

## **Hy-NOW**

# **Evaluierung der Verfahren und Technologien für die Bereitstellung von Wasserstoff auf Basis von Biomasse**

### **Zusammenfassung**

Konstantin Zech  
Elias Grasemann  
Katja Oehmichen  
Stefan Rönsch  
Werner Weindorf  
Simon Funke  
Julia Michaelis  
Martin Wietschel  
Michael Seiffert  
Franziska Müller-Langer

Gefördert durch

Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und  
Brennstoffzellentechnologie



Beauftragt durch

Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung  
Invalidenstraße 44  
10115 Berlin

In Abstimmung mit

Nationale Organisation Wasserstoff- und  
Brennstoffzellentechnologie  
Fasanenstraße 5  
10623 Berlin

**Dr. Oliver Ehret**

Tel.: +49-30-311-6116-17  
E-Mail: [oliver.ehret@now-gmbh.de](mailto:oliver.ehret@now-gmbh.de)

Ansprechpartner

Deutsches Biomasseforschungszentrum  
gemeinnützige GmbH  
Torgauer Straße 116  
04347 Leipzig

Tel.: +49-341-2434-112  
Fax: +49-341-2434-133  
E-Mail: [info@dbfz.de](mailto:info@dbfz.de)  
Internet: [www.dbfz.de](http://www.dbfz.de)

**Dipl.-Wi.-Ing. Konstantin Zech**

Tel.: +49-341-2434-478  
E-Mail: [konstantin.zech@dbfz.de](mailto:konstantin.zech@dbfz.de)

**Dr.-Ing. Michael Seiffert**

Tel.: +49-341-2434-445  
E-Mail: [michael.seiffert@dbfz.de](mailto:michael.seiffert@dbfz.de)

In Zusammenarbeit mit



**Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH**

Daimlerstraße 15  
85521 Ottobrunn

**Dipl.-Ing.(FH) Werner Weindorf**

Tel.: +49-89-608110-34  
E-Mail: werner.weindorf@lbst.de

und



**Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung**

Breslauer Straße 48  
76139 Karlsruhe

**Prof. Dr. rer. pol. Martin Wietschel**

Tel.: +49 721 6809-254  
E-Mail: martin.wietschel@isi.fraunhofer.de

**Dipl.-Wi.-Ing. Simon Funke**

Tel.: +49 721 6809-415  
E-Mail: simon.funke@isi.fraunhofer.de

**Dipl.-Kffr. Julia Michaelis**

Tel.: +49 721 6809-463  
E-Mail: julia.michaelis@isi.fraunhofer.de

**Leipzig, Juni 2013 (Datenstand Dezember 2011)**

Aufsichtsrat:

Bernt Farcke, BMELV, Vors.  
Berthold Goeke, BMU  
Anita Domschke, SMUL  
Dirk Inger, BMVBS  
Karl Wollin, BMBF

Geschäftsleitung:

Prof. Dr.-mont. Michael Nelles (wiss.)  
Daniel Mayer (admin.)

Sitz und Gerichtsstand: Leipzig

Amtsgericht Leipzig HRB 23991  
Steuernummer: 232/124/01072  
Ust.-IdNr. DE 259357620  
Deutsche Kreditbank AG  
Kto.-Nr.: 1001210689  
BLZ: 120 300 00

## Inhalt

<b>Inhalt.....</b>	<b>IV</b>
1      Hintergrund, Zielstellung und Vorgehensweise.....	1
2      Pre-Screening der Bereitstellungsoptionen für Biowasserstoff .....	3
3      Rohstoffverfügbarkeit .....	5
4      Konzepte zur Wasserstofferzeugung .....	7
5      Konzepte zur Wasserstoffdistribution.....	8
6      Technische Bewertung.....	9
7      Ökonomische Bewertung .....	11
8      Ökologische Bewertung.....	14
9      Gesamtbewertung.....	16
10     Schlussfolgerungen.....	18

## 1 Hintergrund, Zielstellung und Vorgehensweise

Die Erreichung umweltpolitischer Zielsetzungen erfordert global und in Deutschland die breite Markteinführung nachhaltiger Antriebskonzepte und Kraftstoffe auf Basis erneuerbarer Energien. Der Einsatz wasserstoffbetriebener Brennstoffzellenfahrzeuge gilt als eine besonders vielversprechende Option, insbesondere wenn der Kraftstoff auf Grundlage von Biomasse und anderer regenerativer Energien hergestellt wird. Allerdings unterscheiden sich die zahlreichen relevanten Verfahren und Technologien biomassebasierter Wasserstoffbereitstellung, z. B. in Bezug auf den Stand der Technik sowie Forschungs- und Entwicklungsbedarf, beträchtlich. Dies bringt erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der Bewertung der verschiedenen Optionen mit sich. Umfassende technologische, ökologische und ökonomische Faktoren berücksichtigende Gesamtbewertungen lagen bislang nicht vor.

Ziel der hier zusammenfassend dargestellten Studie war es daher, besonders vielversprechende Bereitstellungspfade für Wasserstoff auf Basis von Biomasse zu identifizieren und anhand aller oben genannten Faktoren zu analysieren und zu bewerten. Wesentlich war die Konzentration auf Optionen, welche kurz- bis mittelfristig in Demonstrationsanlagen in Deutschland realisiert werden und einen Beitrag zur nachhaltigen Kraftstoffbereitstellung für Brennstoffzellenfahrzeuge leisten können. Die Studienergebnisse dienen zum einen als Informationsbasis für die Beurteilung einschlägiger Forschungs- und Demonstrationsvorhaben; bilden dabei aber nur einen Teil der relevanten Entscheidungsgrundlagen. Zum anderen dienen die Studienergebnisse der Information der Fachöffentlichkeit.

Das Vorhaben umfasste zwei Teilprojekte, deren generelles Vorgehen in Abb. 1 dargestellt ist. Zunächst wurde im ersten Teilprojekt ein Pre-Screening durchgeführt, bei dem mögliche Bereitstellungs Routen für Wasserstoff auf Basis von Biomasse analysiert und hinsichtlich ihrer Eignung im Sinne des o.g. Studienziels untersucht wurden. Hierbei wurden aussichtsreiche Verfahren anhand technischer Kriterien identifiziert und anschließend weiterführend untersucht. Darauf aufbauend wurden diese einer vergleichenden Bewertung unterzogen, welche technische Reife, Komplexität und den Adoptionsbedarf für eine Umrüstung zur Wasserstofferzeugung beurteilt. Ebenfalls wurde die Möglichkeit der Integration einer Wasserstoffproduktion in bestehende Bioenergieanlagen analysiert und entsprechende Chancen und Risiken sowie gegebenenfalls weiterer Forschungsbedarf identifiziert. Die Zwischenergebnisse und das Vorgehen für den weiteren Projektverlauf wurden in einem Expertenworkshop mit Vertretern aus Forschung, Wirtschaft und Politik diskutiert; die Ergebnisse des Expertenworkshops gingen anschließend in die weiteren Untersuchungen ein.

Im zweiten Teilprojekt erfolgte darauf aufbauend die Definition der Anlagenkonzepte für die drei aussichtsreichsten Konversionsverfahren, die dann mit Hilfe einer Flowsheet-Simulation detailliert untersucht und anhand technischer, ökonomischer und ökologischer Kriterien bewertet wurden. Neben den Anlagenkonzepten zur Erzeugung des Biowasserstoffs wurden zum einen die Verfügbarkeit der nötigen Rohstoffe und zum anderen die Distribution des erzeugten Wasserstoffs diskutiert. Aus den Ergebnissen wurden abschließend allgemein gehaltene Handlungsempfehlungen für eine Umsetzung der Biowasserstoffproduktion in Demonstrationsanlagen abgeleitet.

