

Wasserstoff aus erneuerbarer Energie in Österreich – Ein Energieträger der Zukunft?

G. Jungmeier

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

40/2006

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Bestellmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter <http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

Wasserstoff aus erneuerbarer Energie in Österreich – Ein Energieträger der Zukunft?

Gerfried Jungmeier (Projektleitung),
Kurt Könighofer, Josef Spitzer, Lorenza Canella
Joanneum Research, Institut für Energieforschung

Amela Ajanovic, Reinhard Haas, Nebojsa Nakicenovic
Technische Universität Wien
Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft

Graz, Mai 2006

Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie



Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften

Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT. Sie wurde 2003 vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie im Rahmen des Impulsprogramms Nachhaltig Wirtschaften als mehrjährige Forschungs- und Technologieinitiative gestartet. Mit der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT soll durch Forschung und Technologieentwicklung die Gesamteffizienz von zukünftigen Energiesystemen deutlich verbessert und eine Basis zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger geschaffen werden.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements und der großen Kooperationsbereitschaft der beteiligten Forschungseinrichtungen und involvierten Betriebe konnten bereits richtungsweisende und auch international anerkannte Ergebnisse erzielt werden. Die Qualität der erarbeiteten Ergebnisse liegt über den hohen Erwartungen und ist eine gute Grundlage für erfolgreiche Umsetzungsstrategien. Mehrfache Anfragen bezüglich internationaler Kooperationen bestätigen die in ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT verfolgte Strategie.

Ein wichtiges Anliegen des Programms ist, die Projektergebnisse – sei es Grundlagenarbeiten, Konzepte oder Technologieentwicklungen – erfolgreich umzusetzen und zu verbreiten. Dies soll nach Möglichkeit durch konkrete Demonstrationsprojekte unterstützt werden. Deshalb ist es auch ein spezielles Anliegen die aktuellen Ergebnisse der interessierten Fachöffentlichkeit leicht zugänglich zu machen, was durch die Homepage www.ENERGIESYSTEMEderZukunft.at und die Schriftenreihe gewährleistet wird.

Dipl. Ing. Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung/Abstract 1 Seite

Kurzfassung/Abstract 5 Seiten

Berichtsteil:

1	Einleitung	1
1.1	Problembeschreibung und Einführung.....	1
1.2	Öko-Wasserstoff – Energieträger der Zukunft	1
1.3	Zielsetzung.....	3
1.4	Arbeitsschwerpunkte.....	3
1.5	Vorarbeiten.....	4
1.6	Aufbau der Studie	5
2	Methode	6
2.1	Bewertung energiewirtschaftlicher Optionen nach den 7 Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung.....	6
2.1.1	Einleitung	6
2.1.2	Entwicklung und Bewertung von Indikatoren.....	7
2.2	Analyse der ökologischen Zieldimension.....	11
2.3	Analyse der ökonomischen Zieldimension.....	16
2.3.1	Kostenanalyse	16
2.3.2	Lernkurven.....	18
2.4	Analyse der sozialen Zieldimension.....	19
2.5	Szenario für die mögliche Bedeutung von Öko-Wasserstoff in Österreich.....	20
2.6	Projektbeirat	22
2.7	Nationale und Internationale Vernetzung.....	22
2.8	Auswahl der untersuchten Energiesysteme.....	24
2.8.1	Öko-Wasserstoff-Energiesysteme	24
2.8.2	Auswahl Referenz-Energiesysteme	24
2.8.3	Zusammenfassung	25
3	Grundlagen zu Öko-Wasserstoff	27
3.1	Technologien für Öko-Wasserstoff-Energiesysteme	27
3.1.1	Eigenschaften von Wasserstoff	27
3.1.2	Erzeugung von Öko-Wasserstoff.....	27
3.1.3	Aufbereitung von Öko-Wasserstoff.....	31
3.1.4	Verteilung von Öko-Wasserstoff	32
3.1.5	Nutzung von Öko-Wasserstoff.....	32
3.1.6	Speicherung von Öko-Wasserstoff.....	34
3.2	Technologiedatenbank.....	35
3.3	Daten für Kostenentwicklung Öko-Wasserstoff-Technologien	37
3.4	Grunddaten für Szenario.....	38
4	Ergebnisse	40
4.1	Analyse der ökologischen Zieldimension.....	40
4.1.1	Transport.....	40
4.1.2	Stationäre Strom- und Wärmeerzeugung.....	64
4.2	Analyse der ökonomischen Zieldimension.....	70

4.2.1	Transport.....	71
4.2.2	Stationäre Strom- und Wärmeerzeugung.....	82
4.2.3	Zusammenfassung ökonomische Zieldimension.....	91
4.3	Analyse der sozialen Zieldimension.....	92
4.3.1	Allgemeine Ergebnisse	92
4.3.2	Einleitung zur Bewertung der Leitprinzipien der sozialen Zieldimension	93
4.3.3	Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung.....	93
4.3.4	Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adaptionfähigkeit und Lernfähigkeit	94
4.3.5	Prinzip der Fehlertoleranz und Risikovorsorge.....	95
4.3.6	Zusammenfassung soziale Zieldimension.....	96
4.4	Szenario „Mögliche Rolle von Öko-Wasserstoff“	96
4.5	Vorschläge für zukünftige Demoprojekte	99
5	Schlussfolgerungen	102
5.1	Strom und Wärme	102
5.2	Transport.....	102
5.3	Erzeugung von Öko-Wasserstoff in Österreich.....	103
5.4	Speicherung von Ökostrom.....	103
5.5	Infrastruktur	103
5.6	Wasserstoff-Fahrzeuge.....	103
5.7	Wasserstoff-Speicherung im Fahrzeug.....	104
5.8	Gesamtwirtschaftliche Sicht	104
5.9	Mögliche zukünftige Rolle von Öko-Wasserstoff	104
5.10	Vorschläge für zukünftige Aktivitäten zu Öko-Wasserstoff in Österreich	105
5.10.1	Koordination Nationaler Wasserstoff-Aktivitäten	105
5.10.2	F&E Bedarf und Demonstrations-Projekte	105
5.10.3	Internationale Vernetzung.....	105
6	Ausblick und Empfehlungen	106
7	Verzeichnisse	107
7.1	Literaturverzeichnis	107
7.2	Abbildungsverzeichnis	109
7.3	Tabellenverzeichnis	113

Anhänge

Anhang A: Projektbeirat: 3 Sitzungsprotokolle

Anhang B: Literatur Wasserstoff

Anhang C: Technologiedatenbank

Anhang D: Ökologische Analyse

Anhang E: Ökonomische Analyse

Anhang F: Vorschläge für Demonstrationsprojekte

Anhang G: Dokumentation Abschlussworkshop im Rahmen der Ersten Österreichischen Wasserstoff-Konferenz

Wasserstoff aus Erneuerbaren in Österreich

Kurzfassung 1

Motivation: Weltweit werden jährlich etwa 520 Mrd. Nm³ Wasserstoff erzeugt, die überwiegend als chemischer Rohstoff und in der Metallurgie genutzt werden. Diese Menge hat einen Energieinhalt von etwa 5.700 PJ. Wasserstoff kann in unterschiedlichen Prozessen, die fossile oder erneuerbare Energieträger nutzen, erzeugt werden. Als Energieträger kann Wasserstoff vielseitig genutzt werden: Wasserstoff kann gespeichert, transportiert und zur Erzeugung von Strom, Wärme und Kraft in stationären und mobilen Anwendungen eingesetzt werden. Ob und in welchem Ausmaß Wasserstoff zukünftig in Energiesystemen Bedeutung erlangen könnte, wird derzeit international untersucht und diskutiert, wobei technische Anwendungsmöglichkeiten, Kosten, Potenziale und Einführungsstrategien betrachtet werden. Der Hintergrund dieser internationalen Forschungsaktivitäten ist die Vision einer globalen Wasserstoffwirtschaft, da Wasserstoff bei der Nutzung als einer der „saubersten“ Energieträger angesehen werden kann. Die wesentliche Voraussetzung hierfür ist seine Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern („Öko-Wasserstoff“).

Inhalt und Ziele: Die Zielsetzung dieser Studie ist es zu analysieren, ob und unter welchen Randbedingungen Öko-Wasserstoff in Österreich ein Energieträger der Zukunft sein kann. Hierzu werden die Vorteile und Nachteile von Öko-Wasserstoff gegenüber anderen Energieträgern untersucht und bewertet, wobei technologische, ökonomische, ökologische und soziale Aspekte berücksichtigt werden. Dies betrifft die Frage, wie Öko-Wasserstoff erzeugt, sowie wo und wie er verwendet werden soll. Es werden Technologien für die Erzeugung von Öko-Wasserstoff aus erneuerbarer Energie betrachtet: Vergasung von Biomasse, Dampfreformierung von Biogas aus Gülle und Maissilage, Elektrolyse mit Strom aus Wasserkraft, Wind, Photovoltaik. Anhand der 7 Leitprinzipien einer nachhaltigen Technologieentwicklung aus dem BMVIT-Programm „Nachhaltig Wirtschaften“ werden die Öko-Wasserstoff-Energiesysteme bewertet, um mögliche Vorteile dieses „Umweges“ gegenüber der direkten Nutzung erneuerbarer Energie für die Strom-, Wärme- und Treibstoff-Erzeugung darzustellen.

Ergebnisse: Die mittel- bis langfristig interessanteste energiewirtschaftliche Option für Öko-Wasserstoff in Österreich ist die Bereitstellung von Transportdienstleistungen mit Fahrzeugen, die gasförmigen Wasserstoff aus der Elektrolyse mit Strom aus Wasser- und Windkraft nutzen. Im Transportsektor könnte Öko-Wasserstoff aus Ökostrom mittel- und langfristig als Treibstoff einen bedeutenden Beitrag leisten. Bei Einsatz der Elektrolyse direkt an der Tankstelle könnte die bestehende Infrastruktur des Stromnetzes genutzt werden. Kurz- bis mittelfristig haben vor allem Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor für gasförmigen Wasserstoff, gegebenenfalls im bivalenten Betrieb mit Benzin, die günstigsten Voraussetzungen. Erst nach technischer Weiterentwicklung, verbunden mit einer deutlichen Kostenreduktion, werden Brennstoffzellen-Fahrzeuge eingesetzt werden können. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist kurzfristig eine umfassende Öko-Wasserstoff-Energiewirtschaft in Österreich nicht zu erreichen, weil die direkte Nutzung erneuerbarer Energie zur Bereitstellung der Energiedienstleistungen ökonomisch günstiger ist. Um die mittel- und langfristig gegebenen Chancen nutzen zu können, sind für Forschung, Weiterentwicklung und Demonstration von Öko-Wasserstoff-Technologien weitere Anstrengungen notwendig. Diese sollten in die bestehenden und geplanten internationalen Netzwerke eingebunden sein, z.B. die European Hydrogen and Fuel Cell Platform (HFP) und das IEA Hydrogen Implementing Agreement (HIA). Folgende mögliche österreichische Demonstrationsprojekte werden vorgeschlagen, um ein auf der Nutzung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energieträgern aufbauendes, energieeffizientes und flexibles Energiesystem demonstrieren zu können: Öko-Wasserstoff aus Elektrolyse mit Windstrom, Öko-Wasserstoff in einer Raffinerie und Demonstration von Öko-Wasserstoff-Fahrzeugen.

Renewable Hydrogen in Austria

Abstract 1

Motivation: Today about 520 billion Nm³ of hydrogen are produced worldwide mainly as feed stock for the chemical industry and for metallurgical industry. This amount has an energy content of about 5.700 PJ. Hydrogen can be produced in different processes using fossil or renewable energy. Hydrogen can be used as energy carrier in many different ways: hydrogen can be stored, transported and used for the production of electricity, heat and transportation services. International R&D activities are carried out to analyse hydrogen technologies for different applications: cost, potentials and market implementation strategies with the aim to describe the possible role of hydrogen in a future energy system. The motivation for these international activities is the vision of a global hydrogen economy, as hydrogen is regarded as one of the cleanest final energy carriers, if it is produced from renewable energy („renewable hydrogen“).

Content and aims: The aim of this study is to analyse under which conditions renewable hydrogen might be an energy carrier of tomorrow in Austria. The advantages and disadvantages of renewable hydrogen energy systems are compared to other energy systems through an assessment of technological, economical, environmental and social aspects. The focus is on the method of producing renewable hydrogen and where and how renewable hydrogen should be used. The following technologies to produce renewable hydrogen are considered: gasification of biomass, steam reforming from biogas made of manure and maize silage, electrolysis with electricity from hydro, wind and photovoltaic power. The energy systems with renewable hydrogen are assessed based on the seven principles of sustainable technology development defined for the program „Sustainable Economy“ of the Austrian Ministry of Transportation, Innovation and Technology (BMVIT), to identify possible advantages of using renewable energy via the production of hydrogen for heat, electricity and transportation services.

Results: In a medium- to long-term perspective the most interesting energy option for renewable hydrogen in Austria is to provide transportation services with vehicles, that use gaseous hydrogen produced from renewable electricity from hydro and wind power. In a future sustainable Austrian energy system the possible contribution from renewable hydrogen in the transportation sector might be significant. With the electrolysis „on-site“ at the hydrogen filling station the existing infrastructure for electricity may be used. In a short- to medium-term perspective vehicles with a hydrogen combustion engine which might also be fuelled with gasoline in a bivalent mode, have favourable conditions. Fuel cell vehicles with hydrogen might become attractive only after a technological development combined with a significant cost reduction. From an overall economic point of view it is not possible to establish a renewable hydrogen economy in Austria in a short-term perspective, because the direct use of renewable energy for energy services is economically more feasible. But to be able to benefit from the medium- and long-term opportunities, further national R&D efforts are necessary to develop and demonstrate technologies for renewable hydrogen. These activities should be linked to existing and planned international networks, e.g. the European Hydrogen and Fuel Cell Platform (HFP) and the IEA Hydrogen Implementing Agreement (HIA) and the International Partnership on Hydrogen Economy (IPHE). The following possible demonstration projects are recommended to demonstrate an efficient and flexible energy system based on hydrogen from renewable energy: renewable hydrogen from electrolysis with wind electricity, renewable hydrogen use in a refinery and demonstration of vehicles fuelled with renewable hydrogen.

Wasserstoff aus Erneuerbaren in Österreich

Kurzfassung 2

Motivation

Weltweit werden jährlich etwa 520 Mrd. Nm³ Wasserstoff erzeugt, die überwiegend als chemischer Rohstoff und in der Metallurgie genutzt werden. Diese Menge hat einen Energieinhalt von etwa 5.700 PJ (zum Vergleich: der österreichische Endenergiebedarf liegt bei etwa 1.000 PJ/a). Wasserstoff kann in unterschiedlichen Prozessen, die fossile oder erneuerbare Energieträger nutzen, erzeugt werden. Als Energieträger kann Wasserstoff vielseitig genutzt werden: Wasserstoff kann gespeichert, transportiert und zur Erzeugung von Strom, Wärme und Kraft in stationären und mobilen Anwendungen eingesetzt werden. Ob und in welchem Ausmaß Wasserstoff zukünftig in Energiesystemen Bedeutung erlangen könnte, wird derzeit international untersucht und diskutiert, wobei technische Anwendungsmöglichkeiten, Kosten, Potenziale und Einführungsstrategien betrachtet werden. Der Hintergrund dieser internationalen Forschungsaktivitäten ist die Vision einer globalen Wasserstoffwirtschaft, da Wasserstoff bei der Nutzung als einer der „saubersten“ Energieträger angesehen werden kann. Die wesentliche Voraussetzung hierfür ist seine Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern („Öko-Wasserstoff“). Das gegenständliche Projekt konzentriert sich daher auf diese Art der Erzeugung.

Inhalt und Ziele

Die Zielsetzung dieser Studie ist es zu analysieren, ob und unter welchen Randbedingungen Öko-Wasserstoff in Österreich ein Energieträger der Zukunft sein kann. Hierzu werden die Vorteile und Nachteile von Öko-Wasserstoff gegenüber anderen Energieträgern untersucht und bewertet, wobei technologische, ökonomische, ökologische und soziale Aspekte berücksichtigt werden. Dies betrifft auch die Frage, wie Öko-Wasserstoff erzeugt, sowie wo und wie er verwendet werden soll. Es werden Technologien für die Erzeugung von Öko-Wasserstoff aus erneuerbarer Energie – Vergasung von Holz, Dampfreformierung von Biogas aus Gülle und Maissilage, Elektrolyse mit Strom aus Wasserkraft, Wind, Photovoltaik – betrachtet. Anhand der 7 Leitprinzipien einer nachhaltigen Technologieentwicklung aus dem BMVIT-Programm „Nachhaltig Wirtschaften“ werden diese Technologien der Öko-Wasserstoff-Energiesysteme bewertet, um mögliche Vorteile dieses „Umweges“ gegenüber der direkten Nutzung erneuerbarer Energie für die Strom-, Wärme- und Treibstoff-Erzeugung darzustellen. Dies soll auch Aussagen liefern, ob durch Wasserstoff ein zusätzliches Potenzial und zusätzliche Anwendungsbereiche für erneuerbare Energieträger erschlossen werden können.

Basierend auf den im Projekt erarbeiteten interessantesten zukünftig möglichen energiewirtschaftlichen Optionen für Öko-Wasserstoff in Österreich, werden mögliche Öko-Wasserstoff-Demonstrationsprojekte identifiziert, die ein auf der Nutzung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energieträgern aufbauendes, energieeffizientes und flexibles Energiesystem demonstrieren können. Der Schwerpunkt liegt auf der Bewertung von Technologien und Komponenten für die Erzeugung von Öko-Wasserstoff aus erneuerbaren Energieträgern und auf der Wasserstoffnutzung (inkl. Transport und Speicherung) im Transportsektor und – soweit möglich und zweckmäßig – zur Strom- und Wärmeerzeugung im Kleinverbrauch. Es werden der aktuelle Stand der Öko-Wasserstofftechnologien (Jahr 2005) sowie ein möglicher zukünftiger Entwicklungsstand (Jahr 2050) untersucht. Die betrachteten Referenzsysteme sind die direkte Nutzung erneuerbarer Energie (Wasserkraft, Wind, Photovoltaik, Biomasse inkl. Biogas) für Strom und Wärme sowie Biotreibstoffe und die fossilen Energieträger Erdgas und Diesel. Um die unterschiedlichen Charakteristika der analysierten Energiesysteme zu berücksichtigen, wurden insgesamt 31 Öko-Wasserstoff-Energiesysteme untersucht und mit 32 Referenzenergiesystemen verglichen – 21 mit der direkten Nutzung erneuerbarer Energie und 11 mit fossiler Energie.

Methoden der Bearbeitung

Zur Bewertung von energiewirtschaftlichen Optionen von Öko-Wasserstoff werden die 7 Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung aus der Programmlinie „Nachhaltig Wirtschaften“ des BMVIT herangezogen. Diese Leitprinzipien werden für den Vergleich von Energiesystemen mit Öko-Wasserstoff mit der direkten Nutzung erneuerbarer Energie sowie mit fossilen Energieträgern angewandt. Die Bewertung nach den 7 Leitprinzipien erfolgt bei den drei folgenden Prinzipien qualitativ:

- „Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung“
- „Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adaptionfähigkeit und Lernfähigkeit“
- „Prinzip der Fehlertoleranz und Risikovorsorge“

und bei den vier folgenden Prinzipien quantitativ:

- „Prinzip der Nutzung erneuerbarer Ressourcen“
- „Effizienzprinzip“
- „Prinzip der Recyclingfähigkeit“
- „Prinzip der Sicherung von Arbeit, Einkommen und Lebensqualität“

Die Bewertungen der Öko-Wasserstoff-Energiesysteme und der Vergleich mit den Referenzenergiesystemen werden auf Basis von Lebenszyklusanalysen (LCA) durchgeführt. Damit werden von der Gewinnung der Primärenergie bis zur Bereitstellung einer Energiedienstleistung alle Elemente berücksichtigt, die für die Bewertung energiewirtschaftlicher Optionen notwendig sind.

Die wesentlichen Elemente von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen sind ausgehend von der Energiequelle

- die Erzeugung: z.B. Vergasung von Holz, Elektrolyse mit Ökostrom
- die Aufbereitung: z.B. Verdichtung, Verflüssigung
- die Verteilung: z.B. LKW, Pipeline, Zwischenspeicherung
- die Speicherung und Abgabe: z.B. Druckspeicher, Tankstelle
- die Nutzung: z.B. Brennstoffzellen- bzw. Verbrennungskraftmotor-Fahrzeug, stationäre Brennstoffzelle für die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme.

Für diese Elemente wurden die technologischen und ökonomischen Grunddaten in einer Technologiedatenbank zusammengestellt, für den Technologiestand im Jahr 2005 und einem möglichen zukünftigen Technologiestand im Jahr 2050.

Im Rahmen des Projekts wurde ein Projektbeirat „Öko-Wasserstoff in Österreich“ eingerichtet, der dreimal – zu Projektbeginn, zur Projekthalbzeit sowie vor Projektabschluss – zusammentraf. In diesem Beirat wurden zur Vernetzung der Öko-Wasserstoff-Aktivitäten zu anderen themenverwandten Aktivitäten – wie z.B. Hydrogen Center Austria (HyCentA) - auch Vertreter aus der Industrie und der Verwaltung eingebunden, um gemeinsam jene Möglichkeiten zu identifizieren, die für die weiteren österreichischen Aktivitäten zu Öko-Wasserstoff notwendig sind, sowie jene Voraussetzungen zu analysieren, die zur Realisierung von Öko-Wasserstoff-Demonstrationsprojekten erforderlich sind.

Ergebnisse

Zunächst wird an einem Beispiel die Vorgangsweise bei den Berechnungen beschrieben, anschließend werden die Ergebnisse zusammenfassend diskutiert.

In Abbildung A sind beispielhaft für die Transportdienstleistung (2050) die drei Prozessketten für den Vergleich des Öko-Wasserstoff-Energiesystems mit den Referenz-Energiesystemen dargestellt:

- 1 Öko-Wasserstoff-Energiesystem (indirekte Nutzung erneuerbarer Energie): Brennstoffzellen-Fahrzeug mit gasförmigen Wasserstoff (700 bar) aus Wasserkraft
- 2 Direkte Nutzung erneuerbarer Energie: Elektrofahrzeug mit Batterie und Elektromotor und Strom aus Wasserkraft
- 3 Fossiles Energiesystem: Diesel-Fahrzeug mit Verbrennungskraftmotor

In Abbildung B ist die Bewertung energiewirtschaftlicher Optionen anhand der 7 Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung für das gewählte Beispiel dargestellt. Es zeigt sich, dass das Elektro-Fahrzeug mit Ökostrom aufgrund der höheren Energieeffizienz sowohl bei den Treibhausgasemissionen, beim gesamten und fossilen Energieverbrauch wie auch beim Materialaufwand günstigster ist als das Brennstoffzellen-Fahrzeug mit Öko-Wasserstoff. Das Diesel-Fahrzeug hat die höchsten Treibhausgasemissionen und den höchsten fossilen Energieverbrauch, jedoch den geringsten Materialaufwand. Das Öko-Wasserstoff-Fahrzeug hat die höchsten Transportkosten.

Das Elektrofahrzeug mit Ökostrom ist somit bei den Leitprinzipien „Prinzip der Nutzung erneuerbarer Ressourcen“, „Effizienzprinzip“ und „Prinzip der Recyclingfähigkeit“ günstiger zu bewerten. Das „Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung“ wird vom Öko-Wasserstoff-Fahrzeug besser erfüllt als vom Elektrofahrzeug, z.B. aufgrund der geringeren Reichweiten. Das „Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adaptionfähigkeit und Lernfähigkeit“ wird vom Öko-Wasserstoff-Fahrzeug derzeit gleich und zukünftig besser erfüllt als vom Elektrofahrzeug. Für das „Prinzip der Fehlertoleranz und Risikovorsorge“ wird bei allen Fahrzeugen angenommen, dass es aufgrund der sicherheitstechnischen und gesetzlichen Vorschriften erfüllt wird, da ansonsten die Technologie nicht am Markt sein kann. Das „Prinzip der Sicherung von Arbeit, Einkommen und Lebensqualität“ wird zukünftig von Öko-Wasserstoff-Fahrzeugen wie auch Elektrofahrzeugen vollständig erfüllt werden müssen, z.B. etwa gleiche Kosten der Transportdienstleistung, damit diese Technologien marktfähig sind.

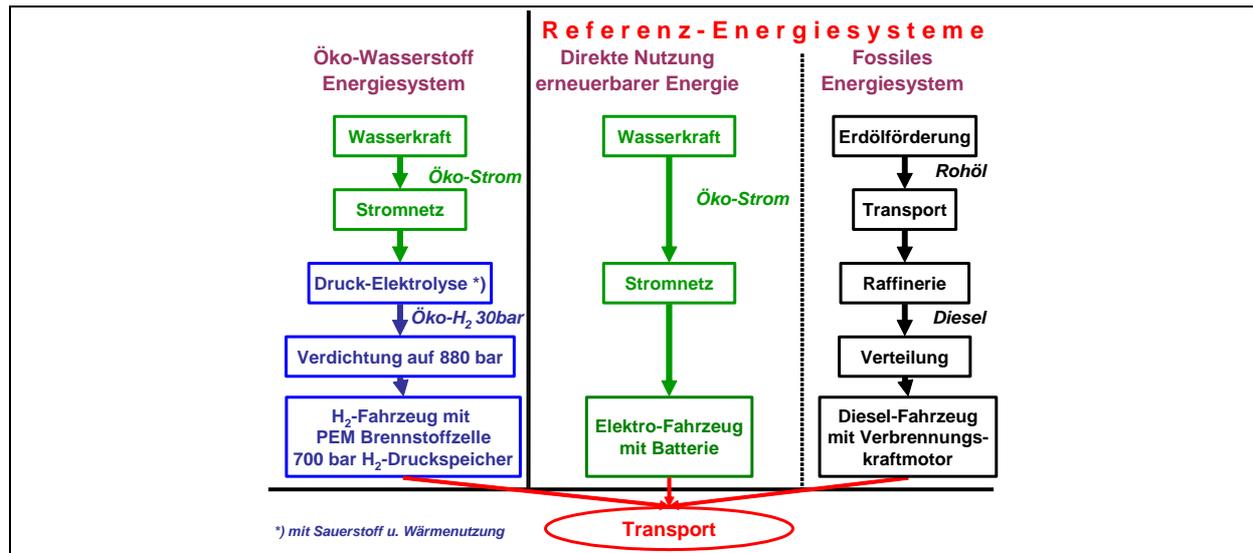


Abbildung A: Prozessketten für ein Brennstoffzellen-Fahrzeug mit gasförmigem Wasserstoff (700 bar) aus Wasserkraft, ein Elektrofahrzeug mit Batterie und Elektromotor sowie ein Diesel-Fahrzeug mit Verbrennungskraftmotor

Die 7 Leitprinzipien nachhaltiger Technologie-Entwicklung	Technologie 2005			Technologie 2050		
	Öko-H ₂ BZ-PKW	Öko-Strom Fahrzeug	Diesel-Fahrzeug	Öko-H ₂ BZ-PKW	Öko-Strom Fahrzeug	Diesel-Fahrzeug
1. Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung [qualitativ] ¹⁾	75%	40%	75%	95%	75%	95%
2. Prinzip der Nutzung erneuerbarer Ressourcen [g CO ₂ -Äq/km]	66,4	31,3	206	34,5	16,8	138
3. Effizienzprinzip [kWh/km] (bzw. kWh _{loss} /km)	0,74 (0,15)	0,37 (0,07)	0,73 (0,72)	0,55 (0,08)	0,28 (0,04)	0,49 (0,48)
4. Prinzip der Recyclingfähigkeit [g _{nicht recyclingfähig} /km]	57,1	24,6	12	30,7	13,3	6,9
5. Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adaptionfähigkeit und Lernfähigkeit [qualitativ] ¹⁾	80%	80%	30%	100%	90%	50%
6. Prinzip der Fehlertoleranz und Risikovorsorge [qualitativ] ^{1), 2)}	100%	100%	100%	100%	100%	100%
7. Prinzip der Sicherung von Arbeit, Einkommen, Lebensqualität [Euro/km, qualitativ] ²⁾	2,05	0,36	0,24	100%	100%	100%

1) Erfüllungsgrad [%]
2) Annahme für die Technologien im Jahr 2050: Prinzip muss sehr gut erfüllt sein, sonst kann die Technologie nicht marktfähig sein

Abbildung B: Bewertung energiewirtschaftlicher Optionen für Transportdienstleistungen nach den 7 Prinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung mit den Beispielen: Öko-Wasserstoff, Öko-strom aus Wasserkraft und Diesel

Die Ergebnisse der Bewertung aller untersuchten Öko-Wasserstoff-Energiesysteme im Vergleich zu den Energiesystemen der direkten Nutzung erneuerbarer Energie und der Nutzung fossiler Energieträger werden nachfolgend zusammengefasst, wobei auf die jeweiligen Einsatzbereiche der Öko-Wasserstoff-Energiesysteme eingegangen wird.

- Strom und Wärme: Die Technologien für die direkte Nutzung erneuerbarer Energie für Strom und Wärme sind hoch entwickelt und energieeffizient. Sie entsprechen den 7 Leitprinzipien nachhaltiger Technologie wesentlich besser als der Einsatz von Öko-Wasserstoff, insbesondere bei Energieeffizienz, Treibhausgasemissionen und Kosten.
- Transport: Öko-Wasserstoff und Elektrofahrzeuge als Ersatz für Diesel und Benzin können zur Reduktion von Treibhausgasemissionen und fossilem Energieeinsatz beitragen. Elektrofahrzeuge sind in Entwicklung, und derzeit nur für bestimmte Einsatzbereiche verfügbar. Wasserstoff-Fahrzeuge sind in Entwicklung, und Konzeptfahrzeuge werden getestet. Öko-Wasserstoff-Fahrzeuge haben höhere Treibhausgasemissionen und geringere Energieeffizienz als Elektrofahrzeuge mit Ökostrom.

- Erzeugung: Die Erzeugung von Öko-Wasserstoff über die Elektrolyse mit Strom aus Wasserkraft, Windenergie ist kurz- und mittelfristig günstiger zu beurteilen als die Erzeugung aus Biomasse. Öko-Wasserstoff aus Biomasse kann nur langfristig bedeutsam werden, da Biomasse zur Erzeugung von Wärme, Strom und Biotreibstoffen die 7 Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung wesentlich besser erfüllt. Die Nutzung der Nebenprodukte Sauerstoff und Wärme aus der Elektrolyse kann interessant sein. Die Wasserstoff-Erzeugung durch Dampfreformierung von Erdgas erscheint auch als Übergangsstrategie zu Öko-Wasserstoff nur mit CO₂-Speicherung zweckmäßig – vor allem im Hinblick auf die notwendige Reduzierung der Treibhausgasemissionen in Österreich.
- Energiespeicherung: Die Speichereigenschaften von Biomasse und Pumpspeicherwerken für Wasserkraft sind ähnlich zu bewerten wie jene von Öko-Wasserstoff. Die Speicherung von so genanntem „nicht-netzfähigem“ Ökostrom aus Wind und Photovoltaik in Verbindung mit der Produktion und Nutzung von Öko-Wasserstoff als Treibstoff kann unter bestimmten Rahmenbedingungen interessant sein.
- Infrastruktur zur Nutzung im Transportsektor: Kurz- bis mittelfristig werden die „On-site“-Elektrolyse mit Ökostrom und die Nutzung als gasförmiger Öko-Wasserstoff an der Tankstelle interessant sein. Entweder ist die Tankstelle direkt am Ort der Ökostromerzeugung oder der Ökostrom wird über das Stromnetz zur Tankstelle übertragen. Hierzu ist ein leistungsfähiges Stromnetz erforderlich, wobei durch die Elektrolyse und die Speicherung von Öko-Wasserstoff Synergieeffekte für Lastmanagement möglich sind, wenn die Elektrolyse in Schwachlastzeiten bzw. bei aktuellem „Überschuss“ an Ökostrom betrieben wird. Flüssiger Öko-Wasserstoff erscheint mittelfristig möglich, erfordert jedoch eine große Verflüssigungsanlage (ab 5 t/Tag) mit entsprechender Infrastruktur für Zulieferung und Verteilung von Öko-Wasserstoff.
- Fahrzeuge: Wasserstoff-Fahrzeuge sind im Entwicklungs- bzw. Demonstrationsstadium („Konzeptfahrzeuge“). Die Fahrzeugkonzepte mit PEM-Brennstoffzelle haben mittel- und langfristig das Potenzial, energieeffizienter und emissionsärmer zu sein als jene mit Verbrennungskraftmotor („Null-Emission“). Der derzeitige Entwicklungsstand des Wasserstoff-Verbrennungskraftmotors ist höher als der des Elektromotors mit Proton Exchange Membrane (PEM)-Brennstoffzelle. Der Wasserstoff-Verbrennungsmotor kann bivalent mit Öko-Wasserstoff und Benzin betrieben werden, was sehr wesentlich für eine Übergangsstrategie bzw. eine frühe Markteinführung ist. PEM-Brennstoffzellen benötigen hochreinen Öko-Wasserstoff (V5.0).
- Speicherung im Fahrzeug: Gegenwärtig ist die gasförmige Druckwasserstoff-Speicherung bei 350 bar in Fahrzeugen demonstriert. Mittelfristig ist absehbar, dass die gasförmige Druckwasserstoff-Speicherung bei 700 bar technisch realisiert wird. Auch die Flüssigwasserstoff-Speicherung wird gegenwärtig demonstriert, was jedoch die Verfügbarkeit großer Verflüssigungsanlagen und der Verteilinfrastruktur erfordert.
- Mögliche zukünftige Rolle von Öko-Wasserstoff: Mit der Szenario-Annahme, dass ein Energiesystem mit ausschließlich erneuerbaren heimischen Energieträgern realisiert werden kann, in dem der Endenergiebedarf im Transportsektor von derzeit etwa 293 PJ/a auf etwa 117 PJ/a deutlich reduziert werden kann, könnte Wasserstoff aus Ökostrom einen Beitrag von etwa 65 PJ/a leisten. Das wären 12 % des in diesem Szenario notwendigen Endenergieeinsatzes von etwa 503 PJ/a (derzeit etwa 1.000 PJ/a).

Schlussfolgerungen

Die Beurteilung, ob und unter welchen Randbedingungen Wasserstoff aus erneuerbarer Energie ein Energieträger der Zukunft in Österreich sein kann, wird in den folgenden Schlussfolgerungen zusammengefasst:

1. Strom und Wärme: Die stationäre gekoppelte Strom- und Wärme-Erzeugung mit Öko-Wasserstoff könnte in Nischenanwendungen erfolgreich sein, ist aber keine energiewirtschaftliche Option.
2. Transport: Öko-Wasserstoff für den Transport kann mittel- bis langfristig die interessanteste energiewirtschaftliche Option werden, wenn Elektrofahrzeuge die Marktfähigkeit nicht erreichen.
3. Erzeugung: Die Elektrolyse mit Ökostrom (insbesondere mit der Nutzung von Sauerstoff und Wärme) kann die mittelfristig interessanteste energiewirtschaftliche Erzeugungs-Option für Öko-Wasserstoff werden.
4. Speicherung von Ökostrom: Mittelfristig könnte Öko-Wasserstoff als Speicher zur Verbesserung der Netzintegration von Ökostrom und für das Lastmanagement Bedeutung erlangen. Jedoch sollte neben der Rückverstromung vor allem auch die Nutzung von Öko-Wasserstoff als Treibstoff betrachtet werden.
5. Infrastruktur: Die Nutzung des bestehenden Stromnetzes und die „On-site“-Erzeugung von gasförmigen Öko-Wasserstoff an der Tankstelle ist eine kurz- bis mittelfristige energiewirtschaftliche Option.
6. Wasserstoff-Fahrzeuge: Mittelfristig werden Wasserstoff-Fahrzeuge mit (bivalenten) Verbrennungskraftmotoren am Markt verfügbar sein. Erst langfristig werden Brennstoffzellen-Fahrzeuge eingesetzt werden können, jedoch ist hierzu neben der erfolgreichen technologischen Entwicklung auch eine deutliche Kostenreduktion Voraussetzung.
7. Speicherung im Fahrzeug: Kurz- bis mittelfristig erscheint eher die gasförmige Wasserstoff-Speicherung bei 350 bar als mögliche energiewirtschaftliche Option. Die Speicherung von flüssigem Wasserstoff bei minus 253°C kann langfristig mit großen Verflüssigungsanlagen und einer entsprechenden Verteilinfrastruktur interessant werden.
8. Beitrag zur Bedarfsdeckung: In einem nachhaltigen Österreichischen Energieszenario, das nur heimische erneuerbare Energie nutzt, und das bei gleichen Energiedienstleistungsumfang einen deutlich reduzierten Endenergiebedarf hat, könnte Wasserstoff aus Ökostrom im Transportsektor mit etwa 65 PJ/a beitragen.
9. Gesamtwirtschaftliche Sicht: Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist die Einführung einer umfassenden Öko-Wasserstoff-Wirtschaft kurz- bis mittelfristig nicht zu erwarten, weil die direkte Nutzung erneuerbarer Energie zur Bereitstellung der Energiedienstleistungen ökonomisch günstiger ist.
10. F&E-Bedarf: Um die langfristig gegebenen Chancen zu nutzen, sind Weiterentwicklungen und F&E-Anstrengungen notwendig, insbesondere zur Komponentenentwicklung und zur Demonstration von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen. Diese F&E-Tätigkeiten sollten in die bestehenden und geplanten internationalen Netzwerke eingebunden sein.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die mittel- und langfristig interessanteste energiewirtschaftliche Option für Öko-Wasserstoff in Österreich die Bereitstellung von Transportdienstleistungen mit Fahrzeugen, die gasförmigen Wasserstoff aus der Elektrolyse mit Strom aus Wasser- und Windkraft nutzen, sein könnte. Um die bestehende Infrastruktur des Stromnetzes zu nutzen, sollte die Elektrolyse direkt an der Tankstelle erfolgen. Kurzfristig haben vor allem Fahrzeuge mit Verbrennungskraftmotor für gasförmigen Wasserstoff, bei einem möglichen bivalenten Betrieb mit Benzin, die günstigsten Voraussetzungen. Erst nach technischer Weiterentwicklung, verbunden mit einer deutlichen Kostenreduktion, werden Brennstoffzellen-Fahrzeuge mit Öko-Wasserstoff eingesetzt werden können.

Um die mittel- bis langfristig gegebenen Chancen nutzen zu können, sind Aufwendungen für Forschung, Weiterentwicklung und Demonstration von Öko-Wasserstoff-Technologien notwendig.

Diese sollten in die bestehenden und geplanten internationalen Netzwerke eingebunden sein, z.B. European Hydrogen and Fuel Cell Platform (HFCP), IEA Hydrogen Implementing Agreement (HIA) und International Partnership on Hydrogen Economy (IPHE). Folgende mögliche Demonstrationsprojekte in Österreich werden vorgeschlagen, um die Nutzung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energieträgern demonstrieren zu können: Öko-Wasserstoff aus Elektrolyse mit Windstrom, Öko-Wasserstoff in Raffinerien (Elektrolyse mit Ökostrom, Biogas zur Co-Feuerung in Erdgas-Dampfreformer) und Demonstration von Öko-Wasserstoff-Fahrzeugen.

Renewable Hydrogen in Austria

Abstract 2

Motivation

Today about 520 billions Nm³ of hydrogen are produced worldwide mainly as raw chemical material and for metal industry. This amount has an energy content of about 5,700 PJ, (for comparison, the Austrian final energy consumption is about 1,000 PJ/a). Hydrogen can be produced in different processes using fossil or renewable energy. As energy carrier hydrogen can be used in many different ways: hydrogen can be stored, transported and used for the production of electricity, heat and transportation services. International R&D activities are under way to analyse hydrogen technologies for different applications, cost, potentials and market implementation strategies the technical with the aim to describe the possible role of hydrogen in a future energy system. The motivation for these activities is the vision of a global hydrogen economy, as hydrogen is seen as one of the cleanest final energy carriers, if it is produced from renewable energy („renewable hydrogen“). Therefore, this study concentrates on the production of hydrogen from renewable energy sources.

Contents and aims

The aim of this study is to analyse under which conditions renewable hydrogen might be an energy carrier of tomorrow in Austria. The advantages and disadvantages of renewable hydrogen energy systems are compared to other energy systems by an assessment of technologic, economic, environmental and social aspects. The focus is on the production method of producing renewable hydrogen and where and how renewable hydrogen should be used. The following technologies to produce renewable hydrogen are considered: gasification of wood, steam reforming of biogas made of manure and maize silage, electrolysis with electricity from hydro, wind and photovoltaic power. The energy systems with renewable hydrogen are assessed according to the seven principles of sustainable technology development layed down in the program „Sustainable economy“ of the Austrian Ministry of Transportation, Innovation and Technology (BMVIT), to identify possible advantages of using renewable energy via the production of hydrogen for heat, electricity and transportation services. The results should outline possible additional opportunities for applications of renewable energy that could be made accessible via renewable hydrogen.

Based on the results of the most interesting future perspectives of renewable hydrogen in Austria, possible Austrian demonstration projects with renewable hydrogen will be identified, in which an efficient and flexible energy system based on hydrogen from renewable energy might be demonstrated. The identification of hydrogen energy systems should demonstrate the future possibilities and the relevance of hydrogen as energy carrier in a future sustainable Austrian energy system.

The focus of the study lies on the assessment of technologies and components for the production of hydrogen with renewable energy and the hydrogen use (incl. transport and storage) in transportation sector as „alternative fuel“ and – as far as feasible – for the combined electricity and heat production in the residential sector. The current state of technology (year 2005) and the future possible state of technology (year 2050) are considered. The reference energy systems considered are the direct use of renewable energy (hydro, wind, photovoltaic power, biomass incl. biogas) for electricity and heat and transportation biofuels and the fossil energy systems using natural gas and oil. To account for the specific characteristics of these energy systems a total of 31 energy systems with renewable hydrogen and 32 reference energy systems – 21 with the direct use of renewable energy and 11 with fossil energy – are analysed.

Methodology

In order to identify the possible future role of hydrogen in the energy system we carry out an assessment based on the seven principles of sustainable technology development from the program „Sustainable Economy“ of the Austrian Ministry of Transportation, Innovation and Technology (BMVIT). These principles are used for the comparison of the energy systems based on renewable hydrogen with energy systems based on the direct use of renewable energy and fossil energy. A qualitative assessment is done for the following three principles:

1. „Principle of energy service and consumer needs“,
2. „Principle of adjusting, flexibility, adaptability and learning ability“ and
3. „Principle of error and risk tolerance“

A quantitative assessment is done for the following four principles:

1. „Principle of using renewable resources“
2. „Principle of efficiency“
3. „Principle of recycling capability“
4. „Principle of securing employment, income and quality of life“

The assessment of energy systems based on renewable hydrogen and the comparison to the reference energy systems is done on the basis of a life cycle assessment (LCA). This approach guarantees that all elements necessary for the identification of a future possible role in the energy system will be covered, beginning with the production of primary energy up to the supply of an energy service..

The main elements of an energy system based on renewable hydrogen starting with the renewable energy source are

- Production: e.g. gasification of wood, electrolysis with green electricity
- Processing: e.g. compression, liquefaction
- Distribution: e.g. truck, pipeline, intermediate storage
- Storage and delivery: e.g. storage of compressed hydrogen, dispenser at filling station,
- Conversion to useful energy: e.g. fuel cell or internal combustion engine

For these elements the basic technological and economic data are summarized in a technology data base for the state of technology in year 2005 and the possible state in 2050.

For this project an advisory board „Renewable hydrogen in Austria“ was established, which met three times – at the beginning, in the middle and at the end of the project. In this advisory board the Austrian hydrogen activities are monitored, discussed and interlinked e.g. Hydrogen Centre Austria (HyCentA) with representatives from industry, administration and research. The aim was to identify possible future collaboration activities, which are necessary for the future opportunities of renewable hydrogen in Austria and to analyse and discuss the preconditions for the realisation of demonstration projects with renewable hydrogen.

Results

First the procedure applied is described in an example, and then the main results are summarized.

In [Figure A](#) the three process chains for transportation systems in 2050 are shown for the renewable hydrogen energy system and the two reference energy systems:

- Renewable hydrogen energy system (indirect use of renewable energy): fuel cell vehicle with gaseous hydrogen (700 bar) made from hydro power
- Direct use of renewable energy: electric vehicle with battery, electric engine and electricity from hydro power
- Fossil energy system: vehicle with a diesel internal combustion engine.

In Figure B the assessment according to the 7 principles of sustainable technology is shown for the example. Because of the higher efficiency, the electric vehicle with renewable electricity is better concerning the greenhouse gas emissions, the total and fossil primary energy consumption and the material demand compared to the vehicle with renewable hydrogen. The diesel vehicle has the highest greenhouse gas emissions and the highest fossil energy consumption, but the lowest material demand. The vehicle with renewable hydrogen has the highest transportation service costs.

Therefore the electric vehicle with renewable electricity fulfils the „Principle of using renewable resources“, „Principle of efficiency“ and „Principle of recycling capability“ very well. The „Principle of energy service and consumer needs“ is better fulfilled by the vehicle with renewable hydrogen compared to the electric vehicle. The hydrogen vehicle fulfils the „Principle of adjusting, flexibility, adaptability and learning ability“ currently equally and in future better than the electric vehicle. For the „Principle of error and risk tolerance“ it is assumed for all vehicles, that safety and security standards, rules and laws, are fulfilled, otherwise the technologies will not be on the market. The „Principle of securing employment, income and quality of life „ will be fulfilled by vehicle with renewable hydrogen and with renewable electricity, e.g. the same costs of transportation service, to ensure, that the technology will be on the market.

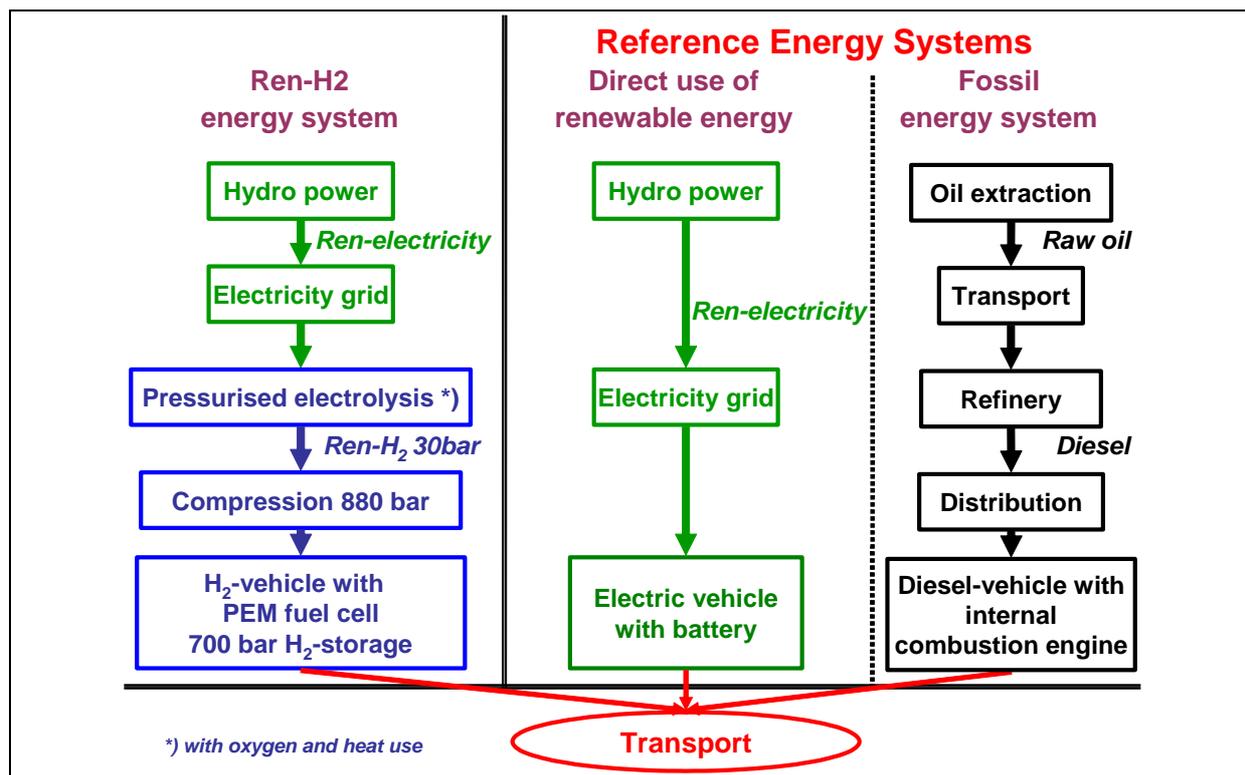


Figure A: Process chain for fuel cell vehicle with gaseous hydrogen (700 bar) from hydro power, electric vehicle with battery and diesel vehicle with internal combustion engine

The 7 principles of sustainable technology development	Technology 2005			Technology 2050		
	Ren-H ₂ FC-vehicle	Ren-electricity vehicle	Diesel vehicle	Ren-H ₂ FC-vehicle	Ren-electricity vehicle	Diesel vehicle
1. Principle of energy service and consumer needs [qualitative] ¹⁾	75%	40%	75%	95%	75%	95%
2. Principle of using renewable resources [g CO ₂ -eq/km]	66,4	31,3	206	34,5	16,8	138
3. Principle of efficiency [kWh/km] (bzw. kWh _{loss} /km)	0,74 (0,15)	0,37 (0,07)	0,73 (0,72)	0,55 (0,08)	0,28 (0,04)	0,49 (0,48)
4. Principle of recycling capability $g_{\text{nicht recyclingfähig/km}}$	57,1	24,6	12	30,7	13,3	6,9
5. Principle of adjusting, flexibility, adaptability and learning ability [qualitative] ¹⁾	80%	80%	30%	100%	90%	50%
6. Principle of error and risk tolerance [qualitative] ^{1), 2)}	100%	100%	100%	100%	100%	100%
7. Principle of securing employment, income and quality of life [Euro/km, qualitative] ²⁾	2,05	0,36	0,24	100%	100%	100%

1) extent of fulfillment [%]
2) assumption for technology year 2050; principle must be fulfilled for the technology to enter the market

Figure B: Assessment according to the 7 principles of sustainable technology development for transportation services, example vehicles with renewable hydrogen, renewable electricity and diesel

The results of the assessment of all considered energy systems with renewable hydrogen compared to the direct use of renewable energy and fossil energy are summarized as follows, whereby the different application options for renewable hydrogen are addressed.

- Electricity and heat: The technologies for the direct use of renewable energy for heat and electricity are highly developed and energy efficient. They fulfil the 7 principles of sustainable technology development significantly better than renewable hydrogen, especially in terms of energy efficiency, greenhouse gas emissions and costs.
- Transport: Renewable hydrogen and electric vehicles might contribute to the reduction of greenhouse gas emissions and the use of fossil energy by substituting gasoline and diesel vehicles. Electric vehicle are under development and are available for specific applica-

tions only. Hydrogen vehicles are under development too and concept vehicles are tested. Vehicles with renewable hydrogen have higher greenhouse gas emissions and a lower energy efficiency than electric vehicles using renewable electricity.

- Production: In the short to medium-term perspective the production of renewable hydrogen with electricity from hydro and wind power is more attractive than the production from biomass. Only in a long-term perspective renewable hydrogen from biomass might become relevant, because heat, electricity and biofuels produced from biomass fulfil the 7 principles of sustainable technology development significantly better. The use of the by-products oxygen and heat from electrolysis may become interesting. The hydrogen production via steam reforming of natural gas seems only of interest in a transition period to renewable hydrogen, if the CO₂ is sequestered, mainly because of the necessary greenhouse gas reduction in Austria in the coming years.
- Energy storage: The storage capabilities of biomass and pumping storage hydro power plants are seen similar to renewable hydrogen. The storage of so called „excess“ renewable electricity from wind and photovoltaic power in combination with the production and use of renewable hydrogen as transportation fuel might be of interest under specific conditions.
- Infrastructure for transportation sector: In short to medium-term perspective the „on-site“ electrolysis with renewable electricity and the use of gaseous renewable hydrogen at the filling station might be interesting. The filling station might be at the same location as the production of renewable electricity or the renewable electricity is transported to the filling station via the electricity grid. For this purpose a powerful electricity grid is necessary, whereby through electrolysis and the storage of hydrogen synergies for the load management might be possible, if the electrolysis is operated with „excess electricity“ during low load periods. Liquid renewable hydrogen seems possible in medium-term perspective, but it needs big liquefiers (with a production capacity of more than 5 t/day) with the adequate infrastructure to supply and deliver renewable hydrogen.
- Vehicles: hydrogen vehicles are under development and in demonstration state („concept vehicles“). In a medium to long-term perspective the vehicle concepts with PEM fuel cells have the potential of a higher energy efficiency and lower or no emissions („zero-emission“) compared to the internal combustion engine. The current status of technology development of a hydrogen internal combustion engine is higher than the Proton Exchange Membrane (PEM)-fuel cell with an electric engine. The internal combustion engine can also be operated in a bivalent mode with gasoline and renewable hydrogen, which might be of significant importance for the transition period to hydrogen as alternative fuel or the early market introduction. PEM-fuel cells need very clean hydrogen (V5.0).
- Hydrogen storage in vehicles: Currently the storage of gaseous hydrogen with 350 bar is demonstrated in vehicles. In a medium-term perspective it is foreseen, that the storage with 700 bar seems technically feasibly. Also the liquid hydrogen storage in vehicles is demonstrated currently, which needs the availability of big liquefiers and the distribution infrastructure.
- Possible future role of renewable hydrogen: Under the scenario assumption of an energy system using only domestic renewable energy sources, in which the final energy consumption in transportation sector is significantly reduced (from currently 293 PJ/a to 117 PJ/a), hydrogen from renewable electricity might contribute about 65 PJ/a, which corresponds to about 12 % of the total final energy consumption in this scenario of 503 PJ/a (currently 1,000 PJ/a).

Conclusions

The assessment, if and under which conditions renewable hydrogen might be an energy carrier of tomorrow in Austria, is summarized in the following conclusions:

1. Electricity and heat: The stationary combined electricity and heat production with renewable hydrogen might be successful in niche applications, but will not be an economic option.
2. Transport: In a medium- to long-term perspective renewable hydrogen might be an interesting economic option, if electric vehicle will not enter the market.
3. Production: The electrolysis with renewable electricity (in particular with the use of oxygen and heat) might become an interesting option to produce renewable hydrogen in a medium-term perspective.
4. Storage of renewable electricity: In a medium-term perspective renewable hydrogen as energy storage might improve the grid integration of renewable electricity and become important for load management. But beside the electricity production from renewable hydrogen the use as a transportation fuel should be considered.
5. Infrastructure: The use of the existing electricity grids and the „on-site” production of gaseous renewable hydrogen at the filling station might become an interesting option in the short- to medium-term perspective.
6. Hydrogen vehicles: In the medium-term perspective hydrogen vehicles might be available on the market with (bivalent) internal combustion engines. In the long-term perspective the fuel cell vehicles will be used, but for this a successful technological development and a significant cost reduction is necessary.
7. Hydrogen storage in vehicles: In a short- to medium-term perspective the storage of gaseous hydrogen at 350 bar (increasing to 700 bar) will be an option. The storage of liquid renewable hydrogen at a temperature of minus 253 °C might become interesting in a long-term perspective, if big liquefiers and a suitable hydrogen infrastructure will be established.
8. Possible role in the energy system: In a future sustainable Austrian energy scenario, which is based on domestic renewable energy only and has a significant lower final energy consumption for providing the same amount of energy services, hydrogen produced from renewable electricity might contribute about 65 PJ/a.
9. National economy: From a national economic point of view, the introduction of a comprehensive renewable hydrogen economy is not to be expected in a short- to medium-term perspective, because the direct use of renewable energy to provide energy services is much cheaper.
10. R&D-Demand: To be able to use the long-term opportunities of renewable hydrogen as energy carrier, further R&D efforts are necessary, mainly the development of specific components of hydrogen technologies and the demonstration of an energy system based on renewable hydrogen. These R&D efforts should be linked closely to existing and planned international networks and activities.

Summing up, the medium- and long-term perspective of renewable hydrogen in a sustainable Austrian energy system is the supply of transportation services with vehicles, that use renewable gaseous hydrogen produced from renewable electricity from hydro and wind power. For the efficient use of the existing electricity grid infrastructure the electrolysis should take place at the filling station. In a short-term perspective vehicles with internal combustion engines using gaseous hydrogen have the most favourable conditions for market introduction, as gasoline can be used in a bivalent mode. Only after a further technological development linked to a significant cost reduction, fuel cell vehicles with gaseous renewable hydrogen will be used.

To be able to use the medium- and long-term opportunities of renewable hydrogen further R&D efforts, demonstration activities of renewable hydrogen technologies are necessary. This should be done in a close linkage to existing and planned international networks e.g. European Hydrogen and Fuel Cell Platform (HFP), IEA Hydrogen Implementing Agreement (HIA) and the International Partnership on Hydrogen Economy (IPHE). The following possible demonstration projects are recommended: renewable hydrogen from electrolysis with wind electricity, renewable hydrogen use in a refinery and demonstration of vehicles fuelled with renewable hydrogen.

1 Einleitung

1.1 Problembeschreibung und Einführung

Weltweit werden jährlich etwa 520 Mrd. Nm³ Wasserstoff erzeugt, die fast ausschließlich als chemischer Rohstoff und in der Metallurgie stofflich genutzt werden. Wasserstoff wird zu etwa 60 % direkt aus fossilen Brennstoffen und zu 40 % als Nebenprodukt der petrochemischen Industrie und der Chlor-Alkali-Elektrolyse erzeugt. Der jährlich erzeugte Wasserstoff beinhaltet eine Energiemenge von etwa 5.700 PJ (zum Vergleich: der österreichische Endenergiebedarf liegt derzeit bei etwa 965 PJ/a).

Als Energieträger wird Wasserstoff in unterschiedlichen Prozessen, die fossile oder erneuerbare Energieträger nutzen, erzeugt. Grundsätzlich ist es auch möglich, Wasserstoff in biologischen Verfahren mit bestimmten Mikroorganismen zu gewinnen. Der Energieträger Wasserstoff kann vielseitig genutzt werden: Wasserstoff kann gespeichert, transportiert und zur Erzeugung von Strom, Wärme und Kraft in stationären und mobilen Anwendungen eingesetzt werden. Ob und in welchem Ausmaß der Energieträger Wasserstoff zukünftig in Energiesystemen Bedeutung erlangen könnte, wird derzeit international erforscht und diskutiert, wobei vor allem technische Anwendungsmöglichkeiten, Kosten, Potenziale und Umsetzungsstrategien untersucht werden. Hintergrund dieser internationalen Forschungsaktivitäten ist die Vision einer globalen Wasserstoffwirtschaft, da Wasserstoff bei der Nutzung als einer der saubersten und innovativsten Energieträger angesehen werden kann. Die wesentliche Voraussetzung hierfür ist seine Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Öko-Wasserstoff). Das gegenständliche Projekt konzentriert sich daher als Grundsatzstudie auf diese Art der Erzeugung.

1.2 Öko-Wasserstoff – Energieträger der Zukunft

Der Themenbereich „Wasserstoff als Energieträger“ ist in der österreichischen Forschungslandschaft kaum vertreten. Neben Aktivitäten im Bereich der Entwicklung von Brennstoffzellen, wurde in Österreich eine Studie zu einer solaren Wasserstoff-Energiewirtschaft gemacht, die die elektrolitische Wasserstofferzeugung mit Strom aus Photovoltaik im In- und Ausland betrachtet (Starzer 1993). In einer anderen Studie, die ein zukünftiges nachhaltiges Energiesystem für Österreich modelliert, wird der Energieträger Wasserstoff vor allem als Speichermedium und als Treibstoff als notwendig angesehen. Demzufolge könnten etwa 60 PJ/a Wasserstoff als Endenergieträger in Österreich eingesetzt werden (Lauer et al. 1995). Grundsätzlich wurde also festgestellt, dass Wasserstoff als Energieträger in einem österreichischen Energiesystem mit hohem Anteil an erneuerbaren Energieträgern interessant sein könnte. Eine generelle Bewertung der möglichen Bedeutung des Energieträgers Wasserstoff in Österreich gibt es derzeit jedoch noch nicht.

Da Öko-Wasserstoff aus unterschiedlichen erneuerbaren Energieträgern erzeugt werden und für vielseitige energiebezogene Dienst- und Serviceleistungen – z.B. Raumwärme für behagliches Raumklima, mechanische Energie – eingesetzt werden kann, könnte Öko-Wasserstoff als wesentlicher Bestandteil in einem nachhaltigen Energiesystem „intelligent“, effizient und zuverlässig erzeugt und genutzt werden. Zukünftige Entwicklungen, die neben der technologischen Weiterentwicklung von Öko-Wasserstoff auch die Preise der konkurrenzierenden fossilen Energieträger betreffen, werden zeigen, in welchen ersten Anwendungen sich Öko-Wasserstoff als besonders kostengünstig erweisen wird.

Öko-Wasserstoff könnte als Sekundärenergieträger und Speichermedium entscheidend zum optimalen Zusammenspiel und zur Nutzung unterschiedlicher erneuerbarer Energieträger beitragen. Durch Öko-Wasserstoff ist es möglich, die zeitlich und räumlich unterschiedlich anfallende

erneuerbare Energie mit dem tatsächlichen fluktuierenden Bedarf an Energiedienstleistungen in Einklang zu bringen. Somit kann durch Öko-Wasserstoff die Produktion erneuerbarer Energie vom Bedarf an Energiedienstleistungen entkoppelt werden, was zu einer Gesamtoptimierung eines nachhaltigen Energiesystems beitragen kann.

Regional verfügbare erneuerbare Energieträger können durch die Erzeugung von Öko-Wasserstoff zu einem möglichst hohen Anteil genutzt werden, da Öko-Wasserstoff gespeichert und an andere Orte transportiert werden kann. Somit können durch den Einsatz von Öko-Wasserstoff regional vorhandene Ressourcen erneuerbarer Energie in anderen Regionen effizient genutzt werden.

Durch die Erzeugung von Öko-Wasserstoff aus regional vorhandenen erneuerbaren Energieträgern können in den Regionen hochwertige Arbeitsplätze geschaffen werden, da die regionale Erzeugung, Speicherung und Transport von Öko-Wasserstoff eine hohe Technologiekompetenz erfordert. Ein hoher Anteil der Wertschöpfung durch die Anwendung von Öko-Wasserstoff-Technologien verbleibt in der Region.

Das Bewusstsein für öko-effizientes Wirtschaften wird durch Öko-Wasserstoff gestärkt, da einerseits Öko-Wasserstoff regionale erneuerbare Energiequellen nutzt und andererseits effizient für die Bereitstellung von Energiedienstleistungen eingesetzt werden kann. Somit können die eingesetzten Öko-Wasserstoff-Technologien und Öko-Wasserstoff-Lösungen, die auch in Demonstrationsprojekten gezeigt werden, eine hohe Akzeptanz erfahren.

Unter der im Rahmen der sieben Leitprinzipien erarbeiteten nachhaltigen Technologieentwicklung für Öko-Wasserstoff in Österreich wird sichergestellt, dass die treibhausgasrelevanten Emissionen sowie sonstige negative Umweltauswirkungen auf ein ökologisch und sozial verträgliches Mindestmaß reduziert werden. Dies stellt die grundlegende Voraussetzung für die Entwicklung einer Öko-Wasserstoff-Gesamtstrategie für Österreich im Rahmen dieses Projekts dar.

Nachhaltiges Wirtschaften mit Öko-Wasserstoff zeichnet sich durch eine Vielfalt von Lösungen für die Erzeugung, Speicherung, Transport und Nutzung von Öko-Wasserstoff für Energiedienstleistungen aus. Durch diese hohe Flexibilität von Öko-Wasserstoff ist somit auch eine hohe Anpassungsfähigkeit und eine gute regionale Einbindung der nachhaltigen Öko-Wasserstoff-Technologien gegeben.

Öko-Wasserstoff in einem nachhaltigen Energiesystem kann, basierend auf dem gezielten Zusammenwirken unterschiedlicher Technologien, Konzepte, Akteure und Maßnahmen, zu einer faktoriellen Verbesserung bei der Nutzung und Anwendung erneuerbarer Energien führen. Technologien und Konzepte für Öko-Wasserstoff können maßgeblich dazu beitragen, ein auf der Nutzung erneuerbarer Energieträger aufbauendes, energieeffizientes, flexibles und bedarfsorientiertes Energiesystem umzusetzen. Durch die breite Palette von Öko-Wasserstoff-Aktivitäten und -Begleitmaßnahmen im Rahmen einer österreichischen Öko-Wasserstoff-Gesamtstrategie ergeben sich Impulse und neue Chancen für die österreichische Wirtschaft. Da Öko-Wasserstoff auf den österreichischen Stärkefeldern im Bereich Forschung und technologische Entwicklung von erneuerbarer Energie baut, wird ein wesentlicher weiterer Beitrag zur Erreichung und Absicherung von Technologieführerschaft geleistet.

Eine österreichische Gesamtstrategie für Öko-Wasserstoff wird Innovationen in vielen Bereichen bewirken; die Einbindung von Öko-Wasserstoff im Energiesystem führt zu strukturellen Innovationen, die zu Systemveränderungen und neuen Randbedingungen in der Energiewirtschaft führen können. Besonders werden durch Öko-Wasserstoff technologische Innovationen angesprochen, da Öko-Wasserstoff im gesamten Spektrum von erneuerbarer Primärenergie bis zur Energiedienstleistung neue Entwicklungen einleitet. Systemfähige Modellprojekte werden aufzeigen, in welchem potentiellen Ausmaß Öko-Wasserstoff zu einer „intelligenten“ nachhaltigen Gesamtsys-

temlösung beitragen könnte. Die vorbildhafte Realisierung von Modellprojekten, die ein wichtiges Element in einem Energiesystem mit Öko-Wasserstoff darstellen und dabei ein hohes Potenzial an Multiplizierbarkeit in unterschiedliche Regionen besitzen, kann im Rahmen der Gesamtstrategie in den nächsten Jahren zu weiteren Vorzeige- und Demonstrationsprojekten weiterentwickelt werden.

Ein neuer Energieträger Öko-Wasserstoff bewirkt soziale Innovationen, die zu Veränderungen im Nutzerverhalten in Abhängigkeit von Wissen, Einstellungen und Lifestyle führen werden.

1.3 Zielsetzung

Die Zielsetzung der Grundlagenstudie ist eine Beurteilung, ob und unter welchen Randbedingungen Öko-Wasserstoff in Österreich ein Energieträger der Zukunft sein kann. Hierzu werden die Vorteile und Nachteile von Öko-Wasserstoff gegenüber anderen Energieträgern untersucht und bewertet, wobei technologische, ökonomische, ökologische und soziale Aspekte berücksichtigt werden. Dies beinhaltet auch die Frage, wie der Öko-Wasserstoff erzeugt sowie wo und wie er verwendet werden soll. Daraus werden jene Einsatzbereiche für Demonstrationsprojekte identifiziert, die für den Einsatz von Öko-Wasserstoff auch in Österreich zukunftsweisend erscheinen. Es werden innovative Technologien für die Erzeugung von Öko-Wasserstoff aus erneuerbarer Energie – Biomasse, Wasserkraft, Wind, Photovoltaik – bewertet, um mögliche Vorteile dieses „Umweges“ gegenüber der direkten Nutzung erneuerbarer Energie für Strom, Wärme und Treibstoffe zu erarbeiten. Dies soll auch Aussagen liefern, ob durch Wasserstoff ein zusätzliches Potenzial und zusätzliche Anwendungsbereiche für erneuerbare Energieträger erschlossen werden können.

Basierend auf einer im Projekt zu entwickelnden österreichischen Öko-Wasserstoff-Gesamtstrategie werden mögliche Wasserstoff-Demonstrationsprojekte identifiziert, die ein auf der Nutzung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energieträgern („Öko-Wasserstoff“) aufbauendes, energieeffizientes und flexibles Energiesystem demonstrieren können. Die Identifizierung von vorbildlichen und systemfähigen Wasserstoff-Modellprojekten soll die zukünftigen Möglichkeiten und die Relevanz von Öko-Wasserstoff als Energieträger in einem nachhaltigen österreichischen Energiesystem aufzeigen. Der Schwerpunkt liegt auf der Bewertung von Technologien und Komponenten für die Erzeugung von Öko-Wasserstoff aus erneuerbaren Energieträgern und auf der Wasserstoff-Nutzung (inkl. Transport und Speicherung) im Elektrizitätsmarkt zur Speicherung von „Ökostrom“, im Transportsektor für „alternative Treibstoffe“ und – soweit möglich/sinnvoll – im Kleinverbrauch.

1.4 Arbeitsschwerpunkte

Im Folgenden sind jene Punkte angeführt, die den wesentlichen Rahmen für die Bearbeitung beschreiben:

- Bei der Erzeugung wird nur „Öko-Wasserstoff“ betrachtet, d.h. Wasserstoff, der aus erneuerbaren Energieträgern hergestellt wird.
- Das österreichische Energie- und Wirtschaftssystem wird im Europäischen Kontext betrachtet, wobei jedoch besonders jene Ansätze im Detail verfolgt werden, bei denen durch Österreich-spezifische Ansätze und Initiativen ein besonders hoher Nutzen (z.B. Technologieführerschaft) zu erwarten ist und die den Leitprinzipien der Nachhaltigen Technologieentwicklung entsprechen. D.h., von zentraler Relevanz ist die Frage, ob und wie Österreich im europäischen Kontext auf nationaler Ebene eine Vorreiterrolle spielen kann (z.B. basierend auf dem derzeit hohen Anteil an erneuerbaren Energieträgern bei der Stromerzeugung).

- Die folgenden Anwendungsbereiche für Öko-Wasserstoff werden im Detail untersucht:
 - Öko-Wasserstoff für Transportanwendungen, vor allem in integrierten Energiesystemen zur optimierten Bedarfsdeckung von kombinierten Energiedienstleistungen mit Strom und Wärme sowie für Transportdienstleistungen, um eine hohe Energieeffizienz und Flexibilität zu erzielen.

Ergänzend werden noch Öko-Wasserstoff als Lastausgleich bzw. Speicher für elektrische Energie aus erneuerbaren Energieträgern, vor allem um einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage von Ökostrom zu erzielen, untersucht.

Die Bearbeitung wurde mit den folgenden 5 Arbeitsschwerpunkten durchgeführt:

- Arbeitsschwerpunkt 1: Querschnittsmaterie – 7 Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung
- Arbeitsschwerpunkt 2: Erarbeitung von Grundlagen zu Öko-Wasserstoff
- Arbeitsschwerpunkt 3: Grundzüge einer Öko-Wasserstoff-Gesamtstrategie für Österreich
- Arbeitsschwerpunkt 4: Demonstrationsprojekte für Öko-Wasserstoff
- Arbeitsschwerpunkt 5: Verbreitung und Dokumentation

1.5 Vorarbeiten

Im Bereich Wasserstoff sind unterschiedliche Studien durchgeführt worden, die sich allerdings vorrangig mit der Nutzung von Wasserstoff in Brennstoffzellen befassen. Nachfolgend sind die in Bezug zu Österreich aktuellsten Veröffentlichungen und Veranstaltungen aufgelistet.

- Brennstoffzellen-Systeme Energietechnik der Zukunft; Th. Heissenberger, G. Simader; Berichte aus der Energie- und Umweltforschung 8/2000, BMVIT, Wien, März 2000
- FTE von Brennstoffzellen für stationäre Energiesysteme und tragbare Kleingeräte – Strategiepapier; G. Simader; Berichte aus der Energie- und Umweltforschung 2/2002, BMVIT, Wien, Oktober 2001
- Symposium: Treib- und Brennstoffe für Brennstoffzellensysteme, Veranstalter: PROFAC-TOR in Kooperation mit E.V.A., BMVIT, Linz AG; Museum Arbeitswelt, Steyr; 5. November 2002
- Veranstaltungsreihe Energiegespräche: Wasserstoff, Ein Energieträger der Zukunft?; Moderation: Michael Hübner (BMVIT, Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien); Technisches Museum Wien, 30. September 2003
- Workshop Hydrogen and Fuel Cell Based Energy Systems in a Future Sustainable Energy World, E.V.A., 31. März bis 1. April 2004, Wien, Wirtschaftskammer Österreich

Weitere Arbeiten speziell im strategischen Bereich wurden von der Europäischen Kommission beauftragt. Insbesondere der Report „Wasserstoffenergie und Brennstoffzellen – Eine Zukunftsvision. Europäische Kommission, Abschlussbericht der hochrangigen Gruppe, Brüssel 2003, EUR 20719 DE“ bietet eine Darstellung der Europäischen Strategie und wird zur Einordnung einer zukünftigen österreichischen Strategie berücksichtigt.

Für die Nutzenergiebereiche „Prozesswärme“ und „stationäre mechanische Arbeit“, die in Österreich im Jahr 2000 etwa 303 PJ benötigten, das sind 31 % vom gesamten Endenergieeinsatz (965 PJ/a), wurde in Vorarbeiten die mögliche Rolle von Öko-Wasserstoff im Vergleich zur (direkten) Nutzung von Ökostrom und Biomasse untersucht (Jungmeier et al. 2005f). Die Bewertung ergab, dass in den Bereichen Prozesswärme und mechanische Arbeit Öko-Wasserstoff keine

Vorteile im Vergleich zur Nutzung von Ökostrom und Biomasse hat. Daher liegt der Schwerpunkt dieser Arbeit im Transportsektor und im Bereich der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung.

1.6 Aufbau der Studie

Die Ergebnisse der in Abschnitt 1.4 angeführten 5 Arbeitsschwerpunkte werden im folgenden Aufbau der Studie dargestellt:

- Methode: Bewertung nach den 7 Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung, die in Analysen der ökologischen, ökonomischen und sozialen Zieldimensionen erfolgt, sowie die Entwicklung von Szenarien für die mögliche zukünftige Rolle von Öko-Wasserstoff in Österreich.
- Grundlagen zu Wasserstoff: Kurzbeschreibung der Technologien für Öko-Wasserstoff-Energiesysteme sowie die dazugehörigen Daten für die Analyse der ökologischen, ökonomischen und sozialen Zieldimensionen.
- Ergebnisse: Darstellung der Ergebnisse der Bewertung nach den 7 Leitprinzipien im Hinblick auf die ökologischen, ökonomischen und sozialen Zieldimensionen und Identifizierung der möglichen zukünftigen energiewirtschaftlichen Optionen.
- Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen: Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse und zukünftige Perspektiven für F&E- zu Öko-Wasserstoff-Aktivitäten in Österreich.

2 Methode

2.1 Bewertung energiewirtschaftlicher Optionen nach den 7 Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung

Zur Bewertung von energiewirtschaftlichen Optionen von Öko-Wasserstoff werden die 7 Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung aus der Programmlinie „Nachhaltig Wirtschaften“ des BMVIT herangezogen.

2.1.1 Einleitung

Es werden die 7 Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung für Öko-Wasserstoff in allgemeiner Form beschrieben.

Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung

Öko-Wasserstoff kann für die verschiedensten Energiedienstleistungen mit sehr hoher Effizienz eingesetzt werden, von Licht, über Kraft, Raum- bzw. Prozesswärme bis hin zu mechanischen Arbeit und Transport. Ergänzt durch die mögliche Speicherung von Öko-Wasserstoff – auch beim Nutzer – ist ein hohes Maß an Dienstleistungs-, Service – und Nutzenorientierung bei der Nutzung von Öko-Wasserstoff für Energiedienstleistungen gegeben.

Prinzip der Nutzung erneuerbarer Ressourcen

Da Öko-Wasserstoff aus regional vorhandener erneuerbarer Energie erzeugt wird, ist sichergestellt, dass Öko-Wasserstoff maßgeblich zum Prinzip der Nutzung erneuerbarer Ressourcen beiträgt.

Effizienzprinzip

Die Produktion, Speicherung und Nutzung von Öko-Wasserstoff erfolgt mit modernen, hocheffizienten Technologien wie z.B. der Brennstoffzelle. In Abhängigkeit der Erzeugung und Nutzung von Öko-Wasserstoff kann es jedoch zu erheblichen Unterschieden in der Gesamteffizienz kommen. Im Rahmen des Projekts werden daher schwerpunktmäßig nur jene Öko-Wasserstoff-Pfade betrachtet, die einem hohen Effizienzprinzip entsprechen. Diese Effizienz wird im Rahmen des Projekts auch quantitativ bewertet (siehe z.B. technologische und ökologische Analyse)

Prinzip der Recyclingfähigkeit

Öko-Wasserstoff wird aus reinem Wasser bzw. aus Wasser und Wasserstoff in der Biomasse gewonnen. Bei der Nutzung von Wasserstoff entsteht wiederum reines Wasser, das in einem natürlichen Kreislauf geführt wird. Insofern entspricht Öko-Wasserstoff dem Prinzip der Recyclingfähigkeit, da das Wasser immer wieder zur Erzeugung von Öko-Wasserstoff – direkt über die Elektrolyse oder indirekt über die Pflanze – genutzt werden kann.

Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adaptionfähigkeit und Lernfähigkeit

Die vielfältigen Technologien der Erzeugung, Speicherung, Transport und Nutzung von Öko-Wasserstoff in einem nachhaltigen Energiesystem ermöglichen ein hohes Maß an Einpassung in vorhandene regionale und lokale Strukturen. Diese Vielfältigkeit ermöglicht auch eine hohe Flexibilität bei der Anpassung an die erforderlichen Randbedingungen und Bedürfnisse. Damit ist weiters sichergestellt, dass Öko-Wasserstoff-Technologien sehr adaptionfähig sind, insbesondere

durch die vielfältigen Nutzungsformen von Öko-Wasserstoff für unterschiedliche Energiedienstleistungen, die auch die Lernfähigkeit von Öko-Wasserstoff-Anwendungen steigern.

Prinzip der Fehlertoleranz und Risikovorsorge

Der sachgerechte Umgang mit Energie ist eine grundlegende Voraussetzung für ein funktionierendes Energiesystem. Schon heute zeigt sich, dass der Umgang z.B. mit elektrischer Energie, Treibstoffen und gasförmigen Energieträgern unter Einhaltung umfangreicher, spezifischer Vorkehrungen zu einem bereits hohen Maß an Fehlertoleranz und damit zu einer hohen Risikovorsorge führt. Öko-Wasserstoff benötigt ein vergleichbares Ausmaß an sicherheitsrelevanten Vorkehrungen, die einzuhalten sind, um eine hohe Fehlertoleranz und Risikovorsorge zu gewährleisten. Bei vielen technischen Anwendungen von Wasserstoff z.B. Chemie und Metallindustrie, hat sich gezeigt, dass der Umgang mit Wasserstoff vergleichbar mit anderen Stoffen und Energieträgern ist.

Prinzip der Sicherung von Arbeit, Einkommen und Lebensqualität

Durch die Erzeugung von Öko-Wasserstoff aus regional vorhandenen erneuerbaren Energieträgern werden auch in den Regionen hochwertige Arbeitsplätze geschaffen, da die regionale Erzeugung, Speicherung und Transport von Öko-Wasserstoff eine hohe Technologiekompetenz erfordert. Ein hoher Anteil der Wertschöpfung durch die Anwendung von Öko-Wasserstoff-Technologien verbleibt in der Region. Verbunden mit dieser regionalen Sicherung von Arbeit, kann Öko-Wasserstoff als hochwertiger Sekundärenergieträger zu einem höheren Einkommen und hoher Lebensqualität führen.

2.1.2 Entwicklung und Bewertung von Indikatoren

In den allgemeinen Beschreibungen von Nachhaltigkeit besteht dahingehend Einigkeit, dass der Begriff Nachhaltigkeit die drei Säulen der „sozialen, ökologischen und ökonomischen Zieldimensionen“ beinhaltet. Es wird daher auch in diesem Projekt davon ausgegangen, dass ein Öko-Wasserstoff-Energiesystem in Österreich auch auf diesen drei Säulen der Nachhaltigkeit „errichtet“ werden muss (Abbildung 1).

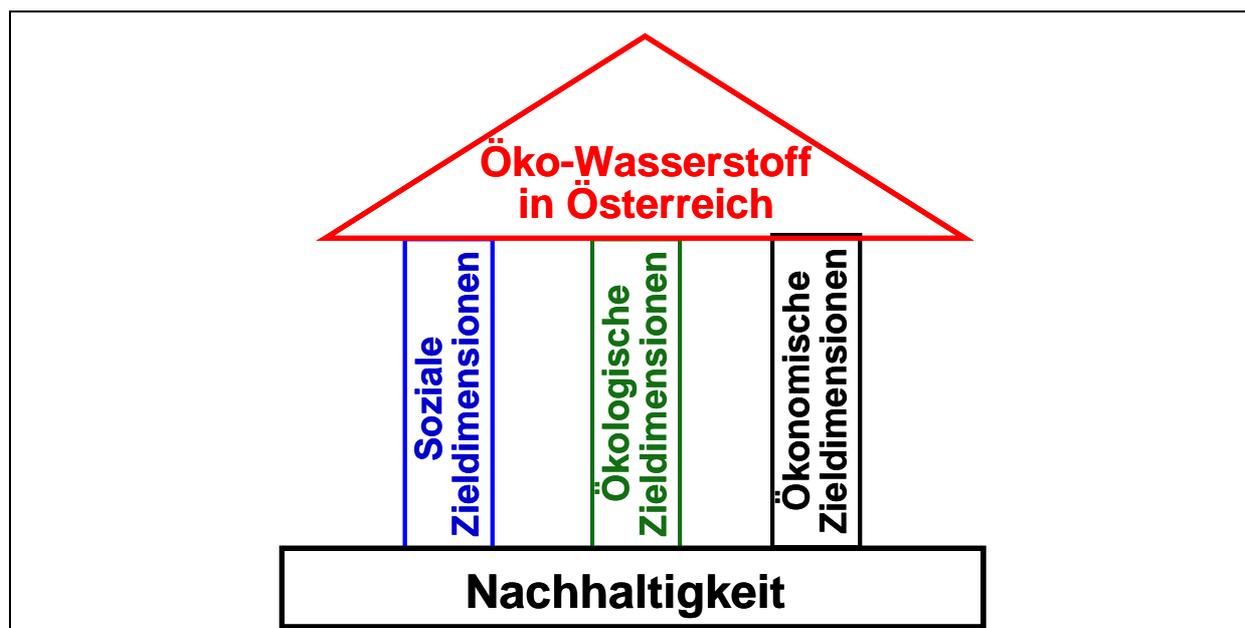


Abbildung 1: Die drei Säulen der Nachhaltigkeit für Öko-Wasserstoff in Österreich

Ausgehend von den drei Säulen der Nachhaltigkeit werden die sieben Leitprinzipien zunächst je einer Zieldimension zugeordnet. Anschließend werden für jedes Leitprinzip Indikatoren entwickelt, die für die Bewertung von nachhaltigen Technologieentwicklungen im Bereich Öko-Wasserstoff angewandt werden.

Vom Projektteam und dann in Abstimmung mit dem Projektbeirat wurden zunächst eine Anzahl von Indikatoren für die sozialen, ökologischen und ökonomischen Zieldimensionen aufgelistet, die aus den 7 Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung und den drei Säulen der Nachhaltigkeit entwickelt wurden.

In Tabelle 1 ist diese Vorgangsweise dargestellt. Diese Leitprinzipien werden für den Vergleich von Energiesystemen mit Öko-Wasserstoff, mit der direkten Nutzung erneuerbarer Energie sowie mit fossilen Energieträgern angewandt. Die Bewertung nach den 7 Leitprinzipien erfolgt bei den drei folgenden Prinzipien qualitativ:

- „Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung“
- „Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adaptionfähigkeit und Lernfähigkeit“
- „Prinzip der Fehlertoleranz und Risikovorsorge“

und bei den vier folgenden Prinzipien quantitativ:

- „Prinzip der Nutzung erneuerbarer Ressourcen“
- „Effizienzprinzip“
- „Prinzip der Recyclingfähigkeit“
- „Prinzip der Sicherung von Arbeit, Einkommen und Lebensqualität“.

Tabelle 1: Indikatoren zur Berücksichtigung der sieben Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklungen im Bereich Öko-Wasserstoff

Bereich der Nachhaltigkeit	Zuordnung der sieben Leitprinzipien	Indikator	Einheiten ¹⁾
Soziale Zieldimension			
	Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung	Erzeugung und Speicherfähigkeit beim Endnutzer	qualitativ ²⁾
	Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adaptionfähigkeit und Lernfähigkeit	Einsatz für mehrere verschiedene Energie-Dienstleistungen	qualitativ ²⁾
	Prinzip der Fehlertoleranz und Risikovorsorge	Explosionsverhalten, neue spezielle Sicherheitsvorschriften	qualitativ ²⁾
Ökologische Zieldimension			
	Prinzip der Nutzung erneuerbarer Ressourcen		
		Treibhausgasemissionen	g CO ₂ -Äq
	Effizienzprinzip		
		Einsatz fossiler Energie	kWh _{fossil}
		Kumulierter Energieaufwand	kWh _{erneuerbar+fossil}
	Prinzip der Recyclingfähigkeit		
		Menge an nicht recyclingfähigem Material (z.B. mineralische Stoffe)	g _{nicht recyclingfähiger Materialaufwand}
Ökonomische Zieldimension			
	Prinzip der Sicherung von Arbeit, Einkommen und Lebensqualität		
		Energiekosten	Euro
		Anzahl der Arbeitsplätze etc.	qualitativ ²⁾

Anmerkungen

1) bezogen auf 1 kWh Strom & Wärme im Kleinverbrauch und PKW-km im Transportsektor

2) die qualitative Bewertung erfolgt neben einer verbalen Beschreibung mit Hilfe des Erfüllungsgrades [%], der auf Basis einer Punktbewertung von einzelnen Merkmalen ermittelt wird.

In **Tabelle 2** ist dargestellt, welche Leitprinzipien mit welcher Methode analysiert werden. Die Analysen der ökonomischen und ökologischen Zieldimensionen der Öko-Wasserstoff-Energiesysteme für Transport und Kleinverbrauch werden auf Basis von Lebenszyklusbetrachtungen (LCA) durchgeführt. Damit ist sichergestellt, dass von der Gewinnung der Primärenergie bis zur Bereitstellung einer Energiedienstleistung alle Elemente berücksichtigt sind, die für die Bewertung energiewirtschaftlicher Optionen notwendig sind. In **Tabelle 3** ist die Bewertung energiewirtschaftlicher Optionen für Öko-Wasserstoff mit Indikatoren für die 7 Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung dargestellt, die für die unterschiedlichen Öko-Wasserstoff-Energiesysteme durchgeführt wird.

Tabelle 2: Zuordnung der Methode zu den 7 Leitprinzipien

Methode	Leitprinzip
Analyse der ökologischen Zieldimension	Prinzip der Nutzung erneuerbarer Ressourcen Effizienzprinzip Prinzip der Recyclingfähigkeit
Analyse der ökonomischen Zieldimension	Prinzip der Sicherung von Arbeit, Einkommen und Lebensqualität
Analyse der sozialen Zieldimension	Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adaptionfähigkeit und Lernfähigkeit Prinzip der Fehlertoleranz und Risikovorsorge

Tabelle 3: Bewertung energiewirtschaftlicher Optionen für Öko-Wasserstoff mit Indikatoren für die 7 Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung

Die 7 Leitprinzipien nachhaltiger Technologie-Entwicklung	Indikator
1. Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung	qualitativ
2. Prinzip der Nutzung erneuerbarer Ressourcen	CO ₂ -Äq Emissionen
3. Effizienzprinzip	kWh _{fossile Primärenergie}
4. Prinzip der Recyclingfähigkeit	g nicht recyclingfähiger Materialaufwand
5. Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adaptionfähigkeit und Lernfähigkeit	qualitativ
6. Prinzip der Fehlertoleranz und Risikovorsorge	qualitativ
7. Prinzip der Sicherung von Arbeit, Einkommen und Lebensqualität	Euro, qualitativ

Die Bewertung der sieben Leitprinzipien zur Ermittlung energiewirtschaftlich interessanter Optionen für Öko-Wasserstoff erfolgt nach folgendem Verfahren:

Zunächst werden die quantitativ zu bestimmenden Indikatoren für die ersten vier Prinzipien (siehe [Tabelle 3](#)) ermittelt, wobei das Öko-Wasserstoff-Energiesystem mit dem Energiesystem der direkten Nutzung erneuerbarer Energie für den Transport sowie der stationären gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung verglichen wird. Für die qualitative Bewertung der drei verbleibenden Leitprinzipien werden nur mehr jene Öko-Wasserstoff-Energiesysteme herangezogen, die sich nach der quantitativen Analyse der ersten vier Leitprinzipien als energiewirtschaftlich interessant erwiesen haben. Diese Vorgangsweise ist in [Abbildung 2](#) dargestellt. Zunächst erfolgt in der quantitativen Bewertung eine Teilbewertung der „Nutzung erneuerbarer Energie“ und „Energieeffizienz“ für die Technologie 2005. Zeigen sich hierbei mögliche Vorteile für ein Öko-Wasserstoff-Energiesystem, so wird auch die Recyclingfähigkeit und die Ökonomie (d.h. Sicherung von Arbeit, Einkommen und Lebensqualität) quantitativ bewertet sowie eine Bewertung nach den ersten vier Leitprinzipien für die Technologie 2050 durchgeführt. Jene Öko-Wasserstoff-Energiesysteme, die dann in der Teilbewertung 2 mögliche Vorteile erwarten lassen, werden dann noch für die qualitative Bewertung herangezogen. Schlussendlich sind dann jene Öko-Wasserstoff-Energiesysteme mögliche zukünftige energiewirtschaftliche Optionen, die in der Teilbewertung 1, 2 und 3 Vorteile erwarten lassen.

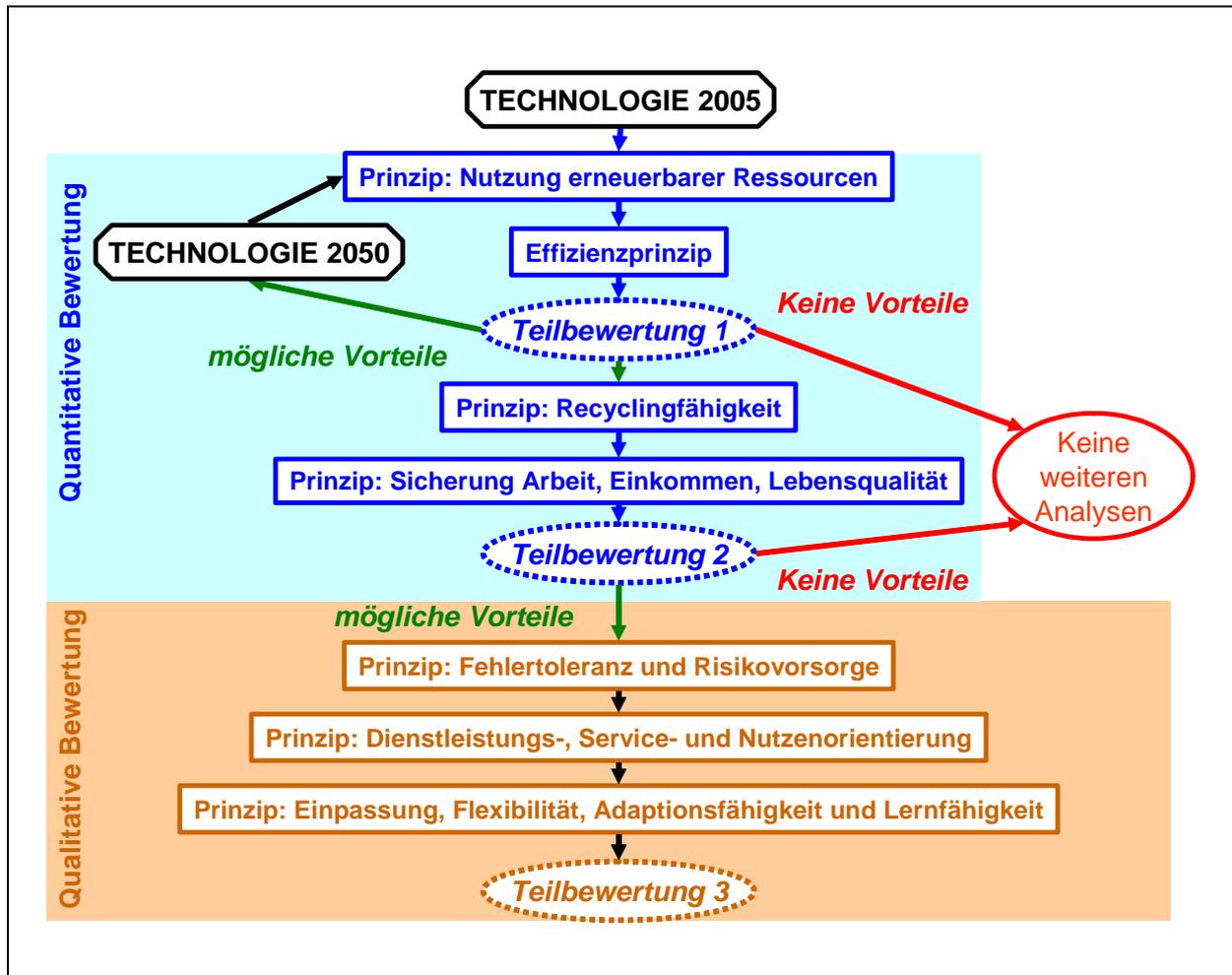


Abbildung 2: Schrittweise Bewertung der 7 Leitprinzipien

2.2 Analyse der ökologischen Zieldimension

Das Ziel der Untersuchung ist es, die zur Bewertung des Bereichs der Nachhaltigkeit „Ökologische Zieldimension“ notwendigen Indikatoren zu berechnen. Diese sind neben den Treibhausgasemissionen der kumulierte Primärenergieaufwand und der Materialbedarf und sie werden für die Öko-Wasserstoff-Energiesysteme Transport und Kleinverbrauch in einer Lebenszyklusanalyse (LCA) bilanziert und mit jenen auf Basis konventioneller Energiesysteme verglichen. Die Ergebnisse dienen der Bewertung der Öko-Wasserstoff-Energiesysteme nach den 7 Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung, insbesondere im Bereich der ökologischen Zieldimension (siehe [Kapitel 1](#): Arbeitspaket 1 Querschnittsmaterie – 7 Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung).

Die LCA wird für alle im Abschnitt 2.7 festgelegten Öko-Wasserstoff-Energiesysteme und deren Referenz-Energiesysteme durchgeführt.

Alle Ergebnisse der LCA werden auf die Bereitstellung von 1 Personenkraftwagen-Kilometer (PKW-km) im Transportsektor und bei der gekoppelten Erzeugung auf die Bereitstellung 0,5 kWh Strom und 0,5 kWh Wärme im Kleinverbrauch beim Abnehmer ermittelt.

Folgende Aspekte bzw. Indikatoren werden analysiert

- Treibhausgasemissionen: Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Lachgas (N₂O)

- Kumulierter Primärenergieaufwand: differenziert nach erneuerbarer und fossiler Primärenergie
- Kumulierter Materialbedarf: differenziert nach recyclingfähigen und nicht-recyclingfähigen Materialien.

Auf Basis einer Lebenszyklusanalyse werden diese Indikatoren aus der Errichtung, dem Betrieb und der Entsorgung der Energiesysteme mit Öko-Wasserstoff sowie aus der Verwertung der Nebenprodukte berücksichtigt. Die Energiesysteme mit fossilen Energieträgern umfassen auch die vermiedene Referenznutzung der Biomasse und der Flächen (*Abbildung 3*). Die Referenznutzung beschreibt, was mit der Biomasse geschieht, wenn diese nicht energetisch genutzt wird bzw. was auf einer landwirtschaftlichen Fläche geschieht, wenn keine erneuerbaren Energieträger produziert werden. Im Falle des Anbaus von Energieholzplantagen ist die Referenznutzung der Fläche z. B. die Brache. Die Nebenprodukte können bei der Bereitstellung von Öko-Wasserstoff anfallen, z. B. Strom bei der Erzeugung von Öko-Wasserstoff aus der Vergasung von Biomasse, der in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird und andere Anlagen zur Stromerzeugung ersetzt. Die Emissionen aus der Erzeugung der durch die Nebenprodukte ersetzten Energie werden beim Energiesystem mit biogenen Rohstoffen abgezogen. In den Systemgrenzen werden somit alle Prozesse erfasst, die der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme sowie an der Bereitstellung von Transportdienstleistungen beteiligt sind, von der Rohstoffentnahme aus der Umwelt, bis zur Rückführung von Stoffen und Energie an die Umwelt.

Biomasse

Stehenlassen
natürlicher Abbau
Kompostierung
Deponierung
stoffliche Nutzung

Flächen

Aufforstung
Brache
Weideland
extensive landwirtschaftliche Nutzung
intensive landwirtschaftliche Nutzung

Abbildung 3: Mögliche Referenznutzung der Biomasse und der Flächen

Die Methodik und die Daten wurden unter anderem auch im Rahmen der Kooperationen mit Task 38 „Greenhouse Gas Balances of Bioenergy Systems“ und

Task 39 „Liquid Fuels“ von IEA Bioenergy sowie mit den Ergebnissen der COST Action E9 „Life Cycle Assessment of Forestry and Forest Products“ diskutiert und abgestimmt.

Als Maß für die Treibhauswirkung unterschiedlicher Gase wird das Treibhauspotenzial (GWP – Global Warming Potential) verwendet, das den Beitrag verschiedener Gase zu einer möglichen Erwärmung der Erdatmosphäre in Form einer äquivalenten Menge CO₂ ausdrückt. Das Konzept des Treibhauspotenzials wurde entwickelt, um die Beiträge der Gase auf die mögliche Erwärmung der Erdatmosphäre vergleichbar und damit summierbar zu machen. Die Treibhauswirkung eines Kilogramms des Gases wird als Vielfaches („Äquivalenzfaktor“) der Treibhauswirkung von einem Kilogramm CO₂ angegeben. Mit den Äquivalenzfaktoren werden die Gasmengen von CH₄ und N₂O in äquivalente CO₂-Mengen (CO₂-Äq.) umgerechnet. Die aus den Lebenszyklusanalysen ermittelten Indikatoren haben daher folgende Dimensionen:

- Transport:
 - g CO₂-Äq./PKW-km,
 - kWh_{Primärenergie}/PKW-km,
 - g_{Material}/PKW-km

- Kleinverbrauch:
 - $\text{g CO}_2\text{-Äq.}/(0,5 \text{ kWh}_{\text{Strom}} \text{ und } 0,5 \text{ kWh}_{\text{Wärme}})$
 - $\text{kWh}_{\text{Primärenergie}}/(0,5 \text{ kWh}_{\text{Strom}} \text{ und } 0,5 \text{ kWh}_{\text{Wärme}})$

Entsprechend den internationalen Übereinkünften werden im Weiteren die Äquivalenzfaktoren für einen Betrachtungszeitpunkt von 100 Jahren verwendet: $\text{CO}_2 = 1 \text{ CO}_2\text{-Äq.}$, $\text{CH}_4 = 23 \text{ CO}_2\text{-Äq.}$, $\text{N}_2\text{O} = 296 \text{ CO}_2\text{-Äq.}$

In der Lebenszyklusanalyse werden alle beteiligten Stoffe und Prozesse berücksichtigt: Hilfsenergien wie z. B. Strom, Hilfsstoffe wie z. B. Düngemittel beim Anbau von Energieholzplantagen, Errichtung und Entsorgung der Anlagen, Fahrzeuge, Verbrennung der Brenn- und Treibstoffe, Substitution anderer Produkte durch die Nebenprodukte, stoffliche Verluste und Referenznutzung (Abbildung 4 für Transport, Abbildung 5 für Kleinverbrauch gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung). Für den zur Gewinnung der Bioenergie eingesetzten biogenen Kohlenstoff wird angenommen, dass die Bilanz der Netto- CO_2 -Fixierung durch die Photosynthese, der Kohlenstoff-Speicherung und der Verbrennung von Biomasse Null ist, wie dies in den vom Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) erstellten Richtlinien für die Energiewirtschaft festgelegt ist. Die Ergebnisse ermöglichen einen übersichtlichen Vergleich zukünftiger Energiesysteme mit Brennstoffzellen, um daraus Schlussfolgerungen für die Energie- und Klimapolitik abzuleiten.

Zur Berechnung der Treibhausgasemissionen in der Lebenszyklusanalyse wird das Computerprogramm GEMIS (<http://www.oeko.de/service/gemis>, Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme) eingesetzt, wobei die bereits verfügbaren Datensätze „GEMIS-Bioenergie“ (Jungmeier et al. 1999) und „GEMIS-Verkehrssysteme“ (Jungmeier et al. 2002) verwendet werden. Grundsätzlich wurde bei der Modellierung der Hilfsenergien ein hoher Anteil an erneuerbarer Energie zu Grunde gelegt, um möglichst nahe ein nachhaltiges Öko-Wasserstoff-Energiesystem darzustellen.

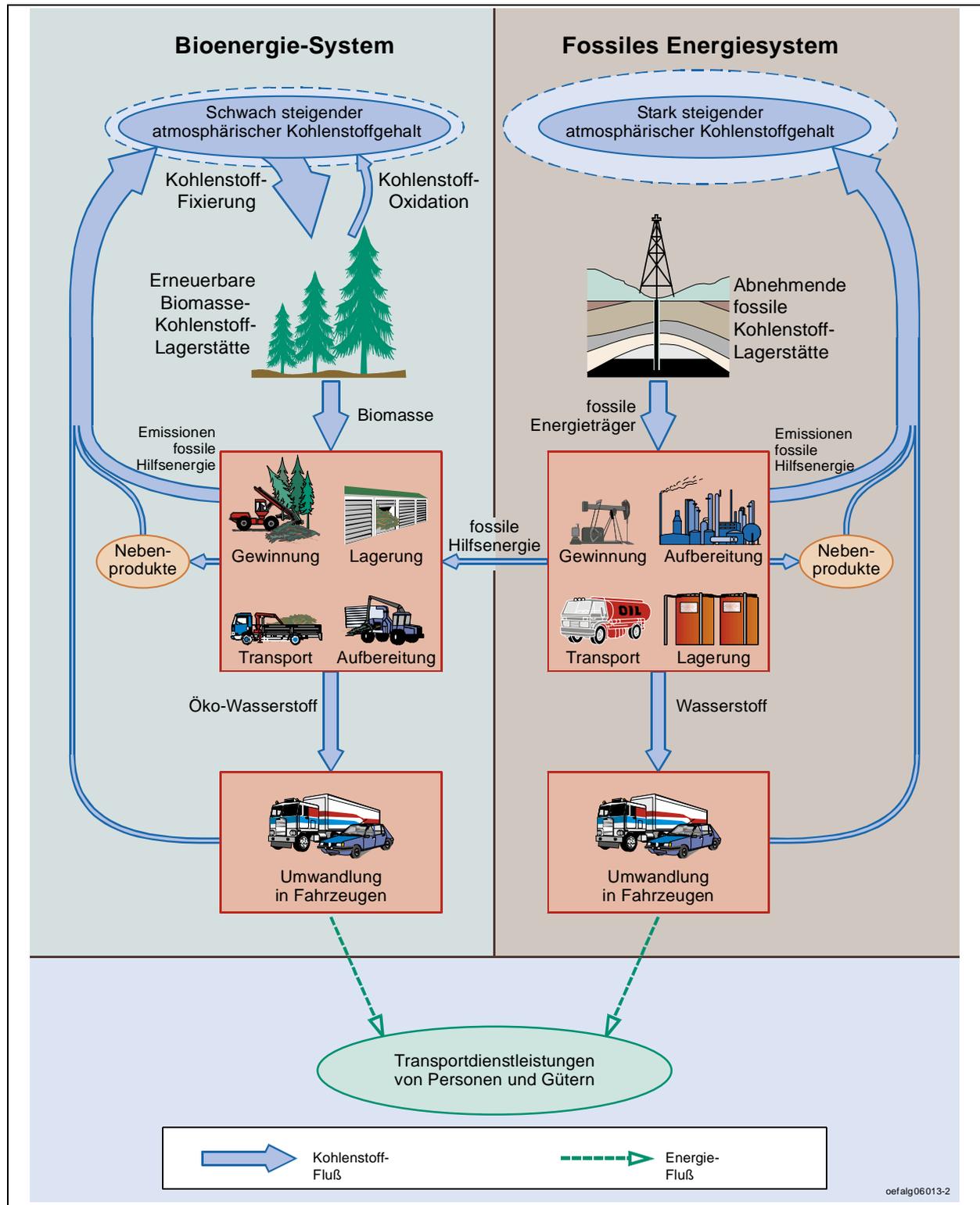


Abbildung 4: Schema anhand der Nutzung von Biomasse: Stoff- und Energieflüsse der Energiesysteme mit Öko-Wasserstoff für Transportdienstleistungen für den Vergleich der Treibhausgasemissionen, Hilfsenergien werden für die Errichtung, den Betrieb und die Entsorgung der Transportsysteme eingesetzt (Jungmeier et al. 2002, Jungmeier et al. 1999)

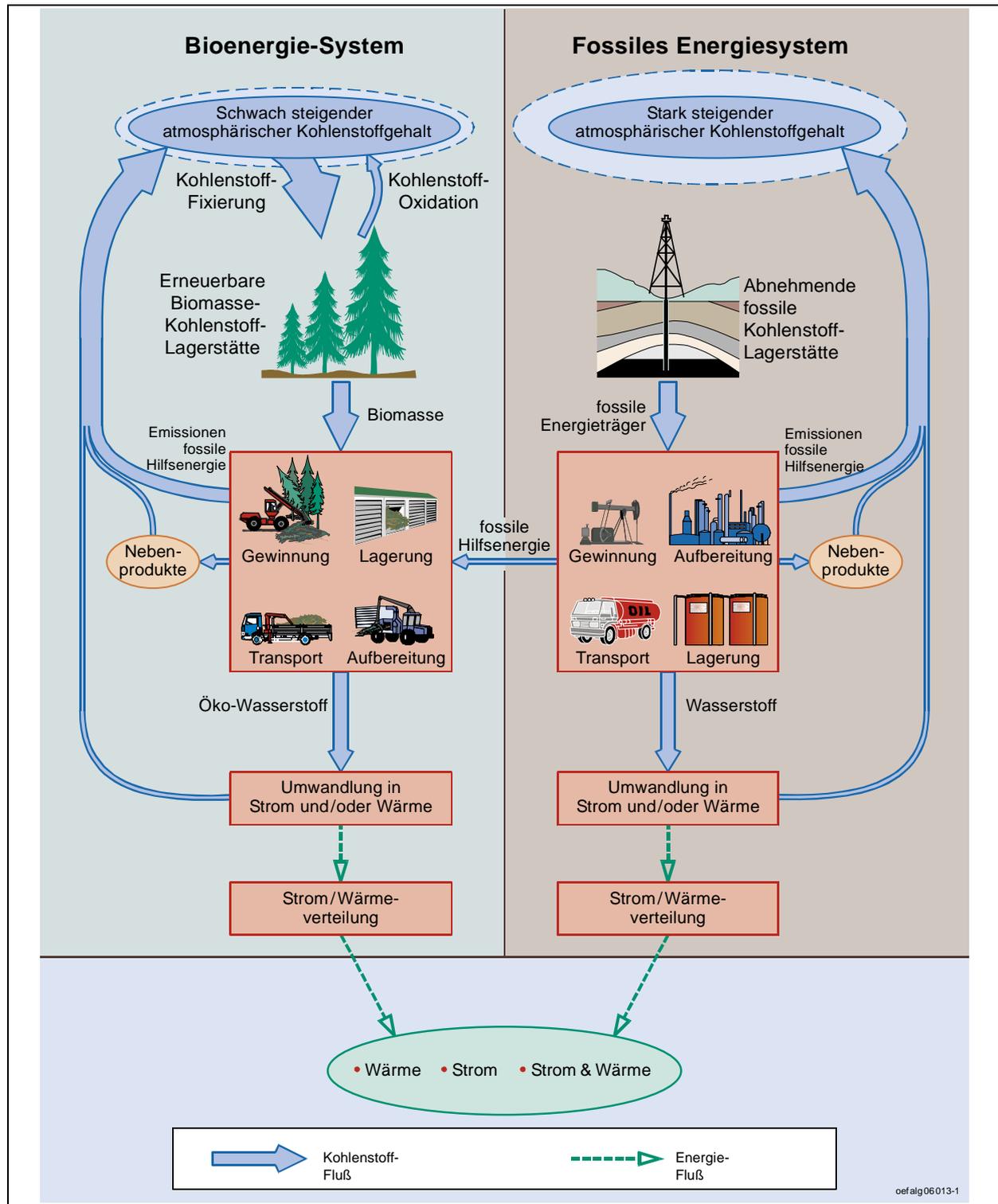


Abbildung 5: Schema anhand der Nutzung von Biomasse: Stoff- und Energieflüsse der Energiesysteme mit Öko-Wasserstoff zur stationären gekoppelten Strom und Wärmeerzeugung im Kleinverbrauch für den Vergleich der Treibhausgasemissionen, Hilfsenergien werden für die Errichtung, den Betrieb und die Entsorgung der Energiesysteme eingesetzt (Jungmeier et al. 2002, Jungmeier et al. 1999, IEA 1998, Hausberger et al. 2001)

2.3 Analyse der ökonomischen Zieldimension

Für die Analyse der ökonomischen Zieldimension werden zunächst die verschiedenen Öko-Wasserstoff-Energiesysteme im Detail ökonomisch charakterisiert und in einem Kostenmodell zusammengefasst. Anschließend erfolgt ein Vergleich der Wasserstoff-Erzeugungskosten sowie der Kosten der bereitgestellten Energiedienstleistungen für ausgewählte Öko-Wasserstoff-Energiesysteme. Für die Beurteilung und den Vergleich der Systeme wurden 5 „Module“ definiert, die ökonomisch analysiert werden.

2.3.1 Kostenanalyse

Um die tatsächlichen Möglichkeiten einer breiteren Marktdurchdringung von Öko-Wasserstoff einschätzen zu können, ist eine Analyse der Kosten der Bereitstellung von Energiedienstleistungen wie Wärme, Strom, Mobilität mit Öko-Wasserstoff-Energiesystemen im Vergleich zur Bereitstellung dieser Energiedienstleistungen durch direkte Nutzung erneuerbarer Energieträger bzw. konventioneller Energieträger notwendig.

Die Analysen umfassen Kosten der Primärenergie, Kosten der Öko-Wasserstoff-Erzeugung, Kosten für Aufbereitung, Transport, Speicherung und Abgabe von Öko-Wasserstoff. Es werden zunächst die Kosten für die Erzeugung von Öko-Wasserstoff und dann die Kosten für die daraus resultierenden Energiedienstleistungen, d.h. Kilometer-Kosten sowie Strom- und Wärmekosten ermittelt.

Bei der Ermittlung der Öko-Wasserstoffkosten in den verschiedenen Öko-Wasserstoff-Energiesystemen wird grundsätzlich von den im Folgenden beschriebenen Formeln und Voraussetzungen ausgegangen:

Die direkten Investitionskosten (IK) für die einzelnen Module der Öko-Wasserstoff-Energiesysteme sind für die spezifische Anlagengröße angegeben. Die Investitionskosten für einzelne Kostenkategorien j (Verdichtung, Verflüssigung, Speicherung und Transport) wurden nach Amos berechnet (Amos 1998, Details siehe Anhang E).

Die Gesamtinvestitionskosten für eine spezifische Kostenkategorie IK_j setzen sich jeweils aus direkten und indirekten Investitionskosten zusammen. Direkte Investitionskosten beziehen sich auf die Anlage selbst, indirekte Investitionskosten erfassen die weiteren mit der Anlage verbundenen Kosten, z.B. Grundstückskosten, Versicherung, Planung. Die indirekten Investitionskosten wurden nach Amos (Amos 1998) jeweils mit 47 % der direkten Investitionskosten angesetzt (National Academy, 2004). Aus der Summe der direkten und indirekten Investitionskosten ergeben sich die Gesamtinvestitionskosten:

$$IK_j = IK_j^{direkt} + IK_j^{indirekt} \quad [\text{Euro}]$$

Die Gesamtkosten sind die Summe von Kapitalkosten (Annuitäten) und Betriebskosten.

$$k_{H_2} = \frac{\sum_{j=1}^n IK_j \cdot \alpha_j + K_B}{Q} \quad [\text{Euro/kWh Wasserstoff}]$$

mit

k_{H_2}Gesamtkosten Öko-Wasserstoff [Euro/kWh Wasserstoff]

QErzeugte Menge Öko-Wasserstoff [kWh Wasserstoff/a]

IK_jInvestitionskosten des Moduls [Euro]

K_BBetriebskosten [Euro/a]

α_jAnnuitätsfaktor des Moduls j [-] mit

$$\alpha_j = \frac{z_j \cdot (z_j + 1)^{n_j}}{(1 + z_j)^{n_j} - 1}$$

mit

z_jZinssatz [%]

n_jAbschreibungsdauer des Moduls j [a]

$$k_B = \frac{K_B}{Q} \text{ und } k_B = \frac{K_{BE} + K_{BF} + K_{BS}}{Q} \text{ [Euro/kWh Wasserstoff]}$$

mit

k_Bspezifische Betriebskosten [Euro/kWh]

K_{BE}variable Betriebskosten für Energie (Strom, Biomasse) [Euro/a]

K_{BF}fixe Betriebskosten, (5 % der Investitionskosten) [Euro/a]

K_{BS}sonstige variable Betriebskosten, (1 % der Investitionskosten) [Euro/a]

Es wird nach der Annuitätenmethode mit einem Zinssatz von 6,5 % gerechnet. Die fixen Betriebskosten werden mit 5 % der Gesamtinvestitionskosten angesetzt. Die variablen Betriebskosten sind zum größten Teil durch die Energiekosten für den Strom-, Biomasse-, bzw. Erdgas-Einsatz bestimmt. Die sonstigen variablen Betriebskosten, bzw. die variablen Kosten ohne Energiekosten werden mit 1 % der gesamten Investitionskosten angenommen. In der Kostenanalyse wird keine Mehrwertsteuer berücksichtigt.

Für die Öko-Wasserstofferzeugung ist Biomasse oder Ökostrom aus erneuerbaren Energiequellen erforderlich. Die dabei verursachten jährlichen variablen Betriebskosten für die eingesetzte Energie werden entsprechend der folgenden Gleichung gerechnet:

$$K_{BE} = k_E \cdot P \cdot V \cdot T \text{ [Euro/a]}$$

mit

k_EEnergiekosten, z.B. Strom-, Biomasse- oder Erdgaskosten [Euro/kWh]

PWasserstoffproduktionskapazität [kWh Wasserstoff/h]

VEnergiebedarf pro kg Wasserstoff [kWh/kWh Wasserstoff]

TJahresvolllaststunden [h/a]

Die in der ökonomischen Analyse ermittelten Indikatoren haben daher folgende Dimensionen:

- Öko-Wasserstoff als Endenergie: Euro/kWh_{H2}
- Transport: Euro/PKW-km
- Kleinverbrauch: Euro/(0,5 kWh_{Strom} und 0,5 kWh_{Wärme})

2.3.2 Lernkurven

Durch die Sammlung von Erfahrungen bei der Herstellung von Produkten und durch die Erhöhung der erzeugten Stückzahlen, kann die Produktivität gesteigert und die Produktionskosten im Allgemeinen gesenkt werden. Dieser Effekt wird als Lerneffekt bzw. „learning by doing“ bezeichnet und kann durch Lernkurven beschrieben werden. Somit können durch Lernprozesse bei der Herstellung der Module von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen zukünftig Kostensenkungen erwartet bzw. realisiert werden. Diese Lernprozesse können in Lernkurven dargestellt werden. Anhand dieser Lernkurven ist es möglich, zukünftige Kosten und damit die Potenziale von Öko-Wasserstoff-Technologien abzuschätzen.

Die mathematische Beschreibung von Lernkurven erfolgt durch eine Exponentialfunktion der Form

$$C(x) = a \cdot x^{-b},$$

mit

C.....Kosten pro erzeugter Einheit [Euro/Einheit]

a.....Kosten der ersten produzierten Einheit [Euro/Einheit]

x.....Gesamtzahl der erzeugten Einheiten

b.....Lernindex (learning index) [-]

Die Kosten sind also von der Anzahl der bisher erzeugten Einheiten abhängig, das Ausmaß der Kostenreduktion wird durch den Lernindex bestimmt. Aus ihm kann die progress ratio p berechnet werden, die Aufschluss über die Kosten nach einer Verdopplung der gesamten erzeugten Einheiten gibt.

$$p = 2^{-b}$$

mit

p.....progress ratio [-]

Eine progress ratio von 80 % bedeutet beispielsweise, dass nach einer Verdopplung der kumulativen Produktion die Kosten auf 80 % des ursprünglichen Wertes gesunken sind. Oft wird auch der Wert $1 - 2^{-b}$ angegeben, der als Lernrate bezeichnet wird und aussagt, um welchen Prozentsatz die Kosten bei einer Verdopplung sinken.

Die in der Praxis bei Energietechnologien beobachteten Lernraten variieren sehr stark, aber die größte Häufigkeit der aufgetretenen Werte der progress ratio liegt zwischen 80 % und 83 % (IEA, 2000), wie in Abbildung 6 dargestellt. Im Rahmen dieser Studie wurden mögliche Kostenentwicklungen mit verschiedenen Lernraten analysiert.

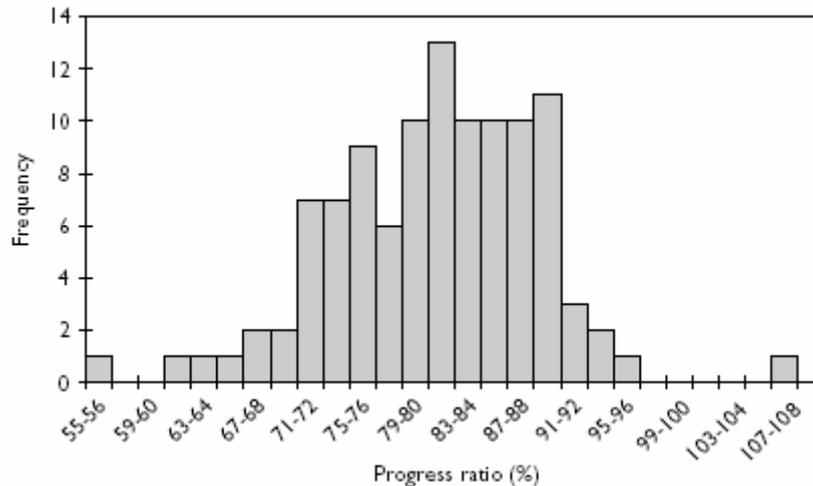


Abbildung 6: Häufigkeit der bei 108 Studien aufgetretenen Werte der progress ratio (IEA 2000)

2.4 Analyse der sozialen Zieldimension

Die Analyse der sozialen Zieldimension behandelt die Auswirkungen der Integration von Öko-Wasserstoff in die bestehenden Strukturen des lokalen, regionalen und nationalen Umfelds, die nicht in den Analysen der ökologischen und ökonomischen Zieldimensionen abgedeckt werden können. Diese sind beispielhaft: Akzeptanzfragen, volkswirtschaftliche Auswirkungen wie Beschäftigungsmöglichkeiten, Einkommen und Auswirkungen auf den Staatshaushalt sowie Lebensqualität. Allgemein wird angenommen, dass durch die Erzeugung und Nutzung von Öko-Wasserstoff qualitativ hochwertige Beschäftigungsmöglichkeiten zu erwarten sind, wobei hierbei der Aufbau einer österreichischen Technologieführerschaft im Bereich innovativer, effizienter und flexibler Öko-Wasserstoff-Technologien besonderen Einfluss haben könnte. Auch die Vorbildwirkung und das Diffusionspotenzial für nachhaltiges Wirtschaften durch Öko-Wasserstoff als Impulsgeber zugunsten eines Wandels von Wirtschaft und Gesellschaft kann Gegenstand einer Analyse der sozialen Zieldimension sein.

Da zu den oben genannten Aspekten der sozialen Zieldimension derzeit aufgrund der großen Brandbreite an möglichen Entwicklungen der Marktdurchdringung verschiedener Öko-Wasserstoff-Energiesysteme wenige bzw. keine belastbaren quantitativen Analys

Für die Bewertung der drei Prinzipien im Rahmen der Analyse der sozialen Zieldimension wurde jedes Energiesystem in zwei Teile gegliedert:

- Bereitstellung der Endenergie, z.B. Öko-Wasserstoff an der Tankstelle
- Endenergieumwandlung beim Endkunden in die entsprechende Energiedienstleistung

Das „Prinzip der Dienstleistungs-, Service und Nutzenorientierung“ wird auf die Bereitstellung der Endenergie angewandt. Das „Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adaptionfähigkeit und Lernfähigkeit“ wird auf die Endenergieumwandlung und das „Prinzip der Fehlertoleranz und Risikovor-sorge“ auf das gesamte Energiesystem angewandt, wobei hier einheitlich für alle Energiesysteme angenommen wurde, dass der Erfüllungsgrad 100 % ist, da dieses Prinzip für Technologien, die am Markt verfügbar sind bzw. sein sollen, erfüllt sein muss, was durch die entsprechenden ein-zuhaltenden Normen, Standards, Vorschriften und Gesetze vorgegeben ist bzw. sein wird.

Wie in Abbildung 2 bereits dargestellt, erfolgt die Analyse der sozialen Zieldimension nur für jene Öko-Wasserstoff-Energiesysteme, die sowohl in der Analyse der ökologischen wie auch der öko-nomischen Zieldimension als mögliche zukünftige energiewirtschaftlich interessante Option be-wertet wurden.

2.5 Szenario für die mögliche Bedeutung von Öko-Wasserstoff in Österreich

Um die mögliche zukünftige Bedeutung von Öko-Wasserstoff im österreichischen Energiesystem zu analysieren, werden ausgehend vom derzeitigen österreichischen Energiesystem Möglichkei-ten eines zukünftigen nachhaltigen Energiesystems, das auch Öko-Wasserstoff als Sekundär-energeträger nutzt, untersucht. Dabei wird die Annahme zugrunde gelegt, dass nur erneuerbare Energiequellen für die Deckung der Energiedienstleistungen zur Verfügung stehen und der voll-ständige Umstieg von fossilen auf erneuerbare Energieträger vollständig vollzogen ist. Für diese Analysen wird ein Rechenmodell verwendet, das im Rahmen der Studie „Energiebedarfsdeckung nach einem Umstieg von fossilen auf erneuerbare Energieträger – Möglichkeiten und Grenzen am Beispiel Österreichs“ (Lauer et al. 1995). Dieses Modell wird mit aktuellen Daten des „Ener-gieflussbild Österreich im Jahr 2000“ aktualisiert. Das Szenario für die mögliche Bedeutung von Öko-Wasserstoff in Österreich wird derart gestaltet, dass jeweils eine weitgehende Übereinstim-mung zwischen Endenergieangebot und Endenergiebedarf erreicht wird (Abbildung 7). Die De-tails der Methodik sind in Lauer et al. 1995 dargestellt.

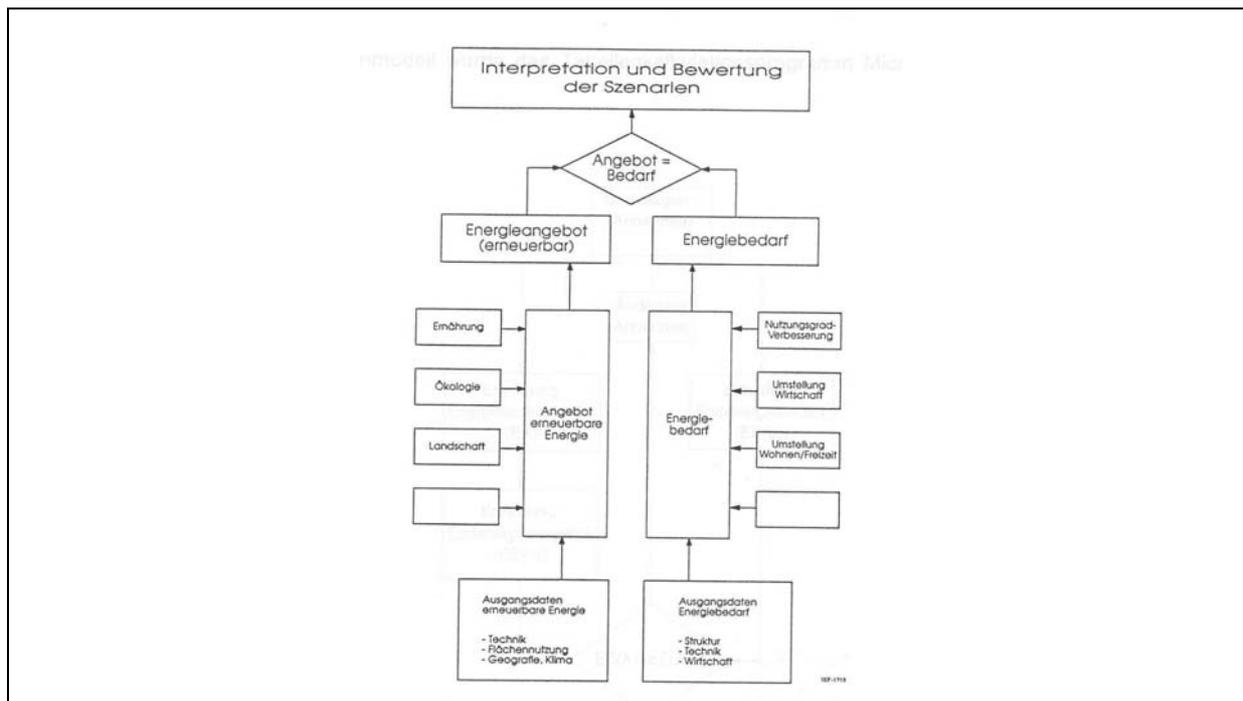


Abbildung 7: Methodik zur Erstellung des Szenarios (Lauer et al. 1995)

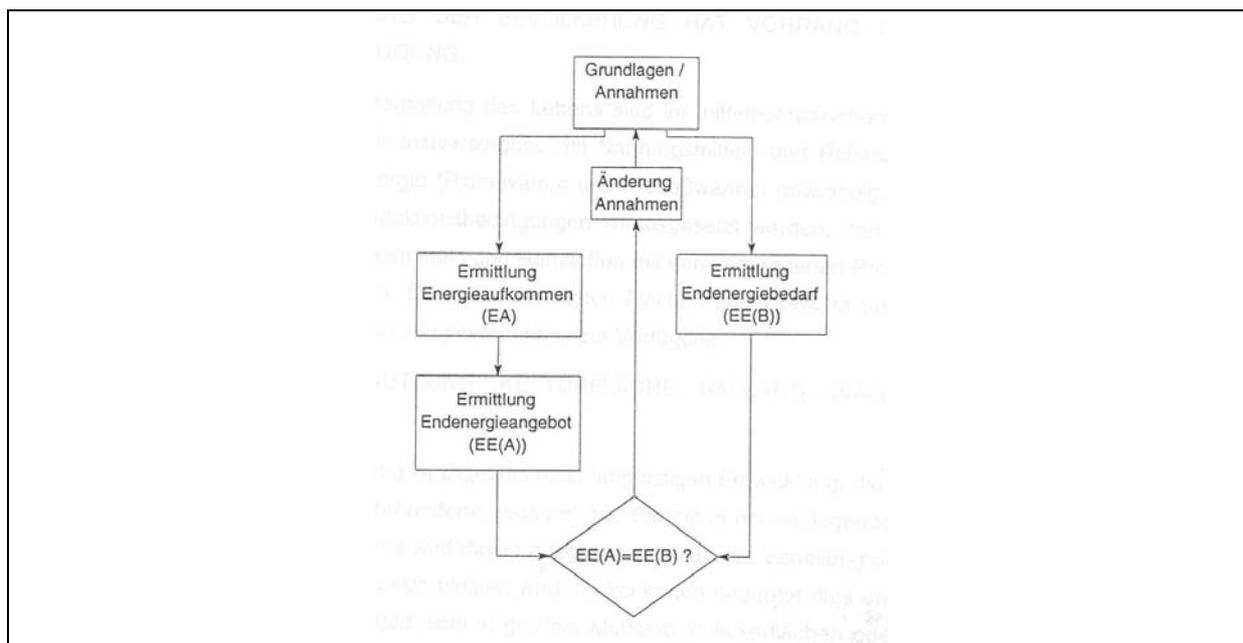


Abbildung 8: Abgleich Endenergiebedarf und Endenergieangebot (Lauer et al. 1995)

Im Szenario werden folgende Rahmenbedingungen berücksichtigt, wobei die diesbezüglichen Grunddaten in Abschnitt 3.3 dargestellt sind

- „Energiesparen“ – Reduktion Energiebedarf
- Steigerung der Energieeffizienz
- (Weiterer) Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energie
- Reduktion der Treibhausgasemissionen

- Reduktion lokaler Emissionen insbesondere NO_x und Feinstaub in Ballungsgebieten
- Nutzung heimischer erneuerbarer Energie.

Insgesamt wird in dem Szenario der gleiche Umfang an Energiedienstleistungen wie im Jahr 2000 angenommen.

2.6 Projektbeirat

Ein Projektbeirat Öko-Wasserstoff, der zu drei Sitzungen während der Projektlaufzeit zusammengekommen ist, wurde eingerichtet. In diesem Projektbeirat wurden Partner zur Vernetzung der Öko-Wasserstoff-Aktivitäten mit anderen themenverwandten Aktivitäten (wie z.B. Hydrogen Center Austria – HyCentA) in der Energiewirtschaft, der Industrie und der Verwaltung eingebunden. Diese Einbindung bündelte jene Aktivitäten, die für die energiewirtschaftliche Bewertung von Öko-Wasserstoff notwendig sind. Im Projektbeirat wurden Methoden, Datengrundlagen, Zwischen- und Endergebnisse diskutiert und abgestimmt sowie mögliche Demonstrationsprojekte identifiziert. Ergänzend wurde im Rahmen des Projektbeirates auch versucht, potentielle Mitbetreiber einer zukünftigen Demonstrationsanlage zu Öko-Wasserstoff zu identifizieren und diese in die Vorschläge von Demonstrationsprojekten einzubinden. Insgesamt haben Experten von 24 Institutionen am Projektbeirat teilgenommen.

Teilnehmerlisten und Protokolle der drei Sitzungen des Projektbeirates s. Anhang A.

2.7 Nationale und Internationale Vernetzung

Neben dem Projektbeirat wurden Zwischen- und Endergebnisse auch bei nationalen und internationalen Veranstaltungen präsentiert und diskutiert, um die Ergebnisse und Schlussfolgerungen abzusichern. Bei den folgenden Veranstaltungen wurden die angeführten Beiträge gemacht:

- Energiesysteme der Zukunft – Herausforderungen und Lösungspfade, IEWT 2005, 16–18. Februar 2005, Wien, Österreich:
 - Wirtschaftlichkeit von Energiesystemen mit Öko-Wasserstoff (Ajanovic et al. 2005)
 - Energiebilanzen und Treibhausgasemissionen von Energiesystemen mit Öko-Wasserstoff (Jungmeier et al. 2005)
- NHA Annual Hydrogen Conference 2005 – Partnering for the Global Hydrogen Future, 29. März–1. April 2005, Washington, USA
 - Possible Role of Renewable Hydrogen in Austria – A Strategy for the Production and Use of Hydrogen from Renewable Energy (Jungmeier et al. 2005d)
- Hydrogen Workshop mit NREL (National Laboratory on Renewable Energy, 4.–5. April 2005, Golden, USA
 - (Renewable) Hydrogen Research Activities in Austria (basierend auf Jungmeier et al, 2005d)
- Hydrogen Workshop mit Institute of Transportation Studies, University of California, Davis, 6. April 2005, Davis, USA
 - (Renewable) Hydrogen Research Activities in Austria (basierend auf Jungmeier et al, 2005d)
- Workshop Biotreibstoffe – heute, morgen übermorgen, 17. Juni 2005, Wien, Österreich:
 - Wasserstoff (Jungmeier et al. 2005e)

- Erste Österreichische Wasserstoff-Konferenz, 10.–11. Oktober 2005, Graz, Österreich:
 - Öko-Wasserstoff in Österreich (Jungmeier et al. 2005a)
 - Wirtschaftliche Aspekte von Öko-Wasserstoff (Ajanovic et al. 2005a)
- 14th European Biomass Conference & Exhibition Biomass for Energy Industry and Climate Protection, 17.–21. Oktober 2005, Paris, Frankreich
 - The Possible Role of Hydrogen from Woody Biomass in A Future Sustainable Transportation System, in Kooperation mit Bioenergy NoE (www.bioenergynoe.org) (Jungmeier et al. 2005b)
- IPHE (International Partnership on Hydrogen Economy) Renewable Hydrogen Workshop, 24.–26. Oktober 2005, Sevilla, Spanien
 - The Possible Role of Hydrogen from Woody Biomass in A Future Sustainable Transportation System in Kooperation mit Bioenergy NoE (www.bioenergynoe.org), Jungmeier et al. 2005c)

Die Erste Österreichische Wasserstoff-Konferenz stellte den im Rahmen des Projekts vorgesehenen Abschlussworkshop dar, wo die (vorläufigen) Endergebnisse des Projekts präsentiert und diskutiert wurden. Die gegenständlichen Projektarbeiten wurden in zwei Vorträgen „Öko-Wasserstoff in Österreich“ und „Wirtschaftliche Aspekte von Öko-Wasserstoff“ präsentiert. Die Folien dieser beiden Vorträge sind in Anhang G zusammengestellt. In der Abschlussdiskussion der gezeigten Ergebnisse wurden von den Teilnehmern Verständnisfragen zu den eingesetzten Methoden und Daten gestellt. Die Ergebnisse und Aussagen der Analysen der ökologischen und soziologischen Zieldimension sowie der zukünftigen möglichen energiewirtschaftlichen Rolle von Öko-Wasserstoff wurden im Wesentlichen bestätigt.

In der Analyse der ökonomischen Zieldimension konnte eine Verbesserung und Eingrenzung der verwendeten Datenbasis in Bezug auf verschiedene Parameterkategorien erzielt werden, insbesondere durch bilaterale Gespräche mit den internationalen Experten. Im Einzelnen war dies für folgende Einflussparameter auf die ökonomische Analyse von Bedeutung:

- In Bezug auf die Investitionskosten der verschiedenen Elemente der Öko-Wasserstoff-Bereitstellung (Speicherung, Verdichtung, Transport) konnte eine Verifizierung durchgeführt und einige neue punktuelle Datenquellen erschlossen werden.
- In Bezug auf die Investitionskosten der Technologien für die Wasserstoffanwendung, vor allem der Brennstoffzellenfahrzeuge, war es möglich, Einschätzungen der Vertreter einzelner Autofirmen zu erhalten, die es letztendlich ermöglichten, sowohl für die Ausgangswerte für das Jahr 2005 als auch für die potenziellen Lerneffekte für die nächsten Jahre plausible und konsistente Annahmen zu treffen.
- Darüber hinaus konnten schließlich für weitere, die ökonomische Analyse betreffende Parameter, wie die Reichweite von Fahrzeugen, die Lebensdauer und die Wirkungsgrade, zusätzliche Informationen erschlossen werden, die es ermöglichten, die Analysen für den Enderbericht zu verbessern.
- Schließlich wurden auch zur aktuellen und in den nächsten Jahren geplanten Anzahl der Fahrzeuge in spezifischen Regionen neue Informationen verfügbar. Dadurch konnten vor allem auch das dynamische Marktdurchdringungsmodell und die Parameter für die Lernkurven auf eine breitere Datenbasis gestellt werden.

2.8 Auswahl der untersuchten Energiesysteme

Die Auswahl der untersuchten Energiesysteme erfolgte im Projektbeirat, wobei Erkenntnisse aus der laufenden Projektbearbeitung berücksichtigt wurden.

2.8.1 Öko-Wasserstoff-Energiesysteme

Bei den Energiesystemen mit Öko-Wasserstoff, d.h. zur indirekten Nutzung erneuerbarer Energie, wurden jene Systemkombinationen ausgewählt, die mittel- und langfristig besonders unter den österreichischen Randbedingungen besonders interessant sein können. Für Öko-Wasserstoff aus der Elektrolyse mit Wasserkraft-Strom wurden auch noch Varianten betrachtet, um den Einfluss bestimmter Öko-Wasserstoff-Technologien für Transportdienstleistungen (z.B. Verbrennungskraftmotor statt Brennstoffzelle) darstellen zu können. Im Analogieschluss können die Ergebnisse der Varianten auch auf die anderen Erzeugungsformen von Öko-Wasserstoff übertragen werden. In Tabelle 4 sind die Merkmale der 31 ausgewählten Energiesysteme mit Öko-Wasserstoff dargestellt.

Tabelle 4: Ausgewählte Energiesysteme mit Öko-Wasserstoff (indirekte Nutzung erneuerbarer Energie)

Nr.	Abkürzung	Primärenergie	Umwandlung	Aufbereitung	Verteilung	Endenergie	Nutzung
Transport Technologie 2005							
1	BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft	Wasserkraft	Elektrolyse 5 bar	Verdichtung 450 bar	onsite	Öko-Wasserstoff	PKW Brennstoffzelle mit 300 bar Tank
2	VKM-PKW 2005 LH Wasserkraft	Wasserkraft	Elektrolyse 5 bar	Verflüssigung	LKW	Öko-Wasserstoff	PKW Verbrennungsmotor
3	BZ-PKW 2005 GH Kleinwasserkraft	Klein-Wasserkraft	Elektrolyse 5 bar	Verdichtung 450 bar	on-site	Öko-Wasserstoff	PKW Brennstoffzelle mit 350 bar Tank
4	BZ-PKW 2005 GH Photovoltaik	Photovoltaik	Elektrolyse 5 bar	Verdichtung 450 bar	on-site	Öko-Wasserstoff	PKW Brennstoffzelle mit 350 bar Tank
5	BZ-PKW 2005 GH Windkraft	Windkraft	Elektrolyse 5 bar	Verdichtung 450 bar	on-site	Öko-Wasserstoff	PKW Brennstoffzelle mit 350 bar Tank
6	BZ-PKW 2005 GH Biomasse mit Stromerzeugung	Biomasse (Holz)	Vergasung mit Stromerzeugung	Verdichtung 450 bar	on-site	Öko-Wasserstoff	PKW Brennstoffzelle mit 350 bar Tank
7	BZ-PKW 2005 GH Biomasse ohne Stromerzeugung	Biomasse (Holz)	Vergasung ohne Stromerzeugung	Verdichtung 450 bar	on-site	Öko-Wasserstoff	PKW Brennstoffzelle mit 350 bar Tank
8	BZ-PKW 2005 GH Biogas Gülle	Gülle	Fermentation u. Dampfreformierung	Verdichtung 450 bar	on-site	Öko-Wasserstoff	PKW Brennstoffzelle mit 350 bar Tank
9	BZ-PKW 2005 GH Biogas Mais	Mais	Fermentation u. Dampfreformierung	Verdichtung 450 bar	on-site	Öko-Wasserstoff	PKW Brennstoffzelle mit 350 bar Tank
Transport Varianten 2005							
10	BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft onsite 300 bar mit O2	Wasserkraft	Elektrolyse 5 bar	Verdichtung 450 bar	on-site	Öko-Wasserstoff	PKW Brennstoffzelle mit 350 bar Tank
11	BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft Druckelektrolyse	Wasserkraft	Elektrolyse 30 bar	Verdichtung 450 bar	on-site	Öko-Wasserstoff	PKW Brennstoffzelle mit 350 bar Tank
12	BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft LKW 300 bar	Wasserkraft	Elektrolyse 5 bar	Verdichtung 450 bar	LKW	Öko-Wasserstoff	PKW Brennstoffzelle mit 350 bar Tank
13	BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft Bahn 300 bar	Wasserkraft	Elektrolyse 5 bar	Verdichtung 450 bar	Bahn	Öko-Wasserstoff	PKW Brennstoffzelle mit 350 bar Tank
14	BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft Pipeline 300 bar	Wasserkraft	Elektrolyse 5 bar	Verdichtung 30 bar	Pipeline	Öko-Wasserstoff	PKW Brennstoffzelle mit 350 bar Tank
15	BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft onsite 700 bar	Wasserkraft	Elektrolyse 5 bar	Verdichtung 880 bar	on-site	Öko-Wasserstoff	PKW Brennstoffzelle mit 700 bar Tank
16	BZ-PKW 2005 LH Wasserkraft	Wasserkraft	Elektrolyse 5 bar	Verflüssigung	LKW	Öko-Wasserstoff	PKW Brennstoffzelle mit H2 Flüssigtank
17	VKM-PKW 2005 GH Wasserkraft onsite 300 bar	Wasserkraft	Elektrolyse 5 bar	Verdichtung 450 bar	on-site	Öko-Wasserstoff	PKW Verbrennungsmotor mit 300 bar Tank
Transport Technologie 2050							
18	BZ-PKW 2050 GH Wasserkraft	Wasserkraft	Elektrolyse 30 bar	Verdichtung 880 bar	on-site	Öko-Wasserstoff	PKW Brennstoffzelle mit 700 bar Tank
19	BZ-PKW 2050 GH Photovoltaik	Photovoltaik	Elektrolyse 30 bar	Verdichtung 880 bar	on-site	Öko-Wasserstoff	PKW Brennstoffzelle mit 700 bar Tank
20	BZ-PKW 2050 GH Windkraft	Windkraft	Elektrolyse 30 bar	Verdichtung 880 bar	on-site	Öko-Wasserstoff	PKW Brennstoffzelle mit 700 bar Tank
21	BZ-PKW 2050 GH Biomasse mit Stromerzeugung	Biomasse (Holz)	Vergasung mit Stromerzeugung	Verdichtung 880 bar	on-site	Öko-Wasserstoff	PKW Brennstoffzelle mit 700 bar Tank
22	BZ-PKW 2050 GH Biomasse ohne Stromerzeugung	Biomasse (Holz)	Vergasung ohne Stromerzeugung	Verdichtung 880 bar	on-site	Öko-Wasserstoff	PKW Brennstoffzelle mit 700 bar Tank
23	BZ-PKW 2050 GH Biogas Gülle	Gülle	Fermentation u. Dampfreformierung	Verdichtung 880 bar	on-site	Öko-Wasserstoff	PKW Brennstoffzelle mit 700 bar Tank
24	BZ-PKW 2050 GH Biogas Maisilage	Mais	Fermentation u. Dampfreformierung	Verdichtung 880 bar	on-site	Öko-Wasserstoff	PKW Brennstoffzelle mit 700 bar Tank
Strom- und Wärme Technologie 2005							
25	BZ-BHKW 2005 GH Wasserkraft	Wasserkraft	Elektrolyse 30 bar	-	Pipeline	Öko-Wasserstoff	stationäre Brennstoffzelle
26	BZ-BHKW 2005 GH Kleinwasserkraft	Klein-Wasserkraft	Elektrolyse 30 bar	-	Pipeline	Öko-Wasserstoff	stationäre Brennstoffzelle
27	BZ-BHKW 2005 GH Wind	Windkraft	Elektrolyse 30 bar	-	Pipeline	Öko-Wasserstoff	stationäre Brennstoffzelle
28	BZ-BHKW 2005 GH PV	Photovoltaik	Elektrolyse 30 bar	-	Pipeline	Öko-Wasserstoff	stationäre Brennstoffzelle
29	BZ-BHKW 2005 GH Biomasse ohne Stromerzeugung	Biomasse (Holz)	Vergasung ohne Stromerzeugung	Verdichtung 30 bar	Pipeline	Öko-Wasserstoff	stationäre Brennstoffzelle
30	BZ-BHKW 2005 GH Biogas Gülle	Gülle	Fermentation u. Dampfreformierung	Verdichtung 30 bar	Pipeline	Öko-Wasserstoff	stationäre Brennstoffzelle
31	BZ-BHKW 2005 GH Biogas Maisilage	Mais	Fermentation u. Dampfreformierung	Verdichtung 30 bar	Pipeline	Öko-Wasserstoff	stationäre Brennstoffzelle

2.8.2 Auswahl Referenz-Energiesysteme

2.8.2.1 Direkte Nutzung erneuerbarer Energie

Bei den Energiesystemen zur direkten Nutzung erneuerbarer Energie wurden sowohl die Nutzung von Ökostrom aus erneuerbaren Energiequellen für Elektrofahrzeuge, sowie Strom und Wärme berücksichtigt. Bei der festen Biomasse wurde die Wärmeerzeugung mit Holzpellets, die Erzeugung von flüssigen Biotreibstoffen und Strom sowie gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung mit einem Dampfkraftwerk untersucht. Biogas wurde zur direkten Nutzung als gasförmiger Biotreibstoff sowie zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung untersucht. In Tabelle 5 sind die Merkmale der 21 ausgewählten Energiesysteme zur direkten Nutzung erneuerbarer Energie dargestellt.

Tabelle 5: Ausgewählte Energiesysteme zur direkten Nutzung erneuerbarer Energie

Nr.	Abkürzung	Primärenergie	Umwandlung	Aufbereitung	Verteilung	Endenergie	Nutzung
Transport Technologie 2005							
1	E-PKW 2005 Wasserkraft	Wasserkraft	Wasserkraftwerk	-	Stromnetz	Öko-Strom	PKW Elektromotor
2	E-PKW 2005 Kleinwasserkraft	Wasserkraft	Klein-Wasserkraftwerk	-	Stromnetz	Öko-Strom	PKW Elektromotor
3	E-PKW 200 Photovoltaik	Sonne	Photovoltaikkraftwerk	-	Stromnetz	Öko-Strom	PKW Elektromotor
4	E-PKW 2005 Windkraft	Windkraft	Windkraftwerk	-	Stromnetz	Öko-Strom	PKW Elektromotor
5	VKM-PKW 2005 FT-Diesel mit Stromerzeugung	Biomasse (Holz)	Vergasung und FT-Erzeugung	-	LKW	FT-Diesel	PKW Verbrennungskraftmotor
6	VKM-PKW 2005 Biogas Gülle	Gülle	Fermentation	Gasreinigung	Pipeline	Biogas 1)	PKW Verbrennungskraftmotor
7	VKM-PKW 2005 Biogas Mais	Mais	Fermentation	Gasreinigung	Pipeline	Biogas 1)	PKW Verbrennungskraftmotor
Transport Technologie 2050							
8	E-PKW 2050 Wasserkraft	Wasserkraft	Wasserkraftwerk	-	Stromnetz	Öko-Strom	PKW Elektromotor
9	E-PKW 200 Photovoltaik	Sonne	Photovoltaikkraftwerk	-	Stromnetz	Öko-Strom	PKW Elektromotor
10	E-PKW 2050 Windkraft	Windkraft	Windkraftwerk	-	Stromnetz	Öko-Strom	PKW Elektromotor
11	VKM-PKW 2050 FT-Diesel mit Stromerzeugung	Biomasse (Holz)	Vergasung und FT-Erzeugung	-	LKW	FT-Diesel	PKW Verbrennungskraftmotor
12	VKM-PKW 2050 Biogas Gülle	Gülle	Fermentation	Gasreinigung	Pipeline	Biogas 1)	PKW Verbrennungskraftmotor
13	VKM-PKW 2050 Biogas Mais	Mais	Fermentation	Gasreinigung	Pipeline	Biogas 1)	PKW Verbrennungskraftmotor
Strom- und Wärme Technologie 2005							
14	Strom&Wärme 2005 Wasserkraft	Wasserkraft	Wasserkraftwerk	-	Stromnetz	Öko-Strom	Netzstrom + Widerstandsheizung
15	Strom&Wärme 2005 Kleinwasserkraft	Wasserkraft	Klein-Wasserkraftwerk	-	Stromnetz	Öko-Strom	Netzstrom + Widerstandsheizung
16	Strom&Wärme 2005 Wind	Windkraft	Photovoltaikkraftwerk	-	Stromnetz	Öko-Strom	Netzstrom + Widerstandsheizung
17	Strom&Wärme 2005 Photovoltaik	Sonne	Windkraftwerk	-	Stromnetz	Öko-Strom	Netzstrom + Widerstandsheizung
18	DT-HKW 2005 Biomasse	Biomasse (Holz)	Verbrennung mit Dampfturbine	-	Strom- u. Wärmenetz	Öko-Strom u. Wärme	Netzstrom + Fernwärme
19	VKM-BHKW 2005 Biogas aus Gülle	Gülle	Fermentation	-	-	Biogas	BHKW mit Verbrennungskraftmotor
20	VKM-BHKW 2005 Biogas aus Maissilage	Maissilage	Fermentation	-	-	Biogas	BHKW mit Verbrennungskraftmotor
21	Strom Wasserkraft + Holzpellets 2005	Wasserkraft, Biomasse	Wasserkraftwerk, Pelletierung	-	Stromnetz, LKW	Öko-Strom, Holz-Pellets	Netzstrom + Zentralheizung

1) in Erdgasqualität

2.8.2.2 Fossile Energieträger

Bei den fossilen Energiesystemen wurden Systeme mit Erdgas und Diesel berücksichtigt. Sowohl die direkte Nutzung von Erdgas als auch die indirekte Nutzung über Wasserstoff für Transportdienstleistungen als auch für stationäre gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung wurden untersucht, wobei auch die Möglichkeiten der Abscheidung und langfristigen Speicherung von Kohlendioxid berücksichtigt wurden. In Tabelle 6 sind die Merkmale der 11 ausgewählten fossilen Energiesysteme dargestellt.

Tabelle 6: Ausgewählte fossile Energiesysteme

Nr.	Abkürzung	Primärenergie	Umwandlung	Aufbereitung	Verteilung	Endenergie	Nutzung
Transport Technologie 2005							
1	BZ-PKW 2005 GH Erdgas mit CO2-Speicherung	Erdgas	Dampfpreformierung mit CO2-Abscheidung	Verdichtung 450 bar	LKW	Wasserstoff	PKW Brennstoffzelle mit 300 bar Tank
2	BZ-PKW 2005 GH Erdgas ohne CO2-Speicherung	Erdgas	Dampfpreformierung ohne CO2-Abscheidung	Verdichtung 450 bar	LKW	Wasserstoff	PKW Brennstoffzelle mit 300 bar Tank
3	VKM-PKW 2005 Erdgas	Erdgas	-	-	Pipeline	Erdgas	PKW Verbrennungskraftmotor
4	VKM-PKW 2005 Diesel	Erdöl	Raffinerie	-	LKW	Diesel	PKW Verbrennungskraftmotor
Transport Technologie 2050							
5	BZ-PKW 2050 GH Erdgas mit CO2-Speicherung	Erdgas	Dampfpreformierung mit CO2-Abscheidung	Verdichtung 880 bar	LKW	Wasserstoff	PKW Brennstoffzelle mit 700 bar Tank
6	BZ-PKW 2050 GH Erdgas ohne CO2-Speicherung	Erdgas	Dampfpreformierung ohne CO2-Abscheidung	Verdichtung 880 bar	LKW	Wasserstoff	PKW Brennstoffzelle mit 700 bar Tank
7	VKM-PKW 2050 Erdgas	Erdgas	-	-	Pipeline	Erdgas	PKW Verbrennungskraftmotor
8	VKM-PKW 2050 Diesel	Erdöl	Raffinerie	-	LKW	Diesel	PKW Verbrennungskraftmotor
Strom- und Wärme Technologie 2005							
9	BZ-BHKW 2005 GH Erdgas ohne CO2-Speicherung	Erdgas	Dampfpreformierung ohne CO2-Abscheidung	Verdichtung 30 bar	Pipeline	Wasserstoff	stationäre Brennstoffzelle
10	BZ-BHKW 2005 GH Erdgas mit CO2-Speicherung	Erdgas	Dampfpreformierung mit CO2-Abscheidung	Verdichtung 30 bar	Pipeline	Wasserstoff	stationäre Brennstoffzelle
11	VKM-BHKW 2005 Erdgas	Erdgas	-	-	Pipeline	Erdgas	BHKW mit Verbrennungskraftmotor

2.8.3 Zusammenfassung

In Tabelle 7 sind die ausgewählten Energiesysteme dargestellt, die miteinander verglichen werden. Insgesamt wurden 63 Energiesysteme untersucht, davon

- 31 Energiesysteme mit Öko-Wasserstoff
- 21 Referenz-Energiesysteme mit der direkten Nutzung erneuerbarer Energie
- 11 Referenz-Energiesysteme mit fossiler Energie.

