

Parameterstudie zur Dimensionierung einer PV-Optimierten Wasserstoffversorgungsanlage

Wolfgang MAURER^{*1,2}, Philipp RECHBERGER¹, Markus JUSTL¹, Richard KEUSCHNIGG¹

¹ Fronius International GmbH, Günter-Fronius-Straße 1, 4600 Thalheim,
maurer.wolfgang@fronius.com

² K1-MET GmbH, Stahlstraße 14, 4020 Linz

Kurzfassung: Mit dem Ausbau erneuerbarer Energiequellen muss gleichzeitig auch der Ausbau von Speicherkapazitäten vorangetrieben werden. Eine sinnvolle Möglichkeit zur Speicherung von fluktuierendem Strom aus Photovoltaikanlagen oder Windkraftanlagen stellt die Erzeugung von grünem Wasserstoff mittels Elektrolyse dar. Um möglichst nachhaltige, effiziente und kostengünstige Lösungen zu erreichen, ist es notwendig, die Dimensionierung der erneuerbaren Energiequelle, die Kapazität der Wasserstofferzeugung und die Größe des Wasserstoffspeichers auf den Wasserstoffbedarf der Anwendung abzustimmen. Im Rahmen dieses Projektes wird daher mit Hilfe eines Simulationsmodelles der Einfluss dieser Parameter auf wichtige Kennzahlen einer beispielhaften Anlage, an der Brennstoffzellenbusse mit Wasserstoff betankt werden und Photovoltaik als erneuerbare Energiequelle genutzt wird, untersucht.

Keywords: Kostenoptimierte Elektrolyse, Techno-ökonomische Optimierung, grüner Wasserstoff, Anlagendimensionierung

1 Einleitung

In vielen Ländern, darunter auch in Österreich, wird der Ausbau erneuerbarer Energiequellen zur Eindämmung des Klimawandels immer weiter vorangetrieben. Großes Potential zum Ausbau gibt es vor allem bei fluktuierenden Stromquellen, wie den Photovoltaik- und Windkraftanlagen. Zum Ausgleich dieses schwankenden Angebots im Stromnetz muss auch der Ausbau von Speicherkapazitäten vorangetrieben werden.

Eine Möglichkeit zur Speicherung von fluktuierenden Energiequellen ist die Erzeugung von grünem Wasserstoff mittels Elektrolyse. Grüner Wasserstoff ermöglicht es, neben der Mobilität auch Sektoren zu dekarbonisieren, in denen dies mit Alternativen nur schwer umsetzbar ist, z.B. CO₂-intensive Prozesse im Stahl- oder Chemiesektor. Zusätzlich kann Überschussenergie im Sommer CO₂-frei gespeichert werden und bei Energiebedarf im Elektrizitäts- bzw. Wärmesektor durch Rückverstromung und Abwärmenutzung wieder bereitgestellt werden. [1]-[3]

Aktuell sind die Kosten von grünem Wasserstoff noch recht hoch. Einer der wichtigsten Gründe dafür ist, dass bisher verschiedenste Anlagekomponenten nur geringe Stückzahlen produziert werden und damit die „economies of scale“ noch nicht genutzt werden können. Um aktuell trotzdem kostengünstige und effiziente Lösungen zu erreichen, ist es wichtig die

Dimensionierung der erneuerbaren Energiequelle, die Kapazität der Wasserstofferzeugung und die Größe des Wasserstoffspeichers auf den Wasserstoffbedarf der Anwendung abzustimmen. Durch geeignete Auslegung können unnötige Ausgaben vermieden werden und zu höherer Nachfrage nach grünem Wasserstoff führen. Damit werden langfristig auch die „economies of scale“ verbessert und grüner Wasserstoff kostengünstiger.[4][5]

Um eine passende Dimensionierung sicherzustellen, wurde ein Simulationsmodell entwickelt, das eine Parametervariation der Größe des Wasserstoffspeichers, der Elektrolysekapazität, der Größe einer Photovoltaikanlage (PV-Anlage) sowie des Wasserstoffbedarfs ermöglicht. Als Ergebnis erhält man verschiedene Kennzahlen, etwa wie hoch der Anteil des Stroms zur Wasserstoffherstellung ist, der mit Photovoltaik erzeugt wurde bzw. der Anteil der aus dem Netz bezogen wurde. Aus diesen kann später, bei Kenntnis der Energie- und Investitionskosten, der Parametersatz mit den günstigsten Gestehungskosten des grünen Wasserstoffs gefunden werden. Hier geschieht dies anhand einer beispielhaften Anlage, an der Brennstoffzellenbusse mit Wasserstoff betankt werden und Photovoltaik als erneuerbare Energiequelle genutzt wird.

2 Methode

Um die Parametervariation durchführen zu können, muss zuerst ein Modell der Anlage erstellt werden. Dieses Modell soll es ermöglichen, mit der Jahreskurve einer Überschussleistung als Eingangsgröße eine realistische Betriebsstrategie der Anlage und verschiedene Wasserstoffverbrauchszenarien nachzubilden. Damit kann der Betrieb der Anlage über ein gesamtes Jahr simuliert werden. Die wichtigsten Ergebnisse dieser Jahressimulation sind die Energieströme.

Um eine Parameterstudie sinnvoll durchführen zu können ist es notwendig, dass die Jahressimulationen nicht länger als 5 Minuten dauern. Grund dafür ist, dass beim Variieren der drei Parameter Wasserstoffspeichergröße, Elektrolysekapazität und Photovoltaikgröße, schnell Parameterstudien mit 150 und mehr unterschiedlichen Kombinationen entstehen. Um die Rechendauer für die gesamte Parameterstudie unter 12h zu halten, darf die Dauer von 4,8 min pro Simulation nicht überschritten werden. Das Ziel bei der Modellierung lautet daher, bei möglichst exakter Berechnung der Energieströme, eine möglichst kurze Rechendauer zu erreichen.

