostiziert werden.

Faktoren wie schwankende Nachfragen, Produktionsengpässe, wirtschaftliche oder politische Krisen können den Preis für fossile Treibstoffe und für Wasserstoff beeinflussen. Da solche Problematiken in den meisten Fällen gekoppelt sind, können die Auswirkungen nur sehr schwer vorausgesagt werden. Allerdings können auch die Preise für den Bezug von elektrischem Strom stark schwanken, je nachdem, ob der Abnehmer PPAs (Power Purchase Agreement) mit stabilem Preis oder am stark schwankenden Strommarkt (Grünstromzertifikate) bezieht.

Betrachtet man die Energiekosten, so ist eine Prognose der Kosten für die Lebensdauer einer Anlage dementsprechend schwierig. Durch Förderungen, Regularien oder andere Einflussfaktoren können Prognosen mindestens erschwert, teilweise sogar unmöglich werden. Hier kann es besonders hilfreich sein, verschiedene Szenarien der Kostenentwicklung abzubilden.

4.2.1 Brennstoffkosten und CO₂-Zertifikate

Die Brennstoffkosten eines Prozesses werden bezogen auf den Jahresverbrauch (Energie- menge in kWh) betrachtet. Dieser Preis bezieht sich auf die gelieferte Menge an Kraftstoff, wobei die Lieferkosten enthalten sind.

Für die Emission von Kohlenstoffdioxid (CO₂) müssen inzwischen Emissionsrechte erworben werden. Bei kleinen Anlagen mit einer Feuerleistung unter 20 MW [7] gilt der nationale Emissionshandel. Dabei zahlt der Lieferant des Brennstoffes die Abgabe und reicht den Preis an den Kunden weiter. In diesem Fall muss nichts weiter beachtet werden, da alles bereits im Preis des Brennstoffes verrechnet ist.

Größere Feuerungsanlagen müssen am europäischen Emissionshandel teilnehmen. Der größte Unterschied ist aktuell der Preis, welcher auf dem europäischen Markt durch Angebot und Nachfrage zustande kommt. Der nationale Emissionshandel ist im Vergleich bis einschließlich 2025 festgeschrieben und geht danach in ein Gebotsverfahren über.

Handelt es sich um eine Großfeuerungsanlage wird der Brennstoffpreis ohne CO₂-Zertifikate herangezogen und mit den jährlich zu erwerbenden Zertifikaten verrechnet.

4.2.2 Mittelbare Betriebskosten

Zu den mittelbaren Kosten gehören solche Posten, die unabhängig der Brennstoffkosten während des Betriebes anfallen. Dazu zählen Versicherungen, Wartungskosten, Schmiermittel oder Verschleißteile.

Eine Abschätzung dieser Kosten unterliegt ähnlichen Unsicherheiten wie die Kosten für Brennstoffe. Gerade neuere Technologien wie Wasserstoff unterliegen hier Unsicherheiten, da für diese keine oder nur wenig Erfahrungswerte vorliegen. Insbesondere durch den Mangel an Regelungen für gewisse Wasserstoffanwendungen können hier im Laufe der Betriebsdauer zusätzliche, nicht beachtete Kosten auftreten. Eine Abschätzung sollte aus diesem Grund eher konservativ gemacht werden.

5 Umwelteinfluss

Welchen Einfluss eine Produktion auf die Umwelt hat ist ein relevanter Aspekt einer modernen Wirtschaft. Der Klimawandel und daraus folgend die Notwendigkeit, Treibhausgase zu reduzieren, ist eines der wichtigsten Themen bei der Modernisierung eines Unternehmens.

Durch den Einsatz von grünem Wasserstoff oder einer Elektrifizierung können die Treibhausgasemissionen deutlich reduziert werden. CO₂-Emissionen werden sogar auf null reduziert.

Für die korrekte Bewertung der Umwelteinflüsse empfiehlt sich bei Brennstoffen eine Analyse des jeweiligen Lebenszyklus. Wird lediglich der Verbrauch betrachtet, kann es zu einer Verzerrung der Ergebnisse kommen.

5.1 Strombezug

Für den Einsatz im Unternehmen muss die Herkunft des Stromes betrachtet werden.

Dies ist jedoch nur sinnvoll, wenn die Umstellung hier einen Effekt hat. Umwelttechnisch ist dies allerdings durch THGs schon abgedeckt.

Neben dem Bezug von Strom aus erneuerbaren Energieanlagen, kann die Stromerzeugung auf dem eigenen Betriebsgelände in Betracht gezogen werden.

5.2 Treibhausgasemissionen

In diesem Abschnitt ist es wichtig alle THGs zu betrachten. Zu diesen zählen auch CO₂-Äquivalente, welche von Förderung bis Verbrauch entstehen. Ein Beispiel ist die Methan-Leckage während der Erdgas-Förderung und der entsprechend höhere Effekt auf den Klimawandel.

Allgemein muss in diesem Abschnitt der Lebenszyklus des Rohstoffes betrachtet werden, um einen deutlichen Vergleich zu erhalten.