Tabelle 7: Zusammenfassung der ausgewählten Energiesysteme

Referenz - Energiesysteme			
Anwendung	Öko-Wasserstoff (indirekte Nutzung)	Erneuerbare Energie (direkte Nutzung)	Fossile Energie (direkte & indirekte Nutzung)
	Technologie 2005/2050	Technologie 2005/2050	Technologie 2005/2050
Transport	17/7	7/6	4/4
Strom & Wärme	7/0	8/0	3/0
Gesamt	24/7	15/6	7/4

3 Grundlagen zu Öko-Wasserstoff

3.1 Technologien für Öko-Wasserstoff-Energiesysteme

3.1.1 Eigenschaften von Wasserstoff

Unterer Heizwert:	3,00 kWh/Nm ³ (10,8 MJ/Nm ³) 2,359 kWh/l LH ₂ (8,495 MJ/l LH ₂) 33,33 kWh/kg (120 MJ/kg)
Oberer Heizwert:	3,54 kWh/Nm ³ (12,75 MJ/Nm ³) 2,790 kWh/l LH ₂ (10,04 MJ/l LH ₂) 39,41 kWh/kg (141,86 MJ/kg)
Dichte:	0,0899 kg/Nm ³ (70,73 kg/Nm ³ LH ₂)
Siedepunkt:	20,390 K (0,1013 MPa)
Unterer Wobbe Index:	11,361 kWh/Nm ³ (40,898 MJ/Nm ³)
Oberer Wobbe Index:	13,428 kWh/Nm ³ (48,340 MJ/Nm ³)
Spezifische Wärmekapazität:	$C_p = 14,199 \text{ J/kg/K}$, $C_v = 10,074 \text{ J/kg/K}$
Explosionsgrenze in Luft:	4,0–75,0 Vol.-%
Detonationsgrenze Luft:	18,3–59,0 Vol.-%
Diffusionskoeffizient:	0,61 cm ² /s

Der Energieinhalt von

- 1 Nm³ Wasserstoff entspricht 0,34 l Benzin bzw. 0,3 Nm³ Erdgas;
- 1 l flüssiger Wasserstoff entspricht 0,27 l Benzin,
- 1 kg Wasserstoff entspricht 2,75 kg Benzin

3.1.2 Erzeugung von Öko-Wasserstoff

3.1.2.1 Einleitung

Öko-Wasserstoff kommt ungebunden in der freien Natur nicht vor und muss daher erst mit Hilfe von Energie erzeugt werden. In [Abbildung 9](#) ist ein Überblick über die Möglichkeiten der Erzeugung von Öko-Wasserstoff aus erneuerbarer Energie dargestellt. Alle Verfahren der Öko-Wasserstoff-Erzeugung folgen direkt oder indirekt, also mit zusätzlichen Reaktionsschritten, der Grundgleichung der Wasserspaltung:

Wasser + Energie = Öko-Wasserstoff und Sauerstoff



mit Energie $H_R \geq H_0 = + 289,5 \text{ kJ/mol}$

Die Reaktionsenthalpie H_0 legt fest, dass für die Erzeugung von einem Gramm Öko-Wasserstoff der Energieaufwand mindestens 145 kJ beträgt. Diese Energie für die Wasserspaltung kann als

chemische Energie, Wärme, elektrische Energie oder Photonen-Energie (Licht) zugeführt werden. Die Verfahren zur Erzeugung von Öko-Wasserstoff unterscheiden sich somit nur durch die Art der Energiezufuhr.

Ausgehend von der Sonnenenergie kann Öko-Wasserstoff in den folgenden Prozessen erzeugt werden:

- Thermolyse: die Spaltung von Wasser in Sauerstoff und Öko-Wasserstoff bei hohen Temperaturen
- Photolyse: mit Hilfe von Licht
 - spalten entweder Bakterien in photosynthetischen Prozessen Wasser in Sauerstoff und Öko-Wasserstoff (biologische Wasserstofferzeugung) oder
 - wird elektrische Energie in Halbleitermaterialien erzeugt, die zur elektrochemischen Spaltung von Wasser zu Öko-Wasserstoff und Sauerstoff führen (photoelektrochemische Wasserstofferzeugung).
- Elektrolyse: die Spaltung von Wasser in Sauerstoff und Öko-Wasserstoff mit elektrischer Energie (d.h. Ökostrom aus erneuerbaren Energiequellen)
- Umwandlung von Biomasse: die Spaltung von Wasser durch die Zufuhr chemisch gebundener Energie in der Biomasse

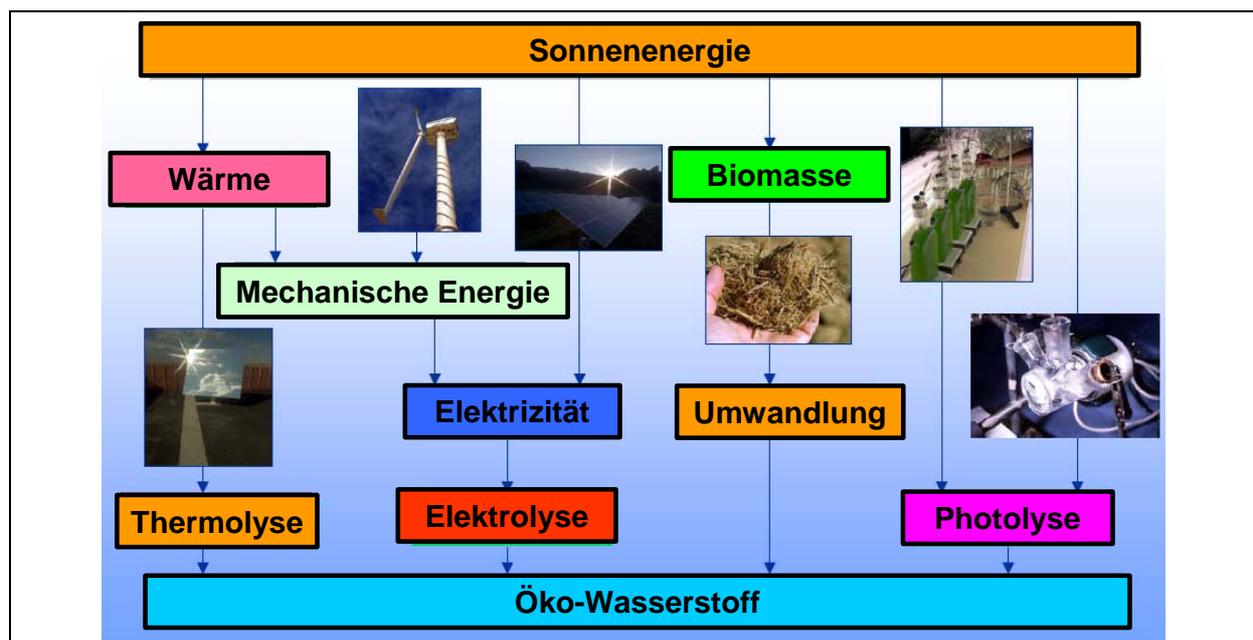


Abbildung 9: Übersicht der Möglichkeiten zur Erzeugung von Öko-Wasserstoff aus erneuerbarer Energie (IPHE 2005)

3.1.2.2 Thermolyse

Die Spaltung von Wasser in Sauerstoff und Öko-Wasserstoff bei hohen Temperaturen ist möglich, da das thermodynamische Gleichgewicht immer mehr in Richtung Wasserstoff und Sauerstoff verschoben wird, wobei bei etwa 3.500°C Wasserdampf und Wasserstoff in äquivalenten Konzentrationen nebeneinander im Gleichgewicht sind. Eine selektive Abtrennung von Wasserstoff aus diesem Hochtemperatur-Gasgemisch konnte bisher technisch nicht realisiert werden. Eine Reduktion auf technisch beherrschbare Temperaturen unter 1.200 °C ist möglich, wenn die

Wasserspaltung mit Hilfe von entsprechenden Zusatzstoffen in einem thermochemischen Kreisprozess in zwei getrennte Einzelreaktionen aufgeteilt wird: selektive Oxidation und Reduktion von z.B. Metalloxiden. Hierzu werden derzeit unterschiedliche Zusatzstoffe zur Reduktion der Arbeitstemperaturen auf 800 und 1.200°C getestet, z.B. Eisen, Zink, Schwefelverbindungen. Als Beispiel kann das Hydrosol-Verfahren genannt werden, das in der 1. Stufe aus Eisenoxid thermischen Sauerstoff freisetzt und anschließend in der 2. Stufe durch Reaktion mit Wasserdampf Wasserstoff unter Rückbildung des Ausgangsoxides erzeugt. Da diese Verfahren derzeit in der Entwicklung sind (Umwandlungseffizienzen von 6–7 % Sonnenlicht zu Wasserstoff, theoretisch bis 50 % möglich, IPHE 2005) und nur in Regionen mit hoher Sonneneinstrahlung zur Erzeugung der hohen Temperaturen realisiert werden können, werden sie im Rahmen dieser Studie nicht weiter betrachtet.

3.1.2.3 *Photolyse*

Bei der Photolyse werden die biologische und photoelektrochemische Wasserstofferzeugung unterschieden.

In der biologischen Wasserstofferzeugung spalten Bakterien mit Hilfe von Licht in photobiologischen Prozessen Wasser oder wandeln Zucker in Vergärungsprozessen in Wasserstoff um. Derzeit werden beide Verfahren im Labormaßstab untersucht, wobei auch Verfahrenskombinationen von photoaktiven und fermentativen Bakterien untersucht werden, die zukünftig eine Umwandlungseffizienz von Sonnenlicht zu Wasserstoff von etwa 10 % erreichen könnten (IPHE 2005).

Ein photochemisches (bzw. photoelektrochemisches) System besteht aus einem photoaktiven (d.h. halbleitenden) Material in enger Verbindung mit einem (flüssigen) Elektrolyten, die im Wesentlichen die Funktion einer photovoltaischen Stromerzeugung und der Elektrolyse von Wasser in einem System vereinen. Durch das einfallende Licht wird elektrische Energie erzeugt, die im System zur Spaltung von Wasser zu Sauerstoff und Wasserstoff führt. Diese Entwicklungen werden derzeit im Labormaßstab durchgeführt, wobei Effizienzen von etwa 4,5 % im stabilen Zustand und maximal 12,4 % im instabilen Zustand realisiert werden konnten (IPHE 2005). Das langfristige Entwicklungsziel des IEA Hydrogen Implementing Agreement (HIA) liegt bei einer Effizienz von 10 %.

Da die photolytischen Verfahren derzeit erst im Labormaßstab entwickelt werden, werden diese im Rahmen dieser Studie nicht weiter betrachtet.

3.1.2.4 *Elektrolyse*

Die elektrolytische Erzeugung von Öko-Wasserstoff erfolgt durch die Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff mit elektrischer Energie (d.h. Ökostrom aus erneuerbaren Energiequellen). Die Elektrolyseure unterscheiden sich im Wesentlichen durch die Art des ionenleitenden Elektrolyten und durch die Betriebstemperatur und den Betriebsdruck:

- Alkalische Elektrolyseure mit wässriger Kalilauge als Elektrolyt, 80°C
- Membranelektrolyseure mit einer protonenleitenden Membran als Elektrolyt, 80°C
- Wasserdampfelektrolyseure mit einer Keramikmembran als Sauerstoffionenleiter (650–1.000°C).

Bei allen Elektrolyseurarten fällt reiner bzw. mit Elektrolyt und Wasserdampf verunreinigter Sauerstoff als Nebenprodukt an, und Elektrolyseure können aus Einzelmodulen (1 bis 100 Nm³/h) modular zu größeren Anlagen zusammengesetzt werden. Die umgekehrten Vorgänge der Elektrolyse werden bei Brennstoffzellen genutzt, wo aus Wasserstoff und Sauerstoff elektrische Energie erzeugt wird. Höhere Betriebsdrücke bieten den Vorteil, dass bei der späteren Speicherung

von Öko-Wasserstoff eine geringere Verdichterarbeit geleistet werden muss, jedoch entsteht durch den höheren Druck auch eine erhöhte Gasdurchlässigkeit, welche sich nachteilig auf die Wasserstoffreinheit auswirken kann.

Die alkalischen Elektrolyseure werden seit vielen Jahrzehnten dort eingesetzt, wo kleine Mengen an reinem Wasserstoff für chemische Verfahren benötigt werden. Jüngste Entwicklungen haben zu einer Steigerung der Effizienz von Elektrolysesystemen durch Verringerung der Überspannungsverluste durch katalytische Aktivierung der Elektroden, durch Verbesserung der Langzeitstabilität (> 50.000 Betriebsstunden) durch neue Kathodenwerkstoffe, durch Erhöhung des Betriebsdruckes sowie durch Optimierung der Elektrolytkreisläufe und Produktgas-Separatoren geführt.

Bei Membranelektrolyseuren (Protonen-Exchange Membrane PEM) wird ein protonleitender Festelektrolyt eingesetzt. Da die Ionenleitung zwischen den Elektroden durch hydratische Wasserstoffionen erfolgt, sind die Materialanforderungen mit saurem Elektrolyten besonders anspruchsvoll, weshalb Edelmetallkatalysatoren für beide Elektroden notwendig sind. Wegen des Festelektrolyten ist kein interner Elektrolytkreislauf notwendig und die externe Separierung von Flüssigelektrolyt, Wasserstoff und Sauerstoff entfällt. Für Elektrolyseure kleiner Leistung (bis ca. 6 Nm³/h) ist die PEM-Elektrolyse eine interessante Alternative zu alkalischen Elektrolyseuren, größere Leistungen ab 10Nm³/h sind noch nicht realisierbar, da keine Verfahren zur Herstellung großflächiger Membran-Elektroden verfügbar sind.

Die (Hochtemperatur)Wasserdampf-Elektrolyse nutzt die Tatsache, dass die thermodynamische Zellspannung bei Elektrolyse von Wasserdampf geringer ist als von flüssigem Wasser. Zudem kann ein Teil der zur elektrolytischen Wasserspaltung notwendigen Energie auch als Wärme eingebracht werden¹. Seit nahezu 25 Jahren werden Forschungen zu Hochtemperatur-Dampfelektrolyse („HOTELLY“) durchgeführt, jedoch erst die Fortschritte bei der Entwicklung von neuen Materialien und verbesserten Herstellungstechnologien für oxidkeramische Brennstoffzellen sowie Fortschritte beim Aufbau kompakter bipolarer Zellstapel eröffnen neue Entwicklungsperspektiven für Wasserdampf-Elektrolyseure, die nun im Rahmen des EU-Projekts „Hi2H2“ demonstriert werden soll. Auch ist verfahrenstechnisch noch zu klären, wie der Energieaufwand zur Separation von Wasserstoff und Wasserdampf bei den hohen Temperaturen die Energiebilanz des Gesamtsystems beeinflussen kann.

Im Rahmen dieses Projekts werden Elektrolyseure bei Normaldruck und bei Druck um die 30 bar untersucht, die mit elektrischer Energie aus erneuerbaren Energiequellen betrieben werden. Es wird auch die Nutzung des bei der Elektrolyse anfallenden Sauerstoffes berücksichtigt.

3.1.2.5 Umwandlung von Biomasse

Durch die Zufuhr chemisch-gebundener Energie in der Biomasse wird Spaltung von Wasser zur Erzeugung von Öko-Wasserstoff erreicht. Grundsätzlich werden hier zwei unterschiedliche Verfahren betrachtet:

- Vergasung von Biomasse (z.B. Holz)
- Biogaserzeugung (Methanfermentation) von vergärbaren Biomassen mit anschließender Dampfreformierung

¹ Beim Phasenübergang vom flüssigen Wasser zu Wasserdampf verringert sich die Bildungsenthalpie H und damit der zur Wasserspaltung notwendige Mindestenergieaufwand sprunghaft. Diese Energiedifferenz entspricht der Verdampfungswärme von Wasser. Bei weiterer steigender Temperatur nimmt die freie Bildungsenthalpie G kontinuierlich ab, bei nahezu konstanter Bildungsenthalpie H. Der maximal mögliche Wärmeanteil entspricht der Differenz zwischen Bildungsenthalpie H und freier Bildungsenthalpie G.

Die Vergasung von Holz und anderen Biomassen erfolgt unter Wärmezufuhr mit den Vergasungsmitteln Wasserdampf oder Sauerstoff, um ein wasserstoffreiches Gas (Synthesegas), bestehend aus vor allem Kohlenmonoxid (CO) und Wasserstoff (Wasserstoff), zu erzeugen (endotherme Reaktion). Das Synthesegas durchläuft dann eine katalytische Reaktion (Shiftreaktion), wo in einem Wärme freisetzenden (exothermen) Prozess das Kohlenmonoxid mit Wasser in Kohlendioxid umgewandelt wird, wobei aus dem Wasser weiterer Wasserstoff gewonnen wird.

Die Biogaserzeugung erfolgt unter anaeroben Bedingungen bei Temperaturen von 35°C oder 45°C, indem spezielle Bakteriengemeinschaften die organischen hochmolekularen Verbindungen in niedermolekulare Verbindungen und in Biogas umsetzen. Biogas besteht im Wesentlichen zu etwa 60–70 % aus Methan und der Rest aus Kohlendioxid. Das Biogas kann dann ähnlich der Erdgasreformierung durch Dampfreformierung oder partielle Oxidation in Öko-Wasserstoff umgewandelt werden.

In dieser Studie werden die Vergasung von Holz sowie Biogas aus landwirtschaftlichen Reststoffen und Maissilage zur Erzeugung von Öko-Wasserstoff betrachtet. Bei der Vergasung von Holz werden auch Anlagenkonfigurationen betrachtet, die neben Öko-Wasserstoff aus dem Synthesegas auch elektrische Energie erzeugen.

3.1.3 Aufbereitung von Öko-Wasserstoff

Es werden die Verdichtung und die Verflüssigung von Öko-Wasserstoff betrachtet.

3.1.3.1 Verdichtung

Die Verdichtung von Öko-Wasserstoff erfolgt in Analogie zur Erdgasverdichtung und die Technik für Wasserstoff ist ausreichend erprobt und verfügbar. Es können dieselben Kompressoren verwendet werden, wenn die Dichtungen für Wasserstoffgas geeignet sind und Ölfreiheit des verdichteten Gases gewährleistet ist. Neuentwicklungen sind neben der Optimierung des Gesamtsystems vor allem die Hochdruckverdichtung an Tankstellen bis zu einem oberen Druckniveau von 800 bis 900 bar zur Befüllung von Speichern zur Schnellbetankung von Fahrzeugen. Die Wirkungsgrade von Wasserstoffverdichtern liegen bei ca. 80 %, wobei aufgrund des logarithmischen Zusammenhangs von Druck und Verdichterarbeit sich der energetische Mehraufwand bei höherem Druck nur unwesentlich erhöht, z.B. Verdichtung von 1 bar auf 300 bar benötigt etwa 10 % mehr Energie als die Verdichtung von 1 bar auf 200 bar. Der elektrische Strombedarf für die Verdichtung von 2 auf 450 bar beträgt etwa 0,11 kWh_{el}/kWh_{H₂}, bzw. von 2 auf 880 bar 0,13 kWh_{el}/kWh_{H₂}. Für eine Verdichtung von 2 auf 30 bar liegt der Strombedarf bei 0,05 bis 0,07 kWh_{el}/kWh_{H₂}.

3.1.3.2 Verflüssigung

Zur Verflüssigung von Wasserstoff muss dieser auf etwa –253 °C abgekühlt werden, wobei eine Wärmemenge von 0,97kWh/kg H₂, die Kondensationsenthalpie von 0,13 kWh/kg_{H₂} und die Energieabgabe der Ortho-Para-Umwandlung² von etwa 0,2 kWh/kg_{H₂} entzogen werden muss. Der theoretische Mindestenergiebedarf einer Verflüssigungsanlage liegt wegen des Carnot-Wirkungsgrades des idealen Kreisprozesses wesentlich höher bei etwa 3,36 bis 4,42 kWh/kg_{H₂}.

² Wasserstoff-Moleküle treten in zwei verschiedenen chemischen Zuständen auf, die sich in der Orientierung ihres atomaren Spins unterscheiden. Der Spin bezeichnet den Drehimpuls der Elementarteilchen eines Atoms. Ortho-Wasserstoff weist einen parallelen Spin auf, während Para-Wasserstoff über einen antiparallelen Spin verfügt. Bei Umgebungstemperatur kommt Ortho-Wasserstoff dreimal häufiger vor als Para-Wasserstoff. Unterhalb von -200 °C hingegen liegt fast ausschließlich Para-Wasserstoff vor. Die Umwandlung von einem zum anderen Zustand ist ein sehr langsamer Prozess und kann sich ohne die Anwesenheit von Katalysatoren über mehrere Tage hinstrecken.

Der gasförmige Wasserstoff wird in mehreren Stufen, z.B. mit flüssigem Stickstoff bis etwa 80°K, vorgekühlt, bis der Joule-Thomson-Effekt zum Tragen kommt. Dieser Effekt, der eine der wichtigsten Methoden zur Erzeugung tiefer Temperaturen ist, besagt, dass sich Wasserstoffgas bei einer (isenthalpen) Entspannung unter einer bestimmten Temperatur (Inversionstemperatur Wasserstoff 80°K) abkühlt und über dieser Temperatur erwärmt. Verflüssigungsanlagen sind Stand der Technik. In Europa gibt es 3 Verflüssigungsanlagen mit insgesamt 19,4 t flüssigem Wasserstoff pro Tag mit einem spezifischen Strombedarf von etwa 13,4 kWh_{el}/kg_{H₂} (BMW 2005). Die größte Anlage ist in den USA mit etwa 55 t pro Tag. Der spezifische Strombedarf kann zukünftig durch größere Anlage und durch Optimierung der Kältekreisläufe auf etwa 10,5 kWh_{el}/kg_{H₂} erreicht werden (BMW 2005); bzw. 0,3 bis 0,36 kWh_{el}/kWh_{H₂} bei mittelgroßen Anlagen und 0,23 bis 0,29 kWh_{el}/kWh_{H₂} bei Großanlagen (300 t/Tag) erreicht werden (ipts 2004).

3.1.4 Verteilung von Öko-Wasserstoff

Es wird die Verteilung von Öko-Wasserstoff mit Lastkraftwagen, Bahn und Pipelines betrachtet.

3.1.4.1 LKW Transport

Sowohl gasförmiger als auch flüssiger Wasserstoff können mit Lastkraftwagen transportiert werden, was dem heutigen Stand der Technik entspricht. Gasförmiger Wasserstoff wird mit LKW-Sattelauflegern mit Druckspeicher-Röhren bei 200 bar bzw. Flaschenbündeln (200 bis 350 bar) transportiert, wobei ein Gewicht von 300 bis 500 kg Wasserstoff pro Ladung transportiert werden kann. Flüssiger Wasserstoff wird in kryogenen Flüssigwasserstoffspeichern mit einem maximalen Transportvolumen von 53.000 l (das sind 3.400 kg Wasserstoff) transportiert. Zum Vergleich: In einem Dieselkraftstofftanker mit demselben Transportvolumen kann aufgrund des viermal höheren volumetrischen Heizwertes von Diesel (10 kWh/l) im Vergleich zu flüssigem Wasserstoff (2,36 kWh/l) pro LKW-Fahrt auch viermal mehr Energie transportiert werden.

3.1.4.2 Bahn Transport

Gasförmiger und flüssiger Wasserstoff können auch per Bahn in Druckgas-Röhren, Flaschenbündeln oder kryogenen Flüssigwasserstoffspeichern ähnlich wie mit LKWs transportiert werden.

3.1.4.3 Pipeline Transport

Wasserstoff lässt sich wie Erdgas in Pipelines bei Drücken zwischen 10 und 300 bar (ipts 2004) transportieren. Aufgrund der um 1/3 geringeren Energiedichte von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas muss bei gleicher Energiemenge das dreifache Volumen transportiert werden, d.h. die notwendige Transportenergie ist um etwa 3,5-mal höher als bei der energieäquivalenten Menge Erdgas. Der Transport von Wasserstoff in Pipelines ist für den Transport von großen Mengen über weite Strecken bei einem hohen Wasserstoffbedarf geeignet. Industrielle Wasserstoff-Pipelines sind seit einigen Jahrzehnten für Entfernungen von bis zu 300 km in Betrieb, wobei weltweit etwa 1.000 km industrielle Wasserstoff-Pipelines an ausgedehnten Chemiestandorten in den USA, Frankreich, Deutschland und Belgien mit Drücken zwischen 30 bar bis 100 bar in Betrieb sind (ipts 2004, BMW 2005). Grundsätzlich ist auch der Transport von flüssigem Wasserstoff in vakuum-isolierten Pipelines möglich, eine derartige Pipeline mit 0,6 km und 15 cm Durchmesser ist am Kennedy Space Center in Betrieb (Winter et al. 1988).

3.1.5 Nutzung von Öko-Wasserstoff

Bei der Nutzung von Öko-Wasserstoff werden die mobilen Nutzungen für Transportdienstleistungen mit Brennstoffzelle und Verbrennungskraftmotor sowie die stationäre Nutzung zur gekoppelten Strom- und Wärmeenergieerzeugung mit Brennstoffzellen betrachtet.

3.1.5.1 Transportdienstleistungen

Die folgenden Ausführungen beziehen sich vor allem auf Transportdienstleistungen auf der Strasse mit Personenkraftwagen (PKW), Bussen und Kleintransportern.

Verbrennungskraftmotor-Fahrzeug

Die Nutzung von Wasserstoff in Verbrennungskraftmotoren ist mit äußerer (Saugrohreinspritzung) und innerer Gemischbildung (Direkteinspritzung) möglich. Motoren mit äußerer Gemischbildung haben Leistungsdichten wie Benzinmotoren, wobei der Wirkungsgrad von Dieselmotoren erreicht wird. Zukünftig wird bei Verwendung von flüssigem Wasserstoff eine tiefkalte Gemischbildung zu einer weiteren Steigerung der spezifischen Leistung führen. Die innere Gemischbildung besitzt auch das Potenzial einer höheren Leistungsdichte, da durch die geringe Dichte von Wasserstoff die Luftverdrängung im Zylinder vermieden werden kann, wobei dieses Konzept erst in einigen Jahren umgesetzt werden wird. Die einzig relevanten Emissionen eines Wasserstoff-Verbrennungsmotors sind bei höheren Lasten aufgrund der hohen Verbrennungstemperaturen auftretende Stickstoffoxid-Emissionen (NO_x), ganz geringe Emissionen von Kohlenmonoxid und Kohlenwasserstoffen können auftreten, wenn Reste bzw. Spuren von Motorschmieröl verbrannt werden. Die NO_x-Emissionen können durch eine Abgasnachbehandlung in Verbindung mit geeigneter Betriebsstrategie minimiert werden: Magerbetrieb bei niedrigen Lasten, stöchiometrische Verbrennung bei mittleren Lasten und Aufladung bei hohen Lasten. Mit Wasserstoff-Verbrennungsmotoren können hohe Leistungen und schnelle Lastwechsel realisiert werden. Zukünftig können Wasserstoff-Verbrennungsmotoren auch in Hybrid-Fahrzeugkonzepten mit elektrischen Motoren und Batterie realisiert werden, um eine weitere Steigerung der Energieeffizienz zu erreichen, wie dies derzeit am Markt durch die ersten Benzin-Hybrid Fahrzeuge erfolgreich geschieht.

Wasserstoff-Verbrennungsmotoren können auch bivalent mit Benzin betrieben werden, was für die zukünftige Markteinführung der ersten Fahrzeuge aufgrund des zu Beginn kleinen Tankstellennetzes für Wasserstoff bedeutend sein kann; vergleichbar mit der derzeitigen Einführung von Erdgas-Fahrzeugen, die ebenfalls für bivalenten Betrieb Erdgas und Benzin ausgelegt sind. Einige Autohersteller hatten oder haben Konzeptfahrzeuge mit Wasserstoff-Verbrennungsmotor-Brennstoffzellensystemen im Test bzw. Demonstrationsbetrieb, wobei erste Kleinserien (ca. 100–200 Fahrzeuge) für die nächsten Jahre geplant sind.

Brennstoffzellen-Fahrzeug

Brennstoffzellen liefern elektrische Energie für den Antrieb von Elektromotoren, wobei in vielen Fahrzeugkonzepten auch noch Batterien zur elektrischen Zwischenspeicherung eingesetzt werden. Wasserstoff-Brennstoffzellen können auch zur on-board-Stromerzeugung für das elektrische Bordnetz z.B. in Fahrzeugen mit Verbrennungskraftmotor eingesetzt werden („auxiliary power unit“ – APU). Da in den Brennstoffzellen eine chemische Reaktion von Wasserstoff und Sauerstoff stattfindet, entstehen keine schädlichen Emissionen, nur Wasser(dampf) und Abwärme. Brennstoffzellen haben im Vergleich zu Verbrennungskraftmotoren besonders hohe Wirkungsgrade im Teillastbereich. Von allen Brennstoffzellentypen, die sich vor allem durch die Art des Elektrolyten unterscheiden, ist es nur die Protonen-Exchange-Membran-(PEM)Brennstoffzelle, die mit reinem Wasserstoff bei Temperaturen um die 80°C betrieben werden kann. Mit Brennstoffzellen können derzeit noch geringere Leistungsdichten im Vergleich zu Verbrennungskraftmotoren erreicht werden. Die Entwicklungsschwerpunkte liegen neben der Kostenreduktion vor allem in der Steigerung der Lebensdauer, der Befeuchtung der Membrane sowie dem Betrieb bei tieferen und hohen Temperaturen (–25°C bis +140°C) bzw. dem Kaltstartverhalten innerhalb weniger Sekunden. Fast alle Autohersteller weltweit haben einige Konzeptfahrzeuge mit PEM-Brennstoffzellensystemen im Test bzw. Demonstrationsbetrieb. Da die Elektroden von PEM-Brennstoffzellen mit z.B. Platin als Katalysator beschichtet sind, wird auch angestrebt, die Aktivi-

tät des Katalysators zu erhöhen bei gleichzeitiger verringerter Platin-Beladung pro Flächeneinheit.

3.1.5.2 Stationäre gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme

Mit Wasserstoff kann die stationäre gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme mit einer PEM-Brennstoffzelle realisiert werden, da dies die einzige Brennstoffzelle ist, die mit reinem Wasserstoff betrieben werden kann. Hierzu gilt ähnliches, wie bereits im Abschnitt 3.1.5.1 erläutert, wobei die Lebensdaueransprüche bei stationären Anwendungen mit zumindest über 50.000 Stunden im Gegensatz zu mobilen Anwendungen noch wesentlich höher sind.

3.1.6 Speicherung von Öko-Wasserstoff

Bei der Speicherung werden mobile und stationäre Speicher für flüssigen und gasförmigen Wasserstoff beschrieben, wobei Druckspeicher, kryogene Speicher und Feststoffspeicher unterschieden werden.

3.1.6.1 Druckspeicher

Für stationäre Großspeicher (> 1 Mio. Nm³) von gasförmigem Wasserstoff können ausgesolte Salzkavernen oder ausgeförderte Öl- und Gaslagerstätten verwendet werden, wie auch schon heute für Erdgas im Einsatz. Für Wasserstoff ist das etwa dreifache Speichervolumen bei gleichem Energieinhalt im Vergleich zu Erdgas auf Grund des geringeren Heizwertes notwendig.

Für eine dezentrale stationäre Speicherung von Wasserstoff (5 bis 100 m³ Speichervolumen) werden Druckbehälter verwendet, die z.B. Druckröhrentanks, stehende oder liegende Tanks oder Kugelbehälter sind. Der Druck des gespeicherten Wasserstoffs kann zwischen einigen bar bis zu etwa 800 bar betragen.

Für den mobilen Einsatz werden Druckspeicher aus Aluminium/CFK-Behälter eingesetzt, die ein Volumen zwischen 50 und 400 Liter haben. Je nach Anwendung werden meist mehrere Einzelbehälter zu einer Speicherbatterie zusammengeschaltet. Der Druck in diesen Tanks in heute eingesetzten Konzeptfahrzeugen mit Wasserstoff beträgt derzeit 200 bis 350 bar, wobei derzeit Drucktanks bis 750 bar und darüber entwickelt werden.

3.1.6.2 Kryogene Speicher

Die Speicherungstechnik von flüssigem Wasserstoff ist aufgrund der langjährigen Anwendung in der Raumfahrt Stand der Technik, wobei für stationäre Großspeicher Perlit-Vakuumisolierungen angewandt werden, z.B. Kugeltank mit 20 m Durchmesser, Cape Canaveral 3.800 m³ mit 270 t flüssigem Wasserstoff, Abdampftrate 0,03 % pro Tag.

Die dezentral stationäre Speicherung von flüssigem Wasserstoff (1.500 bis 75.000 l) ist heute in ähnlicher Weise Stand der Technik wie bei flüssigem Helium, wobei größere Behälter mit Perlit-Vakuumisolierung und kleinere Behälter mit Superisolierung und kontinuierlicher Abgaskühlung ausgeführt werden. In Abhängigkeit der Geometrie und der Isolierung haben diese stationären Tanks Abdampfverluste zwischen 0,4 bis 2 % pro Tag. Die Entwicklungsanstrengungen sind durch kostengünstige Isolationsmaterialien und Produktionsmethoden gekennzeichnet.

Für den mobilen Einsatz werden Flüssig-Wasserstofftanks entwickelt, die aus Behältern mit etwa 190 l Fassungsvermögen, d.h. 450 kWh Energieinhalt, bestehen, die bei Bedarf zusammengeschaltet werden. Die Tanks sind mit Vakuum und mit 300 Lagen dünner Isolierfolien (Multi Layer Insulation) isoliert, womit Abdampfraten von etwa 1 % pro Tag erreichbar sind. Der verdampfte Wasserstoff führt zu einem Druckanstieg im Behälter, bis sich ein Sicherheitsventil öffnet. Die

Zeit, bis sich das Sicherheitsventil öffnet („Haltezeit“) liegt bei Fahrzeugtanks typischerweise zwischen 3 und 5 Tagen. Aufgrund der Geometrie, insbesondere Verhältnis von Volumen zu Oberfläche, beträgt die Mindestgröße von mobilen Flüssigwasserstofftanks etwa 150 bis 200 l.

3.1.6.3 Feststoffspeicher

In Feststoffspeichern wird Wasserstoff mit Hilfe von Metall-Legierungen, die ein Hydrid bilden, chemisch gespeichert oder in Nanostrukturen aus Grafit eingelagert. Zum Entladen von Metallhydridspeichern ist Wärme notwendig. Die erreichbaren gravimetrischen Speicherdichten sind mit etwa 0,7 kWh/kg gering, wodurch diese Speichertechnologien derzeit noch nicht in Konzeptfahrzeugen zur Anwendung kommen. Für portable Anwendungen sind diese aufgrund der hohen Sicherheit jedoch zukünftig interessant.

3.2 Technologiedatenbank

Im Rahmen des Projekts wird eine Technologiedatenbank „Öko-Wasserstoff“ erstellt. In dieser Datenbank werden alle technischen und ökonomischen Grunddaten der einzelnen Öko-Wasserstoff-Technologien dargestellt, die im Rahmen des Projekts im Detail analysiert werden. Bei jeder Technologie werden der aktuelle Stand der Technik erfasst, d.h. Jahr 2005, sowie ein möglicher zukünftiger Stand der Technik, der nach erfolgreicher langjähriger Entwicklung im günstigsten Fall erreicht werden könnte: Hierfür wird das Jahr 2050 angenommen, da viele Wasserstoff-Strategien auf diesen Zeitraum angelegt sind (Details hierzu siehe Anhang C: Technologiedatenbank).

In Abbildung 10 ist die Struktur der Technologiedatenbank dargestellt. Mit dieser Struktur können die untersuchten Energiesysteme mit Öko-Wasserstoff dargestellt und analysiert werden. Insgesamt besteht die Technologiedatenbank aus den folgenden fünf Modulen:

- Modul 1: Erzeugung von Öko-Wasserstoff
- Modul 2: Aufbereitung Öko-Wasserstoff
- Modul 3: Verteilung Öko-Wasserstoff
- Modul 4: Speicherung Öko-Wasserstoff
- Modul 5: Nutzung Öko-Wasserstoff.

Es ist zu beachten, dass manche Komponenten der Öko-Wasserstoff-Energiesysteme eine Kombination mehrerer Module der Datenbank sein können, z.B. Tankstelle: Speicherung und Aufbereitung.

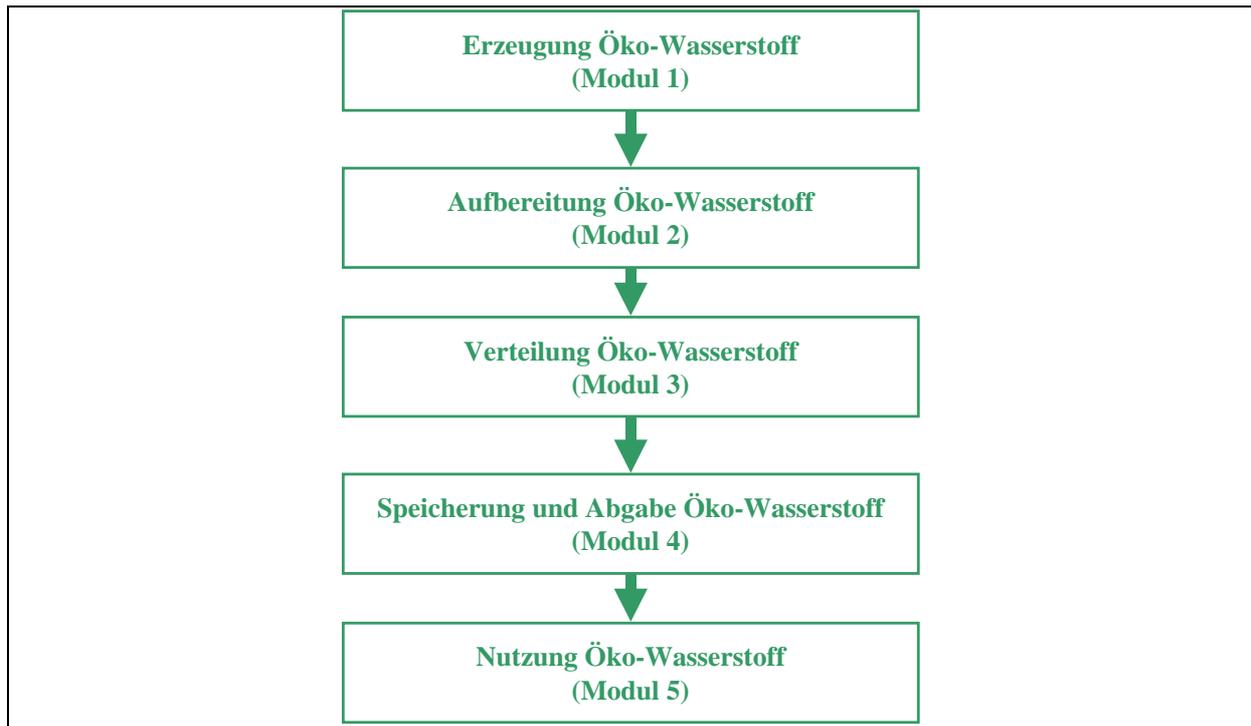


Abbildung 10: Module zur allgemeinen Beschreibung der unterschiedlichen „Öko-Wasserstoff-pfade“

Die folgenden Grunddaten werden optional für jedes der betrachteten Module in der Datenbank angeführt, wobei neben dem Stand der Technik 2005 und 2050 auch noch weitere technische Unterscheidungen nach Erfordernissen (z.B. Niederdruck- und Hochdruckelektrolyse) angeführt werden (Abbildung 11):

- Beschreibung der Technologie: Input, Output, Lebensdauer, Nennleistung, Jahresnutzungsgrad etc.
- Emissionen
- Hilfsenergie
- Hilfsstoffe
- Investitionskosten
- Betriebskosten
- Sonstige Daten bzw. Anmerkungen.

Die Daten für alle Öko-Wasserstoff Technologien sind im Anhang C angeführt.

Für die Energiesysteme zur direkten Nutzung erneuerbarer Energie sowie mit fossilen Energieträgern werden aus der Literatur entnommen (insbesondere Jungmeier et al. 1999 und Jungmeier et al. 2002).

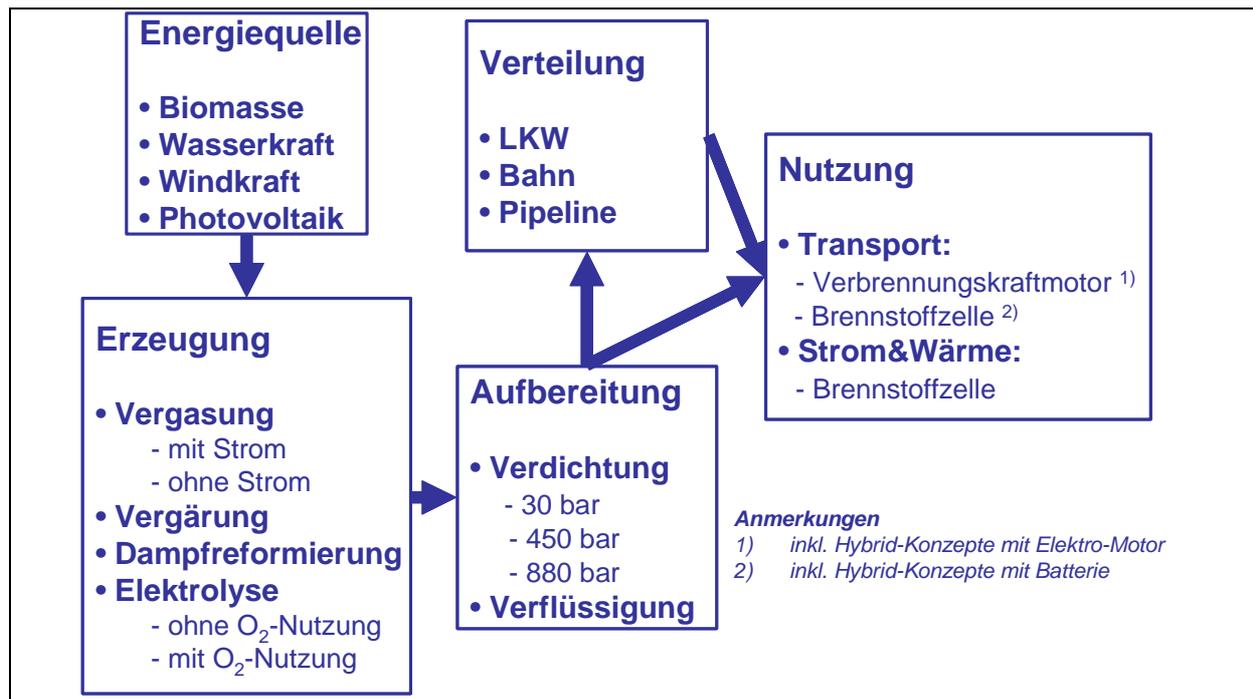


Abbildung 11: Übersicht über die Struktur der Technologiedatenbank

3.3 Daten für Kostenentwicklung Öko-Wasserstoff-Technologien

Im Rahmen der Analyse der ökonomischen Zieldimension werden die Kosten für Primärenergie sowie die Investitionskosten für Öko-Wasserstoff-Technologien grundsätzlich aus der Literatur entnommen, die im Anhang C dargestellt ist.

Die Bestimmung der Investitionskosten von Wasserstoff-Fahrzeugen ist derzeit nicht möglich, da diese erst Konzeptfahrzeuge sind, die am Markt nicht erhältlich sind. Daher wurden die möglichen Investitionskosten für die Brennstoffzellen- und Verbrennungskraftmotoren-Fahrzeugen in Absprache mit Fachleuten (z.B. im Projektbeirat) mit 200.000 Euro für ein Brennstoffzellen-Fahrzeug und 60.000 Euro für ein Verbrennungskraftmotoren-Fahrzeug angenommen.

Es werden hier sowohl die Kosten für Öko-Wasserstoff als auch die Kosten für die daraus resultierenden Energiedienstleistungen in einem dynamischen Kontext bis 2050 analysiert. Allgemein wird davon ausgegangen, dass in Zukunft die Investitionskosten aller Wasserstoff-Technologien, von der Erzeugung bis zur Nutzung im Endverbrauch sich aufgrund der technologischen Entwicklung in Verbindung mit Markteinführung in einem dynamischen Prozess reduzieren könnten. Daher werden unterschiedliche mögliche zukünftige Weiterentwicklungen der Technologien für Öko-Wasserstoff und der damit verbundenen möglichen Kostenreduktion beschrieben.

Es wird bis zum Jahr 2050 erwartet, dass die Investitionskosten der Anlagen zur Erzeugung von Öko-Wasserstoff sinken werden. Die mögliche Reduktion der Investitionskosten für die Erzeugungsanlagen für Wasserstoff liegt im Bereich von 25 % für Dampfreformierung von Erd- bzw. Biogas und bis zu 85 % für Elektrolyseanlagen, wobei gleichzeitig die Energieeffizienz bei der Wasserstoffherzeugung deutlich bis zu etwa 10 % ansteigt (National Academy 2004).

Für Öko-Wasserstoff als Sekundärenergieträger sind naturgemäß die Kostenentwicklungen der eingesetzten Primärenergieträger von großer Bedeutung. Hierbei werden deutliche Kostenreduktionen besonders bei Wind- und Photovoltaikanlagen erwartet (Ragwitz et al., 2005). Bei den fossilen Energieträgern wie z.B. Erdöl und Erdgas hingegen ist ein Preisanstieg wahrscheinlicher.

Hier wurde angenommen, dass der Erdgaspreis von derzeit 0,02 Euro/kWh bis 2050 auf 0,1 Euro/kWh steigt.

Da Wasserstoff ein Sekundärenergieträger ist, sind die Preisentwicklungen von Primärenergieträgern von großer Bedeutung. Eine Kostenreduktion ist vor allem beim Wind- und Photovoltaikanlagen zu erwarten. Hingegen erscheint bei Erdgas ein Preisanstieg viel wahrscheinlicher.

Die Kostenreduktionen sind nicht nur im Bereich der Öko-Wasserstoffherzeugung zu erwarten, sondern letztlich bei allen Modulen der Öko-Wasserstoff-Energiesysteme. So könnten z.B. die Investitionskosten für die Kompressoren und Verflüssigungsanlagen um 60 % bzw. 30 % reduziert werden. Bei der Pipeline ist die Reduktion der Investitionskosten von etwa 25 % zu erwarten. (National Academy, 2004)

Im Rahmen dieser Studie wurden einige dieser möglichen Entwicklungen im Detail analysiert, wobei zukünftige mögliche Kostenreduktionen mit verschiedenen Lernraten von 15 % bis 22 % (15 % – niedrig, 20 % – mäßig, 22 % – hoch) gerechnet wurden. Weiters wurde in diesen Analysen für die Marktdurchdringungsrate – diese gibt an, wie hoch die prozentuelle jährliche Steigerungsrate einer bestimmten Technologie ist – von Wasserstoff-Fahrzeugen eine Bandbreite von 10 % bis 30 % betrachtet.

3.4 Grunddaten für Szenario

Das Rechenmodell (Lauer et al. 1995) für das Szenario für die mögliche Rolle von Öko-Wasserstoff in Österreich wurde mit den Daten des österreichischen Energieflussbildes im Jahr 2000 aktualisiert. Es sind zwar Energiebilanzen auch schon für das Jahr 2003 von der Statistik Austria verfügbar, in diesen Energiebilanzen wird jedoch die Nutzenergie nicht ausgewiesen, weshalb diese nicht verwendet werden konnten.

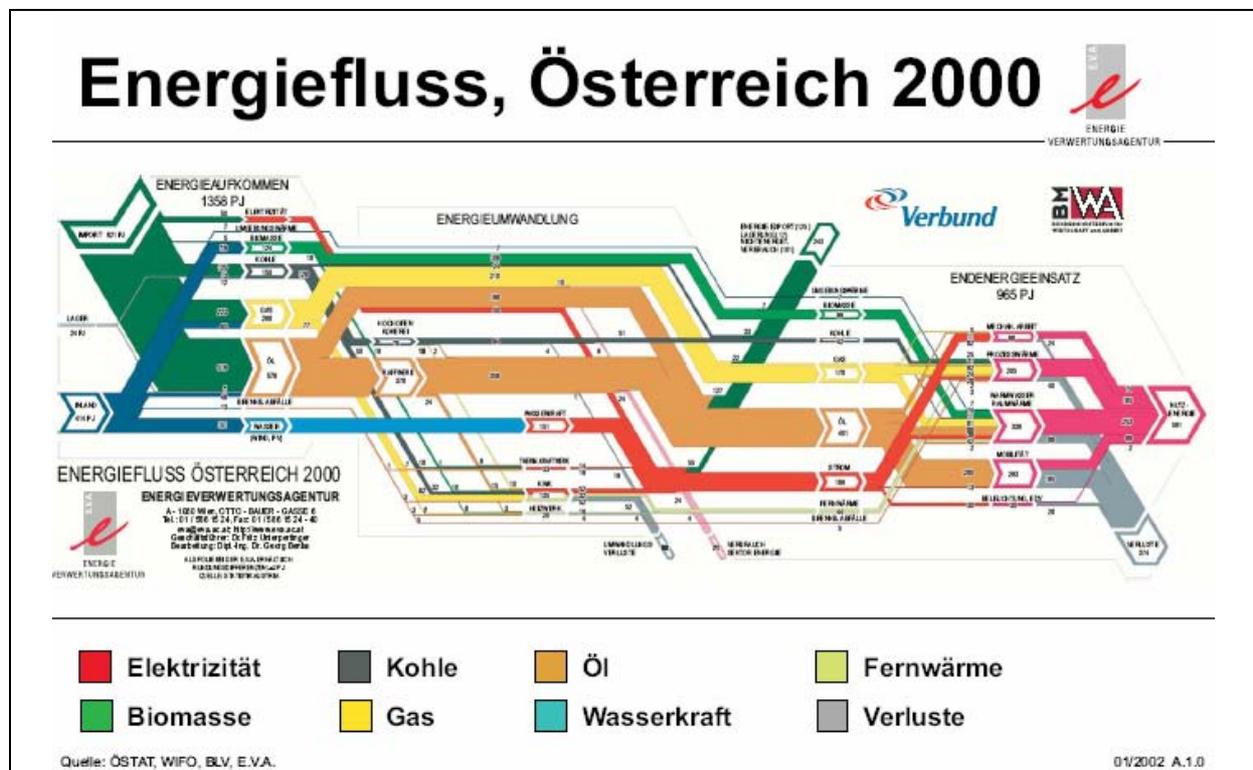


Abbildung 12: Energieflussbild Österreich im Jahr 2000 (www.energyagency.at)

Die folgenden Rahmenbedingungen werden im Szenario berücksichtigt, wobei die diesbezüglichen Grunddaten in Abschnitt 3.3 dargestellt sind

- „Energiesparen“ – Reduktion Nutzenergiebedarf bei gleichem Energiedienstleistungsumfang (Abbildung 13)
- Steigerung der Energieeffizienz im Bereich Nutzenergie/Endenergie (Abbildung 14)
- (Weiterer) Ausbau der Nutzung heimischer erneuerbarer Energie (Abbildung 15).

Nutzenergieart	NE2000	VFP	AD	NE(DLU)
Mechanische Arbeit	74,00	1,20	1,00	61,67
Prozeßwärme	165,00	1,30	1,00	126,92
Raumw., Warmw.	253,00	1,75	1,00	144,57
Fahrzeugantrieb	98,00	1,90	1,00	51,58
Licht, EDV	2,00	2,20	1,00	0,91
NE2000	592,00	NE (DLU)		385,65

NE2000 Nutzenergie Stand 2000 nach E.V.A. Energieflussbild
 NE(DLU) Nutzenergie nach einem Umstieg
 VFP Faktor für Änderung der Produktivität der Energienutzung, aus Nationalen Umweltplan (NUP)
 AD Änderung des Dienstleistungsvolumen
 DLU Energiedienstleistungsumfang

Abbildung 13: Grunddaten zur Änderung des Nutzenergiebedarfes im Szenario „Mögliche Rolle von Öko-Wasserstoff“

Nutzenergieart	Nutzungsgrade bei der Umwandlung von EE in NE					
	Feste Biobrst.	Fl. Biobrst.	Gasf. Biobrst.	Öko-H2	Öko-Strom	Öko-Wärme
Mechanische Arbeit	0,1	0,4	0,4	0,4	0,9	
Prozeßwärme	0,85	0,91	0,91	0,91	0,96	
Raumw., Warmw.	0,8	0,85	0,85	0,85	0,98	0,95
Fahrzeugantrieb	0,1	0,38	0,33	0,37	0,82	
Licht, EDV					0,2	

Abbildung 14: Nutzungsgrade bei der Umwandlung Endenergie in Nutzenergie im Szenario „Mögliche Rolle von Öko-Wasserstoff“

Gesamtergebnis Energieaufkommen							
Energieoutput nach Herkunft und Produkten (PJ/a)							
Herkunft	Holz, Stroh u.ä.	Getreide	Pflanzenöl	Biogas	Öko-Strom	Öko-Wärme	Summe
Wasserkraft	0	0	0	0	227,0	0	227,0
Solarwärme	0	0	0	0	0,0	63,73	63,7
Solarstrom	0	0	0	0	17,4	0	17,4
Windkraft	0	0	0	0	15,0	0	15,0
Forstwirtschaft	147,7	0	0	0	0,0	0	147,7
Gewerbe&Industrie	bei Forstwirtschaft	0	0	6,0	0,0	0	6,0
Landwirtschaft	64,6	5,7	2,1	11,0	0,0	0,00	83,4
Nebenprodukte	5,18	0	0	11,00	0	0	16,2
Energiepfl. auf Ackerland	25,03	5,75	2,08	0	0	0	32,9
Energiepfl. auf Grünland	34,37	0	0	0	0	0	34,4
Gesamt	212	6	2	17	259	64	560

Abbildung 15: Aufkommen erneuerbarer Energie im Szenario „Mögliche Rolle von Öko-Wasserstoff“

4 Ergebnisse

4.1 Analyse der ökologischen Zieldimension

Es werden zunächst der Transport und dann die stationäre gekoppelte Strom- und Wärme-Erzeugung behandelt. Es werden die Ergebnisse der ökologischen Analysen dargestellt, wobei die Treibhausgasemissionen, der kumulierte Energieaufwand sowie der Materialbedarf dargestellt werden. Die Ergebnisse werden für die in Abschnitt 2.8 ausgewählten Energiesysteme mit Öko-Wasserstoff beschrieben und mit den Referenz-Energiesystemen – direkte Nutzung erneuerbarer Energie und fossiler Energie – verglichen.

4.1.1 Transport

4.1.1.1 Treibhausgasemissionen

4.1.1.1.1 Technologie 2005

Der Bereich Transport beinhaltet in diesem Projekt die Verwendung von Öko-Wasserstoff als Treibstoff in einem Personenkraftwagen (PKW).

In Abbildung 16 sind beispielhaft die Prozessketten für Öko-Wasserstoff aus Wasserkraft für ein Brennstoffzellen-Fahrzeug sowie die Referenz-Energiesysteme eines Elektrofahrzeugs mit Öko-Strom aus Wasserkraft und eines Diesel-Fahrzeugs mit Verbrennungskraftmotor dargestellt.

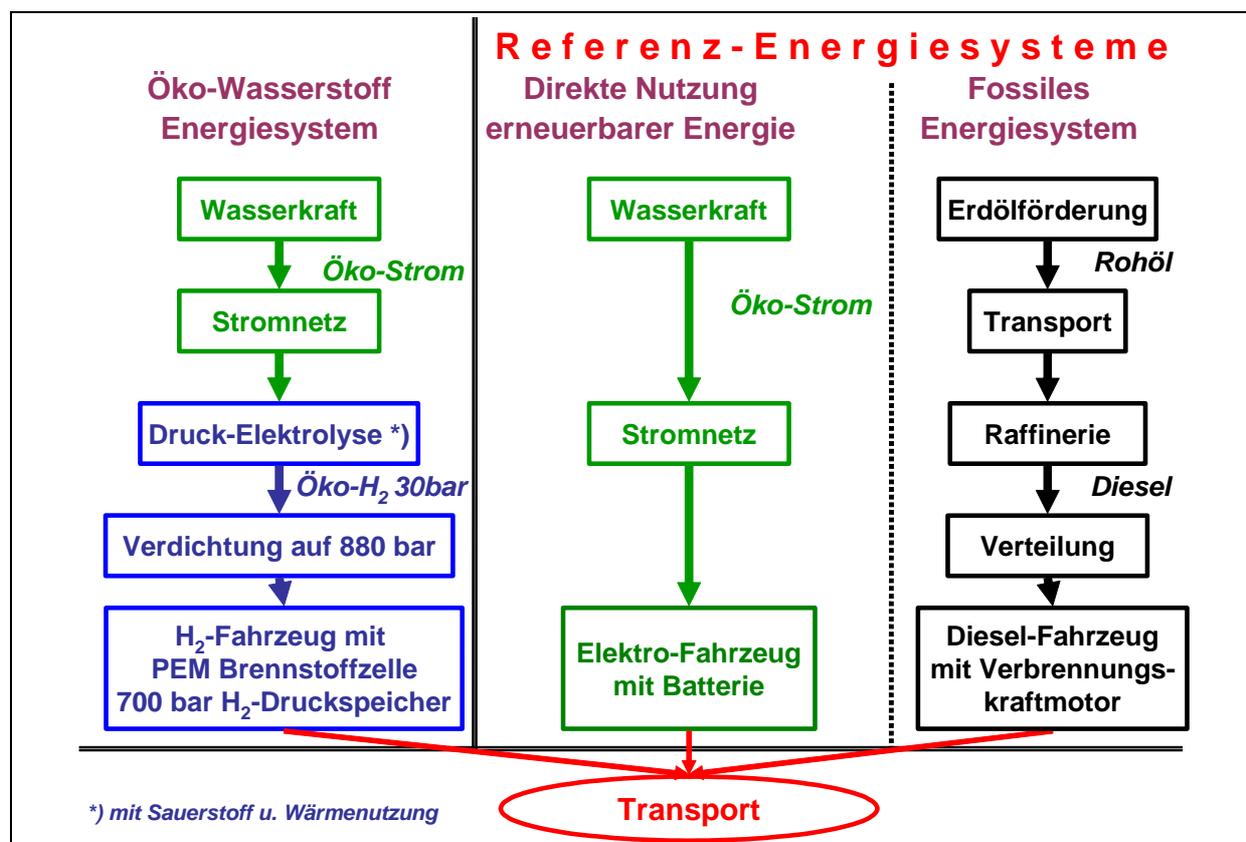


Abbildung 16: Modellierung der Prozessketten für Transport eines Energiesystems mit Öko-Wasserstoff aus Wasserkraft und der Referenz-Energiesysteme mit direkter Nutzung erneuerbarer Energie und mit fossiler Energie

Öko-Wasserstoff-Energiesysteme

In den folgenden Abbildungen sind die Treibhausgasemissionen bezogen auf den gefahrenen Kilometer (PKW-km) dargestellt, die im Rahmen der Lebenszyklusanalysen für die untersuchten Energiesysteme berechnet wurden. In Abbildung 17 sind die Treibhausgasemissionen für die untersuchten Energiesysteme mit Öko-Wasserstoff mit den Technologien 2005 dargestellt.

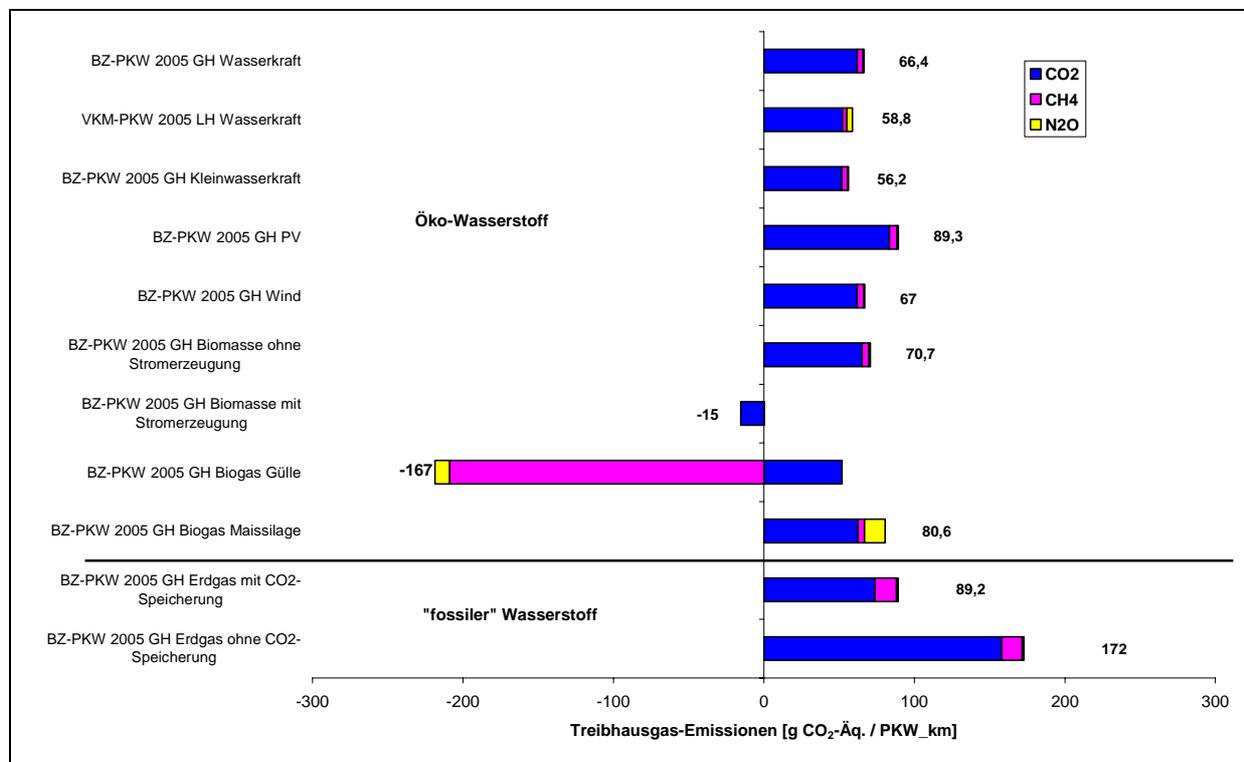


Abbildung 17: Treibhausgasemissionen von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen für Transport im Vergleich zu Wasserstoff aus Erdgas, Technologie 2005

Bei den Öko-Wasserstoff-Energiesystemen trägt das CO₂ maßgeblich zu den gesamten Treibhausgasemissionen bei. Die Treibhausgasemissionen stammen im Wesentlichen aus den fossilen Energien bei der Errichtung bzw. Entsorgung der Komponenten des Energiesystems mit Öko-Wasserstoff sowie aus den fossilen Hilfsenergien und Hilfsstoffen, vor allem bei Systemen mit Biomasse. Maßgeblich hierbei ist das Brennstoffzellen-Fahrzeug, dessen Produktion erhebliche Treibhausgasemissionen von etwa 8,4 t CO₂-Äq/PKW verursacht (im Vergleich hierzu Verbrennungskraftmotor-Fahrzeug 5,6 t CO₂-Äq/PKW), insbesondere aufgrund des erforderlichen Platins für die Brennstoffzelle. Die Treibhausgasemissionen mit Öko-Wasserstoff sind deutlich geringer als mit Wasserstoff aus Erdgas, außer das CO₂ wird abgeschieden und langfristig bzw. für immer gespeichert.

Der Transport mit Öko-Wasserstoff aus Biogas, das aus Gülle erzeugt wird, hat mit minus 167 g CO₂-Äq/PKW-km die geringsten Treibhausgasemissionen der Öko-Wasserstoff-Energiesysteme. Die negativen Treibhausgasemissionen ergeben sich aus der Tatsache, dass durch die Biogaserzeugung die CH₄-Emissionen aus der Lagerung unvergorener Gülle vermieden werden können (vgl. z.B. Jungmeier et al. 1999, Jungmeier et al. 2002). Öko-Wasserstoff aus Biomasse, wo auch Strom in Polygeneration erzeugt wird, hat mit minus 15 g CO₂-Äq/PKW-km auch sehr geringe Treibhausgasemissionen, da für die Berechnungen angenommen wird, dass der erzeugte Ökostrom Strom aus Erdgas ersetzt. Bei den Transportsystemen, die Öko-Wasserstoff mit Ökostrom erzeugen, hat die Kleinwasserkraft mit 56,2 g CO₂-Äq/PKW-km etwas geringere Emissionen als die Großwasserkraft mit 66,4 g CO₂-Äq/PKW-km. Öko-Wasserstoff aus Windkraft hat Emissionen

von 67 g CO₂-Äq/PKW-km und die Photovoltaik hat mit 89,3 g CO₂-Äq/PKW-km die höchsten Treibhausgasemissionen der Öko-Wasserstoffsysteme mit Elektrolyse durch Ökostrom.

Vergleich mit den Referenz-Energiesystemen

In Tabelle 8 werden die Treibhausgasemissionen von Öko-Wasserstoff im Transport mit den Referenz-Energiesystemen verglichen. Die Differenz gibt an, ob die Öko-Wasserstoff-Energiesysteme zu einer Reduktion (negatives Vorzeichen) oder zu einer Erhöhung (positives Vorzeichen) der Treibhausgasemissionen im Vergleich zu den Referenzsystemen führen können. Die Differenz I bezieht sich auf das Referenz-Energiesystem mit direkter Nutzung erneuerbarer Energie und die Differenz II mit fossiler Energie.

Die Treibhausgasemissionen der Referenzsysteme mit Elektrofahrzeugen mit Ökostrom sind mit 27,5–45,9 g CO₂-Äq/PKW-km deutlich geringer als mit Öko-Wasserstoff aus der Elektrolyse.

Der Vergleich von Öko-Wasserstoff und FT-Diesel aus Biomasse zeigt, dass nur im Falle der Polygeneration von Öko-Wasserstoff und Ökostrom geringere Treibhausgasemissionen erreicht werden können als mit FT-Diesel. Bei Ersatz von Strom aus Erdgas kann das Biomasse-Öko-Wasserstoffsystem mit minus 15 g CO₂-Äq/PKW-km auch geringere Treibhausgasemissionen als FT-Diesel mit minus 6,8 g CO₂-Äq/PKW-km haben.

Der Vergleich von Öko-Wasserstoff aus Biogas mit der direkten Nutzung von Biogas in einem Fahrzeug mit Verbrennungsmotor zeigt, dass bei Biogas aus Maissilage das Öko-Wasserstoff-Fahrzeug mit 80,6 g CO₂-Äq/PKW-km etwas geringere Emissionen als das Biogas-Fahrzeug mit 90,3 g CO₂-Äq/PKW-km hat, da der Energiebedarf des Brennstoffzellen-Fahrzeugs geringer ist als der des bivalenten Biogas-Verbrennungsmotors. Das ist auch der Grund, warum das Fahrzeug mit Biogas aus Gülle mit minus 289 g CO₂-Äq/PKW-km geringere Treibhausgasemissionen hat als mit Öko-Wasserstoff aus Biogas mit minus 167 g CO₂-Äq/PKW-km. Der höhere Biogasbedarf des Fahrzeugs mit bivalentem Biogas-Verbrennungsmotor bewirkt, dass auch größere Mengen CH₄ aus der Güllelagerung vermieden werden.

Der Vergleich mit den Referenz-Energiesystemen mit fossiler Energie – Differenz II am Beispiel Diesel – zeigt, dass alle Transportsysteme mit Öko-Wasserstoff um 117 g CO₂-Äq/PKW-km bis 373 g CO₂-Äq/PKW-km deutlich geringere Treibhausgasemissionen als Fahrzeuge mit Diesel (206 g CO₂-Äq/km) haben.

Tabelle 8: Vergleich der Treibhausgasemissionen von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen zur direkten Nutzung erneuerbarer Energie, Technologie 2005

Transport, Technologie 2005, Treibhausgas-Emissionen in [g CO ₂ -Äq/PKW-km]					
Öko-Wasserstoff	Referenznutzung			fossiles Energiesystem ¹⁾	
	direkte Nutzung erneuerbarer Energie		Differenz I ^{2), 3)}		Differenz II ^{2), 4)}
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft	66,4	E-PKW 2005 Wasserkraft	31,3	35,1	-140
VKM-PKW 2005 LH Wasserkraft	58,8	E-PKW 2005 Wasserkraft	31,3	27,5	-147
BZ-PKW 2005 GH Kleinwasserkraft	56,2	E-PKW 2005 Kleinwasserkraft	26,0	30,2	-150
BZ-PKW 2005 GH PV	89,3	E-PKW 2005 PV	43,4	45,9	-117
BZ-PKW 2005 GH Wind	67,0	E-PKW 2005 Wind	31,7	35,3	-139
BZ-PKW 2005 GH Biomasse ohne Stromerzeugung	70,7	VKM-PKW 2005 FT Diesel aus Biomasse mit Stromerzeugung	-6,8	77,5	-135
BZ-PKW 2005 GH Biomasse mit Stromerzeugung	-15,0	VKM-PKW 2005 FT Diesel aus Biomasse mit Stromerzeugung	-6,8	-8,2	-221
BZ-PKW 2005 GH Biogas Gülle	-167,0	VKM-PKW 2005 Biogas aus Gülle	-289,0	122,0	-373
BZ-PKW 2005 GH Biogas Maissilage	80,6	VKM-PKW 2005 Biogas aus Maissilage	90,3	-9,7	-125

1) VKM-PKW 2005 Diesel mit 206 g CO₂-Äq/PKW-km

2) Differenz:
 "+" bedeutet Erhöhung der Treibhausgas-Emissionen durch Öko-Wasserstoff
 "-" bedeutet Reduktion der Treibhausgas-Emissionen durch Öko-Wasserstoff

3) Differenz I: Öko-Wasserstoff minus direkte Nutzung erneuerbarer Energie
 4) Differenz II: Öko-Wasserstoff minus fossiles Energiesystem

Zusammenfassung

In **Abbildung 18** werden die Treibhausgasemissionen der Öko-Wasserstoff-Energiesysteme und der Referenz-Energiesysteme mit der Technologie 2005 zusammenfassend dargestellt. Hierbei werden die Referenzsysteme mit fossiler Energie im unteren Teil, und die Energiesysteme mit erneuerbarer Energie im oberen Teil des Diagramms dargestellt. Bei den Energiesystemen mit erneuerbarer Energie werden einzelne Gruppen nach Art der erneuerbaren Energie (z.B. Wasserkraft, Biomasse) mit Öko-Wasserstoff und der direkten Nutzung der erneuerbaren Energie gebildet.

Folgende wesentliche Aussagen zu den Treibhausgasemissionen für Technologie 2005 lassen sich zusammenfassen:

- Die Treibhausgasemissionen der Referenzsysteme mit Elektrofahrzeugen mit Ökostrom sind deutlich geringer als mit Öko-Wasserstoff aus der Elektrolyse.
- Der Vergleich von Öko-Wasserstoff und FT-Diesel aus Biomasse zeigt, dass nur im Falle der Polygeneration von Öko-Wasserstoff und Ökostrom, geringere Treibhausgasemissionen erreicht werden können als mit FT-Diesel.
- Der Vergleich mit den Referenz-Energiesystemen mit fossiler Energie am Beispiel Diesel zeigt, dass alle Transportsysteme mit Öko-Wasserstoff deutlich geringere Treibhausgasemissionen als Fahrzeuge mit Diesel haben.

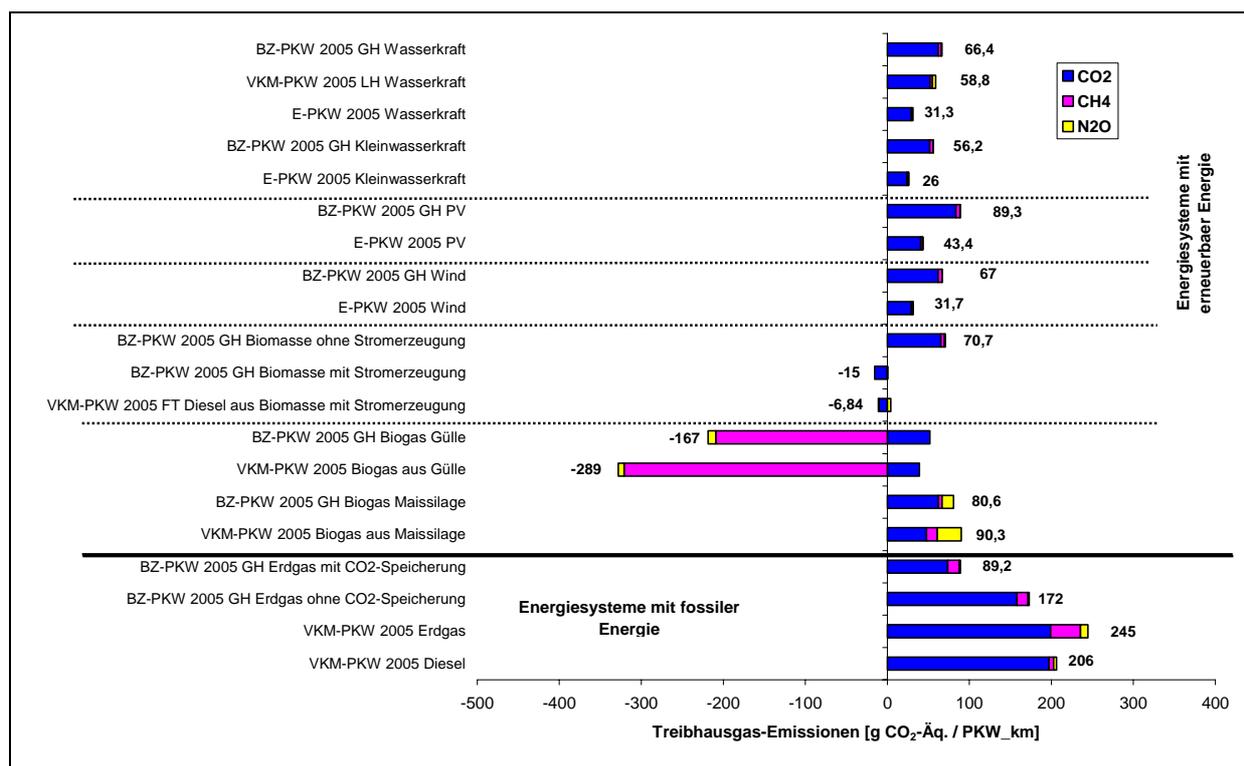


Abbildung 18: Vergleich der Treibhausgasemissionen von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen, mit Energiesystemen mit der direkten Nutzung erneuerbarer Energie und fossiler Energie im Transport, Technologie 2005

4.1.1.1.2 Technologie 2050

Öko-Wasserstoff-Energiesysteme

In den folgenden Abbildungen sind die Treibhausgasemissionen bezogen auf den gefahrenen Kilometer (PKW-km) dargestellt, die im Rahmen der Lebenszyklusanalysen für die untersuchten Energiesysteme berechnet wurden. In Abbildung 19 sind die Treibhausgasemissionen für die untersuchten Energiesysteme mit Öko-Wasserstoff mit den Technologien 2050 dargestellt.

