H2StorFa

Dezentrale Nutzung von Wasserstoff als Energiespeicher an Fabrikstandorten

Sachbericht für ein Kleinprojekt der Bayerischen Forschungsstiftung

August 2022

Verfasser:
Vincent Kalchschmid, Veronika Erhart, Kerstin Angerer, Stefan Roth, Dr. Andrea Hohmann

Fraunhofer IGCV

DOI: https://doi.org/10.24406/publica-791

© malp – stock.adobe.com

Inhalt

1 Allgemeine Angaben ... 3

2 Zusammenfassung ... 5

3 Tabelle zum Soll-/Ist-Vergleich des Projektfortschritts ... 6

4 Bericht ... 7

4.1 Ausgangssituation ... 7
4.2 Grundlagen und Stand der Forschung ... 7
4.3 Umsetzung des Vorhabens ... 9
4.3.1 Übersicht über die Arbeitspakete und den Zeitplan ... 9
4.3.2 Umsetzung und Ergebnisse in Arbeitspaket 1 - Technologiescreening und Analyse der Nutzungsmöglichkeiten im industriellen Umfeld ... 12
4.3.3 Umsetzung und Ergebnisse in Arbeitspaket 2 – Methode zur Entwicklung eines standortspezifischen Versorgungskonzepts ... 14
4.3.4 Umsetzung und Ergebnisse in Arbeitspaket 3 – Modell zur Wirtschaftlichkeits- und Nachhaltigkeitsbewertung ... 25
4.3.5 Umsetzung und Ergebnisse in Arbeitspaket 4 – Entwicklung des Auslegetools und Anwendung zur Analyse von Szenarien ... 45
4.3.6 Projektmanagement und Veröffentlichung ... 48
4.4 Erreichungsgrad der Meilensteine ... 48
4.5 Aufgabenverteilung zwischen den Partnern ... 49
4.6 Wirtschaftliche Auswirkungen und Verwertung ... 52
4.6.1 Anwendungspartner ... 52
4.6.2 Technologieexperten ... 53
4.6.3 Fraunhofer IGCV ... 53

5 Publikationen ... 55

6 Erfahrungen in der Projektbearbeitung ... 56

7 Literaturverzeichnis ... 57

1 Allgemeine Angaben

Aktenzeichen:	AZ-1500-21
Thema des Forschungsvorhabens	Im Rahmen von H2StorFa wurden die Potenziale von dezentralen Wasserstofferzeugungs- und -nutzungspfaden an Fabrikstandorten untersucht. Zu diesem Zweck wurde eine Methode zur Auslegung von Wasserstofftechnologien in unterschiedlichen Anwendungsfällen und Energieversorgungssystemen entwickelt und mit Daten und Gegebenheiten realer produzierender Unternehmen angewendet. So entstanden repräsentative Szenarien, die die Basis für weiterführende Untersuchungen und reale Umsetzungsprojekte bilden können. Die Ergebnisse wurden darüber hinaus in ein Auslegetool überführt, das eine schnelle ökologische und ökonomische Bewertung von Planungsalternativen ermöglicht.
Antragsteller:	Fraunhofer-Institut für Gießerei-, Composite- und Verarbeitungstechnik IGCV Am Technologiezentrum 10, 86159 Augsburg
Projektpartner:	Frau Regina Weiser Bayernwerk Natur GmbH Carl-von-Linde-Straße 38, 85716 Unterschleißheim Herr Philipp Rechberger Fronius International GmbH Froniusplatz 1, 4600 Thalheim bei Wels (Österreich) Frau Viktoria Hackner Proton Motor Fuel Cell GmbH Benzstraße 7, 82178 Puchheim Herr Bruno Blöchl Müller Produktions GmbH Gutenbergstraße 12, 87781 Ungerhausen Herr Michael Sauter Kessel AG Bahnhofstraße 31, 85101 Lenting

Herr Dr. Markus Ostermeier
Ostermeier H2ydrogen Solutions GmbH
Dieselstraße 1, 85301 Schweitenkirchen

Frau Dr. Kristin Wirth
IHK Schwaben, Stettenstraße 1+3, 86150 Augsburg
(assoziierter Partner)

Herr Simon Ford
H-Tec Systems GmbH,
Am Mittleren Moos 46, 86167 Augsburg
(assoziierter Partner)

Berichts- und Förderzeitraum:	01.09.2021 bis 28.02.2022

2 Zusammenfassung

Vor dem Hintergrund steigender Energiepreise und dem Bestreben nach einer Dekarbonisierung der Energieversorgung, gewinnt die Eigenversorgung von Fabrikstandorten durch regenerative Energieträger eine zunehmende Bedeutung für produzierende Unternehmen. Da regenerative Erzeugungsanlagen wetterabhängig einspeisen, sind Lösungen für den Ausgleich zwischen dem wechselnden Energieangebot der regenerativen Energiequellen, wie z.B. Photovoltaik- oder Windkraftanlagen, und dem jeweiligen Stromverbrauch des produzierenden Unternehmens erforderlich. Neben Lastverschiebung und Batteriespeichersystemen können hier Wasserstofftechnologien zur Energiespeicherung eingesetzt werden, indem beispielsweise mittels Elektrolyse Wasserstoff aus überschüssigem eigenerzeugten gewonnen und zu einem späteren Zeitpunkt durch eine Brennstoffzelle rückverstromt wird.

Zur Untersuchung der Potenziale von Wasserstoff als Energiespeicher wurden im von der Bayerischen Forschungsstiftung geförderten Projekt „H2StorFa“ die Möglichkeiten zur Erzeugung von Wasserstoff und dessen Nutzung in unterschiedlichen Pfaden simulativ betrachtet und die ökonomischen und ökologischen Auswirkungen untersucht. Neben dem bereits skizzierten Nutzungspfad „Wasserstoff als Energiespeicher“ standen die Nutzungspfade „Wasserstoffmobilität“ sowie „Direktnutzung durch Erdgassubstitution“ im Fokus des Projekts. Im Projektverlauf wurde eine Vorgehensweise zur ökonomischen und ökologischen Bewertung des Einsatzes von Wasserstoff an Fabrikstandorten entwickelt und auf einen synthetischen Anwendungsfall angewendet, der basierend auf realen Daten und Gegebenheiten der beteiligten Anwendungspartner erstellt wurde. Bei der Betrachtung des Nutzungspfads „Wasserstoff als Energiespeicher“ konnten in den Anwendungsfällen Stromgestehungskosten von derzeit zwischen 43 und 79 ct/kWh ermittelt und eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um bis zu 25% gegenüber dem Referenzszenario ohne Wasserstofftechnologien bewirkt werden. Bei der Untersuchung des Nutzungspfads „Wasserstoffmobilität“ konnte mit Kraftstoffkosten für Wasserstofffahrzeuge von 12 bis 15 ct/km gezeigt werden, dass der Nutzungspfad gegenüber Referenzkosten von Dieselfahrzeugen über 8,4 ct/km bereits heute in einem wirtschaftlich attraktiven Bereich liegt. Die Direktnutzung des Wasserstoffs wurde in den betrachteten Szenarien in Kombination mit den anderen Pfaden betrachtet, um bei hoher Verfügbarkeit von am Standort überschüssiger regenerativer Energie die Wasserstoffnutzung zu erweitern.

Die anwendungsfallbezogenen Ergebnisse zeigen somit mögliche Größenordnungen der eingesetzten Technologien sowie ökonomische und ökologische Potenziale der Wasserstoffnutzungspfade auf. Damit bieten sie eine Orientierung für weitere, technisch tiefergehende Betrachtungen und bilden die Basis für reale Umsetzungsprojekte mit Wasserstofftechnologien an Fabrikstandorten.

Um die Übertragbarkeit und Verwertungsmöglichkeiten der Projektergebnisse zu erweitern, wurden die gewonnenen Erkenntnisse zu den Nutzungspfaden sowie das methodische Vorgehen in Form eines Auslegungstools aggregiert. Dieses bietet die Datenbasis und funktionalen Zusammenhänge von industriellen Energieversorgungssystemen und deren Komponenten und vereinfacht damit die Auslegung von Wasserstofftechnologien in ausgewählten Szenarien.

3 Tabelle zum Soll-/Ist-Vergleich des Projektfortschritts

Die nachfolgende Tabelle führt einen Soll-/Ist-Vergleich zwischen dem Projektplan und dem zum Projektende erreichten Arbeitsstand auf. Das Projekt gliederte sich in vier Arbeitspakete und drei Meilensteine. Entsprechend ist der Vergleich des Soll-/Ist-Vergleich aufgebaut. Im Projektverlauf wurden alle Arbeitspakte und Meilensteine dem Projektplan entsprechend abgeschlossen. Maßnahmen im Rahmen eines Risikomanagements waren nicht erforderlich.

Arbeitspaket	Soll Projektplan	Ist-Stand zum Projektende	Maßnahmen/ Risiko-management
AP1 Technologiescreening und Analyse der Nutzungsmöglichkeiten im industriellen Umfeld	Abschluss mit Projekt-monat 2	Planmäßiger Abschluss erfolgt, Meilenstein 1 erreicht: 12 Technologiesteckbriefe sowie zwei ausgefüllte Fragebögen der Anwendungspartner mit allen relevanten Quellen und Verbrauchern für Strom und Abwärme an den Fabrikstandorten verfügbar	Nicht erforderlich
AP2 Methode zur Entwicklung eines standortspezifischen Versorgungskonzepts	Abschluss mit Projekt-monat 5	Planmäßiger Abschluss erfolgt, Meilenstein 2 erreicht: Vorgehen steht in Form eines Ablaufplans zur Verfügung	Nicht erforderlich
AP3 Modell zur Wirtschaftlichkeits- und Nachhaltigkeitsbewertung	Abschluss mit Projekt-monat 5	Planmäßiger Abschluss erfolgt, Meilenstein 2 erreicht: Modelle zur Wirtschaftlichkeitsbewertung und LCA-basierten Nachhaltigkeitsbewertung liegen vor	Nicht erforderlich
AP4 Entwicklung eines Auslegetools und Anwendung zur Analyse von Szenarien	Abschluss mit Projekt-monat 6	Planmäßiger Abschluss erfolgt, Meilenstein 3 erreicht: Datenmodell und Inventar erforderlicher funktionaler Zusammenhänge zwischen standortspezifischen Eingabedaten und resultierenden Spezifikationen liegen vor, Ergebnisse der Anwendung anhand der industriellen Anwendungsfälle sind dokumentiert	Nicht erforderlich

4 Bericht

4.1 Ausgangssituation

Um die von der deutschen Bundesregierung angestrebte Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 zu erreichen und die Energiewende erfolgreich umzusetzen, muss die Energieversorgung zukünftig weitgehend auf Öl, Gas und Kohle verzichten und noch stärker als bisher auf regenerative Energieträger wie Solar- und Windenergie umgestellt werden [1]. Neben technischen Hürden, wie etwa dem Ausgleich von Schwankungen des Energieangebots in Folge steigender Anteile von volatilen erneuerbaren Energien am Strommix, stellen kontinuierlich steigende Strompreise eine wirtschaftliche Herausforderung für viele Industrieunternehmen dar. So ist beispielsweise seit dem Jahr 2000 ein Anstieg des Industriestrompreises von über 190 % zu verzeichnen [2]. Vor allem klein- und mittelständische Unternehmen (KMU), die nicht der energieintensiven Industrie zugeordnet werden, müssen dabei die volle Umlage- und Steuerlast tragen, auf die etwa 40 % des Bruttostrompreises zurückzuführen sind [3]. Gleichzeitig sank die Einspeisevergütung von eigenerzeugtem Solarstrom von knapp 50 ct/kWh im Jahr 2000 auf ca. 5 ct/kWh im Jahr 2021 [4]. Aus den genannten Gründen wird die Erhöhung der Stromeigenerzeugung an Industriestandorten mit anschließender Stromnutzung vor Ort kostentechnisch zunehmend attraktiver als der externe Zukauf oder die Einspeisung in das öffentliche Stromnetz. Neben wirtschaftlichen Faktoren spielen auch auslaufende Förderungen eine Rolle. So können Photovoltaikanlagen, die nach 20 Jahren aus ihrer EEG-Förderung fallen, weiterhin zur kostengünstigen Eigenstromerzeugung genutzt werden. Auch der ökologische Fußabdruck wird durch Eigenerzeugung und Eigenverbrauch elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen verbessert. Dadurch können Emissionen, die infolge fossiler Energiequellen im deutschen Strommix entstehen, vermindert werden. Wird die Stromeigenversorgung durch erneuerbare Energien erhöht, entstehen unter anderem vermehrt Schwankungen im Energieangebot. Kurzfristige Fluktuationen über den Tag hinweg werden primär von Batteriespeichern kompensiert [5]. Für den Ausgleich saisonaler Schwankungen wird der Energieträger Wasserstoff als einer der Schlüsselelemente deklariert [6]. Neben der Energiespeicherung kann die Eigenerzeugung von Wasserstoff auch für anderweitige Anwendungsfelder, wie der Mobilität und Intralogistik, oder als technisches Gas in Produktionsprozessen nachhaltig sein [7, 8]. In diesem Kontext bedarf es einer komplexen Betrachtung aller Energieformen und einer effizienten Verknüpfung verschiedener Sektoren bestehender Energiesysteme. Für eine möglichst effiziente Erzeugung und Nutzung an dezentralen Standorten ist somit ein ganzheitliches Energieversorgungskonzept aus Photovoltaikanlagen, Energiespeichern, Elektrolyse und Brennstoffzelle mit geeigneten Wasserstoffnutzungspfaden notwendig.

4.2 Grundlagen und Stand der Forschung

Derzeit ist nicht bekannt, für welche Nutzungspfade und unter welchen Randbedingungen der Einsatz von Wasserstoff für Produktionsstandorte ökonomisch und ökologisch attraktiv sein kann. Im Folgenden werden daher im ersten Schritt Forschungsprojekte vorgestellt, die unterschiedliche Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff untersuchen. Darauf aufbauend werden

bereits verfügbare Kennzahlen und Tools vorgestellt, die eine erste Abschätzung des Einsatzpotentials von Wasserstofftechnologien erlauben.

Mehrere innovative Projekte beschäftigen sich bereits mit der Herstellung von grünem Wasserstoff und der Erschließung von Anwendungspotentialen. Eines der bedeutendsten Forschungsvorhaben für die Kombination von erneuerbaren Energien und grünem Wasserstoff ist das Kopernikus-Projekt „P2X: Erneuerbare Energie umwandeln und speichern" [9]. Die Kernthematik liegt hierbei auf der Reduktion der Herstellkosten von Wasserstofftechnologien durch die Optimierung der Elektrolyseure. Außerdem soll die Speicherung und der Transport optimiert und die anschließenden Nutzungspfade des Wasserstoffs als Ausgangsprodukt für die chemische Industrie oder für die Mobilität untersucht werden. In Hinblick auf das Potential des Energieträgers Wasserstoff, startete das Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) die HyLand-Initiative, um Deutschland zu einer der führenden Wasserstoffnationen zu entwickeln. Damit soll ein Anreiz zur Errichtung einer lokalen Wasserstoffwirtschaft mit verschiedenen Forschungsinstrumenten geschaffen werden [10]. Ein Teilvorhaben dieser Initiative wird beispielsweise im Landkreis Oberallgäu durchgeführt. Hier erzeugt eine regionale Kläranlage einen jährlichen Überschussstrom von etwa zwei Gigawattstunden. Der gleichmäßig und in konstanter Menge anfallende Strom verspricht eine wirtschaftliche Wasserstoffproduktion. Die Herstellung von regionalen grünen Wasserstoff dient dabei der Versorgung von Energie- und Transportanwendungen [11]. Im Forschungsprojekt „HyPerFerment" werden, neben der Wasserstoffherstellung, auch Systeme zur dezentralen Speicherung und Verteilung von Wasserstoff erforscht [12, 13]. Ein weiteres Projekt, dass sich mit der Speicherung von elektrischer Energie durch den Energieträger Wasserstoff beschäftigt, ist das deutsch-französischen Kooperationsprojekt „Living Laboratory – Living H2" [14]. Die Kernthematik des Projekts liegt in der energetischen Nutzung von Wasserstoff als saisonaler Energiespeicher in Privathaushalten. Ziel ist hier die ganzjährige Steigerung des Autarkiegrads von Privathaushalten. Neben der energetischen Nutzung von Wasserstoff als Energiespeicher, ist auch die stoffliche Nutzung des Gases vor allem in der energieintensiven Industrie von Interesse. Dabei verursacht der Teilsektor der Stahlindustrie mit rund 30 % der Emissionen den größten Teil des Industriesektors in Deutschland [15]. Beispielhafte Projekte, wie „Carbon2Chem" und „H2 aus Hamburg (H2H)" sollen die Nutzung von Wasserstoff in Industrieprozessen zur Vermeidung von CO_2-Emissionen erproben [16, 17].

Neben den genannten Projekten zur Herstellung, Nutzung oder Speicherung von grünem Wasserstoff sind auch Methoden zur Integration des Energieträgers in ganzheitliche Energiesysteme erforderlich. So beschäftigen sich Schluck et al. [18] und Weißmann et al. [19] mit der Integration bzw. Betrachtung von Wasserstoff als Energiespeicher in Energieversorgungs-systeme. Während Geißendörfer et al. [20], Xiang et al. [21], Koirala et al. [22] und Allen et al. [23] vor allem den Anwendungsfall der Wasserstoffmobilität untersuchen. Dabei betrachten die genannten Autoren überwiegend Stadtquartiere oder Regionen, jedoch selten bis kaum die dezentrale Versorgung einzelner Produktionsstandorte. Um die genannte Integration von Wasserstofftechnologien in Energiesysteme zu erleichtern, gibt es zur ersten Abschätzung und Starthilfe für KMU bereits einen „Wasserstoff-Rechner" der PricewaterhouseCoopers GmbH [24]. Dieser dient einer vorläufigen Einschätzung zur Wirtschaftlichkeit von Wasserstoffanwendungen und Technologien wie Elektrolyseuren. Das

Tool stützt sich auf anwenderspezifische Eingabedaten wie Stromverbräuche, Wirkungsgrade und Kostenentwicklungen. Der Ökologische Aspekt wird in vermiedenen CO_2-Tonnen pro Jahr ausgegeben. Eine umfassende Darstellung eines modellierten Energieversorgungskonzepts mit Wasserstoff als Langfristspeicher und eine mögliche Rolle in weiteren Anwendungsfällen ist jedoch nicht möglich.

Es bleibt festzuhalten, dass v.a. die direkte Nutzung von Wasserstoff in Industrieprozessen zentraler Forschungsschwerpunkt in bisherigen Vorhaben war. Neben der energieintensiven Industrie und dem dortigen Einsatz von Wasserstoff, wurden analog auch dezentrale Anwendungen von Wasserstoff innerhalb von Pilotprojekten im urbanen Raum und für Privathaushalte untersucht. Im Kontext von Industrie und Gewerbe fehlt die Integration von Wasserstoff in ein ganzheitliches standortspezifisches Energieversorgungskonzept sowie die Analyse notweniger Voraussetzungen und Rahmenbedingungen für die wirtschaftlich und ökologisch sinnvolle Integration. Die in den Vorarbeiten dargestellten vielfältigen Nutzungspfade von Wasserstoff im industriellen Umfeld sowie die erforderliche Kopplung mit anderen Technologien wie Batteriespeichern, verbunden mit den vielschichtigen und standortindividuellen Energieflüssen bei Produktionsbetrieben, resultieren in einer hohen Komplexität zur Entwicklung derartiger Versorgungskonzepte. Bestehende Methoden zur Planung von Energiesystemen zeigen derzeit nur die möglichen Nutzungspfade von Wasserstoff auf, jedoch wird in diesen nicht die Integration von Wasserstoffkomponenten in komplexe Energiesysteme unter Berücksichtigung von Energieflussdaten an Industriestandorten untersucht. Angesichts der zahlreichen Kombinationsmöglichkeiten und Stellhebel ist zudem eine Abschätzung des ökologischen und ökonomischen Nutzens von Wasserstoff an Fabrikstandorten mit erheblichen Aufwand verbunden. Untersuchungen, unter welchen Randbedingungen die verschiedenen Wasserstoffnutzungspfade wirtschaftlich und ökologisch erfolgsversprechend und effizient sein können, liegen bisher nicht vor. Um den Einstieg v.a. für KMU zu erleichtern, muss kurzfristig der planerische Aufwand für die Integration von Wasserstofftechnologien und die möglichen Wasserstoffnutzungspfade an den Produktionsstandorten reduziert werden. Aufgrund der hohen Komplexität und individuellen Standortbedingungen ist zu diesem Zweck die Entwicklung eines geeigneten, methodischen Vorgehens erforderlich. Darüber hinaus bedarf es Werkzeugen zur schnellen Beurteilung des wirtschaftlichen und ökologischen Potentials bei der Nutzung von Wasserstoff an Industriestandorten. Um dies zu ermöglichen, müssen die für einen sinnvollen Einsatz maßgeblichen Faktoren systematisch identifiziert werden.

4.3 Umsetzung des Vorhabens

In der Vorstellung der Umsetzung des Vorhabens H2StorFa zur Entwicklung einer Methode zur gesamtheitlichen Auslegung des Energiesystems von Produktionsstandorten mit dezentraler Wasserstofferzeugung und -nutzung wird nachfolgend zunächst auf die übergeordnete Projektstruktur sowie den Zeitplan eingegangen. Anschließend folgt eine Darstellung des methodischen Vorgehens und eine Diskussion der erzielten Ergebnisse sowie ein Überblick zum Projektmanagement und zur Öffentlichkeitsarbeit.

4.3.1 Übersicht über die Arbeitspakete und den Zeitplan

Für die Projektbearbeitung wurden die Arbeitsinhalte auf vier Arbeitspakete (AP) aufgeteilt. In AP1 (Technologiescreening und Analyse der Nutzungsmöglichkeiten im industriellen Umfeld) wurden zunächst für industrielle Energie- und Medienversorgungskonzepte relevante Technologien sowie im industriellen Umfeld nutzbare Wasserstofftechnologien identifiziert. Hier sind die Wasserstofftechnologien als Ergänzungen konventioneller Versorgungssysteme für Wärme, Strom und technische Gase inklusive von technisch etablierten Speichertechnologien zu verstehen. Für die identifizierten Technologien wurden Technologiesteckbriefe auf Basis einer zuvor erarbeiteten Steckbriefvorlage durch Recherche und Austausch der Technologieexperten im Konsortium erstellt. Parallel wurden über ein ebenfalls zuvor erarbeitetes Template Energie- und Medienbedarfe sowie zugehörige Verbrauchsdaten in Form von Jahresmengen und Lastgängen bei den Anwendungspartnern abgefragt. Zur vertieften Betrachtung der Anforderungen an industriellen Energieversorgungskonzepte wurden zudem Interviews mit den Partnern Kessel AG und Müller Produktions GmbH durchgeführt. Die so gewonnenen Ergebnisse bilden die Grundlage aus technischen Spezifikationen möglicher einsetzbarer Technologien und Anforderungen von Unternehmen an die im Rahmen von AP2 zu entwickelnde Methode zur Entwicklung von standortspezifischen Versorgungskonzepten. Für AP2 wurde eine induktive Herangehensweise zur Ableitung einer allgemeinen Methode auf Basis der konkreten Erarbeitung eines Versorgungskonzepts gewählt. Konkret bedeutet dies, dass ausgehend von einem spezifischen Anwendungsfall ein Versorgungskonzept erstellt wurde und aus den gewonnen Erkenntnissen und der Dokumentation des Ablaufs der Bearbeitung eine allgemeine Methode abgeleitet wurde. So konnte unter anderem sichergestellt werden, dass die Ergebnisse der Methode für die in AP3 verortete ökonomische und ökologische Bewertung geeignet und auf das zu erarbeitende Bewertungsmodell abgestimmt sind. In AP4 wurde das entwickelte Vorgehen mit den verwendeten Eingabeparametern und Ausgabegrößen der Simulationsstudien zu einem allgemeinen Datenmodell aggregiert, sodass ein Basisgerüst für ein Auslegtool in Form von funktionalen Zusammenhängen erstellt werden konnte. Abbildung 1 fasst die Struktur der Arbeitspakete zusammen:

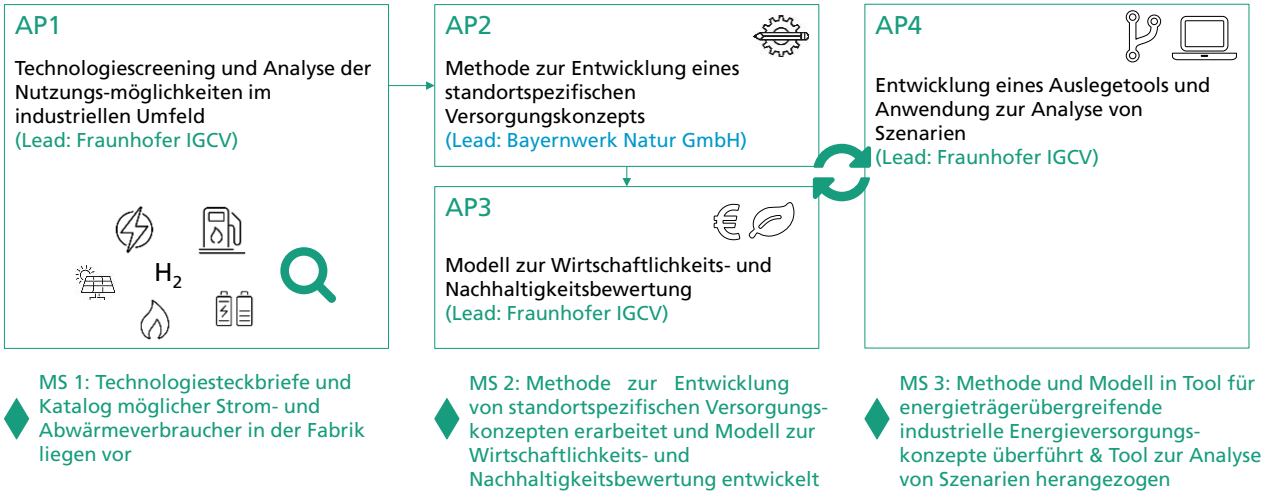


Abbildung 1: Übersicht der Arbeitspakete und Meilensteine

In Abbildung 2 ist die zeitliche Verortung der Arbeitspakete im Projektverlauf dargestellt:

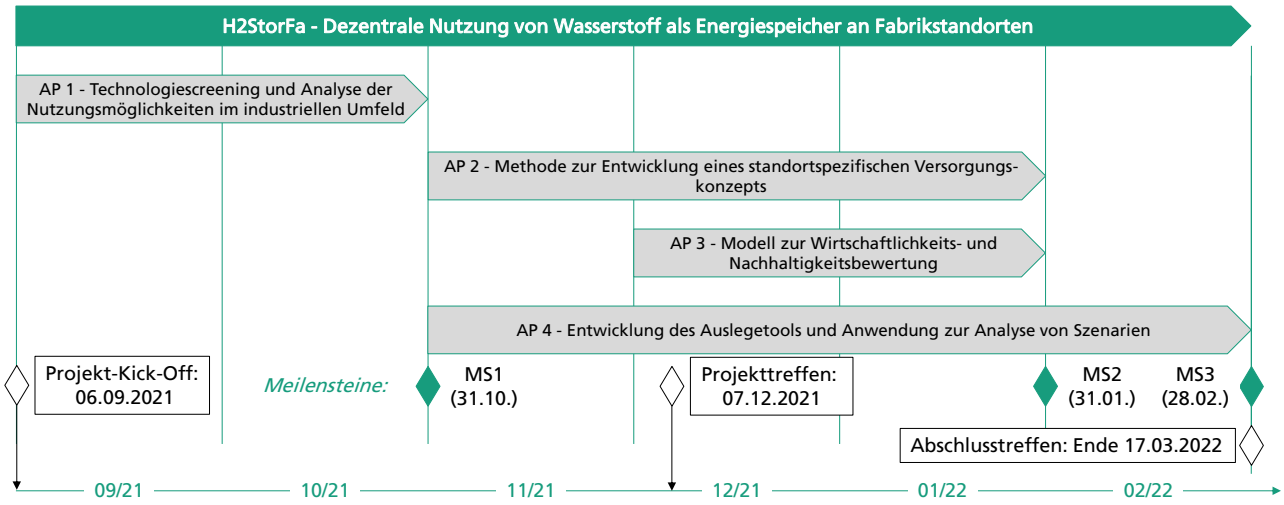


Abbildung 2: Projektzeitplan

Im Projektvorhaben wurden folgende, ebenfalls in Abbildung 2 markierte Meilensteine (MS) für die Projektbearbeitung erreicht:

- MS 1: Zu Meilenstein 1 lagen die Steckbriefe relevanter Technologien zur Entwicklung gesamtheitlicher Energieversorgungskonzepte mit integrierter dezentraler Wasserstofferzeugung und -speicherung sowie ein Katalog möglicher relevanter Strom-, Abwärme- und Wasserstoffverbraucher in der Fabrik vor.

