

Wasserstoffbereitstellung aus Biomasse in Baden-Württemberg

Kurzanalyse der Technologieoptionen und Potenziale



Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	4
2. Wasserstoff aus Biomasse – eine Einordnung	6
3. Überblick über Technologieoptionen, Kosten und Treibhausgasemissionen	8
3.1 Technologien zur Herstellung von Wasserstoff	8
3.1.1 Thermochemische Verfahren für die Verarbeitung fossiler Ressourcen	10
3.1.2 Reformierung von Biomethan und Biogas	11
3.1.3 Methanpyrolyse und -plasmalyse	12
3.1.4 Thermochemische Vergasung holzartiger Biomassen	14
3.1.5 Hydrothermale Vergasung	16
3.1.6 Verfahrensvergleich	17
3.2 Kosten von Wasserstoff aus Biomasse	18
3.3 Verfahrensspezifische THG-Emissionen von Wasserstoff aus Biomasse	19
4. Biomasse in Baden-Württemberg	22
4.1 Biomassepotenzial in Baden-Württemberg	22
4.2 Nutzungskonkurrenzen	25
4.3 Kostenbetrachtung Biomasse	26
5. Wasserstofferzeugung aus Biomasse in Baden-Württemberg	28
5.1 Anlagenbestand	28
5.2 Erzeugungspotenzial und -kapazitäten für Wasserstoff aus Biomasse	30
5.3 Abnahme- und Nutzungskonzepte	32
6. Fazit	34
Abbildungsverzeichnis	36
Abkürzungsverzeichnis	37
Referenzen	38
Impressum	46

1.

Einleitung

Mit dem Ambitionsniveau der Klimaschutzziele steigt die Bedeutung von Wasserstoff in und für Baden-Württemberg rasant. Neben der Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse bietet in diesem Zusammenhang auch die Erzeugung von Wasserstoff aus biogenen Rest- und Abfallstoffen das Potenzial, kurz- und mittelfristig den Hochlauf der Wasserstoffproduktion zu unterstützen und einen Beitrag für die Wasserstoffwirtschaft in Baden-Württemberg zu leisten. Die vorliegende Kurzstudie hat deshalb das Ziel, wesentliche Technologiepfade zur Erzeugung von Wasserstoff aus biogenen Rest- und Abfallstoffen kompakt darzustellen. Zudem werden die technischen und mobilisierbaren Potenziale von Rest- und Abfallstoffen in Baden-Württemberg dargelegt, um die Potenziale für die Produktion von Wasserstoff aus Biomasse abzuschätzen und zu bewerten. Die Darstellungen basieren auf einer Auswertung aktuell verfügbarer Veröffentlichungen.

Die Kurzstudie ordnet zunächst Wasserstoff aus biogenen Rest- und Abfallstoffen hinsichtlich der Vorteile und möglicher Einschränkungen sowie der Position in der gängigen Wasserstofffarbenlehre ein. Anschließend werden unterschiedliche Technologieoptionen hinsichtlich ihrer Wirkungsweise dargelegt sowie die jeweils verbundenen Reifegrade und Verfahrenseffizienzen aufgezeigt. Zudem erfolgt eine Gegenüberstellung der in der aktuellen Literatur beschriebenen Bereitstellungskosten und Treibhausgasbilanzen. Mit Blick auf Baden-Württemberg werden nachfolgend die sich aus der Literatur ergebenden Bandbreiten nachhaltiger Biomassepotenziale aufgezeigt sowie die jeweiligen Bereitstellungskosten bzw. Preise dargelegt. Im Anschluss erfolgen ein Überblick über den aktuellen Anlagenbestand in Baden-Württemberg sowie Abschätzungen des Wasserstoffpotenzials aus Biomasse und möglicher Erzeugungskapazitäten. Abschließend werden zukünftig mögliche Abnahme- und Nutzungskonzepte dargelegt.



2.

Wasserstoff aus Biomasse – eine Einordnung

Der Rolle von Wasserstoff aus Biomasse wurde im Zuge der geplanten und diskutierten Transformationsprozesse der Energiewende bisher wenig Beachtung geschenkt. Dies liegt unter anderem an aktuellen Diskussionen über die zielführendste Allokation der Biomasse im Energiesystem sowie die Beachtung von Klimaschutz und bestehenden Nutzungskonkurrenzen. Im Hinblick auf die hiermit verbundenen Anforderungen stellen im Rahmen der Wasserstoffherzeugung insbesondere biogene Rest- und Abfallstoffe eine mögliche Nutzungsoption dar. Sie können für die Wasserstoffherzeugung mittels verschiedener Verfahren genutzt werden und hierdurch insbesondere im regionalen Kontext attraktive H₂-Bereitstellungswege erschließen. Dies resultiert einerseits in einer erhöhten Versorgungssicherheit durch kontinuierlich verfügbare, gut planbare und verlässliche biogene Ressourcen und fördert andererseits durch die Realisierung geschlossener regionaler Stoffkreisläufe Nachhaltigkeit und Klimaschutz [1]. Durch ergänzende Technologien wie die CO₂-Abtrennung, -Speicherung oder -Nutzung (engl.: Carbon Capture and Storage/Utilization, CCS/CCU) können zusätzliche Emissionsminderungen bis hin zu „negativen“ Emissionen realisiert werden. Für die Kommerzialisierung der Wasserstoffherzeugung aus Biomasse werden aktuell jedoch weitere Entwicklungsfortschritte der industriellen Anlagentechnik mit effizienter Aufbereitung des Wasserstoffs benötigt [2].

Biomasse bezeichnet nach der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der Europäischen Union den „biologisch abbaubaren Teil von Erzeugnissen, Abfällen und Reststoffen der Landwirtschaft mit biologischem Ursprung (einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe), der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige einschließlich der Fischerei und der Aquakultur sowie den biologisch abbaubaren Teil von Abfällen aus Industrie und Haushalten“ [3]. Biomasse kann mittels verschiedener Verfahren zur Wasserstoffherzeugung genutzt werden.

Während die Endnutzung von biomassebasierten Produkten (i. d. R. Verbrennung) per Definition mit null CO₂-Emissionen verbunden ist, fallen entlang der Wertschöpfungskette bis zu dieser Endnutzung Treibhausgasemissionen an. Diese sind im Regelfall für Anbaubiomasse höher als für biogene Rest- und Abfallstoffe. So werden in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (engl.: Renewable Energy Directive, RED II) biogene Abfall- und Reststoffe als Rohstoff für die Produktion von fortschrittlichen Biokraftstoffen ausgewiesen [4].

Die **Renewable Energy Directive II (RED II)** ist die europäische „Erneuerbare-Energien-Richtlinie“ des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. In jedem EU-Mitgliedstaat ist diese in nationales Recht umzusetzen. Ziel der RED II ist es, den Anteil an Erneuerbaren Energien (EE) innerhalb der EU bis zum Jahr 2030 auf 32% zu erhöhen.

Wasserstoff aus Biomasse wird in der gängigen Farbenlehre unterschiedlich eingeordnet. Die Nationale Wasserstoffstrategie (NWS) deklariert nur denjenigen Wasserstoff als „grün“, der unter Verwendung von erneuerbarem Strom mittels Elektrolyse bereitgestellt wurde [5]. Wasserstoff aus Biomasse gilt demnach zwar nicht als grüner Wasserstoff, biobasierte Verfahren zur Wasserstofferzeugung werden in der NWS allerdings dennoch als Schlüsseltechnologien geführt. So ist ab Juli 2023 in Deutschland auch die Anrechnung von Wasserstoff aus Biomasse in der Treibhausgasminderungsquote als fortschrittlicher Biokraftstoff im Straßenverkehr zulässig. Die Wasserstoffstrategie der EU erkennt hingegen auch Wasserstoff aus der Umwandlung von Biomasse als erneuerbaren Wasserstoff an, sofern die Nachhaltigkeitsanforderungen eingehalten werden [6].

Unter **fortschrittlichen Biokraftstoffen** werden Biokraftstoffe aus Biomasserohstoffen verstanden, die nicht mit Nahrungsmittelfrüchten in Konkurrenz stehen, niedrige indirekte Landnutzungsänderungsauswirkungen zeigen und hohe THG-Emissionsreduktionen erzielen [7].

Dem folgend deklarieren auch zentrale Prüf- und Zertifizierungsorganisationen wie der TÜV SÜD Biowasserstoff, der aus biogenen Abfall- und Reststoffen hergestellt wird, als grünen Wasserstoff. Auch eine Vergabe des Wasserstofflabels „Green Hydrogen“ über den Zertifizierungsstandard CertifHy ist für biogenen Wasserstoff aktuell möglich, sofern die Wasserstoffproduktion basierend auf Biomasse, die mit Treibhausgas-Emissionen (THG-Emissionen) im Sinne der RED II (nach Anhang IX Teil A mit insbesondere biogenen Rest- und Abfallstoffen) einhergeht, erfolgt [4], [8]. Neben der Energie-

quelle wird bei einer Zertifizierung nach CertifHy auch das Verfahren der Wasserstoffherstellung betrachtet. Für die beiden Wasserstofflabels „Green Hydrogen“ und „Low Carbon Hydrogen“ ist jeweils der Grenzwert der Kohlenstoffintensität auf 40 % der Menge der THG-Emissionen eines Dampfreformers festgelegt und leitet sich aus der derzeit besten verfügbaren Technik (BVT) ab [8]. Der Benchmark der Emissionsintensität der BVT liegt aktuell bei 91 g CO₂Äq./MJ_{H2} und der Grenzwert für die Kohlenstoffintensität für eine CertifHy-Zertifizierung (abzüglich 60 %) derzeit bei 36,4 g CO₂Äq./MJ_{H2} [9]. Bei der Wasserstofferzeugung aus Biomasse hängt die Höhe der THG-Emissionen stark von der eingesetzten Biomasse ab.

Aufgrund der aufgeführten Aspekte werden in der vorliegenden Kurzstudie ausschließlich Rest- und Abfallstoffe für Bereitstellungsrouten für Wasserstoff aus Biomasse berücksichtigt. Die Nutzung von Anbaubiomasse zur Bereitstellung von Wasserstoff wird aufgrund der Nichterfüllung unterschiedlicher Nachhaltigkeitsaspekte vom Untersuchungsgegenstand ausgeschlossen.

3.

Überblick über Technologieoptionen, Kosten und Treibhausgasemissionen

Abschnitt 3 gibt einen Technologieüberblick zum Thema Bereitstellung von Wasserstoff aus Biomasse. Der Fokus liegt auf den verfahrenstechnischen Charakteristika (im Vergleich zu fossilen Optionen), den Einflussfaktoren bezüglich der H₂-Gestehungskosten und den spezifischen THG-Emissionen der Produktionsverfahren.

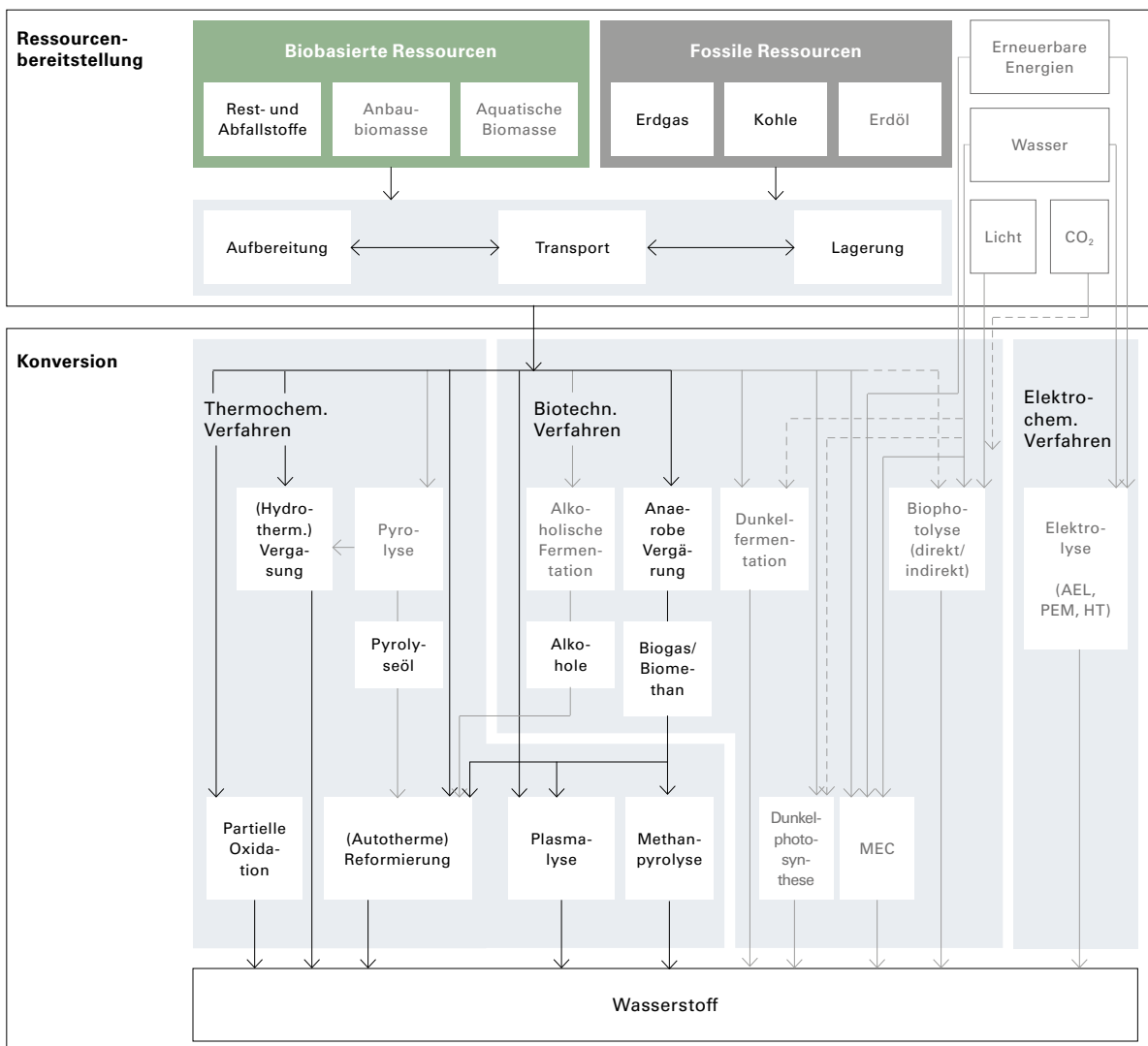
3.1 Technologien zur Herstellung von Wasserstoff

Im Kontext der Nationalen Wasserstoffstrategie wird eine Vielzahl von Wasserstoffproduktionspfaden diskutiert. Je nach Anwendungsfall entscheiden Ressourcenverfügbarkeit, Reinheitsansprüche an das Produkt, Mengenbedarf und Anforderungen an Nachhaltigkeitsaspekte über die Wahl des Verfahrens. Eine vereinfachte Übersicht der möglichen Verfahren auf Basis unterschiedlicher Ressourcen zeigt Abbildung 1. Die kräftig dargestellten Bereiche sind Gegenstand der vorliegenden Kurzstudie, ausgegraute Felder werden nicht detaillierter betrachtet.

Für die vorliegende Kurzstudie sind für die biobasierten Bereitstellungsrouten ausschließlich Rest- und Abfallstoffe relevant. Der Vollständigkeit halber sind in Abbildung 1 auch erneuerbare Energien insbesondere für elektrochemische Verfahren und ggf. notwendige Ressourcen für biotechnologische Verfahren aufgeführt. Darüber hinaus existieren zahlreiche biotechnologische Verfahrensansätze, die mittel- bis langfristig für die Bereitstellung wasserstoffreicher Produktgasströme eingesetzt werden können. Diese Konzepte befinden sich aktuell im Forschungs- und frühen Entwicklungsstadium, weshalb sie in dieser Kurzstudie nicht weiter beleuchtet werden, auch wenn sich bereits erste Synergien mit bestehenden Anlagen, wie Biogasanlagen, abzeichnen.

Für die Bereitstellung von Wasserstoff werden derzeit vornehmlich thermochemische Verfahren zur Verarbeitung fossiler Ressourcen eingesetzt. Diese werden in Abschnitt 3.1.1 kurz erläutert. Den thermochemischen Verfahren wird auch für den Einsatz biogener Rest- und Abfallstoffe ein vergleichsweise hoher technischer Entwicklungsstand bescheinigt. Eine Darstellung der verschiedenen Verfahren sowie eine Analyse der jeweiligen Verfahrenseffizienz und technologischen Reife erfolgen in den Abschnitten 3.1.2 bis 3.1.5.

Der technische Entwicklungsstand kann anhand des Technology Readiness Level (TRL) bewertet werden. Grundlage bildet die ursprünglich durch die NASA formulierte und durch die IEA um die Stufen 10 und 11 erweiterte TRL-Skala, die den jeweiligen Reifegrad von Technologien anhand von 11 Stufen charakterisiert [10]. Die Erweiterung bietet den Vorteil, den ursprünglich über eine Stufe dargestellten kommerziellen Betrieb hinsichtlich seiner Etablierung auf dem Markt zu differenzieren. In Abbildung 2 ist diese erweiterte TRL-Skala farblich hinterlegt.



Quelle: Eigene Darstellung DBFZ

Abbildung 1: Wasserstoffbereitstellungsoptionen aus erneuerbaren und fossilen Ressourcen

Technology Readiness Level (TRL)

Forschung				Demonstration				Kommerzialisierung		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Beobachtung und Beschreibung des Funktionsprinzips	Beschreibung und Anwendung einer Technologie	Experimenteller Nachweis der Funktionstüchtigkeit einer Technologie	Technologievalidierung im Labor/Technikum	Technologievalidierung unter relevanten Einsatzbedingungen	Demonstration Prototyp unter relevanten Einsatzbedingungen	Demonstration Prototyp im Einsatz	Qualifizierung des gesamten Systems mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit	Nachweis des erfolgreichen Einsatzes	Marktintegration	Marktstabilität

Quelle: Eigene Darstellung DBFZ

Abbildung 2: Farblich differenzierte Skala des technischen Entwicklungsstandes von Technologien (Technology Readiness Level, TRL)

Für die Bewertung der Verfahrenseffizienz eignet sich für viele technische Verfahren die Angabe von Wirkungsgraden, beispielsweise der energetische Wirkungsgrad (siehe Formel) unter Berücksichtigung der Massenströme (\dot{m}), Heizwerte (H) und externer Prozessenergien (P_{ext}). Die Aufwendungen für die Sammlung und Bereitstellung der biogenen Ressourcen und Produkte finden keine Berücksichtigung.

$$\eta_{\text{en}} = \frac{\dot{m}_{\text{H}_2} H_{\text{H}_2}}{\dot{m}_{\text{B}} H_{\text{B}} + \sum \dot{m}_{\text{Aux}} H_{\text{Aux}} + P_{\text{ext}}} \quad 2-1$$

Alternativ werden weitere Wirkungsgrade (wie beispielsweise der Kaltgaswirkungsgrad für die thermochemische Vergasung) genutzt, aber gesondert gekennzeichnet.