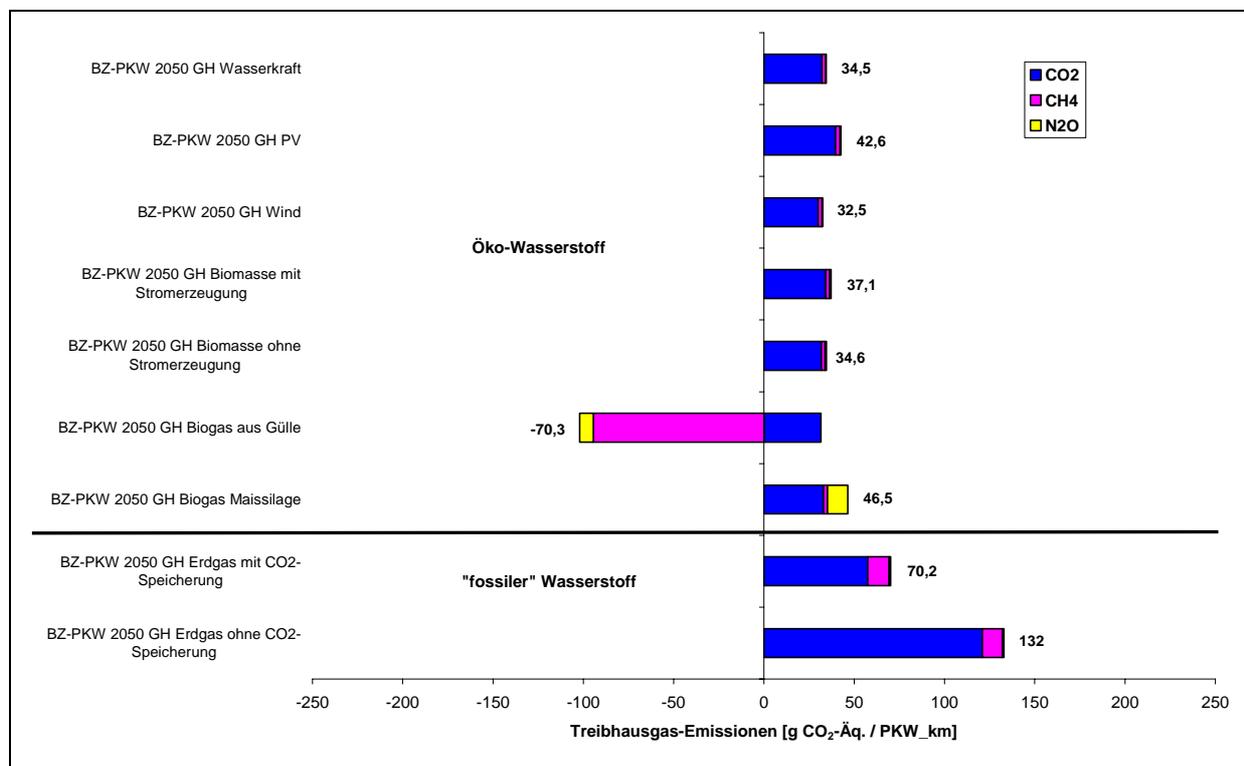


Abbildung 19: Treibhausgasemissionen von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen für Transport im Vergleich zu Wasserstoff aus Erdgas, Technologie 2050

Bei den Öko-Wasserstoff-Energiesystemen trägt das CO₂ maßgeblich zu den gesamten Treibhausgasemissionen bei. Die Treibhausgasemissionen stammen im Wesentlichen aus den fossilen Energien bei der Errichtung bzw. Entsorgung der Komponenten des Energiesystems mit Öko-Wasserstoff sowie aus den fossilen Hilfsenergien und Hilfsstoffen, vor allem bei Systemen mit Biomasse, wobei jedoch angenommen wird, dass zukünftig insgesamt mehr erneuerbare Energie eingesetzt wird. Die Treibhausgasemissionen mit Öko-Wasserstoff sind deutlich geringer (minus 70,3–46,5 g CO₂-Äq./PKW-km) als mit Wasserstoff aus Erdgas (70,2–132 g CO₂-Äq./PKW-km).

Der Transport mit Öko-Wasserstoff aus Biogas, das aus Gülle erzeugt wird, hat mit minus 70,3 g CO₂-Äq./PKW-km die geringsten Treibhausgasemissionen der Öko-Wasserstoff-Energiesysteme. Die negativen Treibhausgasemissionen ergeben sich aus der Tatsache, dass durch die Biogaserzeugung die CH₄-Emissionen aus der Lagerung unvergorener Gülle vermieden werden können (vgl. z.B. Jungmeier et al. 1999, Jungmeier et al. 2002). Öko-Wasserstoff aus Biomasse, wo auch Strom in Polygeneration erzeugt wird, hat mit 37,1 g CO₂-Äq./PKW-km auch sehr geringe Treibhausgasemissionen, da für Technologie 2050 angenommen wird, dass der erzeugte Ökostrom anderen Ökostrom aus Wasserkraft ersetzt. Daher hat der Öko-Wasserstoff aus Biomasse ohne Stromerzeugung Treibhausgasemissionen von 34,6 g CO₂-Äq./PKW-km, die geringer sind als mit Stromerzeugung, da der Nutzungsgrad zur Erzeugung von Öko-Wasserstoff höher ist. Bei den Transportsystemen, die Öko-Wasserstoff mit Ökostrom erzeugen, hat die Windkraft mit 32,5 g

CO₂-Äq/PKW-km etwas geringere Emissionen als die Wasserkraft mit 34,5 g CO₂-Äq/PKW-km. Öko-Wasserstoff aus Photovoltaik hat mit 42,6 g CO₂-Äq/PKW-km die höchsten Treibhausgasemissionen der Öko-Wasserstoffsysteme mit Elektrolyse durch Ökostrom.

Vergleich mit den Referenz-Energiesystemen

In Tabelle 9 werden die Treibhausgasemissionen von Öko-Wasserstoff im Transport mit den Referenz-Energiesystemen verglichen. Die Differenz gibt an, ob die Öko-Wasserstoff-Energiesysteme zu einer Reduktion (negatives Vorzeichen) oder zu einer Erhöhung (positives Vorzeichen) der Treibhausgasemissionen im Vergleich zu den Referenzsystemen führen können. Die Differenz I bezieht sich auf das Referenz-Energiesystem mit direkter Nutzung erneuerbarer Energie und die Differenz II mit fossiler Energie.

Die Treibhausgasemissionen der Referenzsysteme mit Elektrofahrzeugen mit Ökostrom sind mit 15,7–20,9 g CO₂-Äq/PKW-km deutlich geringer als mit Öko-Wasserstoff aus der Elektrolyse.

Der Vergleich von Öko-Wasserstoff und FT-Diesel aus Biomasse zeigt, dass die Treibhausgasemissionen mit FT-Diesel geringer sind als mit Öko-Wasserstoff.

Der Vergleich von Öko-Wasserstoff aus Biogas und der direkten Nutzung von Biogas in einem Fahrzeug mit Verbrennungsmotor zeigt, dass bei Biogas aus Maissilage das Öko-Wasserstoff-Fahrzeug mit 46,5 g CO₂-Äq/PKW-km geringere Emissionen als das Biogas-Fahrzeug mit 61,8 g CO₂-Äq/PKW-km hat, da der zukünftige Energiebedarf des Brennstoffzellen-Fahrzeugs deutlich geringer ist als der des monovalenten Biogas-Verbrennungsmotors. Das ist auch der Grund, warum das Fahrzeug mit Biogas aus Gülle mit minus 97,0 g CO₂-Äq/PKW-km geringere Treibhausgasemissionen hat als mit Öko-Wasserstoff aus Biogas mit minus 70,3 g CO₂-Äq/PKW-km; der höhere Biogasbedarf des Fahrzeugs mit monovalentem Biogas-Verbrennungsmotor bewirkt, dass auch größere Mengen CH₄ aus der Güllelagerung vermieden werden.

Der Vergleich mit den Referenz-Energiesystemen mit fossiler Energie – Differenz II am Beispiel Diesel – zeigt, dass alle Transportsysteme mit Öko-Wasserstoff um 92 g CO₂-Äq/PKW-km bis 208 g CO₂-Äq/PKW-km deutlich geringere Treibhausgasemissionen als Fahrzeuge mit Diesel (138 g CO₂-Äq/km) haben.

Tabelle 9: Vergleich der Treibhausgasemissionen von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen zur direkten Nutzung erneuerbarer Energie, Technologie 2050

Transport, Technologie 2050, Treibhausgas-Emissionen in [g CO ₂ -Äq/PKW-km]					
Öko-Wasserstoff		Referenznutzung		fossiles Energiesystem ¹⁾	
		direkte Nutzung erneuerbarer Energie			
			Differenz I ^{2), 3)}	Differenz II ^{2), 4)}	
BZ-PKW 2050 GH Wasserkraft	34,5	E-PKW 2050 Wasserkraft	16,8	17,7	-104
BZ-PKW 2050 GH PV	42,6	E-PKW 2050 PV	20,9	21,7	-95
BZ-PKW 2050 GH Wind	32,5	E-PKW 2050 Wind	15,7	16,8	-106
BZ-PKW 2050 GH Biomasse mit Stromerzeugung	37,1	VKM-PKW 2050 FT Diesel aus Biomasse mit Stromerzeugung	22,7	14,4	-101
BZ-PKW 2050 GH Biomasse ohne Stromerzeugung	34,6	VKM-PKW 2050 FT Diesel aus Biomasse mit Stromerzeugung	22,7	11,9	-103
BZ-PKW 2050 GH Biogas aus Gülle	-70,3	VKM-PKW 2050 Biogas aus Gülle	-97,0	26,7	-208
BZ-PKW 2050 GH Biogas Maissilage	46,5	VKM-PKW 2050 Biogas aus Maissilage	61,8	-15,3	-92

1) VKM-PKW 2050 Diesel mit 138 g CO₂-Äq/PKW-km

2) Differenz:
 "+" bedeutet Erhöhung der Treibhausgas-Emissionen durch Öko-Wasserstoff
 "-" bedeutet Reduktion der Treibhausgas-Emissionen durch Öko-Wasserstoff

3) Differenz I: Öko-Wasserstoff minus direkte Nutzung erneuerbarer Energie
 4) Differenz II: Öko-Wasserstoff minus fossiles Energiesystem

Vergleich Technologie 2005 und 2050 für Öko-Wasserstoff

In Tabelle 10 werden die Treibhausgasemissionen von Öko-Wasserstoff im Transport mit Technologie 2005 und 2050 verglichen. Die Differenz gibt an, ob die Öko-Wasserstoff-Energiesysteme mit Technologie 2050 zu einer Reduktion (negatives Vorzeichen) oder zu einer Erhöhung (positives Vorzeichen) der Treibhausgasemissionen im Vergleich zur Technologie 2005 führen können.

Insgesamt zeigt sich, dass die Treibhausgasemissionen mit der Technologie 2050 deutlich geringer sind als mit Technologie 2005, außer bei den folgenden beiden Öko-Wasserstoff-Energiesystemen, wo es zu einer Erhöhung kommt:

- Öko-Wasserstoff aus Holz mit Stromerzeugung aufgrund des Ersatzes von Ökostrom aus Wasserkraft bei Technologie 2050 im Vergleich zum Ersatz von Strom aus Erdgas bei Technologie 2005
- Öko-Wasserstoff mit Biogas aus Gülle aufgrund der geringeren Mengen an vermiedenen CH₄-Emissionen aus der Lagerung unvergorener Gülle.

Tabelle 10: Vergleich der Treibhausgasemissionen von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Technologie 2005 und 2050

Transport: Vergleich für Öko-Wasserstoff, Treibhausgas-Emissionen in [g CO ₂ -Äq/PKW-km]				
Transport 2005		Transport 2050		Differenz ¹⁾
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft	66,4	BZ-PKW 2050 GH Wasserkraft	34,5	-31,9
BZ-PKW 2005 GH PV	89,3	BZ-PKW 2050 GH PV	42,6	-46,7
BZ-PKW 2005 GH Wind	67,0	BZ-PKW 2050 GH Wind	32,5	-34,5
BZ-PKW 2005 GH Biomasse ohne Stromerzeugung	70,7	BZ-PKW 2050 GH Biomasse ohne Stromerzeugung	34,6	-36,1
BZ-PKW 2005 GH Biomasse mit Stromerzeugung	-15	BZ-PKW 2050 GH Biomasse mit Stromerzeugung	37,1	52,1
BZ-PKW 2005 GH Biogas Gülle	-167	BZ-PKW 2050 GH Biogas aus Gülle	-70,3	96,7
BZ-PKW 2005 GH Biogas Maissilage	80,6	BZ-PKW 2050 GH Biogas Maissilage	46,5	-34,1
BZ-PKW 2005 GH Erdgas mit CO ₂ -Speicherung	89,2	BZ-PKW 2050 GH Erdgas mit CO ₂ -Speicherung	70,2	-19,0
BZ-PKW 2005 GH Erdgas ohne CO ₂ -Speicherung	172	BZ-PKW 2050 GH Erdgas ohne CO ₂ -Speicherung	132	-40,0

1) Differenz: Technologie 2050 minus Technologie 2005
 "+" bedeutet Erhöhung der Treibhausgas-Emissionen durch Technologie 2050
 "-" bedeutet Reduktion der Treibhausgas-Emissionen durch Technologie 2050

Zusammenfassung

In Abbildung 20 werden die Treibhausgasemissionen der Öko-Wasserstoff-Energiesysteme und der Referenz-Energiesysteme mit der Technologie 2050 zusammenfassend dargestellt. Hierbei werden die Referenzsysteme mit fossiler Energie im unteren Teil, und die Energiesysteme mit erneuerbarer Energie im oberen Teil des Diagramms dargestellt. Bei den Energiesystemen mit erneuerbarer Energie werden einzelne Gruppen nach Art der erneuerbaren Energie (z.B. Wasserkraft, Biomasse) mit Öko-Wasserstoff und der direkten Nutzung der erneuerbaren Energie gebildet.

Folgende wesentliche Aussagen zu den Treibhausgasemissionen für Technologie 2050 lassen sich zusammenfassen:

- Der Vergleich mit den Referenz-Energiesystemen mit fossiler Energie am Beispiel Diesel zeigt, dass alle Transportsysteme mit Öko-Wasserstoff deutlich geringere Treibhausgasemissionen als Fahrzeuge mit Diesel haben.
- Die Treibhausgasemissionen der Referenzsysteme mit Elektrofahrzeugen mit Ökostrom sind deutlich geringer als mit Öko-Wasserstoff aus der Elektrolyse.
- Der Vergleich von Öko-Wasserstoff und FT-Diesel aus Biomasse zeigt, dass die Treibhausgasemissionen mit FT-Diesel geringer sind als mit Öko-Wasserstoff.

- Die Treibhausgasemissionen mit der Technologie 2050 sind deutlich geringer als mit Technologie 2005, außer bei Öko-Wasserstoff:
 - aus Holz mit Stromerzeugung aufgrund des Ersatzes von Ökostrom aus Wasserkraft bei Technologie 2050 im Vergleich zum Ersatz von Strom aus Erdgas bei Technologie 2005
 - aus Biogas mit Gülle aufgrund der geringeren Mengen an vermiedenen CH₄-Emissionen aus der Lagerung unvergorener Gülle.

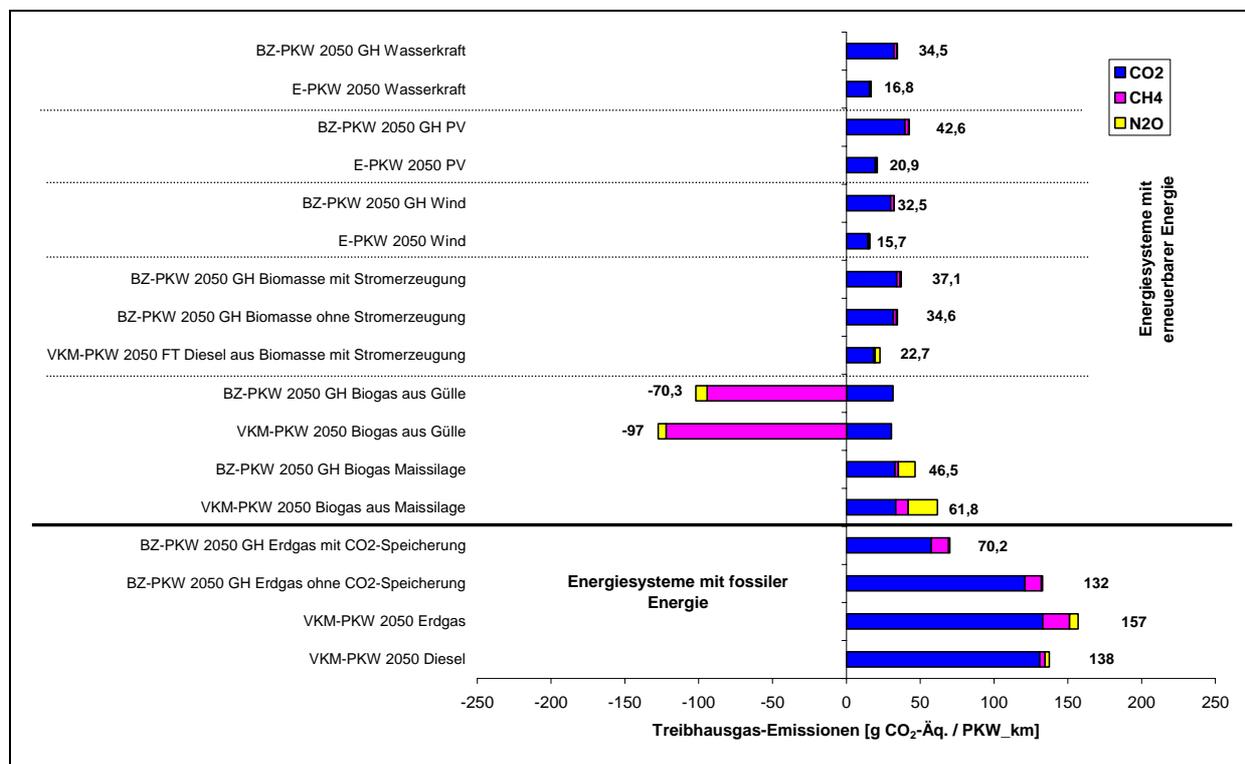


Abbildung 20: Vergleich der Treibhausgasemissionen von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen mit direkter Nutzung erneuerbarer Energie und fossiler Energie im Transport, Technologie 2050

4.1.1.1.3 Varianten von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen

Um Einflüsse unterschiedlicher Technologien auf die Treibhausgasemissionen zu zeigen, sind in **Abbildung 21** die Treibhausgasemissionen noch für Variationen für Öko-Wasserstoff-Energiesysteme dargestellt. Diese werden anhand des Öko-Wasserstoff-Energiesystems für Transport mit Öko-Wasserstoff aus Wasserkraft gezeigt, da für alle Öko-Wasserstoff-Energiesysteme aufgrund der Analogie die gleichen Aussagen zu treffen sind.

Insgesamt ist festzustellen, dass die Varianten nur geringe Einflüsse auf die Treibhausgasemissionen haben. Durch die Nutzung von Sauerstoff bei der elektrolytischen Erzeugung von Öko-Wasserstoff werden die Treibhausgasemissionen um 2,6 g CO₂-Äq/PKW-km reduziert. Die Druckelektrolyse (30 bar) anstelle der Niederdruck-Elektrolyse (5 bar) führt aufgrund des derzeit noch geringeren Nutzungsgrades um 0,4 g CO₂-Äq/PKW-km zu geringfügig höheren Treibhausgasemissionen, obwohl bei der anschließenden notwendigen Verdichtung auf 440 bar geringere Verdichterleistungen erforderlich sind. Zukünftig ist zu erwarten, dass bei erfolgreicher Weiterentwicklung der Druckelektrolyse die Treibhausgasemissionen geringer sind als bei der Normaldruckelektrolyse. Die off-site Erzeugung von Öko-Wasserstoff und die damit verbundene Notwendigkeit des Transports von Öko-Wasserstoff hat im Vergleich zur on-site Erzeugung einen

Einfluss auf die Treibhausgasemissionen: Bei Transport mit Diesel-LKW sind die Treibhausgasemissionen um 7,4 g CO₂-Äq/PKW-km höher, bei elektrischem Bahntransport um 0,2 g CO₂-Äq/PKW-km und bei Transport in einer Pipeline um 0,8 g CO₂-Äq/PKW-km. Eine Speicherung des Öko-Wasserstoffes bei 700 bar statt 350 bar im Fahrzeug und die damit verbundene höhere Verdichtung führt zu einer Erhöhung der Treibhausgasemissionen von 0,1 g CO₂-Äq/PKW-km, gleich hoch wie die flüssige Speicherung von Öko-Wasserstoff im Fahrzeug. Dies trifft deshalb zu, da im Rahmen dieser Analysen angenommen wurde (siehe Abschnitt 2), dass die zusätzliche Hilfsenergie für Verdichtung bzw. Verflüssigung aus erneuerbarer Energie bzw. Öko-Wasserstoff bereitgestellt wird, was beim kumulierten Energieaufwand in Abschnitt 4.1.1.2 deutlich wird. Die Nutzung von Öko-Wasserstoff in einem Verbrennungsmotor-Fahrzeug zeigt im Vergleich zum Brennstoffzellen-Fahrzeug, dass die Treibhausgasemissionen beim Verbrennungsmotor geringfügig um 1,2 g CO₂-Äq/PKW-km geringer sind. Trotz des günstigeren Energiebedarfs an Öko-Wasserstoff in einem Brennstoffzellen-Fahrzeug von 0,351 kWh/PKW-km anstelle von 0,499 kWh/PKW-km beim Verbrennungskraftmotor-Fahrzeug sind die Treibhausgasemissionen beim Verbrennungskraftmotor-Fahrzeug aufgrund der geringeren Treibhausgasemissionen bei der Herstellung des Verbrennungsmotors mit etwa 5,6 t CO₂-Äq/PKW im Vergleich zur Brennstoffzelle mit 8,4 t CO₂-Äq/PKW geringer. Darüber hinaus treten beim Verbrennungskraftmotor auch N₂O-Emissionen auf.

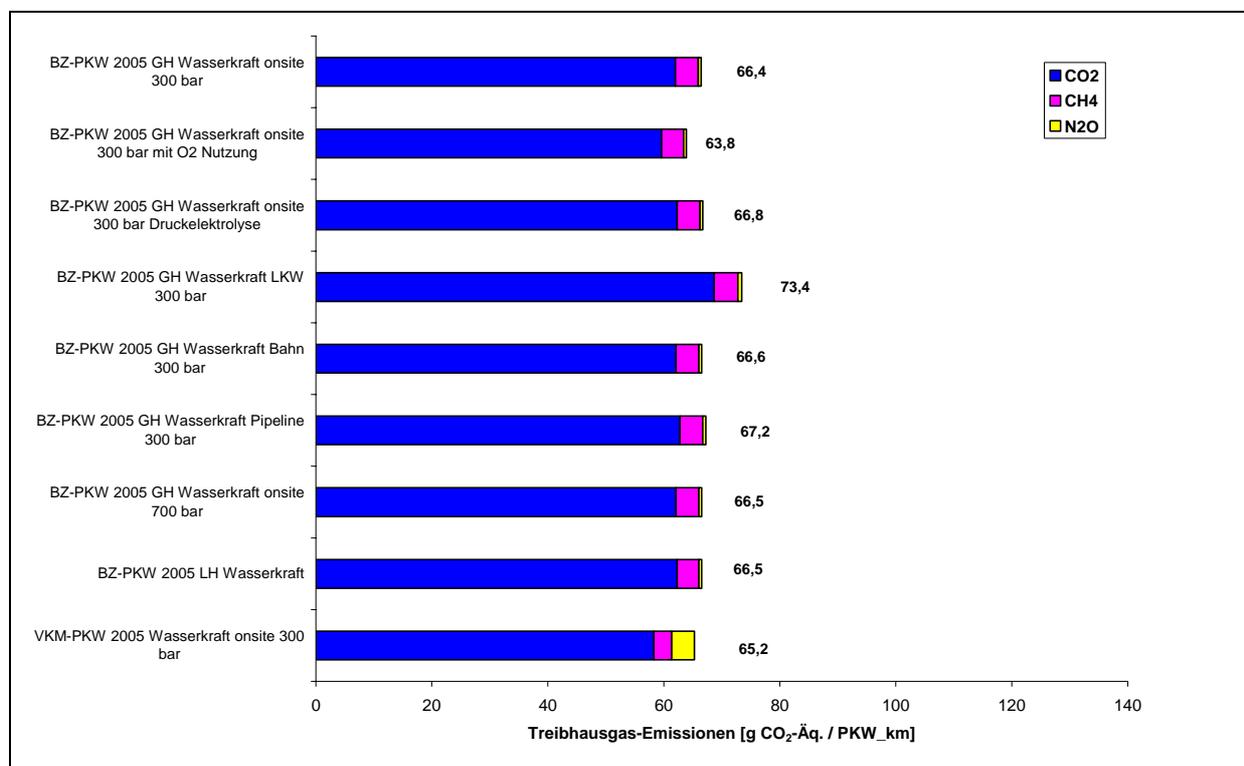


Abbildung 21: Vergleich der Treibhausgasemissionen von Varianten der Öko-Wasserstoff-Energiesysteme, Technologie 2005

4.1.1.2 Kumulierter Energieaufwand

4.1.1.2.1 Technologie 2005

Öko-Wasserstoff-Energiesysteme

In den folgenden Abbildungen ist der kumulierte Energieaufwand auf den gefahrenen Kilometer (kWh/PKW-km) dargestellt, der im Rahmen der Lebenszyklusanalysen für die untersuchten E-

nergiesysteme berechnet wurde. In [Abbildung 22](#) ist der kumulierte Energieaufwand für die untersuchten Energiesysteme mit Öko-Wasserstoff mit der Technologie 2005 dargestellt.

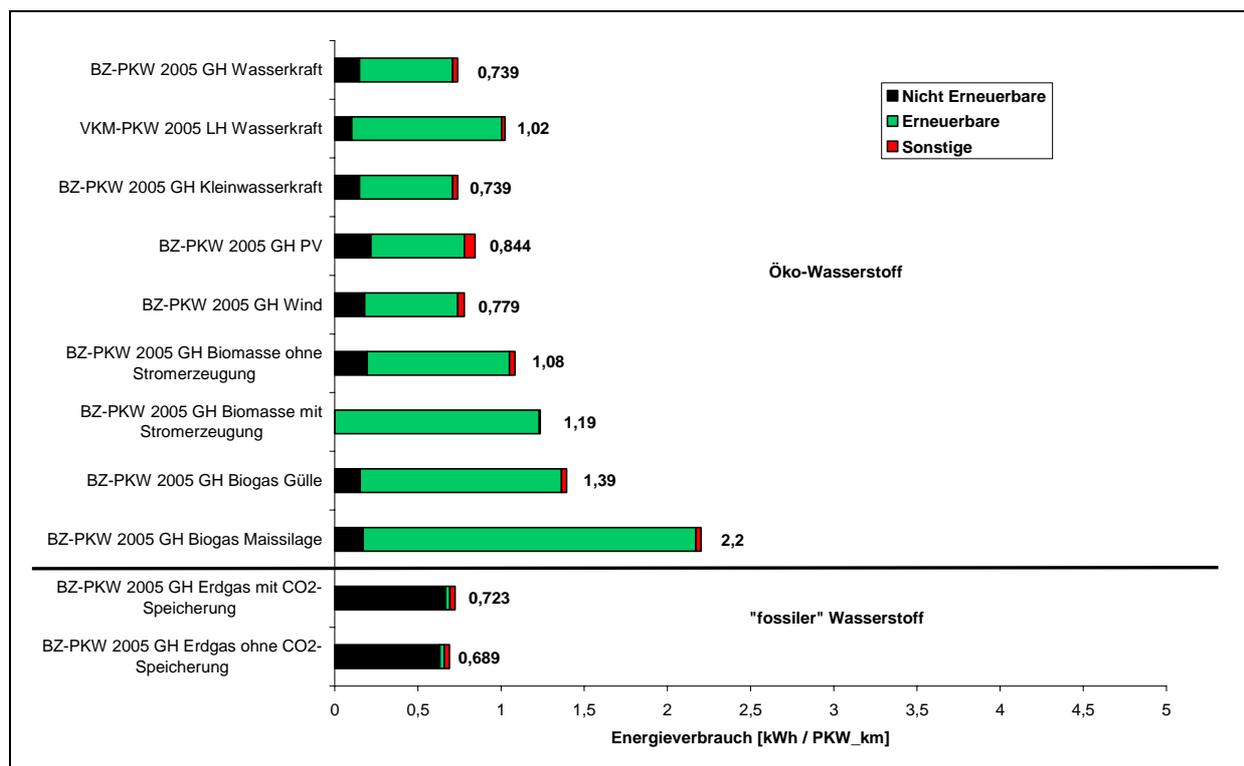


Abbildung 22: Kumulierter Energieaufwand von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen für Transport im Vergleich zu Wasserstoff aus Erdgas, Technologie 2005

Der kumulierte Energieaufwand mit Öko-Wasserstoff ist mit 0,739–2,2 kWh/PKW-km höher als mit Wasserstoff aus Erdgas mit 0,689–0,732 kWh/PKW-km. Bei Wasserstoff aus Erdgas ist der kumulierte Energieaufwand zu 92 % aus fossiler Energie, während bei Öko-Wasserstoff der fossile Anteil zwischen 0 % und 26 % liegt, und damit zu 74 % bis 100 % aus erneuerbarer Energie stammt. Der fossile Energieaufwand bei Öko-Wasserstoff wird im Wesentlichen durch den Einsatz von fossilen Energien bei der Errichtung bzw. Entsorgung der Komponenten des Energiesystems mit Öko-Wasserstoff sowie aus den fossilen Hilfsenergien und Hilfsstoffen, vor allem bei Systemen mit Biomasse, verursacht.

Der Transport mit Öko-Wasserstoff aus Wasserkraft hat mit 0,739 kWh/PKW-km den geringsten kumulierten Energieaufwand und Öko-Wasserstoff aus Biogas, das aus Maissilage erzeugt wird, hat mit 2,2 kWh/PKW-km den höchsten kumulierten Energieaufwand. Öko-Wasserstoff aus Biomasse, wo auch Strom in Polygeneration erzeugt wird, hat keinen fossilen Energieaufwand, da für die Berechnungen angenommen wird, dass der erzeugte Ökostrom Strom aus Erdgas ersetzt.

Der Vergleich von gasförmigem Öko-Wasserstoff aus Wasserkraft in einem Brennstoffzellen-Fahrzeug liegt mit 0,739 kWh/PKW-km deutlich niedriger als bei flüssigem Öko-Wasserstoff in einem Fahrzeug mit Verbrennungsmotor mit 1,02 kWh/PKW-km, da für die Verflüssigung erhebliche zusätzliche Hilfsenergien notwendig sind.

Vergleich mit den Referenz-Energiesystemen

In [Tabelle 11](#) wird der kumulierte Energieaufwand von Öko-Wasserstoff im Transport mit den Referenz-Energiesystemen verglichen. Die Differenz gibt an, ob die Öko-Wasserstoff-Energiesysteme zu einer Reduktion (negatives Vorzeichen) oder zu einer Erhöhung (positives Vorzeichen) des kumulierten Energieaufwandes im Vergleich zu den Referenzsystemen führen können.

Die Differenz I bezieht sich auf das Referenz-Energiesystem mit direkter Nutzung erneuerbarer Energie und die Differenz II mit fossiler Energie.

Der kumulierte Energieaufwand der Referenzsysteme mit Elektrofahrzeugen mit Ökostrom ist mit 0,4 kWh/PKW-km deutlich geringer als mit Öko-Wasserstoff aus der Elektrolyse mit 0,7–1 kWh/PKW-km.

Der Vergleich von Öko-Wasserstoff und FT-Diesel aus Biomasse zeigt, dass aufgrund des geringeren Energiebedarfs der Brennstoffzellen-Fahrzeuge der kumulierte Energieaufwand von Öko-Wasserstoff mit 1,1–1,2 kWh/PKW-km geringer ist als bei FT-Diesel mit 1,8 kWh/PKW-km und Verbrennungskraftmotor. In selber Analogie ist der Öko-Wasserstoff aus Biogas mit geringerem kumulierten Energieaufwand verbunden als bei Biogaseinsatz in einem bivalenten Verbrennungskraftmotor.

Der Vergleich mit den Referenz-Energiesystemen mit fossiler Energie – Differenz II am Beispiel Diesel – zeigt, dass alle Transportsysteme mit Öko-Wasserstoff mit 0,7–2,2 kWh/PKW-km den gleichen bzw. einen höheren kumulierten Energieaufwand als Fahrzeuge mit Diesel (0,7 kWh/PKW-km) haben. Der fossile kumulierte Energieaufwand ist bei Diesel jedoch deutlich höher als bei Öko-Wasserstoff (siehe auch [Abbildung 23](#)).

Tabelle 11: Vergleich des kumulierten Energieaufwandes von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen zur direkten Nutzung erneuerbarer Energie, Technologie 2005

Transport, Technologie 2005, kumulierter Energieverbrauch in [kWh/PKW-km]					
Öko-Wasserstoff	Referenznutzung			fossiles Energiesystem ¹⁾	
	direkte Nutzung erneuerbarer Energie		Differenz I ^{2), 3)}		Differenz II ^{2), 4)}
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft	0,7	E-PKW 2005 Wasserkraft	0,4	0,4	0,0
VKM-PKW 2005 LH Wasserkraft	1,0	E-PKW 2005 Wasserkraft	0,4	0,6	0,3
BZ-PKW 2005 GH Kleinwasserkraft	0,7	E-PKW 2005 Kleinwasserkraft	0,4	0,4	0,0
BZ-PKW 2005 GH PV	0,8	E-PKW 2005 PV	0,4	0,4	0,1
BZ-PKW 2005 GH Wind	0,8	E-PKW 2005 Wind	0,4	0,4	0,0
BZ-PKW 2005 GH Biomasse ohne Stromerzeugung	1,1	VKM-PKW 2005 FT Diesel aus Biomasse mit Stromerzeugung	1,8	-0,7	0,3
BZ-PKW 2005 GH Biomasse mit Stromerzeugung	1,2	VKM-PKW 2005 FT Diesel aus Biomasse mit Stromerzeugung	1,8	-0,6	0,5
BZ-PKW 2005 GH Biogas Gülle	1,4	VKM-PKW 2005 Biogas aus Gülle	2,0	-0,6	0,7
BZ-PKW 2005 GH Biogas Maissilage	2,2	VKM-PKW 2005 Biogas aus Maissilage	3,3	-1,1	1,5

1) VKM-PKW 2005 Diesel mit 0,734 kWh/PKW-km

2) Differenz:
 "+" bedeutet Erhöhung des kumulierten Energieverbrauches durch Öko-Wasserstoff
 "-" bedeutet Reduktion des kumulierten Energieverbrauches durch Öko-Wasserstoff

3) Differenz I: Öko-Wasserstoff minus direkte Nutzung erneuerbarer Energie

4) Differenz II: Öko-Wasserstoff minus fossiles Energiesystem

Zusammenfassung

In [Abbildung 23](#) werden der kumulierte Energieaufwand der Öko-Wasserstoff-Energiesysteme und der Referenz-Energiesysteme mit der Technologie 2005 zusammenfassend dargestellt. Hierbei werden die Referenzsysteme mit fossiler Energie im unteren Teil, und die Energiesysteme mit erneuerbarer Energie im oberen Teil des Diagramms dargestellt. Bei den Energiesystemen mit erneuerbarer Energie werden einzelne Gruppen nach Art der erneuerbaren Energie (z.B. Wasserkraft, Biomasse) mit Öko-Wasserstoff und der direkten Nutzung der erneuerbaren Energie gebildet.

Folgende wesentliche Aussagen zum kumulierten Energieaufwand für Technologie 2005 lassen sich zusammenfassen:

- Der kumulierte Energieaufwand der Referenzsysteme mit Elektrofahrzeugen mit Ökostrom ist deutlich geringer als mit Öko-Wasserstoff aus der Elektrolyse.
- Der Vergleich von Öko-Wasserstoff und FT-Diesel aus Biomasse zeigt, dass aufgrund des geringeren Energiebedarfs der Brennstoffzellen-Fahrzeuge der kumulierte Energie-

aufwand von Öko-Wasserstoff geringer ist als bei FT-Diesel und Verbrennungskraftmotor. In selber Analogie ist der Öko-Wasserstoff aus Biogas mit geringerem kumulierten Energieaufwand verbunden als bei Biogaseinsatz in einem bivalenten Verbrennungskraftmotor.

- Der Vergleich mit den Referenz-Energiesystemen mit fossiler Energie am Beispiel Diesel zeigt, dass alle Transportsysteme mit Öko-Wasserstoff den gleichen bzw. einen höheren kumulierten Energieaufwand als Fahrzeuge mit Diesel haben. Der fossile kumulierte Energieaufwand ist bei Diesel jedoch deutlich höher als bei Öko-Wasserstoff

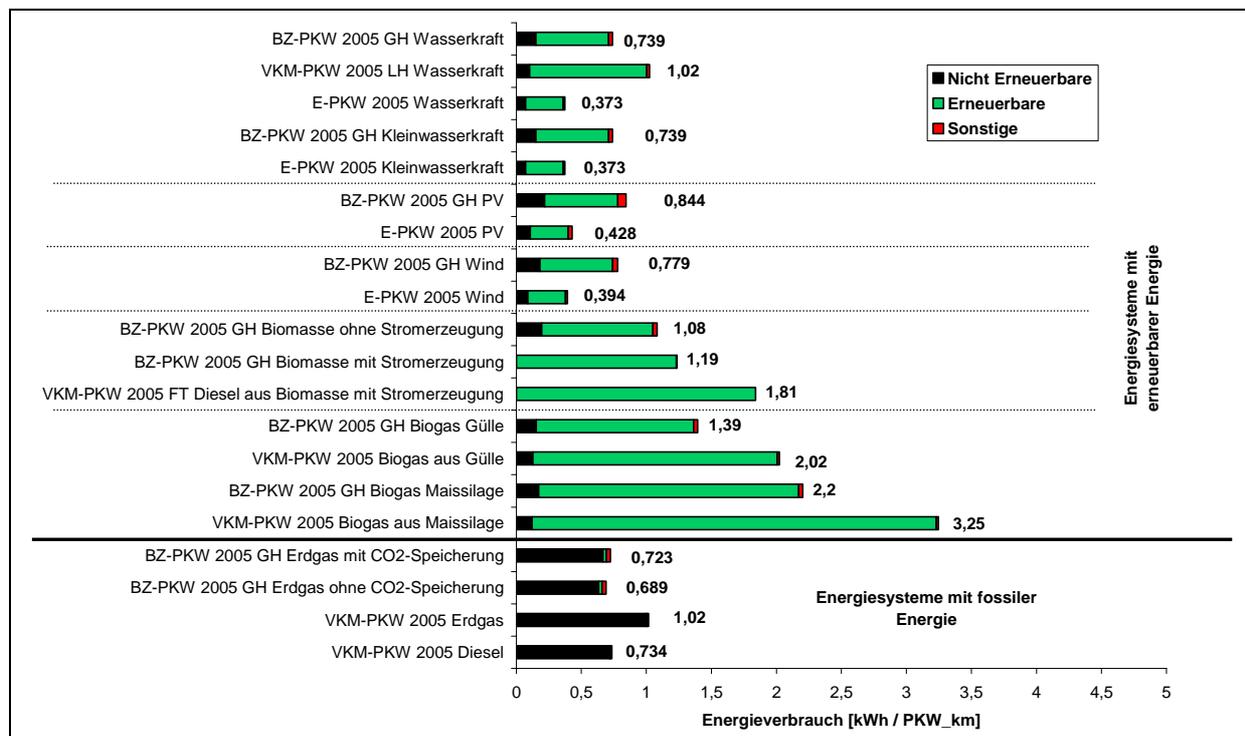


Abbildung 23: Vergleich des kumulierten Energieaufwandes von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen mit der direkten Nutzung erneuerbarer Energie und fossiler Energie im Transport, Technologie 2005

4.1.1.2.2 Technologie 2050

Öko-Wasserstoff-Energiesysteme

In den folgenden Abbildungen ist der kumulierte Energieaufwand auf den gefahrenen Kilometer (kWh/PKW-km) dargestellt, der im Rahmen der Lebenszyklusanalysen für die untersuchten Energiesysteme berechnet wurde. In [Abbildung 24](#) ist der kumulierte Energieaufwand für die untersuchten Energiesysteme mit Öko-Wasserstoff mit der Technologien 2050 dargestellt.

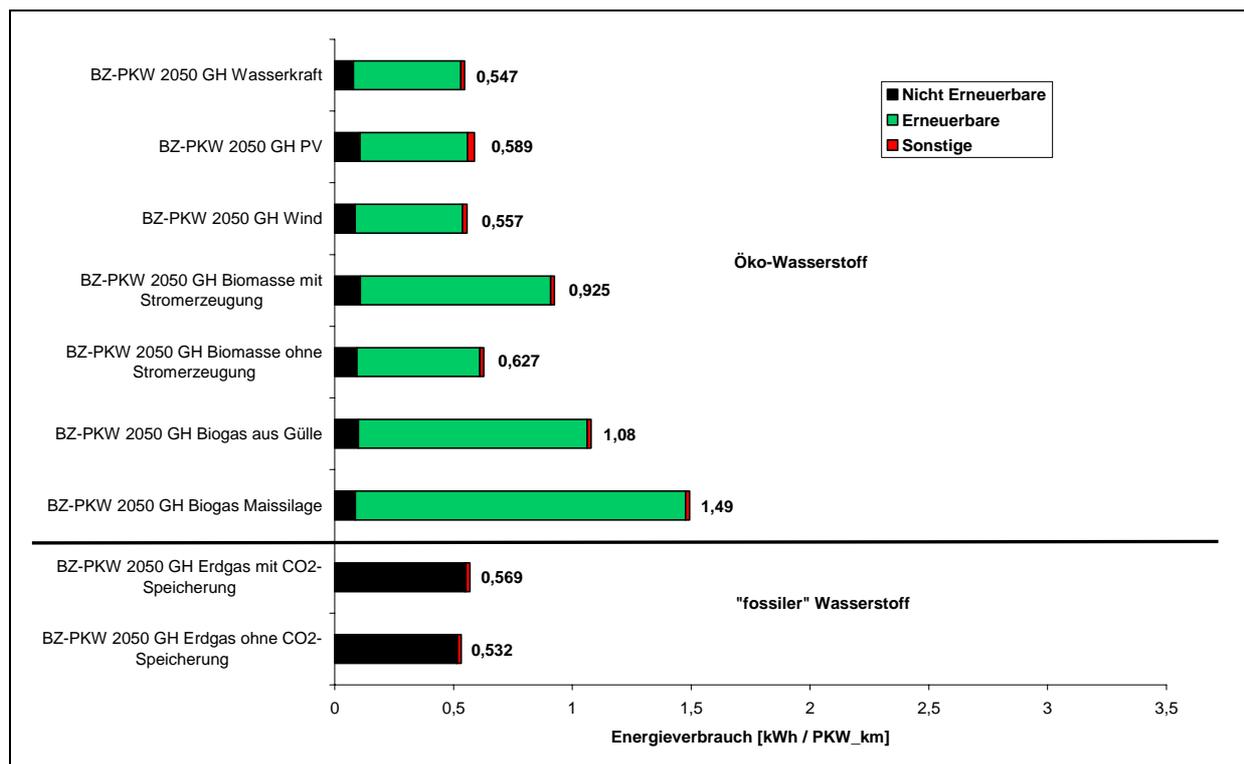


Abbildung 24: Kumulierter Energieaufwand von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen für Transport im Vergleich zu Wasserstoff aus Erdgas, Technologie 2050

Der kumulierte Energieaufwand mit Öko-Wasserstoff ist mit 0,547–1,49 kWh/PKW-km teilweise höher, teilweise niedriger als mit Wasserstoff aus Erdgas mit 0,532–0,569 kWh/PKW-km. Bei Wasserstoff aus Erdgas ist der kumulierte Energieaufwand zu 96 % aus fossiler Energie, während bei Öko-Wasserstoff der fossile Anteil zwischen 6 % und 18 % liegt, und damit zu 82 % bis 94 % aus erneuerbarer Energie stammt. Der fossile Energieaufwand bei Öko-Wasserstoff wird im Wesentlichen durch den Einsatz von fossilen Energien bei der Errichtung bzw. Entsorgung der Komponenten des Energiesystems mit Öko-Wasserstoff sowie aus den fossilen Hilfsenergien und Hilfsstoffen verursacht.

Der Transport mit Öko-Wasserstoff aus Wasserkraft hat mit 0,547 kWh/PKW-km den geringsten kumulierten Energieaufwand, hingegen Öko-Wasserstoff aus Biogas, das aus Maissilage erzeugt wird, mit 1,49 kWh/PKW-km den höchsten kumulierten Energieaufwand.

Vergleich mit den Referenz-Energiesystemen

In Tabelle 12 wird der kumulierte Energieaufwand von Öko-Wasserstoff im Transport mit den Referenz-Energiesystemen verglichen. Die Differenz gibt an, ob die Öko-Wasserstoff-Energiesysteme zu einer Reduktion (negatives Vorzeichen) oder zu einer Erhöhung (positives Vorzeichen) des kumulierten Energieaufwandes im Vergleich zu den Referenzsystemen führen können. Die Differenz I bezieht sich auf das Referenz-Energiesystem mit direkter Nutzung erneuerbarer Energie und die Differenz II mit fossiler Energie.

Der kumulierte Energieaufwand der Referenzsysteme mit Elektrofahrzeugen mit Ökostrom ist mit 0,3 kWh/PKW-km deutlich geringer als mit Öko-Wasserstoff aus der Elektrolyse mit 0,5–0,6 kWh/PKW-km.

Der Vergleich von Öko-Wasserstoff und FT-Diesel aus Biomasse mit Stromerzeugung zeigt, dass der kumulierte Energieaufwand von Öko-Wasserstoff mit 0,9 kWh/PKW-km höher ist als bei FT-

Diesel mit 0,8 kWh/PKW-km. Bei Öko-Wasserstoff aus Biogas ist mit 1,1–1,5 kWh/PKW-km der kumulierte Energieaufwand geringer als bei Biogaseinsatz in einem monovalenten Verbrennungskraftmotor mit 1,4–2,0 kWh/PKW-km.

Der Vergleich mit den Referenz-Energiesystemen mit fossiler Energie – Differenz II am Beispiel Diesel – zeigt, dass alle Transportsysteme mit Öko-Wasserstoff mit 0,5–1,5 kWh/PKW-km den gleichen bzw. einen höheren kumulierten Energieaufwand als Fahrzeuge mit Diesel (0,5 kWh/PKW-km) haben. Der fossile kumulierte Energieaufwand ist bei Diesel jedoch deutlich höher als bei Öko-Wasserstoff (siehe auch Abbildung 25).

Tabelle 12: Vergleich des kumulierten Energieaufwandes von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen zur direkten Nutzung erneuerbarer Energie, Technologie 2050

Transport, Technologie 2050, kumulierter Energieverbrauch in [kWh/PKW-km]					
Öko-Wasserstoff	Referenznutzung			fossiles Energiesystem ¹⁾	
	direkte Nutzung erneuerbarer Energie		Differenz I ^{2), 3)}		Differenz II ^{2), 4)}
BZ-PKW 2050 GH Wasserkraft	0,5	E-PKW 2050 Wasserkraft	0,3	0,3	0,1
BZ-PKW 2050 GH PV	0,6	E-PKW 2050 PV	0,3	0,3	0,1
BZ-PKW 2050 GH Wind	0,6	E-PKW 2050 Wind	0,3	0,3	0,1
BZ-PKW 2050 GH Biomasse mit Stromerzeugung	0,9	VKM-PKW 2050 FT Diesel aus Biomasse mit Stromerzeugung	0,8	0,2	0,4
BZ-PKW 2050 GH Biomasse ohne Stromerzeugung	0,6	VKM-PKW 2050 FT Diesel aus Biomasse mit Stromerzeugung	0,8	-0,1	0,1
BZ-PKW 2050 GH Biogas aus Gülle	1,1	VKM-PKW 2050 Biogas aus Gülle	1,4	-0,3	0,6
BZ-PKW 2050 GH Biogas Maissilage	1,5	VKM-PKW 2050 Biogas aus Maissilage	2,0	-0,5	1,0

1) VKM-PKW 2050 Diesel mit 0,491 kWh/PKW-km

2) Differenz:
 "+" bedeutet Erhöhung des kumulierten Energieverbrauches durch Öko-Wasserstoff
 "-" bedeutet Reduktion des kumulierten Energieverbrauches durch Öko-Wasserstoff

3) Differenz I: Öko-Wasserstoff minus direkte Nutzung erneuerbarer Energie
 4) Differenz II: Öko-Wasserstoff minus fossiles Energiesystem

Vergleich Technologie 2005 und 2050 für Öko-Wasserstoff

In Tabelle 13 wird der kumulierte Energieaufwand von Öko-Wasserstoff im Transport mit Technologie 2005 und 2050 verglichen. Die Differenz gibt an, ob die Öko-Wasserstoff-Energiesysteme mit Technologie 2050 zu einer Reduktion (negatives Vorzeichen) oder zu einer Erhöhung (positives Vorzeichen) des kumulierten Energieaufwandes im Vergleich zur Technologie 2005 führen können.

Insgesamt zeigt sich, dass der kumulierte Energieaufwand mit der Technologie 2050 bei allen Öko-Wasserstoff Energiesystemen geringer ist als mit Technologie 2005.

Tabelle 13: Vergleich des kumulierten Energieaufwandes von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Technologie 2005 und 2050

Transport: Vergleich für Öko-Wasserstoff, kumulierter Energieaufwand in [kWh/PKW-km]				
Transport 2005		Transport 2050		Differenz ¹⁾
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft	0,739	BZ-PKW 2050 GH Wasserkraft	0,547	-0,19
BZ-PKW 2005 GH PV	0,844	BZ-PKW 2050 GH PV	0,589	-0,26
BZ-PKW 2005 GH Wind	0,779	BZ-PKW 2050 GH Wind	0,557	-0,22
BZ-PKW 2005 GH Biomasse ohne Stromerzeugung	1,08	BZ-PKW 2050 GH Biomasse ohne Stromerzeugung	0,627	-0,45
BZ-PKW 2005 GH Biomasse mit Stromerzeugung	1,19	BZ-PKW 2050 GH Biomasse mit Stromerzeugung	0,925	-0,27
BZ-PKW 2005 GH Biogas Gülle	1,39	BZ-PKW 2050 GH Biogas aus Gülle	1,08	-0,31
BZ-PKW 2005 GH Biogas Maissilage	2,2	BZ-PKW 2050 GH Biogas Maissilage	1,49	-0,71
BZ-PKW 2005 GH Erdgas mit CO2-Speicherung	0,723	BZ-PKW 2050 GH Erdgas mit CO2-Speicherung	0,569	-0,15
BZ-PKW 2005 GH Erdgas ohne CO2-Speicherung	0,689	BZ-PKW 2050 GH Erdgas ohne CO2-Speicherung	0,532	-0,16

1) Differenz: Technologie 2050 minus Technologie 2005
 "+" bedeutet Erhöhung der Treibhausgas-Emissionen durch Technologie 2050
 "-" bedeutet Reduktion der Treibhausgas-Emissionen durch Technologie 2050

Zusammenfassung

In Abbildung 25 wird der kumulierte Energieaufwand der Öko-Wasserstoff-Energiesysteme und der Referenz-Energiesysteme mit der Technologie 2050 zusammenfassend dargestellt. Hierbei werden die Referenzsysteme mit fossiler Energie im unteren Teil, und die Energiesysteme mit erneuerbarer Energie im oberen Teil des Diagramms dargestellt. Bei den Energiesystemen mit erneuerbarer Energie werden einzelne Gruppen nach Art der erneuerbaren Energie (z.B. Wasserkraft, Biomasse) mit Öko-Wasserstoff und der direkten Nutzung der erneuerbaren Energie gebildet.

Folgende wesentliche Aussagen zum kumulierten Energieaufwand für Technologie 2050 lassen sich zusammenfassen:

- Der kumulierte Energieaufwand der Referenzsysteme mit Elektrofahrzeugen mit Ökostrom ist deutlich geringer als mit Öko-Wasserstoff aus der Elektrolyse.
- Der Vergleich von Öko-Wasserstoff und FT-Diesel aus Biomasse mit Stromerzeugung zeigt, dass der kumulierte Energieaufwand von Öko-Wasserstoff höher ist als bei FT-Diesel.
- Bei Öko-Wasserstoff aus Biogas ist der kumulierte Energieaufwand geringer als bei Biogaseinsatz in einem monovalenten Verbrennungskraftmotor.
- Der Vergleich mit den Referenz-Energiesystemen mit fossiler Energie am Beispiel Diesel zeigt, dass alle Transportsysteme mit Öko-Wasserstoff den gleichen bzw. einen höheren kumulierten Energieaufwand als Fahrzeuge mit Diesel haben. Der fossile kumulierte Energieaufwand ist bei Diesel jedoch deutlich höher als bei Öko-Wasserstoff.
- Der kumulierte Energieaufwand mit der Technologie 2050 bei allen Öko-Wasserstoff Energiesystemen ist geringer als mit Technologie 2005.

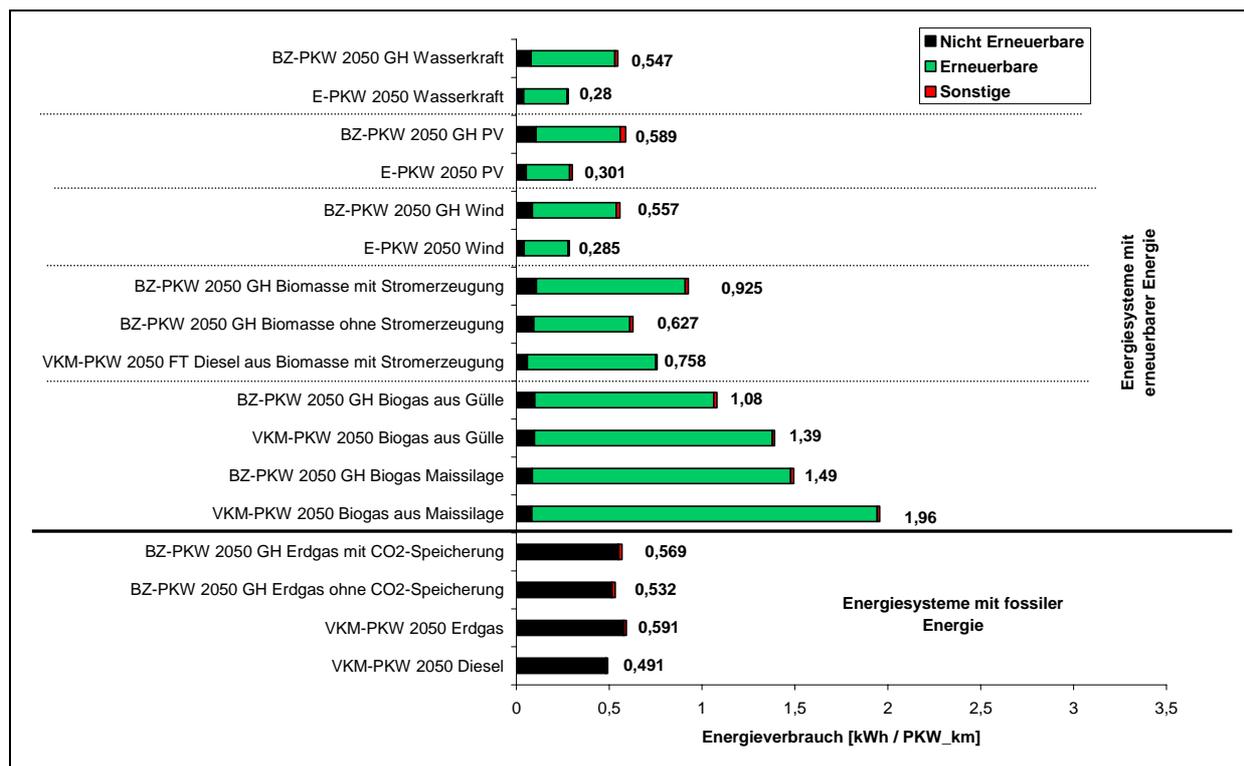


Abbildung 25: Vergleich des kumulierten Energieaufwandes von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen mit der direkten Nutzung erneuerbarer Energie und fossiler Energie im Transport, Technologie 2050

4.1.1.2.3 Varianten von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen

Um Einflüsse unterschiedlicher Technologien auf den kumulierten Energieaufwand zu zeigen, ist in [Abbildung 26](#) der kumulierte Energieaufwand für Variationen der Öko-Wasserstoff-Energiesysteme dargestellt. Diese werden anhand des Öko-Wasserstoff-Energiesystems für Transport mit Öko-Wasserstoff aus Wasserkraft gezeigt, da für alle Öko-Wasserstoff-Energiesysteme aufgrund der Analogie die gleichen Aussagen zu treffen sind.

Insgesamt ist festzustellen, dass die Varianten nur geringe Einflüsse auf den kumulierten Energieaufwand haben. Durch die Nutzung von Sauerstoff bei der elektrolytischen Erzeugung von Öko-Wasserstoff wird der kumulierte Energieaufwand um 0,013 kWh/PKW-km reduziert. Die Druckelektrolyse (30 bar) anstelle der Niederdruck-Elektrolyse (5 bar) führt aufgrund des derzeit noch geringeren Nutzungsgrades zu einem um 0,018 kWh/PKW-km etwas höheren kumulierten Energieaufwand, obwohl bei der anschließenden notwendigen Verdichtung auf 440 bar geringere Verdichterleistungen erforderlich sind. Zukünftig ist zu erwarten, dass bei erfolgreicher Weiterentwicklung der Druckelektrolyse der kumulierte Energieaufwand geringer ist als bei der Normaldruckelektrolyse. Die off-site Erzeugung von Öko-Wasserstoff und die damit verbundene Notwendigkeit des Transportes von Öko-Wasserstoff hat im Vergleich zur on-site Erzeugung einen Einfluss auf den kumulierten Energieaufwand: Bei Transport mit Diesel-LKW ist der Energieaufwand um 0,027 kWh/PKW-km höher, bei elektrischem Bahntransport um 0,006 kWh/PKW-km und bei Transport in einer Pipeline um 0,038 kWh/PKW-km. Eine Speicherung des Öko-Wasserstoffes bei 700 bar statt 350 bar im Fahrzeug und der damit verbundenen höheren Verdichtung führt zu einer Erhöhung des kumulierten Energieaufwandes von 0,007 kWh/PKW-km; die flüssige Speicherung von Öko-Wasserstoff im Fahrzeug hat einen um 0,083 kWh/PKW-km höheren Energieaufwand. Die Nutzung von Öko-Wasserstoff in einem Verbrennungsmotor im Vergleich zu einer Brennstoffzelle zeigt, dass der Energieaufwand beim Verbrennungsmotor um

0,207 kWh/PKW-km deutlich höher ist, aufgrund des günstigeren Energiebedarfs an Öko-Wasserstoff in einem Brennstoffzellen-Fahrzeug von 0,351 kWh/PKW-km anstelle von 0,499 kWh/PKW-km beim Verbrennungskraftmotor-Fahrzeug.

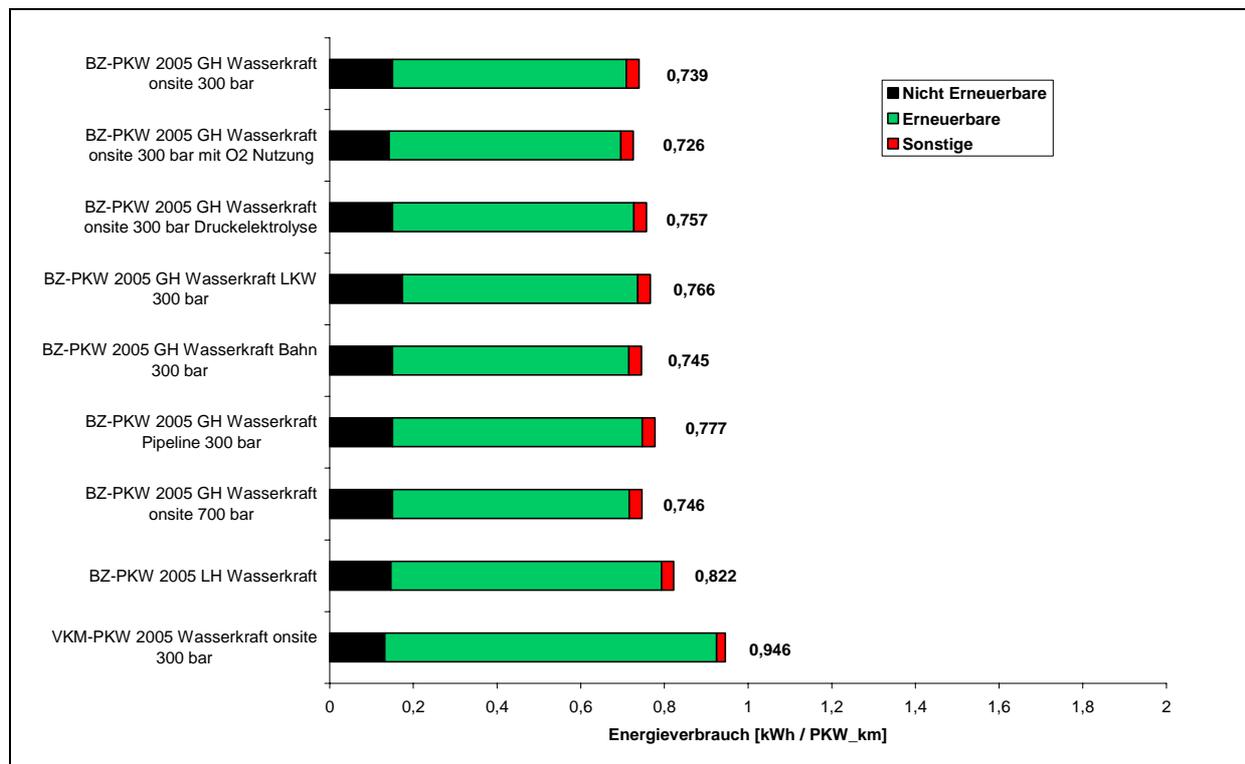


Abbildung 26: Vergleich des kumulierten Energieaufwandes von Varianten der Öko-Wasserstoff-Energiesystemen, Technologie 2005

4.1.1.3 Materialaufwand

4.1.1.3.1 Technologie 2005

Öko-Wasserstoff-Energiesysteme

In den folgenden Abbildungen ist der Materialaufwand auf den gefahrenen Kilometer (g/PKW-km) dargestellt, der im Rahmen der Lebenszyklusanalysen für die untersuchten Energiesysteme berechnet wurde. In [Abbildung 27](#) ist der Materialaufwand für die untersuchten Energiesysteme mit Öko-Wasserstoff mit der Technologie 2005 dargestellt, wobei nach recyclingfähigen und nicht recyclingfähigen Materialien unterschieden wird.

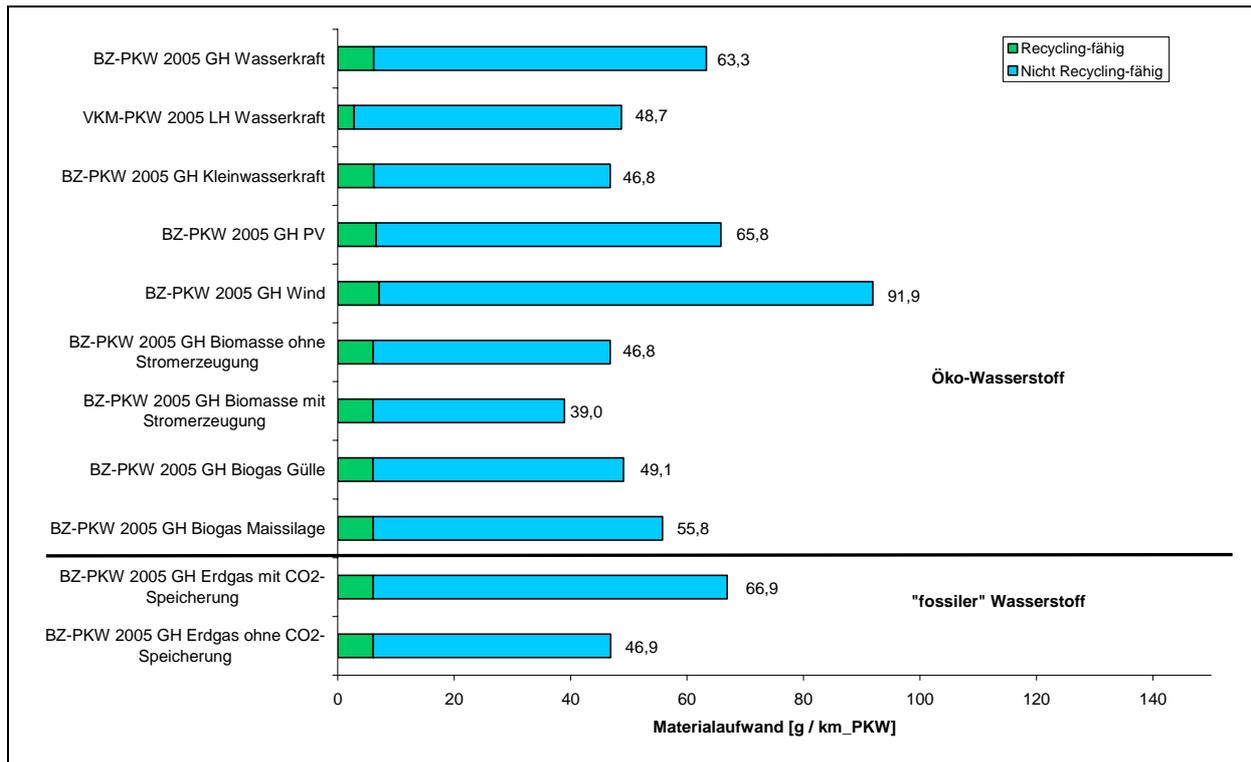


Abbildung 27: Materialaufwand von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen für Transport im Vergleich zu Wasserstoff aus Erdgas, Technologie 2005

Der Materialaufwand mit Öko-Wasserstoff ist mit 39,0–91,9 g/PKW-km etwa gleich als mit Wasserstoff aus Erdgas mit 46,9–66,9 g/PKW-km. Bei Öko-Wasserstoff beträgt der Anteil an recyclingfähigem Material etwa 6–16 %, bei Wasserstoff aus Erdgas bei 9 % bis 13 %. Die nichtrecyclingfähigen Materialien sind vor allem Beton, die recyclingfähigen Materialien Stahl und Kunststoffe.

Der Transport mit Öko-Wasserstoff aus Biomasse mit Stromerzeugung hat mit 39,0 g/PKW-km den geringsten Materialaufwand und Öko-Wasserstoff aus Windkraft mit 91,9 g/PKW-km den höchsten Materialaufwand.

Der Vergleich des Materialbedarfs von gasförmigem Öko-Wasserstoff aus Wasserkraft in einem Brennstoffzellen-Fahrzeug liegt mit 63,3 g/PKW-km höher als bei flüssigem Öko-Wasserstoff in einem Fahrzeug mit Verbrennungsmotor mit 48,7 g/PKW-km, da insbesondere für die Herstellung des Brennstoffzellenfahrzeuges zusätzliche Materialien notwendig sind.

Vergleich mit den Referenz-Energiesystemen

In Tabelle 14 wird der Materialaufwand von Öko-Wasserstoff im Transport mit den Referenz-Energiesystemen verglichen. Die Differenz gibt an, ob die Öko-Wasserstoff-Energiesysteme zu einer Reduktion (negatives Vorzeichen) oder zu einer Erhöhung (positives Vorzeichen) des kumulierten Energieaufwandes im Vergleich zu den Referenzsystemen führen können. Die Differenz I bezieht sich auf das Referenz-Energiesystem mit direkter Nutzung erneuerbarer Energie und die Differenz II mit fossiler Energie.

Der Materialaufwand der Referenzsysteme mit Elektrofahrzeugen mit Ökostrom ist mit 23,4–47,0 g/PKW-km deutlich geringer als mit Öko-Wasserstoff aus der Elektrolyse mit 46,8–91,9 g/PKW-km. Auch bei Öko-Wasserstoff aus Biomasse und Biogas zeigt sich, dass der Materialaufwand

um 39,0–55,8 g/PKW-km höher ist, als bei FT-Diesel und Biogas in einem Verbrennungskraftmotor mit 8,3–30,0 g/PKW-km.

Der Vergleich mit den Referenz-Energiesystemen mit fossiler Energie – Differenz II am Beispiel Diesel – zeigt, dass alle Transportsysteme mit Öko-Wasserstoff mit 39,0–91,9 g/PKW-km einen deutlich höheren Materialaufwand als Fahrzeuge mit Diesel (14,7 g/PKW-km) haben.

Tabelle 14: Vergleich des Materialaufwandes von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen zur direkten Nutzung erneuerbarer Energie, Technologie 2005

Transport, Technologie 2005, Materialaufwand in [g /PKW-km]					
Öko-Wasserstoff	Referenznutzung			fossiles Energiesystem ¹⁾	
		direkte Nutzung erneuerbarer Energie	Differenz I ^{2), 3)}		Differenz II ^{2), 4)}
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft	63,3	E-PKW 2005 Wasserkraft	32,0	31,3	49
VKM-PKW 2005 LH Wasserkraft	48,7	E-PKW 2005 Wasserkraft	33,0	15,7	34
BZ-PKW 2005 GH Kleinwasserkraft	46,8	E-PKW 2005 Kleinwasserkraft	23,4	23,4	32
BZ-PKW 2005 GH PV	65,8	E-PKW 2005 PV	33,4	32,4	51
BZ-PKW 2005 GH Wind	91,9	E-PKW 2005 Wind	47,0	44,9	77
BZ-PKW 2005 GH Biomasse ohne Stromerzeugung	46,8	VKM-PKW 2005 FT Diesel aus Biomasse mit Stromerzeugung	8,3	38,5	32
BZ-PKW 2005 GH Biomasse mit Stromerzeugung	39,0	VKM-PKW 2005 FT Diesel aus Biomasse mit Stromerzeugung	8,3	30,7	24
BZ-PKW 2005 GH Biogas Gülle	49,1	VKM-PKW 2005 Biogas aus Gülle	16,8	32,3	34
BZ-PKW 2005 GH Biogas Maissilage	55,8	VKM-PKW 2005 Biogas aus Maissilage	30,0	25,8	41

1) VKM-PKW 2005 Diesel mit 14,7 g/PKW-km

2) Differenz:
 "+" bedeutet Erhöhung des Materialaufwandes durch Öko-Wasserstoff
 "-" bedeutet Reduktion des Materialaufwandes durch Öko-Wasserstoff

3) Differenz I: Öko-Wasserstoff minus direkte Nutzung erneuerbarer Energie
 4) Differenz II: Öko-Wasserstoff minus fossiles Energiesystem

Zusammenfassung

In [Abbildung 28](#) wird der kumulierte Materialaufwand der Öko-Wasserstoff-Energiesysteme und der Referenz-Energiesysteme mit der Technologie 2005 zusammenfassend dargestellt. Hierbei werden die Referenzsysteme mit fossiler Energie im unteren Teil, und die Energiesysteme mit erneuerbarer Energie im oberen Teil des Diagramms dargestellt. Bei den Energiesystemen mit erneuerbarer Energie werden einzelne Gruppen nach Art der erneuerbaren Energie (z.B. Wasserkraft, Biomasse) mit Öko-Wasserstoff und der direkten Nutzung der erneuerbaren Energie gebildet.

Folgende wesentliche Aussagen zum Materialaufwand für Technologie 2005 lassen sich zusammenfassen:

- Der Materialaufwand der Referenzsysteme mit Elektrofahrzeugen mit Ökostrom ist deutlich geringer als mit Öko-Wasserstoff aus der Elektrolyse.
- Auch bei Öko-Wasserstoff aus Biomasse und Biogas zeigt sich, dass der Materialaufwand höher ist als bei FT-Diesel und Biogas in einem Verbrennungskraftmotor.
- Der Vergleich mit den Referenz-Energiesystemen mit fossiler Energie am Beispiel Diesel zeigt, dass alle Transportsysteme mit Öko-Wasserstoff einen deutlich höheren Materialaufwand als Fahrzeuge mit Diesel haben.

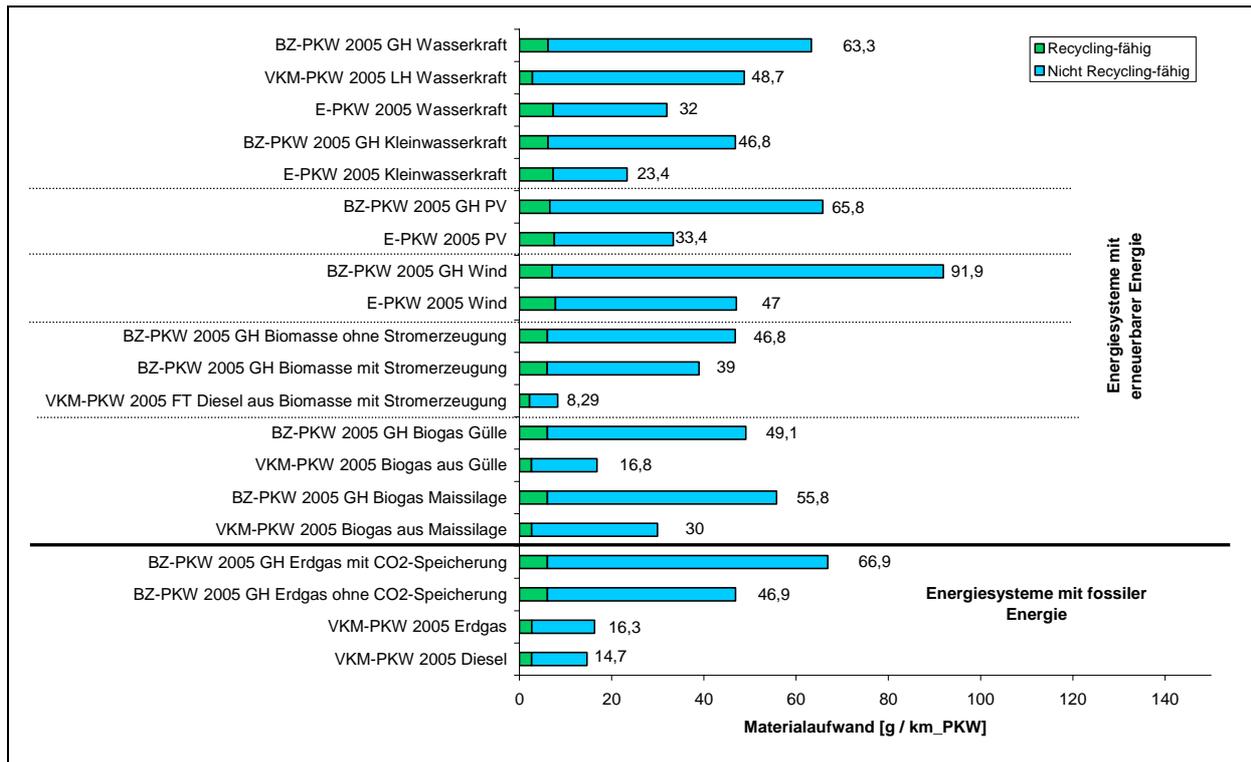


Abbildung 28: Vergleich des Materialaufwandes von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen, mit Energiesystemen mit der direkten Nutzung erneuerbarer Energie und fossiler Energie im Transport, Technologie 2005

4.1.1.3.2 Technologie 2050

Öko-Wasserstoff-Energiesysteme

In den folgenden Abbildungen ist der Materialaufwand auf den gefahrenen Kilometer (g/PKW-km) dargestellt, der im Rahmen der Lebenszyklusanalysen für die untersuchten Energiesysteme berechnet wurde. In Abbildung 27 ist der Materialaufwand für die untersuchten Energiesysteme mit Öko-Wasserstoff mit der Technologien 2050 dargestellt, wobei nach recyclingfähigen und nicht recyclingfähigen Materialien unterschieden wird.

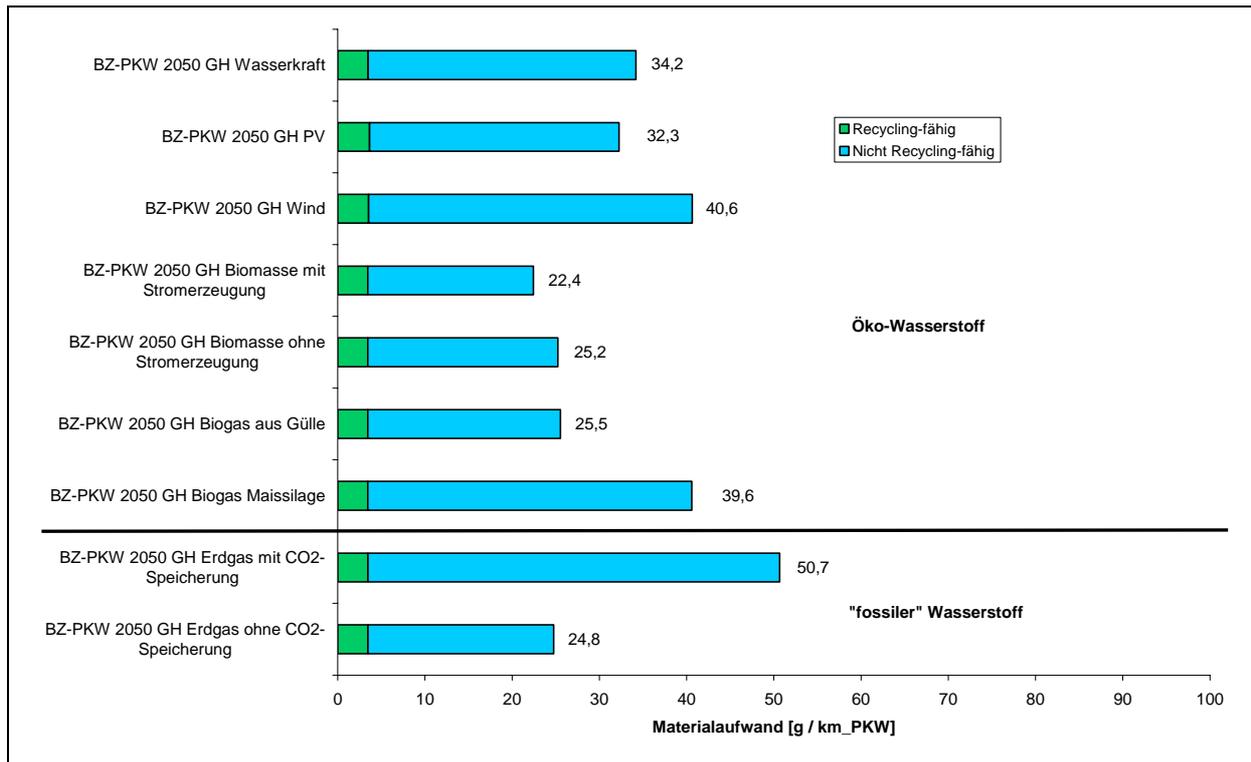


Abbildung 29: Materialaufwand von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen für Transport im Vergleich zu Wasserstoff aus Erdgas, Technologie 2050

Der Materialaufwand mit Öko-Wasserstoff ist mit 22,4–40,6 g/PKW-km etwa gleich wie mit Wasserstoff aus Erdgas mit 24,8–50,7 g/PKW-km. Bei Öko-Wasserstoff beträgt der Anteil an recyclingfähigem Material etwa 9–15 %, bei Wasserstoff aus Erdgas bei 7 % bis 14 %. Die nichtrecyclingfähigen Materialien sind vor allem Beton, die recyclingfähigen Materialien Stahl und Kunststoffe.

