

UNTERSUCHUNG ZU DEN MÖGLICHKEITEN DER REGIONALEN WASSERSTOFFERZEUGUNG AUS BIOGAS AM BEISPIEL VON ZWEI BIOGASANLAGEN IN THÜRINGEN

Angela Clinkscales^{1,2}, Mark F. Jentsch¹, Frank Scholwin²

¹ Professur Energiesysteme, Fakultät Bauingenieurwesen, Bauhaus-Universität Weimar

Schwannseestraße 1a, 99423 Weimar

² Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie, Steubenstraße 15, 99423 Weimar

ABSTRACT

Biogasanlagen tragen zur planbaren und flexiblen Stromerzeugung bei. Jedoch bleiben erhebliche Energiemengen ungenutzt, wenn die hierbei anfallende thermische Energie nicht oder nicht ausreichend verwendet werden kann. Die Produktion von Wasserstoff aus Biogas über die Dampfreformierung erhöht in diesen Fällen den nutzbaren Energiegehalt und bietet darüber hinaus den Vorteil, dass die derzeit viel diskutierte Wasserstoffproduktion aus der Elektrolyse mit Strom von lokalen Wind- und PV-Anlagen flexibel und steuerbar um einen weiteren Erzeuger ergänzt werden kann.

In diesem Beitrag werden die technischen Möglichkeiten für die Dampfreformierung von Biogas an zwei bestehenden Biogasanlagen in Thüringen untersucht und Konzepte für die lokale Nutzung des erzeugten Wasserstoffs im öffentlichen Personennahverkehr dargestellt. Darüber hinaus werden das grundsätzliche Potenzial dieses Ansatzes sowie die Möglichkeiten der zukünftigen Einbindung von Biogasanlagen in größere Wasserstoffversorgungsnetzwerke in der Region rund um die Stadt Mühlhausen erörtert. Die Ergebnisse der Untersuchung zeigen, dass eine Wasserstoffherzeugung aus Biogas technisch umsetzbar ist und eine Rolle im Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft spielen kann, unter den derzeitigen Marktbedingungen jedoch ökonomisch nicht wettbewerbsfähig mit der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan ist.

1. EINLEITUNG

Gemäß den Vorgaben des Klimaschutzgesetzes möchte Deutschland bis 2045 eine Netto-Treibhausgasneutralität erreichen [1]. Die Erreichung dieses Ziels wird durch eine möglichst weitgehende Elektrifizierung bei einem gleichzeitigen Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung angestrebt. Wasserstoff gilt hierbei als ein wichtiger Baustein, um den erneuerbaren Strom über die Elektrolyse chemisch zu speichern. Dies gilt insbesondere für ansonsten „überschüssigen“ Strom aus fluktuierenden Erzeugeranlagen, für den es keine direkte Verwendung gibt. Der Aufbau der Wasserstoffwirtschaft erfordert jedoch signifikante Veränderungen in den derzeitigen Prozessketten zur Energiebereitstellung und -nutzung, die vor allem die Industrie und den Mobilitätssektor betreffen, sowie große Mengen an Wasserstoff. Es ist davon auszugehen, dass „überschüssiger“ Strom allein nicht ausreichen wird, um den zukünftigen Wasserstoffbedarf zu decken. Vor diesem Hintergrund ist, neben einem Import von Wasserstoff aus dem Ausland und über die Nutzung von Elektrizität für die Elektrolyse hinaus, eine Betrachtung von alternativen inländischen erneuerbaren Erzeugungspfaden wichtig. Eine solche Möglichkeit bietet die Dampfreformierung von Biogas.

In Deutschland gibt es über 9.000 Biogasanlagen, meist in Kombination mit BHKWs. Biogasanlagen, die vor 2014 in Betrieb genommen worden sind, haben im Durchschnitt eine installierte elektrische Leistung von ca. 440 kW_{el} [2]. Die installierte elektrische Leistung entspricht numerisch ca. 40 % der im Biogas enthaltenen Gesamtleistung, je nach Wirkungsgrad des BHKWs [3]. Wenn kein geeignetes Wärmekonzept zur Nutzung der Abwärme des BHKWs vorhanden ist, bleibt ein beträchtlicher Teil der Gesamtenergie ungenutzt. Selbst Anlagen, die eine gute Wärmeausnutzung haben, können diese in der Regel nur für die Wintermonate garantieren. Ob als Wasserstoff oder Biomethan, die Aufbereitung des Biogases zu einem kalorisch höherwertigen, gasförmigen Energieträger kann die Ausnutzung der

über den Vergärungsprozess bereitgestellten Energie erhöhen. Obwohl die Herstellung von Biomethan oder auch dessen weitere Aufbereitung zu Wasserstoff aus Biogas technisch grundsätzlich machbar ist, stellen relativ wenige Biogasanlagen ihren Betrieb auf eine Biogasaufbereitung (zu Biomethan) um, da sich die Investition erst bei größeren Anlagen – ab 500 kW_{el}, besser ab 1MW_{el} – rentiert [4]. Wie eingangs erwähnt, haben jedoch viele Anlagen in Deutschland eine installierte Leistung kleiner als 500 kW_{el} [2, 4].