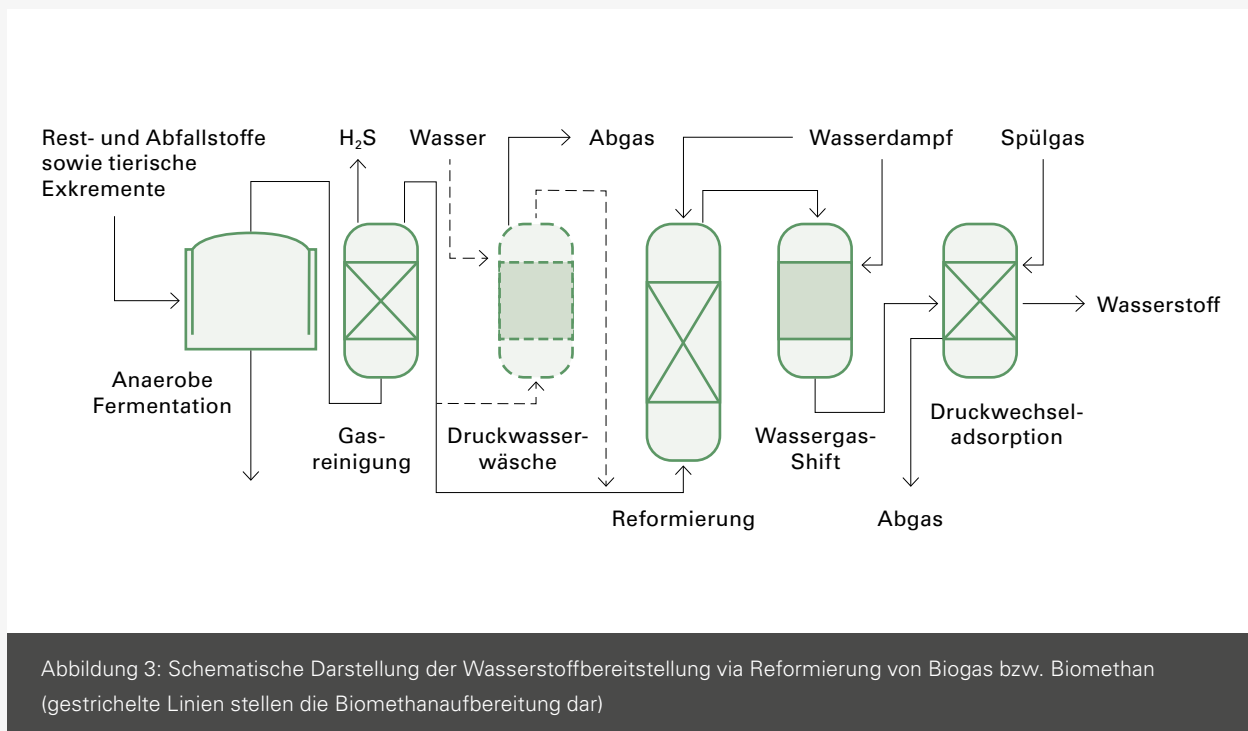
3.1.1 Thermochemische Verfahren für die Verarbeitung fossiler Ressourcen

Die globale Wasserstoffnachfrage liegt derzeit bei über 70 Millionen Tonnen pro Jahr. Mit 76 % werden mehr als drei

Viertel des Bedarfs aus Erdgas gedeckt [11]. Der überwiegende Anteil des Wasserstoffs wird direkt vor Ort genutzt [12]. Ein etabliertes Verfahren zur Umwandlung von methanreichen Gasen oder kurzkettigen Kohlenwasserstoffen im Naphtha-Bereich zu Wasserstoff stellt die Reformierung dar. Je nach Oxidationsmittel wird zwischen drei Verfahrenskonzepten unterschieden.

Endotherm können diese fossilen Ressourcen zumeist zweistufig mittels Dampf zu Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff reformiert werden (SWR, auch: Wasserdampfreformierung). Bei der partiellen Oxidation hingegen werden langkettige Kohlenwasserstoffe in einer exothermen Reaktion unterstöchiometrisch mit Sauerstoff oder Luft zu Synthesegas umgewandelt [11]. Eine Kombination aus beiden Verfahren bildet die autotherme Reformierung. Hier dienen sowohl Wasserdampf als auch Sauerstoff/Luft als Reaktanten einer in der Gesamtheit exothermen Reaktion [13]. Für die Reformierung von Erdgas werden energetische Wirkungsgrade in einer Bandbreite von 65 bis 83 % beschrieben [14], [15].¹ Kohle als Ressource für die Vergasung mit anschließender Wasserstoffgewinnung

¹ Diese Bandbreite ergibt sich für Anlagengrößen > 6.750 kg_{H₂}/h, ohne Kohlendioxidabscheidung und für Anlagengrößen von 175–216 MJ_{CH₄}/kg_{H₂} (brennwertbasiert) [15]. Die energetischen Wirkungsgrade unterschiedlich großer Reformierungsanlagen liegen mit 67–75 % in der genannten Bandbreite [14].



Quelle: Eigene Darstellung DBFZ

nimmt mit 23 % der weltweiten Produktion einen geringeren Stellenwert ein und wird vornehmlich in der Volksrepublik China genutzt [11]. Hier werden mit 49 bis 53 % deutlich geringere energetische Wirkungsgrade erreicht [16].

Eine Wassergas-Shift-Reaktion dient der Erhöhung des Wasserstoffanteils im Produktgas durch exotherme Reaktion des produzierten Kohlenstoffmonoxids mit zusätzlichem Wasserdampf. Das Synthesegas wird getrocknet und die Wasserstofffraktion beispielsweise in einer Druckwechseladsorption² separiert [1], [17]. Auch vakuumgestützte Aufreinigungsschritte oder Membrantechnologien sind denkbar [18]. Die für die endotherme SWR benötigte Prozesswärme und -energie kann beispielsweise durch Verbrennung von zusätzlichem Methan bereitgestellt werden. Auch integrierte Ansätze mit einer internen Abwärmenutzung sind möglich. Die Verfahren sind geeignet, reine Kohlenstoffdioxidströme, beispielsweise aus dem Produktgas und dem Abgas der Wärmebereitstellung, zu gewinnen.

3.1.2 Reformierung von Biomethan und Biogas

Biogas wird mittels anaerober Fermentation nachwachsender Ressourcen, tierischer Exkremente oder biogener Rest- und Abfallstoffe bereitgestellt. Die Zusammensetzung des biogenen Gases variiert je nach Rohstoffeinsatz. Hauptbestandteile sind Methan mit 55 bis 75 % (v/v) und Kohlendioxid mit 25 bis 45 % (v/v) [19]. Mit einer entsprechenden Aufbereitung kann eine reine Biomethanfraktion gewonnen werden. Für den Einsatz von Biomethan unterscheidet sich die Verfahrensweise nicht von derjenigen der Erdgas-SWR. Im Falle der Nutzung der Gesamtfraktion Biogas nimmt, durch das Vorhandensein von CO₂, bei höheren Temperaturen der Anteil der Trockenreformierung des Methananteils zu. Für beide Pfade (siehe Abbildung 3) ist eine Entschwefelung der Gasfraktion vorzuschalten, um einer Vergiftung der Nickelkatalysatoren vorzubeugen [20]. Anknüpfungspunkte im Rahmen der Prozesswärmebereitstellung und Kohlenstoffdioxidgewinnung ergeben sich im Falle von Biomethan auch für die Methanaufbereitung.

² Die Druckwechseladsorption beschreibt die druckgesteuerte Auftrennung eines Gasgemisches durch die Anlagerung von spezifischen Gasbestandteilen an einer Phasengrenzschicht (beispielsweise an einem Feststoff/Absorbens). Durch Druckreduzierung werden die zurückgehaltenen Bestandteile vom Absorbens gelöst, das im nächsten Prozesszyklus erneut eingesetzt werden kann.

Verfahrenseffizienz

Für die Reformierung der Gesamtfraktion Biogas werden, ausgehend vom Rohstoff der anaeroben Fermentation und unter Einbeziehung externer Prozessenergie und -wärme, energetische Wirkungsgrade zwischen 39 und 47 %³ berichtet [13], [20]. Ausgehend vom Rohbiogas liegt der Wirkungsgrad bei 52 bis 72 % [1], [21–23]. Hier werden Ausbeuten zwischen 17 und 75 g_{H₂}/kg_{Biomasse} sowie 64 bis 88 g_{H₂}/kg_{Biogas} berichtet. Untersuchungen zu Prozessrouten mit Aufbereitung der Methanfraktion vor der Dampfreformierung sind eher selten. Es kann jedoch von einem Wirkungsgrad in derselben Größenordnung wie bei der Dampfreformierung von fossilem Methan ausgegangen werden (vgl. Tabelle 1). Für die Verfahrenskonzepte werden zum Teil externe Prozessenergien in Form von elektrischem Strom für Aufreinigung und Kompression benötigt.

Die Wasserstoffreinheit des Produktgases wird für den Reformier mit 75 % angegeben [24]. Nach einer entsprechenden Aufreinigung kann eine Reinheit von 99,9 bis 99,999 % erreicht werden [20], [22], [25]. Nutzbare Nebenprodukte des Prozesses stellen beispielsweise Gärreste der Biogasbereitstellung oder biogene Kohlenstoffdioxidfraktionen aus der Methanaufbereitung oder der Produktgasgewinnung dar.

Technischer Entwicklungsstand und Akteurslandschaft

Die einzelnen Prozessschritte sind für die Nutzung von Erdgas etabliert, die Verfahrenstechnik zur Bereitstellung von Wasserstoff via Dampfreformierung ist marktverfügbar (TRL 11). Die Dampfreformierung von Biomethan weist einen technischen Entwicklungsstand entsprechend TRL 8 auf. Trotz dieser vermeintlichen Marktreife nutzt zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine kommerzielle Anlage diese Verfahrenskonzepte. Für den Einsatz der Gesamtfraktion Biogas finden vereinzelt Katalysatortests statt, die Erprobung der Gesamtkette ist im Demonstrationsmaßstab geplant (TRL 6 bis 8).

Aktuelle Produktionskapazitäten liegen in einer Größenskala von 50 bis 100 m³_{H₂}(i.N.)/h, was etwa 4,5 bis 9 kg_{H₂}/h Wasserstoff oder 0,15 bis 0,3 MW entspricht. Bilanzell werden auch Anlagengrößen zwischen 100 und 200 kg_{H₂}/h betrachtet, während für die erdgasbasierte Dampfreformierung Nennleistun-

gen von 7.000 bis 46.000 kg_{H₂}/h beziffert werden [15], was einer Kapazitätsbandbreite von 230 bis 1.530 MW entspricht. Anlagen zur Verarbeitung von Biomethan und Biogas werden sowohl in Forschungsprojekten wie HydroGIn und BioROBURplus als auch von (zum Teil ausgegründeten) kleinen- und mittelständischen Unternehmen weiterentwickelt und demonstriert. Beispielhaft sei hier das modulare System der Firma BtX Energy GmbH im Pilotmaßstab genannt, das sich aktuell in der Inbetriebnahme befindet. Von einigen Technologielieferanten wird eine grundsätzliche Eignung ihrer Technologie für Biomethan und Biogas beworben. Vor diesem Hintergrund ist ein zeitnahe erfolgreicher Einsatz der entsprechenden Technologien im (vor-)kommerziellen Maßstab anzunehmen, was einer Entwicklungsperspektive bis 2030 von TRL 8 bis 9 entspricht.

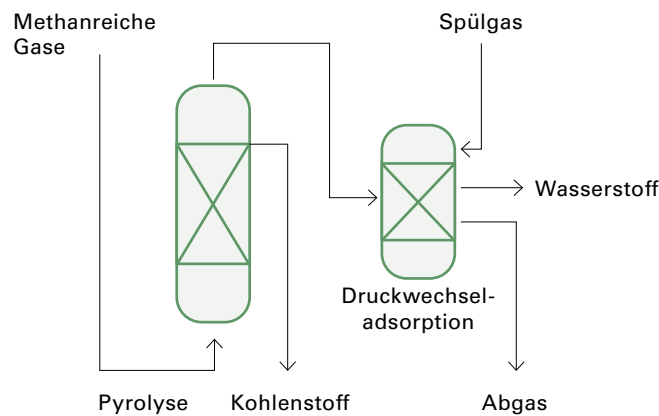
3.1.3 Methanpyrolyse und -plasmalyse

Methanpyrolyse und -plasmalyse unterscheiden sich im Wesentlichen nur in der Art der Zufuhr der Reaktionsenergie sowie in den Prozesstemperaturen. Im Allgemeinen wird die Methanplasmalyse auch als Pyrolyse bezeichnet. Rohstoff für die genannten Prozesse ist (Bio-)Methan, das durch anaerobe Fermentation von nachwachsenden Rohstoffen, tierischen Exkrementen oder biogenen Rest- und Abfallstoffen in Biogasanlagen bereitgestellt werden kann. Außerdem kommen weitere methanreiche Gase, wie Deponiegase und fossiles Erdgas, in Frage.

Die Pyrolyse von Methan erfolgt bei hohen Temperaturen (bei nicht katalytischer Methanpyrolyse > 1.200 °C), unter Einsatz eines elektrischen Plasmas (bis zu 2.000 °C) oder mittels eines nicht thermischen Plasmas (Raumtemperatur) in die Produkte Wasserstoff und festen Kohlenstoff. Ein grundsätzliches Verfahrenskonzept geht aus Abbildung 4 hervor.

Die notwendige Energie kann im Falle der thermischen Methanpyrolyse durch elektrische Beheizung oder durch die Verbrennung eines Teils des Methans eingebracht werden. Durch den Einsatz von Katalysatoren (auch bei der Plasmalyse) lassen sich die Temperatur und damit auch der Energiebedarf reduzieren. Alternativ können auch Flüssigmetallbäder verwendet werden, deren Einsatz den Vorteil bietet, dass die festen Kohlenstoffprodukte aufgrund der geringeren Dichte von der Ober-

3 | Der untere Grenzwert ergibt sich aus den Berechnungen, die von einer 180,06-kg_{H₂}/h-Anlage mit einem Substratmix aus Maissilage, Gülle und organischen Abfällen und einem externen Prozessenergiebedarf von 430 kW ausgehen [13]. Der obere Grenzwert folgt sich aus [20] mit einer Anlagenkapazität von 90 kg_{H₂}/h und einem externen Energiebedarf von 267 kW.



Quelle: Eigene Darstellung DBFZ

Abbildung 4: Schematische Darstellung der Wasserstoffbereitstellung via Methanpyrolyse

fläche der Flüssigphase abgetrennt werden können und die Metalle während der Reaktion als Wärmeleitmedium fungieren [26]. Je nach benötigter Wasserstoffqualität wird eine anschließende Gasaufbereitung (z. B. Druckwechseladsorption) empfohlen [27], siehe Abbildung 4.

Verfahrenseffizienz

Es ist eine starke Abhängigkeit der Wasserstoffausbeuten vom gewählten Reaktortyp, von den Reaktionsbedingungen und der Wahl der Katalysatoren zu erkennen. Mit der katalytischen Methanpyrolyse auf Nickelbasis können Wasserstoffausbeuten von ca. 130 bis 190 $\text{g}_{\text{H}_2}/\text{kg}_{\text{CH}_4}$ erzielt werden. Die Ausbeuten für eisenbasierte Katalysatoren fallen mit 50 bis 130 $\text{g}_{\text{H}_2}/\text{kg}_{\text{CH}_4}$ deutlich geringer aus, wobei diese Katalysatoren eine verbesserte Reaktionsstabilität aufweisen.⁴ Darüber hinaus wird von Sánchez-Bastardo [28] ein energetischer Wirkungsgrad von 58 % für die Erdgas-Pyrolyse aus Steinberg [34] publiziert.

Im Prozess fallen (je nach Reaktortyp, Reaktionsbedingungen, Einsatz von Katalysatoren etc.) Spuren gesättigter und

ungesättigter, kurzkettiger Kohlenwasserstoffe und ggf. Aromaten an [27], [35], [36]. Beim Einsatz der Gesamtfraction Biogas sind zudem erhöhte Mengen an Kohlenstoffdioxid im Produktgas zu erwarten. Der Energiebedarf für die thermische Methanpyrolyse wird mit 7,2 bis 8,6 $\text{MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{H}_2}$ angegeben [37], [38], während für die Plasmalyse mittels nicht thermischen Plasmas 10 $\text{MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{H}_2}$ berichtet werden [39].

Als charakteristisches Nebenprodukt kann, neben ggf. anfallenden Gärresten der anaeroben Fermentation, fester Kohlenstoff (Graphit) nach einer entsprechenden Aufbereitung beispielsweise im Baugewerbe, bei der Produktion von Farben und Lacken oder in der Kunststoff- und Gummiherstellung eingesetzt werden.

Technischer Entwicklungsstand und Akteurslandschaft

Die jeweiligen Prozessschritte und die Verfahrenstechnik sind aus der Herstellung von Aktivkohle und Industrieruß bekannt und werden gegenwärtig für die primäre Produktion von Wasserstoff optimiert. Bisher sind jedoch nur wenige Pilot- oder gar Demonstrationsprojekte bekannt. Diese nutzen zudem

⁴ | Berechnet aus der maximalen, stöchiometrischen Ausbeute von 250 $\text{g}_{\text{H}_2}/\text{kg}_{\text{CH}_4}$ und den Ausbeuten aus [28] für Ni-Katalysatoren von 53–74 % (Bandbreite aus [29–31]) bzw. Fe-Katalysatoren von 20–51 % (Bandbreite aus [30], [32], [33]).

meist fossiles Erdgas. Der technische Entwicklungsstand der Methanpyrolyse entspricht einem TRL 3 bis 4, speziell für die Methanplasmalyse wird TRL 6 bis 8 erreicht. Bis 2030 ist aufgrund ambitionierter Pläne wesentlicher Akteure wie Graforce GmbH, BASF und Hazer Group Ltd. eine Entwicklung der Verfahren auf TRL 5 bis 7 bzw. TRL 7 bis 9 zu erwarten [39–41]. Wesentliche erforderliche Entwicklungsfortschritte betreffen die Vermeidung einer Deaktivierung fester Katalysatoren durch Koksablagerungen oder bei der Plasmalyse spezifische Fragestellungen hinsichtlich des Elektrodenverschleißes und der Plasmakühlung. Auch die Übertragung der Ergebnisse auf die Gesamtfraktion Biogas ist mit Blick auf Katalysatorgifte (wie Schwefelwasserstoff) noch nicht hinreichend untersucht.

3.1.4 Thermochemische Vergasung holzartiger Biomassen

Unter thermochemischer Vergasung wird eine Vielzahl von Verfahrenskonzepten subsumiert. Die Biomasse wird jeweils nach einer Rohstoff- und Vergaser-spezifischen Vorbehandlung (z. B. Torrefizierung, Pyrolyse, Trocknung, Zerkleinerung) durch die Reaktion mit einem Vergasungsmittel (z. B. Wasserdampf, Sauerstoff oder Kohlenstoffdioxid) in ein Synthesegas überführt. Mögliche Rohstoffe sind holzartige Rest- und Abfallstoffe aus der Land- und Forstwirtschaft, perspektivisch auch Getreidestroh und weitere lignocellulosehaltige Reststoffströme.

Als Vergaser stehen Festbett-, Wirbelschicht- oder Flugstromvergaser zur Verfügung. Der Vergasungsprozess besteht stets aus den Prozessstufen Trocknung, pyrolytische Zersetzung, Oxidation und Reduktion. Abbildung 5 verdeutlicht, dass die gewonnene Gasfraktion noch von Partikeln, Teer und Katalysatorgiften (beispielsweise Schwefelverbindungen) befreit werden muss, bevor aus dem Synthesegas Wasserstoff gewonnen werden kann.

Der Wasserstoffanteil im Gas wird über eine Wassergas-Shift-Reaktion (Wasserdampf mit Kohlenstoffmonoxid) sukzessive erhöht. Die Abtrennung und Aufreinigung der Wasserstofffraktion erfolgt abschließend z. B. durch Druckwechseladsorption. Die benötigte Prozesswärme kann durch Teilverbrennung der eingesetzten Biomasse bereitgestellt oder von außen zugeführt werden [42], [43].

Verfahrenseffizienz

Der Wirkungsgrad dieser Verfahren ergibt sich bilanziell aus dem Kaltgaswirkungsgrad des jeweiligen Vergasertyps und der Effizienz der Wasserstoffgewinnung aus dem Produktgas.