- MS 2: Zu Meilenstein 2 wurde eine Methode zur Entwicklung eines standortspezifischen Versorgungskonzepts erarbeitet und ein Modell zur Wirtschaftlichkeits- und Nachhaltigkeitsbewertung entwickelt
- MS 3: Zu Meilenstein 3 wurden Methode und Simulationsergebnisse in ein Auslegetool für energieträgerübergreifende industrielle Energieversorgungskonzepte überführt sowie dieses zur Analyse von ausgewählten Szenarien herangezogen

Im Projektverlauf wurden drei Projekttreffen auf konsortialer Ebene durchgeführt:
- Projekt-Kick-Off mit Vorstellung des Projekts und der Konsortialpartner am 06.09.2021
- Projekttreffen zur Halbzeit mit Präsentation der bisherigen Ergebnisse und Planung der weiteren Projektbearbeitung am 07.12.2021
- Projekt-Abschlusstermin mit Ergebnispräsentation am 17.03.2022

Alle drei Treffen mussten pandemiebedingt als Webkonferenzen per Microsoft Teams abgehalten werden. Durch die Vorbereitung von Präsentationsfolien, gemeinsam virtuell bearbeiteten Dokumenten und ausführlichen Protokollen zu den Veranstaltungen, wurde dennoch eine geeignete Projektkommunikation ermöglicht.

4.3.2 Umsetzung und Ergebnisse in Arbeitspaket 1 - Technologiescreening und Analyse der Nutzungsmöglichkeiten im industriellen Umfeld

Ziel des AP 1 war es, mittels eines Technologiescreenings und der Analyse von Nutzungsmöglichkeiten alle relevanten Technologien zur Energieversorgung und Anwendungsfelder von Wasserstoff zu identifizieren und zu bewerten. Hierzu gehörten die Erfassung von technischen und wirtschaftlichen Kennzahlen der Technologien sowie die systematische Generierung von Nutzungsmöglichkeiten von Wasserstoff, Strom und Abwärme in den industriellen Energiesystemen. Das Arbeitspaket mündete in den Meilenstein 1 „Technologiesteckbriefe und Katalog möglicher Verbraucher und Quellen von Strom und Abwärme in der Fabrik liegen vor“, der fristgerecht abgeschlossen werden konnte.
Die Bearbeitung des Arbeitspakets war durch einen starken Austausch zwischen den beteiligten Projektpartnern geprägt. Zwei Workshops widmeten sich den Technologien und Nutzungsmöglichkeiten am 10.09.2021 bzw. der Priorisierung und der Zuweisung von Expertenrollen am 05.10.2021.
Im ersten Workshop wurde ein initiales Brainstorming zu Technologien der Energie- und Medienversorgung an Fabrikstandorten und den Nutzungsmöglichkeiten von Wasserstoff durchgeführt. Es folgte die Priorisierung der gesammelten Technologien und Nutzungsmöglichkeiten für die weitere, vertiefte Betrachtung. Nach der Vorstellung eines ersten Entwurfs für eine Vorlage der Technologiesteckbriefe wurde dieser im Rahmen separater Abstimmungstermine angepasst und erweitert, sodass eine strukturierte Erfassung aller Informationen und Kennzahlen zu den identifizierten und priorisierten Technologien ermöglicht wurde.
Die Technologiesteckbriefe enthielten u. a. die Möglichkeit zur Aufnahme verfügbarer Leistungsbereiche, Qualitätsmerkmale der eingesetzten Medien sowie Temperatur- und Druckniveaus für die Erzeugung und den Verbrauch von Energie und Medien. Darüber hinaus konnten Randbedingungen für den Betrieb, wirtschaftliche und ökologische Kenndaten sowie

Fördermöglichkeiten und rechtlichen Rahmenbedingungen festgehalten werden. In Abbildung 3 ist ein Ausschnitt eines exemplarischer Technologiesteckbrief für Elektrolyseure dargestellt. Der obere Bereich zeigt Kurzbeschreibungen, Attribute, Datentypen, Werte und Einheiten zu technischen Kennzahlen. Es folgen wirtschaftliche Daten, wie z.B. Investitionskosten, Betriebs- und Wartungskosten. Im unteren Teil des Technologiesteckbriefs sind rechtliche Rahmenbedingungen aufgeführt, die es bei der Projektierung und dem Betrieb der Technologie zu beachten gilt.

H2StorFa			
Technologiesteckbrief	Elektrolyse	Stand:	29.10.2021
		Version:	ENTWURF

Kategorie		Attribut	Datentyp	Wert	Einheit	Quellen
Kurzbeschreibung		Kurzbeschreibung	string	...		
Erzeugung	1	Erzeugung von	string	H_2	Nm^3	
	1	Leistungsbereich verfügbar von	int	0,004	Nm^3/h	
	1	Leistungsbereich verfügbar bis	int	420	Nm^3/h	
	1	Qualität von	double	10	°C	
	1	Qualität bis	double	60	°C	
	1	Qualität von	double	2.000.000	Pa	
	1	Qualität bis	double	30.000.000	Pa	
	2	Erzeugung von	string	O_2	Nm^3	
	2	Leistungsbereich verfügbar von	int	0,002	Nm3/h	
	2	Leistungsbereich verfügbar bis	int	210	Nm3/h	
	2	Qualität von	double	-	°C	
	2	Qualität bis	double	60	°C	
	2	Qualität von	double	100.000	Pa	
	2	Qualität bis	double	100.000	Pa	
	n	Erzeugung von	string	Wärme	kWh_{th}	
	n	Leistungsbereich verfügbar von	int	0	kW	
	n	Leistungsbereich verfügbar bis	int	400	kW	
	n	Qualität von	double	-	°C	
	n	Qualität bis	double	60	°C	
Verbräuche	1	Verbrauch von	string	Strom	kWh_{el}	
	1	Wirkungsgrad/Umwandlunsggrad/spez. Verbrauc	double	4,54 - 9,09	kWh/Nm^3	
	m	Verbrauch von	string	Wasser	kg	
	m	Wirkungsgrad/Umwandlunsggrad/spez. Verbrauc	double	1,00	l/Nm3	
Betrieb		Pot. Volllaststundenzahl	int	8.760	h/a	
		Betriebsverhalten	string	Kontinuierlich	-	
		Min. Last	int	2-20	%	
		Redundanz erforderlich?	bool	NEIN	-	
		Ausfallstrategie/Konzept zur Notversorgung	string	NEIN	-	
Wirtschaftliche Daten		Investitionskosten 2021	double	1500 - 2600	€/install. Erzeugungsleistung	
		Investitionskosten 2030 (Prognosewert)	double	750 - 1300	€/install. Erzeugungsleistung	
		Betriebskosten (ohne Energie- und Medienverbr.)	double	3 - 5	% von $C_{invest/a}$	
		Wartungskosten	double	5 - 7	% CAPEX p.a.	
		Entsorgungskosten	double	-	€/Einheit Erzeugung	
		Contracting-Modelle?	bool	-	JA/NEIN	
		Projektierungsdauer/Lieferzeit	double	90 - 420	Tage	
		Abschreibungsdauer	double	-	Jahre	
		Nutzungsdauer	double	35.000 h MTTF	Jahre	
		Marktreife	int	8	TRL	
Rechtliche Rahmenbedingungen		Einschlägige Gesetze und Verordnungen	string	BImSchV, Gewerbeaufsicht	-	
		Genehmigungsprozesse erforderlich?	bool	Ja	-	
		Erforderlicher Anlagenschutz	string	Be-/ Entlüftung, Blitzschutz, Brandschut	-	

Abbildung 3: Ausschnitt eines exemplarischen Technologiesteckbriefs für Elektrolyseure

Mit dem zweiten Workshop erfolgte die Zuweisung der Expertenrollen zu den Technologien. Dies ermöglichte die zielgerichtete Einbindung der beteiligten Technologiepartner beim

Befüllen der Technologiesteckbriefe. Im Rahmen des Workshops und in folgenden bilateralen Telefonaten und E-Mail-Korrespondenzen konnten alle erforderlichen Daten generiert werden. Eine Literaturrecherche diente der Validierung der Daten und der Ergänzung fehlender Informationen.
Ergänzend zu den Technologiesteckriefen wurde ein Katalog zur Nutzung von Strom, Abwärme oder Wasserstoff durch relevante Verbraucher in der Fabrik erstellt. Der Katalog führte alle Medienbedarfe auf, wie z.B. von Strom, Brennstoffen, Wärme und Kälte über technische Gase und Druckluft. Die einheitliche Vergabe der Einheiten und Werte ermöglichte es anschließend, die erforderlichen Daten der beteiligten Anwendungspartner strukturiert abzufragen, zu vergleichen und aufzubereiten.

4.3.3 Umsetzung und Ergebnisse in Arbeitspaket 2 – Methode zur Entwicklung eines standortspezifischen Versorgungskonzepts

Ziel des AP 2 war die Entwicklung einer Methode für die Entwicklung von standortspezifischen Versorgungskonzepten. Diese Methode umfasst sowohl die Komponentenauswahl und die Dimensionierung der Komponenten als auch die Ermittlung relevanter Kennzahlen für die anschließende Bewertung verschiedener Versorgungskonzepte in AP 3. Zur besseren Nachvollziehbarkeit und Übertragbarkeit wurde das Vorgehen abschließend in Form eines Ablaufdiagramms dokumentiert.

Für die Entwicklung der Methode wurde in Abstimmung mit den Projektpartnern ein induktives Vorgehen gewählt. „Induktiv“ ist hier im Sinne von „Vom Einzelnen zum Allgemeinen hinführend“ zu verstehen. Ein induktives Vorgehen bedeutet im Kontext des Projekts, dass die im Konsortium verfügbaren spezifischen Informationen (z. B. Medienbedarfe aus AP 1) genutzt wurden, um Versorgungskonzepte für einen konkreten synthetischen Anwendungsfall, der auf den realen Anwendungsfällen der Partner Müller Produktions GmbH und Kessel AG basiert, zu entwickeln.
Ausgehend von den konkreten Ergebnissen und den gewählten Schritten der Bearbeitung sollten dann übertragbare Fragestellungen und allgemeingültige Lösungsansätze abgeleitet werden. Dafür mussten das gewählte Vorgehen und insbesondere die getroffenen Entscheidungen dokumentiert und analysiert werden. Ziel bei der Wahl dieser Herangehensweise war die optimale Ausnutzung des Fachwissens der Technologiepartner und eine möglichst direkte Einbindung der Anwendersicht in die Entwicklung der Methode. Im Folgenden soll der Ablauf der Bearbeitung von AP 2 mit dem gewählten Vorgehen dargestellt werden.

Komponentenauswahl sowie Festlegung der Bewertungskriterien

Als Eingangsgrößen für AP 2 dienten in erster Linie die in AP 1 erarbeiteten Technologiesteckbriefe und Vorlagen zur Erfassung von Daten zum Energieverbrauch, der Energie-Eigenerzeugung sowie allgemeiner ökonomischer und betrieblicher Randbedingungen bei den Anwendungspartnern. Zusätzlich wurden zur Definition möglicher Zielkriterien, die im Rahmen des Projekts zu beantwortenden Fragestellungen in Interviews mit den Anwendungspartnern Müller Produktions GmbH (Workshop 1 am 09.11.2021) und KESSEL AG (Workshop 2 am 10.11.2021) abgefragt. In Tabelle 1 sind einige exemplarische Leitfragen

aufgeführt. Dabei wurden auf Basis eines zuvor erarbeiteten Interviewleitfadens explizit Erwartungen an Energieversorgungskonzepte und konkrete Nutzungsmöglichkeiten von Wasserstoff aufgenommen. Im dritten Workshop zu AP 2 am 01.12.2021 erfolgte dann eine Konsolidierung der Interviewprotokolle. Diese bildete die Basis für das weitere Vorgehen.

Interview-Leitfragen (Auszüge)	
Standort und Infrastruktur	Welche Anschlüsse an externe Infrastruktur der Energie- und Medienversorgung sind vorhanden?
	Liegt das Unternehmen in einem Industrie-, Gewerbemisch- oder Wohngebiet?
Energiebilanz	Wo sehen Sie in Ihrem Energie- und Medienversorgungssystem die größten Ströme von Außen ins System?
	Wo sehen Sie in Ihrem Energie- und Medienversorgungssystem die größten Ströme vom System nach Außen?
	Wo sehen Sie in Ihrem Energieversorgungssystem Differenzen zwischen Eigenerzeugung und Eigenverbrauch, die auf zeitlichen Verschiebungen von Angebot und Nachfrage beruhen?
Wasserstoffnutzung	Nutzen Sie bereits Wasserstoff als Energieträger oder Prozessgas?
	Wo sehen Sie zukünftig Nutzungsmöglichkeiten von Wasserstoff in Ihrem Unternehmen?
…	…

Tabelle 1: Auszug aus den Leitfragen der Anwendungspartner-Interviews

Aus dem Interview mit der Müller Produktions GmbH ging als übergeordnetes und höchstpriorisiertes Ziel für den Einsatz von Wasserstofftechnologien die Erhöhung des Strom-Eigenverbrauchsanteils durch Langfristspeicherung und Rückverstromung hervor. Aktuell wird Wasserstoff am Standort Ungerhausen bereits zur Formiergasherstellung genutzt. Zukünftig ist außerdem die Nutzung von Wasserstoff als Energieträger für den firmeneigenen Fuhrpark oder zur Vermarktung an einer öffentlichen Tankstelle denkbar. Außerdem könnte eine Umrüstung des vorhandenen Blockheizkraftwerks (BHKW) für den Betrieb mit Wasserstoff umgesetzt werden. Den Ansatzpunkt für die Nutzung von Wasserstoff als Energiespeicher bildet bei der Müller Produktions GmbH der tagsüber und vor alle im Sommer vorliegende deutliche PV-Strom-Überschuss. Zudem ist nachts die Grundlastdeckung durch ein vorhandenes BHKW aufgrund von regulatorischen Beschränkungen für dessen Betrieb nicht ausschließlich über Eigenversorgung möglich. Somit kommt Wasserstoff auch als Energieträger für die Kurzzeitspeicherung in Frage.
Für die KESSEL AG ist das übergeordnete Ziel für den Einsatz von Wasserstofftechnologien ebenfalls die Maximierung des Eigenverbrauchsanteils des am Standort erzeugten PV-Stroms. Dies hat insbesondere aufgrund der in wenigen Jahren auslaufenden Förderung der PV-Netzeinspeisung eine hohe Relevanz und Dringlichkeit. Aktuell wird Wasserstoff bei der KESSEL AG weder stofflich noch energetisch genutzt. Als denkbare zukünftige Anwendungsfelder

wurden von KESSEL AG ein vollständig oder zum Teil mit Wasserstoff betriebenes BHKW, eine Wasserstoffbeimischung bei gasbefeuerten Rotationssinteranlagen in der Produktion, eine Wasserstoffbeimischung im Heizsystem oder eine langfristige Umstellung des Firmenfuhrparks auf Wasserstoff genannt. Da zusätzliche Investitionen in eine Erweiterung der PV-Stromerzeugung und in zusätzliche BHKW geplant sind, werden künftig weitere Speicherkapazitäten erforderlich, die zum Teil durch Wasserstoff dargestellt werden könnten.

Zusammenfassend wurden in den Interviews folgende relevante Wasserstoffanwendungen zur weiteren Berücksichtigung im Rahmen von AP 2 ermittelt:

- Wasserstoff als Energiespeicher für Strom
- Wasserstoffmobilität
- Wasserstoff-Direktnutzung bspw. als Prozessgas oder zur Brennstoffsubstitution
- Einsatz von Wasserstofftechnologien zur Notstromversorgung

Weiterhin haben beide Anwender neben ökonomischen und ökologischen Bewertungsgrößen insbesondere die Kennzahlen Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad als relevante Zielkriterien aufgeführt, so dass diese nach gemeinsamer Diskussion im Workshop am 01.12.2021 als zusätzliche Bewertungskriterien festgelegt wurden.

Auf Basis dieser Anforderungen wurden im nächsten Schritt die zu betrachtenden Nutzungspfade definiert:

- Nutzungspfad 1: Wasserstoff als Energiespeicher für Strom
    - Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse unter Einsatz von Strom aus Photovoltaikanlagen (PV)
    - Speicherung des Wasserstoffs in einem Druckspeicher
    - Nutzung des Wasserstoffs zur Rückverstromung mittels einer Brennstoffzelle in Zeiten einer nicht ausreichenden PV-Erzeugung zur Deckung des Eigenbedarfs
- Nutzungspfad 2: Wasserstoffmobilität
    - Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse unter Einsatz von Strom aus Photovoltaikanlagen (PV)
    - Verdichtung des Wasserstoffs auf 400 bar
    - Nutzung des verdichteten Wasserstoffs für Mobilitätsanwendungen in Personenkraftwagen (PKW), Lastkraftwagen (LKW) und Intralogistikfahrzeugen (z. B. Flurförderfahrzeugen)
    - Betrachtung der jeweils durch eigenerzeugten Wasserstoff abdeckbaren Fahrleistung als zusätzliches Bewertungskriterium
- Nutzungspfad 3: Wasserstoffdirektnutzung
    - Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse unter Einsatz von Strom aus Photovoltaikanlagen (PV)
    - Keine Verdichtung oder Speicherung
    - Nutzung des Wasserstoffs z. B. in direkter stoffliche Nutzung in Prozessen oder zur Beimischung bei Erdgasverbrauchern

Der in den Workshops diskutierte Nutzungspfad zur Notstromversorgung durch eine Brennstoffzelle wurde aufgrund der geringen Einsatzzeiten von Notstromsystemen und der entsprechend geringen zu erwartenden Auswirkungen auf die ökonomischen, ökologischen und energetischen Kennzahlen in der weiteren Betrachtung nicht vertieft

Auf Basis der definierten Nutzungspfade wurde anschließend ein synthetischer Anwendungsfall unter Berücksichtigung der von den Anwendungspartnern bereitgestellten Daten zu Energieverbräuchen, Eigenerzeugung und weiteren Randbedingungen formuliert. Dafür wurden reale Verbrauchsdaten und Lastgänge durch Skalierung und Kombination auf ein möglichst repräsentatives, fiktives Unternehmen zugeschnitten. Außerdem wurde für den synthetischen Anwendungsfall ein repräsentativer Anlagenpark für die Energieerzeugung definiert und dimensioniert. Als angenommener vorhandener Anlagenpark wurde eine Kombination aus ErdGaskessel, PV-Anlage und Batteriespeicher festgelegt. Hintergrund dieser Vorgehensweise ist die Sicherstellung der Übertragbarkeit der Ergebnisse, die Gewährleistung der grundsätzlichen Einbindbarkeit aller relevanten Wasserstofftechnologien sowie die der Möglichkeit der Validierung des generierten Vorgehens mit den realen und unveränderten Anwenderdaten nach Abschluss der Bearbeitung.
Anschließend wurden mithilfe des synthetischen Anwendungsfall (vorhandener Anlagenpark und Verbrauchs- bzw. Erzeugungsdaten) sinnvolle Technologiekombinationen identifiziert. Dafür wurden die vorhandenen Erzeuger der Energie- und Medienversorgung mit den Wasserstofftechnologien Elektrolyseur, Wasserstoffspeicher und Brennstoffzelle sowie vorliegenden weiteren Quellen (z. B. Netze, Versorger) und Senken (Verbräuche) verknüpft.

Für die Verknüpfung wurden Stränge zur Darstellung von Energie- bzw. Massenbilanzkreisen für Strom, Erdgas, Wärme und Wasserstoff gebildet. Abbildung 4 stellt die Technologiekombination mit einem Wasserstoffstrang (blau), Stromstrang (grün), Erdgasstrang (orange) und Heizwärmestrang (rot) schematisch dar. Eingesetzte Technologien in Form von grauen Kästchen überlagern die betroffenen Stränge. Die Produktion von Energie bzw. Medien wird in den grauen Kästchen mit einem Plus-, die Nutzung bzw. der Verbrauch mit einem Minus-Symbol dargestellt. So nutzt die Brennstoffzelle Wasserstoff aus dem Wasserstoffstrang und produziert elektrische Energie für den grün dargestellten Stromstrang. Weiterhin entsteht Abwärme, die im Heizwärmestrang genutzt werden kann.

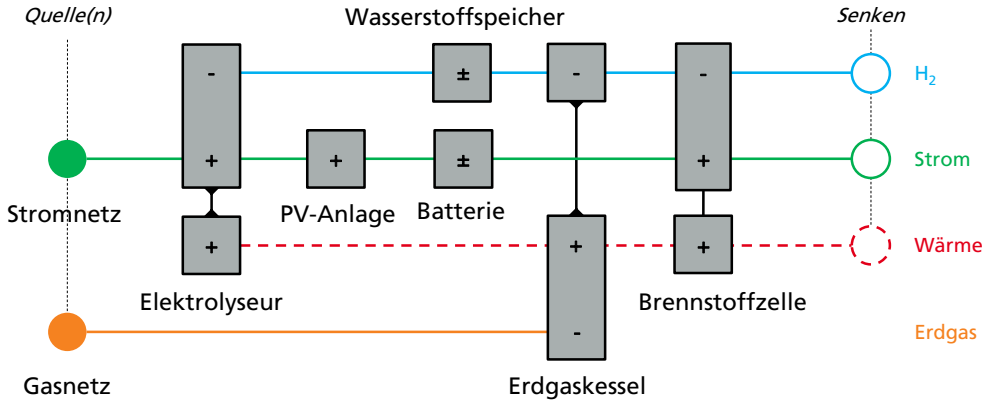


Abbildung 4: Schema der Technologiekombination für den synthetischen Anwendungsfall

Mit der Sammlung aller relevanten Eingangsdaten, der Definition von Randbedingungen, Zielkriterien und Technologiekombinationen eines synthetischen Anwendungsfalls sowie der Festlegung von Nutzungspfaden wurde die Grundlage für die weitere Bearbeitung von AP 2 geschaffen.