2.1 Modell

In Matlab/Simulink wird die Wasserstofferzeugung durch ein Modell des Elektrolyseurs, welches wiederum aus mehreren Elektrolysemodulen besteht, abgebildet. Um die Vorgaben von Rechenzeit und Exaktheit einzuhalten, werden im Modell nur jene Systemkomponenten berücksichtigt, die den größten Einfluss auf den Energiebedarf haben. Beim Modell des Elektrolysemoduls werden daher die Komponenten Stack, Gleichrichter sowie die Umwälzpumpe für das deionisierte Wasser (DI-Wasser) berücksichtigt. Zusätzliche Peripheriekomponenten (Sensorik, Regeltechnik, etc.) werden mit einem konstanten Wert zusammengefasst. Da vorerst nur das Elektrolysemodul betrachtet werden soll, wird der Energieverbrauch des Kühlsystems, der Gastrocknung und der Aufbereitungsanlage zur Erzeugung des deionisierten Wassers nicht berücksichtigt. Die relevanten Komponenten eines

Elektrolysemoduls wurden jeweils für sich, in Versuchen vermessen und zum Elektrolysemodulmodell zusammengefügt. Dies ist in Abbildung 1 zu sehen

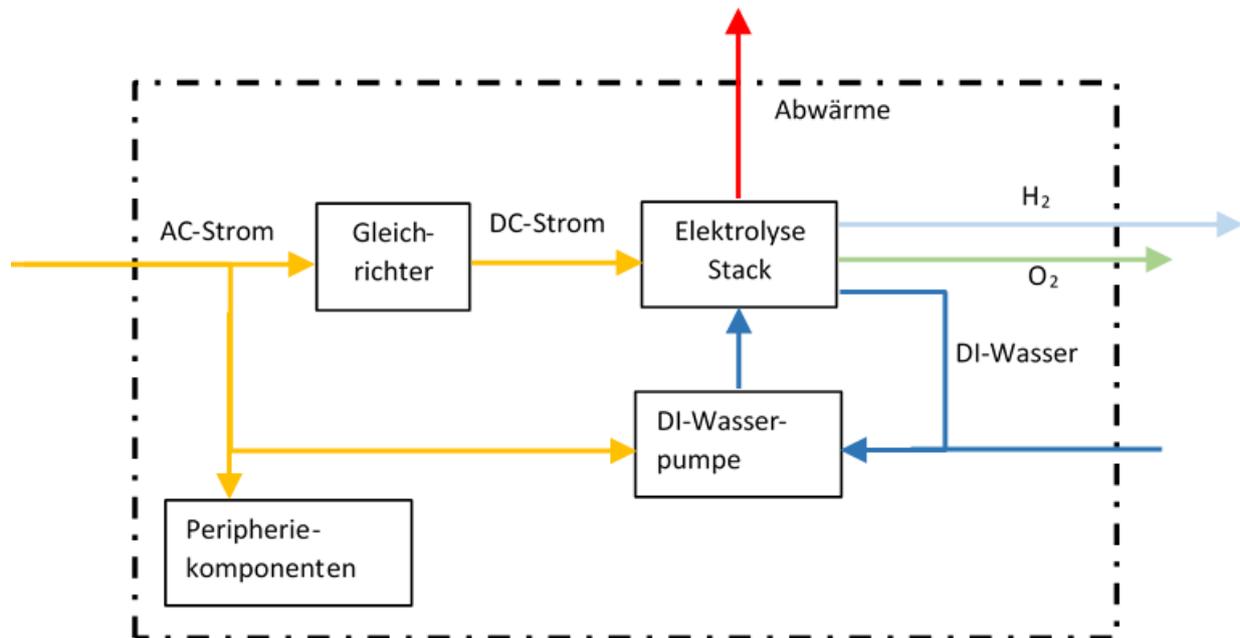


Abbildung 1: Blockschaltbild des Modells des Elektrolysemoduls

Das Modell des Stacks basiert dabei auf dessen gemessener U-I-Kennlinie. Der Faraday'schen Wirkungsgrad bestimmt wie viel Wasserstoff vom Stack im Vergleich zum theoretischen Idealfall produziert wird. Dieser wurde in Messungen bestimmt und wird im Modell mit der idealisiert berechneten Produktionsmenge Wasserstoff $\dot{n}_{H_2,theor}$ multipliziert. Dies ist den Gleichungen 2-1 und 2-2 dargestellt. [6]

$$P_{Mod} = P_{AC} + P_{pump} + P_{BoP} = \frac{P_{DC}}{\eta_{rect}} + P_{pump} + P_{BoP} \quad 2-1$$

$$= \frac{V_{stack} \cdot I_{stack}}{\eta_{rect}} + P_{pump} + P_{BoP}$$

$$\dot{n}_{H_2} = \dot{n}_{H_2,theor} \cdot \eta_{farad} = \frac{I_{stack}}{z \cdot F} \cdot \eta_{farad} \quad 2-2$$

Damit sind alle Größen in den obigen Gleichungen entweder Konstanten oder eine Funktion des dem Stack zugeführten Stroms I_{stack} . Die Stackspannung V_{stack} kann über die gemessene U-I-Kennlinie des Stacks ermittelt werden. Auch die Pumpenleistung P_{pump} und der Faraday'sche Wirkungsgrad η_{farad} wurden experimentell abhängig vom Stackstrom bestimmt. Der Wirkungsgrad des Gleichrichters η_{rect} ist abhängig vom Ausgangstrom I_{stack} und der Ausgangsspannung V_{stack} .

Der Leistungsbedarf, sowie die erzeugte Wasserstoffmenge eines Elektrolysemoduls, kann damit nur abhängig vom Stackstrom ermittelt werden. Aus dem erstellten Modell des Elektrolysemoduls kann somit ein Kennfeld erstellt werden, um die Rechenzeit weiter zu beschleunigen.