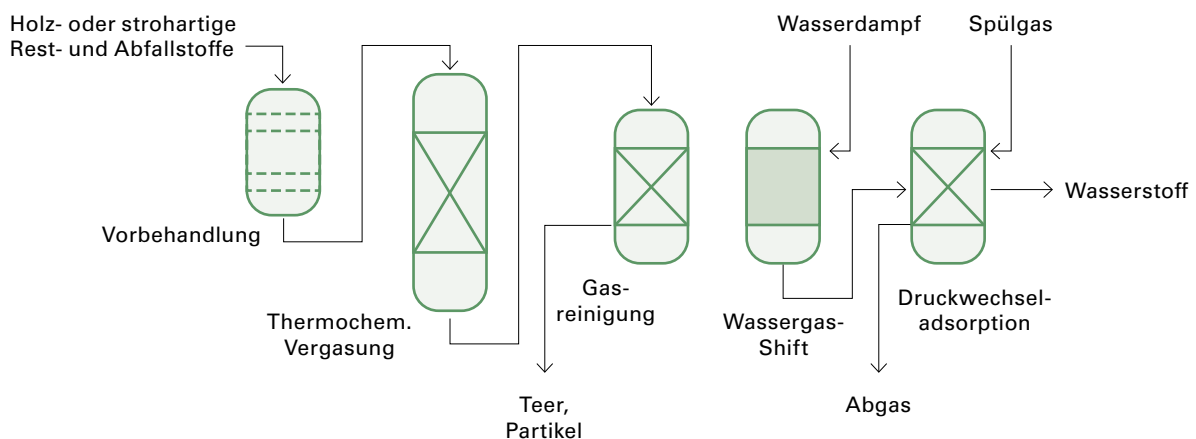


Abbildung 5: Schematische Darstellung der Wasserstoffbereitstellung via thermochemischer Vergasung

Der Kaltgaswirkungsgrad beschreibt das Verhältnis des Heizwertes des Produktgases zum Heizwert des eingesetzten Rohstoffs. In erster Näherung werden Kaltgaswirkungsgrade von 50 bis 70 % und 65 bis 75 % für Gegen- bzw. Gleichstrom-Festbettvergaser und 65 bis 85 % für Wirbelschichtvergaser erreicht [44]. Wird das noch heiße Produktgas weiterverarbeitet, erhöht sich der Wirkungsgrad entsprechend. Unter Berücksichtigung der Wassergas-Shift-Reaktion und der Effizienz der Abtrennung des Wasserstoffs aus dem Produktgas ergibt sich ein Aufbereitungswirkungsgrad zwischen 72 und 80 %.

Bei der Wahl des Vergasertyps müssen Randbedingungen wie Durchsatz, Handhabung bzw. Robustheit und Aufbereitungsaufwand des Produktgases abgewogen werden. Der Großteil der aktuell installierten kleinskaligen (1 bis 2 MW_{th}) Anlagen setzt Festbettvergaser ein, die mit Luft als Vergasungsmittel arbeiten und ein stickstoffreiches, eher wasserstoffarmes Produktgas erzeugen. Im mittel- bis großskaligen Bereich (bis 50 MW_{th}) finden auto- oder allotherme (adsorptionsunterstützte) Wirbelschichtvergaser mit Wasserdampf als Vergasungsmittel Anwendung, die einen Wasserstoffgehalt von über 40 % (v/v) (bis teilweise 75 % (v/v)) erreichen [43], [45]. Hier erleichtert die Abwesenheit von Stickstoff die Wasserstoffgewinnung aus dem Produktgas erheblich.

Kaltgaswirkungsgrad des Wirbelschichtvergasers [46] und Aufbereitungswirkungsgrad ergeben für die Bereitstellung von Wasserstoff aus Biomasse via thermochemischer Vergasung zusammen Gesamtwirkungsgrade von 47 bis 68 %. Ähnliche Angaben finden sich mit 58 % für einen AER-Vergaser (adsorptionsunterstützter 2-Bett-Wirbelschichtreaktor) [47]. Für Wirbelschichtvergaser werden (je nach zugrunde gelegter Anlagenkapazität) Ausbeuten von 46 bis 103 g_{H₂}/kg_{Holz}hackschnitzel⁵ beschrieben [43], [48].

In Qualität und Quantität variierend und abhängig vom gewählten Vergasertyp sowie vom entsprechenden Vergasungsmittel können Nebenprodukte wie kohlenstoffhaltiger Restkoks oder biobasiertes Kohlenstoffdioxid gewonnen werden.

Technischer Entwicklungsstand und Akteurslandschaft

Die Vergasungstechnik zur Verwertung von Kohle oder Holz zur thermischen Verwertung oder Synthesegasgewinnung ist überwiegend marktverfügbar (TRL 8 bis 10). Andere Biomassen werden aktuell im Pilotmaßstab untersucht (TRL 5 bis 8). Der Einsatz dieser Technologien zur Bereitstellung von Wasserstoff stellt erhöhte Anforderungen an die Produktgasaufbereitung und die Trenntechnik (TRL 5 bis 9). Die Demonstration der Gesamtkette wird aktuell angestrebt, integrierte Systeme sind jedoch noch nicht Stand der Technik. Wasserstoffgewinnung aus holzartigen Biomassen via thermochemischer Vergasung erreicht somit aktuell etwa TRL 5 bis 7.

Wesentliche Forschungsergebnisse werden im Bereich der Biomassevergasung (insbesondere zu Synthesegas) im Rahmen größerer Kampagnen im Flugstromvergaser der bioliq®-Anlage am Karlsruher Institut für Technologie generiert [49]. Überdies strebt die Firma BtX energy GmbH die (Weiter-)Entwicklung eines containerbasierten Gesamtsystems inkl. Vergaser, Wassergas-Shift-Reaktor und Gasaufbereitung an, das auch für die Wasserstoffproduktion eingesetzt werden könnte [50]. Die Untersuchungen des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) zum AER-Verfahren ruhen aktuell. Hier war die Fahrweise auf die Produktion eines methanreichen Gases ausgelegt, eine signifikante Erhöhung des Wasserstoffanteils im Synthesegas wäre jedoch denkbar.

Mit Blick auf die Entwicklungsperspektiven der thermochemischen Vergasung zur Bereitstellung von Wasserstoff sind die Technologiestränge differenziert zu bewerten. Aktuell vielfach installierte kleinskalige, holzbasierte Festbettvergaser sind aufgrund ihres Vergasungsmittels Luft und des darin enthaltenen Stickstoffs eher ungeeignet für die Wasserstoffbereitstellung. Aktuelle Forschungsansätze beschäftigen sich mit dem Einsatz von Stroh als Ausgangsstoff, dessen Verarbeitung derzeit noch zu Problemen beim Ascheschmelzpunkt und einem hohen Teeranfall führt. Hier werden bis 2030 Fortschritte erwartet, so dass eine sinnvolle Verarbeitung zu Wasserstoff mit Wasserdampf als Vergasungsmittel möglich scheint. Bis 2030 ist mit einer technischen Entwicklung bis auf TRL 6 bis 8 zu rechnen.

5 | Für (adsorptionsunterstützte) Wirbelschichtreaktoren mit einer Holzackschnitzelzufuhr (trocken) von 657 bzw. 20.778 kg/h [43], [48].

3.1.5 Hydrothermale Vergasung

Feuchte und wässrige Rest- und Abfallstoffe, mit einem Trockensubstanzgehalt unterhalb von 20 %, können mittels hydrothermaler Vergasung ohne vorherige Trocknung unter überkritischen Bedingungen von Wasser ($T > 374 \text{ °C}$, $p > 221 \text{ bar}$) prozessiert werden. Für die primäre Produktion von Wasserstoff sind Temperaturen oberhalb von 600 °C vorteilhaft [13]. Für diesen Prozess geeignete Rohstoffe sind Grünschnitt, Gülle oder Gärslämme. Wasser dient als Lösungsmittel und Reaktant, weshalb vergleichsweise hohe Wasserstoffausbeuten möglich scheinen. Im Produktspektrum finden sich auch gasförmige Nebenprodukte wie Methan und Kohlenstoffdioxid. Der vergleichsweise hohe Produktgasdruck vereinfacht die Separation von Kohlenstoffdioxid mittels Druckwasserwäsche [51], [52]. Eine schematische Darstellung des Verfahrenskonzeptes ist Abbildung 6 zu entnehmen.

Verfahrenseffizienz

Im letzten Jahrzehnt in den Fokus der Wasserstoffbereitstellung gerückt, existieren für die hydrothermale Vergasung zahlreiche Studien, die die Abhängigkeiten der Produktgaszusammensetzung von Druck, Temperatur, Katalysatoreinsatz und Rohstoffzusammensetzung diskutieren. Aufgrund der Komple-

xität der biogenen Ausgangsstoffe und damit verbunden der Reaktionsmechanismen werden zumeist Modellsubstanzen untersucht. Aussagen über spezifische Ausbeuten sind kaum zu finden, energetische Wirkungsgrade können bislang nicht ausgewiesen werden. Die erwartbaren Wasserstoffanteile im Produktgas sind jedoch vielversprechend. Berichtet wird von einem Volumenanteil im Produktgas von 19 bis 35 % (v/v) bei der hydrothermalen Vergasung von Maissilage, Grünschnitt, Biotreber, Klär- und Faulschlamm [51].

Neben Wasserstoff finden sich Kohlenstoffverbindungen wie Methan, Kohlenstoffdioxid und Kohlenstoffmonoxid im Produktgas. Darüber hinaus sind, aufgrund der reaktionskinetischen Überlappung der einzelnen hydrothermalen Verfahren, feste Bestandteile wie Kohle und Koks sowie flüssige Komponenten auffindbar [13].

Technischer Entwicklungsstand und Akteurslandschaft

Die hydrothermale Vergasung durchläuft ähnliche Reaktionsmechanismen wie andere hydrothermale Verfahren, befindet sich jedoch auf einem vergleichsweise niedrigen technischen Entwicklungsstand. Zunächst lagen die Forschungsbestrebungen auf der Produktion von Methan (TRL 5 bis 6). Mit spezifischem Fokus auf die Wasserstoffbereitstellung finden aktuell

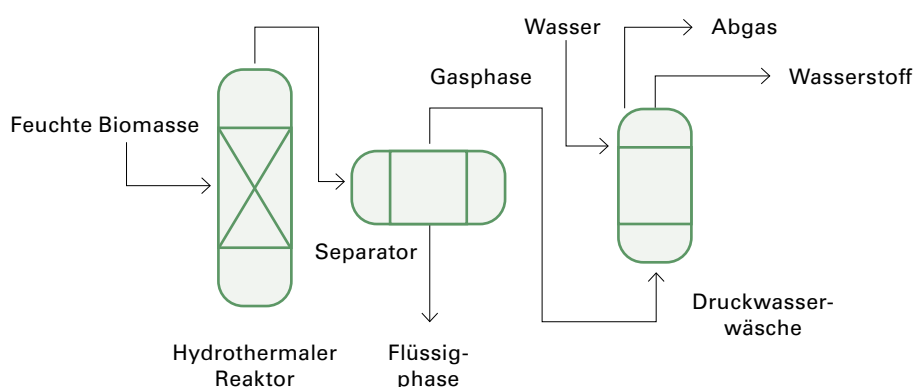


Abbildung 6: Schematische Darstellung der Wasserstoffbereitstellung via hydrothermalen Vergasung

Katalysatortests im Labormaßstab (z. T. mit Modellsubstanzen) sowie Konzeptentwicklungen im Pilotmaßstab statt. Der technische Entwicklungsstand ist derzeit bei TRL 4 bis 5. Insbesondere die breite Rohstoffpalette macht den Einsatz dieser Technologie für die Wasserstoffbereitstellung attraktiv. Zudem wird von geringen Reaktionszeiten (Minuten) und teearmen sowie koksreichen Produkten berichtet [52]. Vor diesem Hintergrund wird die Entwicklungsperspektive der hydrothermalen Vergasung zur Bereitstellung von Wasserstoff bis 2030 auf TRL 5 bis 6 eingeschätzt.

3.1.6 Verfahrensvergleich

Mit Blick auf die technologischen Möglichkeiten stehen für die Wasserstoffbereitstellung aus Biomasse vielversprechende Verfahren zur Verfügung. Die vorliegende Kurzstudie analysiert jedoch nur die am weitesten entwickelten Technologien. Kurzfristig zeigt insbesondere für lokale Anwendungen die verfahrenstechnisch weit entwickelte Reformierung methanreicher Gase (wie Biomethan oder Biogas) ein hohes Potenzial zur Wasserstoffbereitstellung. Besondere Beachtung muss

hier der Beeinträchtigung der Reaktionsgeschwindigkeit durch Katalysatorgifte und der Handhabung einer großen inerten Kohlenstoffdioxidfraktion im Falle der Nutzung von Biogas geschenkt werden. Mittelfristig können auch weitere Verfahren, wie die thermochemische Vergasung lignozellulosehaltiger Ressourcen oder die Plasmalyse von Biomethan eine Rolle bei der Produktion wasserstoffreicher Gase spielen. Herausfordernd hierbei bleiben der Eintrag von Stickstoff in das Produktgas bzw. die Beherrschung vergleichsweise harscher Reaktionsbedingungen. Für die hydrothermale Vergasung konnte ein hohes Potenzial für den Einsatz feuchter Biomassen aufgezeigt werden. Der technische Entwicklungsstand ist jedoch, insbesondere aufgrund komplexer Reaktionsmechanismen, noch sehr gering. Allen gemein ist die Notwendigkeit der Aufbereitung der produzierten Gasfraktion, damit sie einer hochreinen Wasserstoffanwendung zugeführt werden kann. Zusammenfassend werden in Abbildung 7 die vorgestellten Verfahren einander gegenübergestellt und hinsichtlich ihrer Anwendbarkeit zur Wasserstoffproduktion eingeordnet. Betrachtet wird der technische Entwicklungsstand für den Gesamtprozess (TRL Gesamt).

Verfahren	Ressource	TRL heute	Gesamt 2030	Verfahreneffizienz	Aktuelle Anlagenkapazitäten (H ₂)	H ₂ -Anwendungsgebiete
Reformierung	Erdgas	11	11	65–83 %	7.000–46.000 kg/h	Lokale Nutzung, nach Aufbereitung als Reinstwasserstoff anwendbar, dezentrale oder zentrale (Co-Prozessierung) Konzepte denkbar
	Biogas	6–8	8–9	39–47 % (Substrat) bzw. 52–72 % (Biogas)	4,5–9 kg/h (Anlagen) bis 200 kg/h (bilanziell)	
	Biomethan	8	9	Perspektivisch analog Erdgas-DR		
Thermochemische Vergasung	Kohle	11	11	49–53 %	9.000 kg	H ₂ -reiche Synthesegase für Produktsynthesen und/oder Prozesswärme; Anwendung als Reinstwasserstoff nach Aufbereitung
	Holzartige Biomasse	5–7	7–8	47–68 %	1–2 MW _{th} bis 50 MW _{th} (Gesamtproduktgas) 5 MW _{th} (KIT)	
	Stroh	5				
Methanplasmalyse	Erdgas/Biomethan	6–8	8–9	58 %	10–550 kg/h (Graforce) 17 kg/h (HiROC)	Nach Aufbereitung als Reinstwasserstoff anwendbar (hohe Reinheiten publiziert), Biomethanpyrolyse: CO ₂ -freie H ₂ -Erzeugung möglich
Methanpyrolyse		3–4	5–7			
Hydrothermale Vergasung	Feuchte Biomasse	4–5	5–6	Keine Angabe	1 kg/h (TreaTech) bis 100 kg/h (TreaTech Planung)	Energiereiches Produktgasgemisch aus H ₂ , CH ₄ und CO ₂ ; nur nach Aufbereitung als Reinstwasserstoff nutzbar



Abbildung 7: Zusammenfassende Gegenüberstellung der Verfahrensoptionen zur Wasserstoffbereitstellung aus biogenen und fossilen Ressourcen

Quelle: Eigene Darstellung DBFZ

3.2 Kosten von Wasserstoff aus Biomasse

Die nachfolgende Analyse und Gegenüberstellung von Kostenparametern zur Produktion und Bereitstellung von Wasserstoff für beispielhafte Konzepte erlaubt eine vereinfachte Einschätzung ihrer Wirtschaftlichkeit. Als Indikator für die Bewertung werden die Produktionskosten herangezogen. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Ergebnisse aktueller Veröffentlichungen.⁶ Abhängig vom Stand der Technik, von standortspezifischen Anlagenkonzepten und damit verbundenen Kosten für Investitionen (Kapitalkosten), Rohstoffe und Anlagenbetrieb (Betriebskosten) sowie der verwendeten Methodik bei der Kostenrechnung ergeben sich teils sehr große Bandbreiten. Perspektivisch ist davon auszugehen, dass bei entsprechenden Rahmenbedingungen und eventuell gezielter Förderung die untere Grenze der Kosten bei einzelnen Anlagen erreichbar ist.

Umfassende Untersuchungen gibt es lediglich für Wasserstoff aus Biogas mittels Dampfreformierung und aus lignocellulosehaltigen Biomassen mittels thermochemischer Vergasung. Es zeigen sich deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen Optionen, die teilweise durch die technologische Reife begründet werden können, teilweise jedoch auch durch die Rahmenbedingungen der jeweiligen Untersuchung beeinflusst sein dürften. Die Vergasung weist bedingt durch die Komplexität der Anlagen erwartungsgemäß hohe Kapitalkosten (14 bis

48 % der Gesamtproduktionskosten) auf. Allerdings sind, wie bei Biomasseanlagen im Regelfall üblich, die Kosten für die Rohstoffe nicht zu vernachlässigen und machen bei der Mehrheit der Studien einen ebenso großen oder sogar den größten Teil der Gesamtkosten aus (21 bis 47 %). Hier ist auch die für die Vergasung vergleichsweise aufwendige Vorbehandlung der Rohstoffe inkludiert. Die Kostenuntersuchung für Konzepte mit Dampfreformierung zeigt, dass die Betriebskosten mehr als 22 bis 54 % der Gesamtkosten ausmachen, während die Kapitalkosten anteilig meist geringer sind (12 bis 56 %). Insgesamt ist davon auszugehen, dass Skalierungs- und Lerneffekte durchaus Kostenreduktionen ermöglichen; diese sind jedoch im Regelfall umso kleiner, je höher der technologische Reifegrad ist.

Zusätzlich zu den Wasserstoffproduktionskosten fallen immer Kosten für die Distribution des Wasserstoffs von der Produktionsanlage zur Anwendung an. Diese hängen stark von den lokalen Gegebenheiten und der Art des Distributions- und Transportweges einschließlich der damit einhergehenden Konditionierung des Wasserstoffs (z. B. Komprimierung oder Verflüssigung) ab. Kosten für die Distribution von Wasserstoff aus Biomasse zur verkehrlichen Anwendung wurden beispielsweise in [47] untersucht und liegen in einer Größenordnung von 2,95 bis 3,18 EUR/kg Wasserstoff für Anlagengrößen von 2 bis 9 MW Wasserstoffkapazität.

⁶ Die nachfolgenden Angaben wurden auf das Bezugsjahr 2020 normiert.