Der Transport mit Öko-Wasserstoff aus Biomasse mit Stromerzeugung hat mit 22,4 g/PKW-km den geringsten Materialaufwand und Öko-Wasserstoff aus Windkraft mit 40,6 g/PKW-km den höchsten Materialaufwand.

Vergleich mit den Referenz-Energiesystemen

In Tabelle 15 wird der Materialaufwand von Öko-Wasserstoff im Transport mit den Referenz-Energiesystemen verglichen. Die Differenz gibt an, ob die Öko-Wasserstoff-Energiesysteme zu einer Reduktion (negatives Vorzeichen) oder zu einer Erhöhung (positives Vorzeichen) des kumulierten Energieaufwandes im Vergleich zu den Referenzsystemen führen können. Die Differenz I bezieht sich auf das Referenz-Energiesystem mit direkter Nutzung erneuerbarer Energie und die Differenz II mit fossiler Energie.

Der Materialaufwand der Referenzsysteme mit Elektrofahrzeugen mit Ökostrom ist mit 16,7–21,1 g/PKW-km deutlich geringer als mit Öko-Wasserstoff aus der Elektrolyse mit 32,3–40,6 g/PKW-km. Auch bei Öko-Wasserstoff aus Biomasse und Biogas zeigt sich, dass der Materialaufwand 22,4–39,6 g/PKW-km höher ist, als bei FT-Diesel und Biogas in einem Verbrennungskraftmotor mit 6,6–22,2 g/PKW-km.

Der Vergleich mit den Referenz-Energiesystemen mit fossiler Energie – Differenz II am Beispiel Diesel – zeigt, dass alle Transportsysteme mit Öko-Wasserstoff mit 22,4–40,6 g/PKW-km einen deutlich höheren Materialaufwand als Fahrzeuge mit Diesel (8,68 g/PKW-km) haben.

Tabelle 15: Vergleich des Materialaufwandes von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen zur direkten Nutzung erneuerbarer Energie, Technologie 2050

Transport, Technologie 2050, Materialaufwand in [g /PKW-km]					
Öko-Wasserstoff	Referenznutzung			fossiles Energiesystem ¹⁾	
		direkte Nutzung erneuerbarer Energie	Differenz I ^{2), 3)}		Differenz II ^{2), 4)}
BZ-PKW 2050 GH Wasserkraft	34,2	E-PKW 2050 Wasserkraft	17,8	16,4	26
BZ-PKW 2050 GH PV	32,3	E-PKW 2050 PV	16,7	15,6	24
BZ-PKW 2050 GH Wind	40,6	E-PKW 2050 Wind	21,1	19,5	32
BZ-PKW 2050 GH Biomasse mit Stromerzeugung	22,4	VKM-PKW 2050 FT Diesel aus Biomasse mit Stromerzeugung	6,6	15,8	14
BZ-PKW 2050 GH Biomasse ohne Stromerzeugung	25,2	VKM-PKW 2050 FT Diesel aus Biomasse mit Stromerzeugung	6,6	18,6	17
BZ-PKW 2050 GH Biogas aus Gülle	25,5	VKM-PKW 2050 Biogas aus Gülle	14,3	11,2	17
BZ-PKW 2050 GH Biogas Maissilage	39,6	VKM-PKW 2050 Biogas aus Maissilage	22,2	17,4	31

1) VKM-PKW 2005 Diesel mit 8,68 g /PKW-km

2) Differenz:
 "+" bedeutet Erhöhung des Materialaufwandes durch Öko-Wasserstoff
 "-" bedeutet Reduktion des Materialaufwandes durch Öko-Wasserstoff

3) Differenz I: Öko-Wasserstoff minus direkte Nutzung erneuerbarer Energie
 4) Differenz II: Öko-Wasserstoff minus fossiles Energiesystem

Vergleich Technologie 2005 und 2050 für Öko-Wasserstoff

In **Tabelle 16** wird der Materialaufwand von Öko-Wasserstoff im Transport mit Technologie 2005 und 2050 verglichen. Die Differenz gibt an, ob die Öko-Wasserstoff-Energiesysteme mit Technologie 2050 zu einer Reduktion (negatives Vorzeichen) oder zu einer Erhöhung (positives Vorzeichen) des kumulierten Energieaufwandes im Vergleich zur Technologie 2005 führen können.

Insgesamt zeigt sich, dass der Materialaufwand mit der Technologie 2050 bei allen Öko-Wasserstoff Energiesystemen geringer ist als mit Technologie 2005.

Tabelle 16: Vergleich des Materialaufwandes von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Technologie 2005 und 2050

Transport: Vergleich für Öko-Wasserstoff, Materialaufwand in [g/PKW-km]				
Transport 2005		Transport 2050		Differenz ¹⁾
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft	63,3	BZ-PKW 2050 GH Wasserkraft	34,2	-29,1
BZ-PKW 2005 GH PV	65,8	BZ-PKW 2050 GH PV	32,3	-33,5
BZ-PKW 2005 GH Wind	91,9	BZ-PKW 2050 GH Wind	40,6	-51,3
BZ-PKW 2005 GH Biomasse ohne Stromerzeugung	46,8	BZ-PKW 2050 GH Biomasse ohne Stromerzeugung	25,2	-21,6
BZ-PKW 2005 GH Biomasse mit Stromerzeugung	39	BZ-PKW 2050 GH Biomasse mit Stromerzeugung	22,4	-16,6
BZ-PKW 2005 GH Biogas Gülle	49,1	BZ-PKW 2050 GH Biogas aus Gülle	25,5	-23,6
BZ-PKW 2005 GH Biogas Maissilage	55,8	BZ-PKW 2050 GH Biogas Maissilage	39,6	-16,2
BZ-PKW 2005 GH Erdgas mit CO2-Speicherung	66,9	BZ-PKW 2050 GH Erdgas mit CO2-Speicherung	50,7	-16,2
BZ-PKW 2005 GH Erdgas ohne CO2-Speicherung	46,9	BZ-PKW 2050 GH Erdgas ohne CO2-Speicherung	24,8	-22,1

1) Differenz: Technologie 2050 minus Technologie 2005
 "+" bedeutet Erhöhung der Treibhausgas-Emissionen durch Technologie 2050
 "-" bedeutet Reduktion der Treibhausgas-Emissionen durch Technologie 2050

Zusammenfassung

In **Abbildung 30** wird der Materialaufwand der Öko-Wasserstoff-Energiesysteme und der Referenz-Energiesysteme mit der Technologie 2050 zusammenfassend dargestellt. Hierbei werden die Referenzsysteme mit fossiler Energie im unteren Teil, und die Energiesysteme mit erneuerbarer Energie im oberen Teil des Diagramms dargestellt. Bei den Energiesystemen mit erneuerbarer Energie werden einzelne Gruppen nach Art der erneuerbaren Energie (z.B. Wasserkraft, Biomasse) mit Öko-Wasserstoff und der direkten Nutzung der erneuerbaren Energie gebildet.

Folgende wesentliche Aussagen zum Materialaufwand für Technologie 2050 lassen sich zusammenfassen:

- Der Materialaufwand der Referenzsysteme mit Elektrofahrzeugen mit Ökostrom ist deutlich geringer als mit Öko-Wasserstoff aus der Elektrolyse.
- Auch bei Öko-Wasserstoff aus Biomasse und Biogas zeigt sich, dass der Materialaufwand höher ist als bei FT-Diesel und Biogas in einem Verbrennungskraftmotor.
- Der Vergleich mit den Referenz-Energiesystemen mit fossiler Energie am Beispiel Diesel zeigt, dass alle Transportsysteme mit Öko-Wasserstoff einen deutlich höheren Materialaufwand als Fahrzeuge mit Diesel haben.
- Der Materialaufwand mit der Technologie 2050 bei allen Öko-Wasserstoff Energiesystemen ist geringer als mit Technologie 2005.

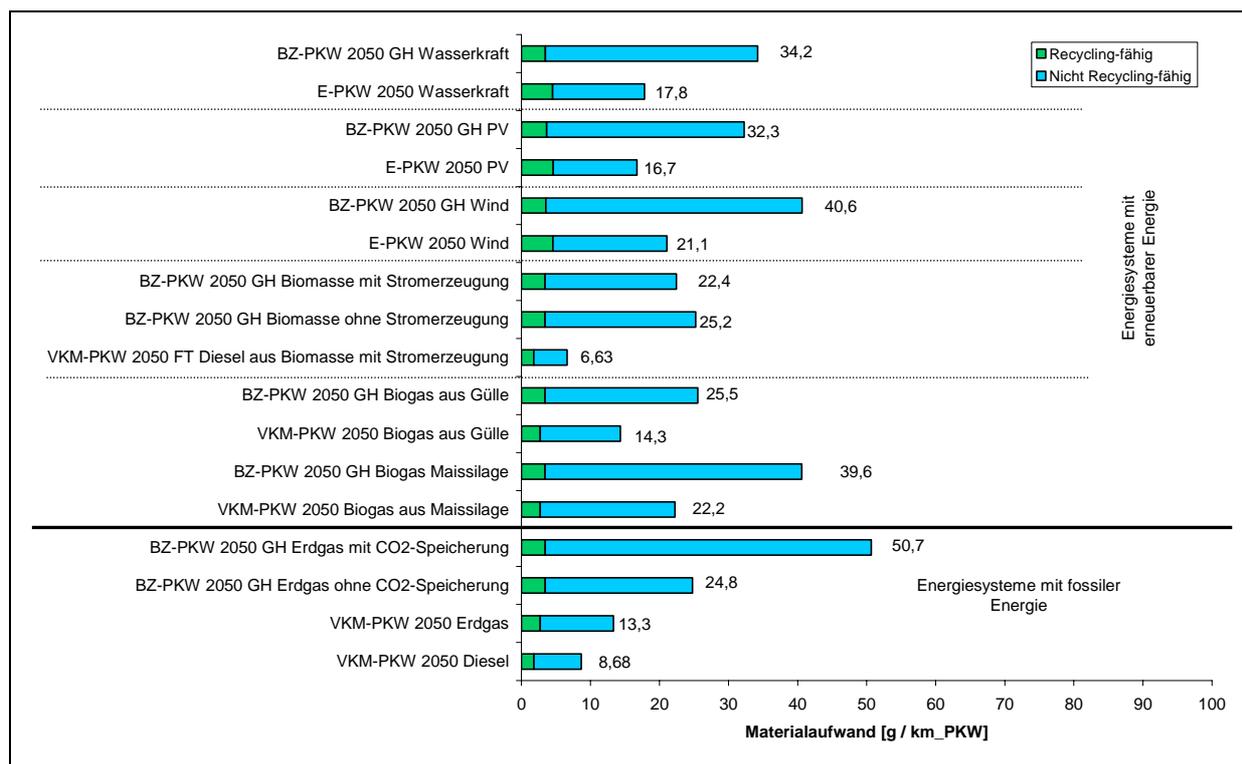


Abbildung 30: Vergleich des Materialaufwandes von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen mit der direkten Nutzung erneuerbarer Energie und fossiler Energie im Transport, Technologie 2050

4.1.1.3.3 Varianten von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen

Um Einflüsse unterschiedlicher Technologien auf den Materialaufwand zu zeigen ist in [Abbildung 31](#) der Materialaufwand für Variationen für Öko-Wasserstoff-Energiesysteme dargestellt. Diese werden anhand des Öko-Wasserstoff-Energiesystems für Transport mit Öko-Wasserstoff aus Wasserkraft gezeigt, da für alle Öko-Wasserstoff-Energiesysteme aufgrund der Analogie die gleichen Aussagen zu treffen sind.

Insgesamt ist festzustellen, dass die Varianten nur geringe Einflüsse auf den Materialaufwand haben, ausgenommen der Wasserstoff-Verbrennungskraftmotor. Durch die Nutzung von Sauerstoff bei der elektrolytischen Erzeugung von Öko-Wasserstoff wird der Materialaufwand um 0,3 g/PKW-km reduziert. Die Druckelektrolyse (30 bar) anstelle der Niederdruck-Elektrolyse (5 bar) führt aufgrund des derzeit noch geringeren Nutzungsgrades um 0,5 g/PKW-km zu einem etwas höheren Materialaufwand. Zukünftig ist zu erwarten, dass bei erfolgreicher Weiterentwicklung der Druckelektrolyse der Materialaufwand geringer ist als bei der Normaldruckelektrolyse. Die off-site

Erzeugung von Öko-Wasserstoff und die damit verbundene Notwendigkeit des Transports von Öko-Wasserstoffes hat im Vergleich zur on-site Erzeugung einen Einfluss auf den Materialaufwand: Bei Transport mit Diesel-LKW ist der Materialaufwand um 0,2 g/PKW-km höher, bei elektrischem Bahntransport um 0,1 g/PKW-km und bei Transport in einer Pipeline um 1,3 g/PKW-km. Eine Speicherung des Öko-Wasserstoffes bei 700 bar statt 350 bar im Fahrzeug und der damit verbundenen höheren Verdichtung führt zu einer Erhöhung des Materialaufwandes von 0,2 g/PKW-km; die flüssige Speicherung von Öko-Wasserstoff im Fahrzeug hat einen um 1,2 g/PKW-km höheren Materialaufwand. Bei der Nutzung von Öko-Wasserstoff in einem Verbrennungsmotor anstelle einer Brennstoffzelle zeigt sich, dass der Materialaufwand beim Verbrennungsmotor um 17,8 g/PKW-km deutlich geringer ist.

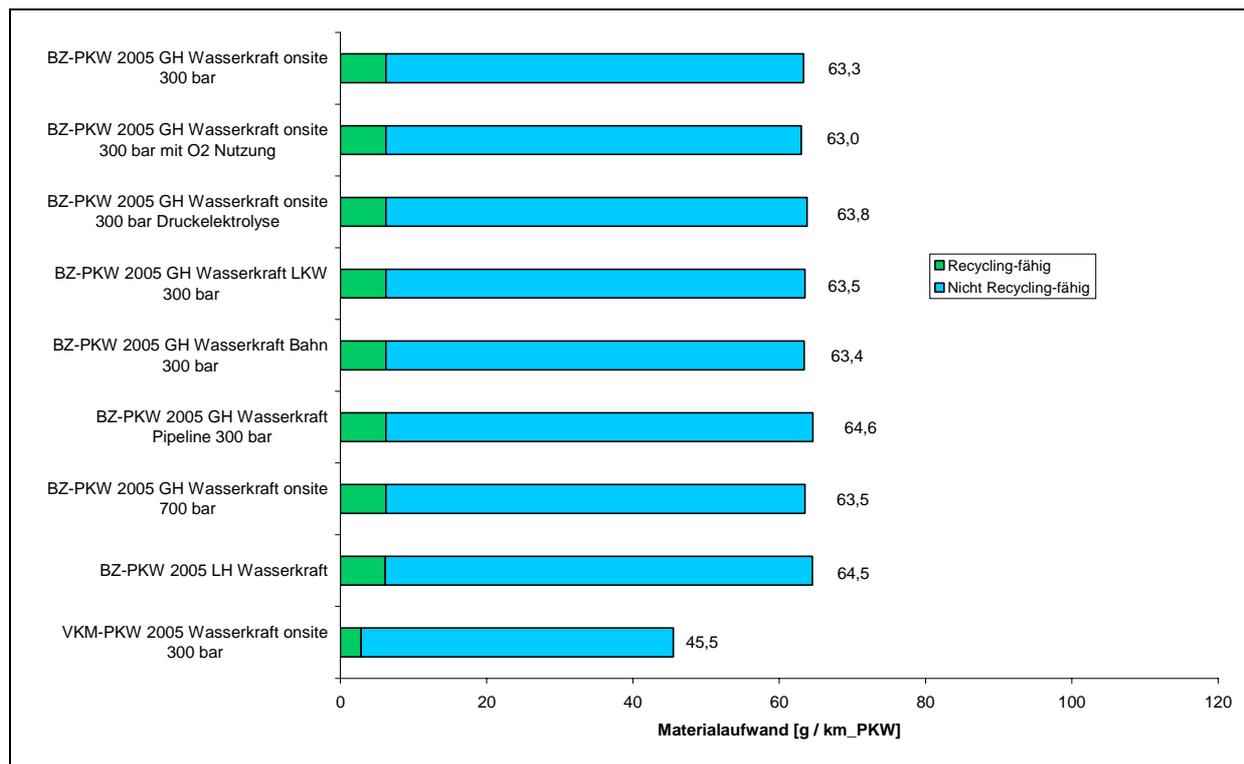


Abbildung 31: Vergleich des Materialaufwandes von Varianten der Öko-Wasserstoff-Energiesystemen, Technologie 2005

4.1.1.4 Zusammenfassung ökologische Zieldimension Transport

In der Analyse der ökologischen Zieldimension des Transports mit Öko-Wasserstoff hat sich gezeigt, dass Öko-Wasserstoff insgesamt mit höheren Treibhausgasemissionen und einem höheren kumulierten Energieaufwand sowie höherem Materialaufwand verbunden ist, als die direkte Nutzung der erneuerbaren Energie in einem Elektrofahrzeug mit Ökostrom bzw. Biotreibstoff (FT-Diesel und Biogas) in einem Fahrzeug mit Verbrennungskraftmotor. Dies gilt auch für zukünftige Technologien für Öko-Wasserstoff wie auch für unterschiedliche Systemvarianten für Öko-Wasserstoff. Öko-Wasserstoff aus Ökostrom, dessen Produktion an der Tankstelle und auch die Nutzung in einem Verbrennungskraftmotor sind insgesamt von den untersuchten Öko-Wasserstoffvarianten aus ökologischer Sicht günstiger zu beurteilen als die anderen Öko-Wasserstoffenergiesysteme.

Alle Systeme mit erneuerbarer Energie haben geringere Treibhausgasemissionen und einen geringeren kumulierten fossilen Energieaufwand, jedoch einen höheren Materialbedarf, im Vergleich zu fossilen Energiesystemen. Die energiewirtschaftliche Nutzung von Öko-Wasserstoff aus

Biomasse ist aus ökologischer Sicht weniger günstig als die direkte Nutzung als Biotreibstoff, z.B. in Form von FT-Diesel und Biogas. Elektrofahrzeuge sind zwar ökologisch günstiger zu beurteilen als Fahrzeuge mit Öko-Wasserstoff aus Ökostrom, jedoch die Fahreigenschaften und insbesondere die möglichen Reichweiten sind beim Öko-Wasserstoff Fahrzeug günstiger zu beurteilen, was mittel- und langfristige Perspektiven für Öko-Wasserstoff bedeutet.

4.1.2 Stationäre Strom- und Wärmeerzeugung

Unter Kleinverbrauch wird in diesem Projekt die Verwendung von Öko-Wasserstoff zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme (im Verhältnis 50:50) in einer stationären Anlage verstanden. Die Wahl des Verhältnisses von Strom zu Wärme wurde so gewählt, dass eine möglichst hohe Stromerzeugung angestrebt wird, was vor allem vorteilhaft für die Brennstoffzelle ist. In anderen Arbeiten (z.B. Jungmeier et al. 1999) wurde gezeigt, dass das Verhältnis Strom zu Wärme für derartige Vergleiche nicht signifikant unterschiedlich ist, jedoch jene Systeme, die am ehesten dem nachgefragten Bedarf an Strom und Wärme entsprechen, am günstigsten zu beurteilen sind.

In [Abbildung 32](#) sind beispielhaft die Prozessketten für Öko-Wasserstoff aus Wasserkraft für die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme in einem Brennstoffzellen-BHKW sowie die Referenz-Energiesysteme der direkten Nutzung von Ökostrom aus Wasserkraft und eines Verbrennungskraftmotor-BHKW mit Erdgas dargestellt.

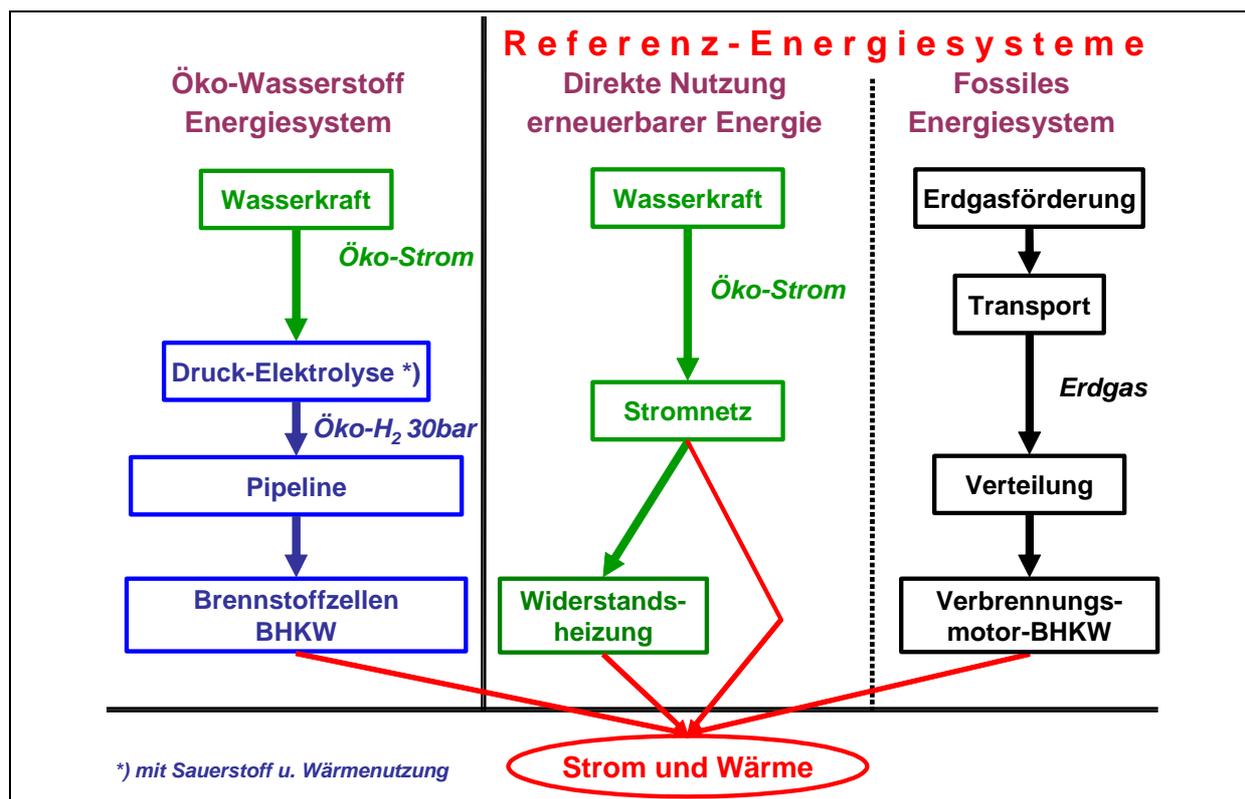


Abbildung 32: Modellierung der Prozessketten für die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme eines Energiesystems mit Öko-Wasserstoff aus Wasserkraft und der Referenz-Energiesysteme mit direkter Nutzung erneuerbarer Energie und mit fossiler Energie

4.1.2.1 Treibhausgasemissionen

Öko-Wasserstoff-Energiesysteme

In den folgenden Abbildungen sind die Treibhausgasemissionen, bezogen auf die stationäre gekoppelte Erzeugung von 0,5 kWh Strom und 0,5 kWh Wärme, dargestellt, die im Rahmen der Lebenszyklusanalysen für die untersuchten Energiesysteme berechnet wurden. In Abbildung 33 sind die Treibhausgasemissionen für die untersuchten Energiesysteme mit Öko-Wasserstoff mit den Technologien 2005 dargestellt.

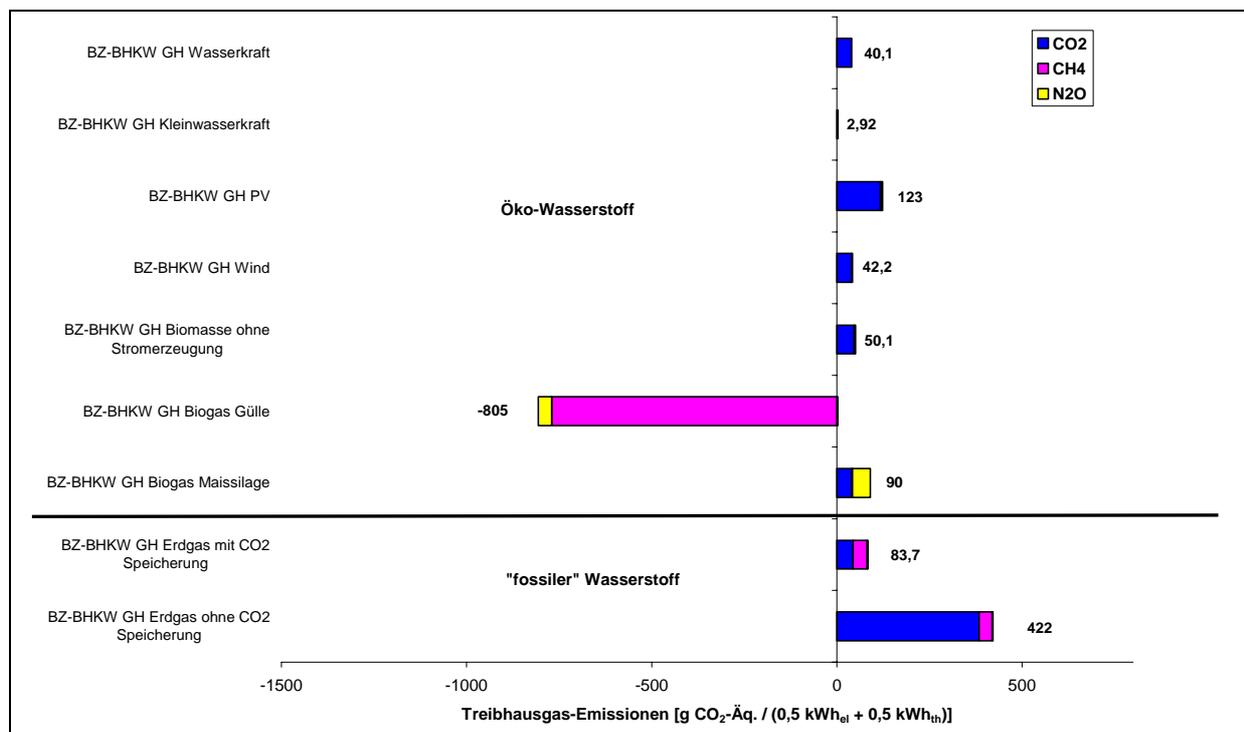


Abbildung 33: Treibhausgasemissionen von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen für stationäre gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung im Vergleich zu Wasserstoff aus Erdgas, Technologie 2005

Bei den Öko-Wasserstoff-Energiesystemen trägt das CO₂ maßgeblich zu den gesamten Treibhausgasemissionen bei. Die Treibhausgasemissionen stammen im Wesentlichen aus den fossilen Energien bei der Errichtung bzw. Entsorgung der Komponenten des Energiesystems mit Öko-Wasserstoff sowie aus den fossilen Hilfsenergien und Hilfsstoffen, vor allem bei Systemen mit Biomasse. Die Treibhausgasemissionen mit Öko-Wasserstoff sind deutlich geringer als mit Wasserstoff aus Erdgas, außer das CO₂ wird abgeschieden und langfristig bzw. für immer gespeichert.

Die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme mit Öko-Wasserstoff aus Biogas, das aus Gülle erzeugt wird, hat mit minus 805 g CO₂-Äq/(0,5 kWh_{el}+0,5 kWh_{th}) die geringsten Treibhausgasemissionen der Öko-Wasserstoff-Energiesysteme. Die negativen Treibhausgasemissionen ergeben sich aus der Tatsache, dass durch die Biogaserzeugung die CH₄-Emissionen aus der Lagerung unvergorener Gülle vermieden werden können (vgl. z.B. Jungmeier et al. 1999, Jungmeier et al. 2002). Bei den Systemen, die Öko-Wasserstoff mit Ökostrom erzeugen, hat die Kleinwasserkraft mit 2,82 g CO₂-Äq/(0,5 kWh_{el}+0,5 kWh_{th}) die geringsten Emissionen, Öko-Wasserstoff aus Großwasserkraft und Windkraft haben etwa die gleichen Emissionen, während Öko-Wasserstoff aus Photovoltaik-Strom mit 123 g CO₂-Äq/(0,5 kWh_{el}+0,5 kWh_{th}) die höchsten Treibhausgasemissionen der Öko-Wasserstoffsysteme mit Elektrolyse durch Ökostrom.

Vergleich mit den Referenz-Energiesystemen

In Tabelle 17 werden die Treibhausgasemissionen von Öko-Wasserstoff zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung mit den Referenz-Energiesystemen verglichen. Die Differenz gibt an, ob die Öko-Wasserstoff-Energiesysteme zu einer Reduktion (negatives Vorzeichen) oder zu einer Erhöhung (positives Vorzeichen) der Treibhausgasemissionen im Vergleich zu den Referenzsystemen führen können. Die Differenz I bezieht sich auf das Referenz-Energiesystem mit direkter Nutzung erneuerbarer Energie und die Differenz II mit fossiler Energie.

Die Treibhausgasemissionen der Referenzsysteme mit direkter Nutzung erneuerbarer Energie sind mit minus 940 bis 64,1 g CO₂-Äq/(0,5 kWh_{el}+0,5 kWh_{th}) deutlich geringer als mit Öko-Wasserstoff, außer bei Öko-Wasserstoff aus Maissilage.

Der Vergleich von Öko-Wasserstoff aus Biogas und der direkten Nutzung von Biogas in einem BHKW zeigt, dass bei Biogas aus Maissilage das Öko-Wasserstoff-BHKW mit 90,0 g CO₂-Äq/(0,5 kWh_{el}+0,5 kWh_{th}) etwas geringere Emissionen als das Biogas-Verbrennungsmotor BHKW mit 100 g CO₂-Äq/(0,5 kWh_{el}+0,5 kWh_{th}) hat, da die höheren elektrischen Nutzungsgrade des Brennstoffzellen-BHKWs höher sind. Das ist auch der Grund, warum das BZ-BHKW mit Biogas aus Gülle mit minus 940 g CO₂-Äq/(0,5 kWh_{el}+0,5 kWh_{th}) geringere Treibhausgasemissionen hat als mit Öko-Wasserstoff aus Biogas BZ-BHKW mit minus 805 g CO₂-Äq/PKW-km; der höhere Biogasbedarf des Biogas-BHKWs bewirkt, dass auch größere Mengen CH₄ aus der Güllelagerung vermieden werden.

Der Vergleich mit den Referenz-Energiesystemen mit fossiler Energie – Differenz II am Beispiel Erdgas-BHKW Diesel – zeigt, dass alle Systeme zur stationären gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme mit Öko-Wasserstoff um 304 g CO₂-Äq/(0,5 kWh_{el}+0,5 kWh_{th}) bis 1.232 g CO₂-Äq/(0,5 kWh_{el}+0,5 kWh_{th}) deutlich geringere Treibhausgasemissionen als Erdgas-BHKW (427 g CO₂-Äq/(0,5 kWh_{el}+0,5 kWh_{th})) haben.

Tabelle 17: Vergleich der Treibhausgasemissionen von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen für die stationäre gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung mit Energiesystemen zur direkten Nutzung erneuerbarer Energie, Technologie 2005

Kleinverbrauch, Technologie 2005, Treibhausgas-Emissionen in [g CO ₂ -Äq/(0,5 kWh _{el} + 0,5 kWh _{th})]					
Öko-Wasserstoff		Referenznutzung			
		direkte Nutzung erneuerbarer Energie		fossiles Energiesystem ¹⁾	
			Differenz I ^{2), 3)}	Differenz II ^{2), 4)}	
BZ-BHKW GH Wasserkraft	40,1	Strom&Wärme Wasserkraft	20,4	19,7	-387
BZ-BHKW GH Kleinwasserkraft	2,9	Strom&Wärme Kleinwasserkraft	0,8	2,1	-424
BZ-BHKW GH PV	123,0	Strom&Wärme PV	64,1	58,9	-304
BZ-BHKW GH Wind	42,2	Strom&Wärme Wind	21,5	20,7	-385
BZ-BHKW GH Biomasse ohne Stromerzeugung	50,1	DT-HKW Biomasse	25,4	24,7	-377
BZ-BHKW GH Biogas Gülle	-805,0	VKM BHKW Biogas aus Gülle	-940,0	135,0	-1232
BZ-BHKW GH Biogas Maissilage	90,0	VKM BHKW Biogas aus Maissilage	100,0	-10,0	-337

1) VKM-BHKW 2005 Erdgas mit 427 g CO₂-Äq/(0,5 kWh_{el} + 0,5 kWh_{th})

2) Differenz:
 "+" bedeutet Erhöhung der Treibhausgas-Emissionen durch Öko-Wasserstoff
 "-" bedeutet Reduktion der Treibhausgas-Emissionen durch Öko-Wasserstoff

3) Differenz I: Öko-Wasserstoff minus direkte Nutzung erneuerbarer Energie
 4) Differenz II: Öko-Wasserstoff minus fossiles Energiesystem

Zusammenfassung

In Abbildung 34 werden die Treibhausgasemissionen der Öko-Wasserstoff-Energiesysteme und der Referenz-Energiesysteme mit der Technologie 2005 für die stationäre gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme zusammenfassend dargestellt. Hierbei werden die Referenzsysteme mit

fossiler Energie im unteren Teil, und die Energiesysteme mit erneuerbarer Energie im oberen Teil des Diagramms dargestellt. Bei den Energiesystemen mit erneuerbarer Energie werden einzelne Gruppen nach Art der erneuerbaren Energie (z.B. Wasserkraft, Biomasse) mit Öko-Wasserstoff und der direkten Nutzung der erneuerbaren Energie gebildet.

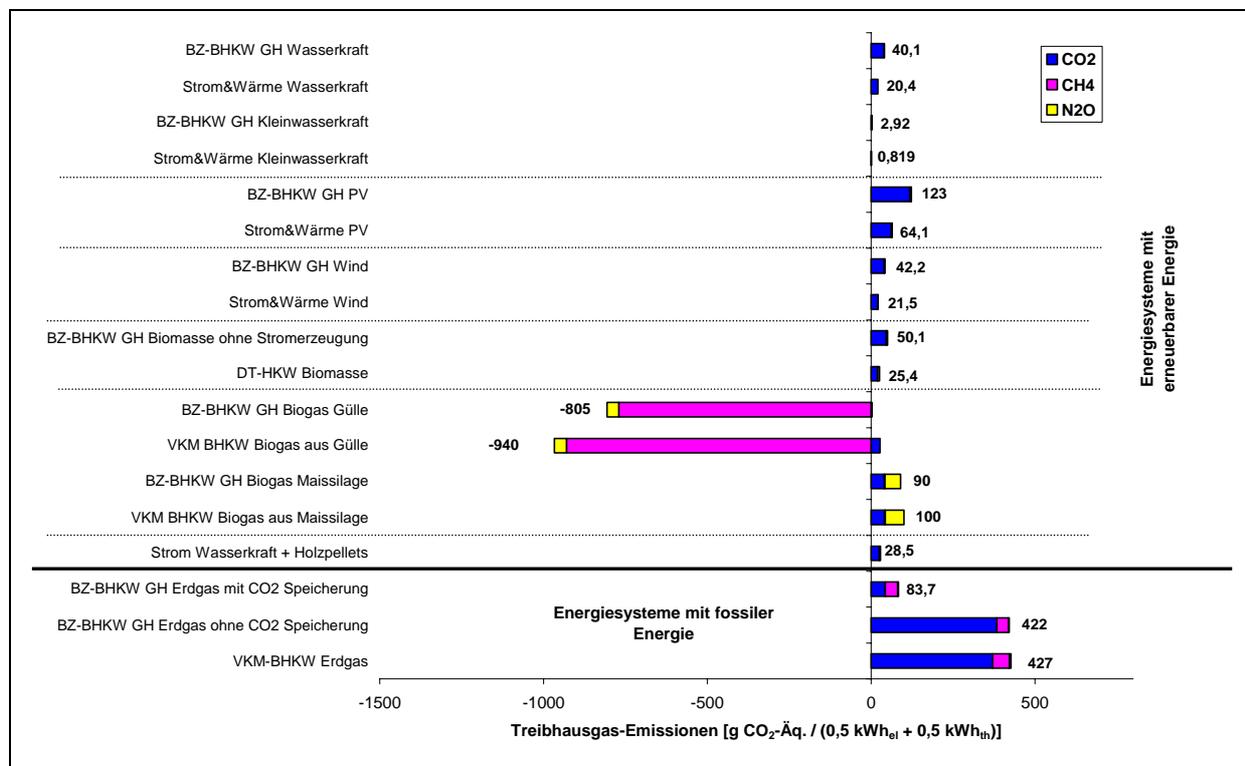


Abbildung 34: Vergleich der Treibhausgasemissionen in Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen mit der direkten Nutzung erneuerbarer Energie und fossiler Energie zur stationären gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme, Technologie 2005

4.1.2.2 Kumulierter Energieaufwand

Öko-Wasserstoff-Energiesysteme

In den folgenden Abbildungen ist der kumulierte Energieaufwand für die stationäre gekoppelte Erzeugung von 0,5 kWh Strom und 0,5 kWh Wärme ($kWh/(0,5 kWh_{el}+0,5 kWh_{th})$) dargestellt, der im Rahmen der Lebenszyklusanalysen für die untersuchten Energiesysteme berechnet wurde. In [Abbildung 35](#) ist der kumulierte Energieaufwand für die untersuchten Energiesysteme mit Öko-Wasserstoff mit den Technologien 2005 dargestellt.

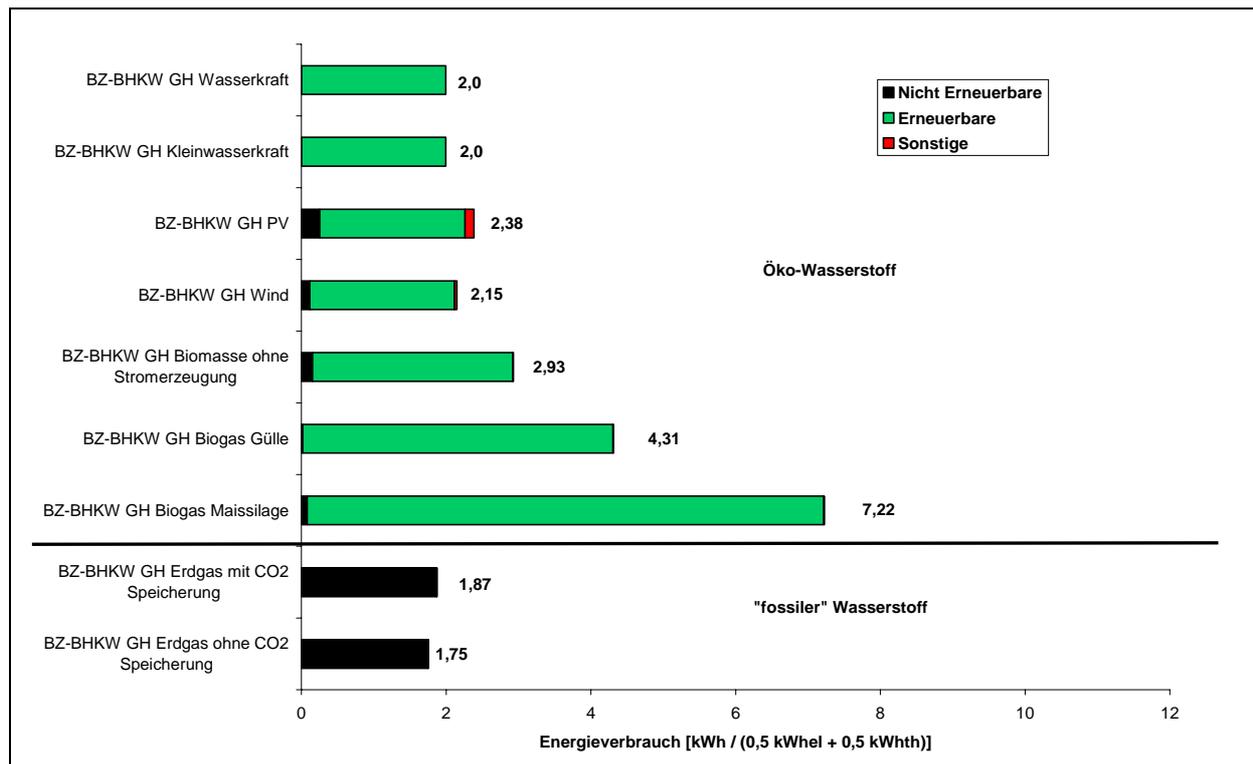


Abbildung 35: Kumulierter Energieaufwand von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen für gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung im Vergleich zu Wasserstoff aus Erdgas, Technologie 2005

Der kumulierte Energieaufwand mit Öko-Wasserstoff ist mit 2–7,22 kWh/(0,5 kWh_{el}+0,5 kWh_{th}) höher als mit Wasserstoff aus Erdgas mit 1,75–1,87 kWh/(0,5 kWh_{el}+0,5 kWh_{th}). Bei Wasserstoff aus Erdgas ist der kumulierte Energieaufwand zu 100 % aus fossiler Energie, während bei Öko-Wasserstoff der fossile Anteil zwischen 0 % und 10 % liegt, und damit zu 90 % bis 100 % aus erneuerbarer Energie stammt. Der fossile Energieaufwand bei Öko-Wasserstoff wird im Wesentlichen durch den Einsatz von fossilen Energien bei der Errichtung bzw. Entsorgung der Komponenten des Energiesystems mit Öko-Wasserstoff sowie aus den fossilen Hilfsenergien und Hilfsstoffen verursacht.

Die gekoppelte stationäre Erzeugung von Strom und Wärme mit Öko-Wasserstoff aus Wasserkraft hat mit 2,0 kWh/(0,5 kWh_{el}+0,5 kWh_{th}) den geringsten kumulierten Energieaufwand und Öko-Wasserstoff aus Biogas, das aus Maissilage erzeugt wird, hat mit 7,22 kWh/(0,5 kWh_{el}+0,5 kWh_{th}) den höchsten kumulierten Energieaufwand.

Vergleich mit den Referenz-Energiesystemen

In Tabelle 18 wird der kumulierte Energieaufwand von Öko-Wasserstoff für die stationäre gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme mit den Referenz-Energiesystemen verglichen. Die Differenz gibt an, ob die Öko-Wasserstoff-Energiesysteme zu einer Reduktion (negatives Vorzeichen) oder zu einer Erhöhung (positives Vorzeichen) des kumulierten Energieaufwands im Vergleich zu den Referenzsystemen führen können. Differenz I bezieht sich auf das Referenz-Energiesystem mit direkter Nutzung erneuerbarer Energie, Differenz II mit fossiler Energie.

Der kumulierte Energieaufwand der Referenzsysteme mit Ökostrom sind mit 1,1–1,3 kWh/(0,5 kWh_{el}+0,5 kWh_{th}) deutlich geringer als mit Öko-Wasserstoff aus der Elektrolyse mit 2,0–2,4 kWh/(0,5 kWh_{el}+0,5 kWh_{th}).

Bei Öko-Wasserstoff aus Biomasse ist der kumulierte Energiebedarf mit 2,9 kWh/(0,5 kWh_{el}+0,5 kWh_{th}) höher als bei der Biomasse Nutzung in einem Dampfheizkraftwerk mit 2,5 kWh/(0,5 kWh_{el}+0,5 kWh_{th}). Bei Öko-Wasserstoff aus Biogas ist aufgrund der höheren Nutzungsgrade der Brennstoffzelle der kumulierte Energieaufwand mit 4,3–7,2 kWh/(0,5 kWh_{el}+0,5 kWh_{th}) geringer als mit dem Biogas-Verbrennungsmotor-BHKW mit 5,3–7,5 kWh/(0,5 kWh_{el}+0,5 kWh_{th}).

Der Vergleich mit den Referenz-Energiesystemen mit fossiler Energie – Differenz II am Beispiel Erdgas – zeigt, dass alle Transportsysteme mit Öko-Wasserstoff mit 2,0–7,2 kWh/ kWh/(0,5 kWh_{el}+0,5 kWh_{th}) einen höheren kumulierten Energieaufwand als das Erdgas-BHKW (1,95 kWh/ kWh/(0,5 kWh_{el}+0,5 kWh_{th})) haben. Der fossile kumulierte Energieaufwand ist bei Erdgas jedoch deutlich höher als bei Öko-Wasserstoff (siehe auch [Abbildung 36](#)).

Tabelle 18: Vergleich des kumulierten Energieaufwandes von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen mit der direkten Nutzung erneuerbarer Energie und mit Erdgas-BHKW für stationäre gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme, Technologie 2005

Kleinverbrauch, Technologie 2005, kumulierter Energieverbrauch in [kWh/(0,5 kWh _{el} + 0,5 kWh _{th})]						
Öko-Wasserstoff		Referenznutzung			fossiles Energiesystem ¹⁾	
		direkte Nutzung erneuerbarer Energie		Differenz I ^{2), 3)}	Differenz II ^{2), 4)}	
BZ-BHKW GH Wasserkraft	2,0	Strom&Wärme Wasserkraft	1,1	1,0	0,1	
BZ-BHKW GH Kleinwasserkraft	2,0	Strom&Wärme Kleinwasserkraft	1,1	1,0	0,1	
BZ-BHKW GH PV	2,4	Strom&Wärme PV	1,3	1,1	0,4	
BZ-BHKW GH Wind	2,2	Strom&Wärme Wind	1,1	1,0	0,2	
BZ-BHKW GH Biomasse ohne Stromerzeugung	2,9	DT-HKW Biomasse	1,5	1,4	1,0	
BZ-BHKW GH Biogas Gülle	4,3	VKM BHKW Biogas aus Gülle	5,3	-1,0	2,4	
BZ-BHKW GH Biogas Maissilage	7,2	VKM BHKW Biogas aus Maissilage	7,5	-0,3	5,3	

1) VKM-BHKW 2005 Erdgas mit 1,95 kWh/(0,5 kWh_{el} + 0,5 kWh_{th})

2) Differenz:
 "+" bedeutet Erhöhung des kumulierten Energieverbrauches durch Öko-Wasserstoff
 "-" bedeutet Reduktion des kumulierten Energieverbrauches durch Öko-Wasserstoff

3) Differenz I: Öko-Wasserstoff minus direkte Nutzung erneuerbarer Energie
 4) Differenz II: Öko-Wasserstoff minus fossiles Energiesystem

Zusammenfassung

In [Abbildung 36](#) wird der kumulierte Energieaufwand der Öko-Wasserstoff-Energiesysteme und der Referenz-Energiesysteme mit der Technologie 2005 zusammenfassend dargestellt. Hierbei werden die Referenzsysteme mit fossiler Energie im unteren Teil, und die Energiesysteme mit erneuerbarer Energie im oberen Teil des Diagramms dargestellt. Bei den Energiesystemen mit erneuerbarer Energie werden einzelne Gruppen nach Art der erneuerbaren Energie (z.B. Wasserkraft, Biomasse) mit Öko-Wasserstoff und der direkten Nutzung der erneuerbaren Energie gebildet.

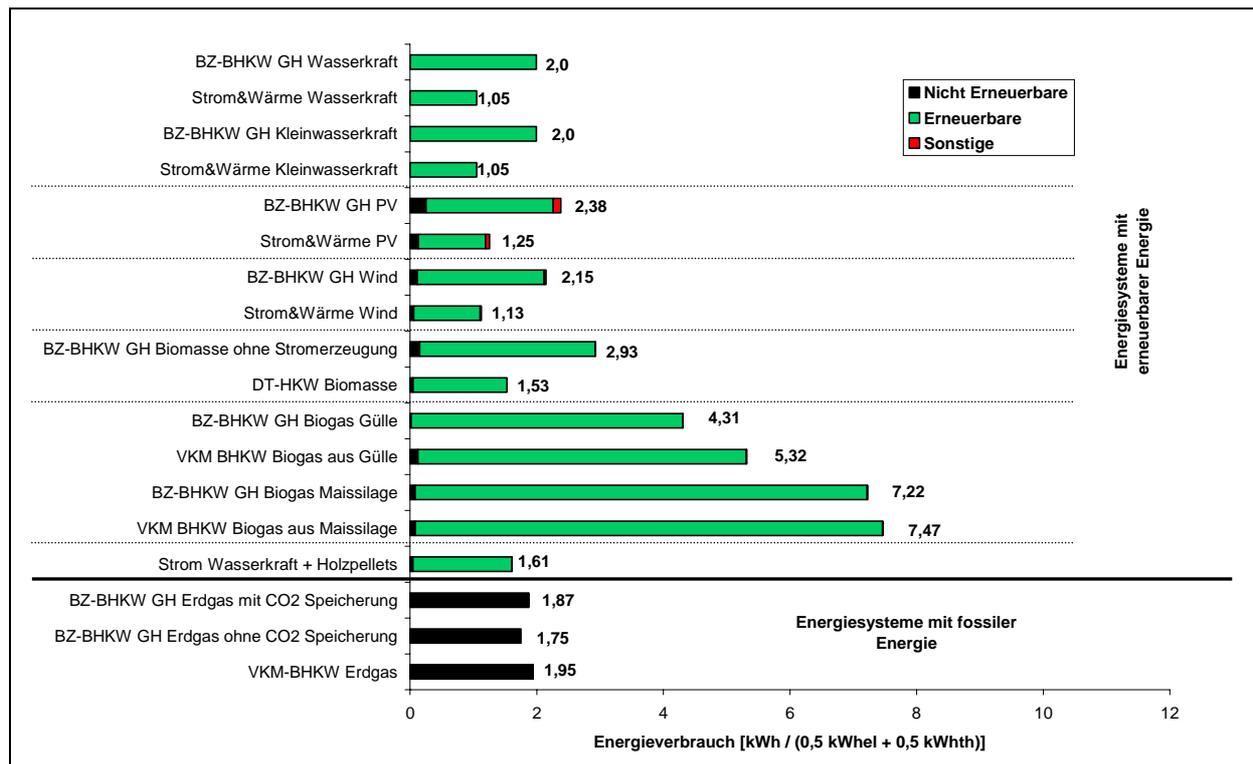


Abbildung 36: Vergleich des kumulierten Energieaufwandes von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen, mit Energiesystemen mit der direkten Nutzung erneuerbarer Energie und fossiler Energie für stationäre gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung, Technologie 2005

4.1.2.3 Materialbedarf

Der Materialbedarf wurde aufgrund der Ergebnisse beim Transport sowie bei den Treibhausgasemissionen und dem kumulierten Energieaufwand nicht weiter untersucht.

4.1.2.4 Zusammenfassung ökologische Zieldimension Kleinverbrauch

In der Analyse der ökologischen Zieldimension der stationären gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme hat sich gezeigt, dass Öko-Wasserstoff insgesamt mit höheren Treibhausgasemissionen und einem höheren kumulierten Energieaufwand verbunden ist, als die direkte Nutzung der erneuerbaren Energie. Dies trifft insbesondere auf die Systeme zu, die Ökostrom direkt für Strom und Wärme nutzen. Eine Ausnahme ist hierbei Öko-Wasserstoff aus Biogas, das in bestimmten Fällen etwas geringere ökologische Auswirkungen hat als die direkte Nutzung von Biogas. Da alle Systeme mit erneuerbarer Energie geringere Treibhausgasemissionen und einen geringeren kumulierten fossilen Energieaufwand haben als fossile Energiesysteme, ist somit die energiewirtschaftliche Nutzung von Öko-Wasserstoff im Kleinverbrauch für stationäre gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme aus Sicht der Treibhausgasemissionen und des kumulierten Energieaufwands nicht zweckmäßig.

4.2 Analyse der ökonomischen Zieldimension

Die Ergebnisse der ökonomischen Analysen sind im Folgenden zunächst für den Transport und dann für die stationäre gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung dargestellt. Anschließend werden die Möglichkeiten der zukünftigen Kostenentwicklung analysiert. Details zu den ökonomischen Analysen sind in Anhang E dargestellt.

4.2.1 Transport

4.2.1.1 Kosten von Öko-Wasserstoff an der Tankstelle

4.2.1.1.1 Technologie 2005

Die Kosten von Öko-Wasserstoff, die bis zur Abgabe an der Zapfsäule der Tankstelle anfallen, ergeben sich aus den folgenden Kostenbeiträgen: Öko-Wasserstoff-Erzeugung, Aufbereitung, Transport, Speicherung und Abgabe. In Abbildung 37 sind die Öko-Wasserstoff-Kosten im Vergleich zu Wasserstoff aus Erdgas für die Technologie 2005 dargestellt. Die Bandbreite der Kosten von gasförmigem Öko-Wasserstoff liegt großteils zwischen etwa 0,11 Euro/kWh mit Öko-Wasserstoff aus Biogas und etwa 0,20 Euro/kWh bei Öko-Wasserstoff aus Ökostrom mit Windenergie. Lediglich Öko-Wasserstoff aus Photovoltaik-Strom hat mit etwa 1,18 Euro/kWh deutlich höhere Kosten aufgrund der hohen Ökostromkosten von Photovoltaik. Die Kosten von flüssigem Öko-Wasserstoff sind mit 0,29 Euro/kWh deutlich höher als von gasförmigen Öko-Wasserstoff aufgrund der hohen Kosten der Verflüssigung. Im Vergleich dazu kostet Wasserstoff aus Erdgas etwa 0,08 bis 0,09 Euro/kWh.

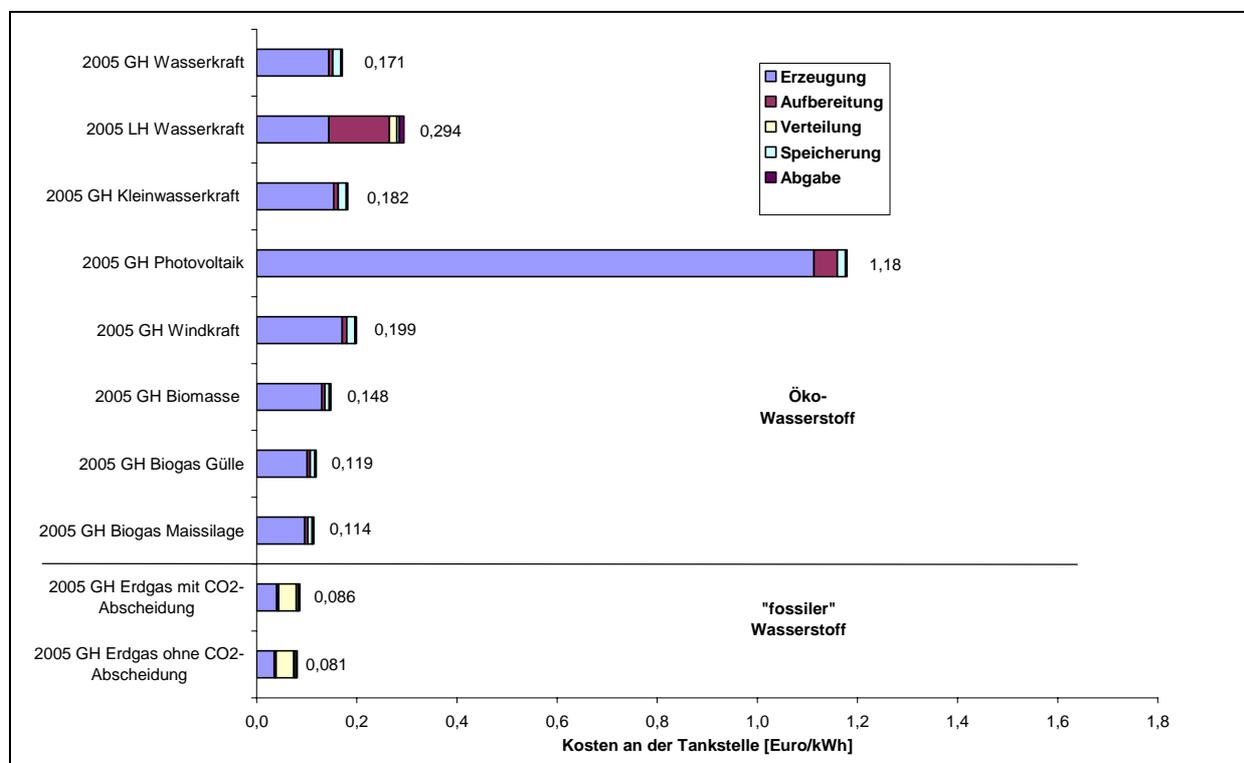


Abbildung 37: Kosten der Öko-Wasserstoff-Bereitstellung im Vergleich zu Wasserstoff aus Erdgas an der Tankstelle für Technologie 2005

4.2.1.1.2 Technologie 2050

Allgemein wird davon ausgegangen, dass in Zukunft die Investitionskosten aller Wasserstoff-Technologien, von der Erzeugung bis zur Nutzung im Endverbrauch sich aufgrund der technologischen Entwicklung in Verbindung mit der Markteinführung in einem dynamischen Prozess reduzieren könnten. Daher werden im Folgenden unterschiedliche mögliche zukünftige Weiterentwicklungen der Technologien für Öko-Wasserstoff und der damit verbundenen möglichen Kostenreduktion beschrieben.

In Abbildung 38 und Tabelle 19 werden die möglichen zukünftigen Erzeugungskosten von Öko-Wasserstoff mit Technologie 2050 mit der Technologie 2005 verglichen. Die diesbezüglichen Annahmen sind in Abschnitt 3.3 und in der Technologiedatenbank im Anhang C dargestellt. Neben den Kostenreduktionen durch Lerneffekte bei der Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik ist vor allem auch bei den Kosten der Elektrolyse mit einer deutlichen Kostenreduktion zu rechnen. Die größte Kostenreduktion mit 0,79 Euro/kWh ist bei der Erzeugung von Öko-Wasserstoff aus Photovoltaik zu erwarten, die geringste Kostenreduktion von 0,09 Euro/kWh bei Öko-Wasserstoff aus Biomasse und Biogas. Für „fossilen“ Wasserstoff aus Erdgas ist eine Erhöhung um 0,1 Euro/kWh zu erwarten, unter der Annahme, dass der Erdgaspreis bis 2050 auf 0,10 Euro/kWh steigt. Somit könnten zukünftig die Kosten der Erzeugung von Öko-Wasserstoff geringer sein (außer aus Photovoltaik) als bei Wasserstoff aus Erdgas.

In Abbildung 39 und Tabelle 20 sind die möglichen zukünftigen Kosten der Bereitstellung von gasförmigem Öko-Wasserstoff an der Tankstelle für Technologie 2005 im Vergleich zu einer möglichen Technologie 2050 dargestellt. Es ist auch bei Technologie 2050 deutlich zu erkennen, dass die Öko-Wasserstoff-Erzeugungskosten den dominierenden Anteil ausmachen, und die Realisierung von Lerneffekten vor allem bei der Elektrolyse bei Wind-, Wasserkraft- und PV-Strom zu den deutlichsten Kostenreduktionen führt. Die Bandbreite der Reduktion der Kosten von Öko-Wasserstoff an der Tankstelle für Photovoltaik bei 0,84 Euro/kWh und bei Biogas bei 0,02 Euro/kWh. Bei Wasserstoff aus Erdgas kommt es aufgrund des angenommenen Preisanstiegs von Erdgas zu einer Erhöhung der Kosten an der Tankstelle, die somit in Zukunft deutlich höher sein könnten als von Öko-Wasserstoff.

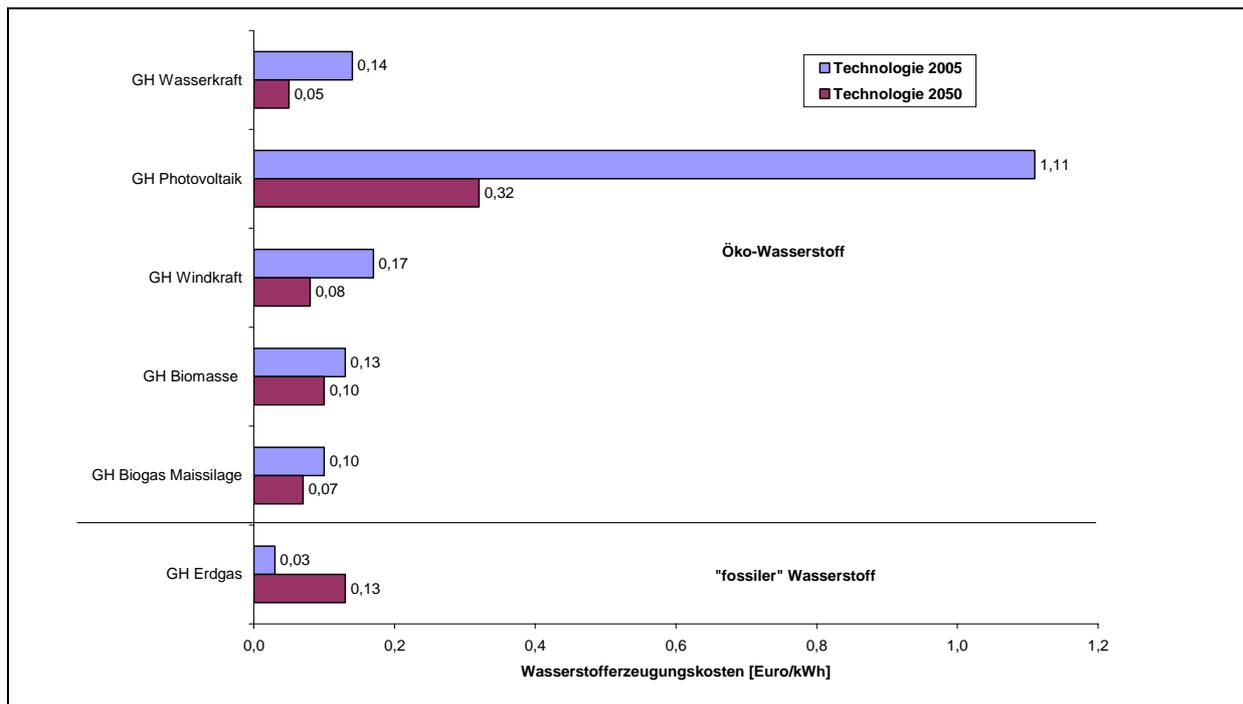


Abbildung 38: Vergleich der möglichen zukünftigen Erzeugungskosten von Öko-Wasserstoff (Technologie 2050) mit der Technologie 2005

Tabelle 19: Vergleich der möglichen zukünftigen Erzeugungskosten von Öko-Wasserstoff Technologie 2050 mit der Technologie 2005

Vergleich: Öko-Wasserstoff-Erzeugungskosten [Euro/kWh]				
Technologie 2005		Technologie 2050		Differenz 1)*
2005 GH Wasserkraft	0,14	2050 GH Wasserkraft	0,05	-0,09
2005 GH Windkraft	0,17	2050 GH Windkraft	0,08	-0,09
2005 GH Photovoltaik	1,11	2050 GH Photovoltaik	0,32	-0,79
2005 GH Biomasse	0,13	2050 GH Biomasse	0,10	-0,03
2005 GH Biogas Mais	0,10	2050 GH Biogas Mais	0,07	-0,03
2005 GH Erdgas	0,03	2050 GH Erdgas	0,13	+0,10

1) Differenz: Technologie 2050 minus Technologie 2005

„+“ bedeutet Erhöhung der Wasserstoff-Erzeugungskosten

„-“ bedeutet Reduktion der Wasserstoff-Erzeugungskosten

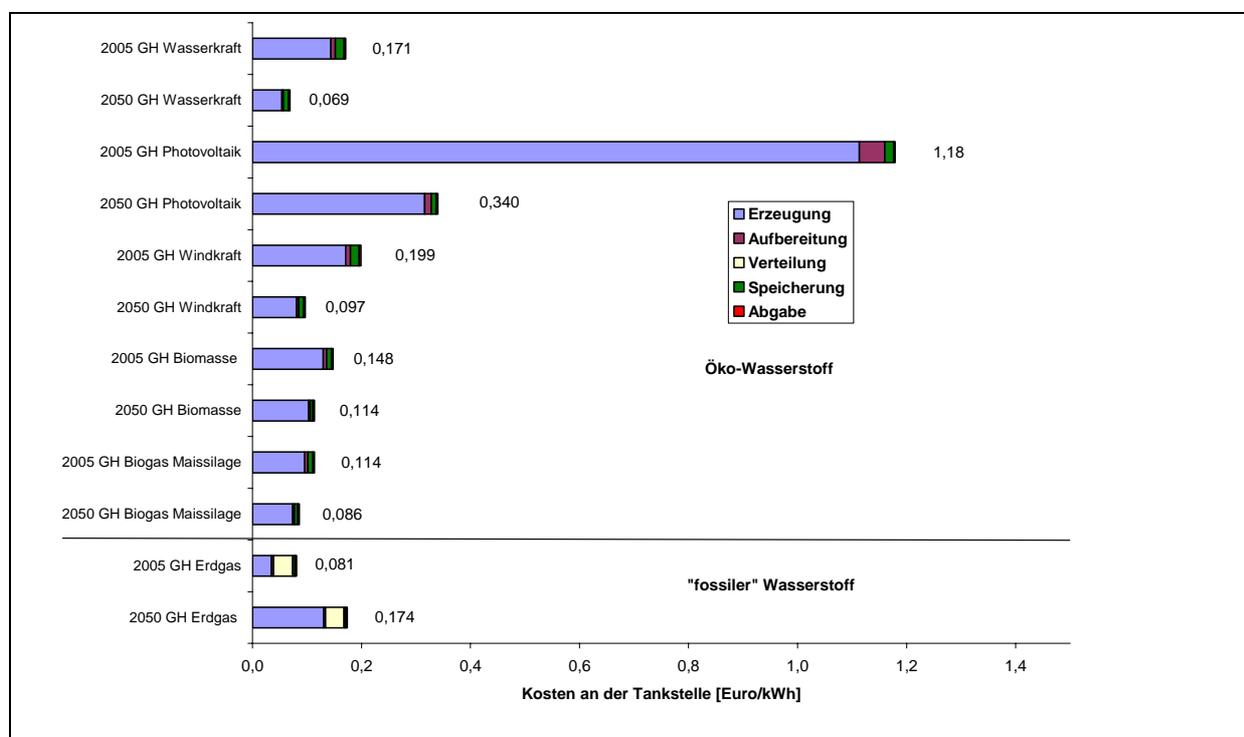


Abbildung 39: Kosten der Bereitstellung von gasförmigem Öko-Wasserstoff an der Tankstelle für Technologie 2005 im Vergleich zu möglicher Technologie 2050

Tabelle 20: Kosten der Bereitstellung von gasförmigem Öko-Wasserstoff an der Tankstelle für Technologie 2005 im Vergleich zu möglicher Technologie 2050

Vergleich: Kosten der Öko-Wasserstoff-Bereitstellung an der Tankstelle [Euro/kWh]				
Technologie 2005		Technologie 2050		Differenz ¹⁾
2005 GH Wasserkraft	0,17	2050 GH Wasserkraft	0,07	-0,10
2005 GH Windkraft	0,20	2050 GH Windkraft	0,10	-0,10
2005 GH Photovoltaik	1,18	2050 GH Photovoltaik	0,34	-0,84
2005 GH Biomasse	0,15	2050 GH Biomasse	0,11	-0,04
2005 GH Biogas Mais	0,11	2050 GH Biogas Mais	0,09	-0,02
2005 GH Erdgas	0,08	2050 GH Erdgas	0,17	+0,09

1) Differenz: Technologie 2050 minus Technologie 2005

„+“ bedeutet Erhöhung der Wasserstoff-Bereitstellungskosten

„-“ bedeutet Reduktion der Wasserstoff-Bereitstellungskosten

4.2.1.2 Transportkosten

4.2.1.2.1 Technologie 2005

In [Abbildung 40](#) werden die Kosten von Transportdienstleistungen mit Öko-Wasserstoff für die Technologie 2005 im Vergleich zu einem Elektrofahrzeug mit Ökostrom aus Wasserkraft und einem Diesel-Fahrzeug dargestellt. Es sei noch einmal darauf hingewiesen, dass die ermittelten Kosten für die Öko-Wasserstoff-Fahrzeuge als Richtwerte anzusehen sind, da derzeit keine genauen Anschaffungskosten bzw. Marktpreise für Wasserstoff-Fahrzeuge verfügbar sind. Es wird aber davon ausgegangen, dass Wasserstoff-Fahrzeuge derzeit deutlich höhere Investitionskosten als konventionelle Fahrzeuge aufweisen. Basierend auf internationalen Expertenbefragungen und Erhebungen wurden folgende Investitionskosten angenommen:

- Diesel-Fahrzeug 20.000 Euro (Leistung 80 kW)
- Elektrofahrzeug 25.000 Euro (Leistung 17 kW)
- BZ-Fahrzeug mit Wasserstoff 200.000 Euro (Leistung 80 kW) und
- VKM-Fahrzeug mit Wasserstoff 60.000 Euro (Leistung 80 kW).

Bei allen Fahrzeugen werden die Kosten der Transportdienstleistung maßgeblich durch die Kapitalkosten bestimmt. Die Bandbreite der Kosten der Transportdienstleistung liegt nach [Abbildung 40](#) für Brennstoffzellen-Fahrzeuge mit Öko-Wasserstoff bei etwa 2,2 Euro/km, nur mit Öko-Wasserstoff aus Photovoltaik etwas höher, bei etwa 2,4 Euro/PKW-km. Das konventionelle Fahrzeug mit Dieselmotor hat mit etwa 0,24 Euro/PKW-km deutlich geringere Transportkosten. Im Vergleich dazu liegen die Kosten der Transportdienstleistungen für Elektrofahrzeuge bei 0,36 Euro/PKW-km. Die Transportkosten des Verbrennungskraftmotor-Fahrzeugs mit Wasserstoff sind für das Öko-Wasserstoff-Energiesystem mit flüssigem Wasserstoff aus Wasserkraft 0,74 Euro/PKW-km und mit gasförmigen Wasserstoff aus Windkraft 0,70 Euro/PKW-km.

Insgesamt ist festzustellen, dass die Transportdienstleistungen mit Öko-Wasserstoff mit deutlich höheren Kosten verbunden sind als die direkte Nutzung erneuerbarer und fossiler Energie. Da die Auswirkungen auf die Kosten der Transportdienstleistung bei den unterschiedlichen Varianten der Öko-Wasserstoff-Systeme gering sind, werden diese im [Anhang E 4](#) dargestellt.

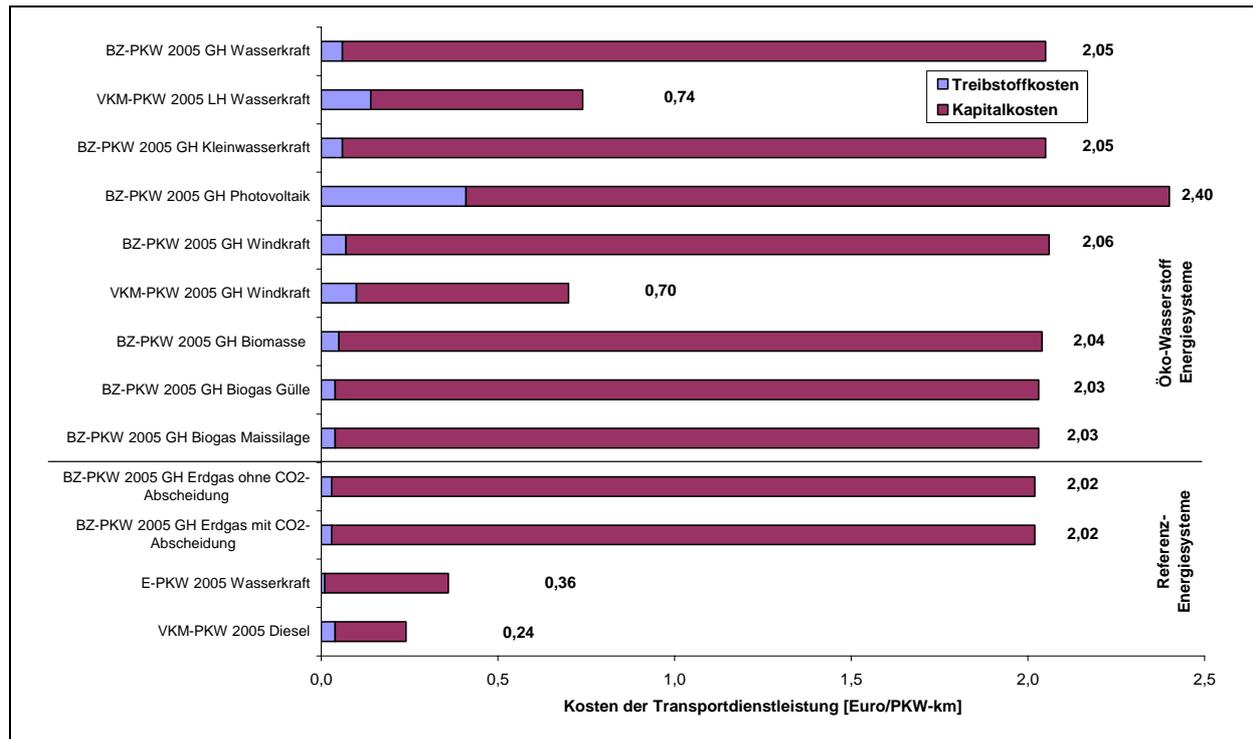


Abbildung 40: Kosten der Transportdienstleistung von Öko-Wasserstoff im Vergleich zu den Referenz-Energiesystemen, Technologie 2005

4.2.1.2.2 Technologie 2050

Perspektiven für die Markteinführung von Wasserstoff-Fahrzeugen

Seit 1967 wurden verschiedene Prototypen von den BZ- und VKM-Fahrzeugen mit Wasserstoff entwickelt. Jedes Prototypenfahrzeug bisher hatte Forschungs- und Entwicklungskosten von ein bis zehn Millionen Euro (pts 2004). Diese Kosten sind jedoch für die zukünftige Massenproduktion nicht aussagefähig.

Über die zukünftig erreichbaren Marktanteile von Brennstoffzellen-Fahrzeugen gibt es international sehr unterschiedliche Einschätzungen: Die Beratungsfirma Allied Business Intelligence rechnet mit einem Marktanteil von Brennstoffzellen-Fahrzeugen in den USA von 4 % (ungefähr 600.000 Fahrzeugen) am gesamten US-Automobilmarkt im Jahr 2010 (Ozbek 2001). Diese Prognose wird von einigen Fachleuten als sehr optimistisch eingestuft. Andere Abschätzungen (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Paul Scherrer Institut) gehen davon aus, dass bis zum Jahr 2010 Stückzahlen von etwa 100 Fahrzeugen je Prototyp der einzelnen Automobilhersteller produziert werden. Nach diesen Einschätzungen könnten ab dem Jahr 2020 die BZ-Fahrzeuge allerdings zusammen mit Hybrid- und Erdgasfahrzeugen etwa 3 % der Fahrzeuge ausmachen (Gian 2002). Der aktuelle Wettbewerb bei der Entwicklung von Wasserstoff-Brennstoffzellenfahrzeugen zwischen den großen internationalen Autoherstellern könnte im Jahr 2010 bewirken, dass die ersten Klein-Serienmodelle auf den Markt kommen (Gian 2002), wobei die spezifischen Kosten der Brennstoffzellensysteme mit etwa 100 Euro/kW abgeschätzt werden. Entsprechend müssten die ersten Serienmodelle 2012 bis 2015 auf den Markt kommen, wobei bis 2015 insbesondere Wasserstoff-Busse in Ballungszentren eingesetzt und getestet würden. Die spezifischen Kosten werden im Jahr 2015 bei etwa 100 Euro/kW liegen. Erst ab dem Jahr 2020–2025 könnte das Brennstoffzellen-Fahrzeug zu einem Massenprodukt werden. In diesem optimistischen Fall könnte im Jahr 2020 der Anteil von Brennstoffzellenfahrzeugen an der weltweiten Autoflotte bei ungefähr 5 bis 7 Prozent liegen.