Da im Gesamtmodell die zur Verfügung stehende Leistung als Eingangsgröße gegeben ist, wird das erstellte Kennfeld umgeschrieben, sodass nun die Größen Stackstrom,

Stackspannung, produzierte Wasserstoffmenge etc. in Abhängigkeit der Elektrolysemodulleistung ausgegeben werden. Mit Hilfe der Daten der durchgeführten Versuche wurden die Ergebnisse des Kennfelds validiert und zeigten sehr gute Übereinstimmung.

In Abbildung 2 ist das Schema des gesamten Simulationsmodells abgebildet. Die Kapazität des Elektrolyseurs kann durch Hinzufügen zusätzlicher Module erweitert werden. Dies ist in Abbildung 2 durch Hintereinanderreihung der Elektrolysesymbole dargestellt. Die Elektrolysemodule bekommen von der Anlagesteuerung eine gewisse Leistung vorgegeben, der erzeugte Wasserstoff wird anschließend im Druckspeicher zwischengespeichert. Sobald Wasserstoffbedarf vorhanden ist, wird dieser in einer beliebigen Anwendung genutzt. Hier symbolisiert durch den Wasserstoffbedarf einer Busflotte. Der aktuelle Speicherstand sowie Ausmaß und Zeitpunkt des Wasserstoffbedarfs haben Einfluss auf die Betriebsstrategie der Anlage und somit auf die Anlagensteuerung. Dadurch wird auch beeinflusst, ob Wasserstoff nur produziert wird, wenn Überschussstrom aus der Photovoltaikanlage vorhanden ist oder ob zusätzlicher Strom aus dem Netz bezogen werden muss.

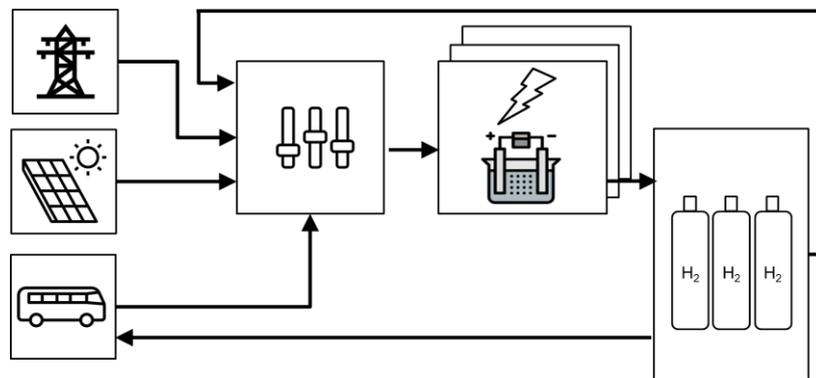


Abbildung 2: Schema des Simulationsmodells mit PV-Erzeugungskennlinie und Wasserstoffbedarf der Busflotte als Input

Die PV-Überschussleistung wird im Modell durch eine 1 h bzw. 15 min - Zeitreihe eines Jahres implementiert. Für die Parametervariation der Photovoltaikanlagengröße wird die zugrundeliegende Jahreserzeugungslinie entsprechend skaliert.

2.2 Betriebsstrategie

Das Ziel der Betriebsstrategie ist es, den täglichen Wasserstoffbedarf der Busflotte zu einem möglichst hohen Anteil aus der PV-Erzeugung zu decken. Um die angenommenen fünf Busse vollständig betanken zu können, ist es notwendig, zumindest ca. 400 kg Wasserstoff an der Anlage vorrätig zu haben. Fällt der Speicherstand darunter, muss unabhängig vom aktuellen PV-Angebot Wasserstoff ggf. mit Netzstrom produziert werden. In diesem Fall wird der Elektrolyseur mit einer Leistung von ca. 230 kW betrieben, wodurch ca. 4 kg Wasserstoff pro Stunde produziert werden. Damit kann in einem Tag zumindest die Abnahmemenge der Busse von 90 kg produziert werden. Sobald der Speicherstand wieder 460 kg Wasserstoff erreicht hat, wird der Bezug von Strom aus dem Netz beendet und nur Wasserstoff produziert wenn auch Überschussstrom vorhanden ist.

Um ein Elektrolysemodul betreiben zu können, ist eine gewisse Mindestleistung erforderlich. Diese entspricht beim untersuchten Elektrolysemodul 12% der Maximalleistung von 120 kW.

Steht eine Überschussleistung von weniger als ca. 15 kW zur Verfügung, muss diese ins Stromnetz eingespeist werden.

Elektrolyse läuft bei Teillast am effizientesten ab. Es ist daher sinnvoll die Gesamtleistung des Elektrolyseurs möglichst zwischen den Modulen aufzuteilen. Bei steigendem Überschussstrom werden daher nach und nach alle verfügbaren Elektrolysemodule hinzugeschaltet. Sobald genug Leistung verfügbar ist, um ein zusätzliches Modul mit mindestens 20% Leistung zu betreiben, wird dieses gestartet. Können die verwendeten Elektrolysemodule aufgrund von sinkender Überschussleistung nur mehr mit der Minimalleistung von 12% betrieben werden, so wird ein Modul abgeschaltet. Für den Fall, dass aus Netzstrom Wasserstoff produziert wird, wird die Leistung immer gleichmäßig auf alle Elektrolysemodule aufgeteilt.

Ist der Speicher vollständig gefüllt, kann kein Wasserstoff erzeugt werden und der Überschussstrom wird ins Netz eingespeist. Für den Fall, dass die Leistung der Photovoltaikanlage höher ist als die maximale Elektrolyseleistung, wird der nicht genutzte Überschuss ebenfalls ins Netz eingespeist.

2.3 Szenario

Das in der Parameterstudie betrachtete Szenario hat folgende Anforderung: 5 Wasserstoffbusse sollen pro Tag jeweils 225 km zurücklegen können. Nimmt man einen Wasserstoffverbrauch von 8 kg/100 km für die Busse an, so ergibt sich ein Gesamtbedarf von 18 kg pro Bus bzw. 90 kg Wasserstoff pro Werktag.[7] An den Wochenenden findet kein Busbetrieb statt. Die im Szenario verwendete PV-Leistung entspricht einer vorab simulierten Photovoltaikanlage mit einer Spitzenleistung von 1 MW an einem Standort in Oberösterreich. Die spezifische Energiemenge entspricht 986 kWh/kWp pro Jahr. In der Parametervariation wird die Anlagengröße zwischen Maximalleistungen von 100 kW bis 2 MW variiert.