Edukt	Prozess	Minimum in EUR/kg (EUR/GJ)	Maximum in EUR/kg (EUR/GJ)	Mittlerer Durchschnitt in EUR/kg (EUR/GJ)	Quelle
Biogas	Reformierung	1,8 (15,8)	8,0 (68,7)	4,8 (40,4)	[20], [22], [53–57]
Lignocellulose	Vergasung	4,8 (41,7)	10,8 (92,7)	7,5 (62,2)	[20], [55], [57–59]
Lignocellulose	Dunkelfermentation	-	-	47,1 (392)	[55]

Quelle: Eigene Darstellung DBFZ

Tabelle 1: Übersicht der minimalen und maximalen Werte für die in Studien ermittelten Produktionskosten von biobasierenden Wasserstoffbereitstellungsoptionen

Jüngste Preisentwicklungen führen zu zuletzt gestiegenen Wasserstoffpreisen von aktuell ca. 6 EUR/kg für grauen Wasserstoff und ca. 11 EUR/kg für grünen Wasserstoff.⁷ Der festgelegte Tankstellenpreis für Wasserstoff wurde zuletzt auf 12,85 EUR/kg (brutto) angehoben [61]. Die Gegenüberstellung der genannten Kosten zu den aktuellen Preisentwicklungen für Wasserstoff zeigt, dass bei günstigen Randbedingungen insbesondere Wasserstoff aus Biogasreformierung wettbewerbsfähig sein könnte.

3.3 Verfahrensspezifische THG-Emissionen von Wasserstoff aus Biomasse

Für eine bessere Einordnung der Ergebnisse sind in Abbildung 8 die THG-Emissionen aus der Bereitstellung von biobasiertem Wasserstoff denen von Wasserstoff aus der Erdgas-Dampfreformierung und aus der Elektrolyse gegenübergestellt. Bei der Erzeugung von Wasserstoff wurden die Dampfreformierung aus Biogas und Biomethan sowie die Vergasung holzartiger Biomassen betrachtet. Die dargestellten Angaben zu THG-Emissionen stammen sowohl aus unterschiedlichen Publikationen als auch aus eigenen Berechnungen, die auf der Kombination verschiedener Datenquellen basieren. Zu beachten ist hierbei, dass der EU-Standardwert und der Wert aus der 37. BImSchV die Distribution des Wasserstoffs berücksichtigen. Aus den anderen Quellen geht die Systemgrenze nicht immer eindeutig hervor, es lässt sich jedoch jeweils „frei Anlage“ vermuten.

Die Bereitstellungspfade für Wasserstoff aus Biomasse (in Grün dargestellt) weisen im Vergleich zum Wasserstoff aus der Erdgas-Dampfreformierung (in Schwarz dargestellt) aufgrund des biogenen Ausgangsstoffs grundsätzlich geringere THG-Emissionen auf. Würde in beiden Fällen das bei der Dampfreformierung bzw. Vergasung freiwerdende CO₂ über CCU/CCS langfristig der Atmosphäre entzogen, könnten die THG-Emissionen deutlich reduziert werden. Darüber hinaus könnten negative THG-Emissionen erzielt werden, wenn bei der Wasserstoffherzeugung über die Biomethan-Dampfreformierung Wirtschaftsdünger wie z. B. Gülle als Ausgangssubstrat eingesetzt würde. Hier kämen die THG-Gutschriften über die Vermeidung einer THG-verursachenden Güllelagerung zur Anrechnung.

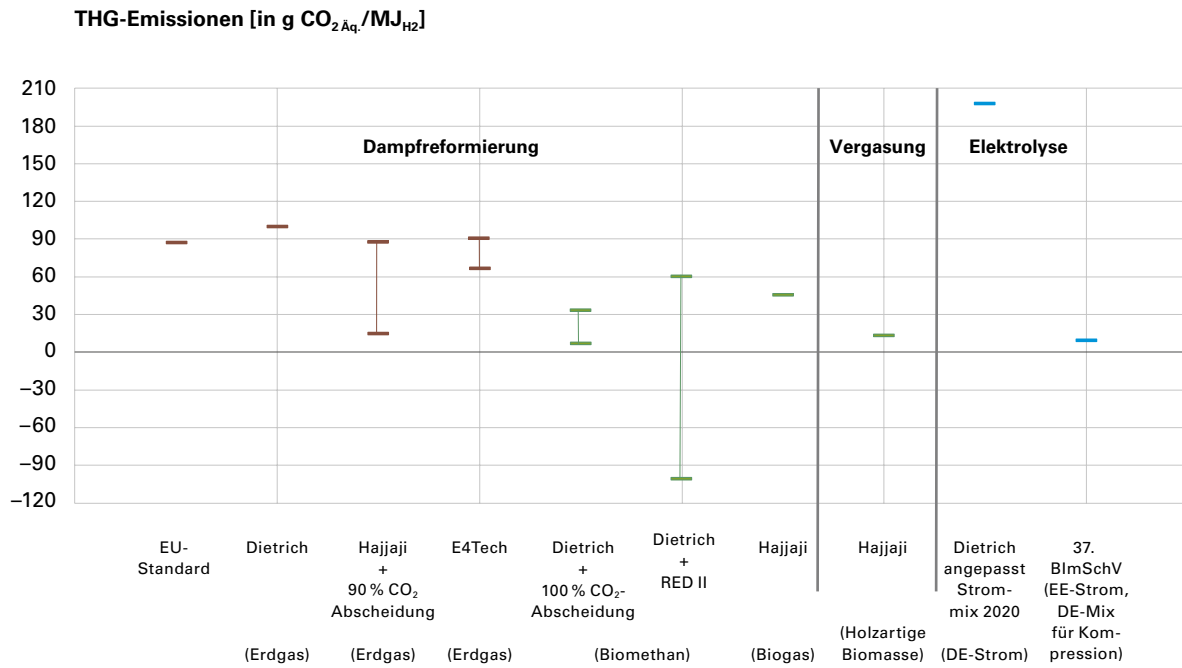
Im Vergleich des Wasserstoffs aus Biomasse zu elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff (in Blau dargestellt) ergibt sich kein eindeutiges Ergebnis. Die elektrolytische Wasserstoffherzeugung unter Nutzung des deutschen Strommixes wäre mit den höchsten THG-Emissionen verbunden und damit aus THG-Sicht ungünstiger als Wasserstoff aus Biomasse. Wird für die Elektrolyse erneuerbar erzeugter Strom eingesetzt, so werden mit der Wasserstoffherzeugung nahezu null THG-Emissionen freigesetzt (lediglich die Kompression als notwendiger Schritt für die Distribution ist zu berücksichtigen), was geringere THG-Emissionen bedeutet als für Wasserstoff aus Biomasse.

Grundsätzlich lässt sich für den Wasserstoff aus der Biogas-/Biomethan-Dampfreformierung sagen, dass die Höhe der THG-Emissionen sehr stark vom eingesetzten Rohstoff für die Biogas-/Biomethanherzeugung abhängt. Während für den Einsatz von Gülle Gutschriften angerechnet werden können, was zu THG-Emissionen von bis zu $-101 \text{ g CO}_2 \text{ Äq./MJ}_{\text{H}_2}$ führen kann, wäre ein Einsatz von Anbaubiomasse wie Mais (THG-Emissionen aus dem Anbau) dagegen in Abhängigkeit von der Abdeckung der Gärrückstandslager und der Abgasverbrennung mit THG-Emissionen von bis zu $60 \text{ g CO}_2 \text{ Äq./MJ}$ verbunden.

Bei der Wasserstoffherzeugung aus holzartiger Biomasse wären die THG-Emissionen mit ca. $13 \text{ g CO}_2 \text{ Äq./MJ}$ auf einem niedrigen Niveau resultierend aus dem Einsatz von holzartigen Reststoffen (keine Aufwendungen aus der Kultivierung, nur aus dem Einsammeln und dem Transport) und einer mit sehr geringen THG-Emissionen verbundenen Vergasungstechnologie.

Bei der Berechnung der THG-Emissionen wurden die Wasserstoff-Emissionen über eventuelle Leckagen in der Verteilungsinfrastruktur nicht berücksichtigt. Wasserstoff stellt kein direktes Treibhausgas dar, entfaltet aber indirekt Klimawirksamkeit. Das Treibhauspotenzial wird mit 5,8 beziffert [67].

⁷ | Mittelwert für Juni 2022, ermittelt aus Datenbasis des HYDEX Wasserstoffpreisindex [60]. Dieser spiegelt den durchschnittlichen Preis für Wasserstoff ab Dampfreformer oder Elektrolyseur in Deutschland wider und berücksichtigt die Produktionskosten von Wasserstoff; Kapitalkosten sind jedoch nicht enthalten.



Quelle: Eigene Darstellung DBFZ

Abbildung 8: Treibhausgasemissionen verschiedener Bereitstellungspfade für Wasserstoff in der Gegenüberstellung, basierend auf [62–66] und eigenen Berechnungen



4. Biomasse in Baden-Württemberg

Der nachfolgende Abschnitt gibt einen allgemeinen Überblick über die technischen und mobilisierbaren Potenziale wesentlicher biogener Rest- und Abfallstoffe in Baden-Württemberg sowie eine ergänzende überblicksartige Darstellung der jeweiligen Bereitstellungskosten und Preise.

4.1 Biomassepotenzial in Baden-Württemberg

Die Analyse der Biomassepotenziale in Baden-Württemberg fokussiert sich zunächst auf das technische Potenzial, also jene Biomassefraktionen, die unter Berücksichtigung von technischen Randbedingungen sowie strukturellen und ökologischen Restriktionen prinzipiell nutzbar wären. Basierend darauf wird das ungenutzte, mobilisierbare Potenzial betrachtet. Es stellt den ungenutzten Anteil des technischen Potenzials [10] und damit diejenige Biomasse dar, die nicht bereits für andere Zwecke (energetischer oder stofflicher Art) genutzt wird. Aufgrund der unzureichenden Datenbasis erfolgt keine weitergehende Betrachtung der wirtschaftlich rentablen Anteile des mobilisierbaren Potenzials. Nach eigener Einschätzung wird jedoch erwartet, dass lediglich 10 bis 30 % des mobilisierbaren Potenzials tatsächlich wirtschaftlich erschlossen werden können.

Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass Angaben zu Biomassepotenzialen von einer Vielzahl an Variablen und Annahmen abhängig sind und bereits kleinere Variationen zu großen Potenzialunterschieden führen können. Deshalb weisen diesbezügliche Veröffentlichungen mitunter stark variierende Angaben auf, was bei einer Zusammenführung teilweise große Bandbreiten der abgeleiteten Potenziale ergibt. Die nachfolgende Übersicht gibt somit erste Anhaltspunkte für Biomassepotenziale in Baden-Württemberg, ersetzt jedoch keine detail-

lierten Erhebungen unter Berücksichtigung regionaler und lokaler Rahmenbedingungen. Die nachfolgenden Daten beziehen sich auf aktuell bestehende technische Potenziale unter Bezug auf die jeweilige Trockenmasse (TM). Bis zum Jahr 2030 wird in verschiedenen Datenquellen von einem annähernd gleichbleibenden technischen Potenzial ausgegangen [68–70].

Landwirtschaftliche Reststoffe (Stroh)

Stroh umfasst strohartige Ernterückstände aus der Landwirtschaft, insbesondere von Raps und Getreide. Das technische Potenzial ist abhängig von den vorherrschenden Anbaubedingungen, den regional verfügbaren Anbauflächen sowie dem jeweiligen Anbaumix. Für Baden-Württemberg liegen die technischen Potenziale zwischen 1,6 und 1,9 Mt [68], [69]. Den wesentlichen Teil macht Getreidestroh mit 1,3 bis 1,4 Mt aus [68–71]. Derzeit wird Stroh in Baden-Württemberg vor allem stofflich als Einstreu für Rinder, Schweine und Pferde genutzt (aktuell im Umfang von ca. 0,5 Mt), wobei bis 2030 ein leichter Rückgang in der stofflichen Nutzung prognostiziert wird [68].

Forstwirtschaftliche Reststoffe (primär)

Primäre forstwirtschaftliche Reststoffe umfassen Waldrestholz, das nach einem Holzeinschlag auf der Waldfläche verbleibt, sowie Schwachholz, das im Rahmen der Durchforstung und Bestandspflege anfällt. Forstwirtschaftliche Reststoffe weisen in Baden-Württemberg das größte technische Potenzial der Rest- und Abfallstoffe auf. Abschätzungen schwanken zwischen 1,8 und 3,5 Mt, wobei die meisten Datenquellen eher im unteren Bereich dieser Bandbreite liegen. Das erwartbare, frei verfügbare Aufkommen für Baden-Württemberg schwankt

je nach Betrachtungsszenario deutlich zwischen 0,08 Mt und ~1 Mt⁸ [72]. Dies deckt sich auch mit den auf Bundesebene abgeschätzten mobilisierbaren Anteilen, die zwischen 0,4 % und 30 % des technischen Potenzials liegen [10].

Forstwirtschaftliche Reststoffe (sekundär)/Industrierestholz

Sekundäre forstwirtschaftliche Reststoffe (auch als Industrierestholz bezeichnet) umfassen die Holzreste, die bei der industriellen Erzeugung von Holzprodukten anfallen. Hierzu zählen neben Sägespänen und Sägemehl auch Holzhackschnitzel, Rinde und Schwarzlauge. Die für Baden-Württemberg ausgewiesenen technischen Potenziale liegen zwischen 1,1 und 1,7 Mt [69], [70], [73], [74]. Nach Aussagen auf Bundesebene gibt es bei industriellen Reststoffen keine ungenutzten Anteile und somit auch kein mobilisierbares Potenzial [10]. Die Reststoffe werden in der Holzwerkstoff- und der Zellstoffindustrie verwertet oder als Pellets energetisch genutzt. Bei Schwarzlauge wird davon ausgegangen, dass diese innerhalb der Zellstoff- und Papierindustrie vollständig energetisch genutzt wird [75].

Altholz

Als Holzabfall bzw. Altholz wird bereits genutztes Holz (Gebrauchtholz) sowie belastetes Industrierestholz aus der Holzbe- und -verarbeitung bezeichnet. Hierzu gehören u. a. Abbruch- und Bauholz, nicht wiederverwendbare Möbel sowie Altholz aus industriellen Anwendungen. Je nach Schadstoffbelastung werden Holzabfälle nach der Altholzverordnung in die vier Kategorien A I bis A IV unterschieden. Für Baden-Württemberg

liegt das technische Potenzial zwischen 0,6 und 1,2 Mt. Derzeit werden etwa 20 % der Holzabfälle einer stofflichen Verwertung (z. B. Weiterverarbeitung zu Spanplatten) zugeführt, während etwa 75 % energetisch verwertet werden. Die verbleibenden 5 % weisen eine erhöhte Belastung durch Stör- oder Schadstoffe auf und werden aktuell in Müll- bzw. Sondermüllverbrennungsanlagen beseitigt [76].

Bio- und Grünabfälle

Bioabfälle umfassen biogene Abfälle, die getrennt in der Bio- tonne gesammelt werden. Grünabfälle sind Grünschnitt aus der Landschafts-, Garten- und Parkpflege, deren Sammlung bspw. über kommunale Grünabfallsammelstellen erfolgt. Die in der baden-württembergischen Abfallbilanz ausgewiesene Menge an Bio- und Grünabfällen betrug im Jahr 2020 knapp 1,6 Mt [77], das deckt sich mit den abgeschätzten Potenzialen anderer Datenquellen [69], [70]. Im Jahr 2020 fielen 990 kt Grünabfall an, wovon etwa 63 % kompostiert, 27 % thermisch verwertet, 8 % direkt landwirtschaftlich verwertet und jeweils etwa 1 % vergärt oder einer sonstigen Behandlung unterzogen wurden. Von den getrennt gesammelten häuslichen Bioabfällen werden etwa 57 % zur Biogaserzeugung genutzt, der Rest wird kompostiert [77]. Entsprechend werden aktuell alle gesammelten Bio- und Grünabfälle genutzt. Es besteht jedoch die Möglichkeit, die aktuell kompostierten Anteile (ca. 0,9 Mt) in Biogasanlagen zu verwerten.

8 | Angabe nach [72] abzgl. eines geschätzten Anteils an NV-Holz.

Rest-/Hausmüll

Rest-/Hausmüll bezeichnet die biogenen Anteile von nicht getrennt gesammelten häuslichen Abfällen. Die in der baden-württembergischen Abfallbilanz ausgewiesene Menge an Hausmüll lag für Baden-Württemberg im Jahr 2020 bei etwa 1,3 Mt [77]. Ausgehend von einem organischen Anteil von etwa 39% [78] ergibt sich ein Aufkommen von etwa 530 kt. Etwa 109 kt des Hausmülls werden aktuell einer mechanisch-biologischen Behandlung zugeführt, während der Rest nahezu vollständig thermisch verwertet wird [77].

Industrielle Reststoffe aus der Nahrungsmittelindustrie

In verschiedenen Bereichen der Lebens- und Genussmittelindustrie fallen im Rahmen der Verarbeitung biogene Reststoffe an. Diese setzen sich u. a. aus Rückständen der Kartoffel- und Rübenverarbeitung, der Saft- und Weinproduktion (Schalen und Trester) sowie der Alkoholdestillation (Treber und Schlempe) zusammen. Die technischen Potenziale für Baden-Württemberg liegen zwischen 411 und 575 kt [69], [70]. Aktuell wird ein Großteil des Aufkommens in Deutschland als Futtermittel verwendet oder in der innerbetrieblichen Energieversorgung als Brennstoff eingesetzt, allerdings bestehen keine offiziellen Statistiken zu den konkreten Reststoffströmen [79]. Analysen auf Bundesebene lassen auf kein mobilisierbares Potenzial für industrielle Reststoffe schließen [10], [42]. Im Rahmen einer Umsteuerung aktueller Nutzungswege läge prinzipiell ein großes Nutzungspotenzial vor, wobei jedoch eine genauere Betrachtung hiermit verbundener Probleme erforderlich ist [80].

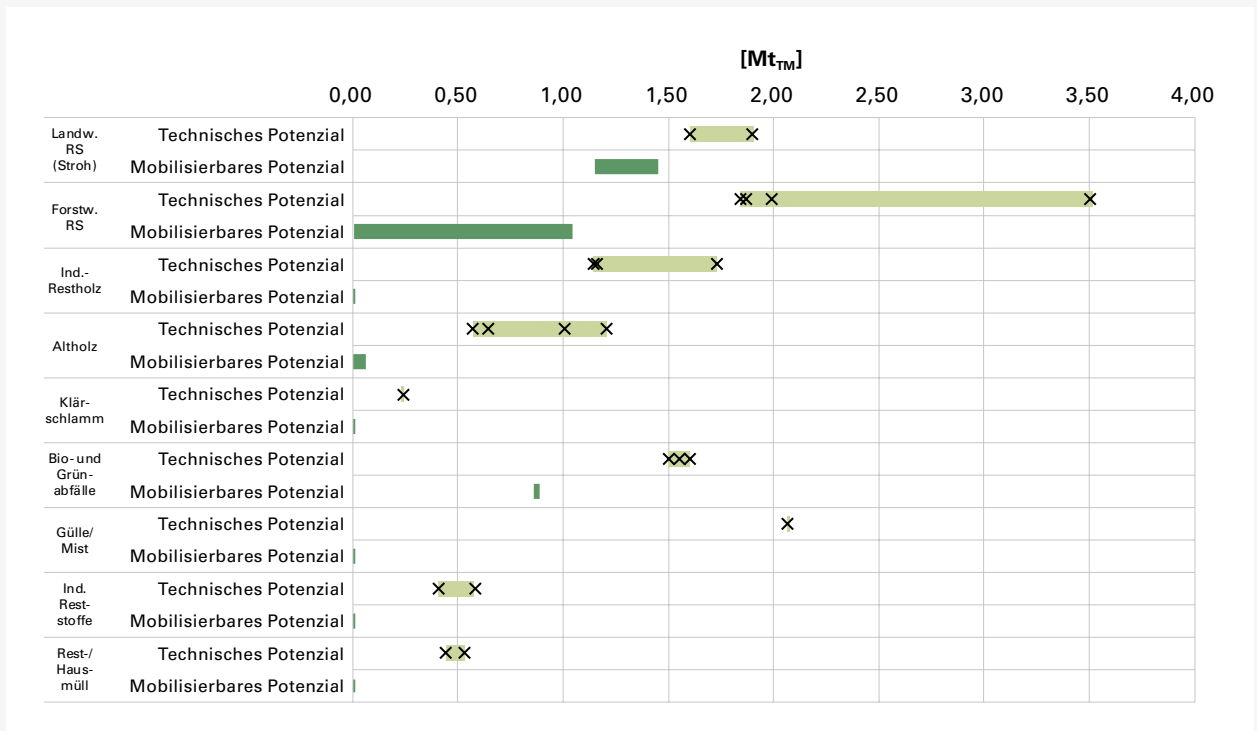
Klärschlämme

Klärschlämme sind Abfälle aus der Behandlung von Abwasser in kommunalen Kläranlagen. Sie setzen sich aus Wasser, organischen und mineralischen Stoffen zusammen. Nach der baden-württembergischen Abfallbilanz fielen im Jahr 2020 ca. 233 kt Klärschlamm an [77]. Knapp 99,3% des Klärschlammes werden verbrannt. Dies erfolgt in Baden-Württemberg unter energetischer Verwertung in Zementwerken, in Klärschlamm-Monoverbrennungsanlagen, in einer Klärschlammvergasungsanlage, in einem Kohlekraftwerk und in einer Papierfabrik [77]. Die bisher im Landschaftsbau und in der Landwirtschaft eingesetzten geringen restlichen Klärschlammengen wurden aufgrund der rechtlichen Situation in den letzten Jahren stetig gesenkt und einer thermischen Verwertung zugeführt, weshalb aktuell und voraussichtlich auch mit Blick auf 2030 keine mobilisierbaren Potenziale bestehen [77].