Komponentendimensionierung

Im Rahmen des induktiven Vorgehens erfolgte darauf aufbauend mithilfe von Simulationsstudien und Sensitivitätsanalysen die Komponentendimensionierung des vorgegebenen Energieversorgungssystems. Die Auswertung und Interpretation der Simulationsergebnisse ermöglichen die Ableitung einer allgemeinen Methode sowie die ökonomische und ökologische Bewertung mit anschließender Erarbeitung eines Bewertungstools in den folgenden Arbeitspaketen. Dieses Vorgehen wurde im Projekttreffen am 07.12.2021 sowie in zwei Workshops am 20. und am 27.01.2022 festgelegt und weiterentwickelt.

Als Simulationsumgebung wurde die Energiesystemsimulationssoftware TOP-Energy ausgewählt, welche von der Gesellschaft zur Förderung angewandter Informatik e.V. entwickelt und vertrieben wird. In TOP-Energy können alle relevanten Komponenten von Energieversorgungssystemen für Fabrikstandorte und Technologien zur Wasserstofferzeugung, Speicherung und Rückverstromung modelliert werden. Vorteil der Energiesystemsimulation ist die effiziente (teil-)automatisierte Berechnung komplexer energetische Zusammenhänge und Wechselwirkungen. Softwaregestützte Simulationen bieten zudem die Möglichkeit der relativ aufwandsarmen Durchführung von Szenarioanalysen. Bei manuellen Berechnungen würden Betrachtungen für verschiedene Parametervariationen zu großem Rechenaufwand führen. Aufwändige Berechnungen, wie z. B. die zeitdiskrete Berechnung der PV-Stromerzeugung auf Basis von realen Wetterdaten in Form von Zeitreihen, können mittels des Simulationstools automatisiert durchgeführt werden. Allgemein ermöglicht die Simulation die Nutzung von Zeitreihen für Verbraucherlastgänge und Eingangsvariablen der Erzeugerseite, womit dynamische Zusammenhänge dargestellt werden können. In Simulationen können

steuerungstechnische Randbedingungen wie Prioritätsregeln und Einschaltreihenfolgen vorgegeben werden. Automatisierte Optimierungsfunktionen unterstützen darüber hinaus die optimale Dimensionierung von Komponenten.
Zur Untersuchung und Simulation wurden für die drei definierten Nutzungspfade Simulationsmodelle aufgebaut. Für Nutzungspfad 1 (Wasserstoff als Energiespeicher für Strom) wurden die Wasserstofftechnologien Elektrolyseur (Wasserstofferzeugung), Druckspeicher (Wasserstoffspeicherung) und Brennstoffzelle (Rückverstromung) wie in Abbildung 5 dargestellt modelliert. Die Funktionen der gewählten Simulationssoftware umfassen eine vollständige Energiebilanz des betrachteten Systems sowie zeitdiskrete Darstellungen von Leistungen, Massenströmen und Betriebszuständen.

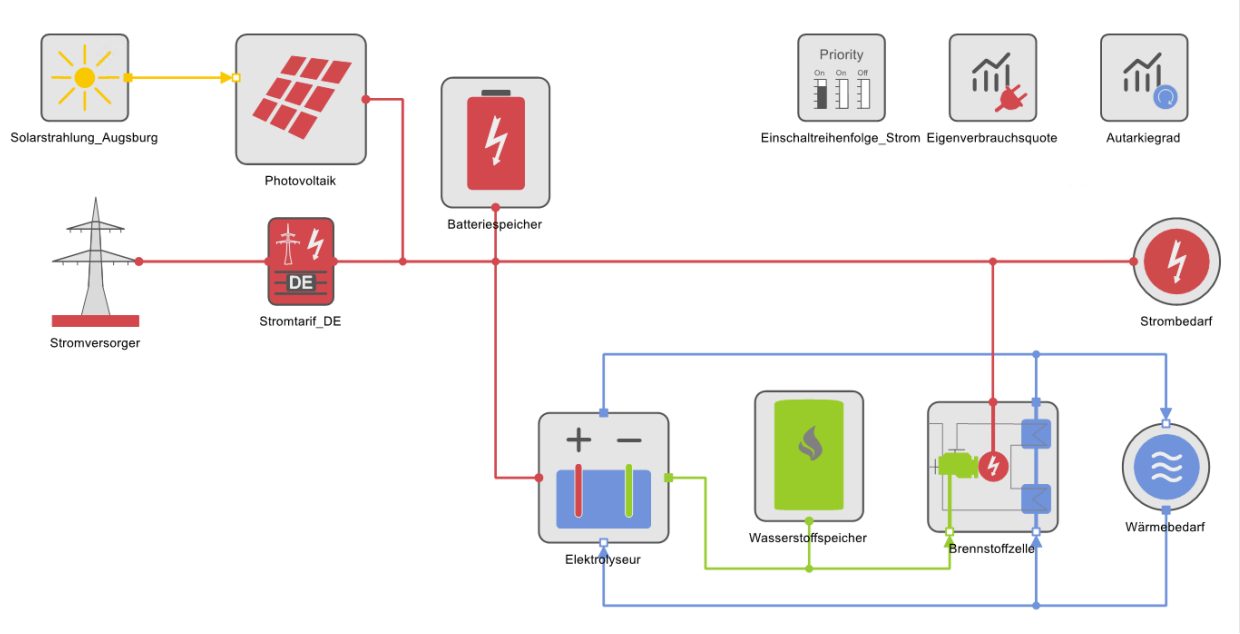


Abbildung 5: Simulationsmodell für Nutzungspfad 1 aus TOP-Energy (Wasserstoff als Energiespeicher)

Für die Nutzungspfade 2 und 3 (Wasserstoffmobilität und Wasserstoffdirektnutzung) wurde ein weiteres Modell aufgebaut. Einzige abgebildete Wasserstofftechnologie ist hier der Elektrolyseur (Wasserstofferzeugung). Systemkomponenten zur Wasserstoffspeicherung und Rückverstromung wurden nicht modelliert, da in den beiden Nutzungspfaden davon ausgegangen wird, dass der erzeugte Wasserstoff zur Fahrzeugbetankung (Nutzungspfad 2) oder direkt prozessintern (Nutzungspfad 3) eingesetzt wird und nicht stationär bzw. außerhalb eines geschlossenen Prozesses rückverstromt wird. Nutzungspfadspezifisch wird die Verdichtung nach der Elektrolyse eingestellt. Für den Anwendungsfall Mobilität erfolgt nach der Wasserstofferzeugung eine Verdichtung auf 400 bar. Im Nutzungspfad Wasserstoffdirektnutzung (Stoffliche Nutzung oder Beimischung zu Erdgas) erfolgt in der Simulation keine Verdichtung.
Bei allen drei Nutzungspfaden bzw. Modellen wurde die im Wasserstoffstrang anfallende nutzbare Abwärme über Wärmebedarf-Bausteine quantifiziert und für spätere Auswertungen

bereitgestellt. So kann beispielsweise der monetäre oder ökologische Vorteil der Abwärmenutzung beziffert werden.

Nach dem Aufbau der Simulationsmodelle auf Basis der definierten Technologiekombinationen wurde für die Betrachtung verschiedener Varianten innerhalb der Nutzungspfade anschließend ein Vorgehen für die Dimensionierung der Modellkomponenten definiert. Grundsätzlich orientieren sich die Varianten stets an den Dimensionen der verfügbaren PV-Anlage sowie den über festgelegte Faktoren aus der PV-Anlagengröße abgeleiteten Batteriespeicherkapazitäten. Konkret wurden hier PV-Peakleistungen von 300, 500, 750 und 1.000 kWp festgelegt, da diese laut Expertenmeinungen aus dem Konsortium in einem üblichen Bereich für produzierende Unternehmen liegen.
750 kWp stellt dabei gemäß EEG 2021 [27] die Obergrenze der zulässigen Anlagengröße ohne Pflicht zur Teilnahme am Ausschreibungsverfahren für die Erzeugung von PV-Strom dar. Für die Dimensionierung der Batteriespeicher wurden auf Empfehlung der Technologieexperten die Faktoren 0, 0,5 und 1 als Verhältnis zwischen PV-Peakleistung in kW und Batteriespeicherkapazität in kWh festgelegt. Demnach entspricht ein Faktor von 0 einer Variante ohne Batteriespeicher. Innerhalb dieser Basiskonstellationen erfolgte weiterführend die Betrachtung von Elektrolyse- und Brennstoffzellenleistungen, deren Dimensionierung vom Nutzungspfad und der PV-Anlagengröße abhängig waren. Außerdem wurde je PV-Anlagengröße eine Referenzvariante ohne Batteriespeicher und Wasserstofftechnologien simuliert. Somit ergeben sich pro Nutzungspfad 16 zu simulierende Varianten. Eine Referenzvariante mit Batteriespeicher wurde aufgrund der Charakteristik des von den Anwendungspartnern abgeleiteten synthetischen Anwendungsfall nicht berücksichtigt. Die für die Dimensionierung der Komponenten Elektrolyseur und Brennstoffzelle durchgeführten Sensitivitätsanalysen wurden unter der Prämisse der Maximierung der Eigenverbrauchsquote durchgeführt. Die Anlagen wurden stets so dimensioniert, dass eine Eigenverbrauchsquote von nahezu 100% erreicht wird. Neben der Eigenverbrauchsquote wurden zudem der Autarkiegrad und die Investitionskosten in die Dimensionierungsentscheidung einbezogen. Hintergrund der Fokussierung auf die Maximierung der Eigenverbrauchsquote sind die von den Anwendungspartnern in den durchgeführten Interviews geäußerten Ziele des Einsatzes von Wasserstofftechnologien. Abbildung 6 zeigt exemplarisch die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse zur Dimensionierung des Elektrolyseurs für eine maximale Eigenverbrauchsquote bei einer PV-Anlagenleistung von 750 kWp:

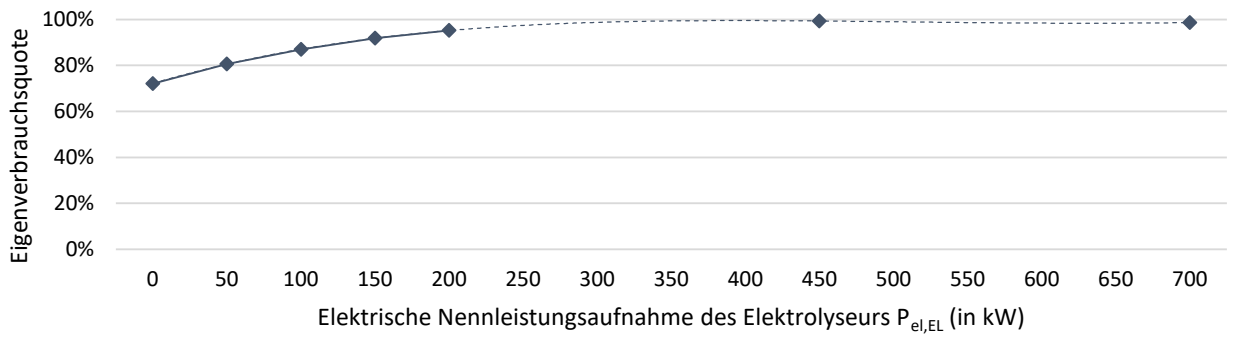


Abbildung 6: Sensitivitätsanalyse zur Dimensionierung der Elektrolyseleistung

Aus dem Diagramm geht hervor, dass eine Eigenverbrauchsquote von ca. 100% bei einer Elektrolyse-Nennleistungsaufnahme von 300 kW erreicht wird. Für die weiteren festgelegten PV-Peakleistungswerte wurden die Anlagen-Nennleistungen von Elektrolyseur und Brennstoffzelle analog ermittelt:

PV-Peakleistung	Elektrolyse-Nennleistung	Brennstoffzellen-Nennleistung
300 kWp	200 kW	5 kW
500 kWp	300 kW	10 kW
750 kWp	500 kW	30 kW
1000 kWp	700 kW	75 kW

Tabelle 2: Nennleistungen für Elektrolyseur und Brennstoffzelle für verschiedene PV-Anlagengrößen

Basierend auf diesen Nennleistungen wurden mit den festgelegten Faktoren für die Batteriespeichergröße alle zu betrachtenden Varianten definiert. Exemplarisch ergeben sich für eine PV-Anlage mit Peakleistung 750 kWp folgende Konstellationen:

- Referenzvariante ohne Batteriespeicher und ohne Wasserstofftechnologien
- Variante ohne Batteriespeicher aber mit Elektrolyseur (Elektrische Nennleistungsaufnahme 500 kW) und Brennstoffzelle (Elektrische Nennleistung 30 kW)
- Variante mit Batteriespeicherkapazität 375 kWh, Elektrolyseur (Elektrische Nennleistungsaufnahme 500 kW) und Brennstoffzelle (Elektrische Nennleistung 30 kW)
- Variante mit Batteriespeicherkapazität 750 kWh, Elektrolyseur (Elektrische Nennleistungsaufnahme 500 kW) und Brennstoffzelle (Elektrische Nennleistung 30 kW)

Als Betriebsstrategien für den Einsatz der Technologien für eine maximale Eigenverbrauchsquote wurden als Vereinfachung lediglich Einschaltreihenfolgen vorgegeben. So wurde die Wasserstofferzeugung in der Verbraucherhierarchie unter der Deckung des Stromverbrauchs und unter der Nutzung von gegebenenfalls vorhandener Batteriespeicher aber über der Netzeinspeisung eingeordnet. Die Wasserstoffproduktion ist dabei nur bei freier Speicherkapazität möglich. Als präferierte Stromquelle wurde der Batteriespeicher, dann die Brennstoffzelle und schließlich das öffentliche Stromnetz angegeben.

Durchführung von Simulationsstudien zur Ermittlung der Kennzahlen

Mit den so ermittelten Anlagendimensionen und vereinfachten Betriebsstrategien wurden schließlich Simulationsstudien durchgeführt und wie in den Abbildungen 7 bis 9 exemplarisch dargestellt, relevante Kennzahlen für die ökonomische und ökologische Bewertung ermittelt. Im Folgenden werden wesentliche exemplarische Auszüge der Simulationsergebnisse dargestellt und diskutiert. In Abbildung 7 und Abbildung 8 ist die Zusammensetzung der Stromerzeuger (positive y-Achse) und der Stromverbraucher (negative y-Achse) jeweils mit PV-Peakleistungen von 750 und 1.000 kWp ersichtlich.

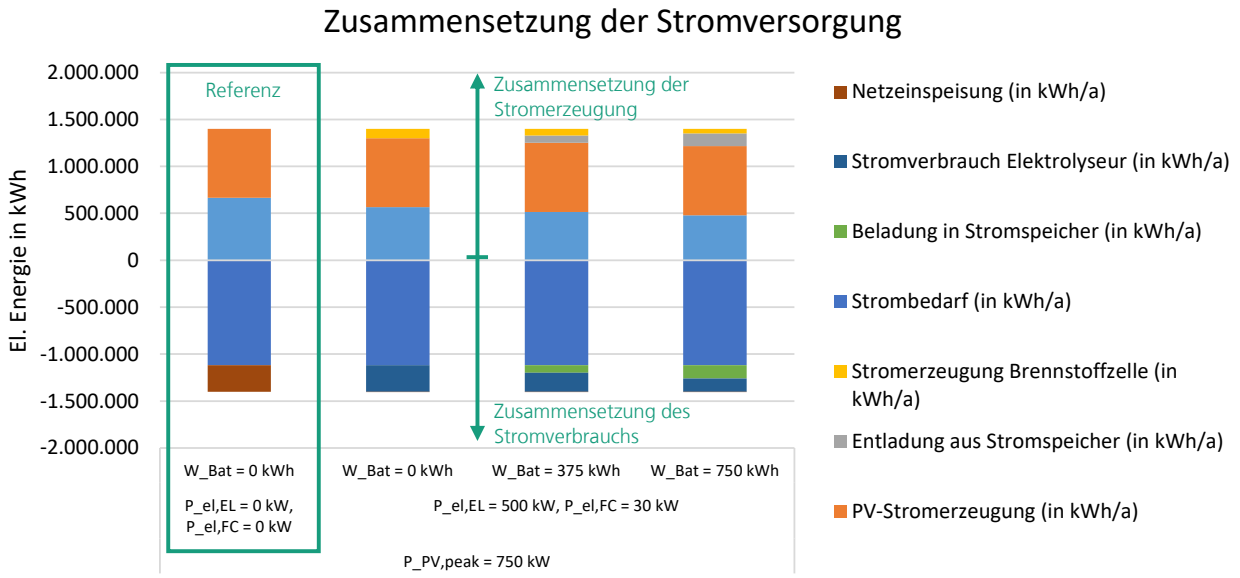


Abbildung 7: Zusammensetzung der Stromversorgung im Vergleich für die Szenarien mit PV-Peakleistungen von 750 kWp

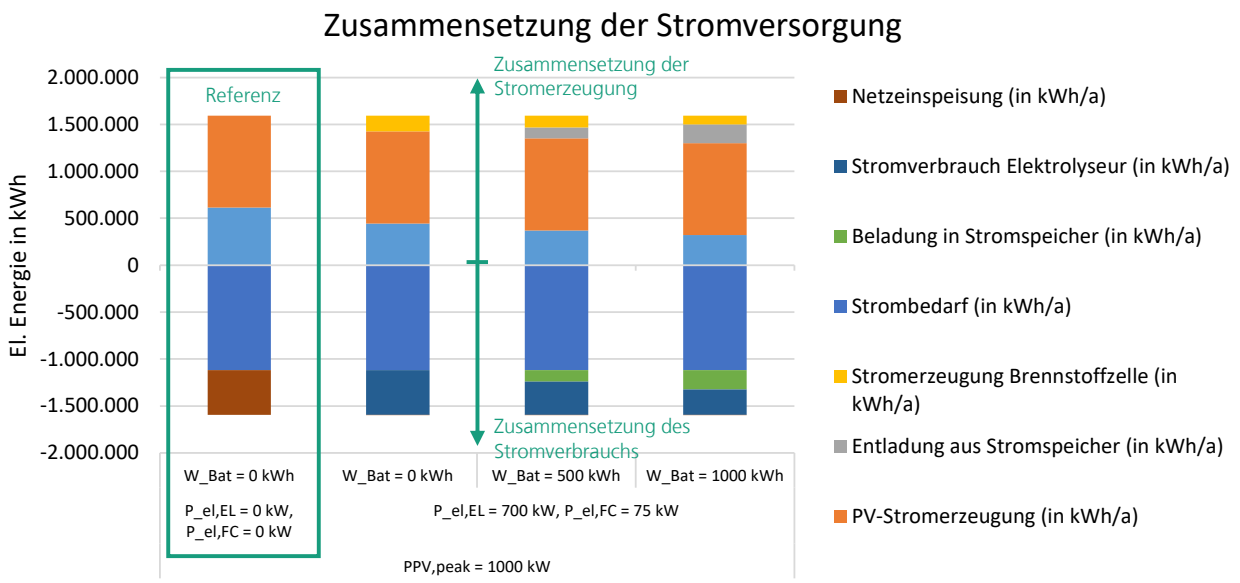


Abbildung 8: Zusammensetzung der Stromversorgung im Vergleich für die Szenarien mit PV-Peakleistungen von 1.000 kWp

Beim Vergleich der Varianten ohne (im Diagramm ganz links) und mit Wasserstofftechnologien wird unabhängig von der PV-Peakleistung und entsprechend der Auslegung sichtbar, dass der Elektrolyseur die zuvor eingespeiste Menge Strom vollständig für die Wasserstoffherstellung verwendet und so die Eigenverbrauchsquote auf 100% hebt. Dabei werden in der Variante mit 1.000 kWp-PV-Anlage ca. 33% mehr PV-Strom erzeugt als in der Variante mit 750 kWp-PV-Anlage. Auch bei den höheren PV-Anlagenleistungen wird keine vollständige Autarkie der Stromversorgung erreicht. Mit steigenden Batteriespeicherkapazitäten nimmt die Wasserstofferzeugung ab, da die Einschaltreihenfolge den Batteriespeicher präferiert, der Autarkiegrad ändert sich jedoch nicht mehr signifikant. Hier wurde, wie bereits beschrieben, angenommen, dass der Batteriespeicher aufgrund seiner Dynamik stets vor der Elektrolyse einspeichern und vor der Brennstoffzelle Strom rückspeisen soll. Dieser Effekt ist auch in der Darstellung der Wasserstofferzeugung in Abbildung 9 sichtbar. Allgemein lässt sich bereits festhalten, dass die Fokussierung auf die Maximierung der Eigenverbrauchsquote zu tendenziellen Überdimensionierungen und entsprechend ungünstigen Auslastungen von Elektrolyseur und Brennstoffzelle führt. Dieser Effekt schlägt sich bei steigenden Batteriespeicherkapazitäten verstärkt in den Ergebnissen nieder.

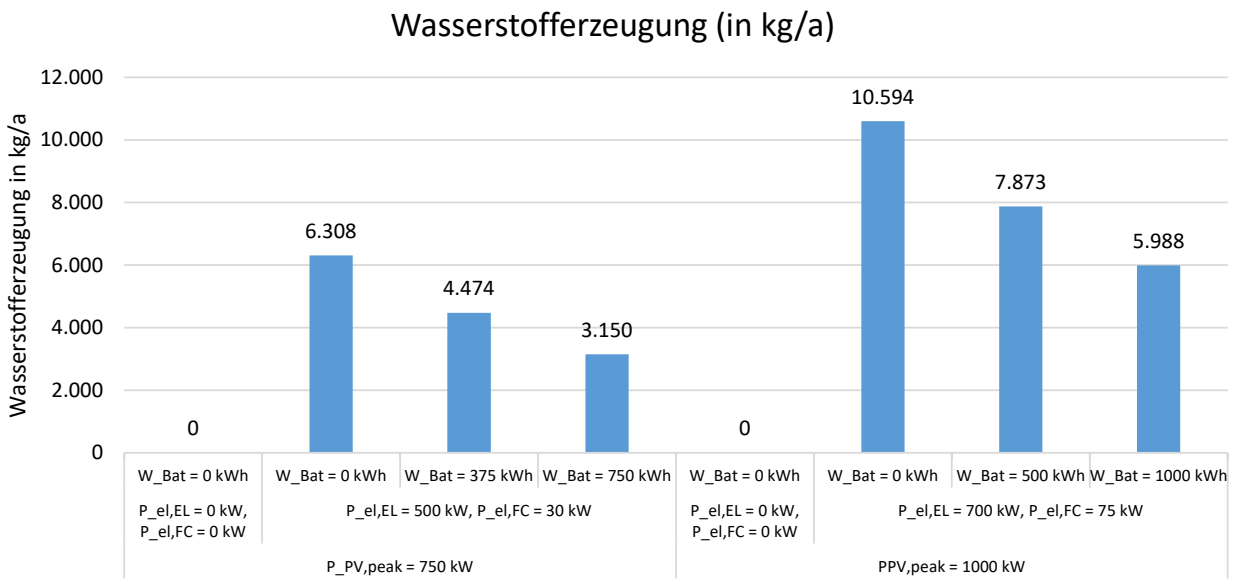


Abbildung 9: Wasserstofferzeugung in den Szenarien mit PV-Peakleistungen von 750 kWp und 1000 kWp in Abhängigkeit von der verfügbaren Batteriespeicherkapazität

Die Simulationsergebnisse wurden dem Konsortium in zwei Workshops am 10. und 21.02.2022 in ausführlicher Form vorgestellt und insbesondere von den Technologieexperten auf Plausibilität geprüft. Mit der Dokumentation der Simulationsergebnisse für die verschiedenen Nutzungspfade und Anlagendimensionen war der Bestandteil Simulation des induktiven Vorgehens abgeschlossen. Nachdem am synthetischen Anwendungsfall ein Energieversorgungskonzept mit unterschiedlich kombinierten Anlagendimensionen entwickelt und in AP 3 ökonomisch und ökologisch (s. Kapitel 4.3.4) bewertet wurde, konnte basierend auf der Dokumentation der durchgeführten Schritte ein allgemein anwendbares Vorgehen definiert werden:

1. Sammlung von Eingabedaten des Anwendungsfalls (Energie- und Medienverbräuche, Eigenerzeugung, allgemeine Randbedingungen und ökonomische Randbedingungen)
2. Definition von Steckbriefen für relevante Technologien der Energie- und Medienversorgung (allgemeine, anwendungsfallunabhängige Datenbasis)
3. Festlegung von Zielkriterien für die Dimensionierung der Technologiekonzepte
4. Definition und Priorisierung möglicher Technologiekombinationen
5. Simulation und Dimensionierung der Komponenten
6. Bewertung

Abbildung 10 fasst dieses Vorgehen in Form eines Ablaufdiagramms zusammen und bildet das zentrale Ergebnisdokument von AP 2:

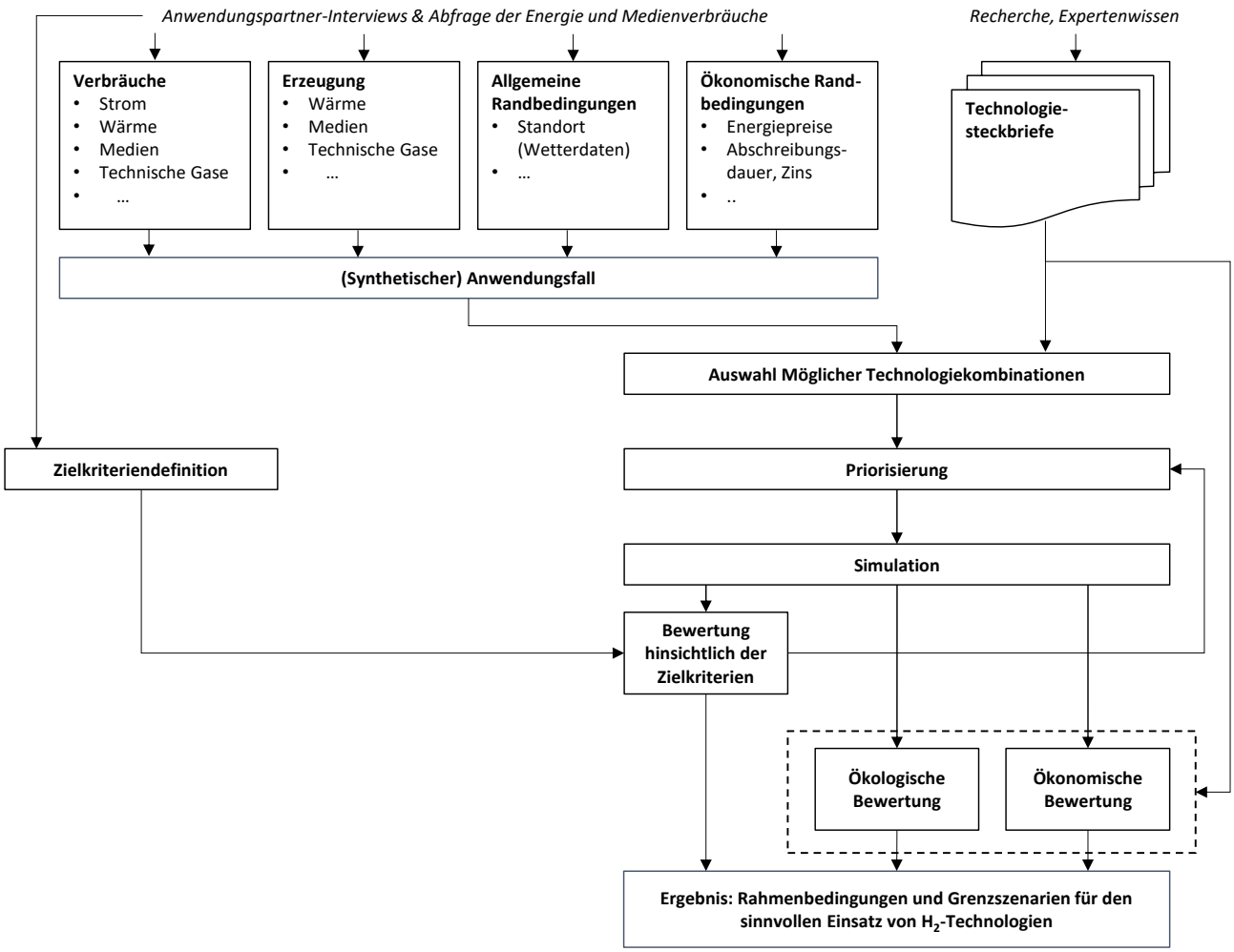


Abbildung 10: Allgemeine Methode zur Erstellung von Energieversorgungskonzepten für Fabrikstandorte

4.3.4 Umsetzung und Ergebnisse in Arbeitspaket 3 – Modell zur Wirtschaftlichkeits- und Nachhaltigkeitsbewertung

Im Folgenden wird die entwickelte Vorgehensweise für die ökonomische und ökologische Bewertung auf Basis der mithilfe des induktiven Ansatzes generierten Simulationsergebnisse vorgestellt und die Ergebnisse diskutiert:

Ökonomische Bewertung

Methodische Vorgehensweise

Für die ökonomische Bewertung der Nutzung von Wasserstofftechnologien wurde die Änderungen der jährlichen Kosten gegenüber der Referenzvariante ohne Wasserstofftechnologien und ohne zusätzlichen Batteriespeicher quantifiziert.