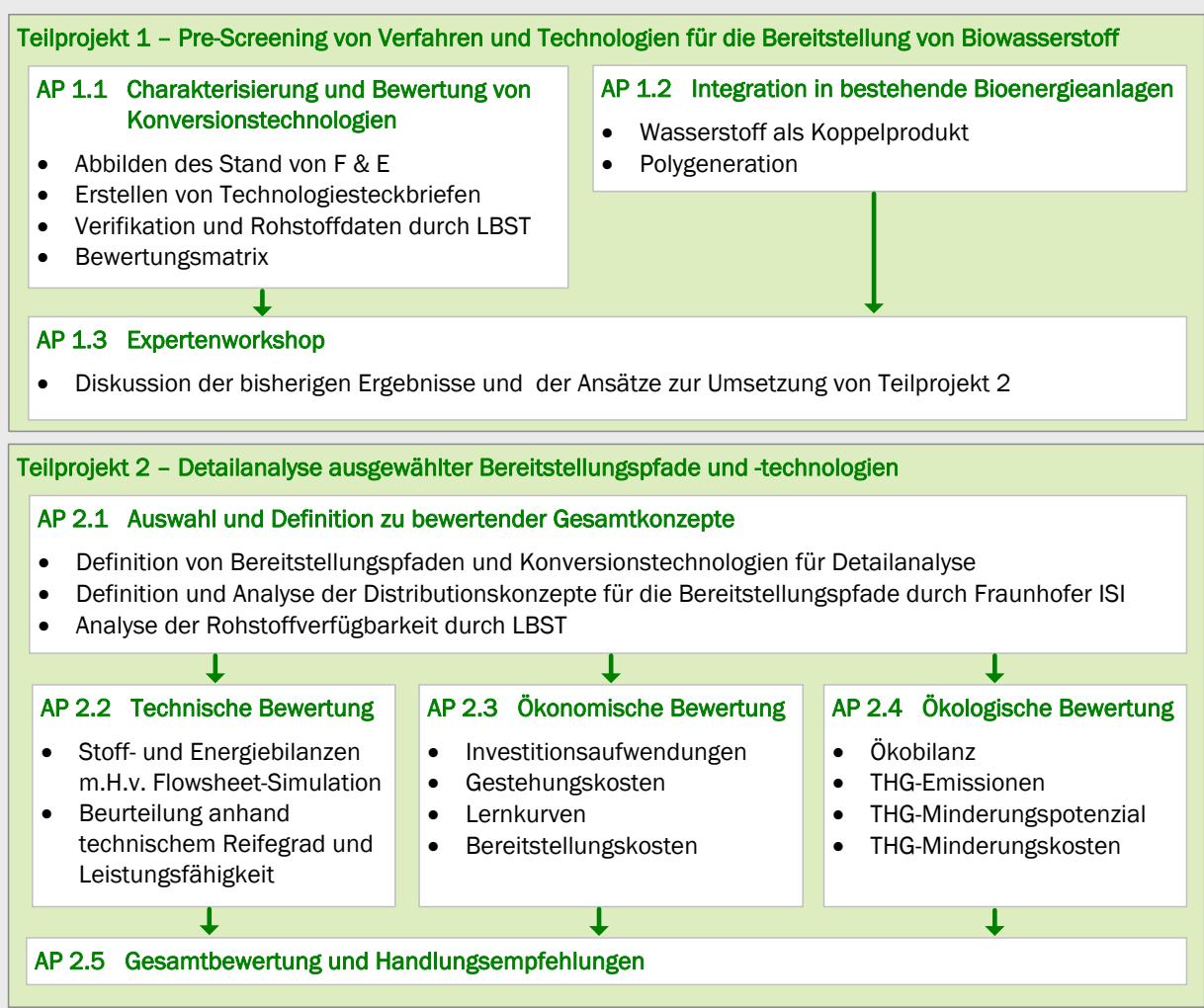


Abb. 1 Struktogramm der Vorgehensweise

## 2 Pre-Screening der Bereitstellungsoptionen für Biowasserstoff

Wasserstoff auf Basis von Biomasse kann über vielfältige Konversionsrouten verfügbar gemacht werden. Es kommen grundsätzlich die in Abb. 2 dargestellten Bereitstellungspfade in Frage.

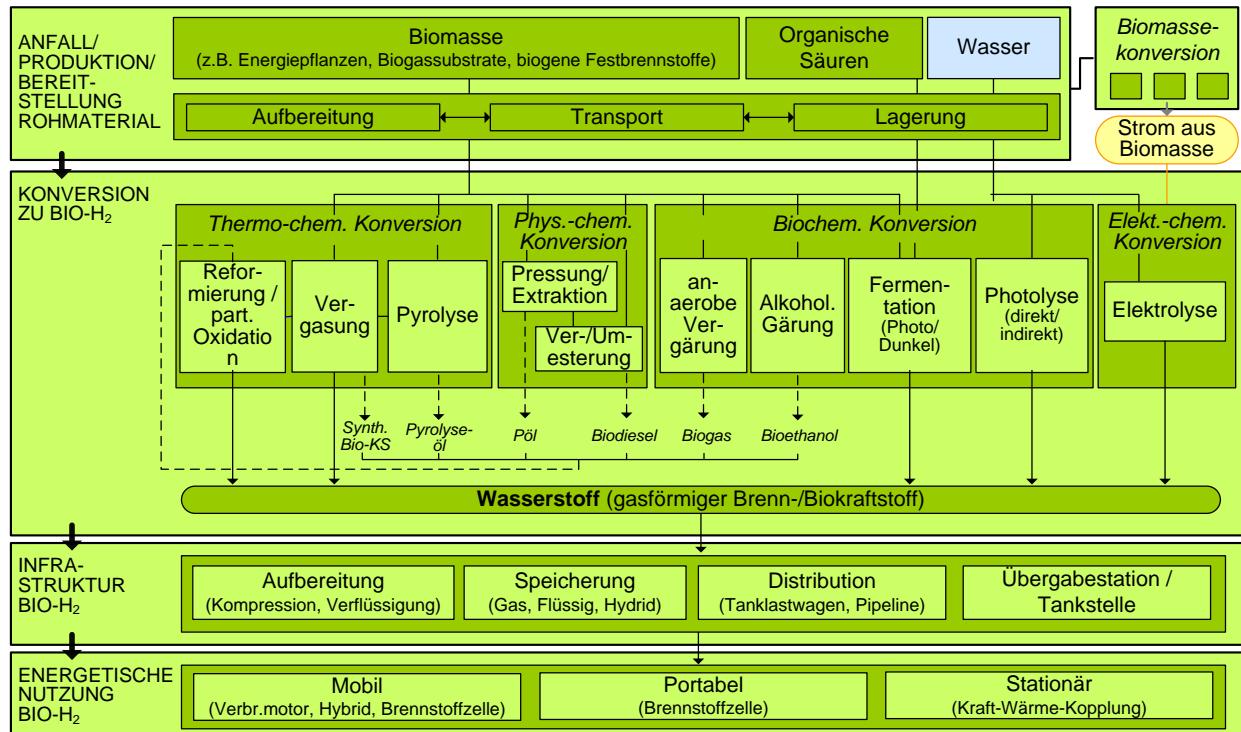


Abb. 2 Übersicht der möglichen Bereitstellungsoptionen für Biowasserstoff; Quelle: [1]

Bei thermo-chemischen Prozessen steht die Konversion eines Feststoffes, einer Flüssigkeit oder eines Gases in einer definierten Reaktionsumgebung aus Temperatur, Druck und gegebenenfalls weiteren Reaktanden im Mittelpunkt. Thermo-chemische Bereitstellungspfade für Biowasserstoff beruhen maßgeblich auf der Vergasung von flüssigen oder festen biogenen Brennstoffen mit anschließender Produktgaskonditionierung. Eine weitere thermo-chemische Bereitstellungsoption ist die Reformierung, respektive partielle Oxidation, von physikalisch-chemisch oder biochemisch erzeugten biogenen Sekundärenergieträgern (z. B. Biogas oder Bioethanol).

Des Weiteren ist die biochemische Erzeugung von Wasserstoff aus Biomasse mittels Mikroorganismen möglich. Hierbei kann entweder Biomasse fermentiert, oder Wasser biophotolytisch in Sauerstoff und Wasserstoff gespalten werden.

Innerhalb des zweistufigen Pre-Screenings wurden zunächst die möglichen Konversionsrouten hinsichtlich der jeweiligen Gaserzeugungsverfahren sowie einer etwaigen Biomassevorbehandlung, Gasreinigung und -konditionierung kurz charakterisiert. In einem ersten Bewertungsschritt wurden diese dann hinsichtlich ihrer grundsätzlichen Eignung für eine kurz- bis mittelfristig realisierbare Biowasserstoffproduktion in einer Demonstrationsanlage anhand von Beispielverfahren beurteilt.

Dabei waren drei Kriterien ausschlaggebend: (i) die Eignung des Verfahrens für Biomasse als ausschließlichem Einsatzstoff, (ii) die technischen Reife sowie (iii) die Möglichkeit mindestens eine Tankstelle mit Wasserstoff versorgen zu können.

Diejenigen Beispielverfahren, die alle drei Kriterien erfüllen, wurden als vielversprechend in Sinne des Studienziels erachtet und weiterführend betrachtet. Diese sind:

- Autotherme Wirbelschichtvergaser (Chrisgas, Renugas)
- Allotherme Wirbelschichtvergaser (AER, FICFB, Heatpipe-Reformer, Milena, Silvagas)
- Autotherme Flugstromvergaser (BioLiq, Carbo-V)
- Gestufte Reformierung (Blauer Turm)
- Reformierung von Sekundärenergieträgern (Dampfreformierung von Biogas)

Für diese Verfahren wurden jeweils Konversionsrouten zur Wasserstofferzeugung definiert und diese bezugnehmend auf ihre Gaserzeugungseinheit, die nötige Gasaufbereitung, die einsetzbaren Rohstoffe, typische Leistungsgrößen und Konversionsgrade sowie ihre technische Reife charakterisiert. Im Anschluss erfolgte eine Bewertung derselben für das Bezugsjahr 2011.