Um das Problem der kleinen Produktionsmengen von Biomethan zu umgehen, gibt es Möglichkeiten für die Bündelung von Biogasanlagen über ein entsprechendes Leitungsnetz. Der Bau einer Rohbiogasleitung kostet ca. 125 € / m, wobei die Investitionskosten derzeit mit bis zu 30% gefördert werden können [5]. Die Anzahl der Anlagen, ihre kumulierten verfügbaren Biogasmengen und ihre räumliche Nähe sind dabei die ausschlaggebenden Faktoren für die Wirtschaftlichkeit einer solchen Lösung. Wenn Konzepte für eine Anlagenbündelung geplant werden, muss ein günstiger Standort für die Aufbereitungsanlage gewählt werden, und zwar so, dass die leitungsgebundene Anlieferung von Biomethan und die Abnahme von Wasserstoff einfach möglich sind. Größere Biogasanlagen können ohne Bündelung wirtschaftlich Biomethan oder ggf. Wasserstoff produzieren. In den meisten Fällen wird jedoch die Erzeugung von Biomethan für die Anlage wirtschaftlicher sein. Wasserstoff kommt dann in Betracht, wenn sich z.B. kein Gaseinspeisepunkt in der Nähe der Anlage befindet und es lokale Wasserstoffabnehmer gibt. Die Kompaktdampfreformer können inklusive einer H₂-Betankungseinheit geliefert werden, sodass sie für Mobilitätskonzepte eine vergleichsweise einfache Lösung darstellen.

Die vorliegende Arbeit präsentiert den Zwischenstand eines Verbundvorhabens zu den Möglichkeiten der Wasserstoffherstellung aus Biogas in der Region Mühlhausen, Thüringen. Als Grundlage werden die Unterschiede zwischen konventioneller Dampfreformierung von Erdgas und von Biogas kurz beschrieben. Danach wird auf Aspekte eingegangen, die einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben und dargelegt, welche Potentiale Biogasanlagen in der Wasserstoffwirtschaft bieten. Schließlich werden konkrete Umsetzungsmöglichkeiten anhand von Beispielanlagen in Thüringen erläutert.

2. DAMPFREFORMIERUNG VON BIOGAS UND BIOMETHAN

Die Dampfreformierung von Erdgas ist ein wesentliches Standardverfahren für die Wasserstoffproduktion aus fossilen Energieträgern. Das Erdgas, das fast ausschließlich aus Methan besteht, wird hierbei entschwefelt und bei Temperaturen um 850° C zusammen mit Wasserdampf mit Hilfe von Katalysatoren zu Wasserstoff umgewandelt [6, 7]. Prinzipiell ist dieses Verfahren auch auf Biogas anwendbar.

Biogas bezeichnet ein Gasgemisch, das in der Regel durch anaerobe Vergärung von organischen Substraten erzeugt wird. Biogas aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen, die überwiegend Mais und Gülle verwenden, hat mit 52 – 53 Vol.-% einen geringen Methananteil, während Biogas aus Reststoff- und Abfallvergärungsanlagen typischerweise einen Methangehalt zwischen 60 und 74 Vol.-% aufweist [8]. Da der größte Teil der bestehenden Anlagen landwirtschaftliche Anlagen ist, kann im Regelfall von einem Methangehalt von rund 53 Vol.-% ausgegangen werden. Der Rest des Biogases besteht fast ausschließlich aus Kohlendioxid. Es sind jedoch noch einige Spurengase enthalten, die überwacht werden müssen, da sie bereits in geringen Konzentrationen Schäden an Anlagen verursachen können. Die Gaszusammensetzung ist bei der Dampfreformierung von Biogas folglich der erste wesentliche Unterschied zur Erdgasdampfreformierung, wobei aufbereitetes Biogas, d.h. Biogas aus dem der CO₂-Anteil abgetrennt worden ist, die gleichen chemischen Eigenschaften wie Erdgas besitzt.

CO₂ stellt prinzipiell kein grundlegendes Problem für den Dampfreformierungsprozess dar, verändert aber den aufzuheizenden Massenstrom sowie die benötigte Dampfmenge, um Kohlenstoffablagerungen auf dem Katalysator zu vermeiden [7, 9, 10]. Das wiederum beeinflusst den Wirkungsgrad des Prozesses. Der zweite wesentliche Unterschied zwischen der herkömmlichen Dampfreformierung und einer Dampfreformierung vor Ort an einer Biogasanlage ist der Maßstab, da die übliche Kapazität einer

Dampfreformierungsanlage um ein Vielfaches größer ist als die übliche Methanproduktionsleistung einer Biogasanlage. Anlagen, die bei der konventionellen Dampfreformierung als klein bezeichnet werden, haben eine Wasserstofferzeugungskapazität von etwa 85 kg H₂ / h bis 425 kg H₂ / h [7], wobei laut Air Liquide [11] Standard-Reformer sogar eine Kapazität von zwischen etwa 800 und 16.000 kg H₂ / h aufweisen. Eine Biogasanlage mit einer installierten elektrischen Leistung von 500 kW_e könnte hingegen lediglich bis zu ca. 22 kg H₂ / h erzeugen.