Durch eine kombinierte Verrechnung von Erlös- und Kostenkomponenten können die Auswirkungen des Einsatzes von Wasserstofftechnologien auf die Wirtschaftlichkeit von Energieversorgungskonzepten an Fabrikstandorten ganzheitlich betrachtet werden.
Folgende Kosten- und Erlöskomponenten wurden in der ökonomischen Bewertung berücksichtigt:

- Änderung der Annuität der Investitionskosten:

$$\Delta K_{Inv,a} = \Delta K_{Inv} \cdot a$$

  mit Annuitätenfaktor a:

$$a = \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1}$$

  (i: Zinssatz, n: Betrachtungszeitraum bzw. Nutzungsdauer)

  Für die betrachteten Anlagentypen wurde in der Auswertung eine allgemeine Nutzungsdauer von 20 Jahren angenommen.

- Änderung der jährlichen Betriebskosten: ΔK_{op}
- Änderung der jährlichen Energiebeschaffungskosten: ΔK_{en}
- Änderung der jährlichen Erlöse aus Einspeisevergütung: $\Delta K_{el,feed}$
- Jährliche Wasserkosten für die Elektrolyse: ΔK_{H2O}
- Jährliche Erlöse aus dem Verkauf von erzeugtem Sauerstoff: ΔK_{O2}
- Jährliche Nutzungspfadspezifische Kostenänderungen, zum Beispiel die Änderung der Kraftstoffkosten im Nutzungspfad Wasserstoffmobilität: $\Delta K_{usecase}$

$$K = (K_{inv} \cdot a) + \Delta K_{op} + \Delta K_{en} + +\Delta K_{el,feed} + \Delta K_{H2O} + \Delta K_{O2} + \Delta K_{usecase}$$

Dabei sind negative Änderungen der Kosten als Erlöse definiert, positive Änderungen bedeuten eine Erhöhung der Kosten. Die Differenz der jährlichen Kosten liefert Aufschluss über die Wirtschaftlichkeit der definierten Szenarien und der Anwendung von Wasserstofftechnologien. Dabei kann der wirtschaftliche Vergleich gegenüber dem Referenzfall ohne deren Einsatz sowie innerhalb der Szenarien zwischen den Varianten gezogen werden. Im Folgenden sollen Auszüge aus den Ergebnissen der ökonomischen Bewertung dargestellt und erläutert werden. Dabei wird insbesondere auf die Investitionskosten sowie die Erzeugungskosten für Brennstoffzellenstrom und Wasserstoff eingegangen.

Ergebnisse

Für die unter Kapitel 3.3.3 festgelegten Szenarien der Anlagendimensionierung ergeben sich verschiedene Zusammensetzungen der Investitionskosten und der Änderungen der jährlichen Kosten. Abbildung 11 zeigt exemplarisch die Zusammensetzungen der Investitionskosten für

Wasserstofftechnologien in den Konstellationen mit PV-Peakleistungen von 750 und 1.000 kWp:

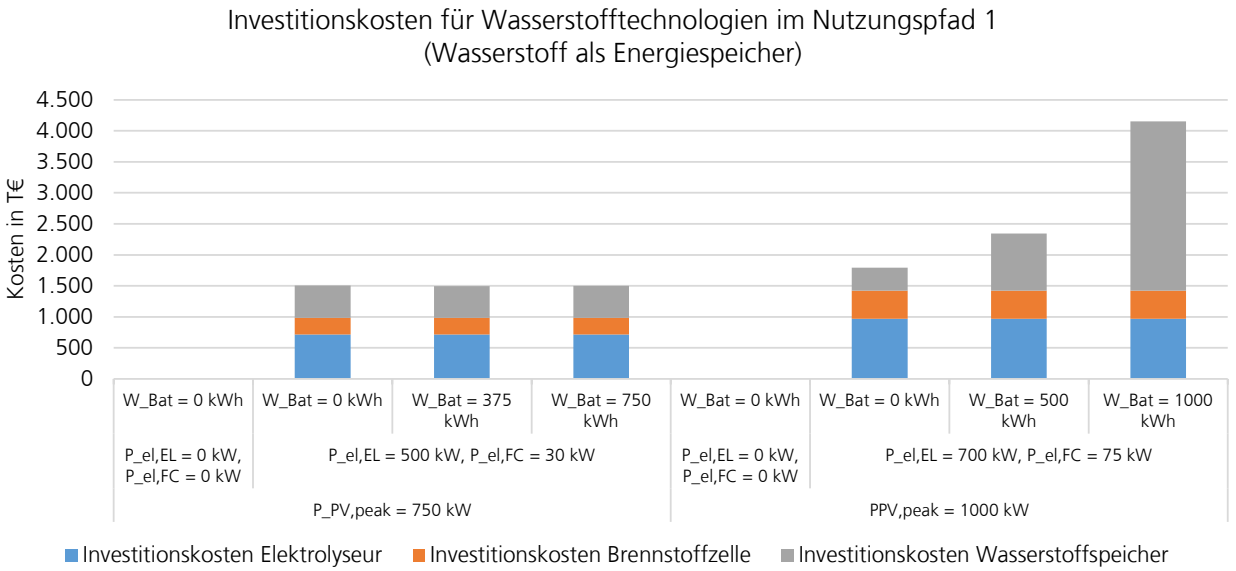
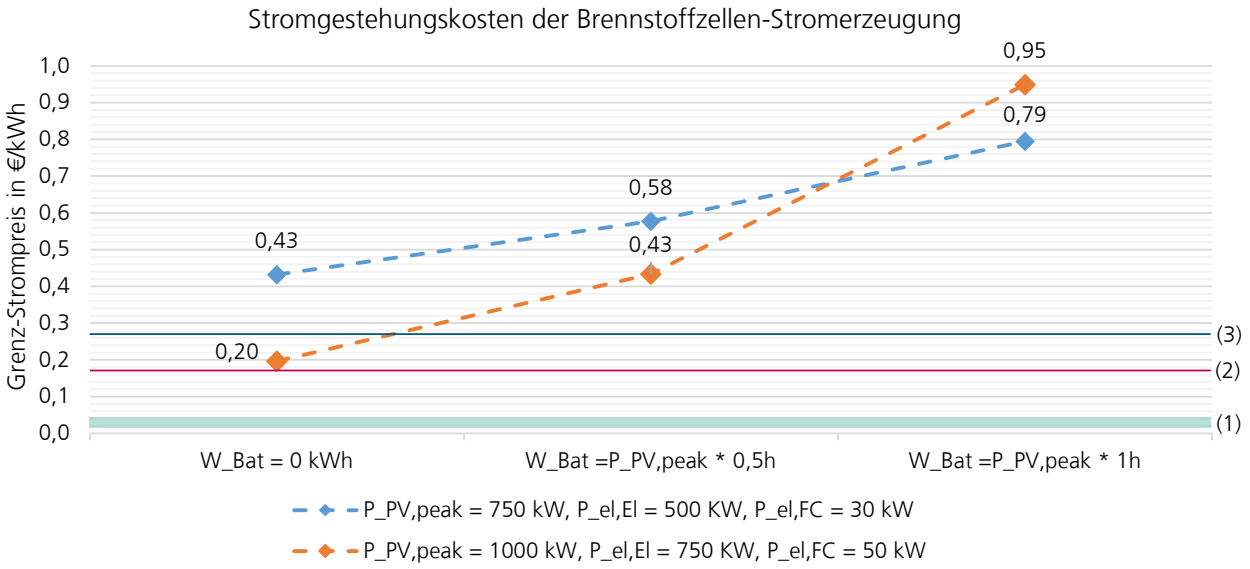


Abbildung 11: Zusammensetzung der Investitionskosten für Nutzungspfad 1

Innerhalb der Varianten mit gleicher PV-Anlagengröße ändern sich die Investitionskosten für Elektrolyseur und Brennstoffzelle nicht. Für die Varianten mit 750 kWp PV-Peakleistung gilt dies auch für den Wasserstoff-Druckspeicher. Der auffällige Anstieg des Investitionskostenanteils in der Variante der Peakleistung von 1.000 kW in Kombination mit einer groß dimensionierten Batterie mit einer Speicherkapazität von 1.000 kWh lässt sich durch sehr hohe Investitionskosten für den Wasserstoff-Druckspeicher erklären. Diese resultieren aus der hohen Deckung der Strombedarfe durch die Batterie. Dadurch, dass die Batterie zu einem hohen Zeitanteil an Stelle der Brennstoffzelle für die Stromversorgung einspringen kann, sammelt sich im Speicher saisonal (im Sommer) viel Wasserstoff an, weil insgesamt seltener Wasserstoff rückverstromt wird. Die Wasserstoffspeicherkapazität wurde nach der maximal benötigten Kapazität dimensioniert, weshalb der Speicher für diesen Fall sehr groß ausfällt.

Mit dem Ansatz der Berechnung von Kostenänderungen können weitere technische sowie wirtschaftliche Kennzahlen berechnet werden, von denen einzelne im Folgenden präsentiert werden. Für den Nutzungspfad 1 (Wasserstoff als Energiespeicher) können beispielsweise die Stromgestehungskosten für den in der Brennstoffzelle erzeugten Strom angegeben werden (siehe Abbildung 12):



(1) Bereich für Stromgestehungskosten bei PV-Batteriespeichersystemen mit einem Verhältnis von $P_{PV,Peak}$ zu W_{bat} von 2:1: 1,5 bis 4,5 ct/kWh [25]

(2) Für den synthetischen Anwendungsfall angenommener mittlerer Strompreis: 17,38 ct/kWh

(3) Mittlerer Industriestrompreis für Neuabschlüsse im Januar 2022: 26,62 ct/kWh [2]

Abbildung 12: Stromgestehungskosten der Rückverstromung von Wasserstoff

Mit den eingezeichneten Referenzlinien zeigt sich, dass die Rückverstromung des Wasserstoffs mit dem Stromüberschuss der angenommenen Anlagendimensionen sowie der Prämisse der Maximierung der Eigenverbrauchsquote im Vergleich zur Speicherung in Batteriespeichern ohne diese Vorgabe oder dem Strom-Netzbezug höhere Stromkosten aufweist.

Im Nutzungspfad 2 (Wasserstoffmobilität) wurden exemplarisch die Kosten pro Fahrstrecke als reine Kraftstoffkosten berechnet (siehe Abbildung 13). Dabei zeigt sich, dass die Werte für kleinere Anlagenkonstellationen deutlich über Vergleichswerten konventioneller PKW liegen. Für Diesel-PKW ergeben sich als Referenz bei Rechnung mit dem Durchschnittspreis für Dieselkraftstoff im Jahr 2021 von 1,399 €/l und einem mittleren Verbrauch von 6 l pro 100km Kilometerkosten von ca. 8,4 ct/km. Insbesondere bei größeren Mengen an erzeugtem und in der Mobilität genutztem Wasserstoff bewegen sich die Fahrtkosten in die Nähe dieses Werts. An dieser Stelle ist zu erwähnen, dass steigende Kraftstoffpreise (vgl. 2,03 €/l im Mai 2022) [26] bereits zu einem wirtschaftlichen Einsatz von Wasserstoff in der Mobilität führen. Die für günstigsten Fall erzeugte und in der Mobilität genutzte Wasserstoffmenge liegt bei 10.444 kg pro Jahr. Im Nutzungspfad Mobilität wird in der Berechnung der zusätzlichen Kosten nur der Elektrolyseur inklusive Verdichtung berücksichtigt, etwaige Mehrkosten von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen sowie die entsprechende Infrastruktur für die Betankung i.V. zu konventionellen PKWs wird vernachlässigt. In der Auswertung der Simulationsergebnisse für den Nutzungspfad Wasserstoffmobilität werden nur Anwendungsfälle ohne Batteriespeicher betrachtet.

.

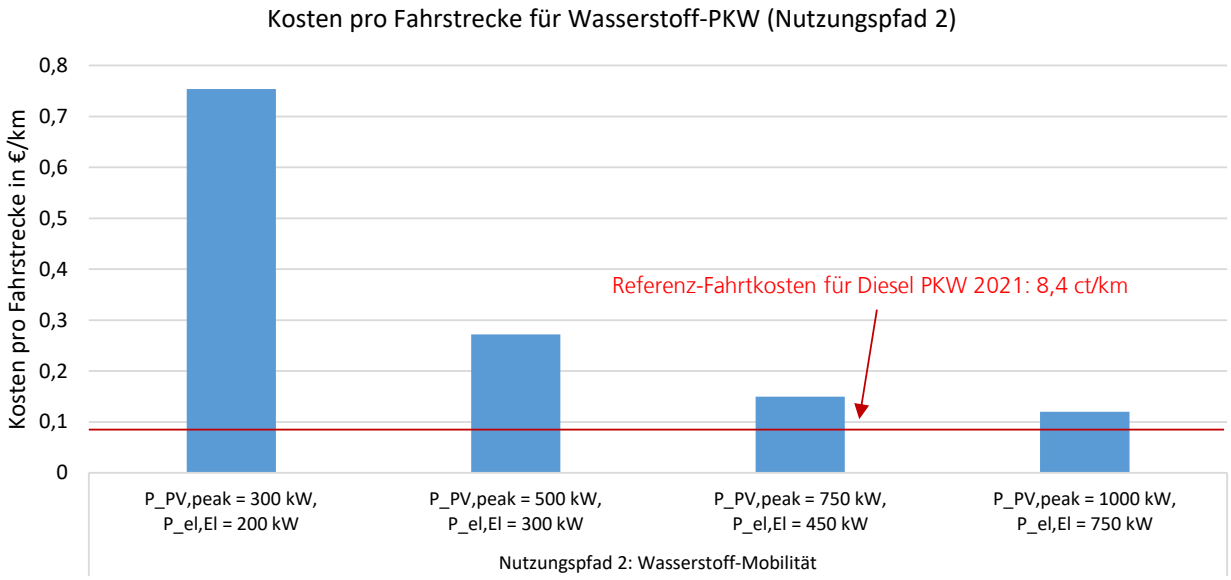


Abbildung 13: Kosten pro Fahrtstrecke

Im Vergleich der Wasserstoff-Gestehungskosten für die Nutzungspfade 2 und 3 wird der Preis der bei der Nutzung für Mobilitätsanwendungen erforderlichen Verdichtung (auf 400 bar) sichtbar (siehe Abbildung 14):

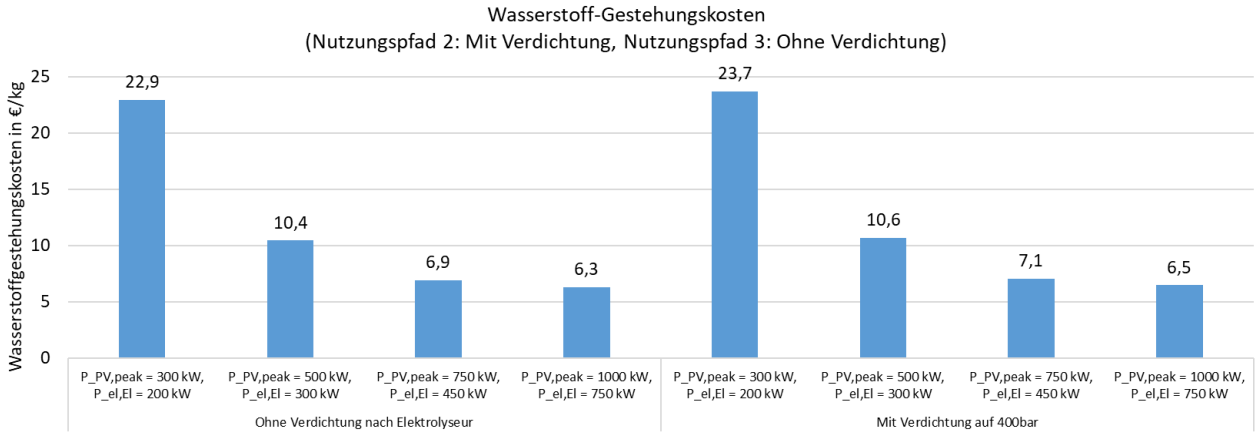


Abbildung 14: Wasserstoff-Gestehungskosten

Im Vergleich mit der von der International Renewable Energy Agency (IRENA) angegeben Spanne für Erzeugungskosten für Wasserstoff ohne Verdichtung im Jahr 2021 von 2,8 bis 6,2 €/kg [27] liegen diese Werte zwischen 0,1 und 20,1 €/kg oberhalb marktüblicher Preise. Etwa in diesem Bereich liegt auch die Differenz zu aktuellen Preisen für grauen Wasserstoff im Juni 2022 von ca. 4,9 €/kg. [28]. Im Vergleich zu aktuellen Preisen (z.B. 13,65 €/kg in KW22 2022 [28]) für grünen, strommarktbasierten Wasserstoff, bewegen sich die in der Bewertung

der Simulationsergebnisse erzielten Werte näher am wirtschaftlichen Bereich. Die tendenziell höheren Gestehungskosten im betrachteten Szenario sind hauptsächlich mit den nicht kosten- sondern eigenverbrauchsoptimierten Anlagendimensionen und den resultierenden hohen Investitionskosten zu begründen.
Nutzungspfadübergreifend lässt sich festhalten, dass die Nutzung von Wasserstoff, so wie hier betrachtet für den synthetischen Anwendungsfall und unter der Prämisse der Maximierung des Strom-Eigenverbrauchs, im Vergleich zu etablierten Technologien und Versorgungswegen in den meisten Fällen noch nicht wirtschaftlich sinnvoll ist. Bei der Bewertung der Ergebnisse ist zu beachten, dass sich einzelne getroffene Annahmen und resultierende Einschränkungen negativ auf die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von Wasserstofftechnologien auswirken:

- Die Leistung der betrachteten Eigenerzeugungsanlage ist allgemein zu gering, um mit einem signifikanten Eigenstrom-Überschuss sinnvoll Wasserstoff zu erzeugen.
- Die Nutzung von Power-Purchase-Agreements (PPA) für die Versorgung mit mehr grünem Strom aus externen PV- oder Windstromkapazitäten wurde nicht betrachtet.
- Die als Zielkriterium festgelegte Prämisse der Maximierung der Eigenverbrauchsquote (Ziel: 100%) zu eher überdimensionierten Anlagen und entsprechend hoch ausfallenden Investitionskosten. Eine Auslegung der Anlagen auf maximale Auslastung anstatt auf maximalen Eigenverbrauch könnte diesen Effekt vermeiden.
- Die in der Simulation vorgegebenen starren Einschaltreihenfolgen und Prioritätsregeln ermöglichen keine energetisch oder technisch optimierte Steuerung des Einsatzes der Technologien.

Im Ausblick für zukünftige Betrachtungen kann daher die Entwicklung von Betriebsstrategien für den optimierten Betrieb der Wasserstofftechnologien in Kombination mit Batteriespeichern stehen. Grundsätzlich kann eine Verschränkung von Nutzungspfaden für kombinierte Amortisationseffekte sorgen. So kann die Kombination der Nutzungspfade Wasserstoff-Stromspeicher und Wasserstoff-Mobilität zu einer höheren Auslastung des Elektrolyseurs führen, wodurch sich die Amortisationszeit reduziert. Ebenfalls negativ auf die Wirtschaftlichkeit wirkt sich die Nichtberücksichtigung von Rest- bzw. Recyclingwerten der Technologien aus. Hier ist anzumerken, dass aufgrund der relativ geringen Verbreitung von Wasserstofftechnologien im Umfeld von industriellen Fabrikstandorten an dieser Stelle noch keine sinnvollen Aussagen zu Restwerten und Nutzungsdauern getroffen werden können.
Neben einer optimalen Dimensionierung und Betriebsweise der Komponenten können auch politische und marktseitige Entwicklungen künftig zu einem ökonomischen Einsatz von Wasserstoff in der Produktion führen. Mögliche Wege zur Erreichung der Wirtschaftlichkeit liegen beispielswiese in einer allgemeinen und wirksamen Bepreisung von CO_2-Emissionen, einer zukünftigen Senkung der Investitionskosten durch Förderungen oder einer allgemeinen Preissenkung bei Steigerung des Marktvolumens. Zudem können zukünftige Strompreisentwicklungen in Form von Strompreissteigerung die Attraktivität der Erhöhung des Eigenverbrauchs oder der Autarkie erhöhen. Ebenfalls denkbar ist die Erschließung zusätzlicher Erlösschienen, beispielsweise durch den Verkauf von grünem Wasserstoff in regionalen Wasserstoffmärkten. In Analogie zum Batteriespeicher kommen Wasserstoffanwendungen außerdem für Netzentgeltoptimierungen durch Intensive Netznutzung, Lastspitzenkappung und Atypische Netznutzung, sowie die Teilnahme am Regelleistungsmarkt in Frage.

Ökologische Bewertung

Methodische Vorgehensweise

Im Fokus der ökologischen Bewertung steht das Energieversorgungssystem der Produktion. Andere produktionsrelevante Aspekte, wie die Versorgung des Produktionssystems mit Mediengasen oder direkt freigesetzte Emissionen während der laufenden Produktion, werden durch eine Umstellung des Energieversorgungssystems nicht beeinflusst und sind folglich kein Bestandteil des Untersuchungsrahmens. Innerhalb der Systemgrenzen liegt hingegen:

- Die Erzeugung der aus dem öffentlichen Stromnetz bezogenen elektrischen Energie, basierend auf dem deutschen Strommix (2020) und die Eigenerzeugung mittels Photovoltaik inkl. der Herstellungsphase der PV-Anlage.
- Die Wirkungsgradverluste, verursacht durch eine Speicherung der erzeugten elektrischen Energie in einem Lithium-Ionen- (Li-Ion-) Batteriespeicher inkl. der Herstellungsphase des Speichersystems.
- Die Aufwände und Wirkungsgradverluste durch eine Umwandlung der elektrischen Energie in Wasserstoff, der Speicherung sowie ggf. einer Rückverstromung des Wasserstoffs in elektrische Energie inkl. der Herstellungsphase von Elektrolyseur, Brennstoffzelle und Wasserstoff-Druckspeichertank (Typ IV).
- Die Bereitstellung des Prozesswassers zur Herstellung von Wasserstoff (im Folgenden als Betriebsmittel deklariert).
- Einsparung an thermischer Energie, ursprünglich erzeugt mittels eines Gaskessels, durch die Abwärmenutzung von Elektrolyseur und Brennstoffzelle in Form einer Gutschrift inkl. der Herstellungsphase des Wärmetauschers.