Im zweiten Bewertungsschritt des Pre-Screenings wurden die so charakterisierten Konversionsrouten ausschließlich anhand technischer Kriterien gegenübergestellt, da die Möglichkeit der technischen Umsetzung als Hauptvoraussetzung für die geforderte kurz- bis mittelfristige Realisierbarkeit erachtet wurde. Die angewendeten Kriterien beziehen sich auf den Stand der Technik, den Adoptionsbedarf sowie die Anlagenkomplexität der untersuchten Konversionsrouten. Der Vergleich anhand dieser technischen Parameter diente einer relativen Einordnung der Konversionsrouten hinsichtlich einer zeitnahen Realisierbarkeit und wurde mit Hilfe eines Punktsystems durchgeführt. Hierfür wurden zunächst die Kriterien der Untersuchung definiert und deren Gewichtung untereinander bestimmt. Darauf aufbauend wurde die Wertzuordnung je Kriterium in Form von Punktzahlen in Abhängigkeit der Kriterienerfüllung festgelegt. Nach Abschluss der Wertzuweisung für alle Kriterien und Konversionsrouten wurde unter Berücksichtigung der Kriteriengewichtung für jede Konversionsroute eine Punktsumme vergeben.

Aufgrund des sich ergebenden Rankings, sowie der Qualität der Datenlage als weiterem Kriterium, wurden die Wasserstoffkonzepte basierend auf der Dampfreformierung von Biogas, dem FICFB-Verfahren sowie dem Heatpipe-Reformer als besonders vorteilhaft im Sinne des Studienziels erachtet. Sie sind die ausgereiftesten Verfahren im Vergleich und haben keine gravierenden Nachteile gegenüber den anderen Verfahren hinsichtlich Adoptionsbedarf und Komplexität des Wasserstoffkonzepts. Weiterhin weisen sie eine gute Datenlage auf.

### 3 Rohstoffverfügbarkeit

#### Rohstoffe für thermo-chemische Konversionsverfahren

Das energetisch genutzte Holz wird als Energieholz bezeichnet. Hierbei wird unterschieden in Waldenergieholz, Industrierestholz, Altholz und sonstige Holzreststoffe. Bei Waldenergieholz wird unterschieden zwischen Waldrestholz, Schwachholz und dem ungenutztem Holzzuwachs. Darüber hinaus kann Holz aus der Landschaftspflege sowie aus Kurzumtriebsplantagen (KUP) eingesetzt werden.

Waldrestholz und Schwachholz fällt bei der Holzernte und bei der Durchforstung an. Darüber hinaus ist der ungenutzte Holzzuwachs prinzipiell für die energetische Nutzung verfügbar. Daraus ergibt sich das technische Rohholzpotenzial für die energetische Nutzung (Waldenergieholz). Dessen Potenzial inklusive der bereits heute energetisch genutzten Mengen liegt bei insgesamt etwa 330 PJ/a. In einigen Regionen (Hessen, Nordrhein-Westfalen) wurde aber im betrachteten Zeitraum mehr Holz eingeschlagen als nachwächst. In diesen Regionen ist das Potenzial für Waldenergieholz aus ungenutztem Holzzuwachs ausgeschöpft. Für Deutschland insgesamt ergibt sich ein noch erschließbares Potenzial von etwa 177 PJ/a.

Industrierestholz (Reststoffe aus holzverarbeitenden Gewerbe- und Industriebetrieben) wird bereits in großem Umfang energetisch genutzt und das Potenzial von etwa 56 PJ/a gilt als weitgehend ausgeschöpft. Ebenso wird das Altholzpotenzial in Deutschland von 42 bis 67 PJ/a bereits weitgehend genutzt.

Das Potenzial an holzartigem Straßenbegleitgrün in Deutschland beträgt etwa 7,5 PJ/a und wird bereits weitgehend genutzt. Das Reststrohpotenzial zur energetischen Nutzung beträgt etwa 213 bis 355 PJ/a. Dieses wird allerdings bisher nur in geringem Umfang genutzt, da es vergleichsweise schlechte Brennstoffeigenschaften aufweist.

Das technische Potenzial von Waldenergieholz, Industrierestholz und Altholz sowie Holz aus der Landschaftspflege liegt in Deutschland bei 430 bis 455 PJ/a. Im Vergleich dazu wurden im Jahr 2010 in Deutschland insgesamt etwa 486 PJ biogene Festbrennstoffe, nahezu ausschließlich Holz, eingesetzt. Andererseits ist rechnerisch noch das erschließbare Potenzial aus ungenutztem Holzzuwachs von etwa 177 PJ/a verfügbar. Daraus lässt sich schließen, dass bereits heute erhebliche Mengen an Holz importiert werden.

Für die untersuchten Vergasungskonzepte wurde ein Betrieb mit Waldrestholz unterstellt. Bei einem theoretisch verfügbaren Potenzial von 177 PJ/a Holzzuwachs und einer Brutto-Konversionseffizienz von 46 bis 51 % sowie einem Kraftstoffverbrauch von 0,96 kg Wasserstoff pro 100 km (1,15 MJ/km) könnten 5,0 bis 5,6 Mio. Brennstoffzellenfahrzeuge versorgt werden (12 bis 14 % des PKW-Bestands). Allerdings konkurrieren auch andere Nutzungsformen wie z. B. die Pelletindustrie um die verbleibenden und weiträumig verteilt anfallenden Holzpotenziale. Praktisch dürfte das Potenzial für vergasungsbasierten Wasserstoff aus heimischen Holzquellen daher deutlich niedriger liegen.

Auf den Flächen, auf denen bisher Energiepflanzen für die Produktion von Biodiesel und Bioethanol erzeugt werden, könnten allerdings auch Kurzumtriebsplantagen angelegt werden. Dadurch könnten weitere 89 bis 123 PJ/a holzartige Biomasse erzeugt werden.

## Rohstoffe für biochemische Konversionsverfahren

Biogas entsteht bei der anaeroben Vergärung (Fermentation) u. a. feuchter pflanzlicher Biomasse und tierischer Exkreme. Im Jahr 2010 betrug der Anteil von Tierexkrementen am eingesetzten Substrat energetisch etwa 11 %, von anderen landwirtschaftlichen und industriellen Reststoffen etwa 2 %, von Bioabfall etwa 7 % und von Anbaubiomasse etwa 80 %.

Das technische Potenzial für Biogas aus Tierexkrementen hängt von der Erfassbarkeit und dem Anfall einer gewissen Mindestmenge an Substrat ab. Eine weitere Einschränkung des Potenzials ergibt sich durch den diskontinuierlichen Anfall organischer Substanz wie zum Beispiel durch den Weidegang der Tiere. Insgesamt beträgt das Potenzial für Biogas aus Tierexkrementen 71 bis 103 PJ/a.

Das Klärgaspotenzial beträgt 21 bis 32 PJ/a. Das Potenzial für Biogas durch die Vergärung von Biomüll aus Haushalten und Kantinen beträgt 9 bis 13 PJ/a.

Es existiert kein frei verfügbares Potenzial für Energiepflanzen, da diese jeweils speziell für eine entsprechende Nutzung angebaut werden. Die im Jahr 2011 in Deutschland produzierte Menge an Biogas aus Energiepflanzen lag bei etwa 135 PJ/a.

Insgesamt ergibt sich also ein Biogaspotenzial 236 bis 283 PJ/a, von dem heute etwa 228 PJ genutzt werden. D. h. dass das technische Potenzial derzeit bereits zu 81 bis 97 % ausgeschöpft ist.

Wird angenommen, dass auf die Produktion von Pflanzenöl und Ethanol für die Produktion von Kraftstoff verzichtet wird, könnte sich ein zusätzliches Biogaspotenzial von 55 bis 133 PJ/a ergeben. Hierbei wird zugrunde gelegt, dass aus ökologischen Gründen nicht nur Mais als Energiepflanzen eingesetzt werden sollten. Je nach eingesetzter Energiepflanze liegen die mittleren Flächenerträge zwischen 84 (Grünland) und 204 (Futterrüben) GJ pro ha und Jahr.

## 4 Konzepte zur Wasserstofferzeugung

Die drei Anlagenkonzepte zur Erzeugung von Wasserstoff auf Basis von Biomasse wurden zunächst definiert, und anschließend einer technischen, ökonomischen und ökologischen Bewertung unterzogen. Mit allen Konzepten ist die Erzeugung hochreinen Wasserstoffs gleicher Qualität möglich, wobei unterschiedliche Produktionsmengen vorliegen. Dadurch sollte einerseits den typischen Leistungsgrößen der einzelnen Verfahren Rechnung getragen und andererseits die Effekte unterschiedlicher Leistungsgrößen auf Effizienz, Wirtschaftlichkeit und Ökobilanz dargestellt werden. Die drei untersuchten Anlagenkonzepte sind:

- Konzept 1: AWV 1 - 9 MW<sub>H2</sub> basierend auf allothermer Wirbelschichtvergasung  
(exemplarische Leistungsgröße für FICFB-Vergasung)
- Konzept 2: AWV 2 - 3 MW<sub>H2</sub> basierend auf allothermer Wirbelschichtvergasung  
(exemplarische Leistungsgröße für Heatpipe-Reformer)
- Konzept 3: DRB - 6 MW<sub>H2</sub> basierend auf Dampfreformierung von Biogas

Hierbei steht AWV für „allotherme Wirbelschichtvergasung“ und DRB für „Dampfreformierung von Biogas“.