Der Wirkungsgrad eines Kompaktdampfreformers liegt darüber hinaus unter dem von großen Anlagen zur Erdgasdampfreformierung. Dies wurde für verschiedene Biogasgemische (Methangehalte) anhand von technischen Daten von Reformierherstellern mit Hilfe der Softwareumgebung „COCO Simulator“ nachgewiesen [12]. Demnach spielt der Methangehalt des Biogases vor allem in dem für landwirtschaftliche Anlagen üblichen Bereich eine große Rolle. Die Reformierung von Biogas mit einem Methangehalt von rund 50 Vol.-% erreicht in der Simulation einen Wirkungsgrad von 55 %. Dagegen liegt der Wirkungsgrad für Biogas mit 65 Vol.-% CH₄ bei fast 65 %. Die Wirkungsgradkurve flacht danach ab, so dass der Kompaktreformer bei 100 Vol.-% CH₄ einen Wirkungsgrad von etwa 70 % erzielt. Das heißt, dass eine Aufbereitung des Biogases, die selbst einen Wirkungsgrad von etwa 95 % hat, den Gesamtwirkungsgrad des Prozesses deutlich erhöhen kann.

3. FAKTOREN FÜR DIE WIRTSCHAFTLICHKEIT VON BIOGASKONZEPTEN FÜR DIE H₂-HERSTELLUNG

Für ein wirtschaftliches Konzept muss zuerst, unter Beachtung des Bedarfs für thermische Energie am Standort, ermittelt werden, wie viel Biogas eine Biogasanlage zur Wasserstofferzeugung zur Verfügung stellen kann. Der erzielbare „Biogasüberschuss“ ist hierbei in den Sommermonaten in der Regel höher als in den Wintermonaten. Um die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen und die Investitionskosten zu senken, ist es möglich, eine Rohbiogasleitung zwischen mehreren Biogasanlagen zu verlegen und gemeinsam einen Dampfreformer zu betreiben. Dieses Konzept wird bereits für Biogasaufbereitungsanlagen verfolgt, wobei das Ziel hier meist die Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz ist [13]. Für Wasserstoff besteht diese Möglichkeit bisher nur sehr eingeschränkt, da es außerhalb der chemischen Industrie kaum eine entsprechende Leitungsinfrastruktur gibt. Das bedeutet, dass die H₂-Produktions- und Abnahmemengen gut passen müssen und üblicherweise größere Investitionen für die Logistik notwendig sind, wenn der Dampfreformer nicht in unmittelbarer Nähe des Wasserstoffabnehmers aufgestellt werden kann. Zusätzlich dazu sind Kosten für den Betrieb, v.a. für die Verdichtung des Wasserstoffs, den Straßentransport und ggf. die Betankungsinfrastruktur zu berücksichtigen. Die Investitionskosten für die Wasserstoffinfrastruktur können hierbei z.B. über das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) staatlich gefördert werden [14]. Das gilt aber nicht für die Betriebskosten, die eine erhebliche Auswirkung auf den Preis des Wasserstoffs haben.

Abbildung 1 gibt einen Überblick über die Produkte und möglichen Erzeugungspfade für dezentralen Wasserstoff von Biogasanlagen. Um die Wirtschaftlichkeit der Wasserstofferzeugung aus Sicht des Biogasanlagenbetreibers einschätzen zu können, ist ein Vergleich mit anderen Verwertungspfaden wichtig, da die Erträge aus der Wasserstoffproduktion nicht unter denen von BHKW-Strom und Wärme oder einer Biomethanerzeugung liegen sollten. Derzeit ist die Verwendung von Biomethan im Kraftstoffsektor durch Einnahmen aus der Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote) rentabel für mittelgroße bis große Biogasanlagen, die die Möglichkeit einer Gasnetzeinspeisung haben [15, 16]. Bisher kann Wasserstoff aus biogenen Quellen nicht auf die THG-Quote angerechnet werden, sodass diese Möglichkeit hier nicht besteht. Dies soll sich jedoch ab 1. Juli 2023 laut § 37b BImSchG [17] ändern.