Für die Bewertung des Energieversorgungssystems wurde alleinig das Treibhauspotential als Umweltindikator herangezogen. Die Berechnung des Treibhauspotentials erfolgte in Form eines Life Cycle Assessments (LCA) in Anlehnung an die ISO-Norm DIN EN ISO 14040/44. Dabei wurde auf das Charakterisierungsmodell CML 2011 Aug. 2016 zurückgegriffen, wobei die funktionelle Einheit (FE), die Bezugsgröße der LCA-Analyse, analog zur ökonomischen Bewertung auf ein Jahr festgelegt ist. Die für eine Bilanzierung notwendigen Hintergrunddaten wurden aus den LCA-Datenbanken GaBi Professional von Sphera Solutions und ecoinvent 3.6 entnommen (z. B. Bereitstellung von elektrischer Energie, Prozesswasser und Herstellungsphasen von Anlagen). Fehlende Daten wurde mittels Literaturrecherche und mit Hilfe von Experteneinschätzungen des Konsortiums erhoben. Dennoch war es insbesondere hinsichtlich der Herstellungsphase nicht immer möglich, detaillierte und vollständige Sachbilanz-Daten zu erheben. Aus diesem Grund wurde die Sachbilanz in diesen Fällen entweder basierend auf einer Stück- bzw. Materialliste erhoben oder ein bereits vorhandener Treibhauspotentialwert mit der Einheit kg CO_2-äq./Anlage herangezogen. Für jeden Hintergrunddatensatz wurde schließlich ein Global Warming Potential – Faktor (GWP) bestimmt. Im Fall der Komponenten Elektrolyseur, Brennstoffzelle und Wasserstoff-Druckspeichertank wurden vorhandene Datenunsicherheiten über einen minimalen und

maximalen GWP-Faktor berücksichtigt, woraus sich ein minimales (min) und ein maximales (max) Szenario ergibt

Tabelle 3 zeigt eine Übersicht über die berücksichtigten Faktoren und die herangezogene Datenbasis:

Datensatz	GWP-Faktor	Einheit	Quelle
Stromerzeugung			
DE Strommix (2020)	0,333	kg CO_2-äq./ kWh	[29, 30]
PV-Strom	0,067	kg CO_2-äq./ kWh	[29]
Anlagenherstellung			
Lithium-Ionen-Batteriespeicher	6.109	kg CO_2-äq./ Batteriespeicher/ Jahr	[31]
Elektrolyseur	53 (min); 138 (max)	kg CO_2-äq./ kW[1]	[32, 33]
Brennstoffzelle	101 (min); 118 (max)	kg CO_2-äq./ kW[1]	[33, 34]
Wärmetauscher	14.917	kg CO_2-äq./ Anlage	[35]
Wasserstoff-Druckspeicher-tank (Typ IV)	11 (min); 17 (max)	kg CO_2-äq./ kW	[33]
Nutzungsdauer			
Lithium-Ionen-Batteriespeicher	12,5	Jahre	[33]
Elektrolyseur	35.000	Max. Betriebsstunden	[33]
Brennstoffzelle	20.000	Max. Betriebsstunden	[33]
Wärmetauscher	10	Jahre	[33]
Wasserstoff-Druckspeichertank (Typ IV)	12,5	Jahre	[33]
Betriebsmittel			
Prozesswasser	0,00114	kg CO_2-äq./ kg	[29]

Tabelle 3: Datenbasis der ökologischen Bewertung (Hintergrunddaten)

Die GWP-Faktoren wurden im nächsten Schritt mit den Energie- und Massenflüssen des Vordergrundsystems verrechnet. Die entsprechenden **Vordergrunddaten** stammen aus den

[1] Pro kW Anlagenleistung

Simulationsergebnissen, welche mit Hilfe der Software TOP-Energy generiert wurden. Hierrunter fallen:

- Die Menge an aus dem deutschen Stromnetz bezogene elektrische Energie pro Jahr
- Die Menge an mittels PV-Anlage pro Jahr erzeugtem Strom, unterteilt nach Anwendung (Direktnutzung, Speicherung mittels Lithium-Ionen-Batteriespeicher, Zuführung zum Elektrolyseur)
- Die Menge an erzeugtem Wasserstoff pro Jahr
- Die Menge an aus Wasserstoff rückverstromter elektrischer Energie pro Jahr
- Die Menge an durch die Nutzung der Abwärme aus Elektrolyseur und Brennstoffzelle eingesparter thermischer Energie

Diese variieren je Variante und Szenario und werden als Basis genutzt, um mit Hilfe der GWP-Faktoren des Hintergrundsystems das **Gesamt-Treibhauspotential** zu bestimmen. Tabelle 4 zeigt exemplarisch die Vorgehensweise bei der Verrechnung von GWP-Faktoren des Hintergrundsystems mit den Energie- und Stoffflüssen aus dem Vordergrundsystem:

Fluss	GWP-Faktor	Bedarf	Treibhauspotential
Strom aus PV:	0,067 kg CO_2-äq./kWh	10 kWh/FE	0,067*10 kg CO_2-äq./FE
Strom aus Netz:	0,333 kg CO_2-äq./kWh	30 kWh/FE	0,333*30 kg CO_2-äq./FE
…	…	…	…
Summe:			**= 10,66 kg CO_2-äq./FE**

FE = funktionelle Einheit = Bezugsgröße der ökologischen Bewertung

Tabelle 4: Exemplarische Berechnung des Gesamt-Treibhauspotentials

Die GWP-Faktoren der Anlagenherstellung werden hingegen über eine Division des GWP-Faktors durch die entsprechende Anlagennutzungsdauer auf ein Jahr normiert. Die hierfür herangezogenen zeitlichen Annahmen sind in Tabelle 3 dargestellt.
Die Berücksichtigung der Einsparung an thermischer Energie durch die Abwärmenutzung des Elektrolyseurs und der Brennstoffzelle sowie die Einsparung an Diesel, Erdgas und fossilem Wasserstoff durch die Nutzung des eigenerzeugten Wasserstoffs (Nutzungspfad 2 und 3) erfolgt mittels der Anrechnung von **Gutschriften** (Credits). Diese werden wie folgt berechnet:

<u>Einsparung thermische Energie durch Abwärmenutzung:</u>

$$Credit_{Abwärmenutzung} = \frac{-\,Menge_{\,Abwärme}}{Heizwert_{Erdgas}} \times (GWP\ Faktor_{Erdgas})$$

<u>Einsparung Diesel durch Einsatz eines Wasserstoffahrzeugs (LKW oder PKW):</u>

$$Credit_{LKW\ oder\ PKW} = -\,Menge_{\,Wasserstoff} \times \frac{Fahrleistung\ in\ km_{\,pro\ kg\ Wasserstoff}}{Fahrleistung\ in\ km_{\,pro\ kg\ Diesel}} \times (GWP\ Faktor_{Diesel})$$

Einsparung Diesel durch Einsatz eines Wasserstofffahrzeugs (Stapler):

$$Credit_{Stapler} = -\,Menge_{Wasserstoff} \times \frac{Verbrauch\ pro\ Stunde_{Diesel}}{Verbrauch\ pro\ Stunde_{Wasserstoff}} \times (GWP\ Faktor_{Diesel})$$

Einsparung von Erdgas durch die Zugabe von Wasserstoff ins BHKW:

$$Credit_{BHKW} = -\,Menge_{Wasserstoff} \times \frac{Stromerzeugung_{pro\ kg\ Wasserstoff}}{Stromerzeugung_{pro\ kg\ Erdgas}} \times (GWP\ Faktor_{BHKW;Betrieb} + GWP\ Faktor_{Erdgas})$$

Einsparung durch die Nutzung von selbst erzeugtem anstelle von Wasserstoff auf Basis von fossilen Rohstoffen:

$$Credit_{Wasserstoff;fossil} = -\,Menge_{Wasserstoff} \times GWP\ Faktor_{Wasserstoff;fossil}$$

Tabelle 5 zeigt eine Auflistung aller Hintergrunddaten, welche für die Berechnung der Credits herangezogen wurden. Die Parameter „$Menge_{Wasserstoff}$" und „$Menge_{Abwärme}$" konnten direkt als Ergebnisse aus den Simulationsstudien entnommen werden.

Parameter	Wert	Einheit	Quelle
Abwärmenutzung			
Heizwert $_{Erdgas}$	0,136	kg/kWh	[36]
GWP Faktor $_{Erdgas}$	0,485	kg CO_2-äq./ kg	[29]
LKW oder PKW			
Fahrleistung in km $_{pro\ kg\ Diesel}$ (LKW)	5,43	km/kg	[29]
Fahrleistung in km $_{pro\ kg\ Wasserstoff}$ (LKW)	18,18	km/kg	[33]
Fahrleistung in km $_{pro\ kg\ Diesel}$ (PKW)	18,77	km/kg	[29]
Fahrleistung in km $_{pro\ kg\ Wasserstoff}$ (PKW)	83,33	km/kg	[33]
GWP Faktor $_{Diesel\text{-}LKW}$[1]	3,56	kg CO_2-äq./ km	[29]
GWP Faktor $_{Diesel\text{-}PKW}$[1]	5,43	kg CO_2-äq./ km	[29]
GWP Faktor $_{Diesel\text{-}Stapler}$[1]	2,56	kg CO_2-äq./ kg	[37]
Stapler			
Verbrauch pro Stunde $_{Diesel}$	2,38	kg/h	[29]
Verbrauch pro Stunde $_{Wasserstoff}$	1,61	kg/h	[38]
BHKW			
Stromerzeugung $_{pro\ kg\ Erdgas}$	7,33	kWh/kg	[33]
Stromerzeugung $_{pro\ kg\ Wasserstoff}$	29,97	kWh/kg	[33]
Betriebsmittel			
GWP Faktor $_{Wasserstoff;\ fossil}$	11,08	kg CO_2-äq./ kg	[29]

Tabelle 5: Übersicht der Hintergrunddaten zur Berechnung der Gutschriften (Credits)

[1] Berücksichtigt ist die Bereitstellung des Diesels inkl. der emittierten Emissionen während der Betriebsphase

Für die Berechnung des Gesamt-Treibhauspotentials wurde ein **GWP-Rechner-Tool** in Microsoft Office Excel aufgebaut. Dessen Struktur ist die Basis für die Erarbeitung des ökologischen Teils des Tools unter Arbeitspaket 4 (siehe Kapitel 0). Die Eingabemaske des Tools besteht aus mehreren Sektionen, in welche die Vordergrunddaten eingetragen werden können.
In Sektion 1 sind fixe Parameter hinterlegt, welche für die Berechnung aller Varianten und Szenarien berücksichtigt werden. Darunter fallen die Nutzungsdauer je Anlagenkomponente oder die benötigten Daten zur Berechnung der Credits (z. B. Reichweite PKW und LKW für Diesel- und Wasserstofffahrzeuge, der Verbrauch eines Diesel- und Wasserstoff-Staplers sowie die Menge an erzeugtem Strom durch ein BHKW pro kg Wasserstoff und Erdgas). In Sektion 2 können die Anzahl und Anlagengrößen je Komponente und Szenario integriert werden. Die Simulationsdaten aus TOP-Energy können in Sektion 3 hinterlegt werden.
Die Massen- und Energieströme aus dem Vordergrundsystem werden nach Eingabe automatisch mit fixen Parametern und den entsprechenden GWP-Faktoren zu einem Gesamt-Treibhauspotential je Szenario verrechnet (vgl. Tabelle 4 und Tabelle 5). Diese sind in den hinteren Tabellenblättern im Excel-Tool hinterlegt. Eine Abbildung des GWP-Rechner-Tools ist nachfolgenden in Abbildung 15 zu sehen.

Fixe Parameter		
Lebensdauer/Betriebsstunden		
Elektrolyseur	Max. Betriebsstunden [h]	35.000
Brennstoffzelle	Max. Betriebsstunden [h]	20.000
Wärmetauscher	Jahre	10
Batterie (LiIon)	Jahre	12,5
Dieselgenerator	Max. Betriebsstunden [h]	15.000
Metallhydridspeicher	Jahre	10
H2-Druckspeicher (Typ IV)	Jahre	12,5
BHKW	Jahre	20
BHKW		
- Anteil therm. Energie an Gesamt-Energieerzeugung	--	0,50
Reichweite PKW		
-Reichweite pro kg Wasserstoff	km	83,33
-Rechweite pro kg Diesel	km	18,77
Reichweite LKW		
-Reichweite pro kg Wasserstoff	km	18,18
-Reichweite pro kg Diesel	km	5,43
Verbrauch Stapler		
-Verbrauch Dieselstapler	kg/h	2,38
-Verbrauch Wasserstoffstapler	kg/h	1,61
Nutzung Abwärme aus Elektrolyseur und Brennstoffzelle		
- kg Erdgas pro kWh th. Energie (Gasheizung)	kg	0,14
Zugabe Wasserstoff ins BHKW		
- kg Wasserstoff pro kWh Strom	kg	0,03
- kg Erdgas pro kWh Strom	kg	0,14

		Top 4: Stoffliche Nutzung (ohne Verdichtung)							
		PV-Anlage 300 kW Peak		PV-Anlage 500 kW Peak		PV-Anlage 750 kW Peak		PV-Anlage 1.000 kW Peak	
Freie Parameter - Anlagenkomponenten vom Versorgungskonzept									
Eingesetze Anlagenkomponenten		**Anzahl in [Stück]**	**GWP [kg CO2-äqv./a]**	**Anzahl in [Stück]**	**GWP [kg CO2-äqv./a]**	**Anzahl in [Stück]**	**GWP [kg CO2-äqv./a]**	**Anzahl in [Stück]**	**GWP [kg CO2-äqv./a]**
Elektrolyseur (PEMEC)	kW (Kapazität)	200	149,86	300	478,84	450	1044,48	700	1901,94
			375,89		1201,01		2619,76		4770,42
Brennstoffzelle (Polymer-Electrolyt-Membran)	kW (Kapazität)	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
			0,00		0,00		0,00		0,00
Wärmetauscher	Stück	1	1491,68	1	1491,68	1	1491,68	1	1491,68
Batterie (LiIon)	kW (Kapazität)	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Dieselgenerator	kW (Kapazität)	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Metallhydridspeicher	kW (Kapazität)	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
H2-Druckspeicher (Typ IV)	kW (Kapazität)	1731,6	1493,02	5594,4	4823,62	13053,6	11255,10	23509,8	20270,67
			2374,14		7670,31		17897,40		32233,58
BHKW (160KW)	Stück (Anzahl)	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Freie Parameter - Daten aus TopEnergy									
Betrieb Anlagenkomponenten									
Electolyseur (PEMC) - Betriebsstunden pro Jahr	h/a	492		1048		1524		1784	
Brennstoffzelle (PEM) - Betriebsstunden pro Jahr	h/a	1		1		1		1	
Dieselgenerator- Betriebsstunden pro Jahr	h/a	1		1		1		1	
Energieerzeugung		**Menge in [kWh]**	**GWP [kg CO2-äqv./a]**	**Menge in [kWh]**	**GWP [kg CO2-äqv./a]**	**Menge in [kWh]**	**GWP [kg CO2-äqv./a]**	**Menge in [kWh]**	**GWP [kg CO2-äqv./a]**
PV (el) direkt (-Netzeinspeisung)	kWh	293,471	19576,97	487,859	32544,28	730.889	48756,41	972.945	64903,58
Netzbezug (el)	kWh	858.450	285718,16	747.530	248800,62	666.130	221708,24	614.280	204450,99
Netzbezug (grün) (el)	kWh	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
BHKW (el)	kWh	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
BHKW (th)	kWh	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
- Erdgasbedarf	kg	0,00		0,00		0,00		0,00	
- Emissionen Erdgasverbrennung	kg CO2/kg Erdgas	0,00		0,00		0,00		0,00	
Gutschrift Einsparung Erdgas Erdgaskessel	kg	-945	-1056,58	-3.220	-3600,66	-7.626	-8527,17	-12.810	-14324,09
Betriebsmittel		**Menge in [kg]**	**GWP [kg CO2-äqv./a]**	**Menge in [kg]**	**GWP [kg CO2-äqv./a]**	**Menge in [kg]**	**GWP [kg CO2-äqv./a]**	**Menge in [kg]**	**GWP [kg CO2-äqv./a]**
Wasserstoff aus Zukauf (fossil)	kg	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Wasserbedarf (diionisiert)	kg	8570,33	12,92	29208,42	44,04	69171,21	104,30	116197,64	175,21
- Erzeugung Wasserstoff (Menge aus Electrolyseur)	kg	770,3003003		2625,255255		6217,117117		10443,84384	
- Menge Prozesswasser (Kühlwasser)	kg	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Gutschrift (Avoided Burden)		**Einsparungen**	**GWP [kg CO2-äqv./a]**	**Einsparungen**	**GWP [kg CO2-äqv./a]**	**Einsparungen**	**GWP [kg CO2-äqv./a]**	**Einsparungen**	**GWP [kg CO2-äqv./a]**
Menge an Wasserstoff für PKW	kg	770	-12686,46	2.625	-43236,64	6.217	-102392,81	10.444	-172004,88
Menge an Wasserstoff für LKW	kg	770	-9194,80	2.625	-31336,73	6.217	-74211,50	10.444	-124664,42
Menge an Wasserstoff für Stapler	kg	770	-2920,43	2.625	-9953,10	6.217	-23570,88	10.444	-39595,62
Menge Zugabe Wasserstoff ins BHKW	kg	770	-8785,46	2.625	-29941,45	6.217	-70907,20	10.444	-119113,68
Summe:		**Gesamt-GWP [t CO2-äqv./a] (max)**	**308,49**	**Gesamt-GWP [t CO2-äqv./a] (max)**	**288,15**	**Gesamt-GWP [t CO2-äqv**	**284,05**	**Gesamt-GWP [t CO2-äqv**	**293,70**
		Gesamt-GWP [t CO2-äqv./a] (min)	**307,39**	**Gesamt-GWP [t CO2-äqv./a] (min)**	**284,58**	**Gesamt-GWP [t CO2-äqv**	**275,83**	**Gesamt-GWP [t CO2-äqv**	**278,87**
		- Anlagenherstellung (max)	*4,24*	***- Anlagenherstellung (max)***	*10,36*	***- Anlagenherstellung (ma***	*22,01*	***- Anlagenherstellung (ma***	*38,50*
		- Anlagenherstellung (min)	*3,13*	***- Anlagenherstellung (min)***	*6,79*	***- Anlagenherstellung (ma***	*13,79*	***- Anlagenherstellung (ma***	*23,66*
		- Energieerzeugung (el)	*305,30*	***- Energieerzeugung (el)***	*281,34*	***- Energieerzeugung (el)***	*270,46*	***- Energieerzeugung (el)***	*269,35*
		'- Energieerzeugung (th)	*-1,06*	***'- Energieerzeugung (th)***	*-3,60*	***'- Energieerzeugung (th)***	*-8,53*	***'- Energieerzeugung (th)***	*-14,32*
		- Betriebsmittel	*0,01*	***- Betriebsmittel***	*0,04*	***- Betriebsmittel***	*0,10*	***- Betriebsmittel***	*0,18*
		Avoided Burden an GWP [t CO2-äqv./a]	**-33,59**	**Avoided Burden an GWP [t CO2-äqv./a]**	**-114,47**	**Avoided Burden an GWP**	**-271,08**	**Avoided Burden an GWP**	**-455,38**
Summe:		**Gesamt-GWP [t CO2-äqv./a] (max) (inkl. Av**	**274,91**	**Gesamt-GWP [t CO2-äqv./a] (max) (inkl. Av**	**173,68**	**Gesamt-GWP [t CO2-äqv**	**12,97**	**Gesamt-GWP [t CO2-äqv**	**-161,68**
		Gesamt-GWP [t CO2-äqv./a] (min) (inkl. Av	**273,80**	**Gesamt-GWP [t CO2-äqv./a] (min) (inkl. Av**	**170,11**	**Gesamt-GWP [t CO2-äqv**	**4,75**	**Gesamt-GWP [t CO2-äqv**	**-176,51**

Abbildung 15: GWP-Rechner-Tool

Ergebnisse

Abbildung 16 zeigt das Treibhauspotential (Szenario „max“) für **Nutzungspfad 1** in t CO_2-äq/a, **dem Einsatz von Wasserstoff als Energiespeicher**, und stellt dieses jeweils der Referenzvariante (PV-Anlage ohne Batteriespeicher und ohne Wasserstofftechnologien) gegenüber. Untersucht wurden verschiedene Leistungen für PV-Anlagen und Elektrolyseure in Kombination mit variierenden Kapazitäten der Lithium-Ionen-Batterien (vgl. Tabelle 2).

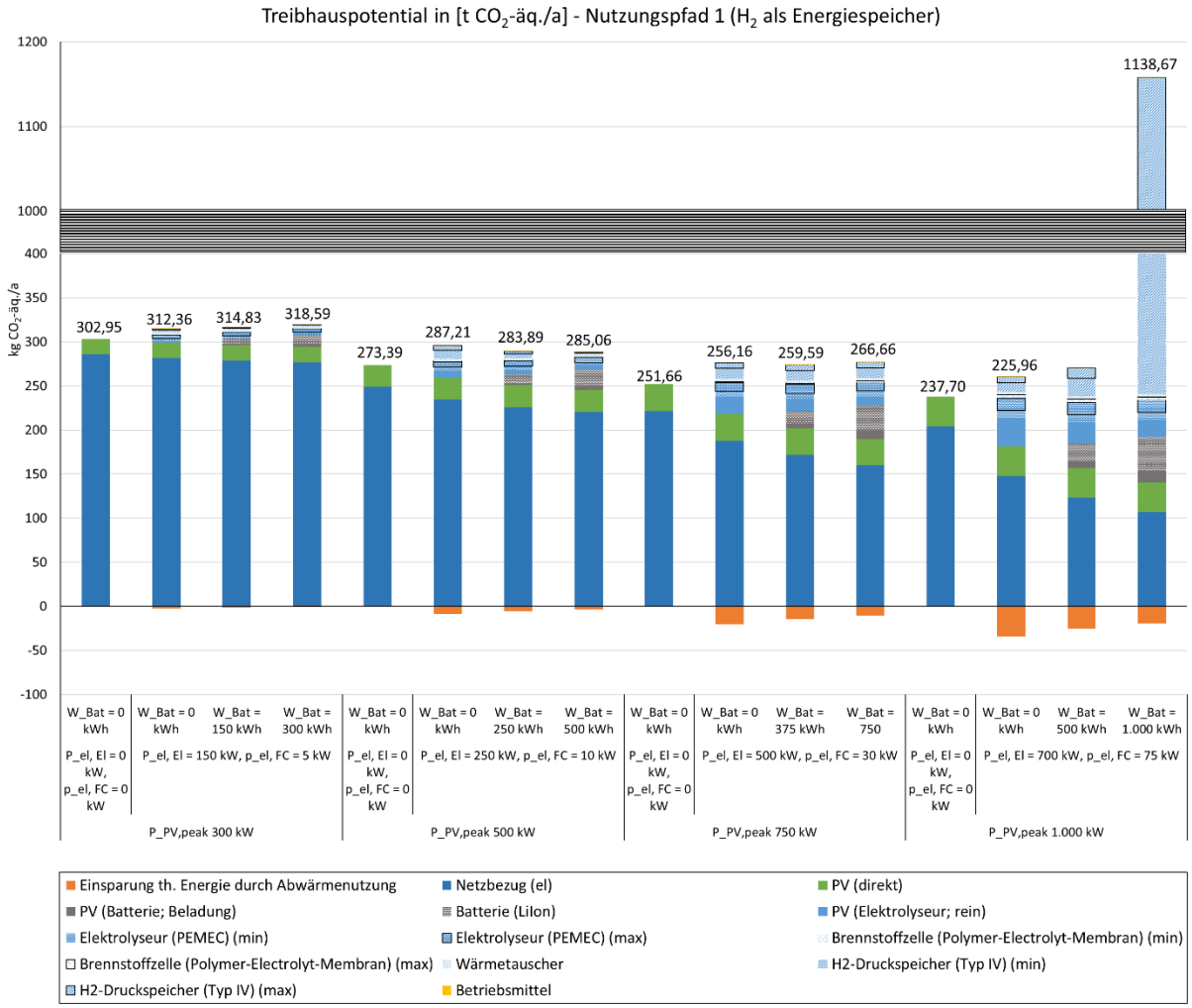


Abbildung 16: Treibhauspotential in [t CO_2-äq./a] – Nutzungspfad 1 (Wasserstoff als Energiespeicher)[1]

[1] Die in Abbildung 16 abgebildeten GWP-Werte zeigen jeweils das Treibhauspotential des Szenarios „max“ auf.