Diese ermittelten Emissionen sind nicht identisch zu den nach den CO₂-Abgaben berechneten. Für eine Ökologische Einordnung sind im Lebenszyklus freiwerdende Treibhausgase wie Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O) einzubeziehen. Entsprechend dem IPCC können beide in CO₂-Äquivalente umgerechnet werden. Die Faktoren dazu sind für Methan 25 und für Lachgas 298 [8]. Wasserstoff besitzt, nach neusten Erkenntnissen, ein CO₂ Äquivalent von 11 [9]. Im Fall von Methan und Wasserstoff beziehen sich die Äquivalente auf eine direkte Emission der Gase. Bei der Betrachtung sollten direkte (Verbrennung des Brennstoffes) und indirekte (Strombezug, Transport, etc.) Emissionen unterschieden werden.

5.3 Wasserverbrauch und -gefährdung

Falls ein Elektrolyseur betrieben werden soll, muss der Bezug des notwendigen Wassers betrachtet werden.

Beim Vergleich zwischen Wasserstoff und z.B. Heizöl kann eine Betrachtung der Gefahr einer Wasserverschmutzung bei einem Unfall durchgeführt werden.

6 Übersicht

- Technische Umsetzbarkeit:
 - TRL-Level: Wie marktreif ist die in Betracht gezogene Technologie?
 - Thermische Prozesse: Ist ein Einsatz der Technologie im jeweiligen thermischen Prozess sinnvoll und technisch praktikabel, was sind Auswirkungen auf Prozessverhalten und Produkte?
 - Infrastruktur: Welche Infrastrukturellen Maßnahmen (Logistik, Anlagenperipherie, Regelungstechnik, ...) werden durch die neue Technologie nötig?
 - Wirkungsgrad: Wie effektiv ist die neue Technologie im Vergleich zu möglichen Alternativen?
- Wirtschaftlichkeit:
 - CAPEX: Wie sind die gesamten Anschaffungskosten der jeweiligen Technologien, sowie der zugehörigen Infrastruktur im Vergleich zueinander?
 - OPEX: Wie sind die geschätzten Betriebskosten der jeweiligen Technologien im Vergleich (Brennstoff- und Stromkosten, Personal, Wartung, Versicherung, CO₂-Zertifikate, ...)
- Umwelteinflüsse:
 - Emissionen und Gefährdungen: Welche Emissionen und Gefährdungen (Treibhausgase, Stickoxide, Wasserverbrauch und -verschmutzung, Flächenverbrauch, etc.) gehen mit den jeweiligen Technologien einher?
 - Klimaschutz: Wie groß ist das Einsparpotential an Treibhausgasen durch die jeweiligen Technologien?
 - Öffentlichkeitsarbeit: Welchen Nutzen haben die getroffenen Maßnahmen für die Außendarstellung des Unternehmens?

7 Zusammenfassung

Anhand der Punkte des zuvor dargelegten Leitfadens können Unternehmen, die an einer Umstellung ihrer thermischen Prozesse weg von fossilen Brennstoffen interessiert sind, erste eigene Abschätzungen zum Umfang der nötigen Maßnahmen treffen. Die Punkte können je nach Unternehmen und Situation beliebig erweitert und präzisiert werden. Dabei soll nochmals darauf hingewiesen werden, dass eine Beurteilung anhand des Leitfadens nur als eine grobe Einschätzung dient. Detailliertere Analysen und fachliche Beratung können und sollen somit nicht ersetzt werden. Im Rahmen der Projektbetreuung soll neben eventuellen Aktualisierungen des Leitfadens eine Abschlussarbeit ausgeschrieben werden, die sich damit befasst, die im Leitfaden aufgelisteten Kriterien anhand eines interaktiven, digitalen und selbstauswertenden Bewertungsrasters weiter zu konkretisieren.

8 References

- [1] *Elektrochemische Speicher*: Springer Vieweg, Wiesbaden, 2015.
- [2] Die Chemie Schule, Ed., "Flammentemperatur," Accessed: May 30 2023. [Online]. Available: <https://www.chemie-schule.de/KnowHow/Flammentemperatur>
- [3] H. W. M. Fiehl, "Auswirkungen der Zumischung erneuerbarer Energien im Erdgasnetz auf thermoprozesstechnischen Anlagen in der keramischen Industrie," Mar. 2017. Accessed: May 15 2023. [Online]. Available: <https://www.gwi-essen.de/publikationen/publikationen-am-gwi/abschlussberichte/abschlussbericht-erker/>
- [4] *Wasserstoff und Brennstoffzelle*: Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg, 2017.
- [5] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), *Die Nationale Wasserstoffstrategie*.
- [6] John C. Mankins, "TECHNOLOGY READINESS LEVELS: A White Paper," NASA, April/1995. Accessed: Jan. 5 2023. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/247705707_Technology_Readiness_Level_-_A_White_Paper
- [7] *Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates (Text von Bedeutung für den EWR)*, 2003.
- [8] Umweltbundesamt, "Die Treibhausgase," Nov. 2022. Accessed: May 30 2023. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/treibhausgas-emissionen/die-treibhausgase>
- [9] Nicola Warwick, Paul Griffiths, James Keeble, Alexander Archibald, John Pyle, *Atmospheric implications of increased Hydrogen use*. [Online]. Available: <https://www.gov.uk/government/publications/atmospheric-implications-of-increased-hydrogen-use> (accessed: May 12 2023).