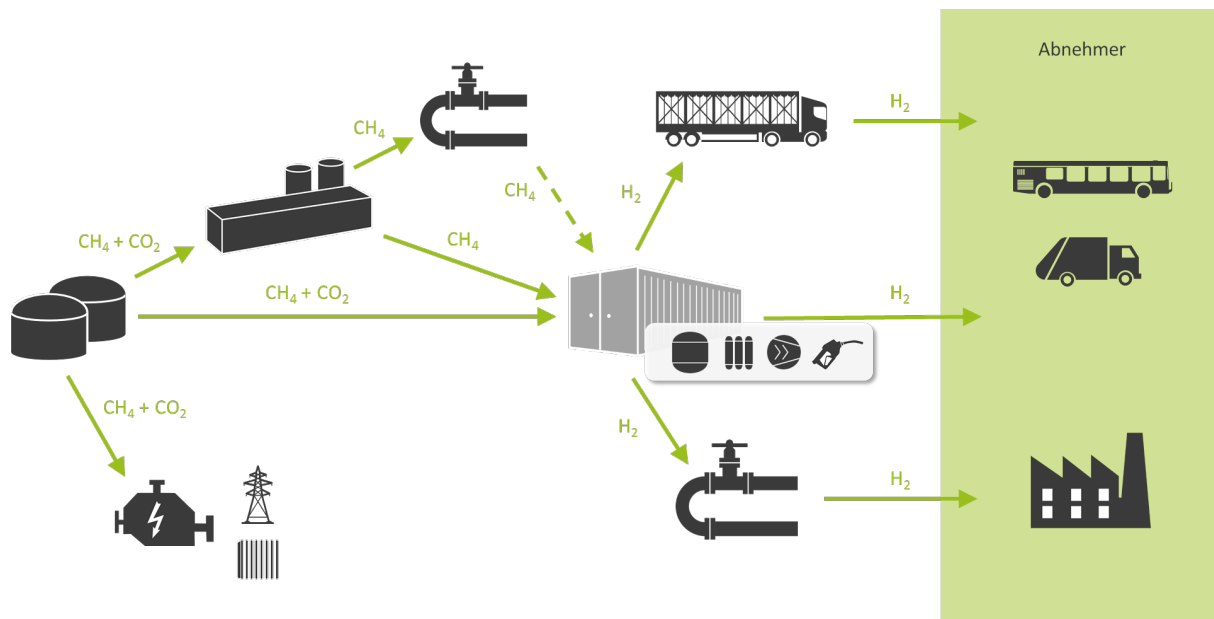


Abbildung 1: Übersicht über Produkte und Wasserstofferzeugungspfade von Biogasanlagen

Die letzten Jahre haben gezeigt, dass sich die Bedingungen, auf denen ein Wirtschaftskonzept für eine Biogasanlage basiert, in relativ kurzen Zeiträumen grundlegend ändern können, was teils in unbeständigen Fördermechanismen und teils in Marktentwicklungen begründet liegt [18, 19]. Um auf tiefgreifende Veränderungen am Markt oder einen erhöhten Bedarf reagieren zu können, ist es daher wichtig, zukünftige Verwertungsoptionen wie die Wasserstoffherstellung in der Planung von Biogaskonzepten zu berücksichtigen, um mit weniger Anpassungen und Investitionen Änderungen realisieren zu können. Dies wird im Folgenden am Beispiel von Biogasanlagen in Thüringen erläutert.

4. FALLBEISPIEL H₂-HERSTELLUNG AN BIOGASANLAGEN BEI MÜHLHAUSEN, THÜRINGEN

Zwei bei Mühlhausen, Thüringen gelegene Biogasanlagen wurden im Rahmen der hier beschriebenen Studie auf ihre Möglichkeiten für die Realisierung einer Wasserstoffproduktion untersucht. Das Ziel war hierbei eine lokale Nutzung des erzeugten Wasserstoffs im öffentlichen Personennahverkehr und / oder dem KommunalService (Straßenreinigung, Abfallentsorgung). Hierbei wurde deutlich, dass dies kurzfristig nur schwer wirtschaftlich realisierbar ist, wie die nachfolgende Untersuchung aufzeigt.

Beide untersuchten Biogasanlagen haben eine installierte elektrische Leistung von unter 500 kW (je 380 kW_{el}) und erreichen eine durchschnittliche elektrische Leistung von 350 kW_{el}. Biogasanlage (BGA) 1 benötigt etwa 24 % der von der BHKW erzeugten Wärme, um den Eigenbedarf der Fermenter sowie von anderen Gebäuden am Standort zu decken. BGA 2 benötigt etwa 30 % der erzeugten Wärme für die Deckung des thermischen Energiebedarfs am Standort. Es wird daher davon ausgegangen, dass, sofern der Kompaktdampfreformer nicht direkt am Standort steht und dessen Prozesswärme genutzt werden kann, nur der Teil des Biogases für die Produktion von Wasserstoff zur Verfügung steht, der nicht für die Bereitstellung von thermischer Energie benötigt wird. Abbildung 2 zeigt einen schematischen Überblick der betrachteten Varianten für die Wasserstoffherzeugung und -nutzung:

- Variante 1: Der Kompaktdampfreformer steht bei BGA 1. Die Betankungseinheit ist mit dem Kompaktdampfreformer integriert, so dass die Fahrzeugbetankung am BGA-Standort stattfindet. Die Abwärme des Kompaktdampfreformers kann zur Deckung des Wärmebedarfs am Standort verwendet werden und das Biogas kann fast vollständig in Wasserstoff umgewandelt werden. Ein größerer Wasserstoffspeicher ist nicht vorhanden. BGA 2 ist nicht beteiligt.

- Variante 2: BGA 1 und 2 bereiten Biogas zu Biomethan auf. Beide Biogasanlagen haben Einspeisepunkte direkt neben der Anlage¹ und können das erzeugte Biomethan einspeisen, sodass es am Standort des Busunternehmens bilanziell als Grüngas bezogen werden kann. Der Kompaktreformer samt Tankeinheit steht am Betriebshof des Busunternehmens. Das Erdgasnetz dient als Speicher.
- Variante 3: Beide Biogasanlagen werden mittels einer Rohbiogasleitung verbunden. Der Kompaktdampfreformer steht bei BGA 2, an der der größere Wärmebedarf besteht, der mit der Abwärme des Kompaktdampfreformers gedeckt werden kann. Die Betankungseinheit ist mit dem Kompaktdampfreformer integriert, so dass die Fahrzeugbetankung am BGA-Standort stattfindet.