Die Abbildung 41 zeigt beispielhaft, dass in der Vergangenheit die zukünftige Entwicklung der Anzahl von Wasserstoff-Fahrzeugen immer wieder deutlich überschätzt wurde (Fremont et al., 2000). Nach dieser Abschätzung müssten im Jahr 2005 bereits 5.000 bis 40.000 Wasserstoff-Fahrzeuge verkauft sein, wobei gegenwärtig etwa 100 bis 200 Demo- bzw. Konzeptfahrzeuge getestet werden. Im pessimistischen Fall wird die Idee mit Brennstoffzellen-Fahrzeugen aufgegeben. Anstelle der Brennstoffzellen würde dann der Forschungsschwerpunkt auf die Optimierung der Verbrennungskraftmotoren für Wasserstoff und auf die Weiterentwicklung von Hybrid-Fahrzeugen gelegt werden.

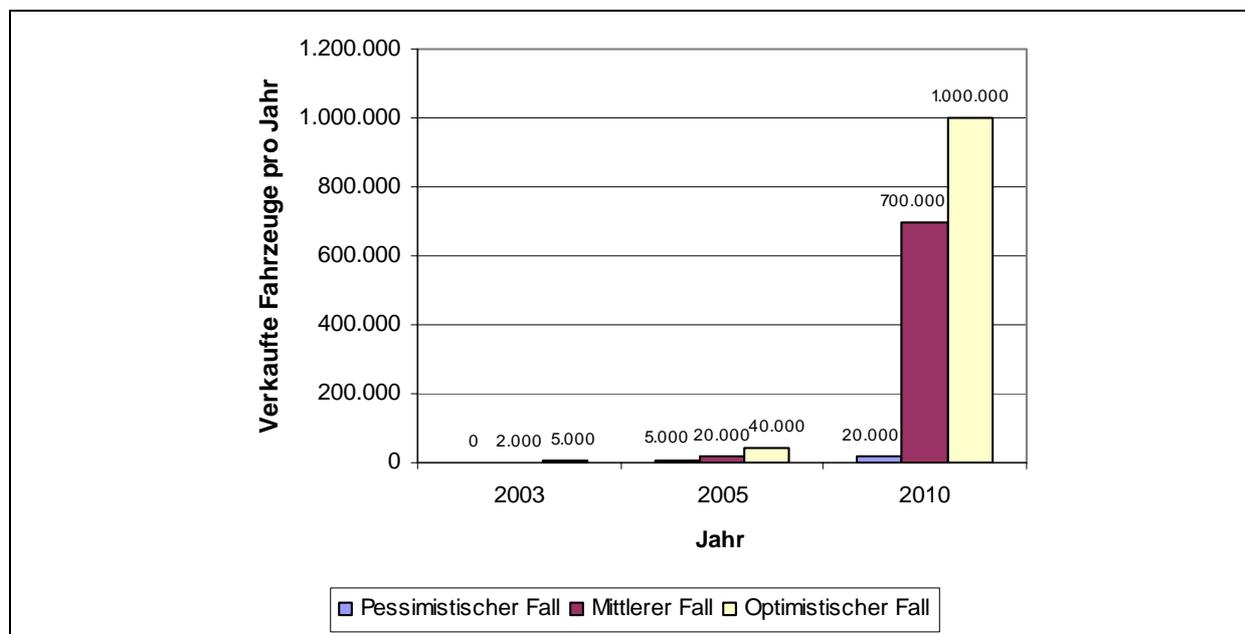


Abbildung 41: Beispiel für die Überschätzung der zukünftig verkauften Brennstoffzellen-Fahrzeuge (Fremont et al, 2000)

Mögliche zukünftige Investitionskosten der Wasserstoff-Fahrzeuge

Die Bestimmung der Kosten von Wasserstoff-Fahrzeugen ist derzeit kaum möglich. Die Produktion der Brennstoffzellen und der Tanksysteme erfolgt größtenteils noch in Einzelfertigung mit hohem manuellem Aufwand, und die Kostendaten werden aus firmeneigenem Interesse nicht veröffentlicht. Die Brennstoffzelle und deren Hilfsaggregate, als wesentliche neue Elemente zur Nutzung von Wasserstoff, bestimmen daher die gesamten Kosten der BZ-Fahrzeuge maßgeblich.

In Tabelle 21 sind heutige und zukünftige spezifische Investitionskosten von Brennstoffzellen dargestellt (Tasman 2003). Bei den zukünftigen Investitionskosten wurde von einer Massenproduktion von mehreren hundert MW pro Jahr ausgegangen.

Die Kosten für die BZ- und VKM-Fahrzeuge für Wasserstoff sind entsprechend der Studie „Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context“ in Tabelle 22 zusammengefasst (European Commission 2003), wobei auch hier eine ausreichend große Massenproduktion angenommen wurde. Entsprechend dieser Studie sollten diese Kosten schon im Jahr 2010 erreicht werden, was als sehr optimistisch einzustufen ist.

Tabelle 21: Spezifische Investitionskosten für Brennstoffzellen (Tasman 2003)

Brennstoffzelle	Jahr 2003	Geplant	Geplant
		US\$/kW _{el}	
		Stationär	Mobil
Polymer Electrolyte Membrane (PEM-BZ)	5.800–25.000	1.200–1.300	50 - 85

Tabelle 22: Abschätzungen der Investitionskosten ab 2010 für verschiedene Fahrzeugtypen (European Commission 2003)

Treibstoff	Diesel	GH – 250 bar	GH – 700 bar	LH	GH – 250 bar	GH– 700 bar	LH
Antrieb	VKM	VKM	VKM	VKM	BZ	BZ	BZ
Leistung (kW)	74	77	77	77	80	80	80
Fahrzeug ohne Antrieb (Euro)	16.455	16.455	16.455	16.455	16.025	16.025	16.025
Tank (Euro)	125	5.715	5.175	5.175	2.985	2.703	2.703
Antrieb / BZ (Euro)	3.720	2.310	2.310	2.310	8.400	8.400	8.400
El. Motor & Controller (Euro)	–	–	–	–	2.025	2.025	2.025
Zusatz Teile (Euro)	200	380	380	380	–	–	–
Total (Euro)	20.500	24.570	24.030	24.030	29.145	28.863	28.863

Basierend auf diesen zukünftigen Abschätzungen, wurde nach Absprache mit Fachleuten (z.B. aus dem Projektbeirat) für die vorliegende Analyse angenommen, dass derzeit BZ-Fahrzeuge 200.000 Euro und VKM-Fahrzeuge mit Wasserstoff 60.000 Euro kosten (Leistung jeweils 80 kW) (siehe auch Abschnitt 4.2.1.2). Die wesentliche Frage ist nun, wie groß die Produktion sein muss, um konkurrenzfähige Kosten für Wasserstoff-Fahrzeuge zu erreichen, und ab wann das möglich sein könnte. In einigen Studien werden 100 bis 200 Euro pro kW als ein realisierbarer Zielwert bei einer Massenproduktion von Brennstoffzellen angenommen. Bei einer Massenproduktion könnten somit die Kosten für die BZ-Fahrzeuge bei etwa 23.000 Euro liegen. Um diese Kosten mit einer Lernrate von 20 % zu erreichen, müssten etwa 12 % aller bisherigen Fahrzeuge durch BZ-Fahrzeuge ersetzt werden. Um das bis zum Jahr 2050 zu erreichen, wäre eine jährliche Marktdurchdringungsrate von BZ-Fahrzeugen von etwa 30 % erforderlich. Die Marktdurchdringungsrate gibt an, wie hoch die prozentuelle jährliche Steigerungsrate einer bestimmten Technologie im Markt ist. Dabei wird angenommen, dass die Leistung der Fahrzeuge weiterhin 80 kW beträgt.

Im Rahmen der Analyse der ökonomischen Zieldimension wurden einige mögliche Entwicklungen detailliert analysiert, die mit unterschiedlichen Lernraten zwischen 15 % und 22 % (15 % – niedrig, 20 % – mäßig, 22 % – hoch) gerechnet werden. Weiters wurde in diesen Analysen für die Marktdurchdringungsrate von Wasserstoff-Fahrzeugen eine Bandbreite von 10 % bis 30 % angesetzt.

In [Abbildung 42](#) sind Lernkurven mit verschiedenen Lernraten für BZ-Fahrzeuge und in [Abbildung 43](#) für VKM-Fahrzeuge mit Wasserstoff dargestellt, wobei die Achsen logarithmisch skaliert sind. Die Steigung der Gerade ist ein Maß für die progress ratio (Details siehe Abschnitt 2.3.2). Aus

diesen Abbildungen ist zu erkennen, wie die Investitionskosten mit kumulativer Produktion sinken. Beispielhaft würden nach Abbildung 43 die Investitionskosten für BZ-Fahrzeuge bei einer Stückzahl von 5 Mio. Fahrzeugen auf etwa 50.000 Euro/Fahrzeug sinken. Da die größte Häufigkeit der auftretenden Werte für die progress ratio bei etwa 80 % liegt, wurde hier für die weiteren Analysen die Lernrate von 20 % weiterverwendet.

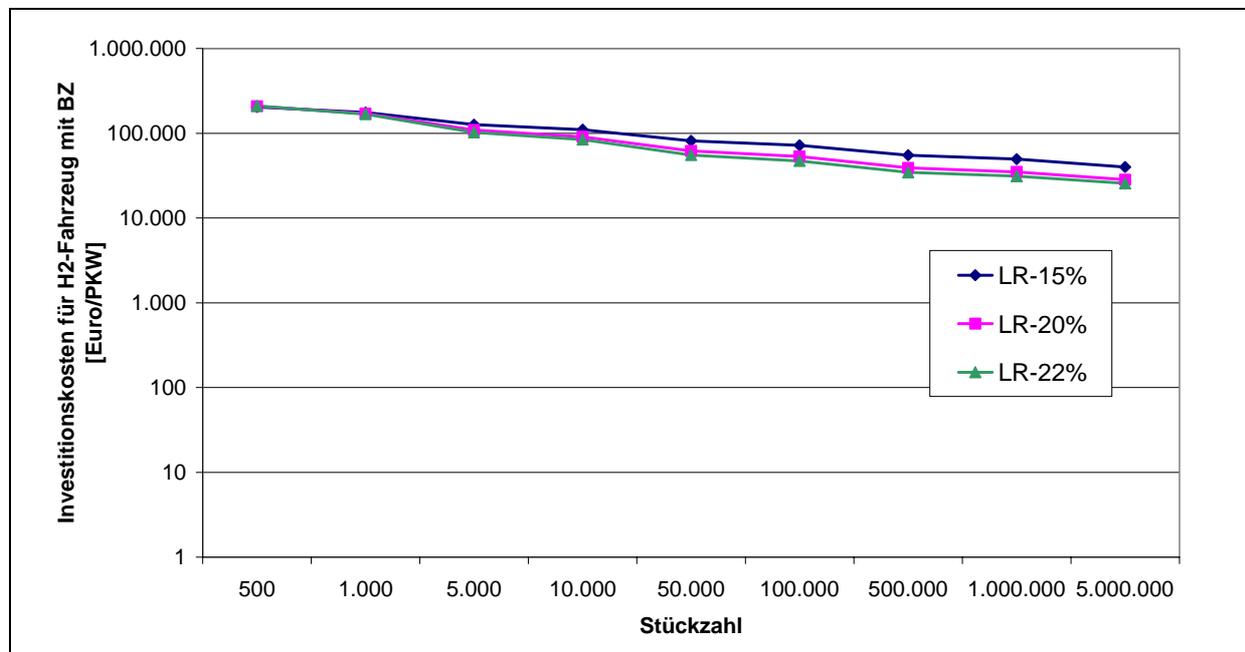


Abbildung 42: Lernkurven der Investitionskosten von Wasserstoff-Fahrzeugen mit BZ bei unterschiedliche Lernraten (logarithmisch skalierte Achsen)

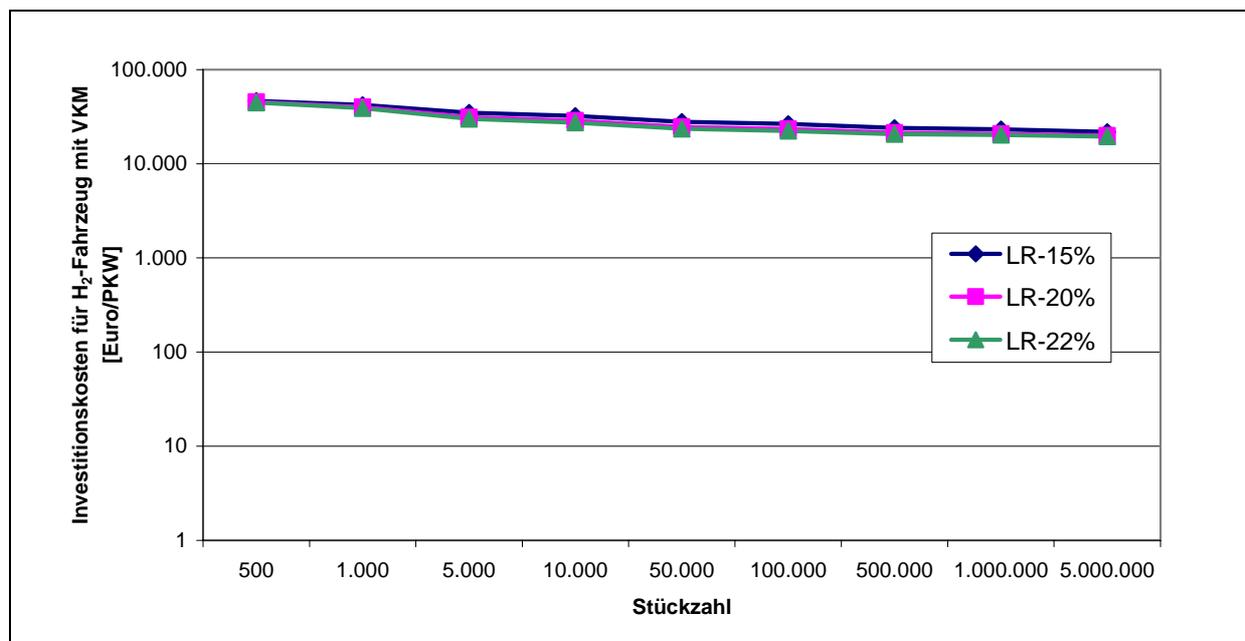


Abbildung 43: Lernkurven der Investitionskosten von Wasserstoff-Fahrzeugen mit VKM bei unterschiedliche Lernraten (logarithmisch skalierte Achsen)

Die Abbildung 44 zeigt die Abhängigkeit der Anzahl der BZ-Fahrzeuge von der Marktdurchdringungsrate. Hierbei wurden drei verschiedene zukünftige Entwicklungen für Wasserstoff-Fahrzeuge analysiert, und zwar mit

- Marktdurchdringungsrate von 10 %
- Marktdurchdringungsrate von 20 %
- Marktdurchdringungsrate von 30 %.

Die Entwicklungen für die Wasserstoff-Fahrzeuge mit einer Lernrate von 20 % sind auf Abbildung 45 dargestellt. In Abhängigkeit von der Marktdurchdringungsrate liegen die Investitionskosten für BZ-Fahrzeuge im Jahr 2050 zwischen etwa 22.500 Euro und 64.000 Euro, und für VKM-Fahrzeuge zwischen etwa 20.000 Euro und 29.000 Euro pro Fahrzeug. Es ist deutlich erkennbar, dass unter diesen Umständen Investitionskosten der Wasserstoff-Fahrzeuge im Vergleich mit herkömmlichen Fahrzeugen bis etwa 2035 deutlich höher bleiben.

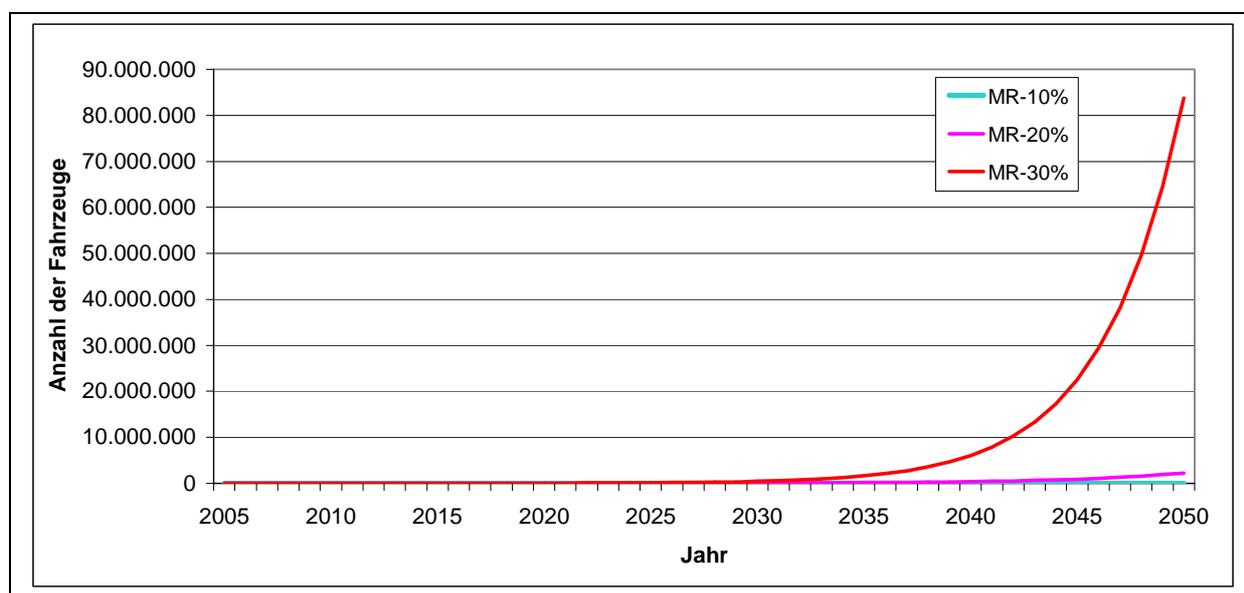


Abbildung 44: Anzahl der BZ-Fahrzeuge bis zum Jahr 2050 für die verschiedene Marktdurchdringungsraten (MR)

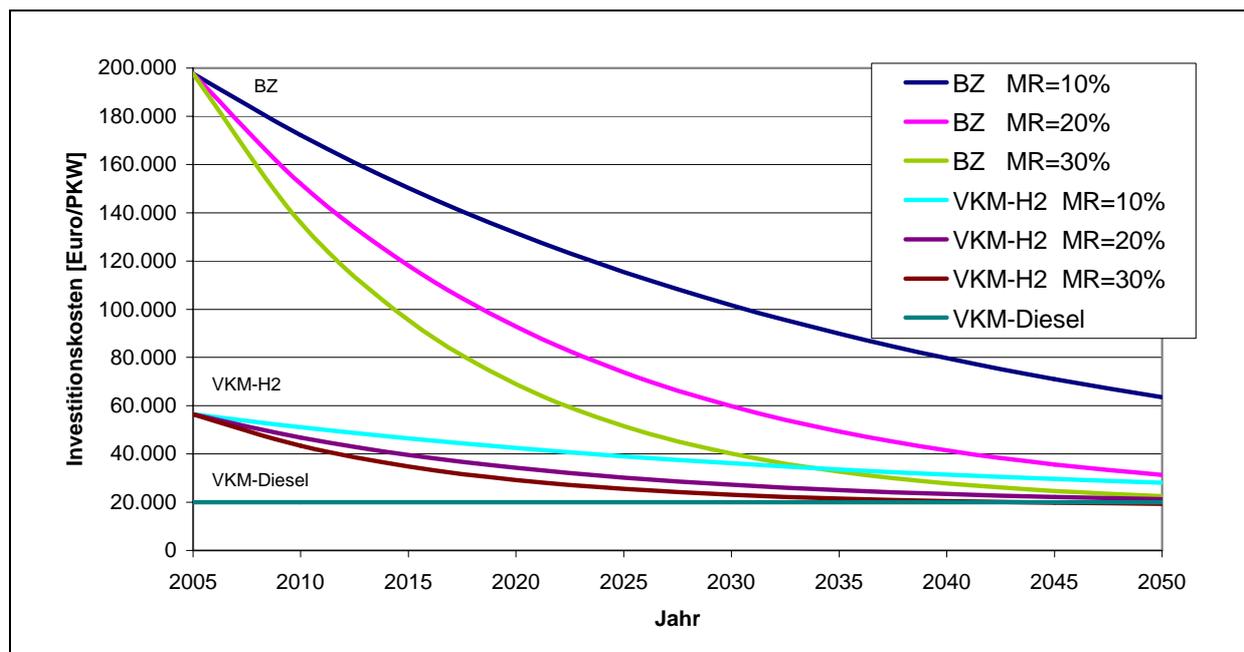


Abbildung 45: Entwicklung der Investitionskosten von Wasserstofffahrzeugen in Abhängigkeit von verschiedenen Marktdurchdringungsraten bis zum Jahr 2050 (Lernrate = 20 %, Leistung 80 kW)

Mögliche zukünftige Transportkosten mit Öko-Wasserstoff

Um die zeitlichen Veränderungen der Transportkosten mit Öko-Wasserstoff zu zeigen, wird hier als Beispiel das Energiesystem mit Öko-Wasserstoff aus Wind ausgewählt. Die Erzeugungskosten für Öko-Wasserstoff betragen 0,20 Euro/kWh (Technologie 2005, siehe [Abbildung 37](#)). Darauf basierend wurde ein Vergleich bis zum Jahr 2050 von Wasserstoff-Fahrzeugen (BZ- und VKM-Wasserstoff-Fahrzeuge) mit einem Diesel-Fahrzeug durchgeführt. Dabei wurde angenommen, dass die Investitionskosten für die Diesel-Fahrzeuge bis zum Jahr 2050 unverändert bleiben. Es wäre allerdings auch möglich, dass die Diesel-Fahrzeuge durch die effizienteren Hybrid-Diesel-Fahrzeuge ersetzt werden, deren Investitionskosten bei Massenproduktion um etwa 1.500 Euro höher sein sollten.

Die [Abbildung 46](#) zeigt den Kapitalanteil der Transportkosten und [Abbildung 47](#) den Anteil der Treibstoffkosten an den gesamten Kosten der Transportdienstleistung. Wie [Abbildung 46](#) zeigt, könnten die Treibstoffkosten der BZ-Fahrzeuge ab dem Jahr 2020 geringer werden als bei Diesel-Fahrzeugen, und zwar für den Fall, dass der Dieselpreis nicht über 1 Euro pro Liter steigt. Die Szenarien mit Dieselpreisen von 4 bzw. 6 Euro bis zum Jahr 2050 sind im Vergleich dazu ebenfalls in [Abbildung 47](#) dargestellt. In diesem Falle hätten Fahrzeuge mit Öko-Wasserstoff ab 2013 bzw. 2017 geringere Treibstoffkosten als Diesel-Fahrzeuge.

Den größten Einfluss auf die Kosten haben allerdings die Investitionskosten der Fahrzeuge. Da diese bei Wasserstoff-Fahrzeugen im Vergleich mit den Kosten für herkömmliche Fahrzeuge deutlich höher sind, sind auch die Gesamtkosten der Transportdienstleistung bei Wasserstoff-Fahrzeugen deutlich höher. Wie [Abbildung 46](#) zeigt, könnten die Wasserstoff-Fahrzeuge bei einer hohen Marktdurchdringungsrate im günstigsten Fall ab 2025 bis 2030 etwa die gleichen Transportkosten wie Diesel-Fahrzeuge haben.

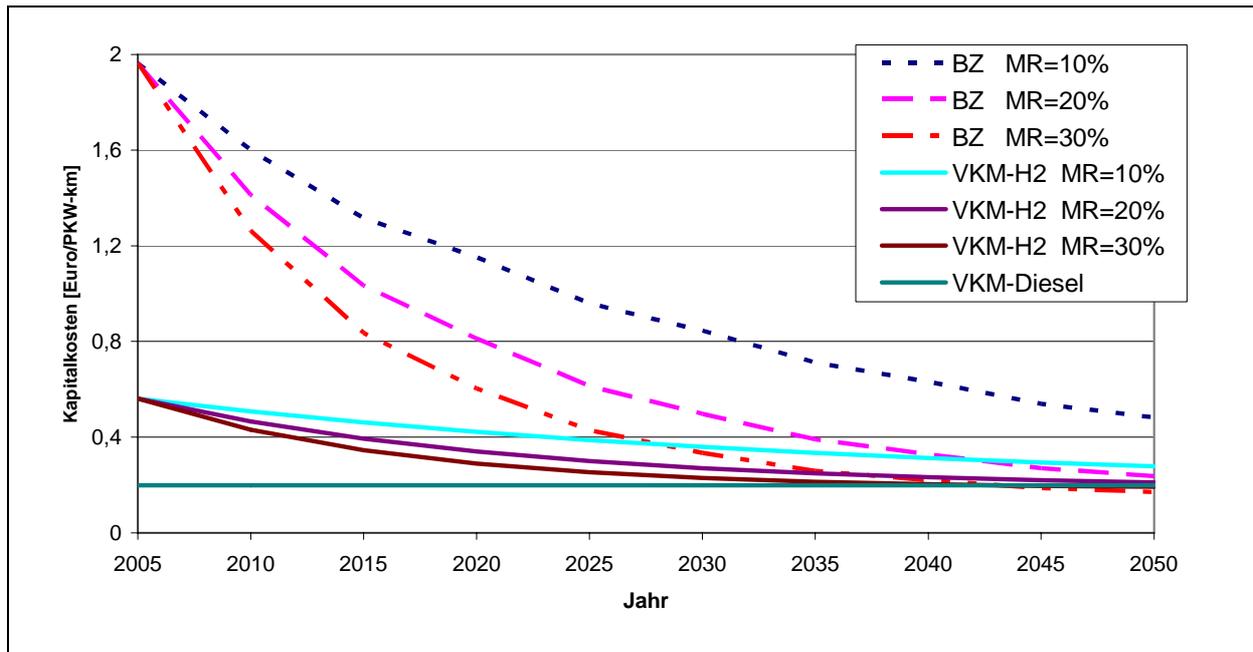


Abbildung 46: Vergleich der Kapitalkosten von Wasserstoff-Fahrzeugen mit BZ, VKM und Dieselfahrzeugen (Leistung 80 kW)

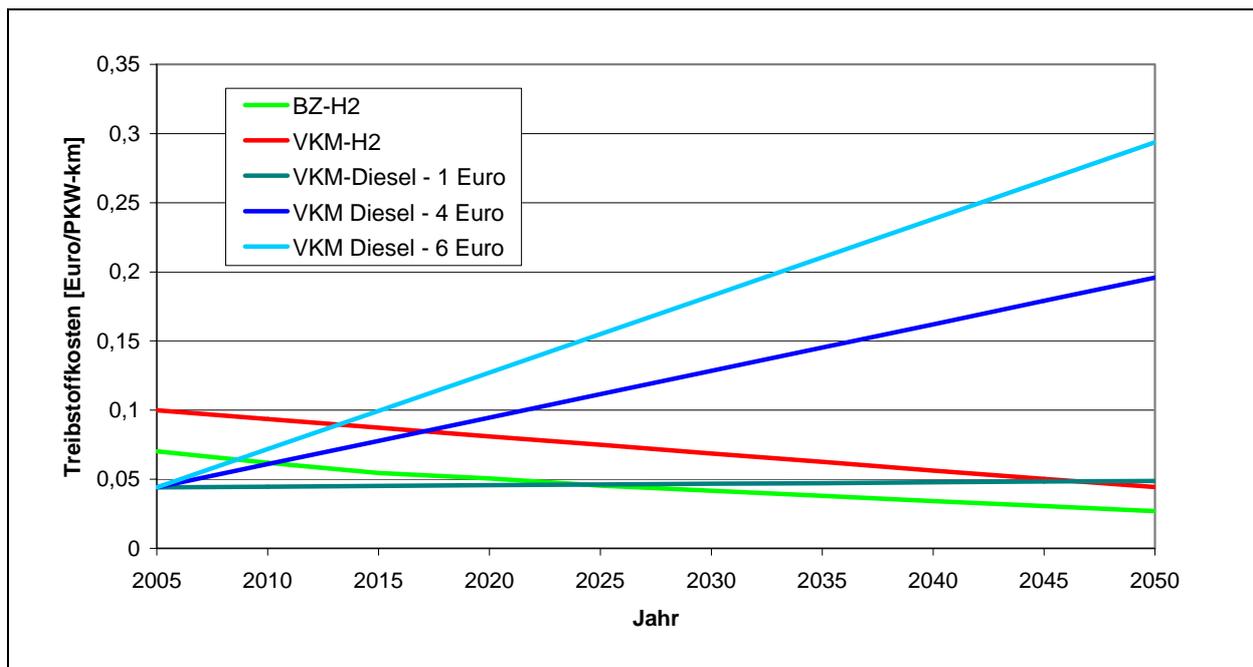


Abbildung 47: Vergleich der Treibstoffkosten von Öko-Wasserstoff-Fahrzeugen mit BZ, VKM und Dieselfahrzeugen (Leistung 80 kW)

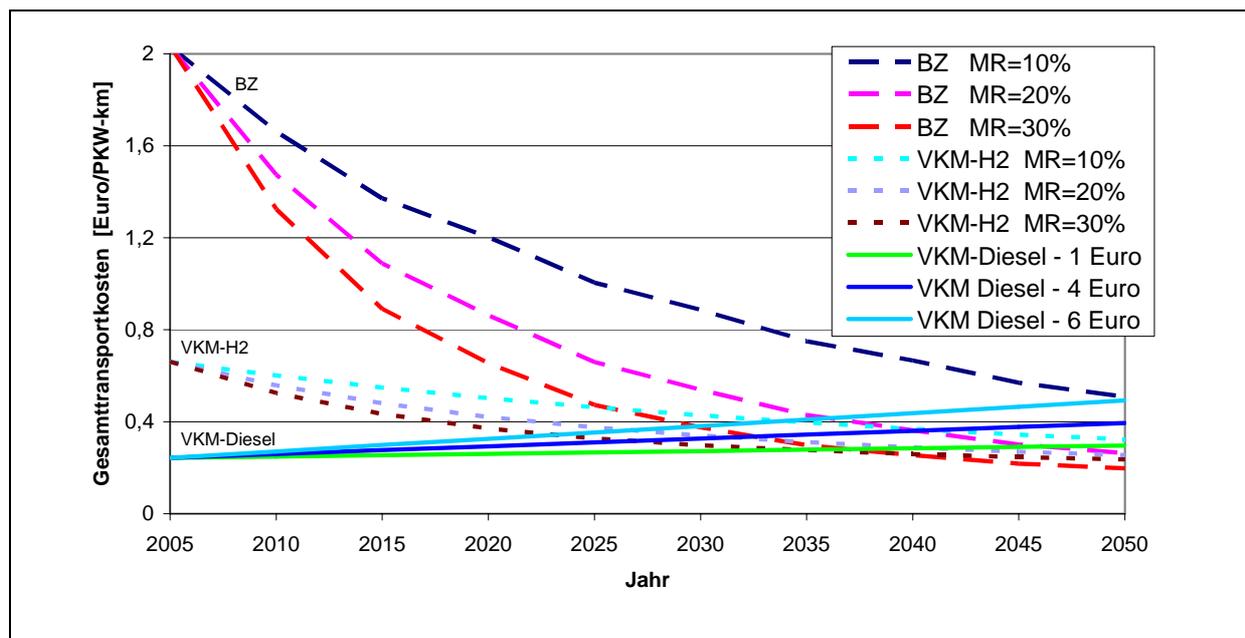


Abbildung 48: Vergleich der Transportkosten von Öko-Wasserstoff-Fahrzeugen mit BZ und VKM mit Dieselfahrzeugen (Leistung 80 kW)

4.2.2 Stationäre Strom- und Wärmeerzeugung

4.2.2.1 Kosten von Öko-Wasserstoff für Stationäre Nutzung

Die Kosten von Öko-Wasserstoff für die ausgewählten Energiesysteme für eine stationäre Wasserstoffnutzung ergeben sich aus den folgenden Kostenbeiträgen: Öko-Wasserstoff-Erzeugung, Aufbereitung und Transport. In Abbildung 49 sind die Öko-Wasserstoff-Kosten im Vergleich zu Wasserstoff aus Erdgas für die Technologie 2005 dargestellt. Die Bandbreite der Kosten für die Bereitstellung von Öko-Wasserstoff liegt größtenteils zwischen etwa 0,13 Euro/kWh mit Öko-Wasserstoff aus Biogas und etwa 0,22 Euro/kWh bei Öko-Wasserstoff aus Windenergie. Lediglich Öko-Wasserstoff aus Photovoltaik hat mit etwa 1,28 Euro/kWh deutlich höhere Kosten aufgrund der hohen Ökostromkosten der Photovoltaik. Im Vergleich dazu kostet „fossiler“ Wasserstoff aus Erdgas etwa 0,07 bis 0,08 Euro/kWh.

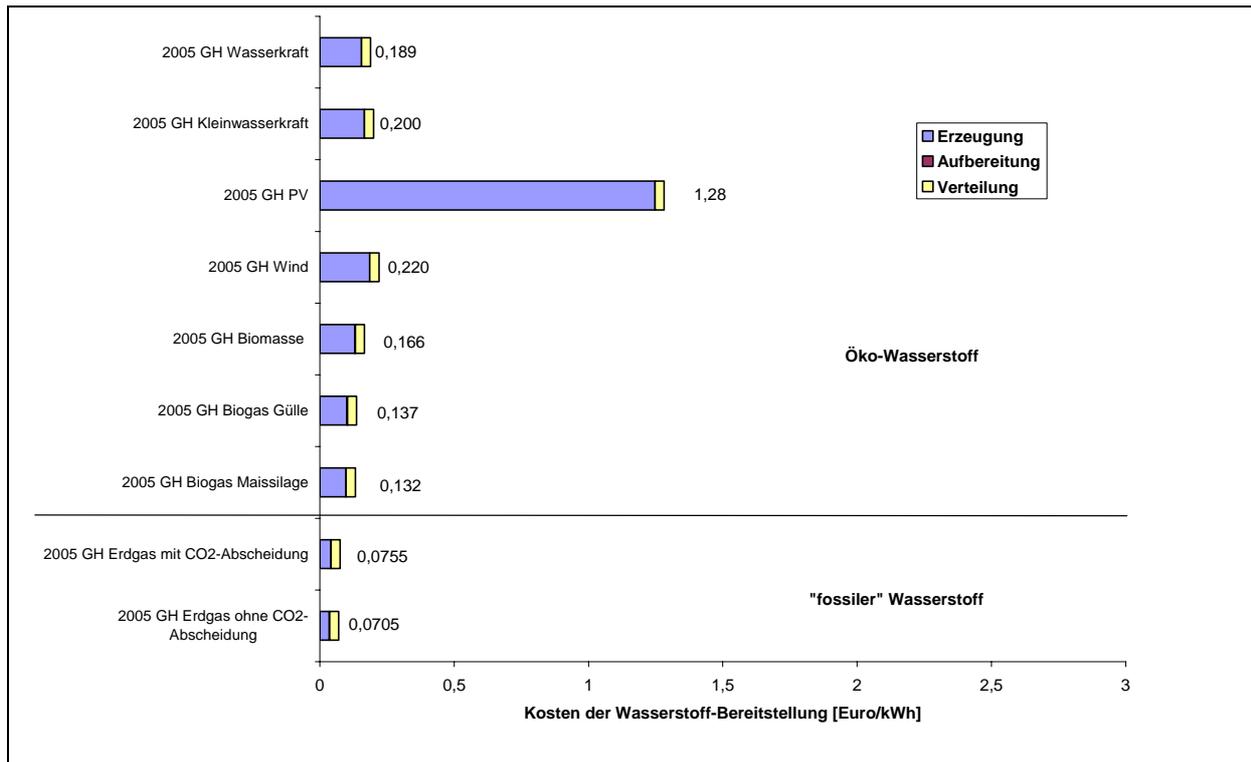


Abbildung 49: Kosten der Öko-Wasserstoff-Bereitstellung für die stationäre Nutzung im Vergleich zu Wasserstoff aus Erdgas, Technologie 2005

4.2.2.2 Strom- und Wärmekosten

4.2.2.2.1 Technologie 2005

In **Abbildung 50** sind die Strom- bzw. Wärmekosten bei stationär gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung mit Öko-Wasserstoff im Vergleich zur direkten Nutzung erneuerbarer Energie und Erdgas-BHKW für die Technologie 2005 dargestellt. Die Bandbreite der Kosten für die Bereitstellung von Strom und Wärme mit Öko-Wasserstoff liegt zwischen 0,3 bis 0,41 Euro/(0,5 kWh_{el}+0,5 kWh_{th}), ausgenommen die wesentlich höheren Kosten mit Öko-Wasserstoff aus Photovoltaik mit etwa 2,6 Euro/(0,5 kWh_{el}+0,5 kWh_{th}). Die direkte Nutzung erneuerbarer Energie ist mit Kosten zwischen etwa 0,12 bis 0,13 Euro/(0,5 kWh_{el}+0,5 kWh_{th}) deutlich günstiger, auch mit Erdgas-BHKW liegen die Kosten mit 0,12/(0,5 kWh_{el}+0,5 kWh_{th}) deutlich geringer als mit Öko-Wasserstoff.

Das bedeutet, dass auch die stationäre Nutzung von Öko-Wasserstoff derzeit mit deutlich höheren Kosten als die direkte Nutzung erneuerbarer Energie und fossiler Energie verbunden ist.

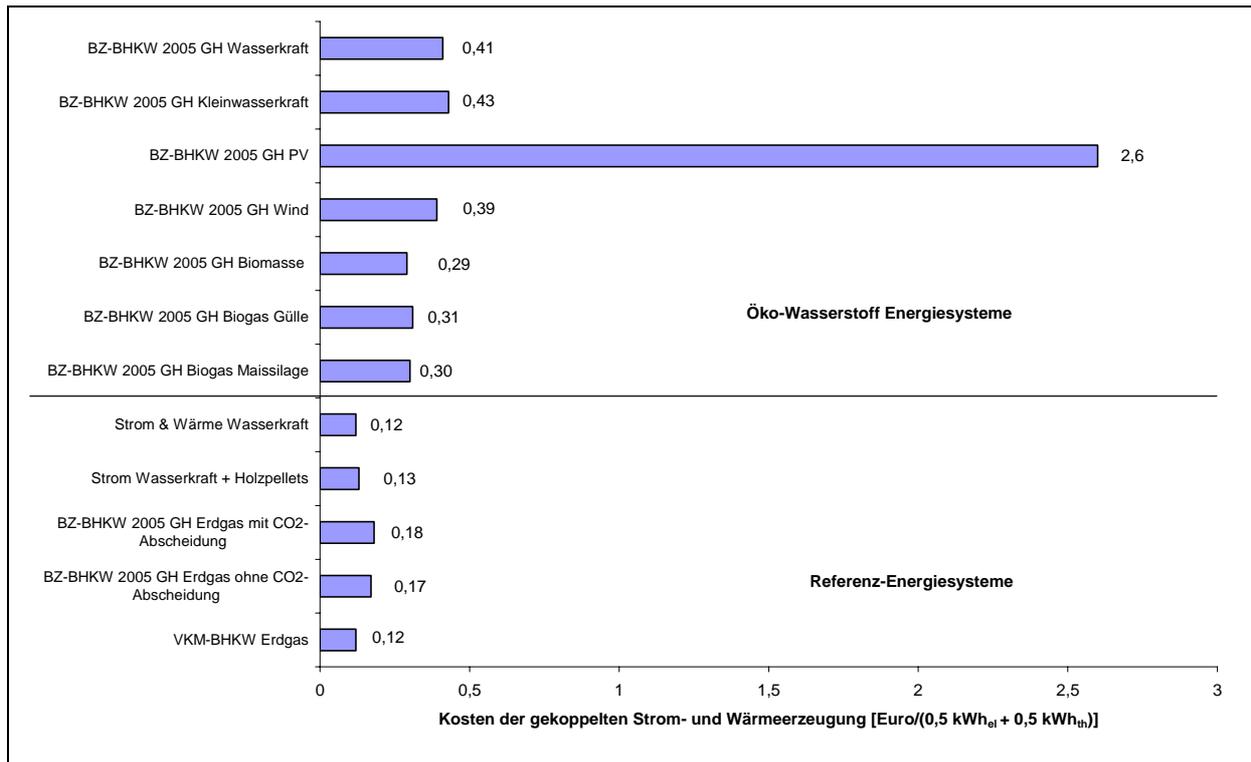


Abbildung 50: Strom- bzw. Wärmekosten bei stationärer gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung mit Öko-Wasserstoff Brennstoffzelle und der Referenz-Energiesysteme mit direkter Nutzung erneuerbarer und fossiler Energie, Technologie 2005

4.2.2.2.2 Technologie 2005

Die Investitionskosten von stationären Brennstoffzellen mit Technologie 2005 (siehe Anhang C) wurden bei einem gesamten Jahresnutzungsgrad von 80 % mit 3.000 Euro/kW angesetzt. Für die Haus-Energieversorgung werden Systeme im Leistungsbereich zwischen 1 kW_{el} und 10 kW_{el} benötigt. Derartige Brennstoffzellen-Systeme können zur thermischen und elektrischen Versorgung von Ein- und Mehr-Familienhäusern, Häuser-Komplexen sowie von kleineren Gewerbe-Betrieben eingesetzt werden, da diese modular zu größeren Leistungen zusammengestellt werden können.

Im Jahr 2004 wurden weltweit kumuliert etwa 2.500 stationäre Brennstoffzellenanlagen mit Leistungen von 0,5 bis 10 kW_{el} betrieben, wobei hier nur wenige Brennstoffzellenanlagen dabei sind, die mit reinem Wasserstoff betrieben werden; die meisten hiervon sind Hochtemperatur-Brennstoffzellen mit gasförmigen Brennstoffen (Fuel Cell Today 2004). In [Abbildung 51](#) sind die kumulierten sowie auch die neu in Betrieb genommenen Anlagen dargestellt.

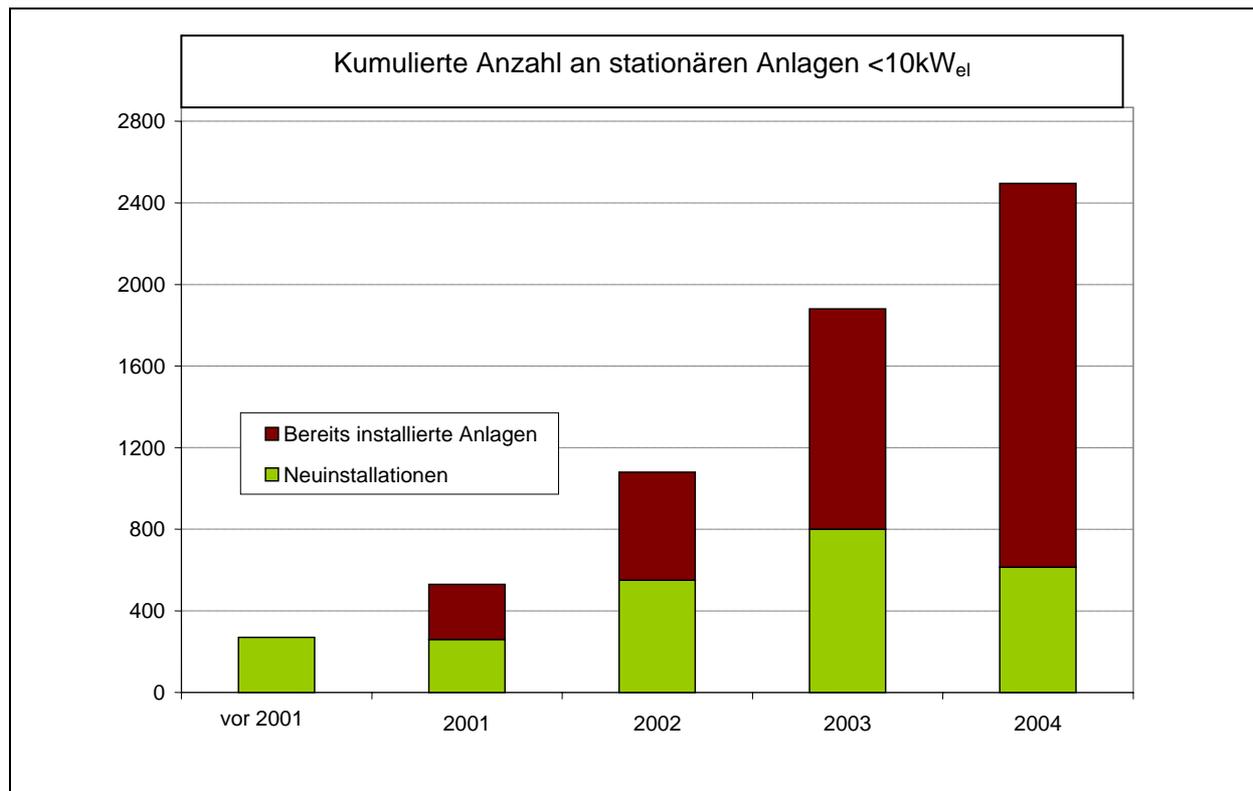


Abbildung 51: Installierte stationäre Brennstoffzellenanlagen mit Leistungen von 0,5 bis 10kW_{el} (Fuel Cell Today 2004)

Alle bisher installierten Anlagen sind Demonstrationsanlagen. Für eine Lernrate von 20 % ergeben sich für verschiedene Marktdurchdringungsraten unterschiedliche zukünftige Investitionskosten. Abbildung 52 zeigt einige mögliche zukünftige Entwicklungen.

Die heutigen und zukünftigen Kosten der stationären BZ-Systeme wurden mit herkömmlichen Anlagen für die Strom- und Wärmeerzeugung verglichen (Abbildung 53). Die Kosten der in Abbildung 53 analysierten stationären Brennstoffzellen wurden für das Jahr 2005 mit einem Gesamtnutzungsgrad von 80 % und für das Jahr 2050 mit dem Gesamtnutzungsgrad von 92 % angesetzt. Aus diesen Annahmen ergibt sich eine Reduktion der gesamten Investitionskosten von etwa 3.000 Euro/kW_{el} (2005) auf etwa 100 Euro/kW_{el} (2050).

Da die Strom- bzw. Wärmeerzeugungskosten bei BZ-Systemen von den Kosten des verwendeten Öko-Wasserstoffes abhängen, und da die Investitionskosten für stationäre Brennstoffzellen-Systeme im Vergleich mit herkömmlichen Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung noch hoch sind, sind auch die daraus resultierenden Gesamtkosten für Energiedienstleistungen derzeit mit deutlich höheren Kosten verbunden als die direkte Nutzung erneuerbarer Energie und fossiler Energie.

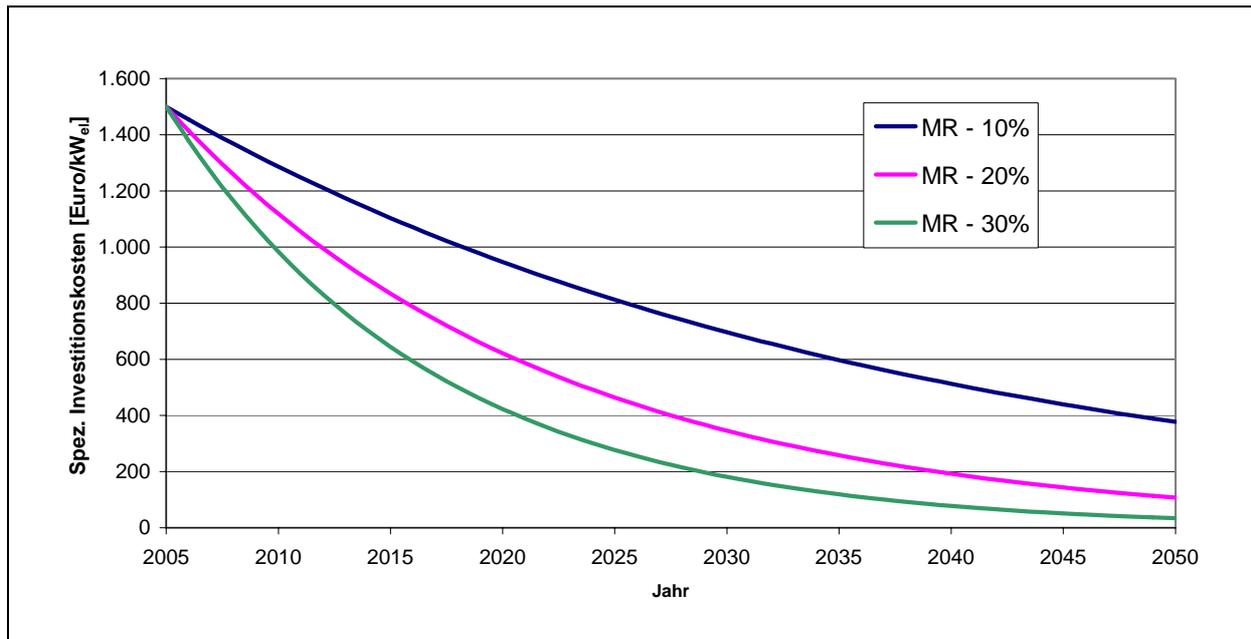


Abbildung 52: Reduktion der spezifischen Investitionskosten der stationären BZ-Anlagen in Abhängigkeit von Marktdurchdringungsrate (MR); Lernrate 20 %

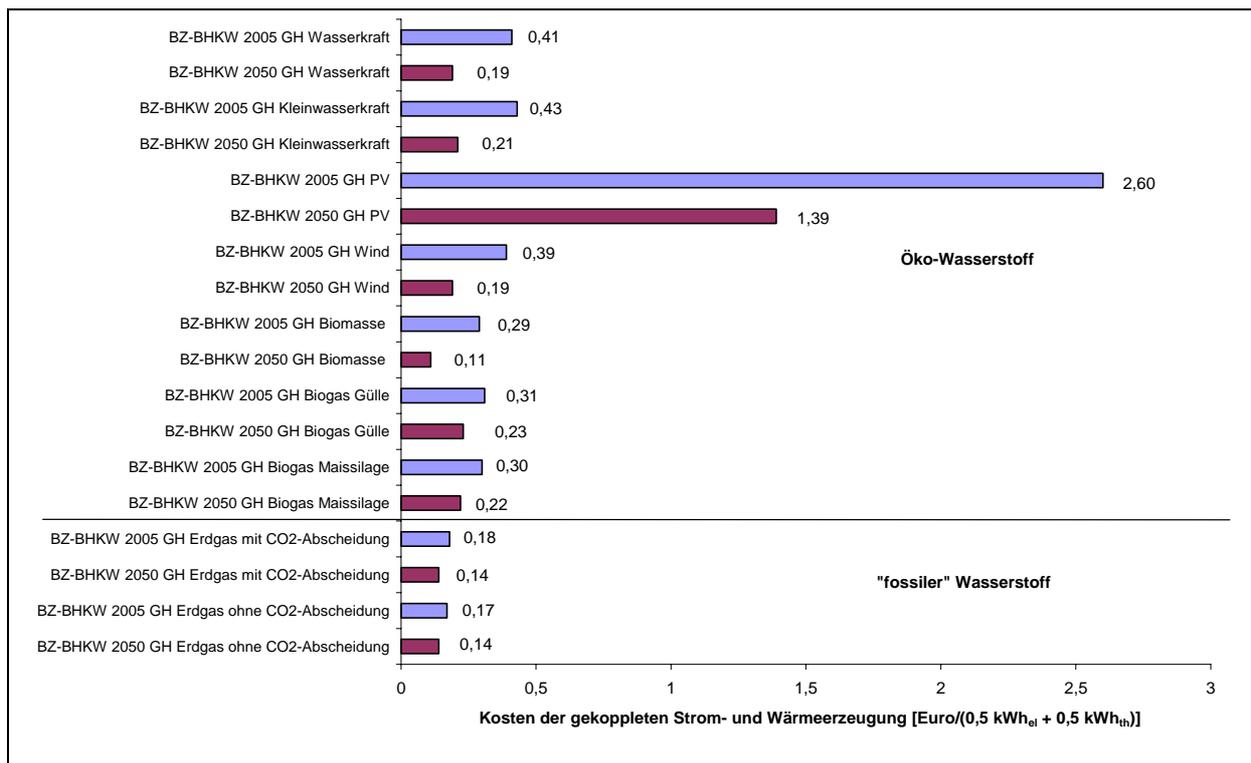


Abbildung 53: Strom- bzw. Wärmegestehungskosten bei stationärer BZ-Nutzung (angenommener Jahresnutzungsgrad 2005: 80 %; 2050: 92 %)

Einen Vergleich von stationären BZ- und herkömmlichen Systemen zur Strom- und Wärmeerzeugung zeigt Abbildung 54 anhand des Beispiels der Kosten von Strom aus Windkraft und von Strom aus Öko-Wasserstoff aus Windstrom. Die Stromerzeugungskosten aus Windkraft sind 0,077 Euro/kWh, beim Endverbraucher kostet Windstrom derzeit etwa 0,14 Euro /kWh. Die Erzeugungskosten von Öko-Wasserstoff aus Windstrom sind 0,086 Euro/kWh, und der daraus er-

zeugte Strom kostet 0,403 Euro/kWh. Das bedeutet, dass beim Endverbraucher ein Unterschied von etwa 0,263 Euro/kWh entsteht. Eine ähnliche Situation ist auch bei der Wärmeerzeugung zu erkennen. Als Beispiel werden die Kosten für Wärme aus Holzpellets mit Wärme aus Wasserstoff aus Windstrom verglichen. Die aus Wasserstoff aus Wind erzeugte Wärme kostet 0,403 Euro/kWh, was im Vergleich zu Holzpellets um etwa 0,283 Euro/kWh höher ist, wie in Abbildung 54 dargestellt.

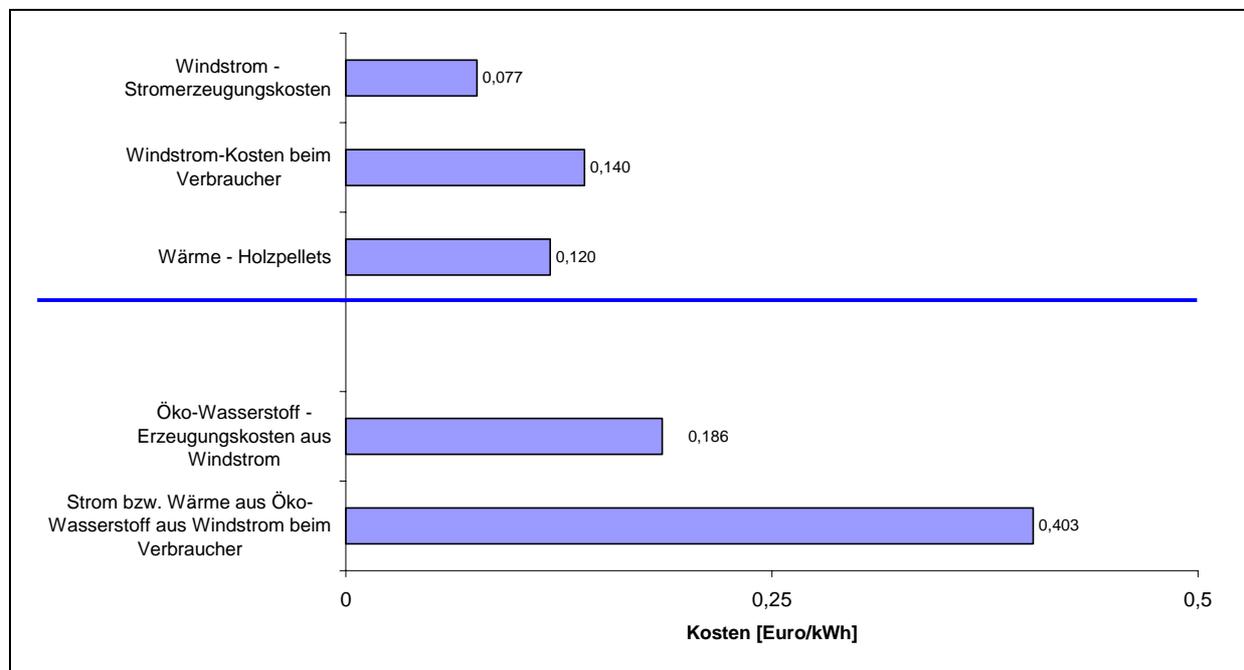


Abbildung 54: Strom aus Windkraft im Vergleich zu Strom aus Öko-Wasserstoff aus Windstrom; Wärme aus Holzpellets versus Wärme aus Öko-Wasserstoff aus Windstrom

Die Zukunftsperspektiven von stationären Brennstoffzellen werden in Abbildung 55 für eine Lernrate von 20 % und verschiedene jährliche Marktdurchdringungsraten analysiert. Als Beispiel wurde das Energiesystem mit Öko-Wasserstoff aus Windkraft angenommen, sodass die Erzeugungskosten von Öko-Wasserstoff bei etwa 0,186 Euro/kWh liegen. Die betrachtete Brennstoffzelle hat eine thermische Leistung von 7 kW, und wird mit einem Pelletskessel verglichen, der ebenfalls eine Leistung von 7 kW hat. Zurzeit sind die spezifischen Investitionskosten für stationäre BZ-Systeme deutlich höher als die spezifischen Investitionskosten für einen Pelletskessel. Diese Unterschiede der spezifischen Investitionskosten sind für mögliche zukünftige Entwicklungen bei unterschiedlichen Marktdurchdringungsraten in Abbildung 55 dargestellt. Dazu sei festgestellt, dass in Bezug auf die Pelletskessel eine eher pessimistische Einschätzung der Kostenentwicklung angenommen wurde, die auf der allgemeinen Kosten- bzw. Preisentwicklung der Biomassekessel der letzten Jahre beruht. Es sei allerdings auch darauf hingewiesen, dass bei verstärkter technischer Weiterentwicklung und intensivem Wettbewerb – EU-weit – eine stärkere Kostenreduktion möglich ist.

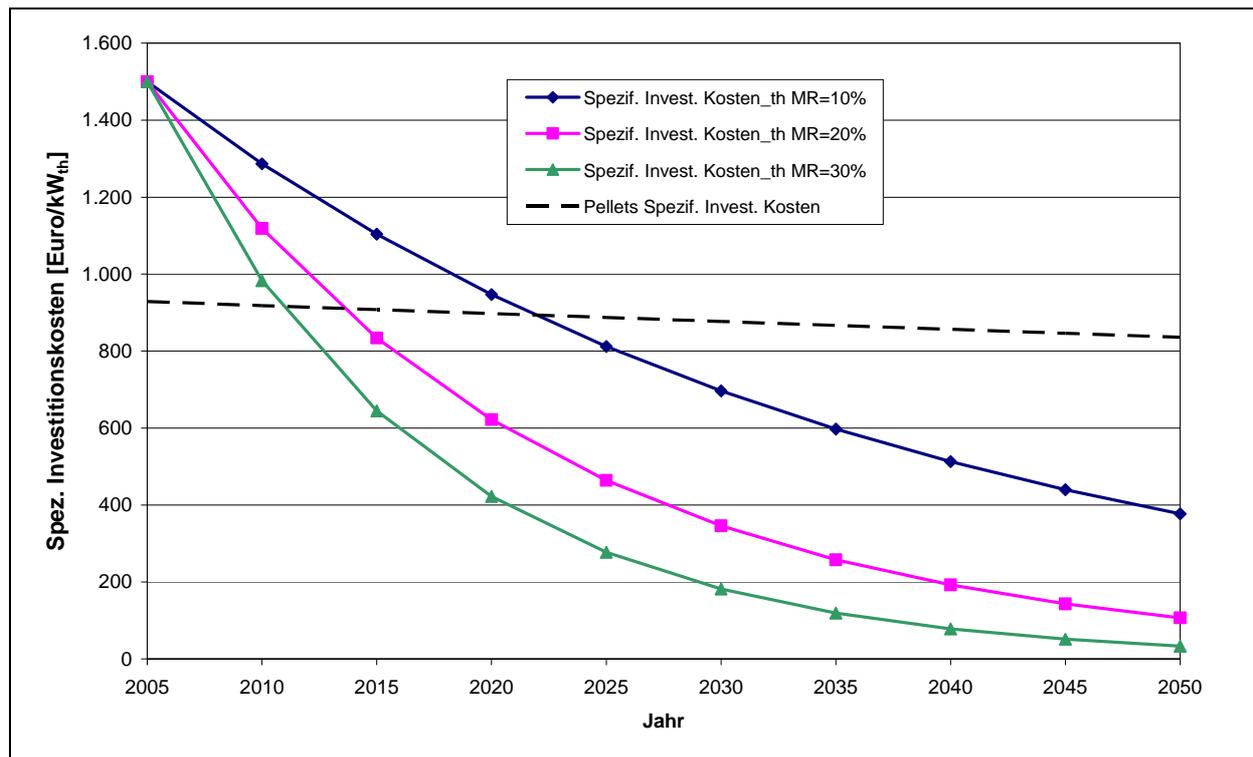


Abbildung 55: Vergleich der spezifischen Investitionskosten (LR=20 %) von BZ mit unterschiedlichen Marktdurchdringungsraten und Pelletskesseln zur Wärmeerzeugung

Obwohl die spezifischen Investitionskosten für die Brennstoffzellen-Systeme etwa ab dem Jahr 2015 im Vergleich zum Pelletskessel geringer sein könnten, bleiben die Betriebskosten, bzw. Öko-Wasserstoffkosten weiterhin höher als die Pelletskosten ([Abbildung 56](#)). Hier wurden zwei mögliche Entwicklungen betrachtet, und zwar mit einer doppelten und einer dreifachen Erhöhung der Pelletskosten. Diese Kosten wurden mit einem Jahresnutzungsgrad von 80 % (40 % elektrisch und 40 % thermisch) für BZ gerechnet. Der Jahresnutzungsgrad des Pelletskessels liegt bei 85 %. Eine Effizienzsteigerung ist jedoch bei BZ als auch beim Pelletskessel zu erwarten, [Abbildung 57](#).

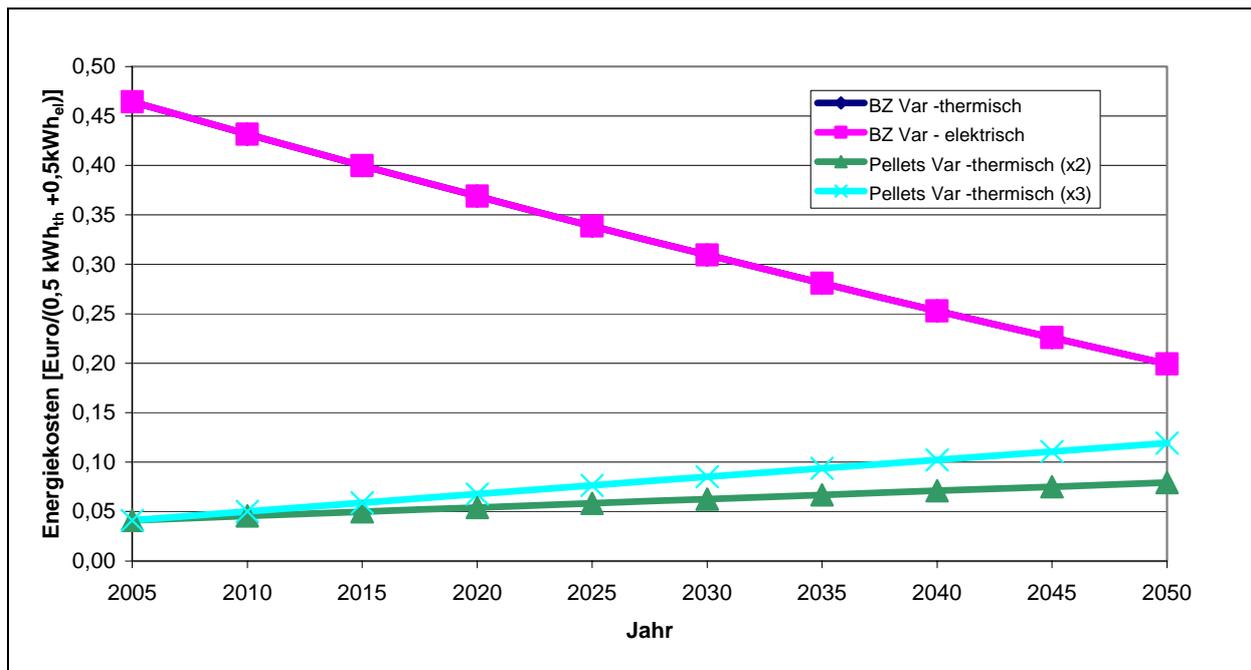


Abbildung 56: Vergleich der Energiekosten bei Nutzung von Öko-Wasserstoff aus Wind in einer BZ im Vergleich zu einem Pelletskessel zur Wärmeerzeugung (Linie für thermisch ist identisch wie für elektrisch, daher ist diese im Diagramm überdeckt)

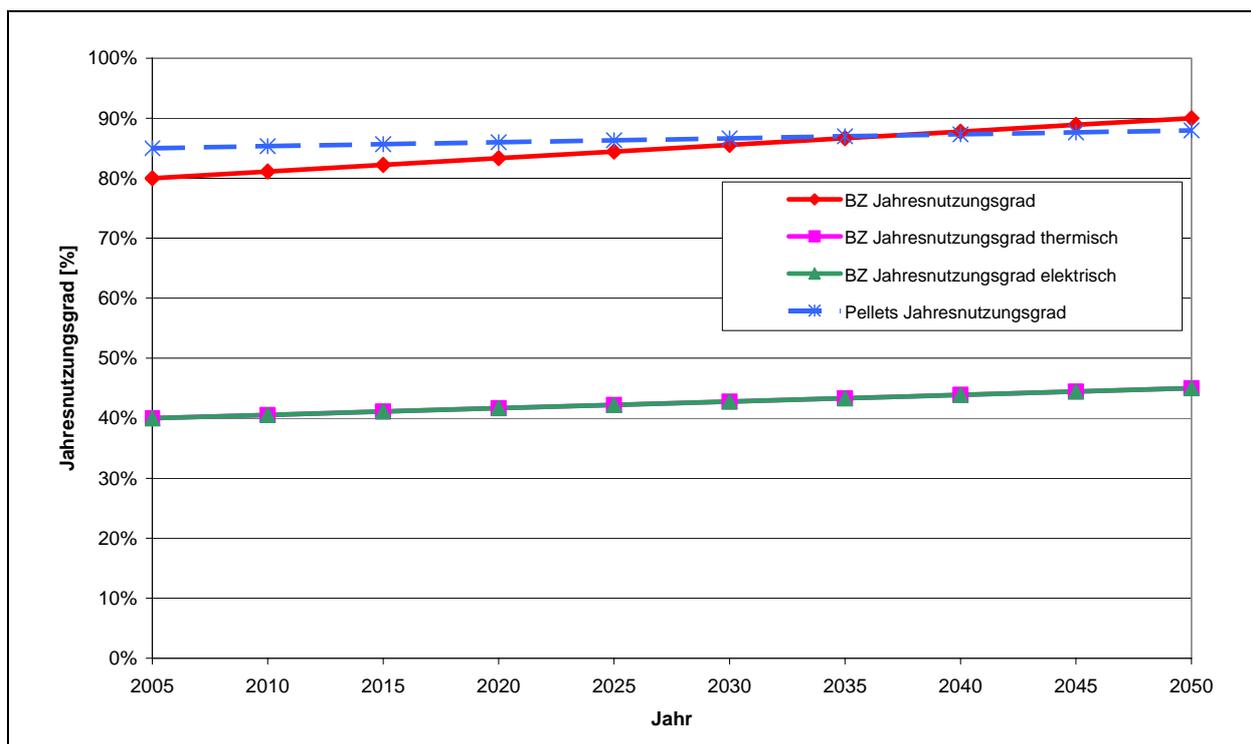


Abbildung 57: Vergleich der erwarteten Effizienzsteigerung bei BZ-Systemen und Pelletskesseln

In [Abbildung 58](#) und [Abbildung 59](#) sind die möglichen Wärme- bzw. Stromkosten aus Öko-Wasserstoff-Nutzung dargestellt. Die Kosten für die in der Brennstoffzelle erzeugte Wärme werden hier mit den Wärmekosten aus Pelletskesseln verglichen. Der Anfangsunterschied von 0,42 Euro/kWh könnte bis zum Jahr 2050 auf etwa 0,1 bis 0,04 Euro/kWh reduziert werden.

Die Kosten für den in der Brennstoffzelle erzeugten Strom wurde mit Netzstrom verglichen. Es wurde angenommen, dass das Netzstrompreis bis zum Jahr 2050 zweimal, bzw. dreimal teurer wird. Bei einer zweifachen Strompreiserhöhung, könnte der Strom aus BZ ab Jahr 2035 attraktiv werden.

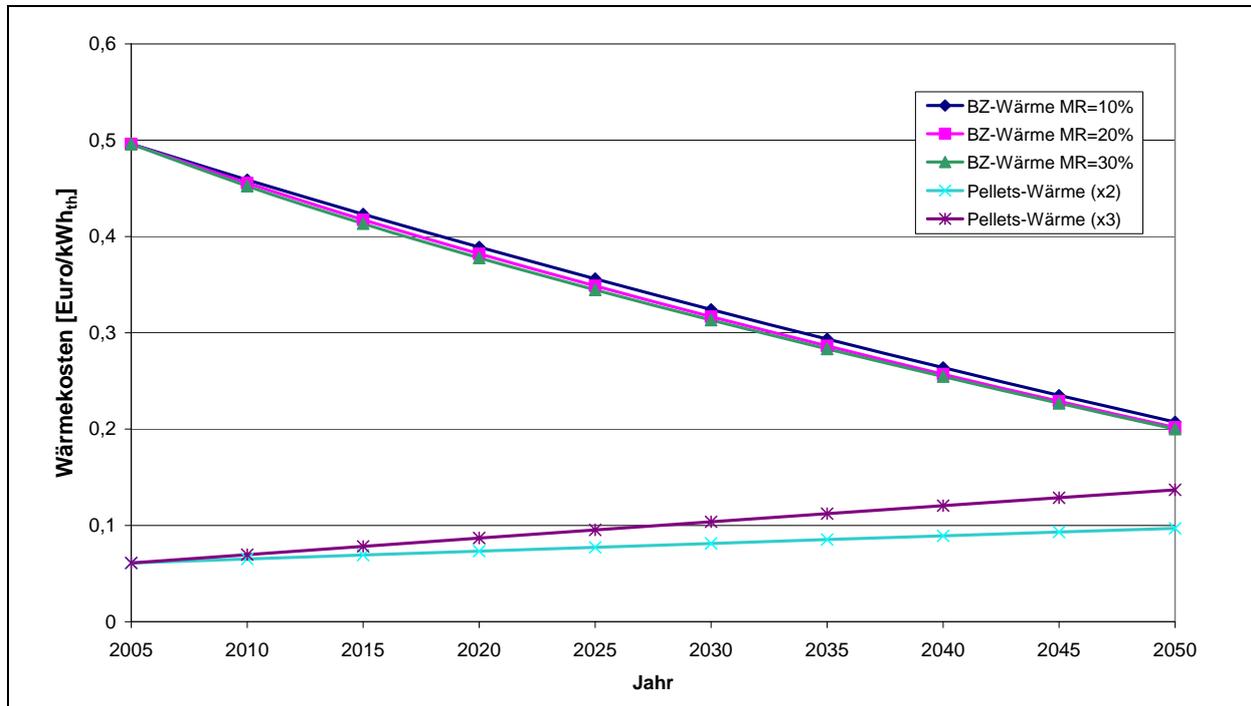


Abbildung 58: Vergleich der Wärmekosten bei Nutzung von Öko-Wasserstoff aus Wind in einer BZ im Vergleich zu einem Pelletskessel

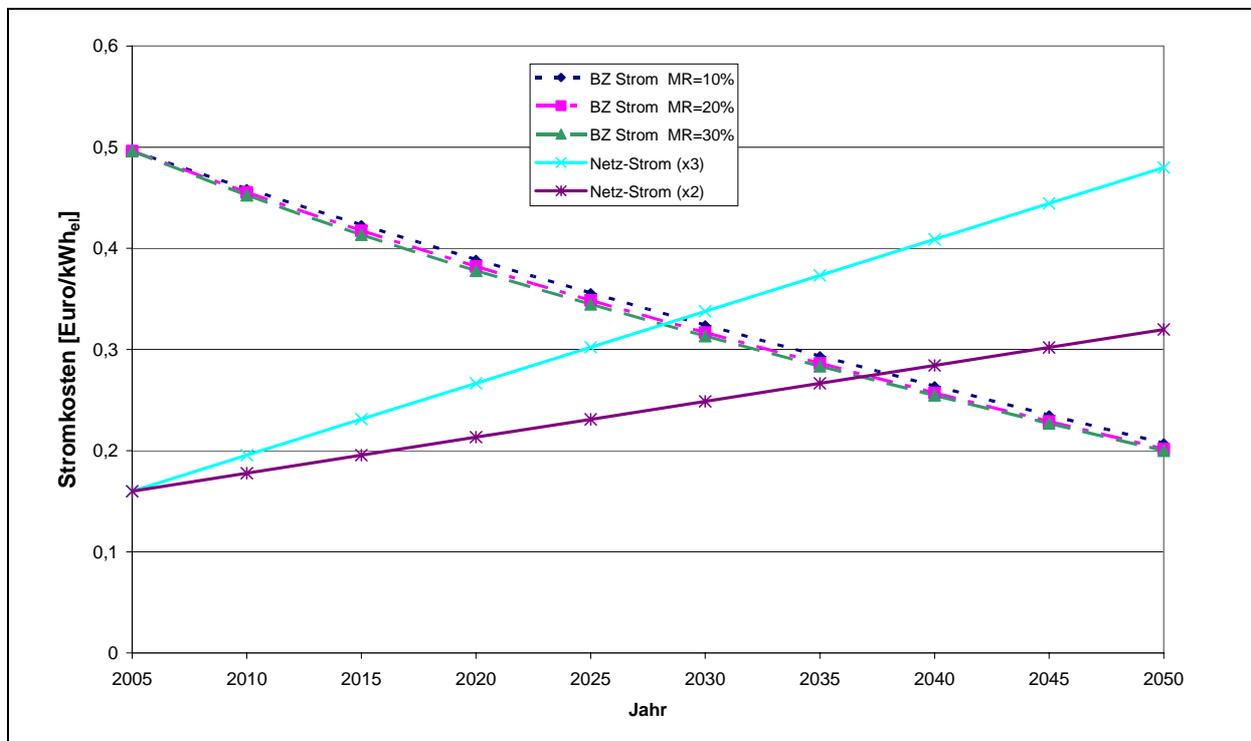


Abbildung 59: Vergleich der Stromkosten bei Nutzung von Öko-Wasserstoff aus Wind in einer BZ im Vergleich Netzstrom

4.2.3 Zusammenfassung ökonomische Zieldimension

Im Folgenden werden die Perspektiven für Öko-Wasserstoff in Österreich aus der Analyse der ökonomischen Zieldimension diskutiert und zusammengefasst. Zunächst sind für die einzelnen Elemente in den Öko-Wasserstoff-Energiesysteme folgende Aussagen zu treffen:

- In Bezug auf die Kosten der elektrolytischen Erzeugung von Öko-Wasserstoff ist festzustellen, dass die Elektrolysetechnik weiter optimiert und die Kosten deutlich reduziert werden müssen, um zukünftig kostengünstigen Öko-Wasserstoff herstellen zu können.
- In Bezug auf die Verdichtung, Verteilung und Speicherung von Öko-Wasserstoff hat die ökonomische Analyse gezeigt, dass die spezifischen Kosten in großen Anlagen mit großen Durchsatzmengen deutlich geringer sind als in kleinen Anlagen (vgl. Anhang E). Die Realisierung dieser Economies of scale bei Öko-Wasserstoff-Erzeugung, Verdichtung, Verteilung oder Speicherung ist allerdings bei den in den nächsten Jahren in Betracht kommenden Produktionsmengen von Öko-Wasserstoff eher unwahrscheinlich. Bei kleineren Produktionskapazitäten ist es daher zweckmäßiger, Öko-Wasserstoff on-site zu erzeugen und zu nutzen, da hierbei die Kosten für den Öko-Wasserstoff-Transport entfallen, die bei geringeren Produktionsmengen eine entscheidende Kostengröße darstellen können.