Die beiden zugrunde gelegten Vergasertypen FICFB und Heatpipe-Reformer beruhen auf vergleichbaren Reaktorprinzipien (allotherme Zweibett-Wirbelschicht) und weisen somit unter gleichen Rahmenbedingungen (Brennstoff, Vergasungsmittel, Wärmeeintrag) sehr ähnliche Gasqualitäten und Konversionseffizienzen auf. Grundsätzlich ist es möglich, für beide Leistungsgrößen (9 bzw. 3 MW) beide Technologien einzusetzen. Die zu erwartenden Ergebnisse wären im Falle einer gleichen Skalierung daher vermutlich ähnlich. Unterschiede in der technischen, ökonomischen und ökologischen Leistungsfähigkeit sind daher im Wesentlichen auf die unterschiedliche Skalierung zurückzuführen.

Bei der Definition der Anlagenkonzepte wurde ein robustes Design zugrunde gelegt. Dies spiegelt sich in der Wahl der Komponenten zur Vorbehandlung, Gasreinigung, Gaskonditionierung und Wasserstoffabscheidung wider. Sie wurden alle so gewählt, dass eine kurz- bis mittelfristige Realisierung in einem Demonstrationsvorhaben mit einem geringen technischen Risiko möglich ist.

## 5 Konzepte zur Wasserstoffdistribution

Um den Wasserstoff für die avisierte mobile Anwendung verfügbar zu machen, muss ein entsprechendes Distributionskonzept vorhanden sein. Für die nachfolgenden Bewertungen wurde hierbei ein Konzept aus Verdichtung und Zwischenspeicherung am Ort der Wasserstofferzeugung, Transport sowie Verteilung an einer Wasserstofftankstelle angenommen. Abb. 3 stellt die einzelnen Schritte des Distributionskonzepts einschließlich der Systemgrenze dar. Es wurde ein Transport per LKW angenommen, da die Transportmengen vergleichsweise gering sind.

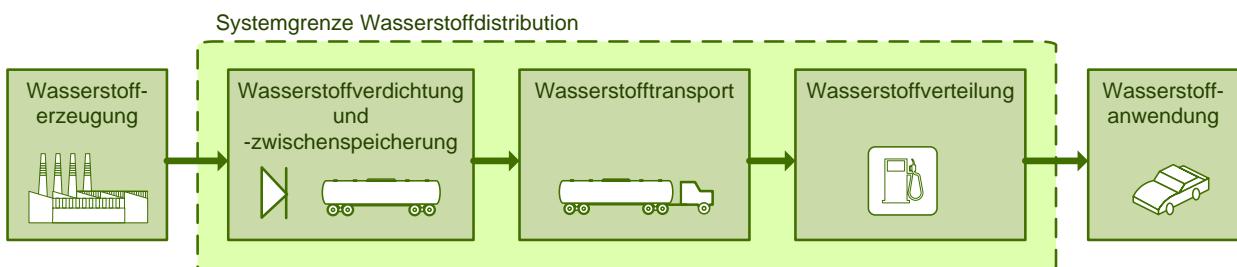


Abb. 3 Systemgrenze der Wasserstoffdistribution

Am Ort der Erzeugung des Wasserstoffs wird dieser mit Kompressoren verdichtet und zwischengespeichert. Letzteres geschieht direkt in Speichertanks, die als Druckflaschentrailers ausgelegt sind. Dadurch wird kein Umladen des Wasserstoffs von einem Zwischenspeicher in einen Tanklastzug benötigt. Der Stromverbrauch für die Komprimierung des Wasserstoffs hängt vom Ein- und Ausgangsdruck des Wasserstoffs sowie der Notwendigkeit einer Vorkühlung ab. Der Eingangsdruck des Kompressors entspricht dem Ausgangsdruck der Produktionsanlagen, analog entspricht der Ausgangsdruck des Kompressors dem des für den Transport erforderlichen Druckniveaus von 500 bar. Der Stromverbrauch für eine 4-stufige Kompression beträgt 0,081 kWh<sub>el</sub>/kWh<sub>H2</sub>. Für Konzept 1 (allotherme Wirbelschichtvergasung – AWV 1 - 9 MW<sub>H2</sub>) würden sechs dieser Kompressoren benötigt, für Konzept 2 (allotherme Wirbelschichtvergasung – AWV 2 - 3 MW<sub>H2</sub>) und 3 (Dampfreformierung Biogas – DRB – 6 MW<sub>H2</sub>) dementsprechend zwei bzw. vier.

Der Wasserstoff wird bei 500 bar gasförmig (CGH<sub>2</sub>) in Druckflaschentrailern per LKW transportiert. Da weder ein spezifischer Produktionsstandort, noch konkrete Standorte für die Wasserstofftankstellen angenommen wurden, wurde von einer durchschnittlichen Transportdistanz von 150 km ausgegangen. Um die Effekte unterschiedlicher Transportdistanzen abzubilden, wurden bei den nachfolgenden Bewertungen entsprechende Sensitivitätsbetrachtungen durchgeführt.

Die zur Verteilung des Wasserstoffs angenommenen Tankstellen werden nach dem „Booster-Konzept“ betrieben. Der gasförmige Wasserstoff wird in einem stationären Speicher bei maximal 300 bar eingespeichert. Das für die Betankung der Fahrzeuge notwendige Druckniveau wird durch einen Booster-Kompressor erreicht. Für die Speicherung des Wasserstoffs im Fahrzeug wurden 700 bar-Drucktanks angenommen.

Der jährliche Kraftstoffabsatz wurde für die Tankstelle mit 120 t<sub>H2</sub>/a angenommen. Dieser Wert entspricht etwa 10 % des Kraftstoffabsatzes heutiger Tankstellen für flüssige Kraftstoffe. Der Stromverbrauch der Komprimierung an der Tankstelle beträgt ca. 0,053 kWh<sub>el</sub>/kWh<sub>H2</sub>.

## 6 Technische Bewertung

Die technische Bewertung diente der Einschätzung der Leistungsfähigkeit der untersuchten Anlagenkonzepte. Hierbei diente die Konversionseffizienz der Wasserstofferzeugung in Bezug auf die eingesetzten Rohstoffe und Energien als zentrales Bewertungskriterium. Zur Ermittlung der hierfür nötigen Stoff- und Energiebilanzen sowie -ströme, wurden die Anlagenkonzepte mittels einer Flowsheet-Simulation abgebildet. Zu diesem Zweck wurde ein am DBFZ entwickeltes und auf der Software MATLAB Simulink basierendes Simulationsprogramm verwendet.

Entsprechend der getroffenen Annahmen ergeben sich Simulationsergebnisse in Form der relevanten Stoff- und Energiebilanzen sowie -ströme. In Abb. 4 ist dies beispielhaft für Anlagenkonzept 1 mittels eines Sankey-Diagramms dargestellt.

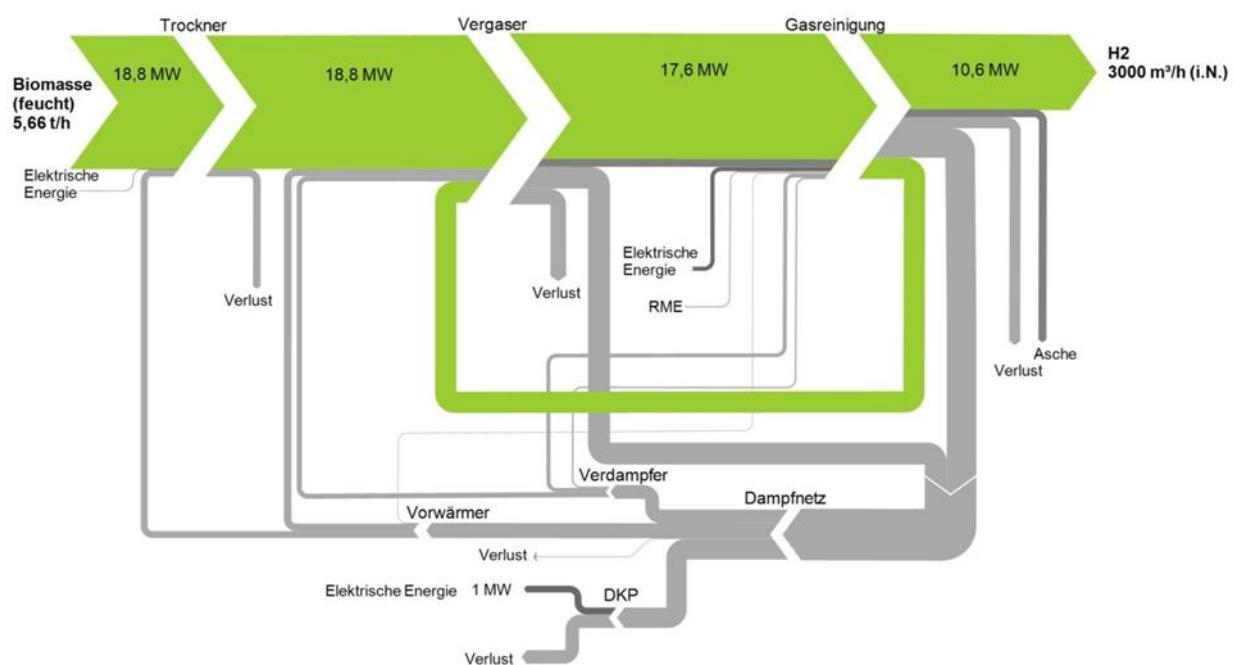


Abb. 4 Energieflussdiagramm (basierend auf dem oberen Heizwert) für Konzept 1 (AWV 1 - 9 MW<sub>H2</sub>)