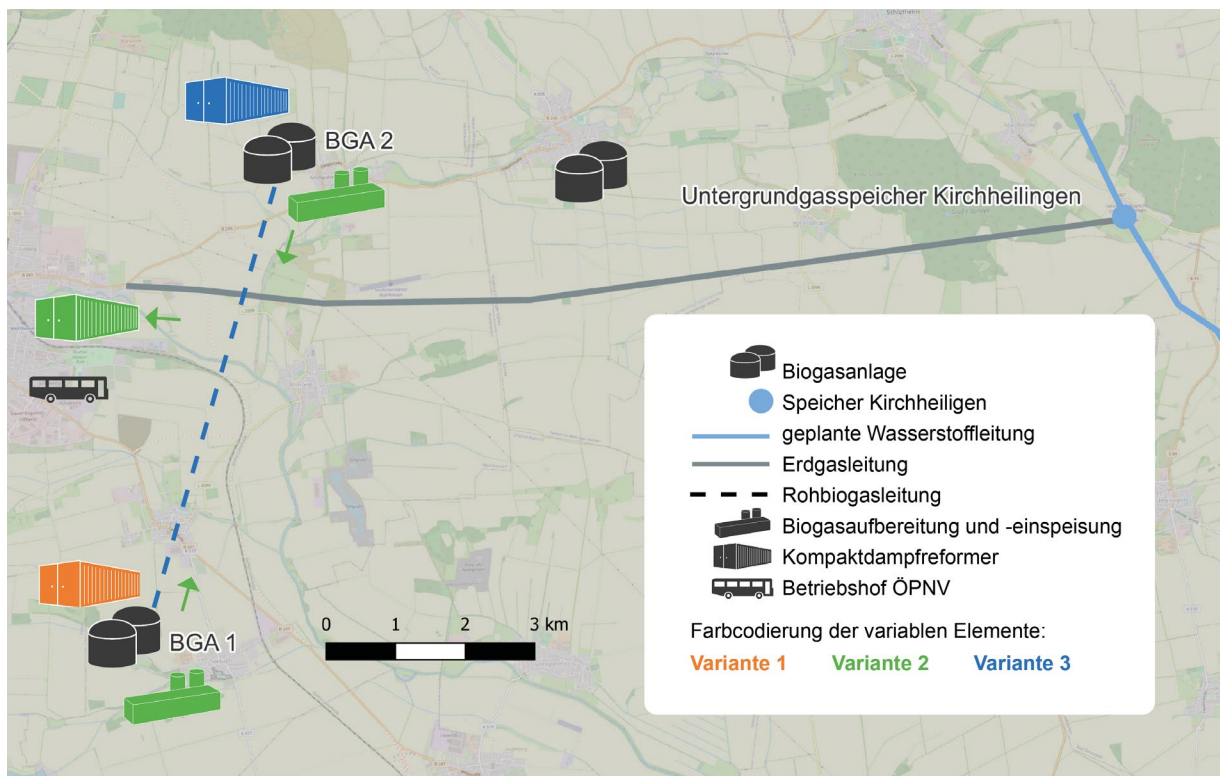


Abbildung 2: Schematische Darstellung der untersuchten Varianten für eine H₂-Infrastruktur. Eigene Grafik mit Verwendung von QGIS und Kartendaten © OpenStreetMap contributors sowie Angaben zum Gasverteilernetz der Ferngas Netzgesellschaft mbH

Bei den aktuellen Energiepreisen ist es für Biogasanlagenbetreiber sinnvoll, ihren Eigenenergiebedarf nach Möglichkeit komplett aus der eigenen Erzeugung zu decken. In den Wintermonaten steigt der Wärmebedarf. Dies bedeutet, dass entweder mehr Biogas für das BHKW benötigt wird und weniger für die Biomethan- und / oder Wasserstoffproduktion zur Verfügung steht oder aber, dass der Kompaktreformer direkt an der Biogasanlage angeordnet werden muss, sodass dessen Prozesswärme zur Deckung des Wärmebedarfs verwendet werden kann. Dies ist allerdings ungünstig für die Betankung von Bussen, da Busunternehmen in der Regel keine Umwege zur Betankung ihrer Fahrzeuge in Kauf nehmen möchten.

Tabelle 1 zeigt in Abhängigkeit der Anlagenkonfiguration die theoretische H₂-Produktionskapazität an den beiden untersuchten BGA sowie einen Kostenvergleich der oben eingeführten drei Varianten für die Wasserstoffproduktion aus Biogas. Da Variante 1 über keinen Langzeitspeicher verfügt, müssten

¹ Der exakte Verlauf des Gasverteilernetzes ist nicht bekannt und wird daher nicht vollständig abgebildet.

Produktion und Bedarf genau aufeinander abgestimmt sein, um die errechneten Kosten zu erreichen. Da dies den Optimalfall bzw. -preis darstellt, sollte daher davon ausgegangen werden, dass die tatsächlichen Kosten höher liegen. Die produzierte Wasserstoffmenge würde hierbei für den Betrieb von ca. 8 H₂-Stadtbussen ausreichen. Allerdings ist die Wahrscheinlichkeit, dass diese Anzahl an H₂-Bussen in den kommenden Jahren in Mühlhausen beschafft wird, eher gering. Zudem läge der H₂-Zielpreis im Vergleich zu einem Dieselbus bei einem durchschnittlichen Diesel- bzw. Wasserstoffverbrauch von 0,28 l / km bzw. 0,1 kg / H₂ km und einem Dieselpreis von 2,10 € / l bei 5,88 € / kg. Dieser Preis zur Dieselparität liegt somit unter den in Tabelle 1 genannten Gestehungspreisen.