Für mögliche zukünftige energiewirtschaftliche Optionen für Öko-Wasserstoff ergeben sich für die ökonomische Zieldimension folgende Aussagen:

- In Bezug auf die Öko-Wasserstoff-Nutzung für Transportdienstleistungen ist festzustellen, dass Wasserstoff-Konzeptfahrzeuge sowohl mit Verbrennungskraftmotor (VKM) als auch mit Brennstoffzellen (BZ) derzeit bereits existieren. Heutzutage sind die Kosten für diese Fahrzeuge allerdings noch sehr hoch. Für eine breitere Markteinführung ist jedoch eine deutliche Kostenreduktion erforderlich.
- In Bezug auf die Treibstoffkosten für Transportdienstleistungen ist festzustellen, dass diese mit Öko-Wasserstoff bei weiter steigenden Kosten von fossilen Treibstoffen mittel- und langfristig vergleichbar mit Diesel bzw. Benzin sein könnten. Aufgrund der auch mittelfristig zu erwartenden hohen Investitionskosten von Wasserstoff-Fahrzeugen werden die gesamten Kosten der Transportdienstleistung jedoch höher sein als mit fossilen Treibstoffen. Somit werden mittelfristig die hohen Investitionskosten das entscheidende Hindernis für eine breite Markteinführung von Wasserstoff-Fahrzeugen sein.
- In Bezug auf den stationären Einsatz von Öko-Wasserstoff sind neben den höheren Investitionskosten auch die – im Vergleich zu z.B. Windkraft- oder Wasserkraftstrom und Holz-Pellets zur Wärmeerzeugung – deutlich höheren Kosten des Öko-Wasserstoffs als Energieträger für die deutlich höheren Kosten ausschlaggebend
- Weiters bietet Öko-Wasserstoff zwar auch die prinzipielle Möglichkeit, Ökostrom zu speichern, was allerdings nur dann ökonomisch interessant wird, wenn ein deutlicher Anstieg der fluktuierenden Stromerzeugung insbesondere aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen realisiert wird. In Österreich sind allerdings in den nächsten Jahrzehnten nur minimale Überschüsse erwartbar.
- Bei der Stromerzeugung gibt es somit kein ökonomisches Argument für den „Umweg“ über Öko-Wasserstoff im Vergleich zur direkten Nutzung von Ökostrom aus Wasser-, Windkraft oder Photovoltaik, solange die Stromnetzkapazität ausreicht.

Insgesamt ist festzustellen, dass zurzeit Öko-Wasserstoff weder im mobilen noch im stationären Bereich zu konkurrenzfähigen Kosten erzeugt und genutzt werden kann. Die ökonomische Analyse hat für die Investitionskosten gezeigt, dass bei Nutzung erneuerbarer Energieträger über

Öko-Wasserstoff deutlich höhere Investitionskosten im gesamten Energiesystem im Vergleich zur direkten Nutzung Erneuerbarer Energieträger erforderlich sind, um dieselben Energiedienstleistungen (Wärme, Strom, Transport) bereitzustellen. Daraus folgt, dass bei Öko-Wasserstoff höhere Förderungen (bzw. Kosten für die Öffentlichkeit) notwendig sind.

Ökonomisch führt somit zurzeit in Österreich kein Weg zu einer umfassenden Öko-Wasserstoff-Wirtschaft, da die direkte Bereitstellung von Energiedienstleistungen aus erneuerbaren Energieträgern (ohne den Umweg über Öko-Wasserstoff) derzeit mit wesentlich geringeren Kosten verbunden ist.

4.3 Analyse der sozialen Zieldimension

Nach der Darstellung allgemeiner Ergebnisse wird die qualitative Bewertung der Leitprinzipien der Analyse der sozialen Zieldimension dargestellt.

4.3.1 Allgemeine Ergebnisse

Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist das Grundmotiv die Bereitstellung von Energiedienstleistungen mit den geringsten gesellschaftlichen (monetären und externen) Kosten.

In Bezug auf die Akzeptanz von (Öko-)Wasserstoff als Energieträger sind wenige ausführliche internationale Studien verfügbar. Jene Studien, in denen der sozioökonomische Aspekt zumindest am Rande eine Rolle spielt (z.B. Di Mario 2003), kommen zusammengefasst zu folgenden grundsätzlichen Einstellungen:

- Wasserstoff wird weitgehend mit der Anwendung als neuer Treibstoff für Fahrzeuge assoziiert.
- Es existiert wenig Wissen über die tatsächlichen Merkmale einer Wasserstoff-Wirtschaft (über Sicherheitsprobleme, Effizienz, Tankgrößen, Kosten, Fahrzeugtypen).
- Es wird erwartet, dass mit Wasserstoff als Treibstoff nur geringfügig höhere Treibstoff- und Investitionskosten einhergehen, dafür aber insgesamt eine effizientere Treibstoffnutzung mit Null Emissionen realisiert wird.
- Es herrscht generell eine positive Grundhaltung in Bezug auf Wasserstoff.

Insgesamt ist in Bezug auf diese in der Breite völlig neue Technologie überraschenderweise festzustellen, dass sie fast uneingeschränkte Akzeptanz aufweist. Dabei ist das Akzeptanzmuster völlig konträr zu allen anderen, historisch verfügbaren vergleichbaren Technikakzeptanzanalysen (vgl. z.B. Jörß 2005): Nicht die „Laien“ sind, wie bei den klassisch kritisierten Technologien (wie z.B. Eisenbahn, Atomenergie) die „Gegner“ bzw. Sceptiker, sondern die Experten.

In Bezug auf volkswirtschaftliche Aspekte wie Beschäftigung und Einkommen ist festzustellen:

- Öko-Wasserstoff würde einerseits mehr Arbeitsplätze sichern als Vergleichstechnologien, vor allem aufgrund der wesentlich längeren Kette. Andererseits ist der Subventionsbedarf deutlich höher.
- Aufgrund des höheren Förderbedarfs als bei Vergleichstechnologien zur Nutzung erneuerbarer Energieträger und der höheren Gesamtkosten würde Öko-Wasserstoff in Österreich nicht zu einer Sicherung des Gesamteinkommens beitragen.

4.3.2 Einleitung zur Bewertung der Leitprinzipien der sozialen Zieldimension

Wie in Abschnitt 2.1.2 beschrieben, werden die energiewirtschaftlichen Optionen von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen nach den 7 Prinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung schrittweise bewertet (vergl. Abbildung 2). Die in den Analysen der ökologischen und ökonomischen Zieldimensionen in den Abschnitten 4.1 bis 4.2, quantitativ bewerteten vier Prinzipien – „Prinzip der Nutzung erneuerbarer Ressourcen“, „Effizienzprinzip“, „Prinzip der Recyclingfähigkeit“ und „Prinzip der Sicherung von Arbeit, Einkommen und Lebensqualität“ – haben gezeigt, dass Öko-Wasserstoff aus der Elektrolyse mit Ökostrom im Transport mittel- und langfristig wesentlich interessanter erscheint, als Öko-Wasserstoff aus Biomasse sowie der Einsatz von Öko-Wasserstoff in der stationären gekoppelten Erzeugung von Strom- und Wärme. Daher werden im Folgenden die drei qualitativ zu bewertenden Leitprinzipien „Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung“, „Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adaptionfähigkeit und Lernfähigkeit“ und „Prinzip der Fehlertoleranz und Risikovorsorge“ nur mehr für die mittel- und langfristig interessantesten energiewirtschaftlichen Optionen untersucht. Hierbei geht es also letztendlich um den Vergleich von Transportdienstleistungen mit Fahrzeugen, die mit Öko-Wasserstoff, Ökostrom und Diesel bereitgestellt werden.

4.3.3 Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung

Dieses Prinzip wurde auf die Bereitstellung der Technologie der Endenergieumwandlung angewandt. Für das Fahrzeug wurden folgende Merkmale mit dem Punkteschema bewertet:

- (Lokale) Emissionen des Fahrzeuges (z.B. NO_x, C_xH_y, PM)
- Lärm
- Antriebsleistung
- Beschleunigungsverhalten I von 0–30 km/h und II von 0–100km/h
- Platzangebot
- Thermischer Komfort im Fahrzeuginnenen
- Betankungszeit
- Wartungs- und Reparaturfreundlichkeit
- Passive Fahrzeugsicherheit

In Tabelle 23 ist die Punktebewertung der einzelnen Merkmale für das Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung für die unterschiedlichen Fahrzeuge dargestellt. Mit der Technologie 2005 erreicht das Öko-Wasserstoff-Brennstoffzellen-Fahrzeug mit 75 % den höchsten und das Ökostrom-Fahrzeug mit 40 % den geringsten Erfüllungsgrad, das Diesel-Fahrzeug hat einen Erfüllungsgrad von 75 %. Aufgrund der zu erwartenden technologischen Weiterentwicklung sind die Erfüllungsgrade für die Technologie 2050 für alle drei Fahrzeuge höher. Mit der Technologie 2050 erreicht das Öko-Wasserstoff-Brennstoffzellen-Fahrzeug mit 95 % den höchsten und das Ökostrom-Fahrzeug mit 75 % den geringsten Erfüllungsgrad, das Diesel-Fahrzeug hat einen Erfüllungsgrad von 95 %.

Tabelle 23: Punktbewertung der einzelnen Merkmale für das Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung

Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung	2005			2050		
	Öko-H ₂ BZ-PKW	Öko- Strom Fahrzeug	Diesel- Fahrzeug	Öko-H ₂ BZ-PKW	Öko- Strom Fahrzeug	Diesel- Fahrzeug
Anwendung auf Fahrzeug						
Reichweite	1	0	2	1	0	2
lokale Emissionen (z.B. CxHy, NOx, PM)	2	2	0	2	2	1
Lärm	2	2	0	2	2	2
Antriebsleistung	1	0	2	2	1	2
Beschleunigungsverhalten I (0 - 30 km/h)	2	2	1	2	2	2
Beschleunigungsverhalten II (0 - 100 km/h)	1	0	1	2	1	2
Platzangebot	2	1	2	2	2	2
thermischer Komfort im Fahrzeuginneren	2	0	2	2	1	2
Betankungszeit	1	0	2	2	1	2
Wartungs- und Reparaturfreundlichkeit	0	1	2	2	2	2
passive Fahrzeugsicherheit	2	1	2	2	2	2
Gesamtbewertung (max 22)	16	9	16	21	16	21
Erfüllungsgrad (gerundet)	75%	40%	75%	95%	75%	95%

Legende:
 0.....trifft zu
 1.....trifft gut zu
 2.....trifft sehr gut zu

4.3.4 Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adaptionfähigkeit und Lernfähigkeit

Dieses Prinzip wurde auf die Technologie der Bereitstellung der Treibstoffe Öko-Wasserstoff, Ökostrom und Diesel angewandt. Für die Bereitstellung der Treibstoffe wurden folgende Merkmale mit dem Punkteschema bewertet:

- Primärenergie auch regional vorhanden
- Flexibel bzgl. der Art des eingesetzten Primärenergieträgers
- Treibstoff auch regional erzeugbar
- Einpassung in regionale Infrastruktur
- Speicherbarkeit des Treibstoffes an der Tankstelle

In **Tabelle 24** ist die Punktbewertung der einzelnen Merkmale für das Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adaptionfähigkeit und Lernfähigkeit für die Bereitstellung der unterschiedlichen Treibstoffe dargestellt. Mit der Technologie 2005 erreichen der Öko-Wasserstoff und der Ökostrom mit jeweils 80 % einen höheren Erfüllungsgrad als mineralischer Diesel mit einem Erfüllungsgrad von 30 %. Aufgrund der zu erwartenden technologischen Weiterentwicklung sind die Erfüllungsgrade für die Technologie 2050 für alle drei Treibstoffe höher. Mit der Technologie 2050 erreicht der Öko-Wasserstoff mit 100 % den höchsten und der mineralische Diesel mit 50 % den geringsten Erfüllungsgrad, der Ökostrom hat einen Erfüllungsgrad von 90 %.

Tabelle 24: Punktbewertung der einzelnen Merkmale für das Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adaptionfähigkeit und Lernfähigkeit

Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adaptionfähigkeit und Lernfähigkeit	2005			2050		
	Öko-H ₂	Öko-Strom	Diesel	Öko-H ₂	Öko-Strom	Diesel
Anwendung auf Treibstoff-Erzeugung						
Primärenergie regional vorhanden	2	2	0	2	2	0
Flexibel bzgl. Art der Primärenergie	2	2	0	2	2	1
Treibstoff regional erzeugbar	2	2	0	2	2	1
Einpassung in regionale Infrastruktur	1	2	1	2	2	1
Speicherbarkeit des Treibstoffes an Tankstelle	1	0	2	2	1	2
Gesamtbewertung (max 10)	8	8	3	10	9	5
Erfüllungsgrad	80%	80%	30%	100%	90%	50%

Legende:
 0.....trifft zu
 1.....trifft gut zu
 2.....trifft sehr gut zu

4.3.5 Prinzip der Fehlertoleranz und Risikovorsorge

Wie in Abschnitt 2.4 wurde dieses Prinzip auf das gesamten Energiesystem – also die Bereitstellung des Treibstoffes und das Fahrzeug – angewandt. Hierbei wurden folgende Merkmale mit dem Punkteschema bewertet:

- Fehlertoleranz
- Risikovorsorge

In **Tabelle 25** ist die Punktbewertung der einzelnen Merkmale für das Prinzip der Fehlertoleranz und Risikovorsorge dargestellt. Wie bereits im methodischen Abschnitt 2.4 beschrieben, wurde hierbei grundsätzlich einheitlich für alle Energiesysteme angenommen, dass der Erfüllungsgrad 100 % ist, da dieses Prinzip für Technologien, die am Markt verfügbar sind bzw. sein sollen, erfüllt sein muss, da dies durch die entsprechenden einzuhaltenden Normen, Standards, Vorschriften und Gesetze vorgegeben ist bzw. sein wird.

Tabelle 25: Punktbewertung der einzelnen Merkmale für das Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung

Prinzip der Fehlertoleranz und Risikovorsorge	2005			2050		
	Öko-H ₂ BZ-PKW	Öko-Strom Fahrzeug	Diesel- Fahrzeug	Öko-H ₂ BZ-PKW	Öko-Strom Fahrzeug	Diesel- Fahrzeug
Anwendung auf Treibstoff-Erzeugung und Fahrzeug						
Fehlertoleranz	2	2	2	2	2	2
Risikovorsorge	2	2	2	2	2	2
Gesamtbewertung (max 4)	4	4	4	4	4	4
Erfüllungsgrad	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Legende:
 0.....trifft zu
 1.....trifft gut zu
 2.....trifft sehr gut zu

4.3.6 Zusammenfassung Soziale Zieldimension

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass der Energieträger Öko-Wasserstoff als sehr sauberer zukünftiger Treibstoff angesehen wird und in der Gesellschaft eine deutliche positive Grundhaltung zu Öko-Wasserstoff besteht. Gerade beim Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung zeigt sich, dass Öko-Wasserstoff-Fahrzeuge im Vergleich zu Ökostrom-Fahrzeugen aufgrund der höheren Reichweiten, der leistungsstärkeren Antriebe sowie des besseren Platzangebotes günstiger beurteilt werden.

4.4 Szenario „Mögliche Rolle von Öko-Wasserstoff“

Aufgrund der oben beschriebenen Ergebnisse der Analyse der ökologischen und ökonomischen Zieldimensionen und Bewertung der 7 Leitprinzipien wurden für das Szenario „Mögliche Rolle von Öko-Wasserstoff“ folgende Annahmen getroffen:

- Die Biomasse wird zur Erzeugung von flüssigen und gasförmigen Biotreibstoffen in Polygenerationsanlagen zur Treibstoff-Strom-Wärme-Erzeugung und nicht für Öko-Wasserstoff eingesetzt.
- Der Öko-Wasserstoff wird ausschließlich im Transportsektor eingesetzt, und nicht für stationäre gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung.

In den folgenden Abbildungen - [Abbildung 60](#), [Abbildung 61](#) und [Abbildung 62](#) wird dargestellt, dass der im Szenario „Mögliche Rolle von Öko-Wasserstoff“ im Vergleich zum Energiefluss Österreich im Jahr 2000 bei gleichem Energiedienstleistungsumfang

- der Nutzenergiebedarf um 35 % von 592 PJ/a auf 386 PJ/a
- der Endenergiebedarf um 48 % von 965 PJ/a auf 503 PJ/a
- der Primärenergiebedarf um 47 % von 1.162 PJ/a auf 610 PJ/a

verringert ist. Insgesamt würden etwa 63 PJ/a Öko-Wasserstoff als Endenergieträger für Fahrzeugantriebe benötigt werden, wobei der Öko-Wasserstoff vor allem durch Elektrolyse durch (zusätzlichen) Ökostrom aus Wind- und Wasserkraft erzeugt werden würde. In [Abbildung 63](#) ist der Energiefluss für das Szenario „Mögliche Rolle von Öko-Wasserstoff“ dargestellt, woraus sich der Anteil von Öko-Wasserstoff von 12 % am Endenergiebedarf für alle Nutzenergiearten ([Abbildung 64](#)) sowie von 54 % für Fahrzeugantriebe [Abbildung 65](#) ergibt.

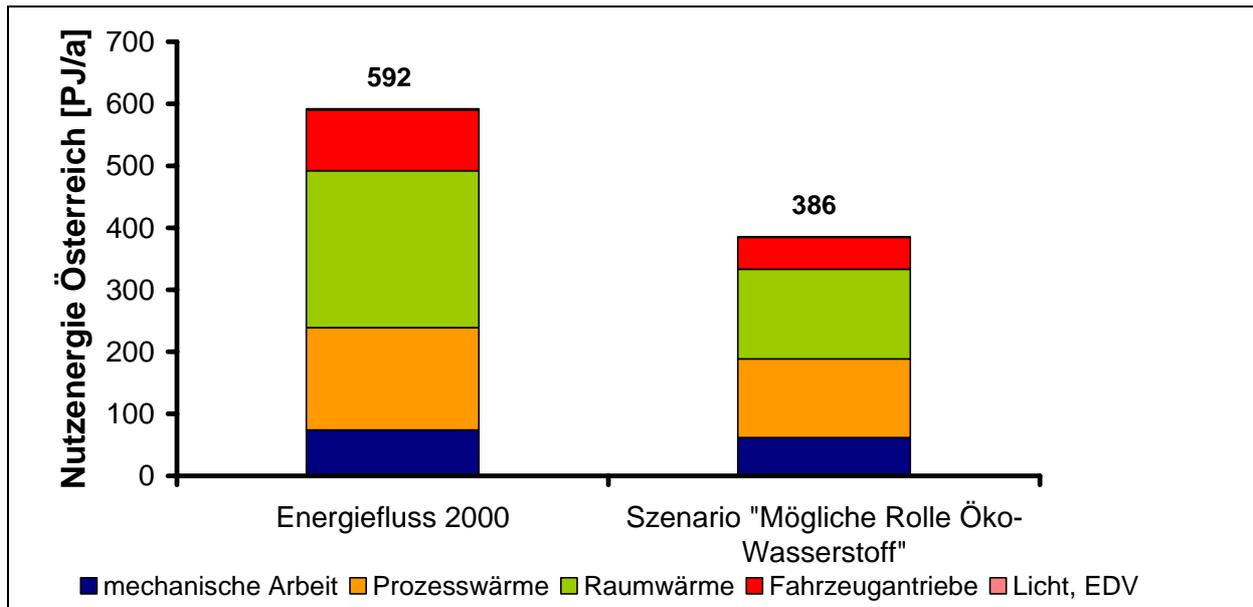


Abbildung 60: Vergleich Nutzenergiebedarf Energieflussbild Österreich 2000 und Szenario „Mögliche Rolle von Öko-Wasserstoff“

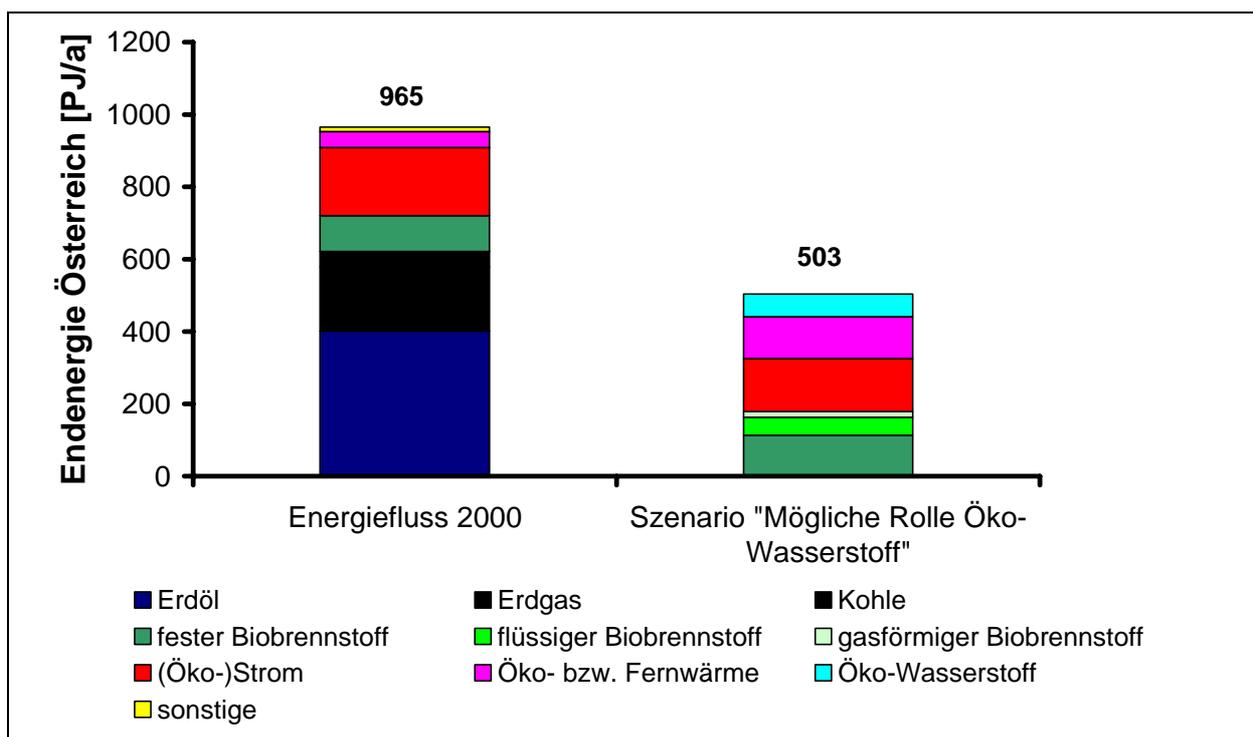


Abbildung 61: Vergleich Endenergiebedarf Energieflussbild Österreich 2000 und Szenario „Mögliche Rolle von Öko-Wasserstoff“

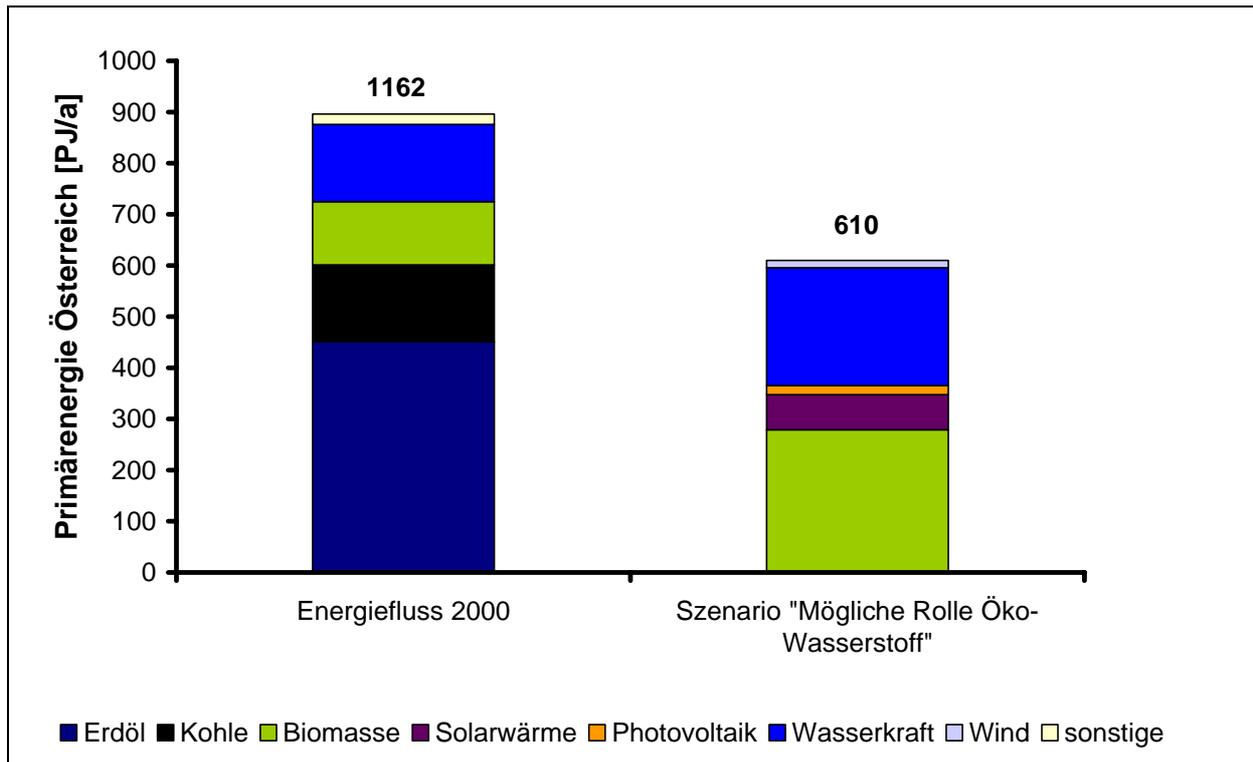


Abbildung 62: Vergleich Primärenergiebedarf Energieflussbild Österreich 2000 und Szenario „Mögliche Rolle von Öko-Wasserstoff“

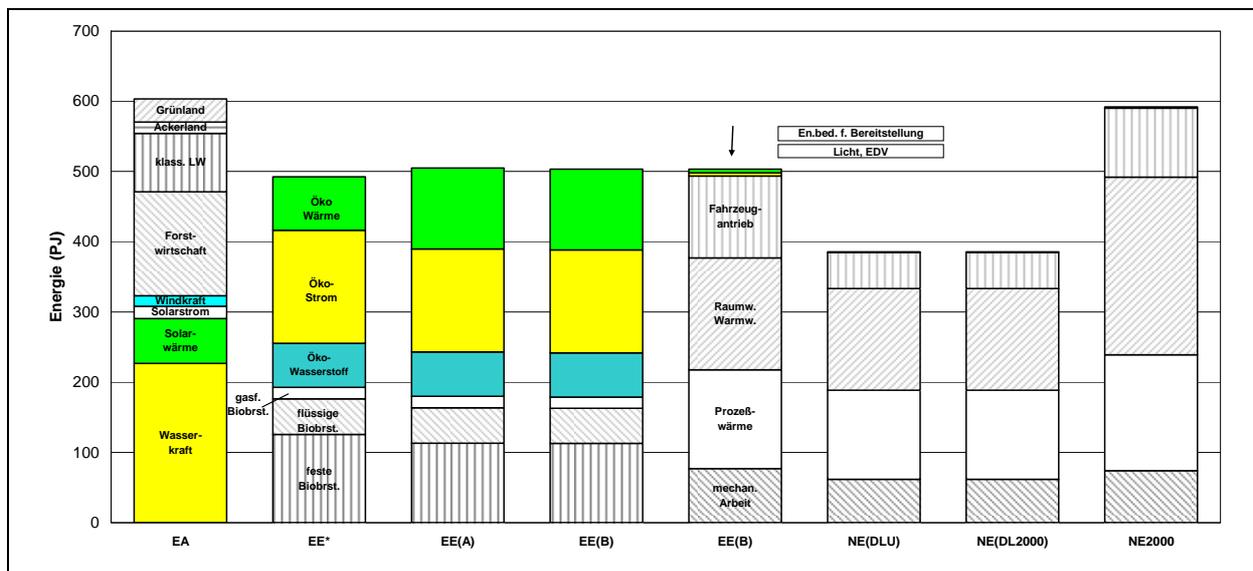


Abbildung 63: Ergebnisse Szenario „Mögliche Rolle von Öko-Wasserstoff“

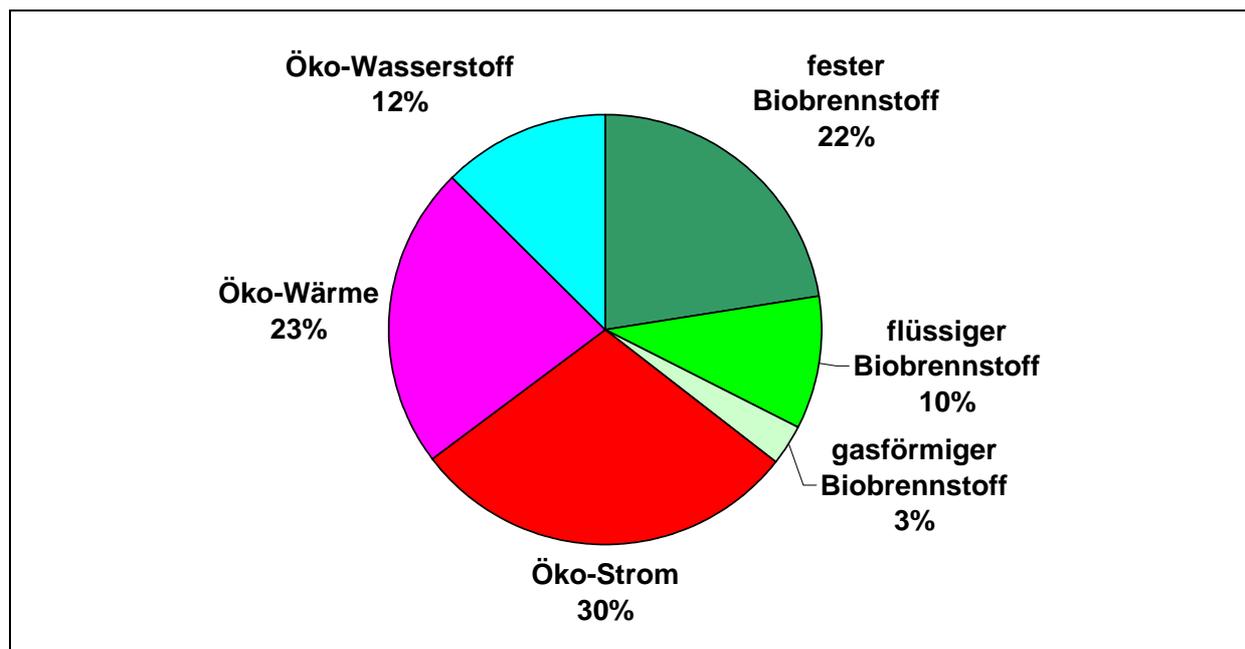


Abbildung 64: Anteil der unterschiedlichen Endenergeträger für alle Nutzenergiearten im Szenario „Mögliche Rolle von Öko-Wasserstoff“

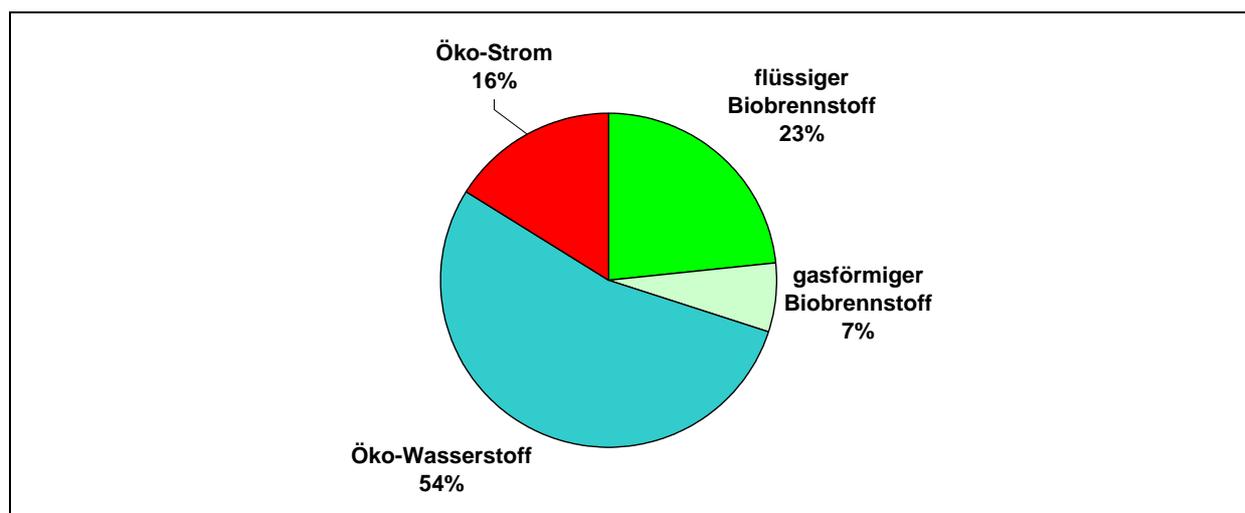


Abbildung 65: Anteil der unterschiedlichen Endenergeträger für die Nutzenergieart Transport im Szenario „Mögliche Rolle von Öko-Wasserstoff“

4.5 Vorschläge für zukünftige Demoprojekte

In [Abbildung 66](#) und [Abbildung 67](#) sind die möglichen mittel- und langfristigen energiewirtschaftlichen Optionen für Öko-Wasserstoff in Österreich dargestellt, die auch als Ausgangspunkt für Vorschläge für zukünftige Demoprojekte angenommen wurden. Die Demoprojekte sollen eine oder mehrere Aspekte dieser möglichen energiewirtschaftlichen Optionen für Öko-Wasserstoff beinhalten. Somit sind bei Demoprojekten die Bereiche Öko-Wasserstoff-Erzeugung, Öko-Wasserstoff-Speicherung und Öko-Wasserstoff-Nutzung angesprochen.

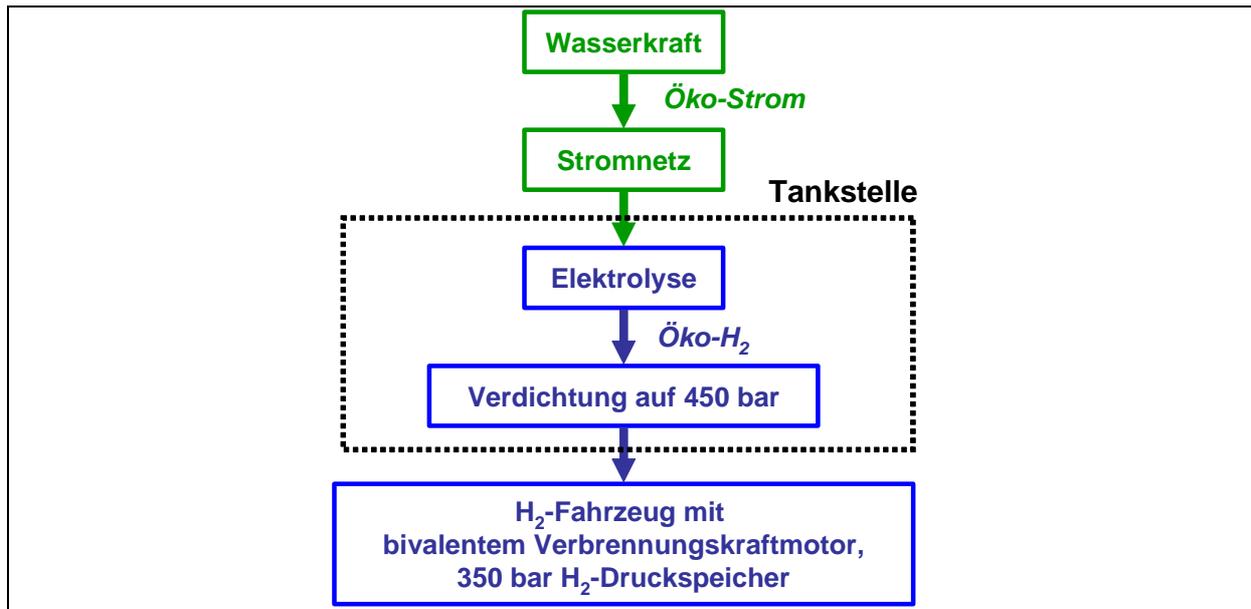


Abbildung 66: Mögliche mittelfristig interessante energiewirtschaftliche Optionen für Öko-Wasserstoff

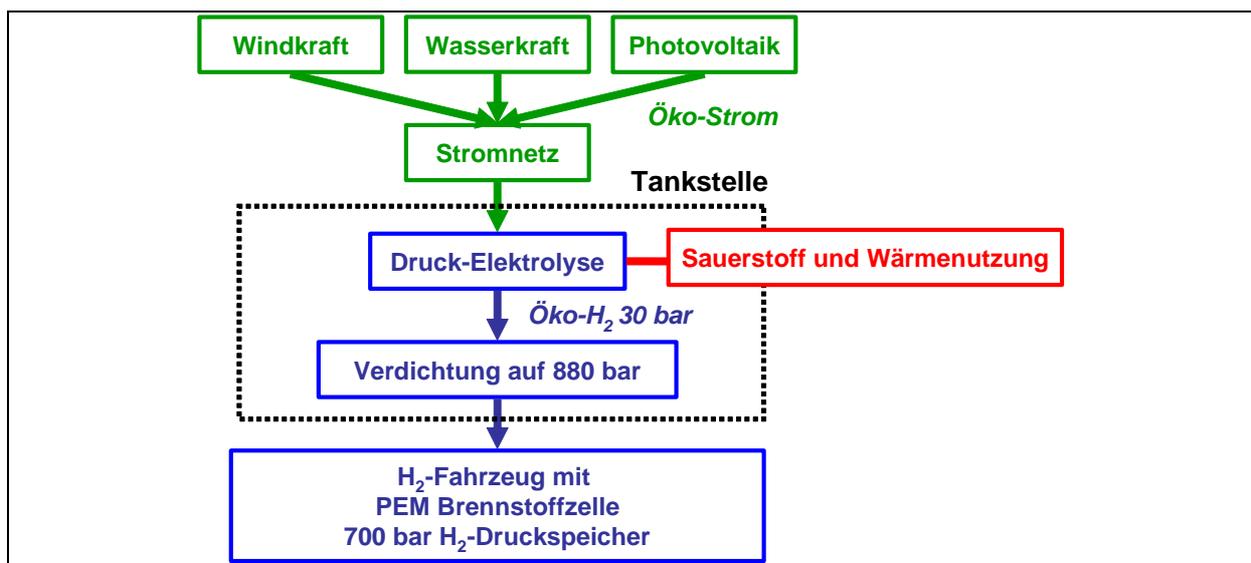


Abbildung 67: Mögliche langfristig interessante energiewirtschaftliche Optionen für Öko-Wasserstoff

Die Demoprojekte sollen ein auf der Nutzung von Öko-Wasserstoff aufbauendes, energieeffizientes und flexibles Energiesystem demonstrieren können. Die Identifizierung von vorbildlichen und systemfähigen Öko-Wasserstoff-Modellprojekten soll die zukünftigen Möglichkeiten und die Relevanz von Öko-Wasserstoff als Energieträger in einem nachhaltigen österreichischen Energiesystem aufzeigen. Weiters wurde im Rahmen des Projektbeirates angestrebt, potenzielle Betreiber einer zukünftigen Demonstrationsanlage einzubinden, die dann auch bei der Erarbeitung von möglichen Demoprojekten mitgearbeitet haben.

In der 2. Sitzung des Projektbeirates (siehe Anhang A) wurden folgende Rahmenbedingungen bzw. Voraussetzungen für mögliche Demoprojekte zu Öko-Wasserstoff erörtert

- Vor der Realisierung von Öko-Wasserstoff-Demonstrationsprojekten sind in jedem Fall noch detaillierte Analysen „Feasibility-Studien“ notwendig.
- Die Erfahrung von bestehenden internationalen Demoprojekten zu Öko-Wasserstoff sollen erarbeitet und bewertet werden, z.B. EU-CUTE Projekt Clean Urban Transportation for Europe mit 33 BZ-Bussen in 11 Europäischen Städten.
- Neben den energiewirtschaftlichen Optionen im Transportsektor sollen auch „Realistische“ Nischenanwendungen berücksichtigt werden (z.B. Strom-Insellösungen), die in Zukunft breitere Anwendung finden könnten, z.B. Stromversorgung auf der dänischen Insel Utsira.
- Der österreichische Nutzen von Demoprojekten, z.B. Ausbau von F&E Stärken in Österreich (z.B. Wasserstoff-Tankstellen, Wasserstoff-Speichersystem für Fahrzeuge, Biomasse-Vergasung), soll dargestellt werden.
- Die 7 Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung sind auch bei der Identifizierung zu berücksichtigen und bei der Bewertung möglicher Demonstrationsprojekte „Leuchtturmprojekte“ zu Öko-Wasserstoff anzuwenden.
- Ausgangspunkt für Öko-Wasserstoff-Erzeugung kann auch eine lokal zu bestimmten Zeiten im „Überschuss“ vorhandene erneuerbare Energie sein, z.B. Überschusswind für Elektrolyse am Beispiel eines Windrades der oekostrom AG.

Im Projektbeirat bestand Übereinstimmung, dass vor der tatsächlichen Errichtung eines Öko-Wasserstoff-Demonstrationsprojekts weitere Vorarbeiten in Form von Studien notwendig sind, womit im Rahmen des gegenständlichen Projekts unter „Demonstrationsprojekten“ somit weiterführende Arbeiten/Studien zu Öko-Wasserstoff verstanden werden sollen.

Die folgenden drei möglichen Demonstrationsprojekte wurden identifiziert, für die vom Projektteam in Kooperation mit den angeführten potenziellen (Mit)Betreibern der Umfang einer Machbarkeitsstudie als nächster Schritt beschrieben wurde und die im Detail in Anhang F angeführt sind:

- Öko-Wasserstoff aus Elektrolyse mit Windkraft mit oekostrom AG
- Öko-Wasserstoff Erzeugung und Nutzung in der Raffinerie Schwechat mit OMV
- Zusammenstellung von internationalen Demonstrationsprojekten zu Öko-Wasserstoff mit Profactor

Die industriellen Partner OMV und oekostrom AG wären auch potenzielle (Mit)Betreiber möglicher Demonstrationsprojekte.

5 Schlussfolgerungen

Die Schlussfolgerungen zur Fragestellung, ob und in welchen Anwendungen Öko-Wasserstoff in Österreich interessant werden könnte, betreffen im Einzelnen die folgenden Bereiche:

- Einsatz zur stationären gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung
- Einsatz für Transportdienstleistungen
- Erzeugung von Öko-Wasserstoff in Österreich
- Speicherung Ökostrom
- Notwendige Infrastruktur
- Einsatz in Fahrzeugen
- Speicherung im Fahrzeug
- Gesamtwirtschaftliche Sicht
- Mögliche zukünftige Rolle von Öko-Wasserstoff
- Vorschläge für zukünftige Aktivitäten zu Öko-Wasserstoff in Österreich

5.1 Strom und Wärme

Die Technologien für die direkte Nutzung erneuerbarer Energie für die Erzeugung von Strom und Wärme sind hoch entwickelt, energieeffizient und bereits in einigen Anwendungsfällen konkurrenzfähig zu fossilen Energieträgern. Die direkte Nutzung von erneuerbarer Energie für Strom und Wärme entspricht daher den 7 Leitprinzipien nachhaltiger Technologie wesentlich besser als Öko-Wasserstoff, insbesondere betreffend Energieeffizienz, Treibhausgasemissionen und Kosten.

Daher ergibt sich die Schlussfolgerung 1, dass die stationäre gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung mit Öko-Wasserstoff nur eine Nischen-Anwendung sein kann und keinen nennenswerten energiewirtschaftlichen Beitrag leisten wird.

5.2 Transport

Da nicht absehbar ist, dass Elektrofahrzeuge auf breiter Basis eingesetzt werden können, ist Öko-Wasserstoff eine Möglichkeit für den Ersatz von Diesel und Benzin. Elektrofahrzeuge sind in der Entwicklung weiter fortgeschritten, aber derzeit nur für eingeschränkte Einsatzbereiche verfügbar. Wasserstoff-Fahrzeuge sind in Entwicklung (z.B. Konzeptfahrzeuge), haben aber höhere Treibhausgasemissionen und geringere Energieeffizienz als Elektrofahrzeuge mit Ökostrom.

Daher ergibt sich die Schlussfolgerung 2, dass Öko-Wasserstoff für den Transport die interessanteste energiewirtschaftliche Option werden kann, wenn Elektrofahrzeuge nicht marktfähig weiterentwickelt werden. Öko-Wasserstoff hat für mobile Anwendungen ein hohes mittel- bis langfristiges Potenzial zur Nutzung erneuerbarer Energie im Transportsektor.

5.3 Erzeugung von Öko-Wasserstoff in Österreich

Die Erzeugung von Öko-Wasserstoff über Elektrolyse mit Ökostrom aus Wasserkraft, Windenergie und Photovoltaik ist für Österreich besonders interessant. Biomasse kann nur langfristig interessant werden, da Biomasse kurz- bis mittelfristig zur Erzeugung von Wärme, Strom und Biotreibstoffen wesentlich zweckmäßiger ist und dabei die 7 Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung besser erfüllt werden. Die Nutzung der Nebenprodukte Sauerstoff und Wärme aus der Elektrolyse kann wirtschaftlich interessant sein. Die Wasserstoff-Erzeugung durch Dampferformierung von Erdgas erscheint auch für eine Übergangsstrategie zu Öko-Wasserstoff nur mit CO₂-Speicherung zweckmäßig, da ohne CO₂-Speicherung kaum eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen möglich ist.

Daher ergibt sich die Schlussfolgerung 3, dass die Elektrolyse mit Ökostrom (insbesondere mit Nutzung von Sauerstoff und Wärme) die interessanteste energiewirtschaftliche Erzeugungsoption für Öko-Wasserstoff in Österreich ist bzw. werden kann.

5.4 Speicherung von Ökostrom

Die Speichereigenschaften von Biomasse und Pumpspeicherwerken für Wasserkraft sind ähnlich zu bewerten wie jene von Öko-Wasserstoff. Die Speicherung von „nicht-netzfähigem“ Ökostrom aus Wind und Photovoltaik in Verbindung mit Produktion und Nutzung von Öko-Wasserstoff als Treibstoff sollte näher untersucht werden.

Daher ergibt sich die Schlussfolgerung 4, dass mittelfristig Öko-Wasserstoff als Speicher beim Lastmanagement Bedeutung erlangen könnte. Dabei sollte die Nutzung von Öko-Wasserstoff als Treibstoff Vorrang gegenüber der Rückverstromung von Öko-Wasserstoff haben.

5.5 Infrastruktur

Kurz- und mittelfristig wird die „on-site“-Elektrolyse mit Ökostrom an der Tankstelle und die Nutzung als gasförmiger Öko-Wasserstoff interessant sein. Entweder ist die Tankstelle direkt am Ort der Stromerzeugung oder der Ökostrom wird über das Stromnetz zur Tankstelle übertragen. Hierzu ist ein leistungsfähiges Stromnetz erforderlich, wobei durch die Elektrolyse und die Speicherung von Öko-Wasserstoff Synergieeffekte für Lastmanagement möglich sind, wenn die Elektrolyse in Schwachlastzeiten bzw. bei aktuellem „Überschuss“ an Ökostrom betrieben wird. Flüssiger Öko-Wasserstoff erscheint mittelfristig möglich, erfordert jedoch aus Kostengründen und der Energieeffizienz große Verflüssigungsanlagen (ab 5 t/Tag) mit entsprechender Infrastruktur für die Zulieferung und Verteilung von Öko-Wasserstoff.

Daher ergibt sich die Schlussfolgerung 5, dass die Nutzung bestehender Infrastruktur insbesondere des Stromnetzes und bei „on-site“ Erzeugung von gasförmigen Öko-Wasserstoff an der Tankstelle eine kurz- und mittelfristige energiewirtschaftliche Option ist.

5.6 Wasserstoff-Fahrzeuge

Wasserstoff-Fahrzeuge sind im Entwicklungs- bzw. Demonstrationsstadium („Konzeptfahrzeuge“). Fahrzeuge mit PEM-Brennstoffzelle haben mittel- und langfristig das Potenzial energieeffizienter und emissionsärmer zu sein als solche mit Verbrennungskraftmotor („Null-Emission“). Der derzeitige Entwicklungsstand des Wasserstoff-Verbrennungskraftmotors ist höher als jener des Elektromotors mit PEM-Brennstoffzelle. Der Wasserstoff-Verbrennungsmotor kann bivalent mit Wasserstoff und Benzin betrieben werden, was sehr wesentlich für Übergangsstrategien und die frühe Markteinführung ist. PEM-Brennstoffzellen benötigen hochreinen Wasserstoff (V5.0).

Daher ergibt sich die Schlussfolgerung 6, dass Öko-Wasserstoff-Fahrzeuge mit (bivalenten) Verbrennungskraftmotoren mittelfristig möglich sind. Erst mittel- und langfristig werden Brennstoffzellen-Fahrzeuge eingesetzt werden, jedoch ist hierzu eine erfolgreiche technologische Entwicklungen inkl. Kostenreduktion Voraussetzung.

5.7 Wasserstoff-Speicherung im Fahrzeug

Gegenwärtig ist die gasförmige Druckspeicherung bei 350 bar demonstriert. Mittelfristig ist absehbar, dass die gasförmige Druckspeicherung bei 700 bar technisch realisiert wird. Auch die Flüssigspeicherung wird gegenwärtig demonstriert, wobei die Flüssigspeicherung mittel- bis langfristig nur von Bedeutung sein wird, wenn es gelingt, große Verflüssigungsanlagen und das notwendige Verteilsystem wirtschaftlich zu realisieren.

Daher ergibt sich die Schlussfolgerung 7, dass kurz- und mittelfristig eher die gasförmige Öko-Wasserstoff Speicherung im Fahrzeug erfolgreich sein wird.

5.8 Gesamtwirtschaftliche Sicht

Öko-Wasserstoff-Energiesysteme erfordern deutlich höhere Investitionen als die direkte Nutzung erneuerbarer Energien, um dieselben Energiedienstleistungen bereitzustellen. Dies bedeutet, dass kurz- und mittelfristig höhere Förderungen notwendig wären. Derzeit gibt es kein ökonomisches Argument für Öko-Wasserstoff im Vergleich zur direkten Nutzung von Strom aus Wasser-, Windkraft und Photovoltaik, solange die Stromnetzkapazität ausreicht. In manchen Nischenanwendungen könnte es kurzfristig zweckmäßig sein, geringe Stromüberschüsse aus Wasser-, Windkraft und Photovoltaik für die Erzeugung von Öko-Wasserstoff als Treibstoff zu geben, wobei aber keine Lerneffekte bewirkt werden können und die „economies of scale“ nicht realisierbar sind. Öko-Wasserstoff-Energiesysteme würde zwar mehr Arbeitsplätze sichern, aber höheren Subventionsbedarf erfordern, weshalb kein Beitrag zur Sicherung des Gesamteinkommens zu erwarten ist.

Daher ergibt sich die Schlussfolgerung 8, dass aus gesamtwirtschaftlicher Sicht in Österreich kurzfristig kein Weg zu einer umfassenden Öko-Wasserstoff-Wirtschaft führt, weil die direkte Nutzung erneuerbarer Energie zur Bereitstellung der Energiedienstleistungen weitgehend ökonomisch günstiger ist.

5.9 Mögliche zukünftige Rolle von Öko-Wasserstoff

Die mögliche Rolle von Öko-Wasserstoff kann zukünftig im Transportsektor bedeutend sein. Unter den Annahmen, dass die Biomasse zur Erzeugung von gasförmigen, flüssigen und festen Bioenergieträgern eingesetzt wird und der Öko-Wasserstoff ausschließlich im Transportsektor genutzt wird, sowie der gleiche Energiedienstleistungsumfang wie im Jahr 2000 aus 100 % erneuerbarer heimischer Energieträger bereitgestellt wird, könnte Öko-Wasserstoff aus Ökostrom mittel- bis langfristig im Transportsektor mit etwa 65 PJ/a beitragen, das wären 12 % des gesamten Endenergieträgereinsatzes (zukünftig 503 PJ/a, im Jahr 2000: 965 PJ/a) bzw. etwa 54 % der Endenergieträger im Transportsektor (zukünftig 117 PJ/a, im Jahr 2000: 293 PJ/a).

Um die Zukunftspotenziale nutzen zu können, sind Forschung, Weiterentwicklung und Demonstration zu Öko-Wasserstoff-Energiesystemen sowie deren Komponenten zu empfehlen.

5.10 Vorschläge für zukünftige Aktivitäten zu Öko-Wasserstoff in Österreich

Nachfolgend werden die Vorschläge für weitere Aktivitäten in Österreich zusammengefasst.

5.10.1 Koordination Nationaler Wasserstoff-Aktivitäten

Die Etablierung eines Fachgespräches „Wasserstoff“ ein bis zwei Mal im Jahr, was einer Weiterführung des Projektbeirates „Öko-Wasserstoff“ entspricht. Die Einrichtung einer Nationalen Wasserstoff Informationsplattform z.B. im Rahmen des HyCentA sowie eine Österreichische Wasserstoff-Konferenz etwa alle zwei Jahre.

5.10.2 F&E-Bedarf und Demonstrations-Projekte

Erstellung einer internationalen Übersicht zu Öko-Wasserstoff-Projekten sowie die Erzeugung von Öko-Wasserstoff aus Elektrolyse mit Windstrom, Öko-Wasserstoff in der Raffinerie (Elektrolyse mit Ökostrom, Biogas Co-Feuerung in Erdgas Dampfreformer) sowie Demonstration von Öko-Wasserstoff-Fahrzeugen.

5.10.3 Internationale Vernetzung

Die nationalen Aktivitäten sollten in die bestehenden und geplanten internationalen Netzwerke eingebunden sein, z.B. European Hydrogen and Fuel Cell Platform (HFP), IEA Hydrogen Implementing Agreement (HIA) und International Partnership Hydrogen Economy (IPHE).

6 Ausblick und Empfehlungen

Zur Bedeutung von Öko-Wasserstoff in einem nachhaltigen Energiesystem in Österreich ist festzuhalten, dass es eine Reihe von grundlegenden Unsicherheiten gibt.

Die mittel- bis langfristige Perspektive der möglichen Bedeutung von Öko-Wasserstoff stellt insgesamt eine sehr komplexe Herausforderung für die Wissenschaft, Politik und Industrie dar.

Die marktrelevante Einführung von Öko-Wasserstoff wird – wenn überhaupt – nur mittel- bis langfristig möglich sein.

Die Erzeugung von größeren Wasserstoffmengen aus fossilen Energieträgern, z.B. Erdgas ohne CO₂-Speicherung, Elektrolyse mit Strom aus fossilen Energieträgern, erscheint vor dem Hintergrund der kurz- und mittelfristigen notwendigen Reduktion der Treibhausgasemissionen auch als Übergangstechnologie zur Einführung von Öko-Wasserstoff ungeeignet.

International wird oft gerade die kostengünstige Erzeugung von Wasserstoff aus Erdgas als mögliche Übergangstrategie eingeschätzt, um Technologie-Entwicklungen und Praxiserprobung von Wasserstoff-Anwendungen sowie erste Markteinführungen zu ermöglichen. Dies wäre aus Sicht der notwendigen Treibhausgas-Reduktion nur erstrebenswert, wenn das CO₂ abgeschieden und gespeichert wird. Ausnahme: Wasserstoff-Erzeugung in kleinen Mengen für Forschungszwecke zur Entwicklung und praktischen Erprobung von Komponenten der Wasserstoff-Technologie.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die mittel- und langfristig interessanteste energiewirtschaftliche Option für Öko-Wasserstoff in Österreich die Bereitstellung von Transportdienstleistungen mit Fahrzeugen, die gasförmigen Wasserstoff aus der Elektrolyse mit Strom aus Wasser- und Windkraft nutzen, sein könnte. Um die bestehende Infrastruktur des Stromnetzes zu nutzen, sollte die Elektrolyse direkt an der Tankstelle erfolgen. Kurzfristig haben vor allem Fahrzeuge mit Verbrennungskraftmotor für gasförmigen Wasserstoff bei einem bivalenten Betrieb mit Benzin die günstigsten Voraussetzungen. Erst nach technischer Weiterentwicklung, verbunden mit einer deutlichen Kostenreduktion, werden Brennstoffzellen-Fahrzeuge mit Öko-Wasserstoff eingesetzt werden können.

Um die mittel- bis langfristig gegebenen Chancen nutzen zu können, sind im Bereich der Forschung, Weiterentwicklung und Demonstration von Öko-Wasserstoff-Technologien weitere Anstrengungen notwendig und empfehlenswert. Diese sollten in die bestehenden und geplanten internationalen Netzwerke eingebunden sein, z.B. European Hydrogen and Fuel Cell Platform (HFP), IEA Hydrogen Implementing Agreement (HIA). Folgende mögliche Demonstrationsprojekte in Österreich werden vorgeschlagen: Öko-Wasserstoff aus Elektrolyse mit Windstrom, Öko-Wasserstoff in Raffinerie (Elektrolyse mit Ökostrom, Biogas zur Co-Feuerung in Erdgas-Dampfreformer) und Demonstration von Öko-Wasserstoff-Fahrzeugen.

7 Verzeichnisse

7.1 Literaturverzeichnis

Literaturverzeichnis

- Amos 1998: W. A. Amos: Costs of Storing and Transporting Hydrogen, NREL/TP-570-25106
- Ajanovic et al. 2005: A. Ajanovic, N. Nakicenovic, R. Haas: Wirtschaftlichkeit von Energiesystemen mit Wasserstoff, 4. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU-Wien IEWT 2005, Energiesysteme der Zukunft: Herausforderungen und Lösungspfade, 16.–18. Februar 2005, IEWT 2005 – Tagungs-CDROM, Wien, Österreich
- Ajanovic et al. 2005a: A. Ajanovic, N. Nakicenovic, R. Haas: Wirtschaftliche Aspekte von Öko-Wasserstoff, Erste Österreichische Wasserstoff-Konferenz, 10.–11. Oktober 2005, Proceedings, Joanneum Research, Graz, Österreich
- BMWA 2005: Strategiepapier zum Forschungsbedarf in der Wasserstoff-Energietechnologie, Strategiekreis Wasserstoff des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Berlin 2005, www.bmwa.bund.de
- Di Mario 2003: F. Di Mario, et al.: Socio-economic Aspects of the Hydrogen Economy Development, Institute for Prospective Technological Studies, 2003
- European Commission 2003: Tank-to-Wheels Report, Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context, European Commission
- Fremont et al., 2000: P.B. Fremont, B. Glenn: Electric Utilities, Equity Research, Jefferies & Companies, Los Angeles, 2000
- Fuel Cell Today 2004: Adamson K.A., Jollie D.: Fuel Cell Market Survey: Small Stationary Applications, Fuel Cell Today, <http://www.fuelcelltoday.com>, 2004.
- Gian 2002: Gian Carle, 2002: Brennstoffzellen für den Automobilbau im Wettbewerb, Institut für Verkehrsplanung, Transporttechnik, Strassen- und Eisenbahnbau (IVT), ETH
- Hausberger et al. 2001: S. Hausberger, D. Engler: Das Modell PHEM (Passenger car and Heavy Duty Emission Model), Institut für Verbrennungskraftmaschinen und Thermodynamik der TU-Graz; 2001
- IEA 2000: International Energy Agency: Experience Curves for Energy Technology Policy, 2000
- IEA 1998: International Energy Agency, Folder of Task 25 Greenhouse Gas Balances of Bioenergy Systems, <http://www.joanneum.ac.at/iea-bioenergy-task38>
- IPHE 2005: International Partnership on Hydrogen Economy – IPHE Renewable Hydrogen Workshop, October 24 – 26, 2005, Seville, Spain
- ipts 2004: Institute for Prospective Technological Studies, 2004: Potential for Hydrogen as a Fuel for Transport in the Long Term (2020-2030)
- Jörß 2005: W. Jörß: Technologischpfade für die europäische Energiezukunft – Die EurEnDel Studie, Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung, Berlin, 2005

- Jungmeier et al. 1999: G. Jungmeier, L. Canella, J. Spitzer, R. Stiglbrunner: Treibhausgas-Bilanz der Bioenergie – Vergleich der Treibhausgasemissionen aus Bioenergie-Systemen und fossilen Energiesystemen, Graz 1999
- Jungmeier et al. 2002: G. Jungmeier, S. Hausberger: Treibhausgasbilanz von Transportsystemen, Graz 2002
- Jungmeier et al. 2005: G. Jungmeier, K. Könighofer: Energiebilanzen und Treibhausgasemissionen von Energiesystemen mit Öko-Wasserstoff, 4. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU-Wien IEWT 2005, Energiesysteme der Zukunft: Herausforderungen und Lösungspfade, 16.-18. Februar 2005, IEWT 2005 – Tagungs-CDROM, Wien, Österreich
- Jungmeier et al. 2005a: G. Jungmeier, K. Könighofer, J. Spitzer: Öko-Wasserstoff in Österreich, Erste Österreichische Wasserstoff-Konferenz, 10.-11. Oktober 2005, Proceedings, Joanneum Research, Graz, Österreich
- Jungmeier et al. 2005b: G. Jungmeier, K. Könighofer, J. Spitzer, E. Deurwaarder, H. den Uil, T. Kaberger, A. Onizk-Popławska, M. Rogulska, A. V. Bridgwater: The Possible Role of Hydrogen from Woody Biomass in A Future Sustainable Transportation System, 14th European Biomass Conference & Exhibition Biomass for Energy Industry and Climate Protection, Proceedings (in press) 17–21. Oktober 2005, Paris, Frankreich
- Jungmeier et al. 2005c: G. Jungmeier, K. Könighofer, J. Spitzer, E. Deurwaarder, H. den Uil, T. Kaberger, A. Onizk-Popławska, M. Rogulska, A. V. Bridgwater: The Possible Role of Hydrogen from Woody Biomass in A Future Sustainable Transportation System, IPHE Renewable Hydrogen Workshop, Poster's Abstracts, 24–26 Oktober 2005, Seville, Spanien
- Jungmeier et al. 2005d: G. Jungmeier, K. Könighofer, J. Spitzer, R. Haas, A. Ajanovic: Renewable Hydrogen in Austria – A Strategy for the Production and Use of Hydrogen from Renewable Energy in Austria, NHA Annual Hydrogen Conference 2005 – Partnering for the Global Hydrogen Future, Proceedings 29 March–1 April 2005, Washington, USA
- Jungmeier et al. 2005e: G. Jungmeier, K. Könighofer, J. Spitzer: Wasserstoff, Vortrag beim Workshop Biotreibstoffe – heute, morgen übermorgen, 17. Juni 2005, Wien, Österreich
- Jungmeier et al. 2005f: G. Jungmeier, K. Könighofer, J. Spitzer: Assessment of Renewable Hydrogen Applications for Heat and Stationary Mechanical Use, NHA Annual Hydrogen Conference 2005 – Partnering for the Global Hydrogen Future, Proceedings 29 March–1 April 2005, Washington, USA
- Lauer et al. 1995: Lauer M., Waupotisch M.: Energiebedarfsdeckung nach einem Umstieg von fossilen auf erneuerbare Energieträger – Möglichkeiten und Grenzen am Beispiel Österreichs – Stufe 1: Grobanalyse, JOANNEUM RESEARCH, IEF-B-04/95, Graz Jänner 1995
- National Academy 2004: The Hydrogen Economy: Opportunities, Costs, Barriers, and R&D Needs, the National Academy, Washington 2004
- Ozbeck 2001: Ozbek A.: US and Global Automotive Fuel Cell Markets: Markets, Technologies and Applications, www.alliedworld.com/energy/product/AFC01.html, Allied Business Intelligence Inc., 2001
- Ragwitz et al. 2005: Mario Ragwitz, Joachim Schleich, Claus Huber, Gustav Resch, Thomas Faber, Monique Voogt, Rogier Coenraads, Hans Cleijne, Peter Bodo: Analysis of the EU re-

newable energy sources' evolution up to 2020 (FORRES 2020), Karlsruhe (Germany), April 2005

Starzer 1993: Starzer O.: Solar-Wasserstoff – Bestandsaufnahme und Ausblick, Energieverwertungsagentur, ISBN 3-90 1381-06-6, Wien November 1993

Tasman 2003: Acil Tasman: National Hydrogen Study – Issues Paper, 2003

Winter et al. 1988: C.-J. Winter, J. Nitsch: Hydroegn as an Energy Carrier – Technologies, Systems, Economy, Springer Verlag, ISBN 3-540-18896-7, Berlin 1988

Ergänzend siehe Anhang B: Literatur Wasserstoff

7.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Die drei Säulen der Nachhaltigkeit für Öko-Wasserstoff in Österreich.....	7
Abbildung 2: Schrittweise Bewertung der 7 Leitprinzipien	11
Abbildung 3: Mögliche Referenznutzung der Biomasse und der Flächen	12
Abbildung 4: Schema anhand der Nutzung von Biomasse: Stoff- und Energieflüsse der Energiesysteme mit Öko-Wasserstoff für Transportdienstleistungen für den Vergleich der Treibhausgasemissionen, Hilfsenergien werden für die Errichtung, den Betrieb und die Entsorgung der Transportsysteme eingesetzt (Jungmeier et al. 2002, Jungmeier et al. 1999).....	14
Abbildung 5: Schema anhand der Nutzung von Biomasse: Stoff- und Energieflüsse der Energiesysteme mit Öko-Wasserstoff zur stationären gekoppelten Strom und Wärmeerzeugung im Kleinverbrauch für den Vergleich der Treibhausgasemissionen, Hilfsenergien werden für die Errichtung, den Betrieb und die Entsorgung der Energiesysteme eingesetzt (Jungmeier et al. 2002, Jungmeier et al. 1999, IEA 1998, Hausberger et al. 2001).....	15
Abbildung 6: Häufigkeit der bei 108 Studien aufgetretenen Werte der progress ratio (IEA 2000)	19
Abbildung 7: Methodik zur Erstellung des Szenarios (Lauer et al. 1995)	21
Abbildung 8: Abgleich Endenergiebedarf und Endenergieangebot (Lauer et al. 1995)	21
Abbildung 9: Übersicht der Möglichkeiten zur Erzeugung von Öko-Wasserstoff aus erneuerbarer Energie (IPHE 2005).....	28
Abbildung 10: Module zur allgemeinen Beschreibung der unterschiedlichen „Öko-Wasserstofffade“	36
Abbildung 11: Übersicht über die Struktur der Technologiedatenbank.....	37
Abbildung 12: Energieflussbild Österreich im Jahr 2000 (www.energyagency.at).....	38
Abbildung 13: Grunddaten zur Änderung des Nutzenergiebedarfes im Szenario „Mögliche Rolle von Öko-Wasserstoff“.....	39
Abbildung 14: Nutzungsgrade bei der Umwandlung Endenergie in Nutzenergie im Szenario „Mögliche Rolle von Öko-Wasserstoff“	39

Abbildung 15: Aufkommen erneuerbarer Energie im Szenario „Mögliche Rolle von Öko-Wasserstoff“	39
Abbildung 16: Modellierung der Prozessketten für Transport eines Energiesystems mit Öko-Wasserstoff aus Wasserkraft und der Referenz-Energiesysteme mit direkter Nutzung erneuerbarer Energie und mit fossiler Energie	40
Abbildung 17: Treibhausgasemissionen von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen für Transport im Vergleich zu Wasserstoff aus Erdgas, Technologie 2005.....	41
Abbildung 18: Vergleich der Treibhausgasemissionen von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen, mit Energiesystemen mit der direkten Nutzung erneuerbarer Energie und fossiler Energie im Transport, Technologie 2005	43
Abbildung 19: Treibhausgasemissionen von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen für Transport im Vergleich zu Wasserstoff aus Erdgas, Technologie 2050.....	44
Abbildung 20: Vergleich der Treibhausgasemissionen von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen mit direkter Nutzung erneuerbarer Energie und fossiler Energie im Transport, Technologie 2050	47
Abbildung 21: Vergleich der Treibhausgasemissionen von Varianten der Öko-Wasserstoff-Energiesysteme, Technologie 2005	48
Abbildung 22: Kumulierter Energieaufwand von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen für Transport im Vergleich zu Wasserstoff aus Erdgas, Technologie 2005	49
Abbildung 23: Vergleich des kumulierten Energieaufwandes von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen mit der direkten Nutzung erneuerbarer Energie und fossiler Energie im Transport, Technologie 2005	51
Abbildung 24: Kumulierter Energieaufwand von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen für Transport im Vergleich zu Wasserstoff aus Erdgas, Technologie 2050.....	52
Abbildung 25: Vergleich des kumulierten Energieaufwandes von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen mit der direkten Nutzung erneuerbarer Energie und fossiler Energie im Transport, Technologie 2050	55
Abbildung 26: Vergleich des kumulierten Energieaufwandes von Varianten der Öko-Wasserstoff-Energiesystemen, Technologie 2005	56
Abbildung 27: Materialaufwand von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen für Transport im Vergleich zu Wasserstoff aus Erdgas, Technologie 2005	57
Abbildung 28: Vergleich des Materialaufwandes von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen, mit Energiesystemen mit der direkten Nutzung erneuerbarer Energie und fossiler Energie im Transport, Technologie 2005.....	59
Abbildung 29: Materialaufwand von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen für Transport im Vergleich zu Wasserstoff aus Erdgas, Technologie 2050	60
Abbildung 30: Vergleich des Materialaufwandes von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen mit der direkten Nutzung erneuerbarer Energie und fossiler Energie im Transport, Technologie 2050.....	62

Abbildung 31: Vergleich des Materialaufwandes von Varianten der Öko-Wasserstoff-Energiesystemen, Technologie 2005.....	63
Abbildung 32: Modellierung der Prozessketten für die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme eines Energiesystems mit Öko-Wasserstoff aus Wasserkraft und der Referenz-Energiesysteme mit direkter Nutzung erneuerbarer Energie und mit fossiler Energie	64
Abbildung 33: Treibhausgasemissionen von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen für stationäre gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung im Vergleich zu Wasserstoff aus Erdgas, Technologie 2005.....	65
Abbildung 34: Vergleich der Treibhausgasemissionen in Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen mit der direkten Nutzung erneuerbarer Energie und fossiler Energie zur stationären gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme, Technologie 2005	67
Abbildung 35: Kumulierter Energieaufwand von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen für gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung im Vergleich zu Wasserstoff aus Erdgas, Technologie 2005.....	68
Abbildung 36: Vergleich des kumulierten Energieaufwandes von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen, mit Energiesystemen mit der direkten Nutzung erneuerbarer Energie und fossiler Energie für stationäre gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung, Technologie 2005	70
Abbildung 37: Kosten der Öko-Wasserstoff-Bereitstellung im Vergleich zu Wasserstoff aus Erdgas an der Tankstelle für Technologie 2005	71
Abbildung 38: Vergleich der möglichen zukünftigen Erzeugungskosten von Öko-Wasserstoff (Technologie 2050) mit der Technologie 2005	72
Abbildung 39: Kosten der Bereitstellung von gasförmigem Öko-Wasserstoff an der Tankstelle für Technologie 2005 im Vergleich zu möglicher Technologie 2050.....	73
Abbildung 40: Kosten der Transportdienstleistung von Öko-Wasserstoff im Vergleich zu den Referenz-Energiesystemen, Technologie 2005.....	75
Abbildung 41: Beispiel für die Überschätzung der zukünftig verkauften Brennstoffzellen-Fahrzeuge (Fremont et al, 2000).....	76
Abbildung 42: Lernkurven der Investitionskosten von Wasserstoff-Fahrzeugen mit BZ bei unterschiedliche Lernraten (logarithmisch skalierte Achsen).....	78
Abbildung 43: Lernkurven der Investitionskosten von Wasserstoff-Fahrzeugen mit VKM bei unterschiedliche Lernraten (logarithmisch skalierte Achsen).....	78
Abbildung 44: Anzahl der BZ-Fahrzeuge bis zum Jahr 2050 für die verschiedene Marktdurchdringungsraten (MR).....	79
Abbildung 45: Entwicklung der Investitionskosten von Wasserstofffahrzeugen in Abhängigkeit von verschiedenen Marktdurchdringungsraten bis zum Jahr 2050 (Lernrate = 20 %, Leistung 80 kW).....	80
Abbildung 46: Vergleich der Kapitalkosten von Wasserstoff-Fahrzeugen mit BZ, VKM und Dieselfahrzeugen (Leistung 80 kW).....	81

Abbildung 47: Vergleich der Treibstoffkosten von Öko-Wasserstoff-Fahrzeugen mit BZ, VKM und Dieselfahrzeugen (Leistung 80 kW).....	81
Abbildung 48: Vergleich der Transportkosten von Öko-Wasserstoff-Fahrzeugen mit BZ und VKM mit Dieselfahrzeugen (Leistung 80 kW)	82
Abbildung 49: Kosten der Öko-Wasserstoff-Bereitstellung für die stationäre Nutzung im Vergleich zu Wasserstoff aus Erdgas, Technologie 2005	83
Abbildung 50: Strom- bzw. Wärmekosten bei stationärer gekoppelter Strom- und Wärme-erzeugung mit Öko-Wasserstoff Brennstoffzelle und der Referenz-Energiesysteme mit direkter Nutzung erneuerbarer und fossiler Energie, Technologie 2005.....	84
Abbildung 51: Installierte stationäre Brennstoffzellenanlagen mit Leistungen von 0,5 bis 10kW _{el} (Fuel Cell Today 2004)	85
Abbildung 52: Reduktion der spezifischen Investitionskosten der stationären BZ-Anlagen in Abhängigkeit von Marktdurchdringungsrate (MR); Lernrate 20 %	86
Abbildung 53: Strom- bzw. Wärmegestehungskosten bei stationärer BZ-Nutzung (ange-nommener Jahresnutzungsgrad 2005: 80 %; 2050: 92 %).....	86
Abbildung 54: Strom aus Windkraft im Vergleich zu Strom aus Öko-Wasserstoff aus Wind-strom; Wärme aus Holzpellets versus Wärme aus Öko-Wasserstoff aus Windstrom.....	87
Abbildung 55: Vergleich der spezifischen Investitionskosten (LR=20 %) von BZ mit unter-schiedlichen Marktdurchdringungsraten und Pelletskesseln zur Wärmeerzeugung	88
Abbildung 56: Vergleich der Energiekosten bei Nutzung von Öko-Wasserstoff aus Wind in einer BZ im Vergleich zu einem Pelletskessel zur Wärmeerzeugung (Linie für thermisch ist identisch wie für elektrisch, daher ist diese im Diagramm überdeckt).....	89
Abbildung 57: Vergleich der erwarteten Effizienzsteigerung bei BZ-Systemen und Pellets-kesseln	89
Abbildung 58: Vergleich der Wärmekosten bei Nutzung von Öko-Wasserstoff aus Wind in einer BZ im Vergleich zu einem Pelletskessel	90
Abbildung 59: Vergleich der Stromkosten bei Nutzung von Öko-Wasserstoff aus Wind in einer BZ im Vergleich Netzstrom	90
Abbildung 60: Vergleich Nutzenergiebedarf Energieflussbild Österreich 2000 und Szenario „Mögliche Rolle von Öko-Wasserstoff“	97
Abbildung 61: Vergleich Endenergiebedarf Energieflussbild Österreich 2000 und Szenario „Mögliche Rolle von Öko-Wasserstoff“	97
Abbildung 62: Vergleich Primärenergiebedarf Energieflussbild Österreich 2000 und Szenario „Mögliche Rolle von Öko-Wasserstoff“	98
Abbildung 63: Ergebnisse Szenario „Mögliche Rolle von Öko-Wasserstoff“	98
Abbildung 64: Anteil der unterschiedlichen Endenergieträger für alle Nutzenergiearten im Szenario „Mögliche Rolle von Öko-Wasserstoff“	99
Abbildung 65: Anteil der unterschiedlichen Endenergieträger für die Nutzenergieart Transport im Szenario „Mögliche Rolle von Öko-Wasserstoff“	99

Abbildung 66: Mögliche mittelfristig interessante energiewirtschaftliche Optionen für Öko-Wasserstoff	100
Abbildung 67: Mögliche langfristig interessante energiewirtschaftliche Optionen für Öko-Wasserstoff	100

7.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Indikatoren zur Berücksichtigung der sieben Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklungen im Bereich Öko-Wasserstoff.....	9
Tabelle 2: Zuordnung der Methode zu den 7 Leitprinzipien.....	10
Tabelle 3: Bewertung energiewirtschaftlicher Optionen für Öko-Wasserstoff mit Indikatoren für die 7 Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung.....	10
Tabelle 4: Ausgewählte Energiesysteme mit Öko-Wasserstoff (indirekte Nutzung erneuerbarer Energie)	24
Tabelle 5: Ausgewählte Energiesysteme zur direkten Nutzung erneuerbarer Energie.....	25
Tabelle 6: Ausgewählte fossile Energiesysteme.....	25
Tabelle 7: Zusammenfassung der ausgewählten Energiesysteme.....	26
Tabelle 8: Vergleich der Treibhausgasemissionen von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen zur direkten Nutzung erneuerbarer Energie, Technologie 2005	42
Tabelle 9: Vergleich der Treibhausgasemissionen von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen zur direkten Nutzung erneuerbarer Energie, Technologie 2050	45
Tabelle 10: Vergleich der Treibhausgasemissionen von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Technologie 2005 und 2050	46
Tabelle 11: Vergleich des kumulierten Energieaufwandes von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen zur direkten Nutzung erneuerbarer Energie, Technologie 2005.....	50
Tabelle 12: Vergleich des kumulierten Energieaufwandes von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen zur direkten Nutzung erneuerbarer Energie, Technologie 2050.....	53
Tabelle 13: Vergleich des kumulierten Energieaufwandes von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Technologie 2005 und 2050	53
Tabelle 14: Vergleich des Materialaufwandes von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen zur direkten Nutzung erneuerbarer Energie, Technologie 2005	58
Tabelle 15: Vergleich des Materialaufwandes von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen zur direkten Nutzung erneuerbarer Energie, Technologie 2050	61
Tabelle 16: Vergleich des Materialaufwandes von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Technologie 2005 und 2050	61

Tabelle 17: Vergleich der Treibhausgasemissionen von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen für die stationäre gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung mit Energiesystemen zur direkten Nutzung erneuerbarer Energie, Technologie 2005	66
Tabelle 18: Vergleich des kumulierten Energieaufwandes von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen mit der direkten Nutzung erneuerbarer Energie und mit Erdgas-BHKW für stationäre gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme, Technologie 2005	69
Tabelle 19: Vergleich der möglichen zukünftigen Erzeugungskosten von Öko-Wasserstoff Technologie 2050 mit der Technologie 2005.....	73
Tabelle 20: Kosten der Bereitstellung von gasförmigem Öko-Wasserstoff an der Tankstelle für Technologie 2005 im Vergleich zu möglicher Technologie 2050.....	74
Tabelle 21: Spezifische Investitionskosten für Brennstoffzellen (Tasman 2003)	77
Tabelle 22: Abschätzungen der Investitionskosten ab 2010 für verschiedene Fahrzeugtypen (European Commission 2003)	77
Tabelle 23: Punktbewertung der einzelnen Merkmale für das Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung	94
Tabelle 24: Punktbewertung der einzelnen Merkmale für das Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adaptionfähigkeit und Lernfähigkeit.....	95
Tabelle 25: Punktbewertung der einzelnen Merkmale für das Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung	95

ANHANG

Anhang A: Protokolle Projektbeirat

Anhang B: Literatur Wasserstoff

Anhang C: Technologiedatenbank

Anhang D: Ökologische Analyse

Anhang E: Ökonomische Analyse

Anhang F: Vorschläge für Demonstrationsprojekte

Anhang G: Dokumentation Abschlussworkshop im Rahmen der Ersten Österreichischen Wasserstoff-Konferenz

Anhang A: Protokolle Projektbeirat

Bei Interesse an den Protokollen wenden Sie sich bitte an den Projektleiter.