Im Fall der Referenzvariante wird das Treibhauspotential des Energieversorgungskonzepts zu 100% durch die Strombereitstellung via PV-Anlage und Netzbezug verursacht. Sobald zusätzlich ein Li-Ion-Batteriespeicher und Wasserstofftechnologien zum Einsatz kommen, werden bei der Berechnung des Gesamt-Treibhauspotentials nicht nur die entsprechenden nötigen Betriebsmittel und Wirkungsgradverluste durch die Speicherung mitberücksichtigt, sondern auch die Herstellungsphase der neu zu integrierenden Komponenten. Darunter der Li-Ion-Batteriespeicher, Elektrolyseur, Brennstoffzelle, Wärmetauscher und Wasserstoff-Druckspeichertank.
Durch den Einsatz von Wasserstoff als saisonaler Energiespeicher und einem Batteriespeicher als Kurzzeitspeicher wird eine geringere Menge des erzeugten PV-Stroms ins Netz eingespeist und kann stattdessen zur Deckung des Eigenbedarfs genutzt werden, wodurch gleichzeitig weniger elektrische Energie vom Netz bezogen werden muss. Dies wirkt sich, aufgrund des höheren Treibhauspotential der Bereitstellung von Strom aus Netzbezug, positiv auf die Gesamtbilanz aus. Dieser positive Effekt wird vor allem bei größeren PV-Anlagen-Peakleistung deutlich (GWP Netzbezug P_PV,peak 300: 277,05 - 281,50 kg CO_2-äq./a; GWP Netzbezug P_PV,peak 1.000: 106,69 - 147,67 CO_2-äq./a). Folglich ist eine Voraussetzung für die aus Unternehmenssicht nachhaltige Nutzung von Wasserstoff als saisonaler Energiespeicher, dass ausreichend überschüssiger PV-Strom vorhanden ist, welcher alternativ ins Netz eingespeist werden müsste.
Diesem positiven Effekt steht das höhere Treibhauspotential durch die Herstellung der zusätzlichen Komponenten gegenüber. Dieser sorgt dafür, dass sich das Gesamttreibhauspotential im Fall von Nutzungspfad 1 gegenüber der jeweiligen Referenzvariante erhöht. Im Fall von P_PV,peak 750 beträgt das GWP des Referenzfalls 251,66 kg CO_2-äq./a. Das Szenario W_Bat=750 weist hingegen ein Gesamt-GWP von 266,66 kg CO_2-äq./a inkl. Anlagenherstellung und 198,59 kg CO_2-äq./a ohne Berücksichtigung der Anlagenherstellung auf.
Eine Reduktion des Gesamttreibhauspotentials gegenüber der Referenzvariante ist im Fall der „max“ Szenarien für die Variante P_PV,peak 1.000 kW / P_el, El = 700 kW, p_el, FC = 75 kW bei W_Bat=0 kWh um -4,9% möglich. Im Fall der „min“ Szenarien ist eine Reduktion für die Variante P_PV,peak 750 kW / P_el, El = 500 kW, p_el, FC = 30 kW bei W_Bat=0 kWh (-5,0%), W_Bat=750 kWh (-3,6%) und bei W_Bat=1.000 kWh (-0,8%) sowie für die Variante bei P_PV,peak 1.000 kW / P_el, El = 700 kW, p_el, FC = 75 kW bei W_Bat=0 kWh (-13,7%) und bei W_Bat=500 kWh (-8,2%) erkennbar.
Auffällig ist, dass Szenario P_PV,peak 500 im Vergleich zu den anderen Szenarien für W_Bat = 250 kWh eine erneute Senkung des Gesamt-GWPs gegenüber von W-Bat = 0 kWh aufweist. Dies liegt an dem hohen Bedarf an Wasserstoff-Druckspeicherkapazität im Fall von W-Bat = 0 kWh, welcher für W_Bat = 250 kWh deutlich abnimmt.
Aufgrund der unsicheren Datenlage konnte für die Ermittlung der Herstellungsphase dieser Komponenten nur eine Abschätzung getroffen werden, wobei für die Komponenten Elektrolyseur, Brennstoffzelle und H_2-Druckspeichertank ein minimales und maximales Treibhauspotential hinsichtlich der Herstellungsphase berücksichtigt wurde. Da deren Einfluss auf die Gesamtbilanz signifikant ist, sollte eine detailgenauere Bewertung durchgeführt werden, um die hier erarbeiteten Ergebnisse zu überprüfen.
Zusätzlich ist zu erkennen, dass bei einer Erhöhung der Kapazität des Li-Ion-Speichers weniger PV-Strom in Form von Wasserstoff gespeichert und stattdessen in den Batteriespeicher

eingespeist wird. Die Eigenverbrauchsquote wird hierdurch nicht weiter erhöht, sondern bleibt identisch. Der Mehraufwand durch die Herstellung steigt hingegen an, wodurch sich ebenfalls das Gesamttreibhauspotential durch den Einsatz eines größeren Batteriespeichers je Variation erhöht.
Durch die Nutzung der Abwärme aus Elektrolyseur und Brennstoffzelle kann thermische Energie aus dem Gaskessel eingespart werden. Dies wird mittels einer Gutschrift (Credit) dargestellt. Dieser ist abhängig von der Menge an erzeugtem Wasserstoff und sinkt deshalb beim Einsatz eines größeren Batteriespeichers je Variante.
In Abbildung 17 (Szenario „max“ und „min“) ist das Treibhauspotential für die Bereitstellung von elektrischer Energie mittels PV-Anlage, Elektrolyseur, Brennstoffzelle und H_2-Druckspeichertank in der Einheit kg CO_2-äq./kWh Strom zu sehen. Dieses wird dem Treibhauspotential des Netzbezugs gegenübergestellt. Basis für den Netzbezug stellt der deutsche Strommix 2020 dar.

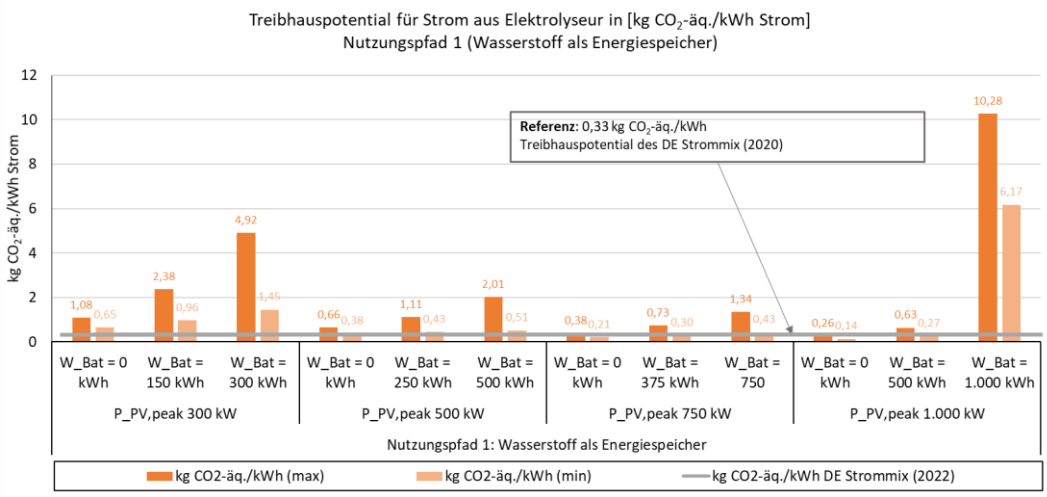


Abbildung 17: Treibhauspotential für die Strombereitstellung mittels Elektrolyseur in [t CO_2-äq./kWh Strom] – Nutzungspfad 1 (Wasserstoff als Energiespeicher)

Das kleinste Treibhauspotential pro kWh Strom tritt je Variation dann auf, wenn kein Batteriespeicher zum Einsatz kommt, da in diesem Fall mehr PV-Strom über die saisonale Wasserstoffspeicherung vorgehalten wird und sich somit die Aufwendungen für die Herstellung des Elektrolyseurs, Brennstoffzelle und H2-Druckspeichertank auf eine größere rückverstromte Energiemenge verteilt. Aufgrund der stärkeren Auslastung der Wasserstoff-speicherkomponenten sinkt das Treibhauspotential auch mit zunehmender PV-Anlagen-Peakleistung.
Im Fall des Szenarios (min) kann ein niedrigeres Treibhauspotential im Vergleich zum deutschen Strommix für eine PV-Anlagengröße von 750 und 1.000 kWp erzielt werden. Die Reduktion für Variante „ohne Li-Ion-Speicher“ (W_Bat=0 kWh) beträgt -36,4 bzw. -57,6%. Die Reduktion für die Variante W_Bat 375 kWh liegt hingegen bei -9,1% bzw. -18,2%. Im Fall des Szenarios (max) tritt hingegen nur für eine Anlagengröße von 1.000 kWp (W_Bat=0 kWh) eine niedrigeres Treibhauspotential auf. Im Vergleich zum deutschen Strommix liegt eine Einsparung von -21,2% vor. Daraus ergibt sich, dass eine saisonale Speicherung von elektrischer Energie

via Wasserstoff unter bestimmtem Randbedingungen eine ökologische Alternative gegenüber dem deutschen Strommix darstellt.
Die Ergebnisse zum Treibhauspotential in t CO_2-äq./a für **Nutzungspfad 2 (Wasserstoffmobilität)** ist in Abbildung 18 (Szenario „max") dargestellt und wird der jeweiligen Referenzvariante gegenübergestellt. Dabei geht der Einfluss einer möglichen abweichenden Herstellungsphase der Wasserstoff-Fahrzeuge im Vergleich zu den konventionellen Fahrzeugen nicht in die Bewertung mit ein.

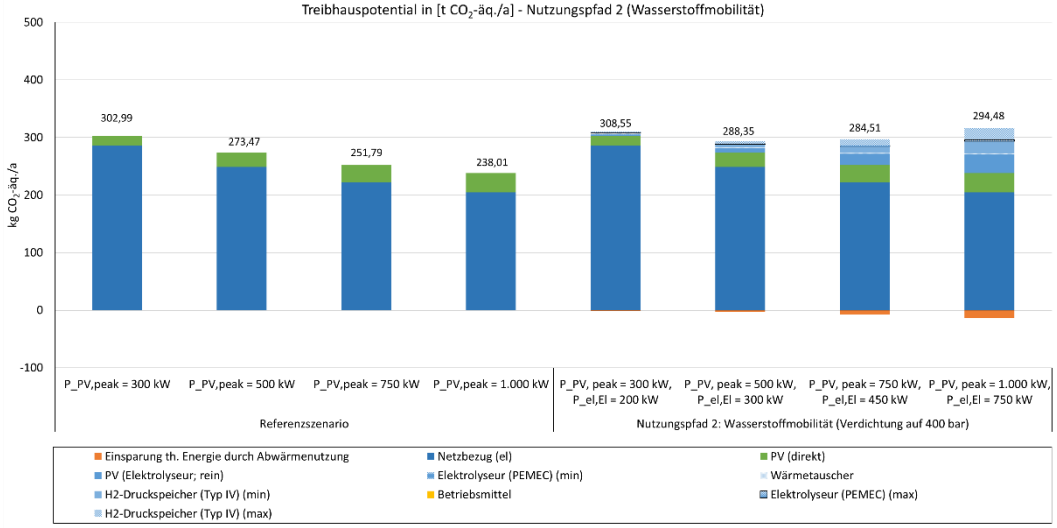


Abbildung 18: Treibhauspotential in [t CO_2-äq./a] – Nutzungspfad 2 (Wasserstoffmobiltät) ohne Gutschrift durch Nutzungsszenarien (LKW, PKW und Stapler)

Wird der Wasserstoff direkt für eine Mobilitätsanwendung genutzt und nicht wieder rückverstromt, müssen als zusätzliche Komponenten ein Elektrolyseur und ein Wasserstoff-Druckspeichertank berücksichtigt werden. Letzter wird anstelle einer Tankstelle bilanziert, da für diese keine Daten verfügbar sind. Der Mehraufwand für die Verdichtung des Wasserstoffs auf 400 bar ist ebenfalls in der Bewertung enthalten.
Zunächst steigt das Treibhauspotential mit der Menge an produziertem Wasserstoff. Grund hierfür ist zum einen der Mehraufwand durch die Anlagenherstellung der benötigten Komponenten und zum anderen die Bereitstellung von einer höheren Menge an Strom, welcher für die Herstellung des Wasserstoffes benötigt wird. Hierfür wird ausschließlich der Anteil des überschüssigen erzeugten PV-Stroms genutzt, welcher alternativ ins Netz eingespeist werden müsste. Durch die Nutzung der Abwärme des Elektrolyseurs kann ein geringer Credit durch die Einsparung von thermischer Energie aus dem Gaskessel berücksichtigt werden. Insgesamt liegt eine Erhöhung des Treibhauspotential von +1,8% (300 kW-Peak) bis +19,2% (1.000 kW-Peak) vor.
Ein ökologisches Potential der Nutzung des erzeugten Wasserstoffs kann erst im Zusammenhang mit den hiermit verbundenen Einsparungen für die Dieselherstellung und die bei der Dieselverbrennung freigesetzten Emissionen ermittelt werden. Folglich wird in Abbildung 19 und Abbildung 20 die Differenz des Treibhaupotentials der Betriebsphase und der Anlagenherstellung inkl. der Gutschrift durch die Abwärmenutzung im Vergleich zur Referenz dem Credit durch die Nutzung von Wasserstoff für einen PKW, LKW und Stapler

gegenübergestellt. Die thermische Abwärmenutzung wird nicht separat als Credit aufgezeigt, da diese Gutschrift bei jedem der drei Nutzungsszenarien (PKW, LKW und Stapler) zu gleichem Wert angerechnet werden kann. Abbildung 19 zeigt hierbei die Gegenüberstellung mit dem „min-Szenario“ und Abbildung 20 die Gegenüberstellung mit dem „max-Szenario“.

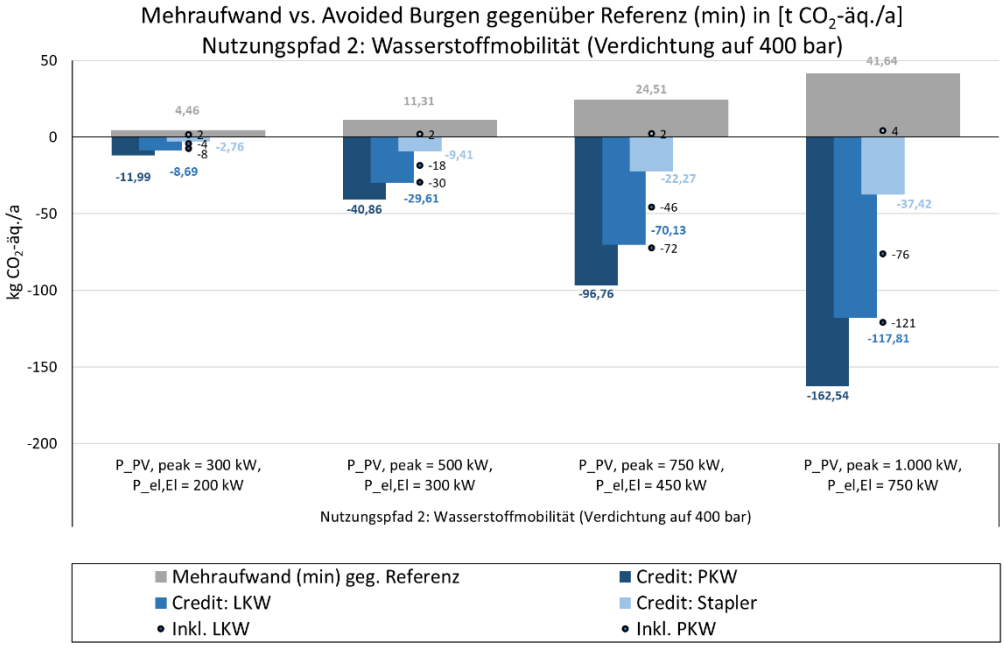


Abbildung 19: Treibhauspotential des Mehraufwands vs. Credits (min) in [t CO_2-äq./a] – Nutzungspfad 2 (Wasserstoffmobilität)

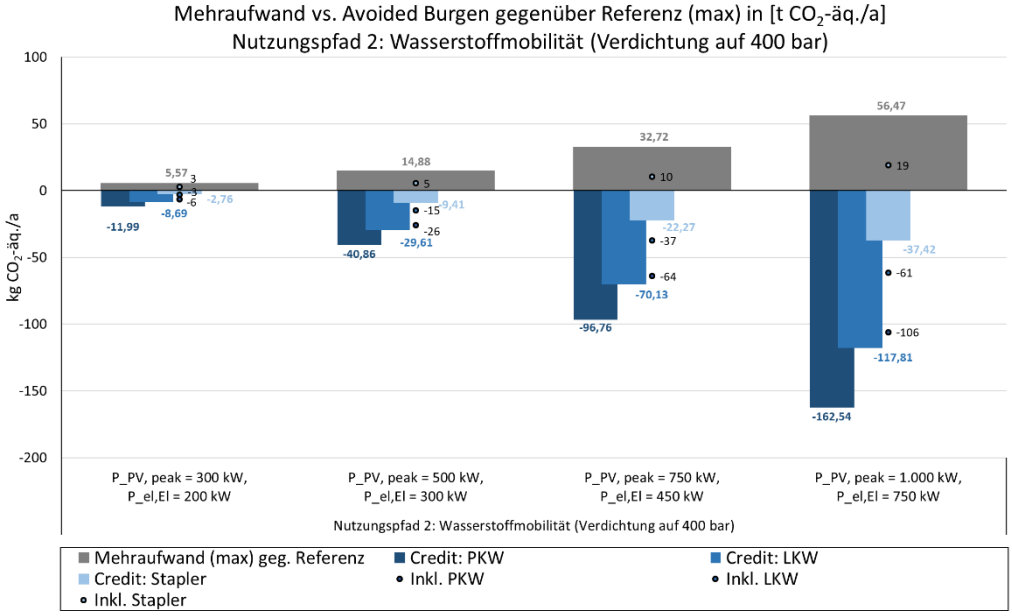


Abbildung 20: Treibhauspotential des Mehraufwands vs. Credits (max) in [t CO_2-äq./a] – Nutzungspfad 2 (Wasserstoffmobilität)

Im Fall beider Szenarien, „min“ und „max“, kann durch die Anrechnung des Credits für die Nutzung eines wasserstoffbetriebenen PKWs und LKWs ein negatives Treibhauspotential erzielt werden. Demnach ist die Einsparung für diese Variationen höher als der das Treibhauspotential der Betriebsphase und Anlagenherstellung der zusätzlich benötigten Komponenten, wodurch eine Einsparung des Gesamt-Treibhauspotentials im Vergleich zur Referenzvariante erzielt werden kann. Die höheren Treibhausgasemissionen durch den Einsatz zusätzlicher Komponenten entstehen hauptsächlich in der Anlagenherstellung der zusätzlich benötigten Komponenten. Können diese reduziert werden, steigt auch das ökologische Potential von Nutzungspfad 2, wodurch womöglich auch die Nutzung eines wasserstoffbetriebenen Staplers gegenüber der konventionellen diesel-betriebenen Vergleichsvariante ökologisches Reduktionspotential aufweist.

Abbildung 21 (Szenario „max“ und „min“) zeigt abschließend das Treibhaupotential pro Fahrstrecke in kg CO_2-äq./km Fahrleistung für die Nutzung eines wasserstoffbetriebenen PKWs. Die Ergebnisse werden einem dieselbetriebenen PKW gegenübergestellt. Dabei wird ausschließlich der Anteil des Treibhauspotential berücksichtigt, der für die Produktion (inkl. Anlagenherstellung) und Nutzbarmachung des Wasserstoffs anfällt.

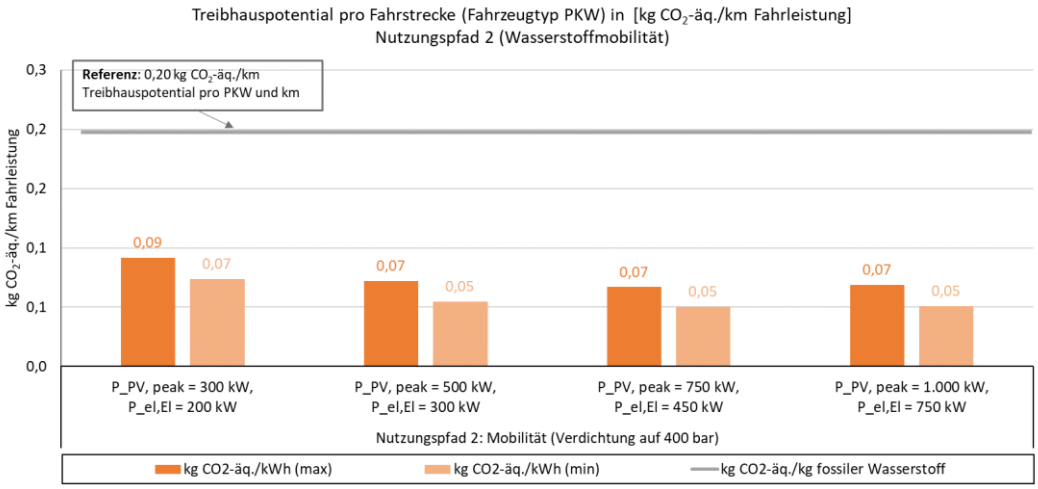


Abbildung 21: Treibhauspotential pro Fahrstrecke (Fahrzeugtyp PKW) in [t CO_2-äq./km Fahrleistung] – Nutzungspfad 2 (Wasserstoffmobilität)

Für alle Variationen und Szenarien kann ein niedrigeres Treibhauspotential im Vergleich zum dieselbetriebenen PKW erzielt werden. Im Fall des Szenarios „min“ liegt die Reduktion bei -65 bis -75%. Für das Szenario „max“ kann hingegen eine Senkung zwischen -55 und -65% pro gefahrenem km erreicht werden.

Das Treibhauspotential für **Nutzungspfad 3 (Wasserstoffdirektnutzung)** ist in Abbildung 22 (Szenario „max“) in der Einheit t CO_2-äq./a dargestellt. Gegenübergestellt werden die Ergebnisse der jeweiligen Referenzvariante. Im Vergleich zum Nutzungspfad 2 (Wasserstoffmobilität) findet keine Verdichtung des Wasserstoffs auf 400 bar statt.

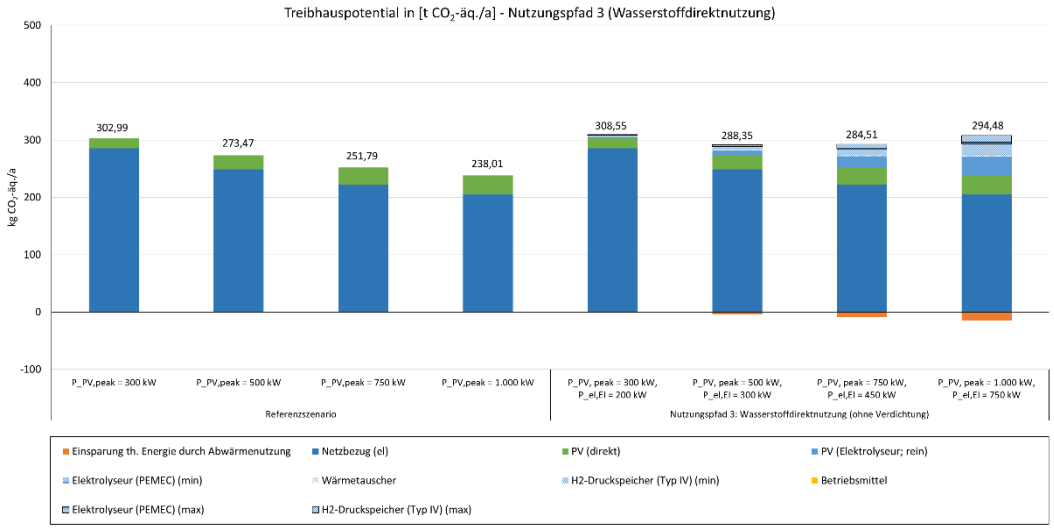


Abbildung 22: Treibhauspotential in [t CO_2-äq./a] – Nutzungspfad 3 (Wasserdirektnutzung) ohne Gutschrift durch Nutzungsszenarien (BHKW und Ersatz von fossilem Wasserstoff)

Aufgrund der nicht stattfindenden Verdichtung können im Vergleich zu Nutzungspfad 2 leicht niedrigere Treibhauspotentiale erzielt werden. Jedoch liegen die Umweltwirkungen auch im Fall von Nutzungspfad 3 höher im Vergleich zum jeweiligen Referenzvariante, sofern die Gutschriften für die Nutzung des Wasserstoffs nicht berücksichtigt werden. Die Ursache ist auch hier der Mehraufwand, welcher durch die Anlagenherstellung von Elektrolyseur, Wärmetauscher und H_2-Druckspeichertank anfällt. Der Anstieg des Treibhauspotentials liegt zwischen 1,8 und 23,7%.

Analog zu Nutzungspfad 2 kann das ökologische Potential der Direktnutzung des erzeugten Wasserstoffs auch für Nutzungspfad 3 erst im Zusammenhang mit den hiermit verbundenen Einsparungen ermittelt werden. Hierfür werden zwei Fälle betrachtet: Zum einen wird die Einspeisung des erzeugten Wasserstoffs in ein BHKW betrachtet, wodurch die benötigte Menge an Erdgas und die Entstehung von Direktemissionen reduziert wird. Zum anderen wird der Ersatz von fossil hergestelltem Wasserstoff durch den eigenerzeugten berücksichtigt. In Abbildung 23 und Abbildung 24 ist der Mehraufwand an Treibhauspotential im Vergleich zur Referenz sowie der Credit durch die direkte Nutzung von Wasserstoff ersichtlich. Abbildung 23 zeigt hierbei die Gegenüberstellung für das „min-Szenario“ und Abbildung 24 die Gegenüberstellung für das „max-Szenario“.