Es wurde deutlich, dass bei Konzept 1 (allotherme Wirbelschichtvergasung – AWV 1 – 9 MW<sub>H2</sub>) die höchste Konversionseffizienz erreicht wird. Denn etwa 50 % des im Rohstoff enthalten Heizwerts findet sich im Wasserstoff wieder. Bei den Konzepten 2 (allotherme Wirbelschichtvergasung – AWV 2 – 3 MW<sub>H2</sub>) und 3 (Dampfreformierung Biogas – DRB – 6 MW<sub>H2</sub>) sind dies lediglich etwa 44 und 40 %.

Im vergärungsbasierten Konzept 3 muss ein sehr hoher Anteil des Rohgases zur Beheizung des Dampfreformers eingesetzt werden, was zu dessen vergleichsweise schlechten Wirkungsgrad führt. Im Gegensatz dazu enthält bei den vergasungsbasierten Anlagenkonzepten 1 (AWV 1) und 2 (AWV 2) bereits das Rohgas einen Anteil Wasserstoff sowie Kohlenstoffmonoxid, welcher in einem Shift-Reaktor zu Wasserstoff umgesetzt wird. Der für diese beiden Konzepte benötigte Reformer muss nur noch wenig CH<sub>4</sub> zu Wasserstoff umsetzen, wobei das Gas bereits mit hohen Temperaturen in den Reformer einströmt. Dies führt zu geringeren Wärmeverlusten sowie einem geringeren Heizbedarf des Reformers und damit zu höheren Konversionseffizienzen.

Ein im Vergleich zu den vergasungsbasierten Konzepten 1 (AWV 1) und 2 (AWV 2) höherer Strombedarf bei Konzept 3 (DRB) schmälert zusätzlich dessen Netto-Konversionseffizienz, bei der auch der extern zuzuführende Strombedarf berücksichtigt wird.

Die untersuchten Konversionstechnologien sind im Wesentlichen für den Einsatz in Stromerzeugungsanlagen ausgelegt und optimiert. Eine spezielle Weiterentwicklung der Technologien für Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff (z. B. Erhöhung des Wasserstoff- und Reduktion des Methananteils im Rohgas) könnte zu erhöhten Wirkungsgraden und zu Prozessvereinfachungen führen.

Weiterhin könnte eine Anpassung der konkreten Wärmeverschaltung der Konversionsanlagen an ihrem Standort zu positiven Effekten hinsichtlich der erzielbaren Wirkungsgrade führen – insbesondere wenn Synergieeffekte mit anderen Einrichtungen bestehen. So könnte beispielweise überschüssiger Dampf an andere Industrieanlagen abgegeben werden. Die Nutzung am Standort verfügbarer Gasaufbereitungsanlagen (z. B. Reformer an Raffineriestandorten) ist ein weiteres Beispiel für standortspezifische Synergieeffekte.

Bei hohen Strompreisen ließe sich zudem die Wirtschaftlichkeit der vergasungsbasierten Anlagenkonzepte möglicherweise dadurch erhöhen, dass der Methanstrom in einem KWK-Prozess genutzt wird. Diese Strom- und Wärmeerzeugung stünde allerdings einer geringeren Wasserstoffausbeute gegenüber.

Weitere nicht betrachtete Optimierungen sind denkbar, wie z. B. eine Abtrennung des CO<sub>2</sub> aus dem Biogasstrom in Anlagenkonzept 3 (DRB), die zu einer kompakteren Bauweise und geringen Wärmeverlusten führen könnte.

## 7 Ökonomische Bewertung

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der drei Bereitstellungskonzepte für Wasserstoff auf Basis von Biomasse wurde jeweils in drei wesentlichen Schritten durchgeführt. Zunächst wurden die für die Errichtung der Konversionsanlage nötigen Investitionssummen geschätzt. Hierfür wurden jeweils Daten herangezogen, die sich auf Expertenauskünfte, konkrete Angebote von Anlagenbauern sowie Literaturdaten stützten, was zu Ungenauigkeiten in der Kalkulation der Investitionssummen von ca. 20 bis 30 % führt. Darauf aufbauend wurden unter Berücksichtigung von Stoff- und Energiestromen, sowie weiteren Kosten und Erlösen, die spezifischen Wasserstoffgestehungskosten auf Basis der Richtlinie 6025 des Vereins Deutscher Ingenieure e.V. (VDI) „Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen“ ermittelt. Dies erfolgte jeweils für das Bezugsjahr 2011. Zu den Wasserstoffgestehungskosten wurden schließlich die Distributionskosten addiert und somit die Bereitstellungskosten ermittelt.

Für Anlagenkonzept 1 (allotherme Wirbelschichtvergasung - AWV 1 – 9 MW<sub>H2</sub>) ergeben sich Investitionsaufwendungen von 32 Mio. EUR, für Anlagenkonzept 2 (allotherme Wirbelschichtvergasung - AWV 2 – 3 MW<sub>H2</sub>) 14,6 Mio. EUR und für Anlagenkonzept 3 (Dampfreformierung Biogas - DRB – 6 MW<sub>H2</sub>) 21,3 Mio. EUR. Es zeigt sich, dass für das Anlagenkonzept mit der größten Wasserstoffleistung die höchsten und für jenes mit der geringsten Wasserstoffleistung die niedrigsten Investitionssummen anfallen. Neben der absoluten Höhe der nötigen Investition ist allerdings auch die spezifische Investitionssumme ein entscheidender Faktor für eine Investitionsentscheidung. Das Anlagenkonzept 1 (AWV 1) profitiert von Effekten der Größendegression und kommt so auf eine spezifische Investitionssumme von 3 555 EUR/kW<sub>H2</sub> im Vergleich zu dem insgesamt ähnlichen Anlagenkonzept 2 (AWV 2) mit 4 875 EUR/kW<sub>H2</sub>. Anlagenkonzept 3 (DRB) weist spezifische Investitionsaufwendungen von 3 544 EUR/kW auf.

Die spezifischen Wasserstoffgestehungskosten sind in Abb. 5 dargestellt und betragen 4,45 EUR/kg<sub>H2</sub> bei Anlagenkonzept 1 (AWV 1) wobei etwa ein Drittel auf die Bereitstellung der Rohstoffe entfällt. Bei Konzept 2 (AWV 2) betragen die spezifischen Gestehungskosten 6,31 EUR/kg<sub>H2</sub>, wobei etwa ein Viertel auf die Bereitstellung der Rohstoffe entfällt. Die spezifischen Gestehungskosten bei Konzept 3 (DRB) betragen 3,84 EUR/kg<sub>H2</sub>, wobei zwar 1,65 EUR/kg<sub>H2</sub> auf die Bereitstellung von Maissilage zurückzuführen sind, 0,74 EUR/kg<sub>H2</sub> aber für die Annahme des Cosubstrats Bioabfall gutgeschrieben werden können. Es wurden weiterhin Lernkurveneffekte auf Seiten der Investitionsaufwendungen unterstellt, durch die die spezifischen Gestehungskosten bei gleichbleibenden Rohstoffpreisen je nach Konzept um etwa 12 bis 15 % sinken. Die vergasungsbasierten Konzepte 1 (AWV 1) und 2 (AWV 2) profitieren dabei stärker von Lernkurveneffekten, da hier von einem größeren Verbesserungspotenzial ausgegangen wurde als beim vergärungsbasierten Konzept 3 (DRB).