Tierische Exkremente

Tierische Exkremente umfassen Ausscheidungen wie Gülle und Jauche sowie Stallmist von insbesondere Rindern, Schweinen und Hühnern. Das existierende Potenzial hängt in hohem Maße von der regionalen Nutztierzahl sowie der Anzahl der zusammen gehaltenen Tiere ab, da eine Sammlung und Nutzung der Exkremente oftmals erst ab etwa 50 Rindern bzw. 100 Schweinen sinnvoll ist [73]. Die in Baden-Württemberg anfallende Menge an tierischen Exkrementen liegt bei etwa 2,1 Mt. Aktuell werden knapp unter 80% der gesammelten tierischen Exkremente als Wirtschaftsdünger eingesetzt [81]. Etwa 20% werden bereits in Biogasanlagen genutzt [82]. Dementsprechend gibt es für tierische Exkremente kein freies, zusätzlich mobilisierbares Potenzial. Über eine Reduktion der Nutzung für Wirtschaftsdünger könnten prinzipiell allerdings große zusätzliche Potenziale erschlossen werden.

Zusammenfassend weist Baden-Württemberg mobilisierbare Potenziale bei Stroh und primären forstwirtschaftlichen Reststoffen auf. Bei industriellen Reststoffen und Siedlungsabfällen sind keine bzw. nur sehr geringe Potenziale mobilisierbar, was auch aus der bundesweit geltenden Entsorgungs- und Verwertungspflicht resultiert [83], [84]. Prinzipiell wären durch eine Umwidmung der bestehenden Nutzung weitere Potenziale, u. a. hinsichtlich tierischer Exkremente und bisher thermisch verwerteter Abfälle, erschließbar. Dies würde allerdings eine Abwägung hinsichtlich der Attraktivität der Nutzung und bestehender Nutzungskonkurrenzen erfordern und bedarf einer vertieften, weiteren Analyse. Der nachfolgende Abschnitt soll diesbezüglich einen einleitenden, allgemeinen Überblick über Nutzungskonkurrenzen geben.



Quelle: Eigene Darstellung DBFZ

Abbildung 9: Bandbreite des aktuellen technischen (hellgrün dargestellt) und mobilisierbaren (dunkelgrün dargestellt) Potenzials für biogene Rest- und Abfallstoffe (RS) in Baden-Württemberg, basierend auf verschiedenen Datenquellen [10], [68–71], [73], [77], [81], [82]; für das technische Potenzial erfolgt eine Verortung der jeweiligen Datenquellen

4.2 Nutzungskonkurrenzen

Generell hängt die Verfügbarkeit von biogenen Reststoffen als Rohstoff für die Produktion von Wasserstoff maßgeblich von Nutzungskonkurrenzen und politischen Rahmenbedingungen bzw. Vorgaben ab. Im Zuge einer wachsenden Bioökonomie und zur Erreichung von Klimazielvorgaben sind einige Sektoren stärker auf biogene Ressourcen angewiesen. Zur Erfüllung der Treibhausgasemissionsminderungsquote im Jahr 2030 sollen fortschrittliche Biokraftstoffe mit einem Mengenanteil von 2,6 % beitragen. Hierfür werden entsprechende Rohstoffmengen der nutzbaren Biomassen und Reststoffe gemäß § 14 und Anlage 1 der 38. BImSchV [55] benötigt. Auch im Strom- und Wärmesektor wird Biomasse weiterhin eine relevante Rolle einnehmen [85–87]. Industriezweige wie die Chemieindustrie benötigen mit ~11 Mt – Prognose für 2040/2050 [88] – zukünftig hohe Mengen biogene Kohlenstoffe, was zunehmend durch politische Zielvorgaben (20 % erneuerbarer Kohlenstoff im Jahr 2030) [89] untermauert wird. Im Bausektor steigt durch Holzbauintiativen der Rohholzbedarf – je nach

Holzbauquote – um ungefähr 1,9 Mio. m³ pro Jahr bei einer Quote von 55 % für Ein- und Zweifamilienhäuser und 15 % für Mehrfamilienhäuser im Vergleich zu den Jahren 2011 bis 2015 [90]. In der Landwirtschaft und im Gartenbau wird ein hoher Bedarf an Reststoffen bzw. Biomasse als Torfersatzstoff (Ausstieg Torfabbau, siehe Koalitionsvertrag [91]) und ggf. Dünger erwartet. Auch die Papier- und Zellstoffindustrie diversifiziert die nutzbare Rohstoffbasis, so verarbeitet beispielsweise ein Hersteller in Mannheim Stroh (70.000 t pro Jahr) für die Papierherstellung [92]. Es ist wahrscheinlich, dass auch andere Unternehmen eine derartige Diversifizierung anstreben, wenn die Verfügbarkeit von Holz in Deutschland zunehmend unsicherer wird. Dies ist sowohl auf erste Auswirkungen des Klimawandels als auch auf politische Vorgaben wie die europäische Biodiversitätsstrategie oder die LULUCF-Verordnung zurückzuführen. So könnte dies bis 2052 zu einer Reduzierung der Holzentnahme von 25 % führen [93–95]. Wenn hierdurch mehr Bäume im Wald verbleiben, sinken auch entsprechende Reststoffpotenziale wie Waldrestholz.

In Anbetracht möglicher Biomasseangebotsreduzierungen werden sich die zusätzlichen Bedarfsmengen der oben beschriebenen Sektoren in keinem Fall allein durch nationale Reststoffpotenziale decken lassen. Daher wird es zukünftig auch darum gehen, in anderen Nutzungssektoren den Verbrauch von Biomasse zu reduzieren. Analog zu seiner Importabhängigkeit bei fossilen Energieträgern wird Deutschland zudem hinsichtlich des Biomasseverbrauchs einer Bioökonomie Netto-Importeur werden. Es ist zu beachten, dass sich die optimale Nutzung von begrenzten Biomassepotenzialen im Gesamtbioökonomiesystem heute von einer optimalen Nutzung in einem klimaneutralen Wirtschaftssystem unterscheidet, da verschiedene stoffliche Verwendungen von Biomasse unter klimaneutralen Gegebenheiten 2040/2045 eine deutlich höhere Wertigkeit haben werden als energetische Nutzungsoptionen.

4.3 Kostenbetrachtung Biomasse

Neben der Frage, welche Arten und Mengen von Biomasse potenziell für eine Wasserstoffproduktion zur Verfügung stehen könnten, soll die Analyse auch die jeweils verbundenen Bereitstellungskosten bzw. Preise beleuchten. Die Ergebnisse der hierfür durchgeführten Datenrecherche sind in Abbildung 10 dargestellt.⁹ Ziel ist es, einen ersten, jedoch nicht abschließenden Überblick über ungefähre Kostenbandbreiten zu geben.

Generell ist zu beachten, dass Kosten/Preise für Rest- und Abfallstoffe hohen saisonalen, aber auch regionalen Schwankungen unterliegen und dass auch zwischen einzelnen Jahren mitunter große Unterschiede auftreten. Dies spiegelt sich in den teilweise deutlich voneinander abweichenden veröffentlichten Werten und der resultierenden breiten Spanne an möglichen Kosten und Preisen wider. Die Angaben sind dementsprechend nur bedingt verallgemeinerbar [96]. Zudem stellen die meisten Angaben entweder Bereitstellungskosten oder Marktpreise dar. Transport-, Lager- und ggf. Aufbereitungskosten sind i. d. R. nicht abgebildet. Aufgrund der stark begrenzten Baden-Württemberg-spezifischen Datenlage wurden für den nachfolgenden Überblick auch bundesweite Kosten- und Preisangaben herangezogen, wobei der regionale Bezug jeweils in Text und Darstellung ausgewiesen ist.

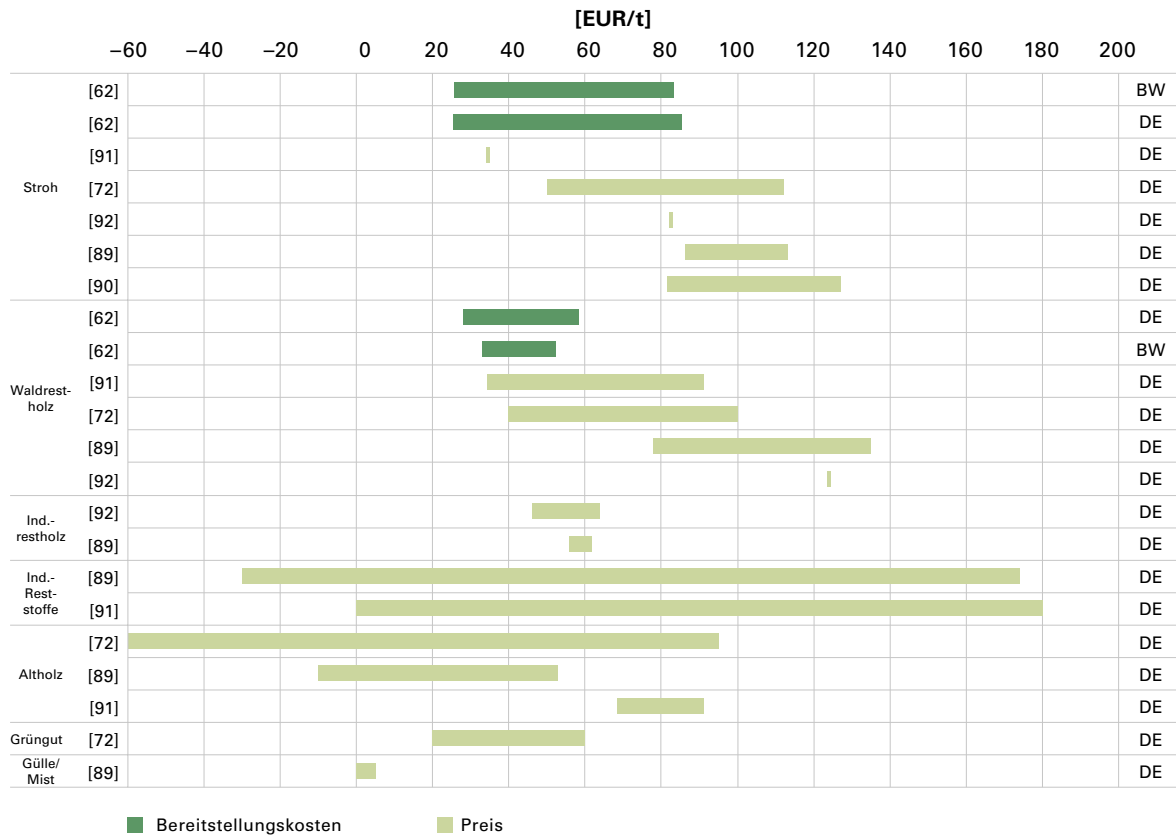
Die Kosten für die Strohbereitstellung frei Feldlager in Baden-Württemberg werden mit 26 EUR/t und 83 EUR/t angegeben und liegen damit auf einem vergleichbaren Niveau wie deutschlandweite Angaben [69]. Raps- und Getreidestroh, das das größte Potenzial aufweist, befindet sich dabei eher im unteren bis mittleren Bereich. Da Stroh eine marktgängige Ware darstellt, sind auch Preisangaben für Stroh verfügbar. Diese liegen zwischen 50 und 127 EUR/t [79], [96–99], wobei die tatsächlichen Preise starken regionalen, saisonalen und witterungsbedingten Schwankungen unterliegen und von Strohart und -qualität anhängig sind.

Bei den Bereitstellungskosten und Preisen für Waldrestholz zeigt sich eine große Spannweite, die u. a. auf unterschiedliche Verfahren zur Bereitstellung (bspw. teilmechanisiert, vollmechanisiert) und weitere Rahmenbedingungen wie die Geländezugänglichkeit, die jeweilige Baumart etc. zurückzuführen ist [100]. Die Bereitstellungskosten von Waldrestholz frei Waldstraße in Baden-Württemberg werden zwischen 33 EUR/t und 52 EUR/t eingeordnet [69]. Ähnlich wie bei Stroh erfolgt auch bei Waldrestholz die Bergung i. d. R. nur, wenn ein entsprechender Gewinn erzielt werden kann [96]. Entsprechende Preisangaben für die marktliche Beschaffung von Waldrestholz liegen zwischen 34 und 135 EUR/t.

Für Industrierestholz belaufen sich die Preisangaben auf Bundesebene zwischen ca. 46 und 64 EUR/t [96], [99]. Für Schwarzlauge gibt es aufgrund der nahezu ausschließlich betriebsinternen Nutzung keine belastbaren Preisangaben [96]. Bei Altholz sind die Preise stark abhängig von der Qualität bzw. dem Grad der Behandlung und Kontamination. Vor allem bei stark kontaminiertem Altholz können die Preise auch negativ sein. Entsprechende Angaben reichen hier von –60 EUR/t für A-IV-Holz bis zu 43 EUR/t für sauberes, aufbereitetes Altholz [79], [96].

Preisangaben für industrielle Reststoffe aus der Nahrungsmittelindustrie sind meist eine Zusammenfassung der Preise vieler unterschiedlicher Einzelbiomassen, wobei selten spezifische Preisangaben verfügbar sind [96]. Durch die inhomogene Zusammensetzung und bestehende Preisunsicherheiten ist die Schwankungsbreite der veröffentlichten Daten mit –30 bis 180 EUR/t hoch [96], [98].

⁹ | Die nachfolgenden Angaben wurden auf das Bezugsjahr 2020 normiert.



Quelle: Eigene Darstellung DBFZ

Abbildung 10: Überblick über Bandbreiten von Bereitstellungskosten und Preise ausgewählter Biomassen nach verschiedenen Datenquellen (Angaben auf das Jahr 2020 normiert)

Die Preise für Gülle und Mist sind insbesondere abhängig von Viehbestand und Jahreszeit und bewegen sich zwischen 0 und 5 EUR/t [96]. Für Grüngut wird eine Kostenbandbreite von 20 bis 60 EUR/t berichtet [79], während Biogut aus der braunen Tonne mit einem Preis von null Euro bewertet werden kann [96]. Ebenso können auch die Preise für Klärschlamm und Hausmüll als Abfallstoffe mit null Euro angesetzt werden, da hier die Entsorgung im Vordergrund steht [96], [99]. Allerdings sind für eine Weiterverwertung zusätzliche Kosten für Transport und Aufbereitung anzusetzen, die mitunter sehr hoch ausfallen können und bspw. für Klärschlamm mit 75 bis 600 EUR/t angegeben werden [96], [99].

5.

Wasserstofferzeugung aus Biomasse in Baden-Württemberg

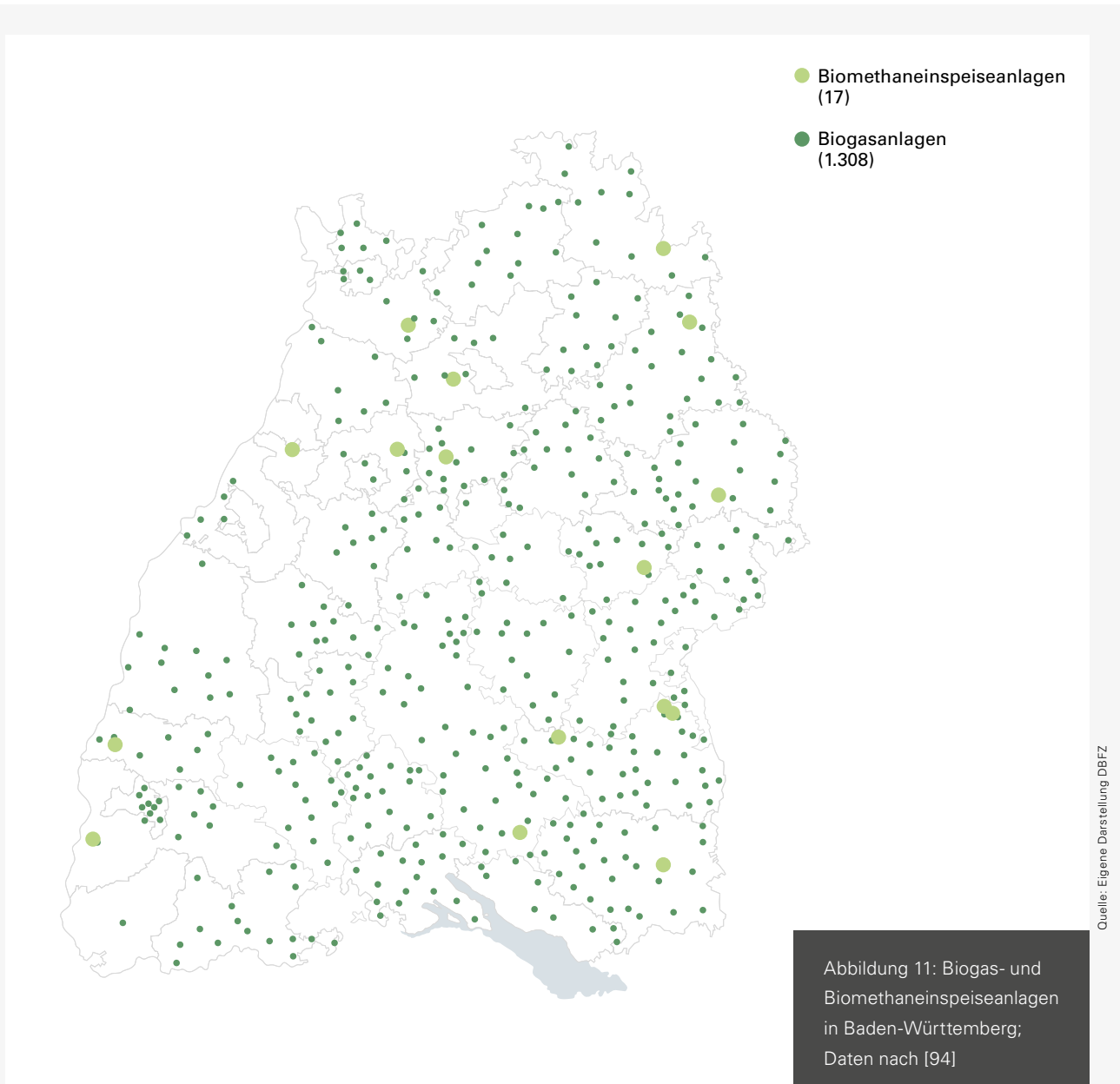
Der nachfolgende Abschnitt zeigt den aktuellen Anlagenbestand in Baden-Württemberg und verdeutlicht anhand eines Beispielszenarios, welche Wasserstofferzeugung aus Biomasse daraus möglich wäre. Es folgt die Darstellung der Bandbreiten des Wasserstofferzeugungspotenzials aus Biomasse in Baden-Württemberg, basierend auf dem Biomassepotenzial und den Ausbeuten bzw. den energetischen Wirkungsgraden der Technologien. Abschließend wird auf mögliche Abnahme- und Nutzungskonzepte eingegangen.