Die Speichergöße des Wasserstoffspeichers wird mit 460, 575, 690 und 805 kg variiert.

Die Elektrolysekapazität wird, wie oben erwähnt, durch das Hinzufügen zusätzlicher Elektrolysemodule im Modell erweitert. Die Anzahl der Module soll zwischen 2 und 4 variiert werden. Dies ergibt eine Parametervariation der maximalen Elektrolysekapazität von 240 kW, 360 kW und 480 kW.

Anschließend soll auf Basis der Ergebnisse eine Abschätzung der Wasserstoffgestehungskosten der unterschiedlichen Anlagevarianten gemacht werden. Dafür werden die Gleichungen 2-3 bis 2-5 angesetzt. Dabei werden zuerst die Anschaffungskosten für die jeweiligen Anlagevarianten berechnet. Um auf die Investitionskosten (CAPEX) zu kommen werden die Anschaffungskosten der Komponenten anschließend mit Aufschlägen für die Installation $C_{Installation}$ und für Nebenkosten $C_{Nebenkosten}$ versehen. [8] Vereinfacht wird für den Strompreis der PV-Anlage immer 35 €/MWh angenommen. Als Vergütung für das Einspeisen ins Netz wird der gleiche Strompreis angenommen und führt somit weder zu Gewinnen noch zu Verlusten.

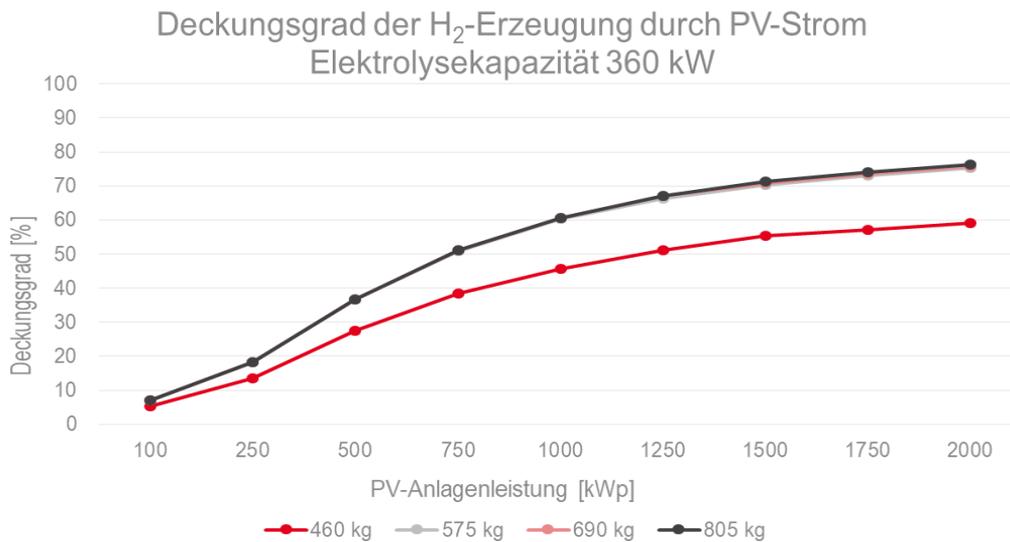


Abbildung 4: Deckungsgrad der H₂-Erzeugung durch PV-Strom bei einer Elektrolysekapazität von 360 kW

Abbildung 3 und Abbildung 4 zeigen jeweils, zu welchem Anteil Wasserstoff mit dem von der Photovoltaikanlage erzeugten Strom produziert werden kann. Der Rest wird durch Netzbezug abgedeckt. Abbildung 3 zeigt dies für Anlagen mit einem Wasserstoffspeicher von 575 kg. Wie zu erwarten, findet man die höchsten Deckungsgrade bei hoher PV-Anlagenleistung sowie der höchsten betrachteten Elektrolysekapazität von 480 kW. Allerdings steigt der Deckungsgrad ab einer PV-Anlagengröße von ca. 750 kWp immer langsamer. Der Grund dafür ist, dass bei Vergrößerung darüber hinaus, ein immer geringer Anteil der erzeugten Energiemenge zur Wasserstoffherzeugung genutzt werden kann. In Abbildung 5 ist zu sehen, dass der Anteil der eigengenutzten PV-Energie ab ca. 750 kWp immer weiter abnimmt.

Eine Elektrolysekapazität von 480 kW erhöht den Deckungsgrad gegenüber einer 360 kW Elektrolyse um ca. 7%. Der Unterschied von 360 kW zu 240 kW ist mit ca. 30% allerdings beträchtlich. Der Grund dafür liegt in der täglichen Produktionskapazität der unterschiedlichen Elektrolysevarianten. 240 kW Elektrolysekapazität entsprechen einer Tagesproduktion von ca. 96 kg, weshalb fast durchgängig Betrieb in Volllast stattfinden muss, um den Tagesbedarf von 90 kg decken zu können. Es muss unabhängig vom Vorhandensein von PV-Überschuss, Wasserstoff produziert werden. Mit steigender Elektrolysekapazität kann der Tagesbedarf flexibler zu Zeiten produziert werden, zu denen PV-Strom vorhanden ist.