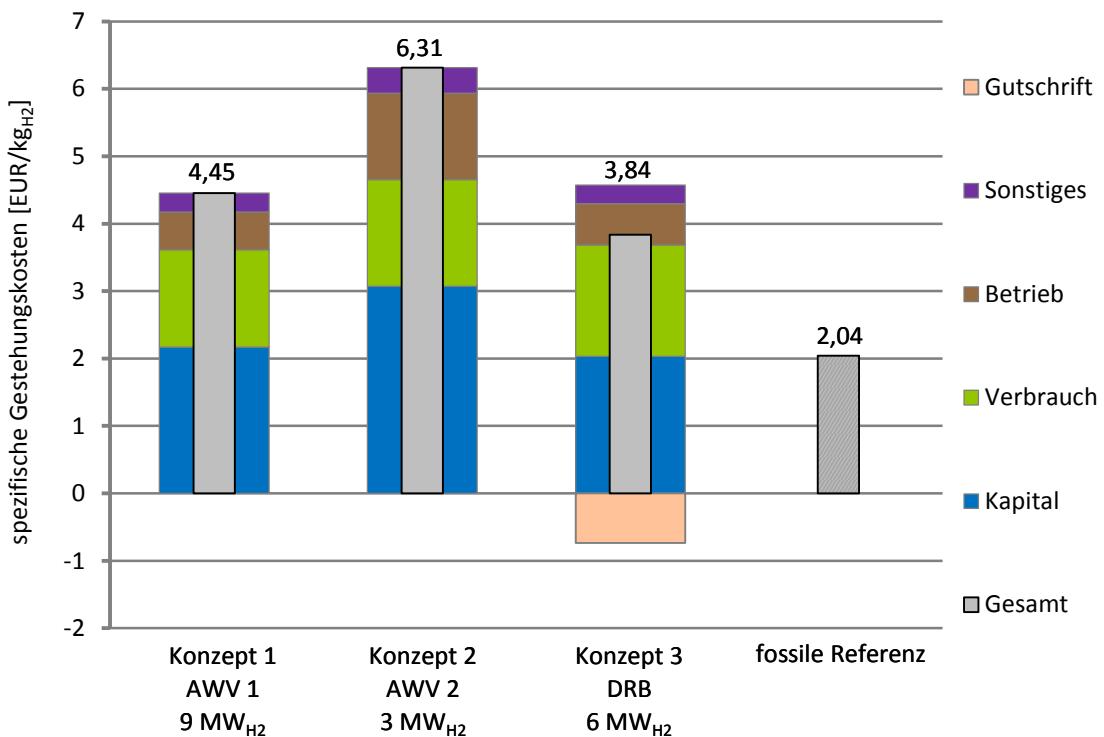


Abb. 5 Spezifische Wasserstoffgestehungskosten der untersuchten Anlagenkonzepte in EUR/kg $H_2$

Die Kosten der Wasserstoffdistribution ergeben sich aus der Summe der Kosten für Verdichtung, Zwischenspeicherung, Transport und Verteilung an der Tankstelle. Da die Auslastung von Verdichtern, Druckflaschentrailern und Tankstellen für alle drei Anlagenkonzepte gleich ist, unterschieden sie sich in den Distributionskosten nur aufgrund des einheitlichen Zwischenspeichers, der für alle Konzepte die gleiche Kapazität aufweist. Dieser wurde als redundanter Druckflaschentrailer ausgelegt und wirkt sich daher spezifisch stärker aus, je kleiner das Anlagenkonzept ist. Der Unterschied zwischen den Konzepten ist aber gering. Entscheidender für die Distributionskosten ist die Transportentfernung. Sie liegen bei Konzept 1 (AWV 1) zwischen 2,12 EUR/kg $H_2$  bei 50 km Transportentfernung und 3,75 EUR/kg $H_2$  bei 400 km. Bei Anlagenkonzept 2 (AWV 2) liegt diese Spanne zwischen 2,31 und 3,94 EUR/kg $H_2$ .

Unter der Annahme einer durchschnittlichen Transportdistanz von 150 km ergeben sich die in Abb. 6 dargestellten Bereitstellungskosten im Vergleich mit der fossilen Referenz (erdgasbasierter Wasserstoff). Es zeigt sich, dass einerseits die Bereitstellungskosten für die Anlagenkonzepte 1 (AWV 1) und 3 (DRB) auf einem ähnlichen Niveau und die des zweiten Konzepts (AWV 2) rund ein Drittel darüber liegen. Andererseits zeigt sich, dass die Distributionskosten für alle Biowasserstoffkonzepte ähnlich sind und so die relativen Unterschiede der Bereitstellungskosten für die drei Konzepte dämpfen. Sie machen ca. 30 bis 40 % der Bereitstellungskosten aus.

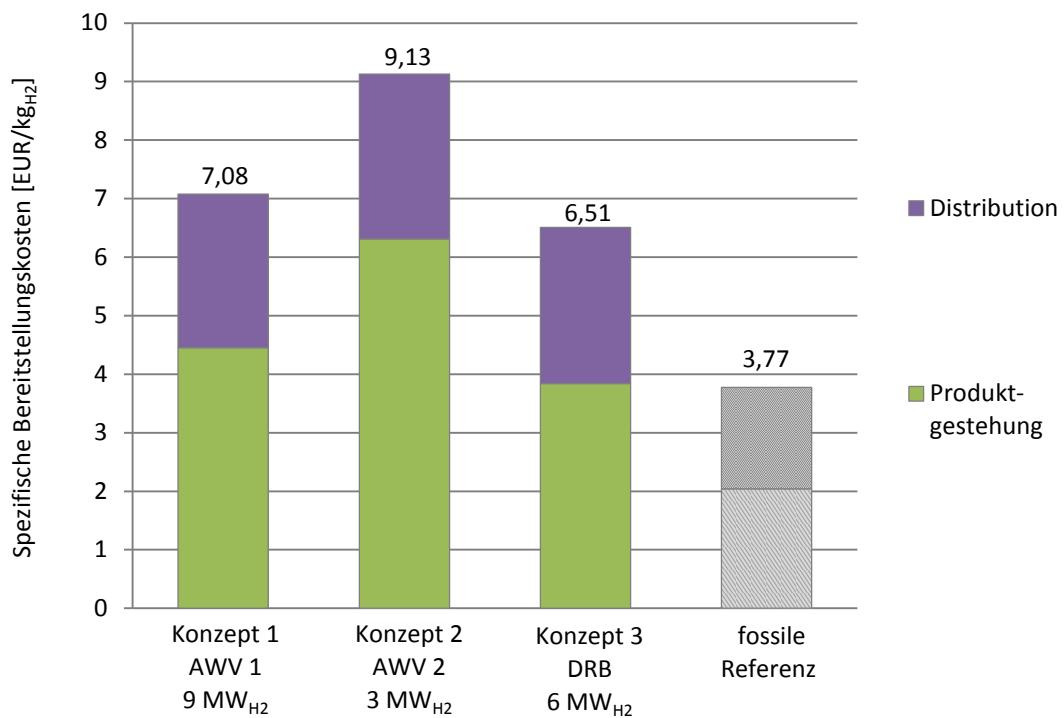


Abb. 6 Bereitstellungskosten für Wasserstoff in EUR/kg<sub>H2</sub>

Im Jahr 2012 betrugen die Tankstellenpreise für Wasserstoff im Bereich der Clean Energy Partnership (CEP) einheitlich 9,50 EUR/kg<sub>H2</sub>.

## 8 Ökologische Bewertung

Für die betrachteten Bereitstellungspfade von Biowasserstoff wurde das Treibhausgasminderungspotenzial gemäß der Erneuerbaren Energien Richtlinie 2009/28/EG (EU RED) ermittelt. Der Bilanzierungsrahmen für die Wasserstoffbereitstellung im Rahmen der betrachteten Konzepte umfasste die gesamte Prozesskette bis zur Bereitstellung von Wasserstoffnutzung frei Tankstelle. Dabei wurde der Lebenszyklus des untersuchten Produktes von der Rohstofferschließung und -gewinnung über die Produktion und Nutzung bis hin zur Entsorgung analysiert, um alle mit diesem Produkt verbundenen Effekte zu erfassen. Dabei wurden auch alle entlang des Lebensweges verwendeten Hilfs- und Betriebsstoffe betrachtet. Die mit der Produktion und Nutzung dieser Hilfs- und Betriebsstoffe sowie der sonstigen Produkte und Dienstleistungen verbundenen Aufwendungen und Emissionen wurden ebenso berücksichtigt.

Bei den vergasungsbasierten Anlagenkonzepten 1 (allotherme Wirbelschichtvergasung - AWV 1 – 9 MW<sub>H2</sub>) und 2 (allotherme Wirbelschichtvergasung - AWV 2 – 3 MW<sub>H2</sub>) begann die Betrachtung mit der Weiterverarbeitung des Waldrestholzes zu Hackschnitzeln. Im Falle des vergärungsbasierten Anlagenkonzepts 3 (Dampfreformierung Biogas - DRB – 6 MW<sub>H2</sub>) begann die Bilanzierung bei den landwirtschaftlichen Prozessen des Silomaisanbaus. Die Berücksichtigung der weiteren Biogassubstrate Rindergülle und Bioabfall begann mit den Prozessen Sammlung und Transport. Da es sich bei diesen beiden Substraten um Rest- und Abfallstoffe handelt, wurden vorgelagerte Prozesse nicht berücksichtigt. Weiterhin wurden Koppelprodukte berücksichtigt. Infrastrukturelle Aufwendungen waren in den Betrachtungen nicht enthalten. Somit flossen Emissionen, die bei der Errichtung der technischen Anlagen etc. entstehen, nicht in die Berechnungen ein.