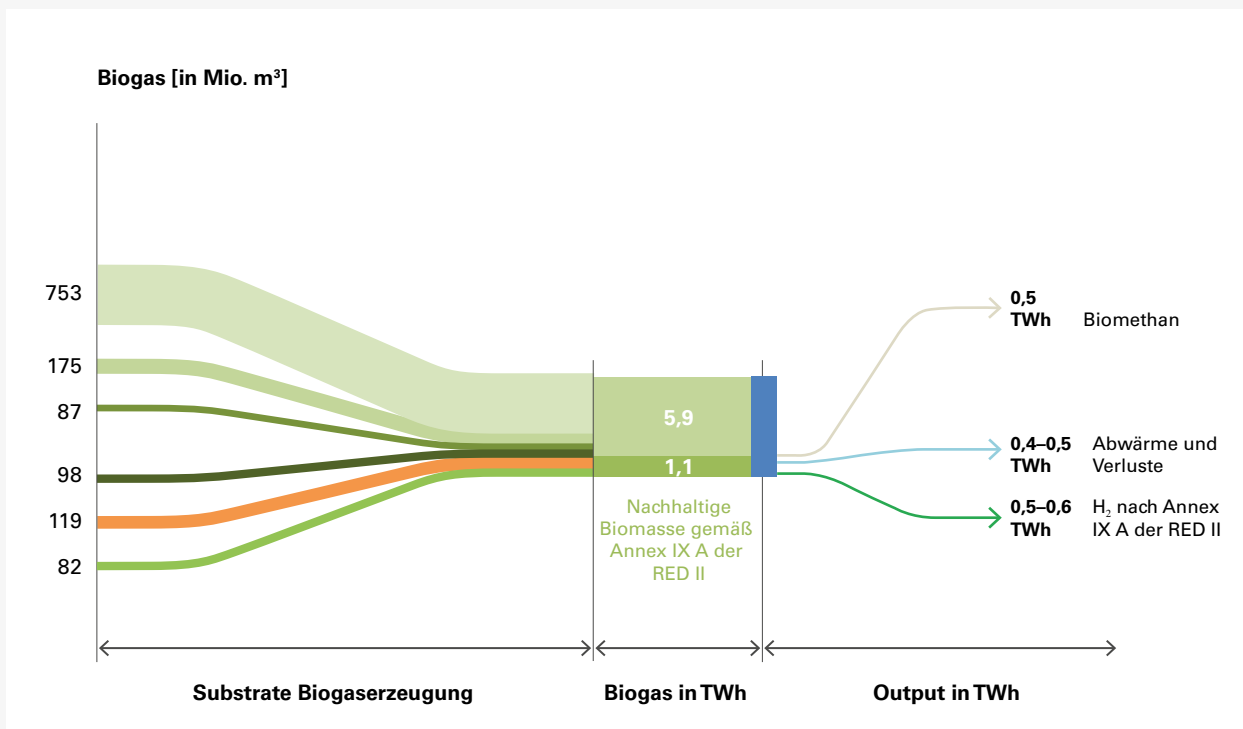
5.1 Anlagenbestand

In Baden-Württemberg sind nach den Daten des Marktstammdatenregisters (Stand 08.09.2021) derzeit 1.308 Biogasanlagen und 16 Biomethaneinspeiseanlagen in Betrieb [101]. Eine weitere Biomethaneinspeiseanlage ist in Planung. Anlagen mit Produktionskapazitäten für Wasserstoff aus Biomasse existieren aktuell nicht. Auf Bundesebene gibt es einzelne Forschungsanlagen, insbesondere für die dezentrale Reformierung von Biogas zur Wasserstoffgewinnung (siehe Kapitel 3.1.2). Abbildung 11 zeigt die regionale Verteilung der Biogas- und Biomethaneinspeiseanlagen.

Den Status quo der derzeitigen Biogaserzeugung in Baden-Württemberg zeigt Abbildung 12 anhand eines Sankey-Diagramms. Basierend auf unterschiedlichen Ausgangssubstraten (Mais, Grassilage, Ganzpflanzensilage, sonstige Energiepflanzen, Bioabfall, Gülle und Festmist) und deren Biogasausbeuten [102] wurden im Jahr 2018 in Baden-Württemberg etwa 1.300 Mio. m³ Biogas erzeugt, was bei einem durchschnittlichen Methangehalt von 53 % knapp 7 TWh Biogas entspricht [82], [103]. Das Biogas wird überwiegend in Blockheizkraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt. Etwa 0,5 TWh werden als Biomethan über die 16 Einspeiseanlagen in das Erdgasnetz eingespeist [101], [104]. Zudem ist, basierend auf

den aktuell zur Biogaserzeugung genutzten Rest- und Abfallstoffen (gemäß der Nachhaltigkeitsanforderungen der RED II, insbesondere der in Annex IX A aufgeführten Rohstoffe), das Wasserstofferzeugungspotenzial beispielhaft ausgewiesen. Aus etwa 1,1 TWh bilanziell nachhaltig erzeugtem Biogas (gemäß Annex IX A der RED II) könnten demnach über eine dezentrale Reformierung, ausgehend von den in Abschnitt 2 aufgezeigten Ausbeuten, etwa 0,5 bis 0,6 TWh Wasserstoff erzeugt werden.





Quelle: Eigene Darstellung DBFZ

Abbildung 12: Sankey-Diagramm Status quo mit Beispielszenario für Baden-Württemberg

5.2 Erzeugungspotenzial und -kapazitäten für Wasserstoff aus Biomasse

Basierend auf dem mobilisierbaren Potenzial wird im Folgenden abgeschätzt, wie viel Wasserstoff aus biogenen Rest- und Abfallstoffen in Baden-Württemberg potenziell erzeugt werden könnte. Für die Abschätzung der Erzeugungskapazitäten und des Anlagenpotenzials werden das in Abschnitt 3 aufgezeigte mobilisierbare Biomassepotenzial für die Rohstoffe gemäß RED II Annex IX A und der energetische Wirkungsgrad bzw. die technologiespezifischen Ausbeuten aus Abschnitt 2 herangezogen. Bei der Ermittlung des Wasserstofferzeugungspotenzials aus Biomasse für Baden-Württemberg werden im Folgenden die dargestellten Ressourcen vollständig einem Verfahren zugerechnet und weder doppelt noch prozentual auf verschiedene Verfahren aufgeteilt. Jede Einheit an mobilisierbarer Biomasse wird einmal eingesetzt.

Für **holzartige Biomasse** in Form von **primären forstwirtschaftlichen Reststoffen, Industrie- und Altholz** eignen sich gemäß Abschnitt 2 insbesondere thermochemische Vergasungstechnologien. Das Wasserstofferzeugungspotenzial

aus holzartigen Rest- und Abfallstoffen beträgt beim Einsatz von 10 % des mobilisierbaren Potenzials in thermochemischen Vergasungsanlagen zwischen 6 und 380 GWh Wasserstoff. Da thermochemische Vergasungstechnologien zur Erzeugung von Wasserstoff noch nicht kommerziell verfügbar sind, sind nennenswerte Mengen erst mittelfristig ab 2030 realistisch. Zur Erzeugung von 6 GWh Wasserstoff wäre bei einer Auslastung von 8.000 Volllaststunden pro Jahr eine Anlage mit einem Wasserstoff-Output von etwa 0,75 MW zu errichten. Mit einer Anlagenleistung von 47,5 MW H₂ könnten bis zu 380 GWh Wasserstoff erzeugt werden. Bei der angegebenen Ausbeute von 95 g_{H₂}/kg_{Holz (trocken)} wäre bei der Anlagenkonfiguration mit einem Output von 47,5 MW H₂ bzw. knapp 380 GWh H₂ pro Jahr ein Input von 15.000 kg/h Holzhackschnitzel (TM) notwendig (siehe Kapitel 3.1.4).

Mobilisierbare Potenziale von **Bio- und Grünabfällen** können über Biogasanlagen und eine anschließend dezentrale Reformierung zu Wasserstoff aufbereitet werden. Modulare Containerlösungen zur Reformierung von Biogas können an bestehenden Biogasanlagen ergänzt werden. Bei Nutzung von 10 % des mobilisierbaren Potenzials könnten mit der anaeroben

Vergärung und anschließender Reformierung von Biogas etwa 90 bis 110 GWh Wasserstoff erzeugt werden. Da sowohl die anaerobe Vergärung als auch die Reformierung von Biogas Stand der Technik sind und dezentrale Containerlösungen zur Reformierung kurz vor der Kommerzialisierung stehen, ist ab 2025 mit ersten Produktionskapazitäten zu rechnen. Bei einer durchschnittlichen Produktionskapazität von 5,32 GWh Biogas könnten pro Biogasanlage 2,77 bis 3,18 GWh Wasserstoff erzeugt werden. Die Erzeugung von 110 GWh Wasserstoff wäre durch Reformierung von nachhaltigem Biogas (gemäß RED II Annex IX A) mit etwa 35 bis 40 dezentralen Biogasreformern an bestehenden Biogasanlagen zu erreichen. Abbildung 13 zeigt die H₂-Erzeugungspotenziale in Abhängigkeit vom Anteil an mobilisierbarem Potenzial.

Die Verwertung von **landwirtschaftlichen, insbesondere strohartigen Reststoffen** im Rahmen der Wasserstoffherzeugung ist derzeit noch im Forschungsstadium. Es wird erwartet, dass strohartige Reststoffe perspektivisch ab 2030 eine Rolle bei der auf thermochemischer Vergasung basierenden Wasserstoffproduktion spielen können. Bei Nutzung von 10 % des

mobilisierbaren Potenzials könnten durch die Vergasung 130 bis 500 GWh Wasserstoff erzeugt werden. Mit nennenswerten Erzeugungsmengen der Vergasungstechnologie wird aufgrund der technologischen Reife jedoch erst längerfristig (2035+) zu rechnen sein. Aufgrund des noch frühen Forschungsstadiums der thermochemischen Vergasung liegen derzeit keine ressourcenspezifischen Ausbeuten von landwirtschaftlichen Reststoffen bzw. Stroh vor. Daher wurde beispielhaft die Ausbeute von holzartiger Biomasse zur Abschätzung der Wasserstoffpotenziale herangezogen. Die tatsächlichen Ausbeuten für Stroh werden voraussichtlich jedoch geringer ausfallen.

Zur Erzeugung von 130 GWh Wasserstoff wäre bei einer Auslastung von 8.000 Volllaststunden pro Jahr ein Anlagenpark mit thermochemischer Vergasung mit etwa 16 MW zu errichten. Ein Anlagenpark mit einer Leistung von knapp 63 MW könnte bis zu 500 GWh Wasserstoff erzeugen. Bei einer Ausbeute von 46 g_{H₂}/kg_{Stroh} (trocken) wäre bei einer Anlagenkonfiguration mit einem Output von etwa 16 MW H₂ bzw. 130 GWh H₂ pro Jahr ein Input von etwa 10.600 kg/h Stroh bzw. landwirtschaftlicher Reststoffe notwendig.

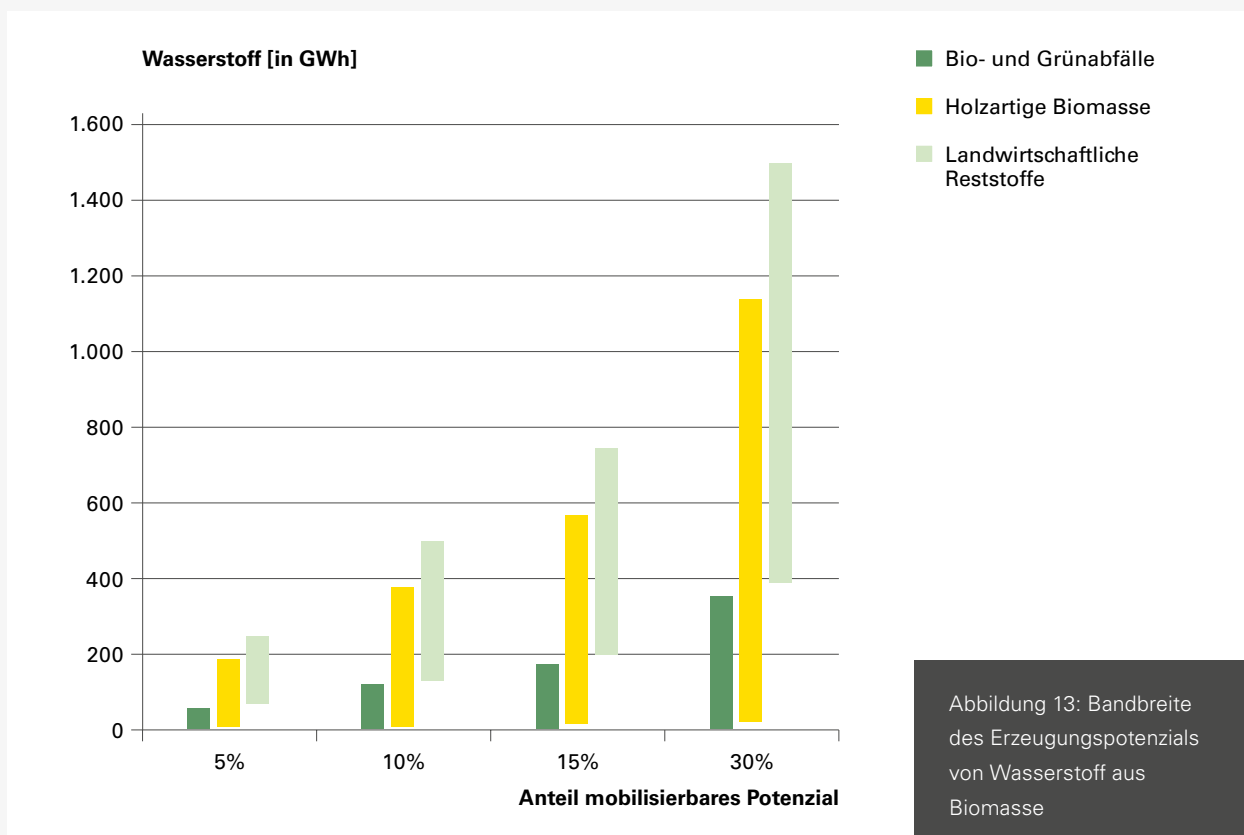


Abbildung 13 zeigt die H₂-Erzeugungspotenziale in Abhängigkeit vom wirtschaftlich erschließbaren Anteil am mobilisierbaren Potenzial für die drei mobilisierbaren Reststoffkategorien unter Einsatz der dargestellten Technologien zur Herstellung von Wasserstoff. Entsprechend der aufgezeigten Bandbreiten könnten bei einer Nutzung von 10 % des mobilisierbaren Potenzials in Baden-Württemberg etwa 230 bis 990 GWh Wasserstoff erzeugt werden. Der Wasserstoffbedarf von Baden-Württemberg betrug 2020 etwa 3,1 TWh und könnten im Jahr 2035 bei 16,6 TWh liegen [105]. Im Jahr 2035 könnte somit bis zu 6 % des prognostizierten Wasserstoffbedarfs in Baden-Württemberg aus biogenen Quellen bereitgestellt werden. Diese Anteile erhöhen sich bei einer Ausnutzung von 30 % des mobilisierbaren Potenzials (entspricht knapp 3 TWh Wasserstoff) auf bis zu 18 % des für 2035 angenommenen Bedarfs.

5.3 Abnahme- und Nutzungskonzepte

Ausgehend von der technologischen Reife der Erzeugungstechnologien für Wasserstoff aus Biomasse ist die dezentrale Wasserstoffaufbereitung von Biogas durch Reformierung dem kommerziellen Einsatz am nächsten. Mit einer Containerlösung als schlüsselfertige Anlage zur Reformierung von Biogas sind dezentrale Konzepte zur Produktion und regionalen Anwendung von Wasserstoff realisierbar. Biogasanlagen sind überwiegend in ländlich und landwirtschaftlich geprägten Regionen zu finden. Um Transportkosten möglichst niedrig zu halten, empfiehlt sich daher die regionale Abnahme und Nutzung des Wasserstoffs. Die Betreiber der Biogasanlagen könnten den vor Ort erzeugten Wasserstoff an lokalen H₂-Tankstellen anbieten und anteilig selbst für wasserstoffbetriebene Fahrzeuge oder Landmaschinen nutzen. Wasserstoffbetriebene Traktoren mit Brennstoffzelle werden derzeit entwickelt und bspw. im Modellprojekt H₂Agrar eingesetzt [106]. Lokale Busflotten, Kommunalfahrzeuge, Abfallsammelfahrzeuge oder andere schwere Nutzfahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb könnten ebenfalls als Abnehmer fungieren. Wie in Abschnitt 5.2 dargestellt, könnte eine durchschnittliche Biogasanlage etwa 3 GWh Wasserstoff erzeugen. Damit könnte eine lokale Busflotte der Größenordnung von zehn bis zwölf Solobussen¹⁰ betrieben werden. Auch für die Wasserstoffversorgung von schweren Nutzfahrzeugen wäre eine dezentrale Wasserstoffherzeugung mit lokaler Tankstelle eine Option. Basierend auf dem Output einer durchschnittlichen Biogasanlage könnte ein

Logistikunternehmen einen Fuhrpark mit acht bis neun Fernverkehr-Lkws¹¹ betreiben. Basierend auf der bestehenden Anzahl an Biogasanlagen und den Wasserstoffherzeugungspotenzialen in Baden-Württemberg kann mit Wasserstoff aus Biomasse der Markthochlauf der Wasserstofftechnologien in Baden-Württemberg unterstützt werden. Neben elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff könnten insbesondere H₂-Tankstellen zusätzlich mit Wasserstoff versorgt werden, um die ambitionierten Ausbauziele zu erreichen.

Im Pilotprojekt BioH₂Ref [109] werden Anschlusskonzepte für Biogasanlagen entwickelt, um den Anlagenrückbau nach Ende der Gewährung der Einspeisevergütungen für Strom nach dem EEG zu vermeiden. Neue Geschäftsmodelle zur Wasserstoffproduktion könnten die Dekarbonisierung des Verkehrs bereits zeitnah unterstützen. Das Geschäftsmodell im Verkehrssektor entsteht über die THG-Quote. Die darin für fortschrittliche Biokraftstoffe vorgesehene Doppelanrechnung bei Überschreitung der Mindestquote sowie dem Antriebsfaktor für wasserstoffbetriebene Fahrzeuge begünstigt die Anwendung im Straßenverkehr. Zudem zeigen bisherige Studien kompetitive Gesteungskosten gegenüber dem aktuellen Tankstellenpreis von 12,85 EUR/kg brutto bzw. 10,80 EUR/kg netto [61]. Von einer weiteren Kostendegression ist im Rahmen der Industrialisierung auszugehen. Hieraus kann sich ein zukünftiges Geschäftsmodell für die dezentrale Wasserstoffaufbereitung von Biogas durch Reformierung und dessen regionale Nutzung ergeben. Weitere Abnahmekonzepte wären der Weitertransport mit Wasserstofftrailer oder eine Einspeisung in regionale H₂-Netze, wie sie beispielsweise in der Modellregion „H₂-GeNeSiS“ in der Region Stuttgart umgesetzt wird. Diese regionale Wasserstoff-Pipeline soll H₂-Erzeuger und H₂-Anwender verbinden, um den Einsatz von Wasserstoff in Quartieren, Industrieunternehmen und in der Mobilität möglichst zeitnah zu ermöglichen [110].