Bei Variante 2 würde an beiden BGA das Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet und in das Erdgasnetz einspeist werden. Das Biomethan könnte bilanziell nach Bedarf am Standort des Busunternehmens bezogen und vor Ort zu Wasserstoff umgewandelt werden. Durch diese Aufbereitung des Biogases zu Biomethan verbessert sich zudem, wie bereits in Abschnitt 2 dargestellt wurde, der Wirkungsgrad des Kompaktdampfreformers. Nachteilig ist dabei allerdings, dass die Biogasanlagen die Prozessabwärme des Kompaktdampfreformers nicht nutzen könnten, wodurch lokal mehr Biogas für das BHKW benötigt würde. Andererseits könnte die Möglichkeit bestehen, in Mühlhausen Gebäude in der Nähe des Kompaktdampfreformers mit Wärme zu versorgen. Obwohl die spezifischen Kosten für die Wasserstoffproduktion von Variante 2 höher liegen als bei Variante 1, entfallen Fahrzeiten zur Betankung, was sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit beim Busbetreiber auswirken würde. Zudem kann das Biomethan, wenn der Wasserstoffbedarf nicht der möglichen Produktionskapazität entspricht, ohne Umwandlung gut vermarktet werden. Somit ist das wirtschaftliche Risiko als geringer als bei Variante 1 zu bewerten, wenngleich der erzielbare Preis deutlich über dem oben genannten Preis für die Dieselparität liegt.

Eine Bündelung von kleineren Biogasanlagen mittels Rohbiogasleitungen kann die Investitionskosten für eine Biogasaufbereitung und / oder einen Kompaktdampfreformer senken, wenn die Anlagen nah bei einander liegen. Tabelle 1 zeigt dementsprechend für Variante 3 eine Tendenz zur Reduktion der spezifischen Investitionskosten durch die Nutzung einer Rohbiogasleitung im Zusammenspiel mit einem Kompaktdampfreformer ohne Biogasaufbereitung. Jedoch fällt diese Kostenreduktion aufgrund der geringen Größe der beiden untersuchten BGA und der Länge der Rohbiogasleitung von 7 km Luftlinie nicht besonders erheblich aus, da für die Investitionskosten für die Rohbiogasleitung zusätzlich rund 0,50 € / kg H₂ oder 0,015 € / kWh anfallen würden. Dennoch wäre eine weitergehende Untersuchung eines größeren Biogasanlagenclusters empfehlenswert, um ggf. weitere Synergiepotentiale zu nutzen.

Weiterhin ist anzumerken, dass bei sämtlichen betrachteten Varianten der Wasserstoffbereitstellung ein H₂-Verdichter erforderlich ist, der einen Stromverbrauch von etwa 5 kWh / kg H₂ verursacht. Zwar gibt es bei Varianten mit einer Aufstellung des Kompaktdampfreformers an der BGA die Möglichkeit, selbst im BHKW erzeugten Strom zu nutzen, was wesentlich kostengünstiger als die aktuellen Bereitstellungskosten durch das Stromnetz sein dürfte, aber es bleibt dennoch ein nicht zu vernachlässigender Kostenfaktor, der nicht durch größeren Produktionsmengen reduziert werden kann.

Wie Tabelle 1 zeigt, würden die Investitionskosten für die reine Dampfreformierung von Rohbiogas, die auf die Wasserstoffkosten umgelegt werden müssten, bei 0,056 € / kWh H₂ liegen. Im Vergleich dazu würden die Investitionskosten für eine kleine Aufbereitungsanlage für Biomethan bei lediglich ca. 0,032 € / kWh Biomethan liegen. Bei großen Biogasanlagen oder einer Bündelung von mehreren Anlagen könnten diese Kosten darüber hinaus noch wesentlich weiter reduziert werden, so dass die Wasserstofferzeugung aus Biogas im Vergleich zur Biomethanherstellung derzeit wenig attraktiv ist, zumal ein Nutzungspfad des Wasserstoffs mit Bussen im ÖNPV Mehrkosten gegenüber Bestandssystemen auf Dieselsbasis verursacht. Ein möglicher Weg, diese Lücke zu überbrücken könnten Investitionsförderungen sein, zumal das Gesetz über die Beschaffung sauberer

Straßenfahrzeuge [20] die Transformation des Fuhrparks von Busunternehmen hin zu sauberen Antrieben forciert, sodass in den nächsten Jahren eine verstärkte Nachfrage nach Wasserstoffbussen zu erwarten ist.