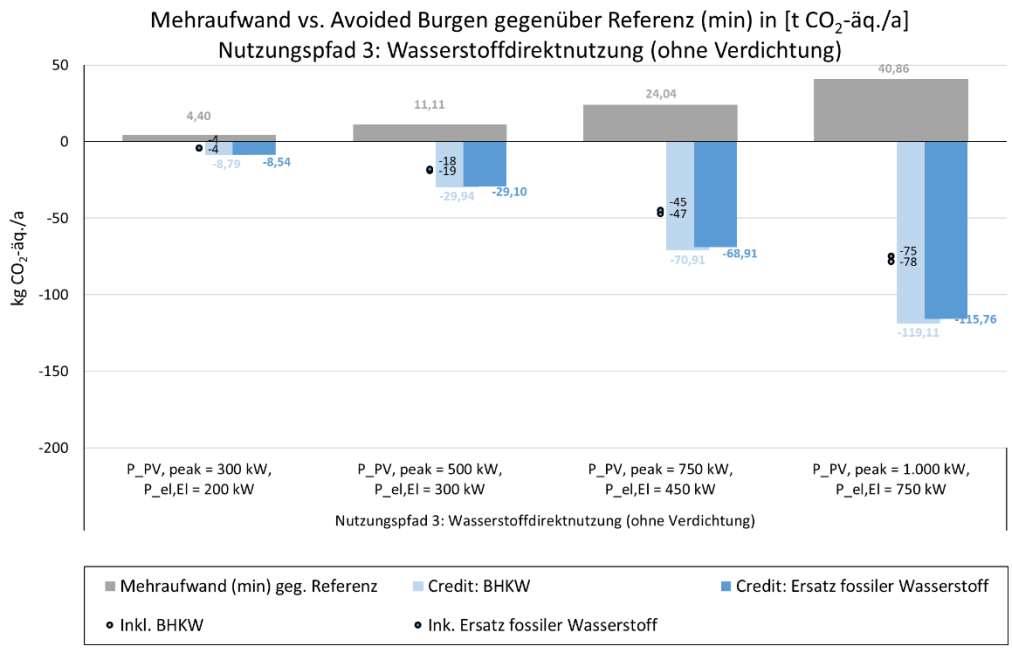


Abbildung 23: Treibhauspotential des Mehraufwands vs. Credits (min) in [t CO_2-äq./a] – Nutzungspfad 3 (Wasserstoffdirektnutzung)

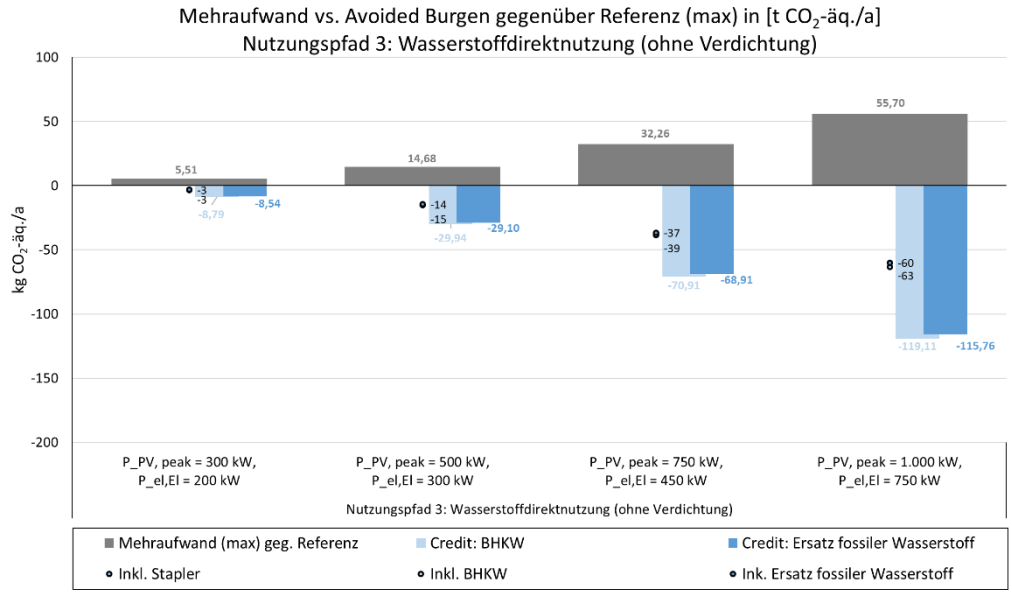


Abbildung 24: Treibhauspotential des Mehraufwands vs. Credits (max) in [t CO2-äq./a] – Nutzungspfad 3 (Wasserstoffdirektnutzung)

Im Fall von Szenario „min“ übersteigt die Einsparung durch die Direktnutzung des Wasserstoffs das Höhe des Treibhauspotential durch die Betriebsphase und vor allem der Anlagenherstellung. Somit kann gegenüber der Referenz sowohl für die Anwendungsfälle „BHKW“ und „Ersatz von fossilen Wasserstoff“ eine Reduktion des Gesamt-Treibhauspotentials für alle Variationen und Szenarien erzielt werden. Dieses erhöht sich mit

der Höhe der PV-Anlagenleistung, da mit deren Größe auch mehr nicht genutzte elektrische Energie aus der PV-Anlage anfällt, welche zur Herstellung des Wasserstoffs genutzt wird. Hauptursache für das zusätzliche Treibhauspotential gegenüber der Referenzvariante ist die Phase der Anlagenherstellung der zusätzlich benötigten Komponenten. Für Nutzungspfad 3 gilt analog zu Nutzungspfad 2, dass eine Reduktion das Treibhauspotential der Anlagenherstellung das ökologische Potential erhöht werden kann.

Zum Abschluss ist in Abbildung 25 (Szenario „max“ und „min“) das Treibhauspotential für die Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff aus Elektrolyse (E-Wasserstoff) in kg CO_2-äq./kg Wasserstoff im Vergleich zur Produktion von fossilem Wasserstoff aus Erdgas dargestellt. Dabei wird ausschließlich der Anteil des Treibhauspotential berücksichtigt, der für die Produktion (inkl. Anlagenherstellung) und Nutzbarmachung des Wasserstoffs anfällt.

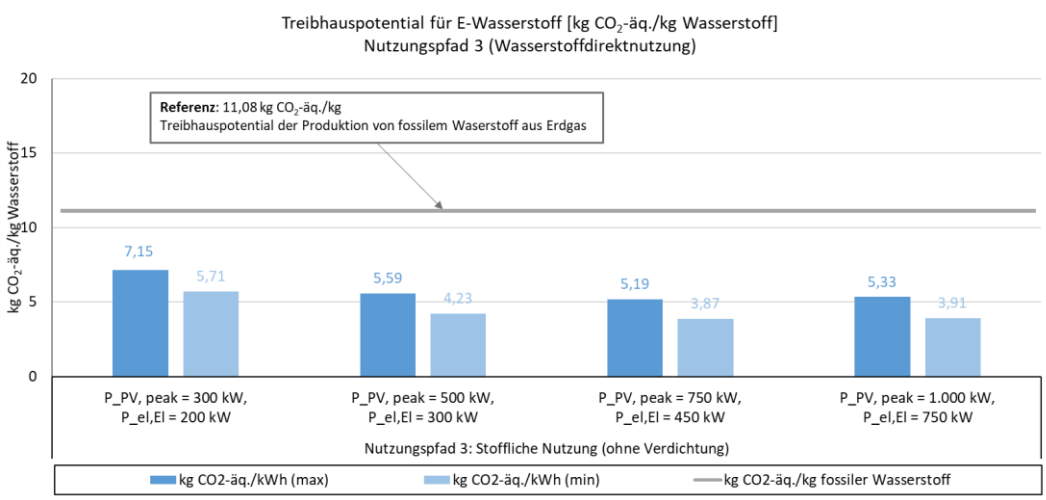


Abbildung 25: Treibhauspotential pro kg Wasserstoff aus Elektrolyse in [t CO_2-äq./kg Wasserstoff] – Nutzungspfad 3 (Wasserstoffdirektnutzung)

Abbildung 17 zeigt, dass für alle Variationen und Szenarien pro kg Wasserstoff aus Elektrolyse ein niedrigeres Treibhauspotential im Vergleich zum fossilen Wasserstoff aus Erdgas erreicht wird. Für das Szenario „min“ liegt die Reduktion bei -48,5 bis -64,7%. Im Fall von Szenario „max“ kann hingegen eine Senkung zwischen -35,4 und -51,9% pro kg Wasserstoff erreicht werden.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass ein ökologisches Potential zur Reduktion des Treibhauspotentials durch den Einsatz von Wasserstoff unter bestimmten Randbedingungen in der Fabrik besteht. Ein wichtiger Faktor ist hierbei die Menge an überschüssigem PV-Strom, welcher zur Wasserstoffherstellung genutzt wird. Dies gilt vor allem für Nutzungspfad 2 und 3 ein. Die Ergebnisse der ökologischen Bewertung (siehe Abbildung 19Abbildung 20Abbildung 23Abbildung 24) zeigen, dass sich das ökologische Potential bei steigender Anlagenleistung erhöht. Gegenüber den konventionellen Alternativen, wie dieselbetriebene Fahrzeuge, erdgasbetriebenes BHKW und fossiler Wasserstoff aus Erdgas, liegt in Abhängigkeit der erzeugten Wasserstoffmenge eine deutliche Reduktion des Treibhauspotentials vor. Negativ

wirkt sich hingegen die Phase der Anlagenherstellung aus. Dies ist die Hauptursache, warum im Fall von Nutzungspfad 1 für die betrachteten Varianten keine Reduktion des Treibhauspotentials gegenüber den Referenzvarianten auftritt. Anhand Abbildung 17 konnte jedoch gezeigt werden, dass wenn der Netzbezug zu 100% durch überschüssigen PV-Strom mittels saisonaler Wasserstoffspeicherung ersetzt werden würde, für große PV-Anlagenleistungen (750 und 1.000 kW-Peak), eine Reduktion des Treibhauspotentials gegenüber dem deutschen Strommix auftritt. Folglich tritt ein positiver ökologischer Effekt erst auf, wenn eine große Menge des Netzbezugs durch überschüssigen Strom aus der PV-Anlage ersetzt und damit dessen Eigenverbrauchsquote stark erhöht und somit der Anteil an reinem Netzbezug durch den Einsatz von Wasserstoff als Energiespeicher deutlich weiter gesenkt werden könnte. Dies kann analog zur ökonomischen Betrachtung durch eine Entwicklung von Betriebsstrategien für den optimierten Betrieb der Wasserstofftechnologien in Kombination mit Batteriespeichern oder durch eine Optimierung der Komponenten- bzw. Gesamtkonzeptauslegung erreicht werden. Auch eine Kombination der unterschiedlichen Nutzungspfade könnte zu einem effizienteren Gesamtkonzept führen. Erst dann wäre eine Reduzierung des Treibhauspotentials gegenüber der Referenz erreichbar. Die größte Hürde aus ökologischer Sicht stellt jedoch weiterhin das anfallende Treibhauspotential durch die Anlagenherstellung der benötigten Zusatzanlagenkomponenten dar. Da diese Daten jedoch aktuell auf ungenauen Annahmen basieren, sollten diese im nächsten Schritt überprüft und ausdetailliert werden. Denn durch die ungenaue Datenlage konnten beispielsweise keine Skaleneffekte in Abhängigkeit der Anlagengrößeren betrachtet werden. Stattdessen wurde ein linearerer Anstieg des Treibhauspotentials pro KW-Anlagengröße angenommen. Zudem ist in Zukunft durch neue innovative Ansätze eine Weiterentwicklung der Herstellungsprozesse und der Komponenten zu erwarten, was zu einer gleichzeitigen Reduzierung der Umweltwirkungen führen kann.

4.3.5 Umsetzung und Ergebnisse in Arbeitspaket 4 – Entwicklung des Auslegetools und Anwendung zur Analyse von Szenarien

Ziel in Arbeitspaket 4 war die Überführung der bisherigen methodischen Vorarbeiten und Analyseergebnisse in ein Tool zur Untersuchung von Varianten von Energieversorgungskonzepten für Fabrikstandorte mit Wasserstofftechnologien. In der Bearbeitung von AP 4 wurde das Tool als Werkzeug für die schnelle und übersichtliche Grobauslegung von Wasserstofftechnologien als Basis für weitere Analysen verstanden, nicht aber Software für detaillierte und komplexe Simulationsstudien.

Folgende Prämissen wurden für die Entwicklung definiert:

- Das Bewertungstool soll standortspezifischen Rahmenbedingungen des zu betrachtenden Unternehmens berücksichtigen.
- Dabei muss eine zielkriterienbasierte Dimensionierung der Wasserstofftechnologien auf Basis von Eingabedaten zu Energieverbräuchen und Energieerzeugung für die im Projekt betrachteten Nutzungspfade ermöglicht werden.

- Hierzu ist eine Datenbasis mit relevanten Stammdaten zu definiert und eine automatische ökonomische und ökologische Bewertung der Ergebnisse in das Tool zu integrieren.

Folgender Ablauf der Benutzung des Tools wurde im Projektverlauf in Abstimmung mit den Konsortialpartnern definiert:

1. Auswahl des Anwendungsfalls (Nutzungspfade Wasserstoff als Energiespeicher, Wasserstoffmobilität und Stoffliche Nutzung)
2. Eingabe relevanter Eingangsdaten
3. Berechnung
4. Ausgabe der Output-Daten

Die Ausarbeitung des Tools im Rahmen des Projekts umfasste die Definition von Eingabe- und Ausgabedaten, die Verknüpfung dieser Daten durch auf den Simulationsergebnissen basierenden Zusammenhängen sowie die Dokumentation der Struktur und des zugrundeliegenden Datenmodells als Konzept für die Umsetzung eines Bewertungstools. Für die Vorgabe von Struktur, Einheiten und Formaten von Eingabe-, Ausgabe- und Stammdaten wurde ein Datenmodell entwickelt.
Der gewählte Ansatz für die Berechnung basiert auf der Verbindung von Eingabe- und Ausgabedaten über funktionale Zusammenhänge, die aus den in AP 2 und AP 3 durchgeführten Simulationen und Bewertungen der Simulationsergebnisse hervorgehen. Das Ergebnis ist ein Konzept zur Erstellung eins Tools, das in einem, von der Varianz der zuvor simulierten Szenarien vorgegebenen Rahmen, Zusammenhänge zwischen benutzerspezifischen Eingabedaten und den entsprechenden Ausgabedaten herstellen kann. Dabei muss der Anwender nicht auf komplexe Gleichungssysteme oder umfangreiche Simulationsstudien zurückgreifen.
Abbildung 26 zeigt exemplarisch die Ableitung einer Funktion für den Zusammenhang zwischen der Eigenverbrauchsquote und dem Verhältnis von Elektrolyse- und PV-Erzeugungsleistung:

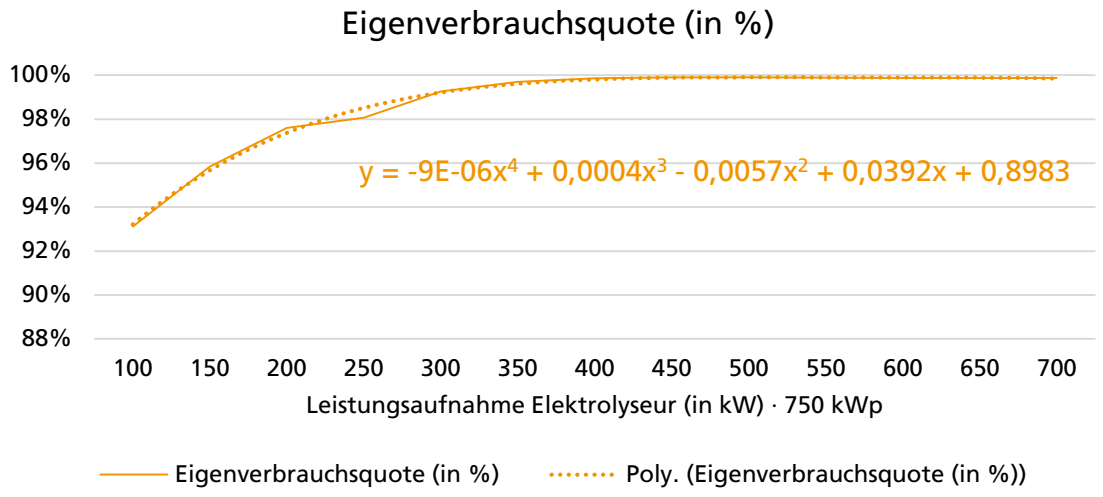


Abbildung 26: Zusammenhang zwischen Eigenverbrauchsquote

Hier lässt sich der funktionale Zusammenhang als polynomische Funktion 4. Grades beschreiben. Der verwendete Graph wurde auf Basis von Simulationsergebnissen erstellt. Funktionen dieser Art können im Tool zur Ermittlung von Berechnungsgrößen der Systemdimensionierung und von energetischen Kennzahlen aus anwenderspezifischen Eingangsdaten verwendet werden und durch Kombination miteinander weitere Zusammenhänge in Form von algebraischen Gleichungen darstellen. Abbildung 27 zeigt einen Ausschnitt des Datenmodells für Eingangs, Ausgangs- sowie Stammdaten und der relevanten funktionalen Zusammenhänge:

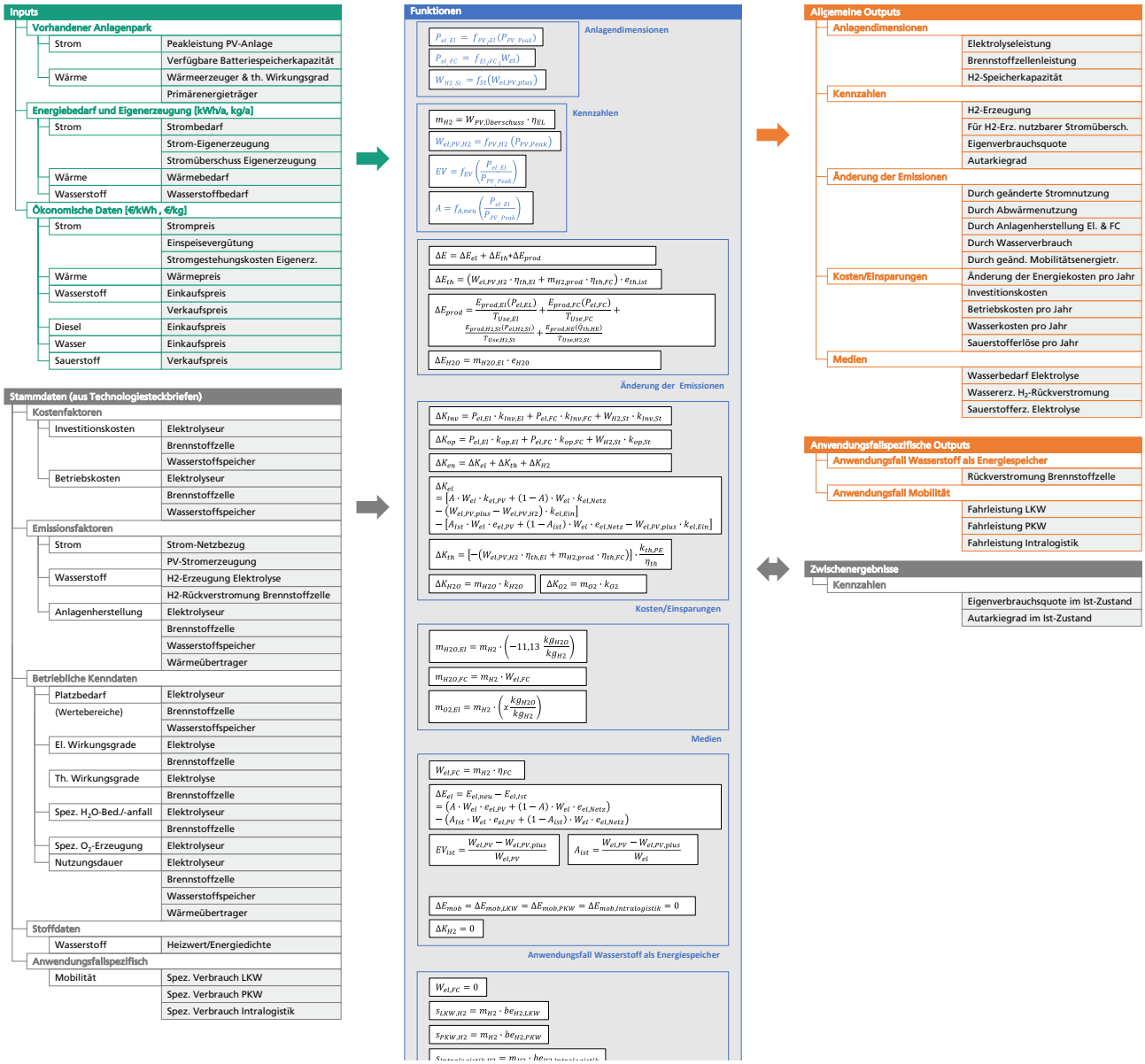


Abbildung 27: Ausschnitt aus der Datenstruktur und den funktionale Zusammenhänge für das Bewertungstool

Das Konzept zur Erstellung des Tools wurde im Rahmen von Projekttreffen dem Konsortium vorgestellt und mögliche Umsetzungen und Einsatzmöglichkeiten mit den Partnern diskutiert. Die Erstellung einer auf dem Konzept basierenden Softwarelösungen kann durch weitere Entwicklungsleistungen im Rahmen der Verwertung der Projektergebnisse erfolgen.

4.3.6 Projektmanagement und Veröffentlichung

Das Fraunhofer IGCV organisierte drei Gesamttreffen zum Austausch der Erfahrungen und Anforderungen zwischen den Partnern sowie für das Monitoring und die Konkretisierung der Projektziele.
Im Vorlauf zum Projekt kam es zu einem Wechsel im Konsortium. Das Unternehmen H-TEC Systems GmbH stieg aufgrund von Kapazitätsengpässen zunächst aus dem Projekt aus. Als Ersatz für die freigewordene Rolle der Elektrolyseexperten im Konsortium konnte die ostermeier H2ydrogen Solutions GmbH gewonnen werden, sodass das Konsortium wieder vollständig war. Neben diesem Wechsel stieß die IHK Schwaben als assoziierter Partner zum Konsortium. Hintergrund war hier die Multiplikatorrolle der IHK für die Kommunikation des Projekts im IHK-Wasserstoffnetzwerk sowie die Möglichkeit der Einbringung von Expertise im Bereich Regulatorik und Förderungen. Neben der IHK Schwaben stieg anschließend auch die H-TEC Systems GmbH als assoziierter Partner wieder in das Projekt ein.

Das Projekt wurde mittels Vorträgen auf verschiedenen Veranstaltungen einem Publikum aus Wissenschaft und Wirtschaft vorgestellt. Diese sind in Kapitel 4 - Publikationen aufgeführt. Eine schriftliche Veröffentlichung der Ergebnisse in einer geeigneten Fachzeitschrift ist im Verlauf des Jahres 2022 vorgesehen.

4.4 Erreichungsgrad der Meilensteine

Nachfolgend wird der Erreichungsgrad der drei Meilensteine (MS) dargelegt und begründet:

1. **Meilenstein 1: Technologiesteckbriefe und Katalog möglicher Strom- und Abwärmeverbraucher in der Fabrik liegen vor**

   Erreichungsgrad: 100 %

   Zu Beginn des Projekts wurde im ersten Workshop mit der Erarbeitung des Formats und einem Brainstorming für relevante Technologien der Energieversorgung sowie möglicher Erzeuger und Verbraucher in der Fabrik der Grundstein für die Technologiesteckbriefe gelegt. Nach einer Priorisierung der Technologien, der Festlegung von Expertenrollen und der anschließenden Befüllung der entwickelten Steckbrieftemplates stehen 12 Technologiesteckbriefe sowie zwei ausgefüllte Fragebögen der Anwendungspartner mit allen relevanten Quellen und Verbrauchern für Strom und Abwärme an den Fabrikstandorten zur Verfügung.

2. Meilenstein 2: Eine Methode zur Entwicklung eines standortspezifischen Versorgungskonzepts erarbeitet und ein Modell zur Wirtschaftlichkeits- und Nachhaltigkeitsbewertung wurden entwickelt

   Erreichungsgrad: 100 %

   Gemäß den Anforderungen wurde im Rahmen von Arbeitspaket 2 eine allgemein anwendbare Methode zur Konzeptionierung von standortspezifischen Versorgungssystemen entwickelt. Der gewählte induktive Ansatz erwies sich in Kombination mit dem Einsatz der Simulationssoftware TOP-Energy als für diese Aufgabe geeignet. Das angewandte Vorgehen wurde dokumentiert und steht in Form eines Ablaufdiagramms zur Verfügung. Aufsetzend auf dem Vorgehen wurden die Modelle für die Wirtschaftlichkeits- und Nachhaltigkeitsbewertung entwickelt. Dabei ermöglicht die wirtschaftliche Bewertungsmethode die direkte Quantifizierung von aus dem Einsatz von Wasserstofftechnologien resultierenden monetären Mehraufwänden und Erlösen. Die umfangreiche Nachhaltigkeitsbewertung in Form einer LCA-gestützten Ökobilanzierung ermöglicht zusätzlich eine umfangreiche Abschätzung der ökologischen Auswirkungen des Einsatzes von Wasserstofftechnologien, wobei der Fokus bei der Bewertung auf das Treibhauspotential gelegt wurde.