Abbildung 4 zeigt den Einfluss der Speichergröße auf den Deckungsgrad. Die Kurven der Speichergrößen 575 kg–805 kg liegen übereinander. Im Vergleich zur minimalen Speichergröße von 460 kg wird durch eine Erweiterung des Speichers auf 575 kg, eine starke Steigerung des Deckungsgrades erzielt. Eine Erweiterung darüber hinaus bringt keine nennenswerten Zuwächse. Die Betriebsstrategie legt fest, dass bei Unterschreiten eines Speicherstandes von ca. 400 kg Netzstrom zur Wasserstoffproduktion genutzt wird, bis wieder ein Speicherstand von 460 kg erreicht ist. Bei der Variante mit 460 kg Speicher wird aufgrund der Abnahme von 90 kg beinahe täglich die Produktion mittels Netzstrom gestartet, wodurch bei dieser Anlagevariante der Deckungsgrad durch PV-Strom deutlich unter den restlichen Anlagevarianten liegt.

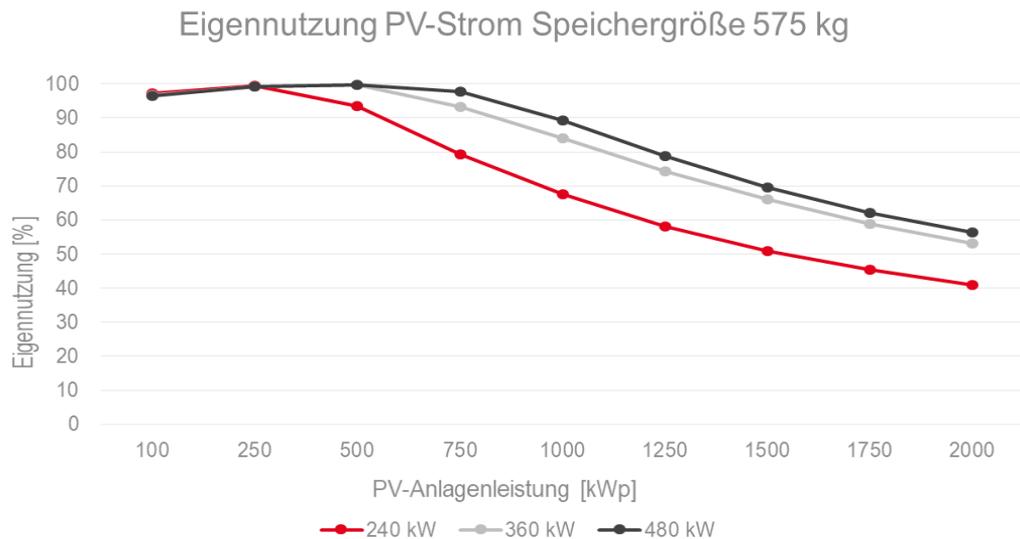


Abbildung 5: Eigennutzung des produzierten PV-Stroms bei einer Speichergröße von 575 kg

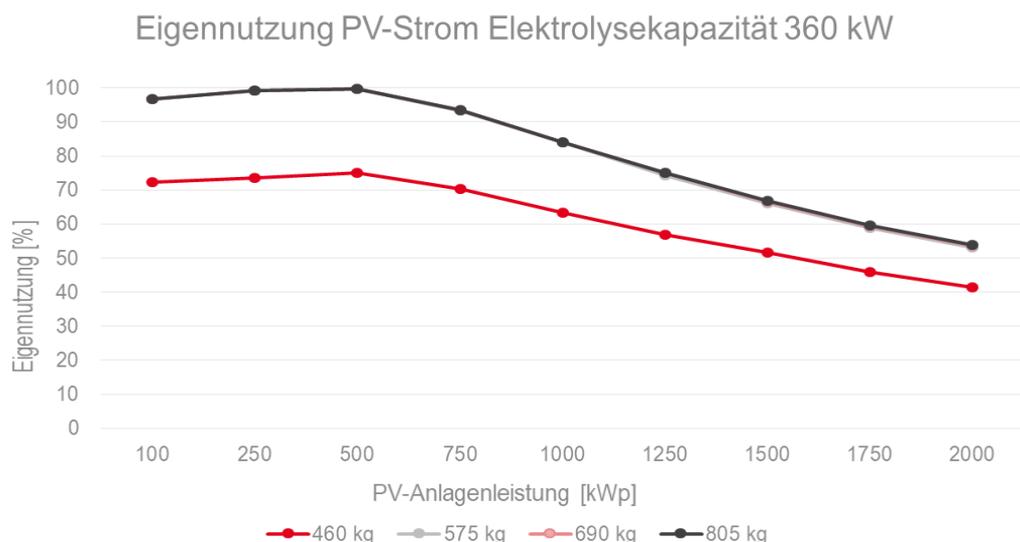


Abbildung 6: Eigennutzung des produzierten PV-Stroms bei einer Elektrolysekapazität von 360 kW

Abbildung 5 und Abbildung 6 zeigen die Eigennutzung des erzeugten Photovoltaikstroms. Aus Abbildung 5 ist ersichtlich, dass bis zu einer PV-Leistung von 250-500 kWp noch ein geringfügiger Anstieg der Eigennutzung erkennbar ist, diese darüber hinaus jedoch wieder abfällt. Die Spitze ist dabei von der Elektrolyseleistung abhängig. Der Grund für den Anstieg in der Eigennutzung bei geringen PV-Anlagegrößen ist die benötigte Minimalleistung der Elektrolyse von ca. 15 kW. Bei einer PV-Anlagegröße von 100 kWp kommt es häufiger vor, dass diese Leistung nicht überschritten wird und deshalb die Energie ins Netz eingespeist werden muss. Auch in Abbildung 5 ist die Differenz zwischen 360 kW Elektrolysekapazität zu 480 kW deutlich geringer als zwischen 240 kW und 360 kW. Die Gründe für diese Differenzen sind ident zu Abbildung 3.

In Abbildung 6 ist zu erkennen, dass nur eine Erweiterung des Speichers von 460 auf 575 kg signifikante Verbesserungen in der Eigennutzung verspricht. Die Kurven für 575 kg–805 kg liegen übereinander. Für die Variante mit 460 kg liegt die Eigennutzung deutlich unter den übrigen Anlagevarianten, da, bei Unterschreiten der Mindestspeichermenge, der Speicher mittels Produktion aus Netzstrom wieder vollständig gefüllt wird. Es gibt keinen Puffer, der bei Vorhandensein von PV-Strom zusätzlich Wasserstoff aufnehmen kann.