Unter Berücksichtigung des Erzeugungsmix für Strom in Deutschland im Jahr 2010 ergeben sich Treibhausgasemissionen in einer Bandbreite von 44 gCO<sub>2</sub>-Äq./MJ<sub>H2</sub> (entspricht 5,28 kgCO<sub>2</sub>-Äq./kgH<sub>2</sub>) für das vergärungsbasierte Konzept 3 (DRB) und 34 gCO<sub>2</sub>-Äq./MJ<sub>H2</sub> (entspricht 4,08 kgCO<sub>2</sub>-Äq./kgH<sub>2</sub>) für die Konzepte 1 (AWV 1) und 2 (AWV 2). Die signifikanten Unterschiede zwischen den vergasungsbasierten Konzepten 1 (AWV 1) und 2 (AWV 2) und dem vergärungsbasierten Konzept 3 ergeben sich in erster Linie aus den unterschiedlichen Rohstoffbasen. Durch den ausschließlichen Einsatz von Reststoffen stellen sich die vergasungsbasierten Konzepte 1 (AWV 1) und 2 (AWV 2) bezüglich der THG-Emissionen vorteilhafter dar als das vergärungsbasierte Konzept 3 (DRB), dessen Rohstoffbereitstellung aufgrund eines hohen Anteils von Energiepflanzen (60 % Maissilage) im Substratmix zu höheren Emissionen führt.

Im Vergleich mit der fossilen Referenz nach EU RED ergeben sich Treibhausgasminderungskosten von 785 EUR/tCO<sub>2</sub>-Äq. für die Bereitstellung von Biowasserstoff basierend auf Konzept 1 (AWV 1). Für Konzept 2 (AWV 2) betragen die THG-Minderungskosten der Biowasserstoffbereitstellung 1 133 EUR/tCO<sub>2</sub>-Äq. und für Konzept 3 (DRB) 856 EUR/tCO<sub>2</sub>-Äq.. Bei der in der EU RED definierten fossilen Referenz handelt es sich um Otto- bzw. Dieselkraftstoff. Ermittelt man die THG-Minderungskosten im Vergleich mit erdgasbasiertem Wasserstoff als fossiler Referenz, so ergeben sich 432 EUR/tCO<sub>2</sub>-Äq. für Konzept 1 (AWV 1), 700 EUR/tCO<sub>2</sub>-Äq. für Konzept 2 (AWV 2) und 420 EUR/tCO<sub>2</sub>-Äq. für Konzept 3 (DRB).

Für alle drei Konzepte stellt sich der Prozess Transport/Distribution als am Treibhausgasintensivsten dar. Neben sämtlichen Transportprozessen umfasst er auch die dem Wasserstofftransport vor- und nachgelagerten Verdichtungsprozesse. Die hohen Treibhausgasemissionen der energieintensiven Verdichtungsprozesse sind auf die Verwendung des

deutschen Stromerzeugungsmix zurückzuführen. Ursächlich für die klimarelevanten Emissionen ist diesbezüglich die Verbrennung fossiler Energieträger, die einen relativ hohen Anteil am Erzeugungsmix des deutschen Kraftwerksparks ausmacht. Der Einsatz von Netzstrom ist wiederum auch für die Treibhausgasemissionen der Konversionsprozesse der bestimmende Parameter.

Nachfolgende Abb. 7 zeigt die THG-Minderungspotenziale der drei Wasserstoffbereitstellungskonzepte gegenüber dem in der Richtlinie festgelegten fossilen Referenzwert. Es zeigt sich zwar, dass alle drei Anlagenkonzepte das derzeit gültige Minderungsziel von 35 % erreichen. Die Zielvorgaben einer Treibhausgasminderung um 50 % für das Jahr 2017 erreichen allerdings nur die vergasungsbasierten Konzepte 1 (AWV 1) und 2 (AWV 2). Das vergärungsbasierte Konzept 3 (DRB) verfehlt diese Zielvorgaben und dürfte zu diesem Zeitpunkt nicht auf die Biokraftstoffquote angerechnet werden.

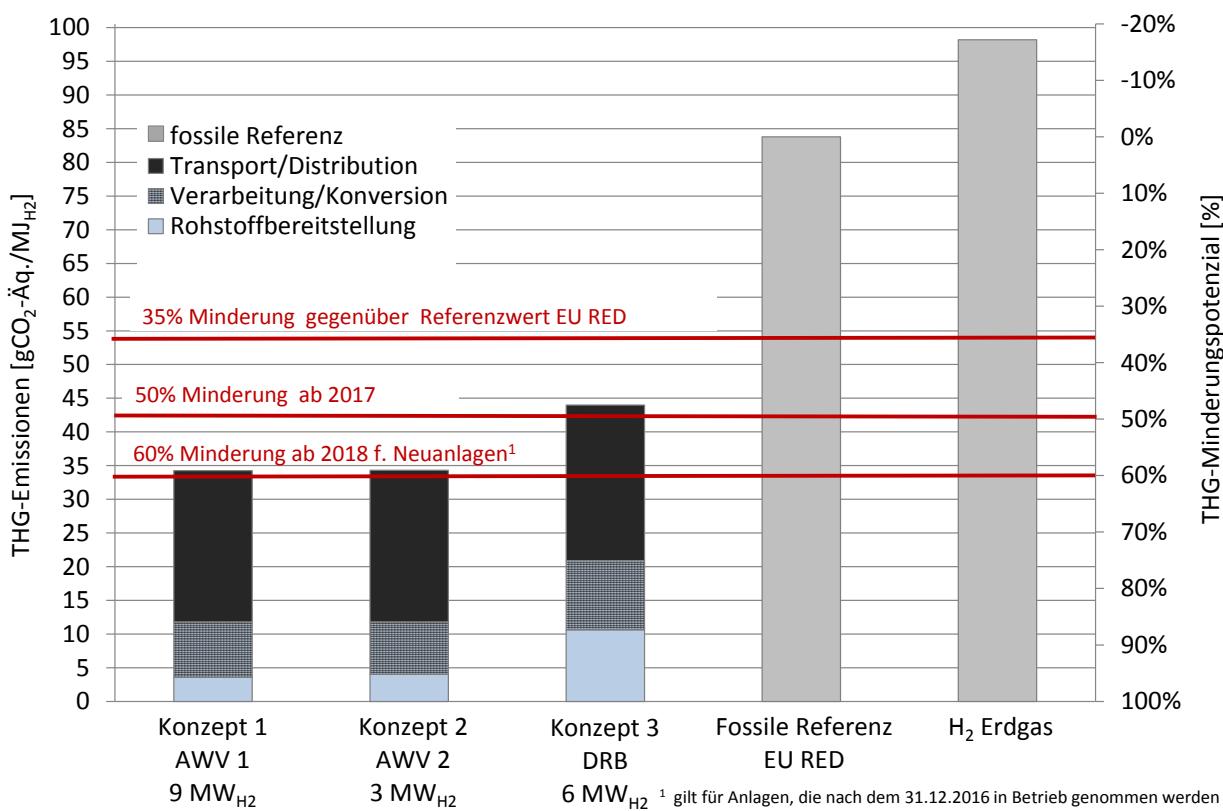


Abb. 7 THG-Minderungspotenziale<sup>1</sup>

Wird ein künftiger Strommix mit einem höheren Anteil erneuerbarer Energien unterstellt, so könnten alle Bereitstellungskonzepte zukünftig gesetzlich vorgeschriebene Zielvorgaben zur Treibhausgasminderung erfüllen.

<sup>1</sup> 1 gCO<sub>2</sub>-Äq./MJ<sub>H2</sub> entspricht 120 gCO<sub>2</sub>-Äq./kg H<sub>2</sub>

## 9 Gesamtbewertung

Die sowohl für die vergasungs- wie auch vergärungsbasierten Konversionsrouten geeigneten Rohstoffpotenziale werden bereits in beträchtlichem Umfang anderen Nutzungsformen (z. B. Strom-/Wärmeerzeugung) zugeführt und gelten als weitgehend ausgeschöpft. Lokal existieren allerdings Potenziale in ausreichendem Maße für alle betrachteten Konversionsrouten, wobei Anlagen kleinerer Leistungsgröße grundsätzlich Vorteile in Bereich der Rohstoffverfügbarkeit haben. Kurzfristig dürften die größeren Rohstoffpotenziale im Bereich des ungenutzten Holzzuwachses liegen, was die vergasungsbasierten Konversionsrouten tendenziell bevorteilt. Das vergasungsbasierte Anlagenkonzept 2 (allotherme Wirbelschichtvergasung – AWV 2 – 3 MW<sub>H2</sub>) hat durch seine geringere Leistungsgröße einen Vorteil bei der Rohstoffverfügbarkeit und kann in Abhängigkeit lokaler Gegebenheiten möglicherweise leichter mit Brennstoffen versorgt werden.