3. Meilenstein 3: Methode und Modell wurden in ein Auslegetool für energieträgerübergreifende industrielle Energieversorgungskonzepte überführt. Dieses wurde zur Analyse von ausgewählten Szenarien herangezogen

   Erreichungsgrad: 100 %

   Basierend auf den Ergebnissen der Arbeitspakete 2 und 3 wurde als Tool ein Datenmodell und ein Inventar erforderlicher funktionaler Zusammenhänge zwischen standortspezifischen Eingabedaten und daraus resultierenden Spezifikationen von Energieversorgungskonzepten aufgebaut und dokumentiert. Dabei wurde insbesondere auch die Betrachtung verschiedener Nutzungspfade berücksichtigt. Das Tool wurde von den Anwendungspartnern exemplarisch erprobt, wobei hierfür die jeweiligen unternehmensspezifischen mit Eckdaten der Anwendungspartner (z. B. potentiell verfügbare PV-Erzeugungsleistung) verwendet wurden. Die Ergebnisse, zum Beispiel resultierende Elektrolyseleistungen, wurden von den Technologieexperten als realistisch bewertet.

4.5 Aufgabenverteilung zwischen den Partnern

Bedingt durch die Einschränkungen der Corona-Pandemie wurde die Kommunikation zwischen den Partnern zumeist mittels Webkonferenzen und E-Mails durchgeführt. Daraus ergaben sich keine wesentlichen Einschränkungen bei der Projektbearbeitung, da die eingesetzten Softwarelösungen die sichere Ablage von Dokumenten und deren gemeinsames Bearbeiten ermöglichten. Die Beschreibung der Aufgabenverteilung zwischen den Partnern erfolgt im

Folgenden nach der Unterteilung des Konsortiums in Technologiehersteller und -experten, Technologieanwender und Forscher:

Technologiehersteller und -experten

Fronius International GmbH

- Mitwirkung bei der Vervollständigung der Technologiesteckbriefe für Elektrolyseur, Wasserstoff-Druckspeicher, Photovoltaikanlage und Batteriespeicher mit technologiespezifischem Expertenwissen
- Bereitstellung produkt- und anlagenspezifischer Daten im Anwendungsfall Wasserstoffmobilität (Wasserstoff-Druckspeicher, Wasserstofftankstelle) sowie wirtschaftlicher Kennzahlen (Investitionskostenfunktion Elektrolyseur, Betriebskosten) und ökologischer Informationen für die Berechnung des Treibhausgaspotentials (Herstellungs- und Nutzungsphase von Wasserstofftechnologien)
- Unterstützung bei der Definition des synthetischen Anwendungsfalls, Auswahl von Technologiekombinationen sowie bei der Versuchsplanung zur Durchführung von Simulationsstudien
- Validierung und Plausibilisierung der entwickelten Methode, sowie der Anlagendimensionierung in den Simulationsstudien und den daraus folgenden Simulationsergebnissen

Proton Motor Fuel Cell GmbH

- Mitwirkung bei der Vervollständigung der Technologiesteckbriefe für Brennstoffzellensysteme und Metallhydridspeicher mit technologiespezifischem Expertenwissen
- Bereitstellung produkt- und anlagenspezifischer Daten sowie wirtschaftlicher Kennzahlen für Brennstoffzellensysteme
- Unterstützung bei der Definition des synthetischen Anwendungsfalls, Auswahl von Technologiekombinationen sowie der Versuchsplanung zur Durchführung von Simulationsstudien
- Validierung und Plausibilisierung der entwickelten Methode sowie der Anlagendimensionierung der Brennstoffzellen innerhalb der modellierten und simulierten Energieversorgungssysteme

ostermeier H2ydrogen Solutions GmbH

- Mitwirkung bei der Vervollständigung der Technologiesteckbriefe: Elektrolyseur, Wasserstoff-Druckspeicher mit technologiespezifischem Expertenwissen
- Bereitstellung produkt- und anlagenspezifischer Daten sowie wirtschaftlicher Kennzahlen für Elektrolyseure
- Unterstützung bei der Definition des synthetischen Anwendungsfalls, Auswahl von Technologiekombinationen sowie der Versuchsplanung zur Durchführung von Simulationsstudien

- Validierung und Plausibilisierung der entwickelten Methode sowie der Anlagendimensionierung der Elektrolyseure und den daraus folgenden Simulationsergebnissen

Bayernwerk Natur GmbH

- Mitwirkung bei der Vervollständigung von Technologiesteckbriefen mit technologiespezifischem Fachwissen
- Unterstützung bei der Erstellung eines standardisierten Katalogs zur Erstaufnahme von relevanten Firmendaten in Verknüpfung mit den Anwenderinterviews
- Vorbereitung und Durchführung von Anwenderinterviews zur Definition der Zielkriterien für die Anwendung von Wasserstofftechnologien an Industriestandorten
- Definition und Dokumentation eines synthetischen Anwendungsfalls, Definition von Technologiekombinationen, Beteiligung an der Planung zur Durchführung der Simulationsstudien

Technologieanwender

Müller Produktions GmbH

- Aufbereitung sowie anschließende Bereitstellung relevanter Produktions- und Energiedaten am Standort Ungerhausen: Lastgänge, Medienbedarfe, vorhandener Anlagen- und Fuhrpark
- Ermittlung relevanter Wasserstoffanwendungsfälle am Standort des Unternehmens (Wasserstoff als Langfristspeicher und Rückverstromung, Wasserstoffmobilität und Wasserstoffdirektnutzung zur Stickstoffproduktion)
- Teilnahme an Anwenderinterviews zur Definition der Zielkriterien für die Anwendung von Wasserstofftechnologien an Industriestandorten
- Unterstützung bei der Definition eines synthetischen Anwendungsfalls und der Definition von Technologiekombinationen, Beteiligung an der Versuchsplanung zur Durchführung von Simulationsstudien
- Teilnahme an der Diskussion zur Identifikation von Anforderungen an ein Auslegetool für Energieversorgungskonzepte
- Diskussion und Plausibilisierung der Simulationsergebnisse und deren Interpretationen

Kessel AG

- Aufbereitung sowie anschließende Bereitstellung relevanter Produktions- und Energiedaten am Standort Lenting: Lastgänge, Medienbedarfe, vorhandener Anlagen- und Fuhrpark
- Ermittlung relevanter Wasserstoffanwendungsfälle (Wasserstoff als Langfristspeicher und Rückverstromung, Wasserstoffeinsatz in der firmeninternen Mobilität und Intralogistik, Wasserstoffbeimischung bei gasbetriebenen Rotationsanlagen und dem erdgasbetriebenen Blockheizkraftwerk)
- Teilnahme an Anwenderinterviews zur Definition der Zielkriterien für die Anwendung von Wasserstofftechnologien an Industriestandorten

- Unterstützung bei der Definition eines synthetischen Anwendungsfalls und der Definition von Technologiekombinationen, Beteiligung an der Versuchsplanung zur Durchführung von Simulationsstudien
- Teilnahme an der Diskussion zur Identifikation von Anforderungen an ein Auslegetool für Energieversorgungskonzepte
- Diskussion und Plausibilisierung der Simulationsergebnisse und deren Interpretationen

Forschungspartner

Fraunhofer IGCV

- Übergeordnete Koordination der Arbeitspakte und Organisation von größeren Projektworkshops und Projekttreffen mit Vorbereitung der Arbeitsunterlagen und Nachbereitung in Form von Protokollen
- Moderation der Anwenderinterviews zur Sammlung und Bündelung der relevanten Technologien und Nutzungsmöglichkeiten von Wasserstoff
- Erarbeitung von Vorlagen für Technologiesteckbriefen, Koordination der Befüllung der Technologiesteckbriefe durch die definierten Experten und eigene Recherchetätigkeit
- Erfassung und Aufbereitung der Energiedaten und Medienflüsse der Anwendungspartner (Müller Produktions GmbH und KESSEL AG) über ein standardisiertes Template
- Definition von Technologiekombinationen, Durchführung von Simulationsstudien, Dokumentation der Simulationsergebnisse, Entwicklung und Dokumentation des induktiven Vorgehens in Form einer allgemeinen Methode für die Auslegung und Bewertung von wasserstoffbezogenen Energieversorgungskonzepten
- Definition eines Kostenmodells für die ökonomische Bewertung, Erstellung eines Bewertungsschemas für die ökologische Bewertung
- Auswertung der Simulationsergebnisse mit anschließender ökonomischer und ökologischer Bewertung sowie Interpretation der Ergebnisse
- Erarbeitung und Dokumentation von möglichen Weiterentwicklungsbedarfen für die Methode und aufbauenden Simulationsstudien zur Vertiefung der Problemstellungen
- Ableitung von funktionalen Zusammenhängen als Basis für ein Bewertungstool, Definition eines Datenmodells für ein Auslegetool für die Integration von Wasserstofftechnologien in bestehende Versorgungskonzepte von Industriestandorten

4.6 Wirtschaftliche Auswirkungen und Verwertung

4.6.1 Anwendungspartner

Für die Anwendungspartner Müller Produktions GmbH und KESSEL AG bestehen durch die Teilnahme am Projekt einschlägige Verwertungspotenziale durch die gewonnenen Erkenntnisse zu verfügbaren Technologien und Anwendungsfällen. Mit weiterer Entwicklungsarbeit kann zwei bis drei Jahre nach Projektende eine Verwertung durch die auf den Projektergebnissen basierende Projektierung und Umsetzung von Wasserstoffversorgungspfaden erfolgen.

Die Müller Produktions GmbH verfügt am Standort in Ungerhausen über aussichtsreiche Erzeugungsstrukturen um mittels Elektrolyseuren „grünen“ Wasserstoff selbst zu erzeugen und anschließend für die Speicherung in Kombination mit einer Brennstoffzelle zu nutzen.
Im Umfeld der KESSEL AG bestehen Perspektiven insbesondere im Bereich der Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse mittels eigenerzeugtem PV-Strom. Die anschließende Nutzung des Wasserstoffs als Brennstoffsubstitut für Erdgas bei den in der Produktion eingesetzten Rotationssinteranlagen ist denkbar.
Die Verwertung der Ergebnisse des Projekts H2StorFa ermöglicht damit mittel- bis langfristig eine kosteneffiziente und nachhaltige Energieversorgung an den Standorten und unterstützt so deren Wettbewerbsfähigkeit. Die Anwendungsfälle sind auf andere produzierende Unternehmen übertragbar und können so zukünftig als Umsetzungsbeispiele für weitere bayerische Unternehmen dienen.

4.6.2 Technologieexperten

Mehrere Technologieanbieter haben durch die Einbringung ihre Expertise zum Projekterfolg beigetragen. Die Verwertung der Projektergebnisse eröffnet für die Unternehmen eine erwartbare Erweiterung der angebotenen Lösungssysteme für produzierende Unternehmen.
So kann die Fronius International GmbH nach weiterer Entwicklungsarbeit etwa ein Jahr nach Projektende vermehrt Systeme zur Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff in industrielle Energiesysteme integrieren. Insbesondere Elektrolyseure, Wasserstoffspeicher und Tanksysteme können vermehrt auf den Einsatz an Fabrikstandorten ausgelegt werden. Proton Motor Fuel Cell erwartet etwa zwei Jahre nach Projektende neben der mobilen Anwendung von Brennstoffzellen einen vermehrten stationären Einsatz als Energiespeicher in Kombination mit einem Elektrolyseur und Wasserstoffspeichern. Ostermeier H2ydrogen Solutions überträgt die Erkenntnisse des Projekt H2StorFa auf produzierende Unternehmen und kann in etwa zwei bis drei Jahren nach Projektende sein Kundenumfeld um kleinere Industrieunternehmen erweitern.

4.6.3 Fraunhofer IGCV

Mit den Erkenntnissen und Ergebnissen des Projekt H2StorFa verfügt das Fraunhofer IGCV über inhaltliche Grundlagen für Folgeprojekte im Bereich der industriellen Wasserstofferzeugung und -nutzung. Etwa ein Jahr nach Projektende wird angestrebt, Anträge für öffentlich geförderte Konsortialprojekte aus Wissenschaft und Wirtschaft für die weiterführende Bearbeitung der Thematik zu erarbeiten. Ein auf den Impulsen des Projekts H2StorFa basierender Antrag für ein Konsortialprojekt wurde bereits im August 2022 bei der Bayerischen Forschungsstiftung eingereicht.
Etwa 2 Jahre nach Projektende kann das Fraunhofer IGCV nach weiteren Entwicklungsarbeiten sein Leistungsspektrum für die Industrie um die Auftragsforschung zur optimierten Auslegung von Wasserstofftechnologien, deren Betriebsstrategien sowie die Integration in das betriebliche Energie- und Produktionsmanagement erweitern. So können zukünftig bilaterale Projekte mit Anwendungspartnern oder Technologiepartnern der Industrie forciert werden, um den Transfer der wissenschaftlichen Ergebnisse in die Anwendung in der Wirtschaft zu gewährleisten.
Die Erkenntnisse und Ergebnisse fließen weiterhin in die Lehre und in Veranstaltungen des Fraunhofer IGCV ein, beispielsweise durch Vorträge und Podiumsdiskussionen. Entsprechende

Unterlagen zur Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff in den Energiesystemen produzierender Unternehmen sind für das kommende Sommersemester 2023 zu erwarten. Die Verwertung der Ergebnisse in Form von Publikationen und Vorträgen erfolgt innerhalb weniger Wochen nach Projektende mit der Aufbereitung von Unterlagen und geeigneten Veranstaltungen. Das Fraunhofer IGCV hat beispielsweise aktiv mit Beiträgen (Poster und Podiumsdiskussion) an der bundesdeutschen Woche des Wasserstoffs am Augsburger Innovationspark im Juli 2022 teilgenommen.

5 Publikationen

Im Rahmen des Projekts entstand eine Masterarbeit unter wesentlicher wissenschaftlicher, fachlicher und inhaltlicher Anleitung der Projektmitarbeiter und Projektmitarbeiterinnen des Fraunhofer IGCV:

- *Erhart, Veronika. Methode zur Entwicklung und Bewertung eines standortindividuellen Energieversorgungskonzepts mit Wasserstoff als Langfristspeicher. Masterarbeit; Hochschule Augsburg, Augsburg, 2022.*

Das Projekt wurde mittels Vorträgen auf verschiedenen Veranstaltungen einem Publikum aus Wissenschaft und Wirtschaft vorgestellt:

- *H2StorFa – Dezentrale Wasserstofferzeugung und -nutzung an Fabrikstandorten, Dr. Andrea Hohmann und Veronika Erhart, Fachkongress mit Begleitausstellung, Woche des Wasserstoffs Süd 2022, Augsburg, 01.07.2022*
- *Simulation von dezentraler Wasserstofferzeugung und -nutzung an Fabrikstandorten im Forschungsprojekt „H2StorFa", Veronika Erhart und Stefan Roth, TOPCon – Konferenz für Energiesystemanalyse, Berlin, 24.05.2022*
- *H2StorFa – Dezentrale Wasserstofferzeugung und -nutzung an Fabrikstandorten, Stefan Roth, Technologietransfer-Kongress, Augsburg, 4.05.2022*
- *H2StorFa – Dezentrale Nutzung von Wasserstoff als Energiespeicher an Fabrikstandorten, Stefan Roth, Netzwerk Wasserstoff der IHK Schwaben, virtuell durchgeführt, 8.03.2022*
- *Projektvorstellung und Einblicke in H2StorFa, Stefan Roth, Cluster Mechatronik Partnerstammtisch, virtuell durchgeführt, 9.02.2022*

Die schriftliche Veröffentlichung der Ergebnisse erfolgt im Verlauf des Jahres in einer geeigneten Fachzeitschrift. Damit stehen die Erkenntnisse des Projekts H2StorFa der wissenschaftlichen Community für aufbauende Forschungsarbeiten zur Verfügung. Weiterhin werden Lesern und Leserinnen aus dem industriellen Umfeld praxisrelevante Anwendungsfälle zu den betrachteten Ansätzen und Technologien vermittelt.

Den Antragsstellern sind keine Schutzrechte bekannt, welche die angestrebte Verwertung und Veröffentlichung der Forschungsergebnisse gefährden könnten.

6 Erfahrungen in der Projektbearbeitung

Obwohl aufgrund von Kontaktbeschränkungen und allgemeinen Vorsichtsmaßnahmen im Zuge der Covid-19-Pandemie keine physischen Projekttreffen, Abstimmungstermine und Workshops möglich waren, konnte durch den Einsatz von digitalen Lösungen wie Umfragetools, Cloudspeichern und vor allem Videokonferenzen ein geeignetes Umfeld für die gemeinsame Bearbeitung des Projekts geschaffen werden. Es bleibt festzuhalten, dass Videokonferenzen eine wertvolle Bereicherung der Zusammenarbeit auch über die Pandemie hinaus bieten werden, da durch die unkomplizierte Vernetzung Ressourcen eingespart werden und so die Effizienz der Zusammenarbeit gesteigert werden kann.

Im Rahmen der Bearbeitung von Arbeitspaket 2 konnte im Laufe der Projektbearbeitung der Umgang mit des Simulationstools TOP-Energy verfeinert und ein Vorgehen zum Einsatz des Modells für die simulative und vergleichende Betrachtung von Szenarien im Kontext von Energieversorgungssystemen erarbeitet werden. Der Einsatz des Simulationswerkzeugs erwies sich im Projektverlauf als wertvolle Möglichkeit, die komplexen Zusammenhänge im Energieversorgungssystemen nachzuvollziehen und diese Erkenntnisse in die Ausarbeitung einfließen zu lassen. Mit TOP-Energy konnten alle relevanten Nutzungspfade abgebildet und reale Daten der Anwendungspartner auch in Form von Zeitreihen genutzt werden. Jedoch ist festzuhalten, dass die Anwendung des Simulationstools einem spezifisch an die Aufgabenstellung angepassten, methodischen Vorgehen folgen muss. Von besonderer Bedeutung waren im Projektverlauf der effiziente Aufbau von Modellen, deren Parametrierung mittels einer geeigneten Datenbasis sowie ein geeignetes Studiendesign zur Schaffung einer Datenbasis für die Beantwortung der Problemstellungen.

Im Zuge der ökologischen Bewertungen konnten aus der Projektbearbeitung wertvolle Erkenntnisse zur Zusammensetzung der im Kontext Wasserstoff relevanten Emissionsfaktoren gewonnen werden. Die ökonomische Bewertung zeigte, dass Wasserstofftechnologien in verschiedenen Nutzungspfaden wirtschaftlich an Fabrikstandorten einsetzbar sind, bei der Dimensionierung der Anlagen die Eigenverbrauchsquote aus wirtschaftlicher Sicht jedoch nicht das primäre Zielkriterium sein darf.

7 Literaturverzeichnis

[1] Bundesministerium der Justiz, 2021. *Bundes-Klimaschutzgesetz: KSG*.

[2] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V, 2022. *BDEW-Strompreisanalyse Januar 2022: Haushalte und Industrie*.

[3] Schmitz, C., May-Strobl, E., 2012. *Die Bedeutung von kleinen und mittleren Unternehmen in den energieintensiven Industrien*.

[4] 19 March 2021. Einspeisevergütung 2021: Aktuelle EEG-Vergütung für Photovoltaikanlagen. https://x2energy.de/ratgeber/fachwissen/photovoltaik-solaranlage/einspeiseverguetung-2021-aktuelle-eeg-verguetung-fuer-photovoltaikanlagen. Accessed 7 June 2022.

[5] Deutsch, M., Jahn, A., Krampe, L., Wünsch, M., Koepp, M., 2016. *Eigenversorgung aus Solaranlagen. Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel*.

[6] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Die Nationale Wasserstoffstrategie. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html. Accessed 13 March 2022.

[7] Smolinka, T., Wiebe, N., Sterchele, P., Palzer, A., 2018. *Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme*.

[8] Töpler, J., Lehmann, J., Editors, 2017. *Wasserstoff und Brennstoffzelle: Technologien und Marktperspektiven,* 2nd edn. Springer Berlin Heidelberg.

[9] Bundesministerium für Bildung und Forschung. Wie das Kopernikus-Projekt P2X erneuerbaren Strom in Kunst- und Kraftstoffe, Gase und Wärme umwandelt. https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/p2x. Accessed 28 December 2021.

[10] Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV). HyLand - Hyland. https://www.hy.land/. Accessed 7 June 2022.

[11] NOW GmbH, HyStarter, 2021. *HyExperts I: HyAllgäu*.

[12] MicroPro GmbH, Fraunhofer IFF, Streicher Anlagenbau, 2022. *Dunkelfermentation Das Projekt - HyPerFerment Biowasserstoff*.

[13] SOLARIFY. Regenerative Wasserstofferzeugung ohne Umwege. https://www.solarify.eu/2020/07/20/659-regenerative-wasserstofferzeugung-ohne-umwege/. Accessed 1 March 2022.

[14] inhouse engineering GmbH, 2019. *Neues Förderprojekt "Living H2": Ein Baustein für Klimaschutz und Energiewende - Projekt "Living H2" ist gestartet*.

[15] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2021. *Spitzengespräch zur Stahlindustrie: Wege zur Umstellung auf CO2-- Kohlenstoffdioxid-arme und langfristig klimaneutrale Produktion*.

[16] thyssenkrupp. Carbon2Chem. https://www.thyssenkrupp.com/carbon2chem/de/carbon2chem. Accessed 1 March 2022.

[17] stahleisen. IPCEI-Förderung: Die Wasserstoff-Projekte der Stahlindustrie. https://www.stahleisen.de/2021/06/04/ipcei-foerderung-die-wasserstoff-projekte-der-stahlindustrie/. Accessed 1 March 2022.

[18] Schluck, T., 2016. *Methoden Zur Erstellung Angewandter, Regionaler Energiekonzepte – Üttligen Ein Praxisbeispiel*.
[19] Weißmann, C., 2020. Entwicklung eines Simulationstools zur energetischen, ökologischen und ökonomischen Bewertung von vernetzten Energieversorgungskonzepten für Quartiere, in *Praxis der digitalen Energiewirtschaft von den Grundlagen bis zur Verteilung im Smart Grid*, Springer Vieweg, Wiesbaden, Heidelberg, p. 367.
[20] Geißendörfer, J., 2020. *Potential-, Speicher und Verbrauchsanalyse einer regenerativen Energieversorgung und Darstellung der Power-To-X-ToPower Technologie: Untersuchung der regenerativen Energieversorgung und des Energieverbrauchs in einer Teilregion von Mittelfranken, Ermittlung eines optimalen Energiemix der Erneuerbaren Energien und Darstellung von Energiespeichermethoden*, Nürnberg.
[21] Xiang, Y., Cai, H., Liu, J., Zhang, X., 2021. Techno-economic design of energy systems for airport electrification: A hydrogen-solar-storage integrated microgrid solution *283*, p. 116374.
[22] Koirala, B., Hers, S., Morales-España, G., Özdemir, Ö. *et al.*, 2021. Integrated electricity, hydrogen and methane system modelling framework: Application to the Dutch Infrastructure Outlook 2050 *289*, p. 116713.
[23] Allen, R.C., Baratsas, S.G., Kakodkar, R., Avraamidou, S. *et al.*, 2022. A multi-period integrated planning and scheduling approach for developing energy systems.
[24] PwC Deutschland. PwC Wasserstoff-Rechner. https://www.pwc.de/de/energiewirtschaft/wasserstoff-ein-essentieller-baustein-der-energiewende/wasserstoffrechner.html. Accessed 1 March 2022.
[25] Kost, C., Shammugam, S., Fluri, V., Peper, D., Memar, A.D., Schlegl, T., 2021. *Stromgestehungskosten erneuerbare Energien: Juni 2021*, Freiburg.
[26] Allgemeiner Deutscher Automobil-Club e.V. (ADAC). So haben sich die Spritpreise seit 1950 entwickelt. https://www.adac.de/verkehr/tanken-kraftstoff-antrieb/deutschland/kraftstoffpreisentwicklung/. Accessed 15 June 2022.
[27] 2019. *Hydrogen: A Renewable Energy Perspective: Report prepared for the 2nd Hydrogen Energy Ministerial Meeting in Tokyo, Japan*, Tokyo, Japan.
[28] enervis, 2022. MBI-Enervis-H2-Preisindex, p. 8.
[29] *GaBi Professional Database*. Sphera.
[30] Strom-Report. Deutscher Strommix: Stromerzeugung Deutschland bis 2022. https://strom-report.de/. Accessed 20 May 2022.
[31] Köhler, Andreas, R., Baron, Y., Bulach, W., Heinemann, C., Vogel, M., Behrendt, S., Degel, M., Krauß, N., Buchert, M. *Ökologische und ökonomische Bewertung des Ressourcenaufwands: Stationäre Energiespeichersysteme in der industriellen Produktion*.
[32] Susanne Lundberg, 2019. *Comparative LCA of Electrolyzers for Hydrogen Gas Production*, Stockholm, Schweden.
[33] Erarbeitete Technologiesteckbriefe (Projektkonsortium).
[34] *ecoinvent Database*. ecoinvent.
[35] Adolfsson, M., Rashid, S., 2016. *Life Cycle Assessment and Life Cycle Cost of Heat Exchangers: A Case for Inter Terminals Sweden AB Located in Port of Gothenburg*, Gothenburg, Sweden.
[36] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW), 2019. *Erdgas: Zahlen, Daten, Fakten*.

[37] Lototskyy, M.V., Tolj, I., Parsons, A., Smith, F. *et al.*, 2016. Performance of electric forklift with low-temperature polymer exchange membrane fuel cell power module and metal hydride hydrogen storage extension tank *316*, p. 239.
[38] Fuc, P., Kurczewski, P., Lewandowska, A., Nowak, E. *et al.*, 2016. An environmental life cycle assessment of forklift operation: a well-to-wheel analysis *21*, p. 1438.