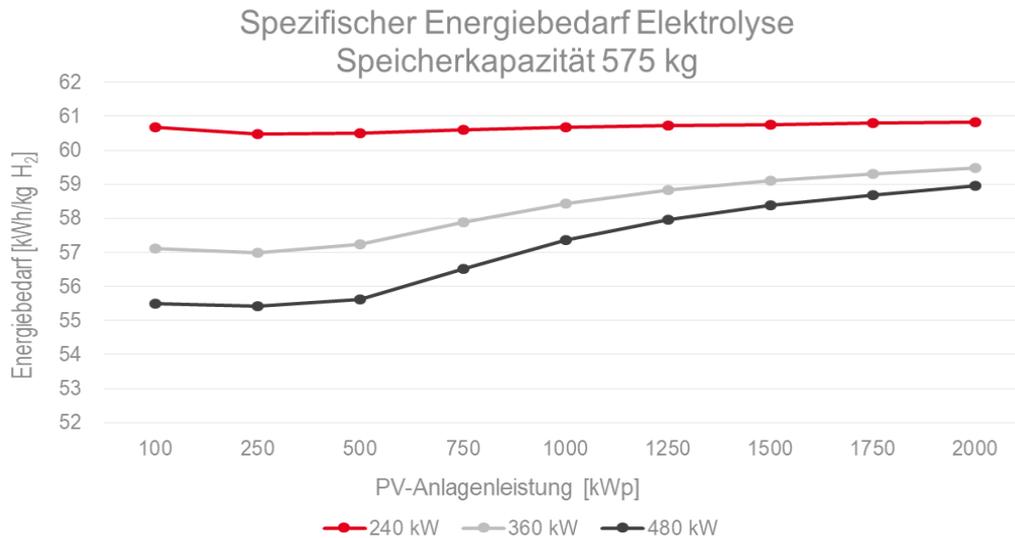


Abbildung 7: Spezifischer Energiebedarf der Elektrolyse bei einer H₂-Speicherkapazität von 575 kg

Der spezifische Energiebedarf der Elektrolyse ist in Abbildung 7 dargestellt und ist primär von der Elektrolysekapazität abhängig, da diese in Teillast effizienter abläuft als in Volllast. In allen Fällen muss der Wasserstoffbedarf von 90 kg pro Tag gedeckt werden. Je höher die Elektrolysekapazität, umso effizienter ist der Lastpunkt in dem diese Menge produziert wird. Eine weitere Einflussgröße ist die PV-Anlagenleistung.

Bei der 240 kW Variante muss zur Deckung des Tagesbedarfs beinahe durchgehend Elektrolyse bei einer Last von mehr als 90% betrieben werden, weshalb kein Einfluss der PV-Anlagenleistung erkennbar ist.

Bei PV-Leistungen unter 500 kWp, muss wie in Abbildung 3 dargestellt ein hoher Anteil des Energiebedarfs aus dem Netz bezogen werden. In diesen Fällen werden die Varianten 360 kW und 480 kW nur mit der minimal notwendigen Leistung zur Erzeugung des täglichen Wasserstoffbedarfs betrieben und arbeiten daher in einem niedrigen und somit effizienten Lastpunkt. Steigt die zur Verfügung stehende PV-Leistung an, werden auch die Elektrolyseure in einem höheren und somit ineffizienteren Lastpunkt betrieben. Deshalb steigt mit höherer PV-Anlagenleistung der spezifische Energiebedarf der Elektrolyse.

Aus den Simulationen der 108 unterschiedlichen Anlagevarianten erhält man mit den oben definierten Annahmen die Gestehungskosten des Wasserstoffs. In Tabelle 2 sind jeweils die Anlagevarianten mit den günstigsten Wasserstoffgestehungskosten abhängig von den angenommenen Netzstromkosten aufgelistet.

Der Einfluss der Netzstromkosten auf die günstigste Anlagevariante ist signifikant. Jene Parameterkombination, die bei 100 €/MWh die günstigste ist, ist bei Netzstromkosten von

200 €/MWh nur mehr die zehntgünstigste, bei 300 €/MWh gar nur mehr auf Platz 36 von 108 Varianten.

Netzstromkosten	100 €/MWh	200 €/MWh	300 €/MWh
PV-Anlagenleistung	2000 kWp	2000 kWp	2000 kWp
Elektrolysekapazität	240 kW	360 kW	360 kW
H ₂ -Speichergröße	460 kg	575 kg	575 kg
H ₂ -Gestehungskosten	10,65 €/kg	13,08 €/kg	14,55 €/kg

Tabelle 2: Parameterkombinationen mit den günstigsten Wasserstoffgestehungskosten bei unterschiedlichen Netzstromkosten

Die Einflüsse der Parameter Elektrolysekapazität und Speichergröße werden in Abbildung 8-Abbildung 10 gezeigt. Die maximale PV-Leistung wurde bei allen Abbildungen jeweils bei 2000 kW gehalten.

Bei Netzstrompreisen von 100 €/MWh zeigt sich in Abbildung 8, dass die Gestehungskosten umso günstiger sind, je weniger in zusätzliche Elektrolysekapazität und Speicher investiert wird.