Tab. 1: Kostenvergleich Wasserstoffproduktionsvarianten unter Annahme einer Gesamtbetriebszeit von 10 Jahren (Basis für Kostenannahmen [5, 12, 21, 22]):

Position	Variante 1 (BGA 1)	Variante 2 (BGA 1)	Variante 2 (BGA 2)	Variante 3 (BGA 1)	Variante 3 (BGA 2)
Theoretische Wasserstoffproduktionskapazität [kg H ₂ / h]	16,0	14,6	13,5	12,2	16,0
Gestehungskosten Biogas [€ / kWh H ₂]	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
Investitionskosten Reformer [€ / kWh H ₂]	0,077	0,057	0,057	0,056	0,056
Investitionskosten Biogasaufbereitungsanlage [€ / kWh H ₂]	-	0,047	0,047	-	-
Investitions- und Betriebskosten Biogasleitung [€ / kWh H ₂]	-	-	-	0,015	0,015
Betriebskosten Verdichter [€ / kWh H ₂] ¹	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033
Betriebs- und Wartungskosten Reformer [€ / kWh H ₂]	0,006	0,005	0,005	0,005	0,005
Wartungskosten Biogasaufbereitungsanlage [€ / kWh H ₂]	-	0,002	0,002	-	-
Zusätzliche Personalkosten [€ / kWh]	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Gesamt netto [€ / kWh H₂]	0,218	0,246	0,246	0,211	0,211
Gesamt netto [€ / kg H₂]	7,266	8,199	8,199	7,033	7,033

Während ein Konzept für die Wasserstoffproduktion mit den zwei untersuchten BGA nur schwer wirtschaftlich realisierbar ist, insbesondere ohne großen H₂-Speicher bzw. sichere Abnahmemengen, könnte die Wirtschaftlichkeit sich deutlich verbessern, wenn eine Wasserstoffleitung regional vorhanden wäre. Dies könnte Realität werden, da die Region Mühlhausen in unmittelbarer Umgebung des Zielgebiets des thüringischen Wasserstoffinfrastrukturprojektes TH₂ECO liegt. Die Entfernung der beiden untersuchten BGA zur in diesem Vorhaben geplanten Wasserstoffleitung kann in Abbildung 2 gesehen werden. Für den nicht unwahrscheinlichen Fall, dass sich einige Biogasanlagenbetreiber für die Biogasaufbereitung zu Biomethan als zukünftigem Wirtschaftsmodell entscheiden werden, sollten entsprechende Konzepte für BGA in der Nähe von Mühlhausen bereits so ausgestaltet werden, dass diese Anlagen im Falle einer Erweiterung des H₂-Netzes, z.B. durch eine Umwidmung der bestehenden Erdgasleitung zwischen Kirchheiligen und Mühlhausen, leicht auf die Wasserstoffproduktion umstellt werden können. Die bereits erwähnte Bündelung von BGA zu einem Verbundsystem bietet darüber hinaus auch die Möglichkeit, eine Biogasaufbereitungsanlage an einer Stelle zu errichten, die für eine zukünftige Wasserstoffinvestitionen günstig sein könnte, z.B. in der Nähe von Leitungen, die eine Rolle in regionalen Wasserstoffnetzen haben könnten oder an einem günstigen Ort für eine spätere H₂-Tankstelle. Ebenso können sich frühzeitige Überlegungen zur Prozesswärmenutzung eines Reformers

¹ Strom für den Verdichter kann evtl. günstiger aus dem Eigenstrom des Biogas-BHKWs erzeugt werden, wenn ein BHKW für den Eigenwärmebedarf benötigt wird.

als sinnvoll erweisen, um den Gesamtwirkungsgrad des H₂-Infrastruktursystems zu erhöhen.

5. SCHLUSSFOLGERUNGEN UND AUSBLICK

Die hier vorgenommene Untersuchung von zwei ausgewählten Biogasanlagen bei Mühlhausen in Thüringen zeigt, dass eine Wasserstoffproduktion aus Biogas über die Dampfreformierung momentan mit kleineren Biogasanlagen kaum wirtschaftlich realisierbar ist. Die potentiellen lokalen Abnehmer, die insbesondere im ÖPNV zu finden sind, sind noch zurückhaltend mit Investitionen in z.B. Wasserstoffbusse und im Gegensatz zur Einspeisung von Biomethan kann daher nicht davon ausgegangen werden, dass bei einer entsprechenden Umsetzung eines Kompaktdampfreformers an einer Biogasanlage die gesamte H₂-Produktionsmenge sofort abgenommen werden könnte. Es wurde allerdings auch gezeigt, dass eine Bündelung von Biogasanlagen in einem Infrastrukturverbund die verfügbare Biogasmenge steigern und die spezifischen Investitionskosten für die Wasserstoffbereitstellung senken kann. Weiterhin blockiert eine Umstellung des derzeit üblichen Systems der Vor-Ort-Verstromung über BHKW auf eine Biogasaufbereitung zu Biomethan nicht die zukünftigen Möglichkeiten einer dezentralen Wasserstoffproduktion aus Biogas.

Der Ausblick einer Anbindung an bereits geplante, regionale Wasserstoffleitungen sowie -speicher verbessert die Rahmenbedingungen für die Wasserstoffproduktion aus Biogas deutlich. Gleichzeitig bieten Biogasanlagen in einem regionalen Wasserstoffnetz die Möglichkeit, vergleichsweise schnell auf einen gestiegenen regionalen Wasserstoffbedarf zu reagieren, da sie, wie Abbildung 1 zeigt, eine erhebliche Flexibilität in ihren Produktpfaden erlauben (Biogas, Strom + Wärme, Wasserstoff). Für die Region Mühlhausen könnten zukünftig Cluster von Biogasanlagen, die in der Nähe der geplanten TH₂ECO-Pipeline liegen, einen Beitrag zur Versorgungssicherheit mit grünem Wasserstoff leisten, da sie die im Rahmen von TH₂ECO geplanten Elektrolyseanlagen an Windparks sinnvoll um eine weitere H₂-Erzeugerkomponente ergänzen würden.