10 | Basierend auf einem wasserstoffbetriebenen Solobus (12 m) mit einem Verbrauch von 9,0 kg H₂ pro 100 km [107], einer täglichen Laufleistung von 340 km bei 270 Betriebstagen im Jahr.

11 | Basierend auf einem wasserstoffbetriebenen Lkw mit einem Verbrauch von 7,4 kg H₂ pro 100 km [108] und einer jährlichen Laufleistung von 140.000 km.



© Jan Gutzeit, DBFZ, 2013

6. Fazit

Wasserstoff aus biogenen Rest- und Abfallstoffen kann einen Beitrag zum Markthochlauf einer klimafreundlichen Wasserstoffwirtschaft leisten. So weist er ein deutliches Treibhausgas-minderungspotenzial gegenüber fossilbasiertem Wasserstoff auf, wobei je nach eingesetzter Technologie sogar negative Emissionen realisiert werden können. Deshalb wird Wasserstoff aus biogenen Rest- und Abfallstoffen auf der europäischen Ebene (im Sinne der RED II) sowie von zentralen Prüf- und Zertifizierungsorganisationen, wie TÜV SÜD und CertifHy, als erneuerbar bzw. grün anerkannt.

Aus technischer Sicht stehen mehrere vielversprechende Produktionstechnologien für Wasserstoff aus Biomasse zur Verfügung und erscheinen zumindest im aktuellen Marktumfeld auch kostenseitig interessant. Für eine kurzfristige Unterstützung des Markthochlaufs von Wasserstoff erscheint die Reformierung methanreicher Gase wie Biomethan oder Biogas besonders vielversprechend, da die Technologie kurz vor der Markteinführung steht. Mit durchschnittlichen Wasserstoffproduktionskosten von 4,8 und 7,5 EUR₂₀₂₀/kg_{H₂} für die Biogas-Reformierung bzw. perspektivisch die Vergasung lignocellulosehaltiger Biomasse wird die Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff aus Biomasse mittelfristig von der Realisierung von Kostensenkungspotenzialen bei der Elektrolyse und der erneuerbaren Stromproduktion abhängen.

Eine Einordnung der Potenziale für biogene Rest- und Abfallstoffe in Baden-Württemberg deutet auf hohe technische Potenziale hin, von denen allerdings bereits ein Großteil stofflich oder energetisch genutzt wird. **Mobilisierbare Potenziale finden sich in Baden-Württemberg insbesondere für Stroh und in geringerem Maße bei primären forstwirtschaftlichen Reststoffen sowie Bio- und Grünabfällen.** Durch eine Umwidmung in der Nutzung könnten prinzipiell

zusätzliche Mengen für die Wasserstoffherzeugung bereitgestellt werden, was allerdings einer genaueren Betrachtung und Abwägung bedarf. Generell weisen aktuelle Potenzialabschätzungen deutliche Schwankungen auf und sollten auch im Hinblick darauf interpretiert werden.

Basierend auf dem aktuell installierten Biogasanlagenbestand sowie dem derzeit genutzten Anteil biogener Rest- und Abfallstoffe im Substratmix könnten, bei entsprechender Nachrüstung, in Baden-Württemberg 0,5–0,6 TWh erneuerbarer Wasserstoff mittels Reformierung erzeugt werden. Perspektivisch könnten zudem bereits bei Nutzung von 10 % des mobilisierbaren Rohstoffpotenzials zwischen 230 GWh und 990 GWh Wasserstoff erzeugt und damit bis zu 6 % des für 2035 prognostizierten Bedarfs in Baden-Württemberg gedeckt werden. Aufgrund der hohen Schwankungen bei den Biomassepotenzialen sowie realisierbaren Ausbeuten ist eine Einschätzung der Erzeugungspotenziale für Wasserstoff aus Biomasse jedoch mit großen Unsicherheiten verbunden.

Die dezentrale Erzeugung von Wasserstoff aus Biomasse kann für Biogasanlagen, die Ausgangssubstrate gemäß RED II Annex IX A einsetzen, ein interessantes Anschlusskonzept nach Auslaufen des EEG-Vergütungszeitraums sein. **Insbesondere in regionalen Kontexten können hierdurch attraktive H₂-Bereitstellungswege erschlossen und neue regionale Abnahme- und Nutzungskonzepte realisiert werden.** Es empfiehlt sich deshalb eine tiefergehende Analyse im Rahmen einer Weiterentwicklung der baden-württembergischen Bioenergie-Strategie.



© Jan Gutzeit, DBFZ, 2013

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Wasserstoffbereitstellungsoptionen aus erneuerbaren und fossilen Ressourcen	9
Abbildung 2:	Farblich differenzierte Skala des technischen Entwicklungsstandes von Technologien (Technology Readiness Level, TRL)	10
Abbildung 3:	Schematische Darstellung der Wasserstoffbereitstellung via Reformierung von Biogas bzw. Biomethan (gestrichelte Linien stellen die Biomethanaufbereitung dar)	11
Abbildung 4:	Schematische Darstellung der Wasserstoffbereitstellung via Methanpyrolyse	13
Abbildung 5:	Schematische Darstellung der Wasserstoffbereitstellung via thermochemischer Vergasung	14
Abbildung 6:	Schematische Darstellung der Wasserstoffbereitstellung via hydrothormaler Vergasung	16
Abbildung 7:	Zusammenfassende Gegenüberstellung der Verfahrensoptionen zur Wasserstoffbereitstellung aus biogenen und fossilen Ressourcen	17
Tabelle 1:	Übersicht der minimalen und maximalen Werte für die in Studien ermittelten Produktionskosten von biobasierten Wasserstoffbereitstellungsoptionen	18
Abbildung 8:	Treibhausgasemissionen verschiedener Bereitstellungspfade für Wasserstoff in der Gegenüberstellung, basierend auf [62–66] und eigenen Berechnungen	20
Abbildung 9:	Bandbreite des aktuellen technischen (hellgrün dargestellt) und mobilisierbaren (dunkelgrün dargestellt) Potenzials für biogene Rest- und Abfallstoffe (RS) in Baden-Württemberg, basierend auf verschiedenen Datenquellen [10], [68–71], [73], [77], [81], [82]; für das technische Potenzial erfolgt eine Verortung der jeweiligen Datenquellen ...	25
Abbildung 10:	Überblick über Bandbreiten von Bereitstellungskosten und Preise ausgewählter Biomassen nach verschiedenen Datenquellen (Angaben auf das Jahr 2020 normiert)	27
Abbildung 11:	Biogas- und Biomethaneinspeiseanlagen in Baden-Württemberg; Daten nach [94]	29
Abbildung 12:	Sankey-Diagramm Status quo mit Beispielszenario für Baden-Württemberg	30
Abbildung 13:	Bandbreite des Erzeugungspotenzials von Wasserstoff aus Biomasse	31

Abkürzungsverzeichnis

AEL	Alkalische Elektrolyse
AER	Adsorption (adsorptionsunterstützte Wasserdampfreformierung)
BlmSchV	Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes
BVT	Beste verfügbare Technik
CCS	Carbon Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
CCU	Carbon Capture and Utilization (CO ₂ -Abscheidung und -Nutzung)
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DR	Dampfreformierung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
η_{en}	Energetischer Wirkungsgrad
EU	Europäische Union
EUR	Euro
GWh	Gigawattstunden
H	Heizwert
H ₂	Wasserstoff
H ₂ S	Schwefelwasserstoff
HT	Hochtemperatur-Wasserdampfelektrolyse
i.N.	in Norm
IEA	Internationale Energieagentur
kg	Kilogramm
kt	Kilotonne
Lkw	Lastkraftwagen
LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry (Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft)
\dot{m}	Massenstrom
MEC	Mikrobielle Elektrolysezellen
MJ	Megajoule
Mt	Megatonne
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
MWh _{el}	Megawattstunden elektrisch
MWh _{th}	Megawattstunden thermisch
NASA	National Aeronautics and Space Administration (Nationale Aeronautik- und Raumfahrtbehörde)
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
NV-Holz	Nicht verwertetes Holz
P _{ext}	Externe Prozessenergie
PEM	Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse
RED II	Renewable Energy Directive II (Erneuerbare Energien-Richtlinie II)
RS	Reststoffe
SMR	Steam Methane Reforming (Methan-Dampfreformierung)
SWR	Steam Water Reforming (Wasserdampfreformierung)
t	Tonne
THG	Treibhausgas
TM	Trockenmasse
TRL	Technology Readiness Level (technologischer Reifegrad)
v/v	Volumenbezug

Referenzen

[1]

SCHLEUPEN, MAXIMILIAN: Wasserstoff aus Biogas – Potentiale, Technik und Herausforderungen am Beispiel eines Pilotvorhabens. Vortrag im Rahmen der BioH₂Ref – Projektvorstellung.

[2]

FORSCHUNGSNETZWERK WASSERSTOFF: Expertenempfehlung Forschungsnetzwerk Wasserstoff, PROJEKTTRÄGER JÜLICH (PTJ) (Hrsg.).

[3]

EUROPÄISCHE UNION: Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, 2009.

[4]

EUROPÄISCHES PARLAMENT: DIRECTIVE (EU) 2018/2001 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL – of 11 December 2018 – on the promotion of the use of energy from renewable sources (2018), S. 128.

[5]

BUNDESREGIERUNG: Die Nationale Wasserstoffstrategie, 2020.

[6]

EUROPÄISCHE KOMMISSION: Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa, 2020.

[7]

BIEMANN, KIRSTEN: Naturschutz und fortschrittliche Biokraftstoffe – Teilbericht Zukünftige relevante fortschrittliche Biokraftstoffpfade, OEKO: Öko-Institut e. V. (2020).

[8]

CERTIFHY: The CertifHy™ Scheme. URL <https://www.certifhy.eu/go-labels/> – abgerufen am 01.07.2022. – CertifHy.

[9]

BARTH, FREDERIC: CertifHy— Developing a European guarantee of origin scheme for green hydrogen, HINICIO (Hrsg.).

[10]

SCHRÖDER, JÖRG; NAUMANN, KARIN (HRSG.): Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr, DBFZ Report Nr. 44. 1. Auflage. Leipzig.

[11]

IEA: The Future of Hydrogen, Report Prepared by the IEA for the G20, Japan. Seizing Today's Opportunities.

[12]

AICHER, T.; BLUM, L.; SPECHT, M.: „Wasserstoffgewinnung aus Erdgas-Anlagenentwicklung und Systemtechnik“. In: Wasserstoff und Brennstoffzellen-Energieforschung im Verbund (2004).

[13]

STOLTEN, DETLEF; EMONTS, BERND: Hydrogen Science and Engineering – Materials, Processes, Systems and Technology. Weinheim: Wiley-VCH.

- [14] EDWARDS, ROBERT; MAHIEU, VINCENT; GRIESEMANN, JEAN-CLAUDE; LARIVÉ, JEAN-FRANÇOIS; RICKEARD, DAVID J.: Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context (2011).
- [15] TIMMERBERG, SEBASTIAN; KALTSCHMITT, MARTIN; FINKBEINER, MATTHIAS: Hydrogen and hydrogen-derived fuels through methane decomposition of natural gas – GHG emissions and costs. In: Energy Conversion and Management: X Bd. 7 (2020).
- [16] MÜLLER-LANGER, F.; TZIMAS, E.; KALTSCHMITT, M.; PETEVES, S.: Techno-economic assessment of hydrogen production processes for the hydrogen economy for the short and medium term. In: International Journal of Hydrogen Energy, TMS06: Symposium on Materials in Clean Power Systems. Bd. 32 (2007), Nr. 16, S. 3.797–3.810.
- [17] BRÄNDLE, GREGOR; SCHÖNFISCH, MAX; SCHULTE, SIMON: Estimating long-term global supply costs for low-carbon hydrogen. In: Applied Energy Bd. 302 (2021).
- [18] DI MARCOBERARDINO, GIOELE; VITALI, DARIO; SPINELLI, FRANCESCO; BINOTTI, MARCO; MANZOLINI, GIAMPAOLO: Green Hydrogen Production from Raw Biogas: A Techno-Economic Investigation of Conventional Processes Using Pressure Swing Adsorption Unit. In: Processes Bd. 6 (2018), Nr. 3, S. 19.
- [19] FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E. V.: Leitfaden Biogas – Von der Gewinnung zur Nutzung, 2016.
- [20] YAO, JINGANG; KRAUSSLER, MICHAEL; BENEDIKT, FLORIAN; HOFBAUER, HERMANN: Techno-economic assessment of hydrogen production based on dual fluidized bed biomass steam gasification, biogas steam reforming, and alkaline water electrolysis processes. In: Energy Conversion and Management Bd. 145 (2017), S. 278–292.
- [21] MINUTILLO, MARIAGIOVANNA; PERNA, ALESSANDRA; SORCE, ALESSANDRO: Green hydrogen production plants via biogas steam and autothermal reforming processes: energy and exergy analyses. In: Applied Energy Bd. 277 (2020).
- [22] DI MARCOBERARDINO, GIOELE; FORESTI, STEFANO; BINOTTI, MARCO; MANZOLINI, GIAMPAOLO: Potentiality of a biogas membrane reformer for decentralized hydrogen production. In: Chemical Engineering and Processing – Process Intensification Bd. 129 (2018), S. 131–141.
- [23] ANGER, STEPHAN: Dezentrale Wasserstoffherzeugung aus Biogas durch Dampfreformierung, 2020.
- [24] WS REFORMER GMBH: Smart solutions for „on-site“ hydrogen. WS FLOX M50.

[25]

MARCHISIO, LUIGI: Advanced direct biogas fuel processor for robust and cost-effective decentralised hydrogen production - BioRobur. Development of compact reformers for distributed bio-hydrogen production (FCH-02-2-2016).

[26]

ABBAS, HAZZIM F.; WAN DAUD, W. M. A.: Hydrogen production by methane decomposition: A review. In: International Journal of Hydrogen Energy Bd. 35 (2010), Nr. 3, S. 1.160–1.190.

[27]

PAUKNER, C.; JUDA, K.; CLAYTON, A.; PENNINGTON, D.; JOAUG, J.; KOZIOL, K.: Large scale production of few layer graphene from novel plasma reactor system. URL <https://www.semanticscholar.org/paper/Large-scale-production-of-few-layer-graphene-from-Paukner-Juda/c80889ac-75c19d1371fca47a3f29944e66ea460c>. – abgerufen am 05.07.2022.

[28]

SÁNCHEZ-BASTARDO, NURIA; SCHLÖGL, ROBERT; RULAND, HOLGER: Methane Pyrolysis for Zero-Emission Hydrogen Production: A Potential Bridge Technology from Fossil Fuels to a Renewable and Sustainable Hydrogen Economy. In: Industrial & Engineering Chemistry Research Bd. 60 (2021), Nr. 32, S. 11.855–11.881.

[29]

AWADALLAH, AHMED E.; SOLYMAN, SANAA M.; ABOUL-ENEIN, ATEYYA A.; AHMED, HANAN A.; ABOUL-GHEIT, NOHA A. K.; HASSAN, SALAH A.: Effect of combining Al, Mg, Ce or La oxides to extracted rice husk nanosilica on the catalytic performance of NiO during CO_x-free hydrogen production via methane decomposition. In: International Journal of Hydrogen Energy Bd. 42 (2017), Nr. 15, S. 9.858–9.872.

[30]

PUDUKUDY, MANOJ; YAAKOB, ZAHIRA: Methane decomposition over Ni, Co and Fe based monometallic catalysts supported on sol gel derived SiO₂ microflakes. In: Chemical Engineering Journal Bd. 262 (2015), S. 1.009–1.021.

[31]

PUDUKUDY, MANOJ; YAAKOB, ZAHIRA; TAKRIFF, MOHD SOBRI: Methane decomposition into CO_x free hydrogen and multiwalled carbon nanotubes over ceria, zirconia and lanthana supported nickel catalysts prepared via a facile solid state citrate fusion method. In: Energy Conversion and Management Bd. 126, Elsevier (2016), S. 302–315.

[32]

WANG, HAIFENG; ZHAO, YAPU; DANG, BEILEI; HAN, PENGFEI; SHI, XIN: Network centrality and innovation performance: the role of formal and informal institutions in emerging economies. In: Journal of Business & Industrial Marketing Bd. 34 (2019), Nr. 6, S. 1.388–1.400.

[33]

PUDUKUDY, MANOJ; YAAKOB, ZAHIRA; JIA, QINGMING; TAKRIFF, MOHD SOBRI: Catalytic decomposition of methane over rare earth metal (Ce and La) oxides supported iron catalysts. In: Applied Surface Science Bd. 467, Elsevier (2019), S. 236–248.

[34]

STEINBERG, M: Fossil fuel decarbonization technology for mitigating global warming. In: International Journal of Hydrogen Energy Bd. 24 (1999), Nr. 8.

[35]

SCHNEIDER, STEFAN; BAJOHR, SIEGFRIED; GRAF, FRANK; KOLB, THOMAS: Verfahrensübersicht zur Erzeugung von Wasserstoff durch Erdgas-Pyrolyse. In: Chemie Ingenieur Technik Bd. 92 (2020), Nr. 8, S. 1.023–1.032.

[36]

PALMER, HOWARD B.; LAHAYE, JACQUES; HOU, KE CHIANG: Kinetics and mechanism of the thermal decomposition of methane in a flow system. In: The Journal of Physical Chemistry Bd. 72, ACS Publications (1968), Nr. 1, S. 348–353.

[37]

MACHHAMMER, OTTO; BODE, ANDREAS; HORMUTH, WOLFGANG: Ökonomisch/ökologische Betrachtung zur Herstellung von Wasserstoff in Großanlagen. In: Chemie Ingenieur Technik Bd. 87 (2015), Nr. 4, S. 409–418.