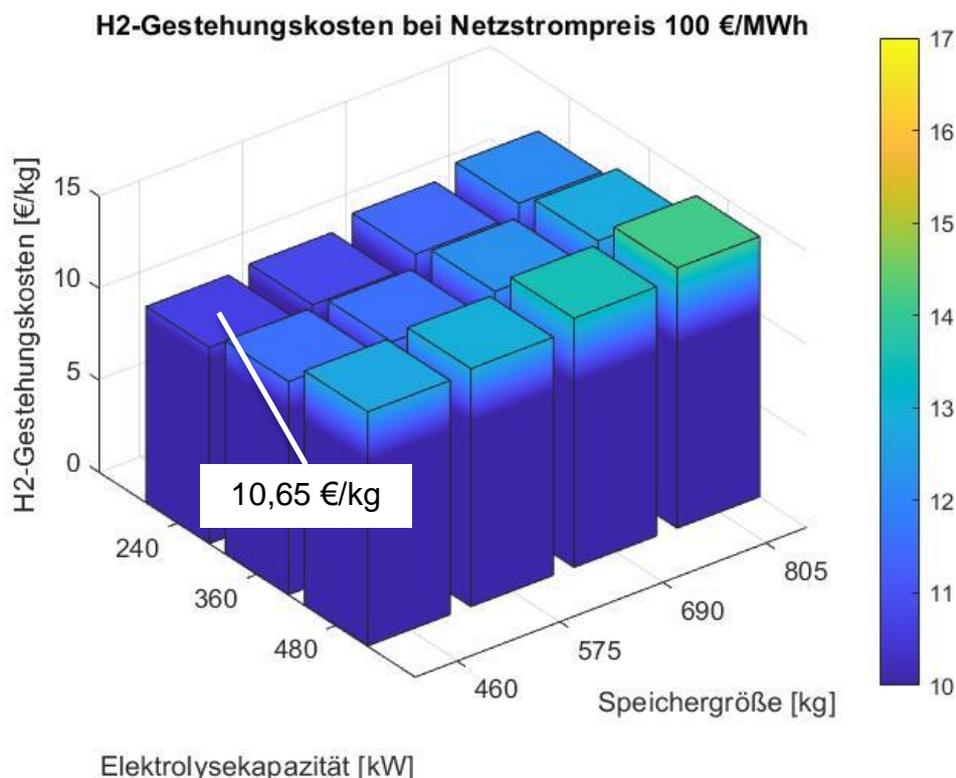


Abbildung 8: Wasserstoffgestehungskosten für Anlagen mit max. PV-Leistung von 2000 kW und Netzstrompreisen von 100 €/MWh

Bei 200 €/MWh liegen die günstigsten Varianten jeweils bei einer Speichergröße von 575 kg und 360 kW Elektrolysekapazität. Die Varianten mit 240 kW sind jeweils etwas günstiger als jene mit 480 kW.

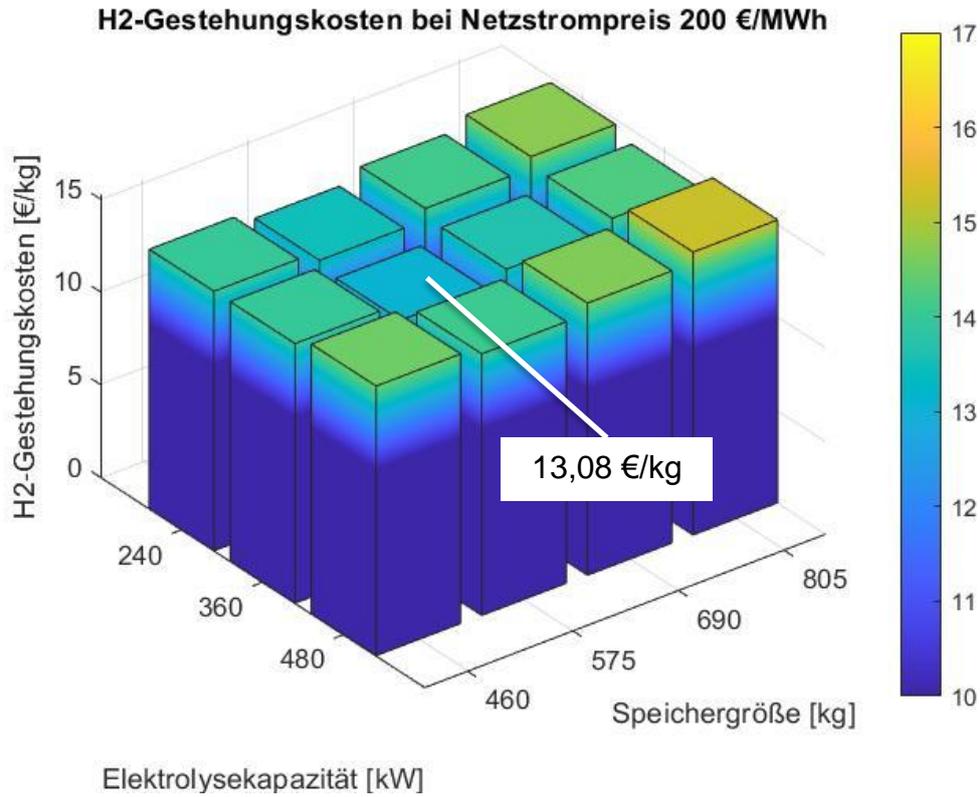


Abbildung 9: Wasserstoffgestehungskosten für Anlagen mit max. PV-Leistung von 2000 kW und Netzstrompreisen von 200 €/MWh