6. DANKSAGUNG

Das dieser Veröffentlichung zugrundeliegende Verbundvorhaben Grünland-H₂ wird durch das Thüringer Ministerium für Infrastruktur und Landwirtschaft (TMIL) im Rahmen der Fördermaßnahmen des Europäischen Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raumes (ELER) gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren. Die geförderten Forschungspartner im Verbundvorhaben Grünland-H₂ sind: Agrargenossenschaft Großengottern e.G., Bauhaus-Universität Weimar, Institut für Biogas Kreislaufwirtschaft und Energie, Landwirtschaft Körner GmbH & Co. Betriebs KG.

7. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Bundes-Klimaschutzgesetz: KSG, 2021.
- [2] FNR Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., "Broschüre Biogas," Gülzow, 2013. Accessed: 16.10.22. [Online]. Available: <https://www.fnr.de/fileadmin/Projekte/2021/Mediathek/brosch-biogas-2013-web.pdf>
- [3] FNR - Biogas: Faustzahlen. [Online]. Available: <https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen> (accessed: Oct. 23 2022).
- [4] J. Daniel-Gromke et al., "Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht," UBA Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 2020. Accessed: Oct. 16 2022. [Online]. Available: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-01-30_texte_24-2020_biogas2030.pdf
- [5] D. Schröer and U. Latacz-Lohmann, "Betriebswirtschaftlicher Vergleich der Flexibilisierung und rohgasseitigen Bündelung von Biogasbestandsanlagen anhand eines Fallbeispiels," Berichte über Landwirtschaft - Zeitschrift für Agrarpolitik und Landwirtschaft.
- [6] J. F. Contadini, C. Diniz, D. Sperling, and R. Moore, "Hydrogen production plants: emissions and thermal efficiency analysis," Institute of Transportation Studies, University of California, 2000. [Online]. Available: https://itspubs.ucdavis.edu/publication_detail.php?id=422
- [7] P. Häussinger, R. Lohmüller, and A. M. Watson, "Hydrogen, 2. Production," in Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Weinheim, Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2000.
- [8] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Ed., "Abschlussbericht Monitoring Biogas II," 2014.
- [9] S. Gellert, "Thermochemische Herstellung von Wasserstoff aus Biomasse unter besonderer Berücksichtigung der Rohgasreformierung," Technischen Universität Hamburg-Harburg, Hamburg, 2013.
- [10] J. Nitzsche, "Ein Beitrag zur Modellierung von Dampfreformern für erdgasbetriebene Brennstoffzellenheizgeräte," Fakultät für Maschinenbau, Verfahrens- und Energietechnik, Technische Universität Bergakademie Freiberg, 2010.
- [11] Air Liquide, Methan-Dampfreformierung Wasserstofferzeugung. [Online]. Available: <https://www.engineering-airliquide.com/de/methan-dampfreformierung-wasserstofferzeugung> (accessed: Feb. 15 2022).
- [12] A. Clinkscales, "Potentialuntersuchung zu den Möglichkeiten der Rohgasdampfreformierung von Biogas zu Wasserstoff," Masterarbeit, Bauhaus-Universität Weimar, Weimar, 2022.
- [13] M.-L. Schaller, "7 Biogasanlagen versorgen eine Gaseinspeiseanlage," Biogas Journal, vol. 2020, no. 5, pp. 62–65, 2020.
- [14] PtJ: Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP). [Online]. Available: <https://www.ptj.de/nip> (accessed: Oct. 23 2022).
- [15] H. Neumann, "Berechnung der THG-Einsparung," top agrar online, 25 Jan., 2021. <https://www.topagrar.com/energie/news/berechnung-der-thg-einsparung-12460893.html> (accessed: Oct. 23 2022).
- [16] F. Scholwin et al., "Aktuelle Entwicklung und Perspektiven der Biogasproduktion aus Bioabfall und Gülle," TEXTE, vol. 2019, no. 41, 2019. [Online]. Available: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-04-15_texte_41-2019_biogasproduktion.pdf
- [17] Bundes-Immissionsschutzgesetz: BImSchG, 2022.
- [18] agrarheute, Unsicherheit bei Energiewirten: So geht es deutschen Biogasanlagen. [Online]. Available: <https://www.agrarheute.com/energie/unsicherheit-energiewirten-so-geht-deutschen-biogasanlagen-586276> (accessed: Oct. 23 2022).
- [19] M. Dotzauer et al., "Kurzstudie zur Rolle von Biogas für ein klimaneutrales, 100 % erneuerbares Stromsystem 2035," Jul. 2022. Accessed: Oct. 16 2022. [Online]. Available: https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Studien/Kurzstudie_Biogas_2022.pdf
- [20] Saubere- Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz: SaubFahrzeugBeschG, 2021. Accessed: Oct. 23 2022.
- [21] S. Wagner and N. Meyer, E-mail, Feb. 2022.
- [22] M. Beil, J. Daniel-Gromke, R. Erler, G. Müller-Syring, and M. Edel, "Schlussbericht zum Verbundvorhaben: Effiziente Mikro- Biogasaufbereitungsanlagen (eMikroBGAA)," 2019.