- [38]
PARKINSON, BRETT; MATTHEWS, JOSHUA W.; MCCONNAUGHY, THOMAS B.; UPHAM, D. CHESTER; MCFARLAND, ERIC W.: Techno-Economic Analysis of Methane Pyrolysis in Molten Metals: Decarbonizing Natural Gas. In: Chemical Engineering & Technology Bd. 40 (2017), Nr. 6, S. 1.022–1.030.
- [39]
GRAFORCE: METHAN-PLASMALYSE Herstellung von Wasserstoff und Carbon-Black.
- [40]
HAZERGROUP: Quarterly Activities & Cashflow Report – Appendix 4C.
- [41]
BASF: Sauberer Wasserstoff: Methanpyrolyse.
URL <https://www.basf.com/global/de/who-we-are/sustainability/we-produce-safely-and-efficiently/energy-and-climate-protection/carbon-management/innovations-for-a-climate-friendly-chemical-production.html>. – abgerufen am 2022-07-10. – Neue Technologien – Innovations for a Climate-friendly Chemical Production.
- [42]
KALTSCHMITT, MARTIN; HARTMANN, HANS; HOFBAUER, HERMANN: Energie aus Biomasse, 2016.
- [43]
BINDER, MATTHIAS; KRAUSSLER, MICHAEL; KUBA, MATTHIAS; LUISSE, MARKUS: Hydrogen from biomass gasification (2018), S. 85.
- [44]
KLEMM, MARCO: Biomass Gasification for Rural Electrification, Small Scale, 2012.
- [45]
POBOŠ, N.; ZIEBA, M.; SCHEFFKNECHT, G.: FuE-Plattform „BtG“ Energetische Nutzung biogener Reststoffe mit AER-Technologie zur Poly-Generation von Strom, Wasserstoff, Erdgassubstitut und Wärme, 2013.
- [46]
KLEMM, M.: Small scale biomass gasification for rural electrification. In: Energy from Organic Materials (Biomass). Encyclopedia of Sustainability Science and Technology Series. Springer, New York, NY (2019).
- [47]
ZECH, KONSTANTIN; GRASEMANN, ELIAS; OEHMICHEN, KATJA; KIENDL, ISABEL; SCHMERSAHL, RALF; RÖNSCH, STEFAN; SEIFFERT, MICHAEL; MÜLLER-LANGER, FRANZISKA: DBFZ Report Nr. 19: Hy-NOW – Evaluierung der Verfahren und Technologien für die Bereitstellung von Wasserstoff auf Basis von Biomasse (2014), S. 198.
- [48]
MÜLLER, STEFAN; STIDL, MARTIN; PRÖLL, TOBIAS; RAUCH, REINHARD; HOFBAUER, HERMANN: Hydrogen from biomass: large-scale hydrogen production based on a dual fluidized bed steam gasification system. In: Biomass Conversion and Biorefinery Bd. 1 (2011), Nr. 1, S. 55–61.
- [49]
EBERHARD, MARK; SANTO, ULRIKE; BÖNING, DAVID; SCHMID, HANNAH; MICHELFELDER, BERND; ZIMMERLIN, BERND; GÜNTHER, ARMIN; WEIGAND, PETER; U. A.: Der bioliq®-Flugstromvergaser: Ein Baustein der Energiewende. The bioliq® Entrained-Flow Gasifier: a Module for the German Energiewende. In: Chemie Ingenieur Technik Bd. 90 (2018), Nr. 1–2, S. 85.
- [50]
BTX ENERGY GMBH: AutAllo – der saubere Holzvergaser.
URL <https://btx-energy.de/technologien/autallo/>. – abgerufen am 15.07.2022.
- [51]
BOUKIS, NIKOLAOS; STOLL, I. KATHARINA: Gasification of biomass in supercritical water, challenges for the process design – lessons learned from the operation experience of the first dedicated pilot plant. In: Processes Bd. 9 (2021), Nr. 3, S. 1.
- [52]
FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE: Band 33: Fachgespräch Hydrothermale Carbonisierung (HTC).
URL <https://mediathek.fnr.de/band-33-fachgesprach-hydrothermale-carbonisierung-htc.html>. – abgerufen am 05.07.2022.

[53]

REEVE, JENNIFER SARAH: Modelling advanced reforming of bio-compounds for hydrogen production, University of Leeds, 2020.

[54]

VALENTE, ANTONIO; IRIBARREN, DIEGO; GÁLVEZ-MARTOS, JOSÉ-LUIS; DUFOUR, JAVIER: Robust eco-efficiency assessment of hydrogen from biomass gasification as an alternative to conventional hydrogen: A life-cycle study with and without external costs. In: Science of The Total Environment Bd. 650 (2019), S. 1.465–1.475.

[55]

WULF, CHRISTINA; KALTSCHMITT, MARTIN: Hydrogen Supply Chains for Mobility – Environmental and Economic Assessment. In: Sustainability Bd. 10 (2018), Nr. 6, S. 1.699.

[56]

YAN, YONGLIANG; MANOVIC, VASILJE; ANTHONY, EDWARD J.; CLOUGH, PETER T.: Techno-economic analysis of low-carbon hydrogen production by sorption enhanced steam methane reforming (SE-SMR) processes. In: Energy Conversion and Management Bd. 226 (2020).

[57]

ZECH, KONSTANTIN; OEHMICHEN, KATJA; GRASEMANN, ELIAS; MICHAELIS, JULIA; FUNKE, SIMON; SEIFFERT, MICHAEL: Technical, economic and environmental assessment of technologies for the production of biohydrogen and its distribution: Results of the Hy-NOW study. In: International Journal of Hydrogen Energy Bd. 40 (2015), Nr. 15, S. 5.487–5.495.

[58]

PENG, KANG; MORROW, GARY; XIAOLEI, ZHANG; TIPENG, WANG; TAN, ZHONGFU; AGARWAL, JAYANT: Systematic comparison of hydrogen production from fossil fuels and biomass resources. In: International Journal of Agricultural and Biological Engineering Bd. 10 (2017), Nr. 6, S. 192–200.

[59]

RAJABIHAMEDANI, SARA: Life cycle assessment of energy generation from agricultural biomass via innovative energy conversion systems. URL <https://iris.uniroma1.it/handle/11573/1128492?mode=full.1074>. – abgerufen am 05.07.2022.

[60]

E-BRIDGE CONSULTING GMBH: E-Bridge: Kompetenz in Energie. URL <https://www.e-bridge.de/#hydexmodal>. – abgerufen am 01.07.2022.

[61]

H2 MOBILITY: Wasserstoff tanken in Deutschland & Europa. URL <https://h2.live/tankstellen/>. – abgerufen am 2022-07-01. – H2.LIVE.

[62]

DIETRICH, SEBASTIAN; OEHMICHEN, KATJA; ZECH, KONSTANTIN; MÜLLER-LANGER, FRANZISKA; MAJER, STEFAN; KALCHER, JASMIN; NAUMANN, KARIN; WIRKNER, RONNY; U. A.: Machbarkeitsanalyse für eine PTG-HEFA-Hybridraffinerie in Deutschland (2017), S. 221.

[63]

E4TECH: H₂ Emission Potential Literature Review (2019), S. 40.

[64]

HAJJAJI, NOUREDDINE; MARTINEZ, SYLVAIN; TRABLY, ERIC; STEYER, JEAN-PHILIPPE; HELIAS, ARNAUD: Life cycle assessment of hydrogen production from biogas reforming. In: International Journal of Hydrogen Energy Bd. 41 (2016), Nr. 14, S. 6.064–6.075.

[65]

EUROPÄISCHE KOMMISSION: Standard values for emission factors. URL https://energy.ec.europa.eu/document/download/a7edd7a1-e840-4b47-8749-f6834b76cbee_en

[66]

BUNDESGESETZBLATT: Siebenunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote – 37. BImSchV). In: Bundesgesetzblatt Teil I (2017), Nr. 28, S. 1.195.

[67]

DERWENT, RICHARD G.: Hydrogen for heating: Atmospheric impacts. URL https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/760538/Hydrogen_atmospheric_impact_report.pdf

[68]

WIETSCHTEL, LARS; THORENZ, ANDREA; TUMA, AXEL:
Rohstoffdatenbank Landwirtschaftlicher Reststoffe für
Bayern und Baden-Württemberg [Data set].

[69]

S2BIOM: Cost-supply database Germany.
URL https://s2biom.wenr.wur.nl/doc/data/data_DE.xlsx

[70]

BRELLOCHS, JOCHEN; SPECHT, MICHAEL; OECHSNER,
HANS; SCHÜLE, RAFAEL; ELTROP, LUDGER; HÄRDTLEIN,
MARLIES; HENISLER, MARTIN: Konzeption für die (Neu-)
Ausrichtung der energetischen Verwertung von Biomasse
und der Bioenergie-Forschung in Baden-Württemberg Bd.
20 (2013).

[71]

DBFZ: DBFZ Ressourcendatenbank.
URL webapp.dbfz.de. – abgerufen am 29.04.2022.

[72]

KAPPLER, GUNNAR OLIVER: Systemanalytische
Untersuchung zum Aufkommen und zur Bereitstellung von
energetisch nutzbarem Reststroh und Waldrestholz in
Baden-Württemberg: eine auf das Karlsruher bioliq-Konzept
ausgerichtete Standortanalyse, Forschungszentrum
Karlsruhe, PhD Thesis, 2008.

[73]

BUNZEL, KATJA; THRÄN, DANIELA; SEYFERT, ULRIKE;
ZELLER, VANESSA; BUCHHORN, MARCEL: Forstwirt-
schaftliche Biomassepotenziale und Reststoffpotenziale in
Deutschland. In: Informationen zur Raumentwicklung (2011),
Nr. 5/6, S. 297–308.

[74]

AEE: Potenzialatlas Bioenergie in den Bundesländern.
Teilkapitel Baden-Württemberg.

[75]

MANTAU, U.: Umsatzentwicklung energetischer
Holzverwendung in Deutschland 2000 bis 2012: Abschluss-
bericht. In: Im Auftrag des Zentrum für Sonnenenergie- und
Wasserstoff-Forschung Bd. 7 (2013).

[76]

LUBW: Verwertung und Behandlung von Abfällen – Altholz.
URL <https://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/abfall-und-kreislaufwirtschaft/altholz>. – abgerufen am 01.06.2022.

[77]

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND
ENERGIEWIRTSCHAFT: Abfallbilanz 2020. Ressourcen aus
unserer kommunalen Kreislaufwirtschaft.

[78]

DORNBUSCH, HEINZ-JOSEF; HANNES, LARA; SANTJER,
MANFRED; BÖHM, CARSTEN; WÜST, SUSANNE;
ZWISELE, BETRAM; KERN, M.; SIEPENKOTHEN, H. J.;
U. A.: Vergleichende Analyse von Siedlungsrestabfällen aus
repräsentativen Regionen in Deutschland zur Bestimmung
des Anteils an Problemstoffen und verwertbaren Materialien.
In: Hg. v. Umweltbundesamt. INFA GmbH, ARGUS GmbH,
Witzenhausen-Institut GmbH, Ingenieur-Büro Manfred
Kanthak. Dessau-Roßlau (Texte, 113/2020) (2020).

[79]

FEHRENBACH, HORST; GIEGRICH, JÜRGEN; KÖPPEN,
SUSANNE; WERN, BERNHARD; PERTAGNOL, JOACHIM;
BAUR, FRANK; HÜNECKE, KATJA; DEHOUST, GÜNTER;
U. A.: BioRest-Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener
Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme-
und Verkehrssektor): Abschlussbericht: Umweltbundesamt,
2019.

[80]

GAIDA, B.; SCHÜTTMANN, INA; MAHRO, B.; ZORN, H.:
Bestandsaufnahme zum biogenen Reststoffpotenzial der
deutschen Lebensmittel- und Biotechnik-Industrie. In:
Chemie Ingenieur Technik Bd. 84 (2012), Nr. 8, S. 1191.

[81]

STATISTISCHES LANDESAMT
BADEN-WÜRTTEMBERG: Südwestlandwirtschaft:
2020 weniger Wirtschaftsdünger ausgebracht.
Zwischenfruchtanbau auf einem Viertel des Ackerlands.
Pressemitteilung 294/2021. URL <https://www.statistik-bw.de/Presse/Pressemitteilungen/2021294>.

[82]

LANDTAG VON BADEN-WÜRTTEMBERG: Biogasanlagen, Wasserkraftwerke und das Insektensterben. Kleine Anfrage des Abg. Fabian Gramling, CDU, und Antwort des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft.

[83]

KRWG: Gesetz zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und Sicherung der umweltverträglichen Beseitigung von Abfällen (Kreislaufwirtschaftsgesetz – KrWG), 2012.

[84]

BROSOWSKI, ANDRÉ; ADLER, PHILIPP; ERDMANN, GEORGIA; STINNER, WALTER; THRÄN, DANIELA; MANTAU, UDO; BLANKE, CHRISTIAN; MAHRO, BERND; U. A.: Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen – Status quo in Deutschland. In: Schriftenreihe Wachsende Rohstoffe Bd. 36 (2015), S. 56.

[85]

BUNDESREGIERUNG: Bioenergie. URL <https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/bioenergie-317792>. – abgerufen am 06.07.2022 – Webseite der Bundesregierung.

[86]

BUNDESREGIERUNG: Gesetzentwurf der Bundesregierung – Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor.

[87]

BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan.

[88]

FUTURECAMP CLIMATE GMBH; DECHEMA GESELLSCHAFT FÜR CHEMISCHE TECHNIK UND BIOTECHNOLOGIE E. V.: Roadmap Chemie 2050 – Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland.

[89]

EUROPÄISCHE KOMMISSION: Sustainable Carbon Cycles – Communication from the commission to the european parliament and the council.

[90]

PURKUS, ALEXANDRA; LÜDTKE, JAN; JOCHEM, DOMINIK: Entwicklung der Rahmenbedingungen für das Bauen mit Holz in Deutschland: Eine Innovationssystemanalyse im Kontext der Evaluation der Charta für Holz 2.0. DE: Johann Heinrich von Thünen-Institut, 2020.

[91]

KOALITIONSVERTRAG 2021–2025 – MEHR FORTSCHRITT WAGEN BÜNDNIS FÜR FREIHEIT, GERECHTIGKEIT UND NACHHALTIGKEIT, SOZIALDEMOKRATISCHE PARTEI DEUTSCHLANDS (SPD); BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN; FREIE DEMOKRATISCHE PARTEI (FDP) (Hrsg.).

[92]

BIOPRO BADEN-WÜRTTEMBERG GMBH: BIOPRO Magazin – Gesundheitsindustrie und Bioökonomie in Baden-Württemberg Ausgabe 1/2022.

[93]

BÖTTCHER, HANNES; HENNENBERG, KLAUS; WINGER, CHRISTIAN: Waldvision Deutschland (2018), S. 80.

[94]

REISE, JUDITH; HENNENBERG, KLAUS; BÖTTCHER, HANNES; BENNDORF, ANKE: Natürliche Senken – Die Potenziale natürlicher Ökosysteme zur Vermeidung von THG-Emissionen und Speicherung von Kohlenstoff. Modellierung des LULUCF-Sektors sowie Analyse natürlicher Senken. Kurzgutachten zur dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität.

[95]

THÜNEN-INSTITUT FÜR INTERNATIONALE WALDWIRTSCHAFT UND FORSTÖKONOMIE: Abschätzung möglicher Verlagerungseffekte durch Umsetzung der EU-KOM-Vorschläge zur EU-Biodiversitätsstrategie auf Forstwirtschaft und Wälder in Drittstaaten (2020), S. 85.

[96]

THRÄN, DANIELA; LAUER, MARKUS; DOTZAUER, MARTIN; KALCHER, JASMIN; OEHMICHEN, KATJA; MAJER, STEFAN; MILLINGER, MARKUS; JORDAN, MATTHIAS: Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials (TATBIO). In: Techno-Economic Analysis and Transformation Pathways of Biomass Energy Potential (TATBIO): Endbericht/Final Report (2019).

[97]

STROHPREIS.DE: Aktuelle Strohpreise. Strohpreise nach Bundesländern. URL <https://www.strohpreis.de/>. – abgerufen am 01.07.2022.

[98]

KÜHNER, SIMON: Biomass based energy intermediates boosting biofuel production (Bioboost). WP1 Deliverable Feedstock costs.

[99]

RUIZ, PABLO; SGOBBI, ALESSANDRA; NIJS, WOUTER; THIEL, CHRISTIAN; DALLA LONGA, FRANCESCO; KOBER, TOM; ELBERSEN, BERIEN; HENGEVELD, GEERTEN: The JRC-EU-TIMES model. Bioenergy potentials for EU and neighbouring countries. In: JRC Science for Policy Report, European Commission (2015).

[100]

LEIBLE, LUDWIG; KÄLBER, STEFAN; KAPPLER, GUNNAR: Entwicklungen von Szenarien über die Bereitstellung von land- und forstwirtschaftlicher Biomasse in zwei baden-württembergischen Regionen zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen – Mengenszenarien zur Biomassebereitstellung, Abschlussbericht. In: Forschungszentrum Karlsruhe <http://www.itas.fzk.de/deu/lit/2005/leua05a.pdf> (2005).

[101]

DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR (DENA): Einspeiseatlas. URL <https://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/> – abgerufen am 01.07.2022. – biogaspartner.

[102]

FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E. V.: Gasausbeuten verschiedener Substrate (FM). URL <https://mediathek.fnr.de/gasausbeuten-verschiedener-substrate-fm.html>. – abgerufen am 01.07.2022.

[103]

MESSNER, JÖRG: Aktueller Stand der Biogasnutzung in Baden-Württemberg. URL <https://lazbw.landwirtschaft-bw.de/pb/Lde/Startseite/Themen/Biogas>

[104]

LANDESANSTALT FÜR UMWELT BADEN-WÜRTTEMBERG: Bestehende Biomethaneinspeiseanlagen – Energieatlas. URL <https://www.energieatlas-bw.de/biomasse/bestehende-biogasanlagen>. – abgerufen am 01.07.2022.

[105]

PROGNOS; SPHERA: Analyse der aktuellen Situation des H₂-Bedarfs und -Erzeugungspotenzials in Baden-Württemberg, E-MOBIL BW (Hrsg.).

[106]

FENDT: Modellprojekt H₂Agrar mit DLG Agrifuture Concept Award 2022 ausgezeichnet. URL <https://www.fendt.com/de/modellprojekt-h2agr-ar-erhaelt-dlg-agrifuture-concept-award>. – abgerufen am 01.07.2022.

[107]

NOW GMBH: Leitfaden für Busse mit alternativen Antrieben, 2021.

[108]

AVL; ZSW: Systemvergleich zwischen Wasserstoffverbrennungsmotor und Brennstoffzelle im schweren Nutzfahrzeug, E-MOBIL BW (Hrsg.).

[109]

BTX ENERGY GMBH: BioH₂Ref – Dezentrale Wasserstoffaufbereitung von Biogas durch Dampfreformierung – Ein BMWi-gefördertes Verbundvorhaben. URL <https://btx-energy.de/projekte/bioh2ref/>. – abgerufen am 07.07.2022. – BtX energy GmbH.

[110]

STAATSMINISTERIUM BADEN-WÜRTTEMBERG: Zwei Modellregionen für grünen Wasserstoff. URL <https://stm.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/zwei-modellregionen-fuer-gruenen-wasserstoff/>. – abgerufen am 01.07.2022.

Impressum

Herausgeber

Plattform H2BW c/o

e-mobil BW GmbH – Landesagentur für neue Mobilitätslösungen und Automotive Baden-Württemberg

Autor:innen

Patrick Wolf, Marcel Klingler, Maike Schmidt

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

Stephanie Hauschild, Dr. Franziska Müller-Langer, Niels Dögnitz, Dr. Kathleen Meisel, Karl Friedrich Cyffka
DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Redaktion und Koordination des Themenpapiers

e-mobil BW GmbH

Alina Richter, Dr. Wolfgang Fischer, Lena Geiger

Layout/Satz/Illustration

markentrieb

Die Kraft für Marketing und Vertrieb

Fotos

Umschlag: © Jan Gutzeit, DBFZ, 2013

Die Quellennachweise aller weiteren Bilder befinden sich auf der jeweiligen Seite.

Auslieferung und Vertrieb

e-mobil BW GmbH, Leuschnerstraße 45, 70176 Stuttgart

Telefon +49 711 892385-0, Fax +49 711 892385-49, info@e-mobilbw.de, www.e-mobilbw.de



August 2022

© Copyright liegt bei den Herausgebern

Alle Rechte vorbehalten. Dieses Werk ist einschließlich seiner Teile urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die über die engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes hinausgeht, ist ohne schriftliche Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen sowie die Speicherung in elektronischen Systemen. Für die Richtigkeit der Herstellerangaben wird keine Gewähr übernommen.



www.plattform-h2bw.de

Plattform H2BW

c/o e-mobil BW GmbH

Landesagentur für neue Mobilitätslösungen und
Automotive Baden-Württemberg

Leuschnerstraße 45 | 70176 Stuttgart

Telefon +49 711 892385-0 | Fax +49 711 892385-49

h2bw@e-mobilbw.de | www.plattform-h2bw.de