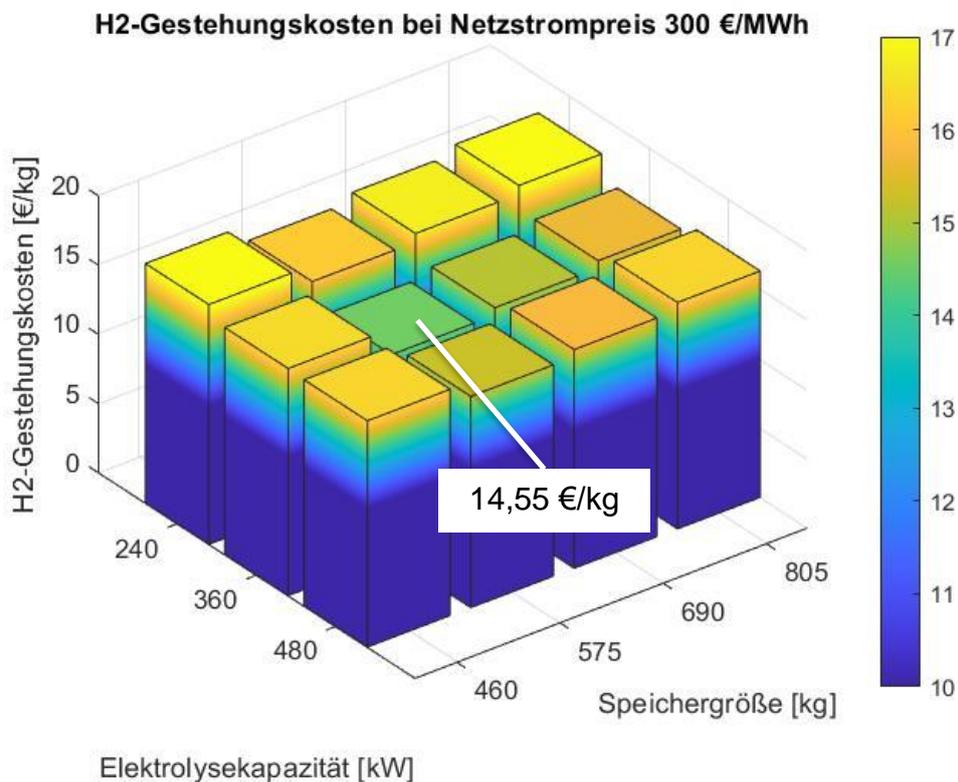


Abbildung 10: Wasserstoffgestehungskosten für Anlagen mit max. PV-Leistung von 2000 kW und Netzstrompreisen von 300 €/MWh

Netzstrompreise von 300 €/MWh führen dazu, dass die Varianten mit 480 kW Elektrolysekapazität nur mehr geringfügig höhere Gestehungskosten als die 360 kW Varianten verursachen. Die Anlagen mit 240 kW Elektrolyse sind nun deutlich teurer als die Übrigen.

Der Grund für diese Veränderung ist stets der Einfluss des Deckungsgrads der Wasserstoffproduktion mit PV-Strom. Je höher der Netzstrompreis steigt, umso günstiger ist es in Anlagevarianten zu investieren, die mehr Wasserstoff aus günstigem PV-Strom erzeugen können.

4 Schlussfolgerungen und Ausblick

Durch eine Parametervariation von PV-Anlagengröße, Elektrolysekapazität und Speichermenge einer Wasserstoffversorgungsanlage wurde u.a. deren Einfluss auf die Gestehungskosten des Wasserstoffs und den Deckungsgrad der Wasserstofferzeugung mit PV-Strom analysiert. Damit kann die im Szenario betrachtete Anlage zur Versorgung von 5 Bussen mit 90 kg Wasserstoff pro Werktag optimiert werden.

Es zeigt sich, dass größere PV-Anlagen unter den getroffenen Annahmen stets zu günstigeren Wasserstoffgestehungskosten führen. Weiters zeigt sich für das gewählte Szenario, dass es sinnvoll ist den Wasserstoffspeicher nicht in der Minimalgröße auszuführen, da somit signifikant mehr Wasserstoff aus PV-Strom erzeugt werden kann. Zwar führt dies bei Netzstromkosten von 100 €/MWh zu geringen Mehrkosten von 0,18 €/kg jedoch bei 200 €/MWh bereits zu Einsparungen von 0,5 €/kg. Bei Netzstromkosten darüber hinaus sogar noch deutlich mehr, weshalb eine Investition in zusätzliche Speicher auch wirtschaftlich Sinn macht.

Ähnliches wie bei der Speichergröße gilt auch für Elektrolysekapazität. Vor allem eine Erhöhung der Elektrolysekapazität von 240 kW auf 360 kW führt im gewählten Szenario zu einer deutlichen Erhöhung des Deckungsgrades der Wasserstofferzeugung mit PV-Strom und damit bei steigenden Netzstromkosten auch zu den günstigsten Wasserstoffgestehungskosten. In dieser Analyse wurden die Investitionskosten der Wasserstoffkomponenten mit heutigen Preisen abgeschätzt. Da voraussichtlich in Zukunft die Anschaffungskosten für Elektrolysekapazität und Wasserstoffspeicher weiter sinken, werden die Anlagevarianten mit hohem Deckungsgrad aus PV-Strom zunehmend auch bei günstigen Netzstromkosten die niedrigsten Wasserstoffgestehungskosten liefern. [4][5]

5 Referenzen

- [1] International Energy Agency, "The Future of Hydrogen", 2019
- [2] Europäische Kommission, "Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa", 2020
- [3] Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking, "Hydrogen Roadmap Europe", 2019
- [4] Mayyas, Ahmad, Mark Ruth, Bryan Pivovar, Guido Bender, and Keith Wipke. 2018. Manufacturing Cost Analysis for Proton Exchange Membrane Water Electrolyzers. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-72740. <https://www.nrel.gov/docs/fy10osti/72740.pdf> .
- [5] IRENA, 2020. Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, Abu Dhabi, International Renewable Energy Agency.

- [6] Bessarabov, D.G.; Wang, Haijiang; Li, Hui, 2016. PEM electrolysis for hydrogen production. Principles and applications. Boca Raton Florida: CRC Press. S. 21-23
- [7] Eudy, Leslie and Matthew Post. 2021. Fuel Cell Buses in U.S. Transit Fleets: Current Status 2020. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5400- 75583. <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/75583.pdf>. S.40
- [8] Parks, G.; Boyd, R.; Cornish, J.; Remick, R., 2014. Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/BK-6A10-58564 S. 15
- [9] Somlinka, Tom; Wiebe, Nikolai; Sterchele, Philip, et. Al., 2018. Studie IndWEDe Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland S. 48
- [10] Pratt, J.; Terlip, D.; Ainscough, D.; Kurtz, J.; Elgowainy, A., 2015. H2FIRST Reference Station Design Task. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5400-64107 S. 4