Technologisch sind alle drei untersuchten Konversionsrouten kurz- bis mittelfristig realisierbar. Die Biogastechnologie ist bereits ausgereift, was das technologische Risiko im Bereich der Gaserzeugung hierbei am geringsten erscheinen lässt. Die Biomassevergasung ist ebenfalls weitgehend kommerziell verfügbar, wodurch das technologische Risiko als beherrschbar angesehen werden kann. Im Bereich der Gasaufbereitung sind alle drei Anlagenkonzepte ähnlich aufgebaut und beruhen auf erprobten Verfahren, was das technologische Risiko minimiert. Im Bereich des Wasserstoffwirkungsgrads liegen die drei betrachteten Konversionsrouten auf unterschiedlichen Niveaus mit Vorteilen für die vergasungsbasierten Anlagenkonzepte 1 (allotherme Wirbelschichtvergasung – AWV 1 – 9 MW<sub>H2</sub>) und 2 (AWV 2), wobei Konzept 1 skalierungsbedingt noch besser abschneidet. Das vergärungsbasierte Anlagenkonzept 3 (Dampfreformierung Biogas – DRB – 6 MW<sub>H2</sub>) hat deutliche Nachteile sowohl beim Netto- als auch beim Bruttowirkungsgrad der Wasserstofferzeugung.

Die Effekte der unterschiedlichen Skalierung spiegeln sich auch in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wider. Zum einen liegen die spezifischen Gestehungskosten beim größer skalierten Anlagenkonzept 1 (AWV 1) unter denen des kleiner skalierten Konzepts 2 (AWV 2). Allerdings dämpfen die jeweils sehr ähnlichen Distributionskosten die relativen Unterschiede in Bezug auf die gesamten Bereitstellungskosten. Bei der absoluten Höhe der Investitionssumme weist das Anlagenkonzept 2 (AWV 2) Vorteile auf; wobei die spezifischen Investitionen im Vergleich deutlich höher ausfallen. Das vergärungsbasierte Anlagenkonzept 3 (DRB) liegt sowohl bei den spezifischen Investitionssummen, als auch bei den spezifischen Gestehungs- und Bereitstellungskosten, etwa auf dem Niveau von Anlagenkonzept 1 (AWV 1).

Im Bereich der THG-Emissionen und der THG-Minderungspotenziale zeigt sich, dass die beiden vergasungsbasierten Anlagenkonzepte 1 (AWV 1) und 2 (AWV 2) auf fast gleichem Niveau liegen und aufgrund des ausschließlichen Einsatzes von Reststoffen gegenüber dem vergärungsbasierten Konzept 3 (DRB) vorteilhaft sind. Sollte hingegen langfristig auch Anbaubiomasse in der Vergasung eingesetzt werden, würden sich die THG-Emissionen der vergasungsbasierten Anlagenkonzepte entsprechend erhöhen. Demgemäß hätte aber auch ein größerer Anteil an Abfallstoffen im Biogassubstrat von Anlagenkonzept 3 (DRB) u.U. geringere THG-Emissionen zur Folge.

Weiterhin wurde deutlich, dass bei allen drei Konzepten die Distribution den größten Teil an den Emissionen verursacht und diese bei allen Konzepten nahezu gleich sind. Dies liegt am hohen Einsatz an elektrischem Strom bei der Kompression des Wasserstoffs. Bei den Kosten der

Treibhausgasminderung sind das vergärungsisierte Konzept 3 (DRB) und das vergasungsbasierte Konzept 1 (AWV 1) auf demselben Niveau und damit dem Konzept 2 (AWV 2) deutlich überlegen.

Abb. 8 stellt der Netto-Konversionseffizienz als wesentlichem technischen Kennwert die Treibhausgasminderungskosten als ökonomisch-ökologischen Kennwert gegenüber. Dabei ist das Konzept als besonders vorteilhaft einzuordnen, dass eine hohe Konversionseffizienz mit niedrigen Treibhausgasminderungskosten verbindet. Es zeigt sich die Überlegenheit von Konzept 1 (AWV 1) bezüglich der Treibhausgasminderungskosten gegenüber Konzept 2 (AWV 2) und bezüglich der Netto-Konversionseffizienz gegenüber beiden anderen Konzepten. Des Weiteren zeigt sich, dass sich die relativen Unterschiede im Bereich Treibhausgasminderungskosten bei einer langfristigen Betrachtung zwischen den Konzepten leicht verringern. Dies ist auf die Reduktion der Investitionsaufwendungen für die Konversionsanlagen aufgrund von Lernkurveneffekten sowie auf die geringeren THG-Emissionen beim künftigen Strommix zurückzuführen.

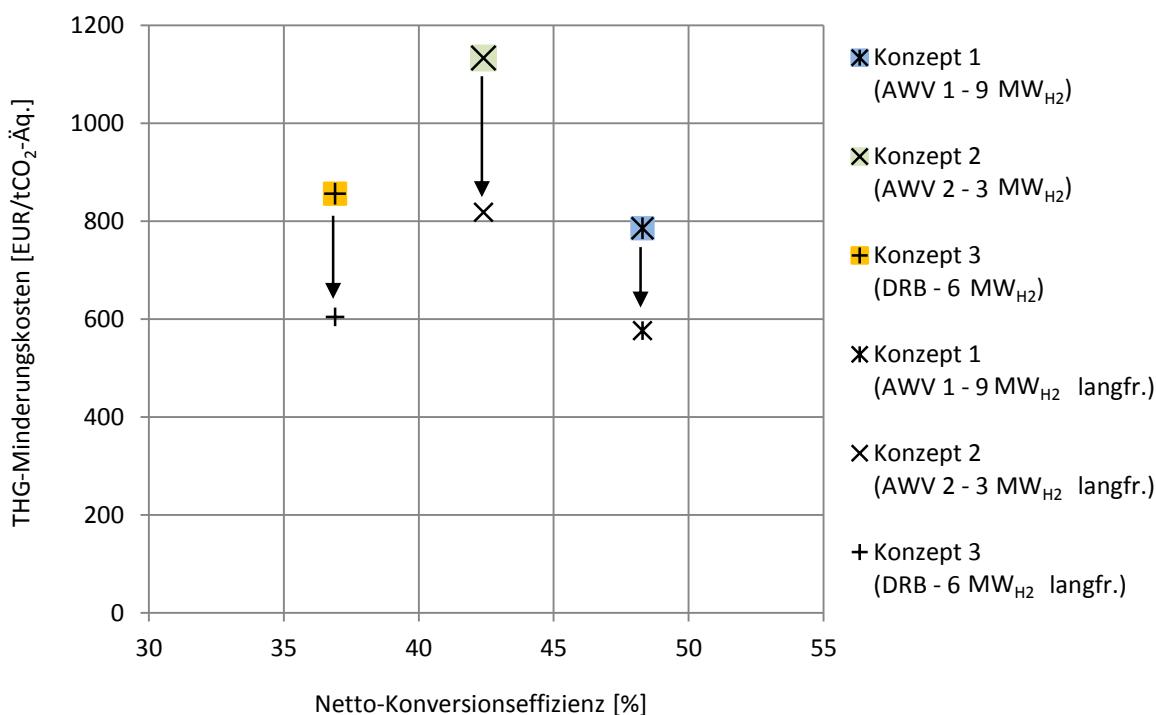


Abb. 8 Gegenüberstellung Netto-Konversionseffizienz und THG-Minderungskosten

Deutlich zeigt sich neben der Wasserstofferzeugung auch die Bedeutung der Wasserstoffdistribution. Sie spielt sowohl bei der Wirtschaftlichkeit, als auch bei der Ökobilanz aller betrachteten Verfahren eine sehr gewichtige Rolle. So werden 30 bis 40 % der Kosten und 50 bis 65 % der THG-Emissionen durch die Distribution des Wasserstoffs verursacht. Neben der Optimierung von Erzeugungskonzepten ist daher die Optimierung von Distributionskonzepten für Wasserstoff äußerst bedeutsam. Der Einsatz von Strom aus regenerativen Energien bei der Verdichtung des Wasserstoffs würde das THG-Minderungspotenzial aller Anlagenkonzepte deutlich erhöhen.

## 10 Schlussfolgerungen

Die Erreichung umweltpolitischer Zielsetzungen erfordert die breite Markteinführung von Brennstoffzellenfahrzeugen und die Bereitstellung nachhaltig erzeugten Wasserstoffs. Die Herstellung von Wasserstoff auf Basis von Biomasse ist eine technisch, ökologisch und ökonomisch prinzipiell machbare und sinnvolle Option. Gleichzeitig sind die Potenziale v.a. aufgrund der Knappheit verfügbarer Biomasse begrenzt.

Die hier zusammengefasste Studie stellt eine umfassende Wissengrundlage für Fachöffentlichkeit sowie potenzielle Investoren und staatliche Förderer einschlägiger Technologieprojekte bereit. Dabei kann die Studie nur eine - neben anderen - Entscheidungsgrundlagen darstellen. Zur Fortentwicklung und Erprobung biomasse-basierter Wasserstoff-Produktionstechnologien sind weitere Demonstrationsprojekte erforderlich. Hier ist das Engagement privater Investoren gefragt. Angesichts der Vielfalt bestehender Optionen sind staatliche Stellen gehalten, Anträge für Demonstrationsprojekte technologieoffen zu prüfen.