Anhang B: Literatur Wasserstoff

Literaturliste

Nr.	Autor, Jahr, Titel	Bemerkung
1.	British Energy, 2002: <i>The Feasibility, Costs and Markets for Hydrogen Production</i> , Final Report	- Cost and eff. for H2 production, distribution
2.	Joan M. Ogden, 1999: <i>Prospects for Building a Hydrogen Energy Infrastructure</i> , Princeton University	Modul 2 3 4
3.	Derek K. Murrow, 2002: <i>Hydrogen Fueled Transportation Infrastructure: A United States, Public Policy Model for Investment and Diffusion</i> , Yale University	Modul 2
4.	C.E.Gregoire Padro, V. Putsche, 1999: <i>Survey of the Economics of Hydrogen Technologies</i> , NREL/TP-570-27079	Modul 2 3 4 5
5.	A. Pridmore, A. Bristow, 2002: <i>The role of hydrogen in powering road transport</i> , Tyndall Centre, Working Paper 19	Modul 2
6.	Wade A. Amos, 1998: <i>Costs of Storing and Transporting Hydrogen</i> , NREL/TP-570-25106	Modul 3 4
7.	www.hyweb.de , 1995: <i>Internationale Wasserstoffprojekte</i>	
8.	www.hydrogen.org/Wissen/w-i-energie/w6.html , 1997: <i>Kosten von Wasserstoff</i>	Modul 2 3 4 5
9.	www.hydrogen.org/Wissen/w-i-energie/w8.html , 1997: <i>Beispiele für Wasserstoffeinsatz</i>	
10.	Dr A.G. Dutton, 2002: <i>A review of potential hydrogen production and delivery costs</i> , Tyndall Centre	Modul 2 3 4
11.	www.fuelcells.org , 2000; <i>Auto Companies on Fuel Cells</i>	
12.	WWF, 2001: <i>Transition to a Hydrogen Economy</i> , Iceland Nature Conservation Association	- the h2 experiment in Iceland
13.	U.S. Department of Energy – Hydrogen Program: <i>Summary of Analysis Projects 1994 - 2000</i>	Modul 2 3 4 5
14.	Sven Geitmann, 2002: <i>Wasserstoff & Brennstoffzellen Die Technik von morgen!</i> , Hydrozeit Verlag	
15.	J. Neubarth, M. Kaltschmitt, 2000: <i>Erneuerbare Energien in Österreich</i>	Modul 1
16.	M. Kaltschmitt, A. Wiese, W. Streicher, 2003: <i>Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte</i>	Modul 1
17.	Winter C.-J., Nitsch J. (Hrsg.), 1986. <i>Wasserstoff als Energieträger</i> , Springer Verlag,	Modul 1- 5
18.	Angloher J., Dreier Th., 2000. <i>Techniken und Systeme zur Wasserstoffbereitstellung</i> , WIBA (Koordinationsstelle der Wasserstoff-Initiative Bayern)	Modul 1- 5
19.	Energie AG Oberösterreich (Hrsg.), 2003. <i>Zukunft Wasserstoff – Forum Brennstoffzelle</i> , 14.-15. Okt. 2003, Linz	Modul 1- 5
20.	Winter C.-J. (Hrsg.) 2000. <i>On Energies-of-change – The Hydrogen Solution</i> , Gerling Akademie Verlag	Modul 1- 5
21.	Forum für Zukunftsenergien (Hrsg.) 2000. <i>Hyforum 2000 – The Interna-</i>	Modul 1- 5

Nr.	Autor, Jahr, Titel	Bemerkung
	<i>tional Hydrogen Energy Forum 2000</i> , 11.-15. Sept. 2000, Munich	
22.	Marini M., Spazzafumo G. (Hrsg.) 2003, <i>Hydrogen Power, Theoretical and Engineering Solutions</i> , Proceedings of HYPOTHESIS V, 7.-10. Sept. 2003, Porto Conte (Italy)	Modul 1- 5
23	Nitsch J.: Potenziale der Wasserstoffwirtschaft, Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003 "Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit", DLR - Institut für Technische Thermodynamik, Stuttgart 2002	Modul 1- 5
24	Kaltschmitt M.: Technische Potenziale für flüssige Biokraftstoffe und Bio-Wasserstoff – Endbericht, Institut für Energetik und Umwelt, Leipzig 2004	Modul 1- 5
25	Der Internationale Deutsche Wasserstoff Energietag 2004, Essen 11.-12.02.2004, Vorträge	Modul 1- 5
26	Hydrogen Energy and Fuel Cells – a vision of our future, Final Report of the High Level Group, EUR 20719 EN, 2003	Strategie
27	Deutscher Wasserstoff-Verband e.V., Wasserstoff - Der neue Energieträger: Eine Einführung (2003)	Modul 1 – 5
28	BIO-H2 – Application potential of biomass related hydrogen production technologies to the Dutch energy infrastructure of 2020-2050; ECN Biomass, April 2003	Strategie, Modul 1
29	Cost Calculation 79 H2 pathway options, Floris Mulder/SenterNovem, Vortrag bei Clean Vehicles and Fuels, 4. Juni 2004, Stockholm	Modul 1 – 5
30	Solarer Wasserstoff - Innovative Techniken zur Erzeugung, Artikel Rainer Tamme, DLR (Themen 2002)	Modul 1
31	Potential of Hydrogen as a Fuel for Transport in the Long Term (2020 - 2030); IPTS Institute for Prospective Technological Studies, March 2004, EUR 21090 EN	Modul 1 - 5
32	Wasserstoff und Brennstoffzellen - Energieforschung im Verbund, Forschungsverbund Sonnenenergie FVS, Themen 2004	Modul 1 - 5
33	HFP Europe, Deployment Strategy Progress Report 2005 (October 2005)	Modul 1 - 5
34	HFP Europe, Strategic Overview (June 2005)	Strategie
35	Brennstoffzellen - Newsletter	Modul 1 – 5
36	Energieportal 24 - Wasserstoff	Modul 1 – 5
37	HyWeg – Gazette www.hyweb.de/Neuigkeiten/gazette	Modul 1 – 5
38	Market potential analysis of introduction of Hydrogen Energy Technology in Stand-alone power systems (H-SAPS), Final Report	Strategie
39	International Conference "Hannover Hydrogen + Fuel Cells on their way to Commercialisation", April 2005	Strategie, Modul 1 - 5
40	2nd European Hydrogen Energy Conference, Zaragoza. November , 22-25, 2005 (Proceedings)	Modul 1 – 5
41	Erste Österreichische Wasserstoffkonferenz, 10.-11. Oktober 2005, Graz (Proceedings)	Modul 1 - 5

Liste der Homepages (Links) – Auswahl

Internationale Energieagentur Hydrogen Program

<http://www.ieahia.org/>

Wasserstoffverbände

International

International Association For Hydrogen Energy <http://www.ieahia.org/>

Biohydrogen Portal <http://www.biohydrogen.nl/everyone>

International Partnership for the Hydrogen Economy Ministerial Meeting <http://www.iphe.net/>

Europa

Europäischer Wasserstoffverband http://www.h2euro.org/intro/intro_00.html

European Hydrogen and Fuel Cell Technology Platform / HFP <http://www.hfpeurope.org/>

Deutschland: Deutscher Wasserstoffverband <http://www.dwv-info.de>

Hydrogen Projects and Conceptual Ideas in Germany <http://www.hyweb.de/News/Gproject.html>

Spanien: Asociación Española del Hidrógeno <http://www.aeh2.org>

Schweden: Swedish Hydrogen Forum <http://www.h2forum.org/home.html>

Norwegen: Norwegian Hydrogen Forum <http://www.hydrogen.no>

Großbritannien: H2Net The UK Hydrogen Energy Network <http://www.h2net.org.uk>

Schweiz: Hydropole <http://www.hydropole.ch>

Frankreich: Association Française de l'Hydrogène <http://www.afh2.org>

Italien: Forum Italiano dell'Idrogeno http://www.ca.infn.it/~aif_ca/h2forum

Niederlande: Dutch Hydrogen Association <http://www.waterstof.info/>

Österreich: Österreichischer Wasserstoff Verband <http://www.wasserstoffverband.at/index.php?id=8>

Österreich: Hydrogen Center Austria Research GmbH <http://www.hycenta.tugraz.at/>

Amerika

Kanada: Canadian Hydrogen Association <http://www.h2.ca>

USA: American Hydrogen Association <http://www.clean-air.org>

National Hydrogen Association <http://www.hydrogenus.com>

California Hydrogen Business Council <http://www.ch2bc.org>

US Department of Energy / Hydrogen, Fuel Cells and Infrastructure Technologies Program
<http://www.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/>

National Renewable Energy Laboratory / NREL: Hydrogen & Fuel Cell Research
http://www.nrel.gov/hydrogen/proj_production_delivery.html

Argonne National Laboratory <http://hydrogen.anl.gov/>

Mexico: Sociedad Mexicana del Hidrógeno <http://www.iiie.org.mx/mproquim/Hidrogeno/smh2.htm>

Australien

The National Hydrogen Association of Australia: <http://www.hydrogen.org.au>

Asien

China: Association for Hydrogen Energy <http://www.chinahydrogen.org/>

Allgemeine Informationen über Wasserstoff

Das Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Informationssystem <http://www.HyWeb.de>

Wasserstoffautos im Überblick <http://www.h2cars.de>

Deutsche Wasserstoffprojekte <http://www.h2guide.de>

Hydrogen filling stations <http://www.h2stations.org/>

The European Thematic Network on Hydrogen <http://www.hynet.info/>

Koordinationsstelle der Wasserstoff-Initiative Bayern <http://www.wiba.de/frames.htm>

H2 Information Network (USA) <http://www.eere.energy.gov/RE/hydrogen.html>

World Energy Network using Hydrogen (Japan) http://www.ena.or.jp/WE-NET/contents_e.html

HyWays <http://www.hyways.de/>

Firmen

Air Products GmbH <http://www.airproducts.de/>

Energy Conversion Devices Inc. <http://www.ovonic.com/index.htm>

General Hydrogen Corporation <http://www.generalhydrogen.com/php/index.php>

GE Jenbacher <http://www.ge-energy.com/home/index.htm>

Infraserv Höchst <http://www.infraserv.com/portal/guest/guest>

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH <http://www.lbst.de/>

Linde AG <http://www.linde.de/de/de.jsp>

Linde Gas GmbH <http://www.linde-gas.at/international/web/lg/at/likelgatn.nsf/docbyalias/Homepage>

Ludwig Bölkow Stiftung <http://www.lbst.de/indexd.html>

Messer Group GmbH <http://www.messergroup.de/de/index.html>

Norsk Hydro <http://www.hydro.com/en/>

Proton Energy Systems <http://www.protonenergy.com/>

Shell Hydrogen <http://www.shell.com/home/Framework?siteId=hydrogen-en>

Stuart Energy Systems <http://www.stuartenergy.com/>

United Technologies Company http://www.utcpower.com/fs/com/bin/fs_com_IntroPage/

WEH GmbH <http://www.weh.com/internet/>

Anhang C: Technologiedatenbank

Technologiedatenbank "Öko-Wasserstoff für Österreich" Modul 1: H₂-Erzeugung

Modul 1a: Primärenergie Wasserkraft

Beschreibung Technologie	Einheiten	2005		2050		2050		Anmerkung
		Laufkraftwerk Großkraftwerk	Wasserkraft elektrische Energie	Laufkraftwerk Großkraftwerk	Wasserkraft elektrische Energie	Laufkraftwerk Kleinkraftwerk	Wasserkraft elektrische Energie	
Stand der Technik *)	[Text]	-	-	-	-	-	-	-
Input	[Text]	-	-	-	-	-	-	-
Output (Hauptprodukt)	[Text]	-	-	-	-	-	-	-
Output (Nebenprodukt)	[Text]	-	-	-	-	-	-	-
Jahresnutzungsgrad (Input/Output)	[%]	100	100	100	100	100	100	per Definition
Jahresvolllaststunden	[h/a]	4.638	4.638	4.638	4.638	4.638	4.638	(2)
Nennleistung (Output)	[MW _{el}]	300	300	300	300	0,1	0,1	(1), (2)
Lebensdauer	[a]	25-55	70	25-55	70	25-55	70	(2), (3)
Jahresertrag	[GWh _{el} /a]	1391,4	1391,4	1391,4	1391,4	0,4638	0,4638	berechnet
Hilfsenergie								
Hilfsenergie 1	[Text]	-	-	-	-	-	-	-
Menge Hilfsenergie 1	[MJ/MWh _{el}]	-	-	-	-	-	-	-
Hilfsstoffe								
Hilfsstoff 1	[Text]	-	-	-	-	-	-	-
Menge Hilfsstoff 1	[kg/MWh _{el}]	-	-	-	-	-	-	-
Materialien für Errichtung								
Material 1	[Text]	Stahl	Stahl	Stahl	Stahl	Stahl	Stahl	(1), (3)
Menge Material 1	[t/MWh _{el}]	400	360	400	360	110	99	(1), (3)
Material 2	[Text]	Beton	Beton	Beton	Beton	Beton	Beton	(1), (3)
Menge Material 2	[t/MWh _{el}]	9.600	8.640	9.600	8.640	200	180	(1), (3)
spez. Investitionskosten	[€/kW _{el}]	2.800	2.800	2.800	2.800	3.200	3.200	(2), (3)
Investitionskosten gesamt	[Mio €]	840	840	840	840	0,32	0,32	(2)
Betriebskosten	[Mio €/a]	12	12	12	12	12	12	(2)
Lebensdauer Gesamtanlage	[a]	25	70	25	70	25	70	(2), (3)
Zinssatz	[%]	6,50%	6,50%	6,50%	6,50%	6,50%	6,50%	(3)
Annuitätsfaktor		0,08	0,07	0,08	0,07	0,08	0,07	berechnet
Annuität	[Mio €/a]	68,9	55,3	68,9	55,3	0,026	0,021	berechnet
Stromgestehungskosten	[€/kWh]	0,058	0,038	0,058	0,038	0,065	0,042	berechnet

*) Stand der Technik:

- Forschungsanlage F

- Pilotanlage P

- Demonstrationsanlage D

- In der Praxis bewährte Anlage I

Quellen/Literatur

1) GEMIS Österreich 2002, UBA-Wien

2) Reinhard Haas, 2003

3) Annahme

Technologiedatenbank "Öko-Wasserstoff für Österreich"
Modul 1: H₂-Erzeugung

Modul 1a: Primärenergie Wind

Beschreibung Technologie	Einheiten	2005	2050	Anmerkungen
Stand der Technik *)	[Text]			
Input	[Text]	Windkraft	Windkraft	
Output (Hauptprodukt)	[Text]	elektrische Energie	elektrische Energie	
Output (Nebenprodukt)	[Text]			
Jahresnutzungsgrad (Input/Output)	[%]	100	100 per Definition	
Jahresvolllaststunden	[h/a]	1.900	2.000 (2) 3)	
Nennleistung (Output)	[MW _e]	1,8	2,5 (1) 3)	
Lebensdauer	[a]	15-20	30 (1) 3)	
Jahresertrag	[GWh _e /a]	3,42	5 berechnet	
Hilfsenergie				
Hilfsenergie 1	[Text]			
Menge Hilfsenergie 1	[Mj/MWh _e]	-	-	
Hilfsstoffe				
Hilfsstoff 1	[Text]			
Menge Hilfsstoff 1	[kg/MWh _e]	-	-	
Materialien für Errichtung				
Material 1	[Text]	Stahl	Stahl (1) 3)	
Menge Material 1	[t/MW _e]	133,7	113,6 (1) 3)	
Material 2	[Text]	HDPE Granulat	HDPE Granulat (1) 3)	
Menge Material 2	[t/MW _e]	1.924	1,6 (1) 3)	
Material 3	[Text]	Beton	Beton (1) 3)	
Menge Material 3	[t/MW _e]	326	277,1 (1) 3)	
Material 4	[Text]	Aluminium	Aluminium (1) 3)	
Menge Material 4	[t/MW _e]	13.326	11,3 (1) 3)	
Material 5	[Text]	Eisen-Guss	Eisen-Guss (1) 3)	
Menge Material 5	[t/MW _e]	0,231	0,196 (1) 3)	
Material 6	[Text]	Kupfer	Kupfer (1) 3)	
Menge Material 6	[t/MW _e]	6,5	5,525 (1) 3)	
Material 7	[Text]	PVC Granulat	PVC Granulat (1) 3)	
Menge Material 7	[t/MW _e]	3,28	2,788 (1) 3)	
Material 8	[Text]	PGM-Matte	PGM-Matte (1) 3)	
Menge Material 8	[t/MW _e]	1,914	1,627 (1) 3)	
Material 9	[Text]	Xylo	Xylo (1) 3)	
Menge Material 9	[t/MW _e]	4,71	4,004 (1) 3)	
spez. Investitionskosten	[€/kW _e]	920	700 (2) 3)	
Investitionskosten gesamt	[Mio €]	1,856	1,75 (2) 3)	
Betriebskosten	[Mio €/a]	0,072	0,1 (2) 3)	
Lebensdauer Gesamtanlage	[a]	20	30 (2) 3)	
Zinssatz	[%]	6,50%	6,50% 3)	
Annuitätsfaktor		0,09	0,08 berechnet	
Annuität	[Mio €/a]	0,2	0,1 berechnet	
Stromgestehungskosten	[€/kWh]	0,077	0,049 berechnet	

*) Stand der Technik:
- Forschungsanlage F
- Pilotanlage P
- Demonstrationsanlage D
- In der Praxis bewährte Anlage I

Quellen/Literatur
1) GEMIS Österreich 2002, UBA-Wien
2) R. Haas, 2003
3) Annahme

Technologiedatenbank "Öko-Wasserstoff für Österreich" Modul 1: H₂-Erzeugung

Modul 1a: Primärenergie Photovoltaik

Beschreibung Technologie	Einheiten	2005	2050	Anmerkung
Stand der Technik *)	[Text]			
Input	[Text]			
Output (Hauptprodukt)	[Text]	Sonnenlicht	Sonnenlicht	
Output (Nebenprodukt)	[Text]	elektrische Energie	elektrische Energie	
Jahresnutzungsgrad (Input/Output)	[%]	10	15 (2), 3)	
Jahresvollaststunden	[h/a]	850	1.000 (2), 3)	
Nennleistung (Output)	[MW _e]	0,1	0,5 (2), 3)	
Lebensdauer	[a]	20	30 (3)	
Jahresertrag	[GWh _e /a]	0,0850	0,50 berechnet	
Hilfsenergie				
Hilfsenergie 1	[Text]	-	-	
Menge Hilfsenergie 1	[MJ/MWh _e]	-	-	
Hilfsstoffe				
Hilfsstoff 1	[Text]	-	-	
Menge Hilfsstoff 1	[kg/MWh _e]	-	-	
Materialien für Errichtung				
Material 1	[Text]	Silizium	Silizium (1), 3)	
Menge Material 1	[t/MW _e]	25	21,25 (1), 3)	
Material 2	[Text]	Stahl	Stahl (1), 3)	
Menge Material 2	[t/MW _e]	150	127,5 (1), 3)	
Material 3	[Text]	Flachglas	Flachglas (1), 3)	
Menge Material 3	[t/MW _e]	175	148,75 (1), 3)	
Material 4	[Text]	HDPE Granulat	HDPE Granulat (1), 3)	
Menge Material 4	[t/MW _e]	50	42,5 (1), 3)	
Material 5	[Text]	Kupfer	Kupfer (1), 3)	
Menge Material 5	[t/MW _e]	20	17 (1), 3)	
spez. Investitionskosten	[€/kW _e]	57.000	28000 (2), 3)	
Investitionskosten gesamt	[Mio €]	0,57	1,4 (2), 3)	
Betriebskosten	[Mio €/a]	0,002	0,01 (2), 3)	
Abschreibungsdauer Gesamtanlage	[a]	15	30 (2), 3)	
Zinssatz	[%]	6,50%	6,50% (3)	
Annuitätsfaktor		0,11	0,08 berechnet	
Annuität	[Mio €/a]	0,06	0,11 berechnet	
Stromgestehungskosten	[€/kWh]	0,737	0,224 berechnet	

*) Stand der Technik:

- Forschungsanlage F

- Pilotanlage P

- Demonstrationsanlage D

- In der Praxis bewährte Anlage I

Quellen/Literatur

1) GEMIS Österreich 2002, UBA-Wien

2) Haas, 2003

3) Annahme

Technologiedatenbank "Öko-Wasserstoff für Österreich"
Modul 1: H₂-Erzeugung

Modul 1b: Öko-H₂-Erzeugung Elektrolyse

Beschreibung Technologie	Einheiten	2005	Standard-Elektrolyse	2050	Hochdruck-Elektrolyse	2005	Hochdruck-Elektrolyse	2050	Hochdruck-Elektrolyse	Anmerkung
Stand der Technik *)	[Text]									
Input	[Text]									
Hauptprodukt	[Text]									
Druck von Wasserstoff	[bar]									
Wasserstoff-Erzeugung	[Nm ³ /h]									
Nennleistung (Output)	[MW _{H₂}]									
Nebenprodukt	[Text]									
Menge Nebenprodukt	[kgO ₂ /MW _{H₂}]									
Jahresnutzungsgrad (Input/Output)	[%]									
Jahresvollaststunden	[h/a]									
Lebensdauer	[a]									
Jahresproduktion	[GWh _{H₂} /a]									
Hilfsenergie										
Hilfsenergie 1	[TWh/MW _{H₂}]									
Menge Hilfsenergie 1	[MWh/MW _{H₂}]									
Stromverbrauch	[kWh/kg H ₂]									
Stromverbrauch	[MWh/MW _{H₂}]									
Hilfsstoffe										
Hilfsstoff 1	[Text]									
Menge Hilfsstoff 1	[kg/MW _{H₂}]									
Hilfsstoff 2	[Text]									
Menge Hilfsstoff 2	[kg/MW _{H₂}]									
Materialien für Errichtung										
Material 1	[Text]									
Menge Material 1	[t/MW _{H₂}]									
Material 2	[Text]									
Menge Material 2	[t/MW _{H₂}]									
spez. Investitionskosten	[€/kW]									
Investitionskosten										
direkte Investitionskosten	[Mio €]									
indirekte Investitionskosten	[Mio €]									
Total Kapitalkosten	[Mio €]									
Betriebskosten										
Variable Kosten (ohne Brennstoffe)	[Mio €/a]									
Fixe Kosten	[Mio €/a]									
Lebensdauer	[a]									
Zinssatz	[%]									
Annuitätfaktor										
Annuität	[Mio €/a]									

*) Stand der Technik:

- Forschungsanlage F
- Pilotanlage P
- Demonstrationsanlage D
- In der Praxis bewährte Anlage I

Quellen/Literatur

- 1) GEMS Österreich 2002, UBA-Wien
- 2) R-Haas, 2003
- 3) Annahme
- 4) Angloher et al., 2000
- 5) Wirtschaftliche und technische Herausforderungen bei der Nutzung von Windenergie aus heutiger Sicht-DA, Otokar Biffl, 2004
- 6) GEMS Standard 2004, Öko-Institut
- 7) CUTE Projekt,
- 8) The Hydrogen Economy: Opportunities, Costs, Barriers, and R&D Needs, 2004

Technologiedatenbank "Öko-Wasserstoff für Österreich"
Modul 1: H₂-Erzeugung

Modul 1b: (Öko-)H₂-Erzeugung Vergasung Holz und Dampf/Erneuerung Erdgas

Beschreibung Technologie	2050		2050		2050		2050		2050		2050		2050		Anmerkung
	Einheit	Wirkungsgrad Biomasse	Wirkungsgrad Biomasse	Wirkungsgrad Biomasse	Wirkungsgrad Biomasse	Dampfleistung ohne CO ₂ -Abscheidung	Dampfleistung ohne CO ₂ -Abscheidung	Dampfleistung mit CO ₂ -Abscheidung	Dampfleistung mit CO ₂ -Abscheidung	Dampfleistung Biomasse	Dampfleistung Biomasse	Dampfleistung Biomasse	Dampfleistung Biomasse		
spezielle Kennzeichen	[Teil]														
Stand der Technik 1)	[Teil]														
Heizwert Hochgut	[MJ/kg]	13,1	13,1	13,1	13,1										
Wassergehalt Hochgut	[kg/kg]	25	25	25	25										
Druck von Wasserstoff	[bar]	5	5	5	5										
Wasserstoff-Erzeugung	[Nm ³ /h]	5.000	10.000	5.000	10.000										
Wärmeleistung	[MW _{th}]	15	30	15	30										
Menge Nebenprodukt 1	[MWh/MWh _{H2}]	0,10	0,10	0,10	0,10										
Nebenprodukt 2	[MWh/MWh _{H2}]	-	-	-	-										
Menge Nebenprodukt 2	[MWh/MWh _{H2}]	-	0,38	-	0,38										
Jahresnutzungsgrad (Input/Output Hauptprodukt)	[%]	46	60	27	32										
Jahresvolllaststunden	[h/a]	7.500	7.500	7.500	7.500										
Lebensdauer	[a]	20	30	20	30										
Jahresproduktion	[GWh/a]	112,5	112,5	240	240										
Emissionen															
CO ₂ (g/Wh _{H2})		0	0	0	0	2,625	2,685	0	0	0	0	0	0	berechnet	
CH ₄ (g/Wh _{H2})		0,00153	0,0015	0,0015	0,00153	0,0015	0,00152	0,00152	0,00152	0,0015	0,0015	0,0015	0,0015	0,00152 (3, 9)	
N ₂ O (g/Wh _{H2})		0,00306	0,00306	0,00306	0,00306	0,00306	0,00306	0,00306	0,00306	0,00306	0,00306	0,00306	0,00306	0,00306 (3, 9)	
Hilfsenergie															
Menge Hilfsenergie 1 [MWh/MWh _{H2}]		elektrische Energie	elektrische Energie	elektrische Energie	elektrische Energie										
Menge Hilfsenergie 2 [MWh/MWh _{H2}]		0,0475	0,0475	0,0475	0,0475									0,3 (3)	
Menge Hilfsenergie 2 [MWh/MWh _{H2}]		elektrische Energie	elektrische Energie	elektrische Energie	elektrische Energie										
Menge Hilfsenergie 2 [g/Wh _{H2}]		5,500	5,500	5,500	5,500										
Menge Hilfsenergie 2 [kg/Wh _{H2}]		5,500	5,500	5,500	5,500										
Menge Hilfsenergie 2 [g/Wh _{H2}]		5,500	5,500	5,500	5,500										
Materialeinrichtungen															
Menge Material 1 [t/Teil]		Beton	Beton	Beton	Beton									Beton (3, 9)	
Menge Material 1 [MWh/MWh _{H2}]		9	12	10,8	10,8									8,1 (3, 9)	
Menge Material 2 [t/Teil]		Stahl	Stahl	Stahl	Stahl									Stahl (3, 9)	
Menge Material 2 [MWh/MWh _{H2}]		5,4	9	8,1	8,1									5,4 (3, 9)	
direkte Investitionskosten	[Mio. €]	46,97	23,48	46,97	23,48									30,06 (berechnet entsprechend 9)	
indirekte Investitionskosten	[Mio. €]	22,08	11,04	22,08	11,04									16,48 (berechnet entsprechend 9)	
Investitionskosten für Stromerzeugung	[Mio. €]														
Total Kapitalkosten	[Mio. €]	69,05	34,52	69,05	34,52									51,54 (berechnet)	
Variable Kosten (ohne Brennstoffe) [Mio. €]		0,69	0,35	0,69	0,35									0,52 (berechnet entsprechend 9)	
Biomasse, Gasaufbereitung [MWh/kg H ₂]		74,07	55,55	74,07	55,55									42,19 (berechnet entsprechend 9)	
Stromverbrauch [MWh/kg H ₂]		0,0015	0,0015	0,0015	0,0015									0,206 (berechnet entsprechend 9)	
FW-Kosten [Mio. €]		3,45	1,73	3,45	1,73									2,58 (berechnet entsprechend 9)	
Stromerzeugungskosten [€/kWh-e]		20	20	20	20									20 (3)	
Zinssatz	[%]	6,50%	6,50%	6,50%	6,50%									6,50% (3)	
Annuität	[Mio. €]	0,09	0,09	0,09	0,09									0,09 (3)	
		6,27	6,27	6,27	6,27									6,27 (berechnet)	

1) Stand der Technik:
 - Forschungsanlage F
 - Demonstrationsanlage D
 - In der Praxis bewährte Anlage I
 Quellen/Literatur
 1) GEMS Ökostrom 2002, UBA-Wien
 2) Fraunhofer
 3) Fraunhofer
 4) Angerer et al. 2000
 5) Wirtschaftliche und technische Herausforderungen bei der Nutzung von Windenergie aus heutiger Sicht-DA, Oktober 2004
 6) Fraunhofer
 7) CUT E Projekt
 8) The Hydrogen Economy: Opportunities, Costs, Barriers, and R&D Needs, 2004
 9) Fraunhofer
 10) Persönliche Mitteilung von TU Wien.

Technologie-Datenbank "Öko-Wasserstoff für Österreich"

Modul 2: Öko-H₂-Aufbereitung

Einheiten	2005	2050	2005	2050	2005	2050	2005	2050	2005	2050	2005	2050	Anmerkungen
	Verdichtung 5/450	Verdichtung 5/450	Verdichtung 5/680	Verdichtung 5/930	Verdichtung 30/450	Verdichtung 30/450	Verdichtung 30/450	Verdichtung 30/450	Verdichtung 30/680	Verdichtung 30/680	Verdichtung 30/680	Verdichtung 30/680	
Beschreibung Technologie													
Stand der Technik *)	(Text)												
Input	(Text)												
Druck Input	(bar)												
Output (Hauptprodukt)	(Text)												
Druck Output	(bar)												
Output (Nebenprodukt)	(Text)												
Jahresnutzungsgrad (Input/Output)	(%)												
Kapazität	(m ³ h ⁻¹ bzw. kgH ₂ pro h)												
Jahresvollaststunden	(h/a)												
Lebensdauer	(a)												
Produktionskapazität (Output)	(MW _{H₂})												
Hilfsenergie													
Hilfsenergie 1	(Text)												
Menge Hilfsenergie 1	(MW _{H₂} /MW _{H₂})												
Hilfsenergie 2	(Text)												
Menge Hilfsenergie 2	(MJ _{H₂} /MJ _{H₂} bzw. kg _{H₂} /kg _{H₂})												
Materialien für Errichtung													
Menge Material 1	(Text)												
Menge Material 1	(t/MW _{H₂} Output)												
Menge Material 2	(Text)												
Menge Material 2	(t/MW _{H₂} Output)												
spez. Investitionskosten	(€/kg H ₂ /d)												
Investitionskosten	(€/t _{H₂})												
direkte Investitionskosten	(Mio €/t _{H₂})												
indirekte Investitionskosten	(Mio €/t _{H₂})												
Total Kapitalkosten	(Mio €/t _{H₂})												
Betriebskosten	(€/a)												
Variable Kosten (ohne Brennstoffe)	(Mio €/a)												
Stromverbrauch	(kWh/kg H ₂)												
Fixe Kosten	(Mio €/a)												
Lebensdauer	(a)												
Zinssatz	(%)												
Annuität	(Mio €/a)												

*) Stand der Technik:
- Forschungsmenge F
- Pilotanlage P
- Demonstrationsanlage D
- In der Praxis bewährte Anlage I

Quellen/Literatur
1) GEMIS Österreich 2002, LBA-Wien
2) Erneuerbare Energien in Österreich, Neubath, M. Kaltschmitt, 2000
3) Annahme
4) Angloher et al. 2000
5) Wirtschaftliche und technische Herausforderungen bei der Nutzung von Windenergie aus neuerer Sicht-DA, Otokar Biffi 2004
6) GEMIS Standard 2004, Öko-Institut
7) CUTE Projekt
8) The Hydrogen Economy: Opportunities, Costs, Barriers, and R&D Needs, 2004
9) GEMIS Verkehrsnetze, JOANNEUM RESEARCH 2003
10) persönliche Mitteilung der TU-Wien
11) Potential for Hydrogen as a Fuel for Transport in the Long Term (2020 - 2050), Institute for Prospective Technological Studies (ipis), March 2004, EUR 21090 EN
12) Costs of Storing and Transporting Hydrogen, 1998

Technologieatendatenbank "Öko-Wasserstoff für Österreich"

Modul 3: Öko-H2-Verteilung: Pipeline und LKW

6.192592593

Beschreibung Technologie	Einheiten	2005		2005		2005		Anmerkungen
		Pipeline	Diesel LKW	Diesel LKW	2005	2005	2005	
spezielle Kennzeichen	[Text]	überregionales Netz	gasförmigen Wasserstoff	flüssiger Wasserstoff	gasförmigen Wasserstoff	Bahn, elektrisch		
Stand der Technik *)	[Text]	Wasserstoff	Wasserstoff	Wasserstoff	Wasserstoff	Wasserstoff		
Input	[Bar]	30	450	450	450	450		
Druck Input	[Text]	Wasserstoff	Wasserstoff	Wasserstoff	Wasserstoff	Wasserstoff		
Output	[km]	200	200	200	200	200		
Transportdistanz	[km]	Wasserstoff	Wasserstoff	Wasserstoff	Wasserstoff	Wasserstoff		
Transportkapazität	[MWh pro h; kg/m ² s bzw. [kgH ₂ pro LKW]	0,25 kg/m ² s	180	4.080	450 (3, 12)	450 (3, 12)		
Jahresnutzungsgrad (Input/Output Haupt%)	[%]	96,5	89,5	98	98	98		
Jahresvollaststunden	[h/a]	8.780	-	-	59 (3, 4), 9)	8.400 (3)		
Lebensdauer	[a]	30	10	10	10	20 (3, 4)		
Hilfsenergie								
Hilfsenergie	[Text]	H ₂ wird in Jahresnutzungsgrad berücksichtigt	Diesel	Diesel	elektrische Energie	elektrische Energie		
Menge Hilfsenergie	[MWh/(MWhH ₂ bzw. MWh/Diesel/(MWhH ₂))]	0,015 wird in Jahresnutzungsgrad berücksichtigt	0,12304	0,00487	0,00487	0,00487		3), 4)
Hilfsstoffe								
Hilfsstoff	[Text]	-	3,69	3,69	3,69	8,36 (1)		
Menge Hilfsstoff	[kg/m ³ Output bzw. kg/Output]	-	-	-	-	-		
Hilfsstoff	[Text]	-	-	-	-	-		
Menge Hilfsstoff	[kg/m ³ Output bzw. kg/Output]	-	-	-	-	-		
Materialien für Errichtung								
Material	[Text]	Stahl	Stahl	Stahl	Stahl	Stahl		
Menge Material	[t/km] bzw. [t/LKW]	100	25	25	25	100 (3), 9)		
Material	[Text]	Beton	-	-	-	-		
Menge Material	[t/km]	100	-	-	-	3), 9)		
Wasserstoff Investitionskosten								
direkte Investitionskosten	[Mio €]	72000	1080	1080	1080	1080		
indirekte Investitionskosten	[Mio €]	147,28	0,591	0,591	0,591	1,418 (3), 12)		
Total Kapitalkosten	[Mio €]	69,22	0,28	0,57	0,87	0,87		0,87 berechnet
Betriebskosten								
Variable Kosten (ohne Brennstoffe)	[Mio €/a]	2,17	0,01	0,01	0,01	0,02		0,02 berechnet
Treibstoffkosten, Stromkosten	[Mio €/a]	-	0,29	0,01	0,01	0,125		0,125 berechnet 12)
Elektrischer Strom	[Mio €/a]	-	0,04	0,04	0,04	0,10		0,10 berechnet
Fixe Kosten	[Mio €/a]	10,83	-	-	-	-		-
Lebensdauer	[a]	30	10	10	10	20 (3)		
Zinssatz	[%]	6,50%	6,50%	6,50%	6,50%	6,50%		6,50% (3)
Annuität	[Mio €/a]	0,08	0,14	0,14	0,14	0,09		0,09
Annuität	[Mio €/a]	16,68	0,12	0,12	0,12	0,19		0,19 berechnet

*) Stand der Technik:
- Forschungsanfrage F
- Demonstrationsanlage D
- Demonstrationsanlage D
- In der Praxis bewährte Anlage I

Quellen/Literatur
1) GEMIS Österreich 2002, UBA-Wien
2) R.Haas, 2003
3) Annahme
4) Angländer et al. 2000
5) Wissenschaftliche und technische Herausforderungen bei der Nutzung von Windenergie aus heutiger Sicht-DA, Oktober BfW, 2004
6) GEMIS Standard 2004, Öko-Institut
7) CUTE Projekt
8) The Hydrogen Economy: Opportunities, Costs, Barriers, and R&D Needs, 2004
9) GEMIS Verkehrssysteme, ÖKAWIND RESEARCH 2003
10) GEMIS Standard 2004, Öko-Institut
11) Potential for Hydrogen as a Fuel for Transport in the Long Term (2020-2050), Institute for Prospective Technological Studies (ipst), March 2004, EUR 21090-EN
12) Costs of Storing and Transporting Hydrogen, 1998; Hydrogen Economy 2004
13) Winter et al., 1986
14) Jungmeier et al. 2002

Technologiedatenbank "Öko-Wasserstoff für Österreich"

Modul 4: Öko-H2-Speicherung und -Abgabe

Beschreibung Technologie	2005		2005		2005		Anmerkungen
	Einheiten	Hochdruckgastank 450 bar	Flüssig H2-Tank	Hochdruckgastank 880 bar			
Stand der Technik *)	[Text]	P	F	P			
Input	[Text]	Wasserstoff	Wasserstoff	Wasserstoff			
Output (Hauptprodukt)	[Text]	Wasserstoff	Wasserstoff				
Output (Nebenprodukt)	[Text]						
Jahresvolllaststunden	[h/a]	8400	8400	8400 (12)			
Tankkapazität	[kg]	226,8	45,36	226,8 (12)			
Hilfsenergie							
Hilfsenergie 1	[Text]	-	-	-			bei Fahrzeug berücksichtigt
Menge Hilfsenergie 1	[MJ/MWhOutput bzw. MJ/MJOutput]	-	-	-			bei Fahrzeug berücksichtigt
Hilfsenergie 2	[Text]	-	-	-			bei Fahrzeug berücksichtigt
Menge Hilfsenergie 2	[MJ/MWhOutput bzw. MJ/MJOutput]	-	-	-			bei Fahrzeug berücksichtigt
Materialien für Errichtung							
Material 1	[Text]	-	-	-			bei Fahrzeug berücksichtigt
Menge Material 1	[t/MWhOutput bzw. MJ/MJOutput]	-	-	-			bei Fahrzeug berücksichtigt
Material 2	[Text]	-	-	-			bei Fahrzeug berücksichtigt
Menge Material 2	[t/MWhOutput bzw. MJ/MJOutput]	-	-	-			bei Fahrzeug berücksichtigt
spez. Investitionskosten							
Wasserstoff-Erzeugung	[Mio €/kg H2/d]	0,0012	0,0003	0,0010			berechnet
Investitionskosten	[kg H2/d]	1080	1080	1080 (5)			
direkte Investitionskosten	[Mio €]	0,89	0,217	0,722 (12)			
indirekte Investitionskosten	[Mio €]	0,42	0,10	0,34 (berechnet 8)			
Total Kapitalkosten	[Mio €]	1,31	0,32	1,06 (berechnet 8)			
Betriebskosten							
Variable Kosten (ohne Brennstoffe)	[€/a]	0,013	0,003	0,011 (berechnet 8)			
Fixe Kosten	[Mio €/a]	0,065	0,016	0,053 (berechnet 8)			
Lebensdauer	[a]	20	20	20 (3)			
Zinssatz	[%]	6,50%	6,50%	6,50% (3)			
Annuitätsfaktor		0,09	0,09	0,09			
Annuität	[€/a]	0,12	0,03	0,10 (berechnet)			

*) Stand der Technik

- Forschungsanlage F

- Pilotanlage P

- Demonstrationsanlage D

- In der Praxis bewährte Anlage I

Quellenliteratur

1) GEMIS Österreich 2002, UBA-Wien

2) Erneuerbare Energien in Österreich, J. Neubarth, M. Kaltschmitt, 2000

3) Annahme

4) Angloher et al. 2000

5) Wirtschaftliche und technische Herausforderungen bei der Nutzung von Windenergie aus heutiger Sicht-DA, Otokar Biffl, 2004

6) GEMIS Standard 2004, Öko-Institut

7) CUTE Projekt

8) The Hydrogen Economy: Opportunities, Costs, Barriers, and R&D Needs, 2004

9) GEMIS Verkehrssysteme, JOANNEUM RESEARCH 2003

10) persönliche Mitteilung der TU-Wien

11) Potential for Hydrogen as a Fuel for Transport in the Long Term (2020 -2050), Institute for Prospective Technological Studies (ipts), March 2004, EUR 21090 EN

12) Costs of Storing and Transporting Hydrogen, 1998, Hydrogen Economy 2004

13) Winter et al. 1986

14) Jungmeier et al. 2002

Technologieatlasbank "Öko-Wasserstoff für Österreich"

Modul 5: Öko-H2-Endnutzung stationär

Einheiten	2005 stationäre Brennstoffzelle	2005 stationärer Verbrennungskraftmotor	2005 stationärer Verbrennungskraftmotor	Anmerkungen
Beschreibung Technologie	[Text]	[Text]	[Text]	
Stand der Technik ¹⁾	[Text]	[Text]	[Text]	
Input	[Text]	[Text]	[Text]	
Output 1	[Text]	[Text]	[Text]	
Output 2	[Text]	[Text]	[Text]	
Jahresnutzungsgrad elektrisch	[%]	[Text]	[Text]	
Jahresnutzungsgrad thermisch	[%]	[Text]	[Text]	
Jahresvolllaststunden	[h/a]	[Text]	[Text]	
Leistung elektrisch	[MW _{el}]	[Text]	[Text]	
Leistung thermisch	[MW _{th}]	[Text]	[Text]	
Lebensdauer	[a]	[Text]	[Text]	
Emissionen				
CO ₂	[g/kWh _{thp,el}]	0	0	199 (6)
CH ₄	[g/kWh _{thp,el}]	0	0	0,011 (6)
N ₂ O	[g/kWh _{thp,el}]	0	0,0096	0,010 (6)
Hilfsenergie				
Hilfsenergie 1	[TJ/td]	-	-	-
Menge Hilfsenergie 1	[MJ/MW _{el}]	-	-	-
Hilfsenergie 2	[TJ/td]	-	-	-
Menge Hilfsenergie 2	[MJ/MW _{el}]	-	-	-
Hilfsstoffe				
Hilfsstoff 1	[TJ/td]	-	-	-
Menge Hilfsstoff 1	[t/MW _{el}]	-	-	-
Hilfsstoff 2	[TJ/td]	-	-	-
Menge Hilfsstoff 2	[t/MW _{el}]	-	-	-
Materialien für Errichtung				
Material 1	[TJ/td]	-	-	-
Menge Material 1	[t/MW _{el}]	Stahl	Stahl	Stahl (6), (16)
Material 2	[TJ/td]	-	-	-
Menge Material 2	[t/MW _{el}]	10	10	10 (6), (16)
Material 3	[TJ/td]	-	-	-
Menge Material 3	[t/MW _{el}]	HDPE Granulat	Zement	Zement (6), (16)
Material 4	[TJ/td]	-	-	-
Menge Material 4	[t/MW _{el}]	Platin	10	10 (6), (16)
Material 5	[TJ/td]	-	-	-
Menge Material 5	[t/MW _{el}]	0,000857	-	(3), (6)
Material 6	[TJ/td]	-	-	-
Menge Material 6	[t/MW _{el}]	Zement	10	(3), (6)
Material 7	[TJ/td]	-	-	-
Menge Material 7	[t/MW _{el}]	10	-	(3), (6)
spez. Investitionskosten	[€/kW _{el}]	3000	3000	3)
Investitionskosten	[Me €]	0,75	0,75	berechnet
Wärmekosten	[€/kWh _{th}]	0,2-2,6	0,2-2,6	0,11 berechnete
Lebensdauer	[a]	15	15	0,073 berechnete
Zinssatz	[%]	6,59%	6,59%	3)
Annuitätfaktor	[€/kWh _{el}]	0,11	0,11	berechnet
Annuität	[€/kWh _{el}]	0,08	0,08	berechnet

¹⁾ Stand der Technik:
- Forschungsanlage F
- Pilotanlage P
- Demonstrationsanlage D
- in der Praxis bewährte Anlage I

Quellenliteratur
1) GEMIS Österreich 2002, UBA-Wien
2) Chasis, 2003
3) Angler et al., 2000
4) Angler et al., 2000
5) Wirtschaftliche und technische Herausforderungen bei der Nutzung von Windenergie aus neuerer Sicht-DA, Oktober Biffi, 2004
6) GEMIS Standard 2004, Öko-Institut
7) CUTE Projekt,
8) The Hydrogen Economy: Opportunities, Costs, Barriers, and R&D Needs, 2004
9) GEMIS Verkehrssysteme, JOANNEUM RESEARCH 2003
10) persönliche Mitteilung der TU-Wien
11) Potential for Hydrogen as a Fuel for Transport in the Long Term (2020 -2050), Institute for Prospective Technological Studies (ipts), March 2004, EUR 21980 EN
12) Costs of Storing and Transporting Hydrogen, 1998: Hydrogen Economy 2004
13) Winter et al., 1986
14) Jungnickel et al., 2002
15) GEMIS Bioenergie 1999, Joanneum Research

Anhang D: Ökologische Analyse

Inhaltsverzeichnis

D-1	Transport	2
<i>D-1.1</i>	<i>Öko-Wasserstoff-Energiesysteme.....</i>	<i>2</i>
D-1.1.1	Prozessketten Technologie 2005.....	2
D-1.1.2	Prozessketten Technologie 2050.....	5
D-1.1.3	Prozessketten Varianten	7
<i>D-1.2</i>	<i>Ökologischer Vergleich mit Referenz-Energiesystemen.....</i>	<i>9</i>
D-1.2.1	Technologie 2005.....	9
D-1.2.1.1	Treibhausgas-Emissionen	9
D-1.2.1.2	Kumulierter Energieaufwand	10
D-1.2.1.3	Materialbedarf	11
D-1.2.2	Technologie 2050.....	12
D-1.2.2.1	Treibhausgas-Emissionen	12
D-1.2.2.2	Kumulierter Energieaufwand	13
D-1.2.2.3	Materialbedarf	14
D-1.2.3	Varianten	15
D-1.2.3.1	Treibhausgas-Emissionen	15
D-1.2.3.2	Kumulierter Energieaufwand	15
D-1.2.3.3	Materialbedarf	16
D-2	Stationäre Strom- und Wärmeerzeugung.....	17
<i>D-2.1</i>	<i>Öko-Wasserstoff-Energiesysteme.....</i>	<i>17</i>
D-2.1.1	Prozessketten Technologie 2005.....	17
<i>D-2.2</i>	<i>Ökologischer Vergleich mit Referenz-Energiesystemen.....</i>	<i>20</i>
D-2.2.1	Technologie 2005.....	20
D-2.2.1.1	Treibhausgas-Emissionen	20
D-2.2.1.2	Kumulierter Energieaufwand	21

D-1 Transport

Es werden die Prozessketten für Transportdienstleistung mit Öko-Wasserstoff dargestellt. Anschließend wird der ökologische Vergleich von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit den Referenz-Energiesystemen für Transportdienstleistungen gezeigt. Alle Prozessketten sind mit der im Berichtsteil verwendeten Nomenklatur bezeichnet.

D-1.1 Öko-Wasserstoff-Energiesysteme

D-1.1.1 Prozessketten Technologie 2005

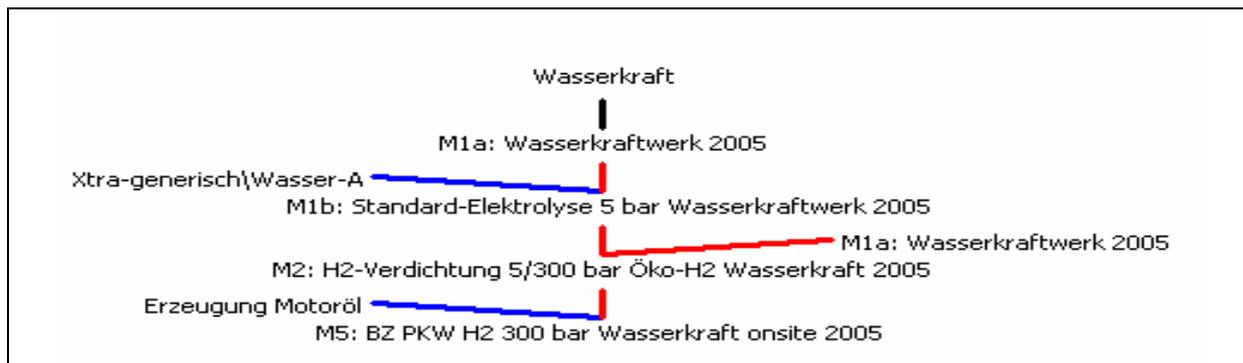


Abbildung D- 1 Prozesskette „BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft“



Abbildung D- 2: Prozesskette „VKM-PKW 2005 LH Wasserkraft“



Abbildung D- 3: Prozesskette „BZ-PKW 2005 GH Kleinwasserkraft“

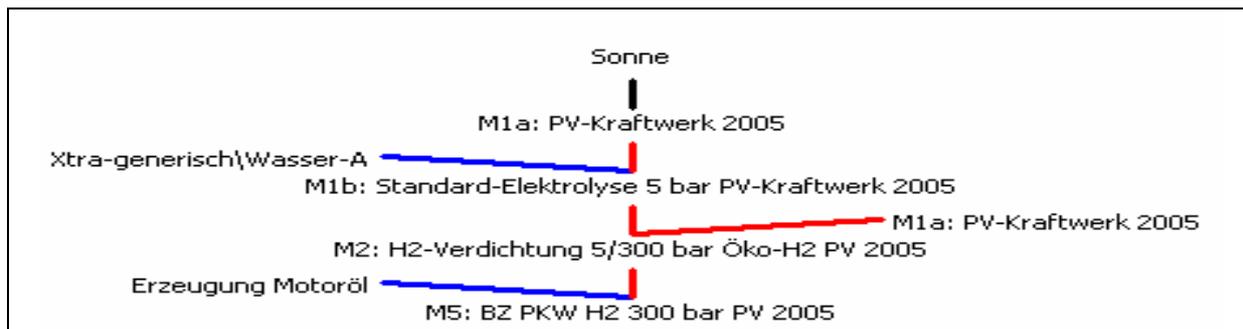


Abbildung D- 4: Prozesskette „BZ-PKW 2005 GH PV“

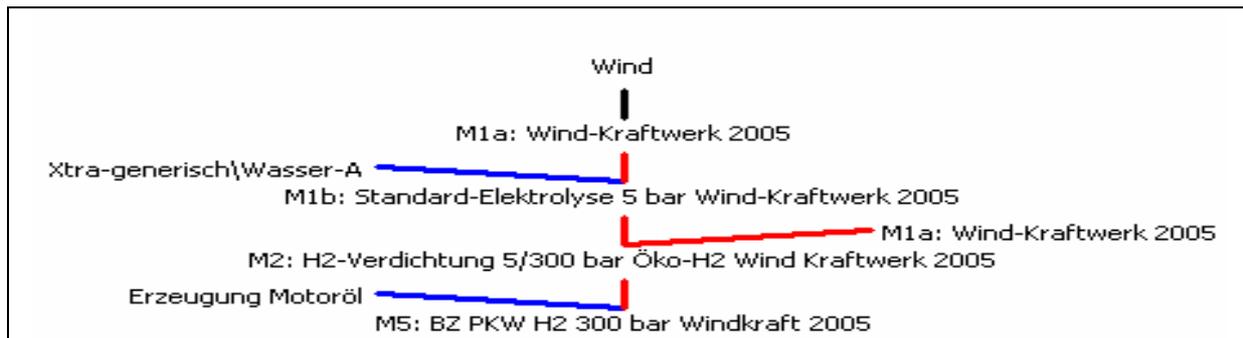


Abbildung D- 5: Prozesskette „BZ-PKW 2005 GH Wind“

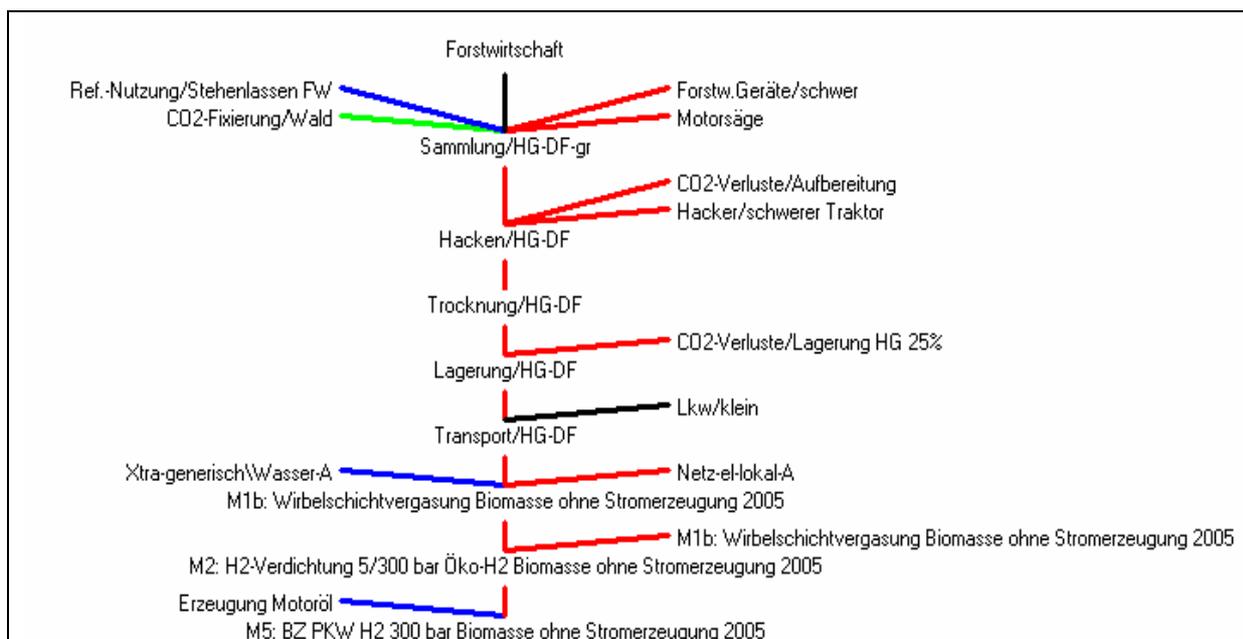


Abbildung D- 6: Prozesskette „BZ-PKW 2005 GH Biomasse ohne Stromerzeugung“

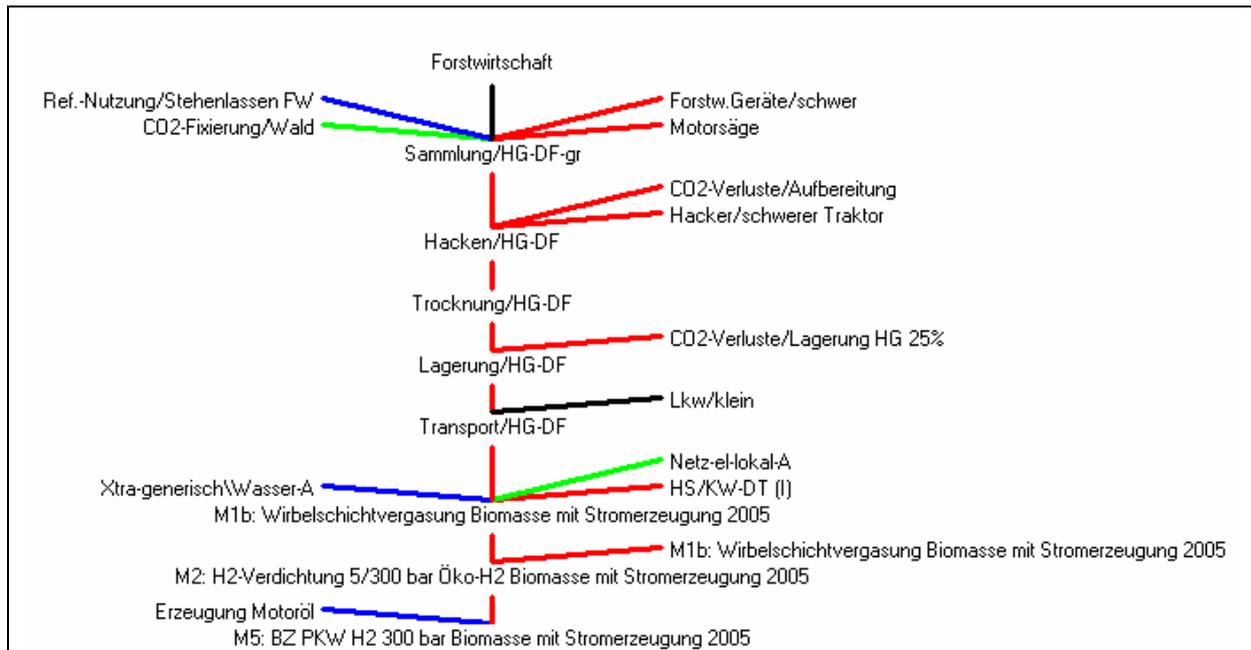


Abbildung D- 7: Prozesskette „BZ-PKW 2005 GH Biomasse mit Stromerzeugung“

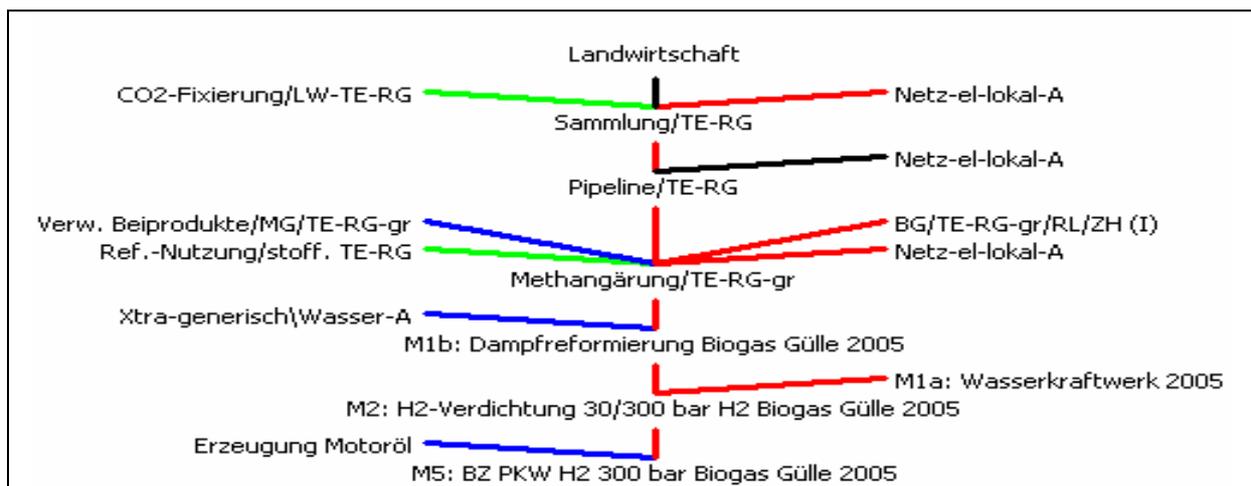


Abbildung D- 8: Prozesskette „BZ-PKW 2005 GH Biogas Gülle“

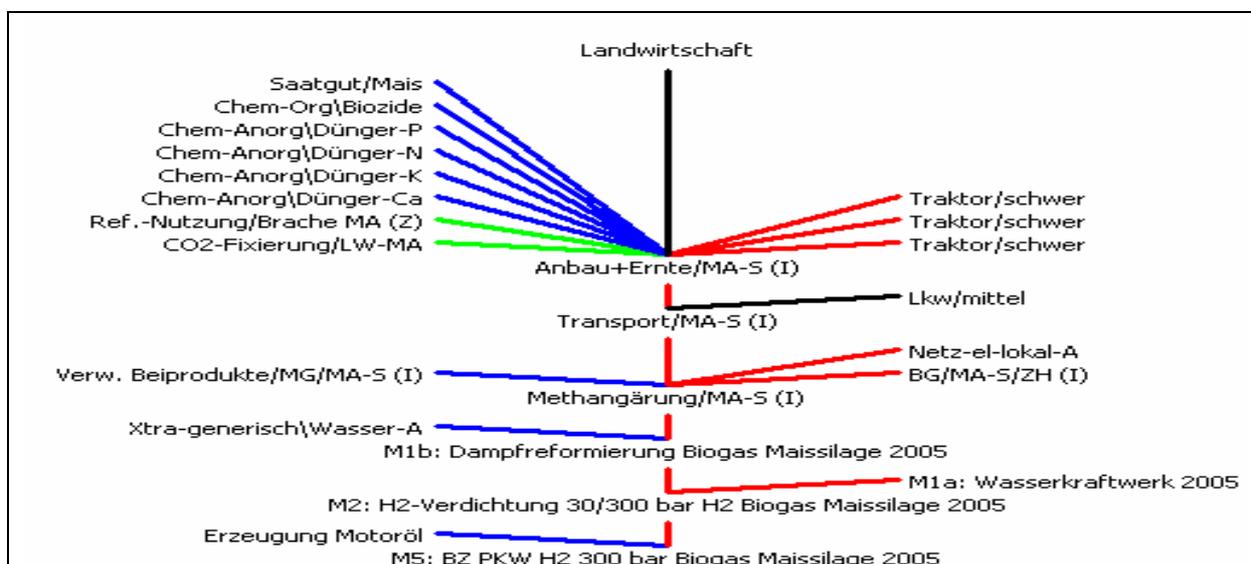


Abbildung D- 9: Prozesskette „BZ-PKW 2005 GH Biogas Maissilage“

D-1.1.2 Prozessketten Technologie 2050

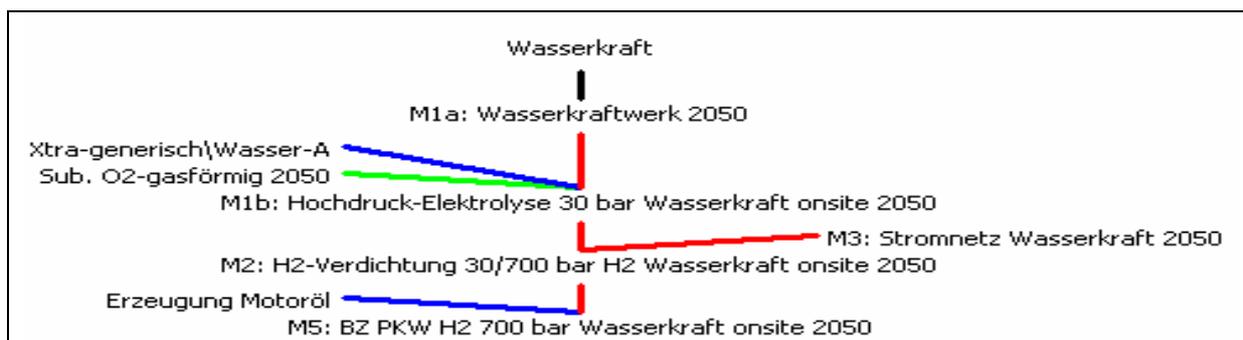


Abbildung D- 10: Prozesskette „BZ-PKW 2050 GH Wasserkraft“

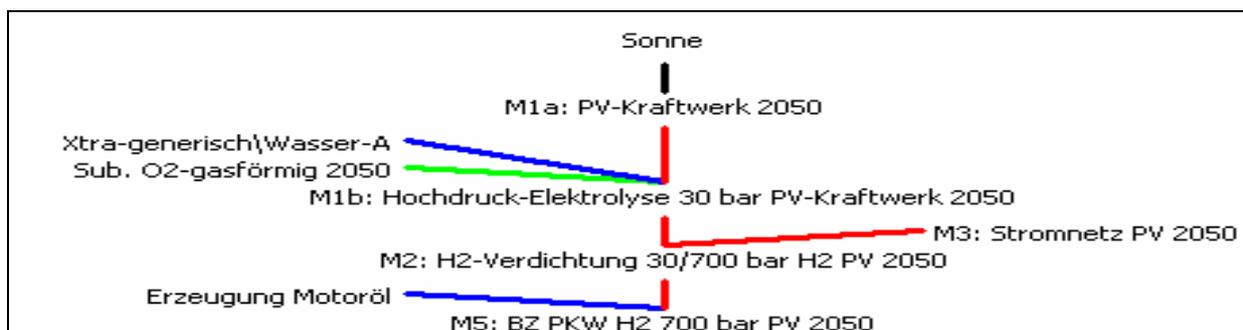


Abbildung D- 11: Prozesskette „BZ-PKW 2050 GH PV“

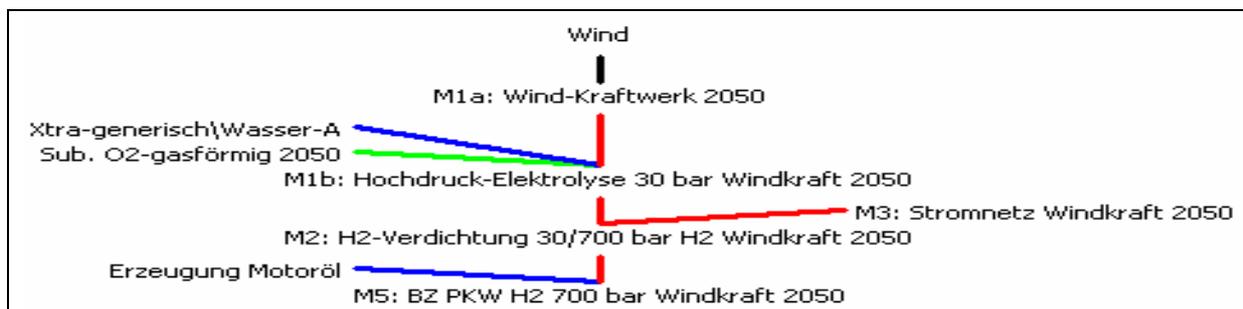


Abbildung D- 12: Prozesskette „BZ-PKW 2050 GH Wind“

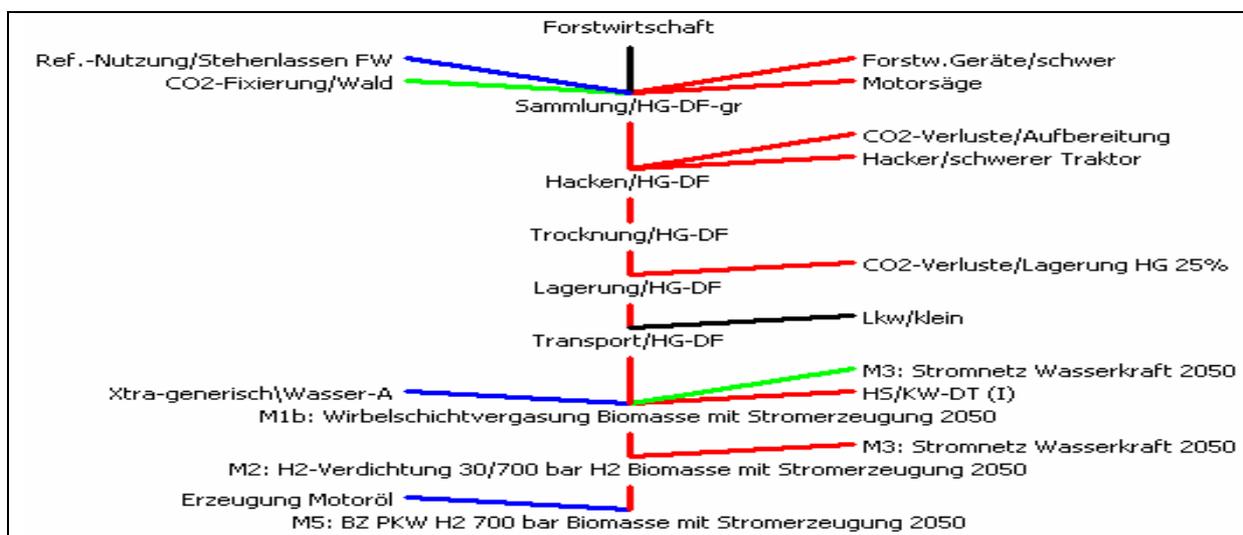


Abbildung D- 13: Prozesskette „BZ-PKW 2050 GH Biomasse mit Stromerzeugung“

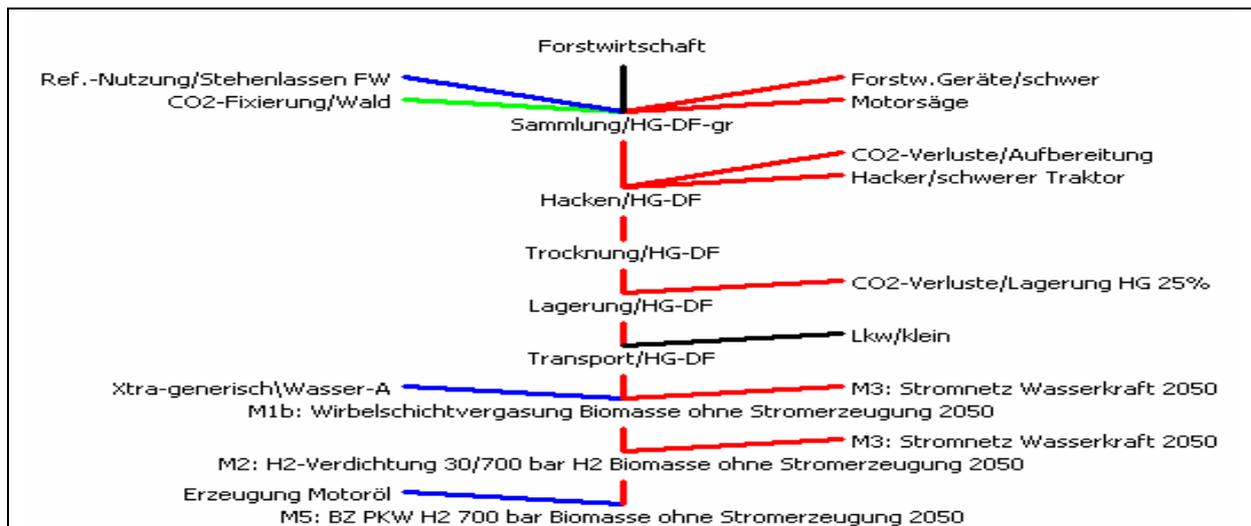


Abbildung D- 14: Prozesskette „BZ-PKW 2050 GH Biomasse ohne Stromerzeugung“

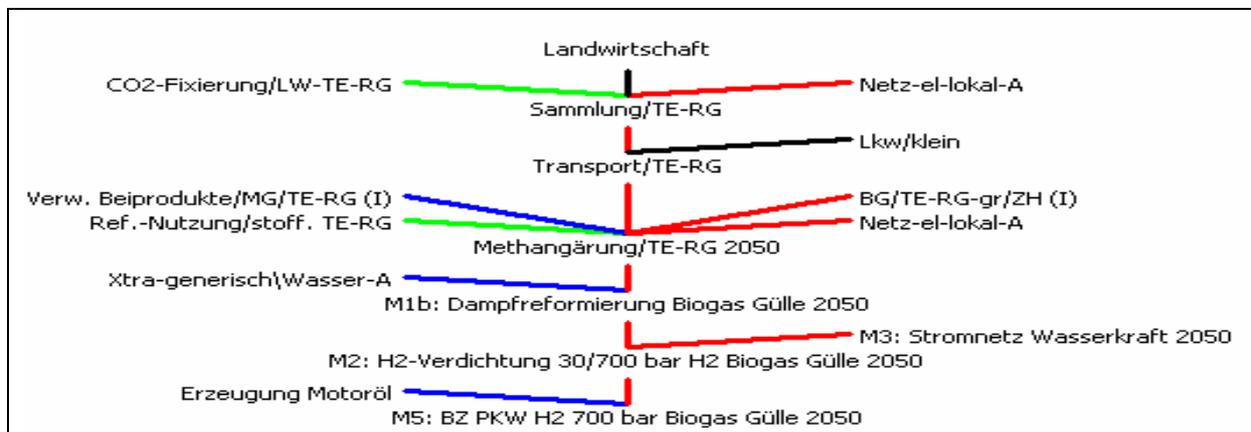


Abbildung D- 15: Prozesskette „BZ-PKW 2050 GH Biogas Gülle“

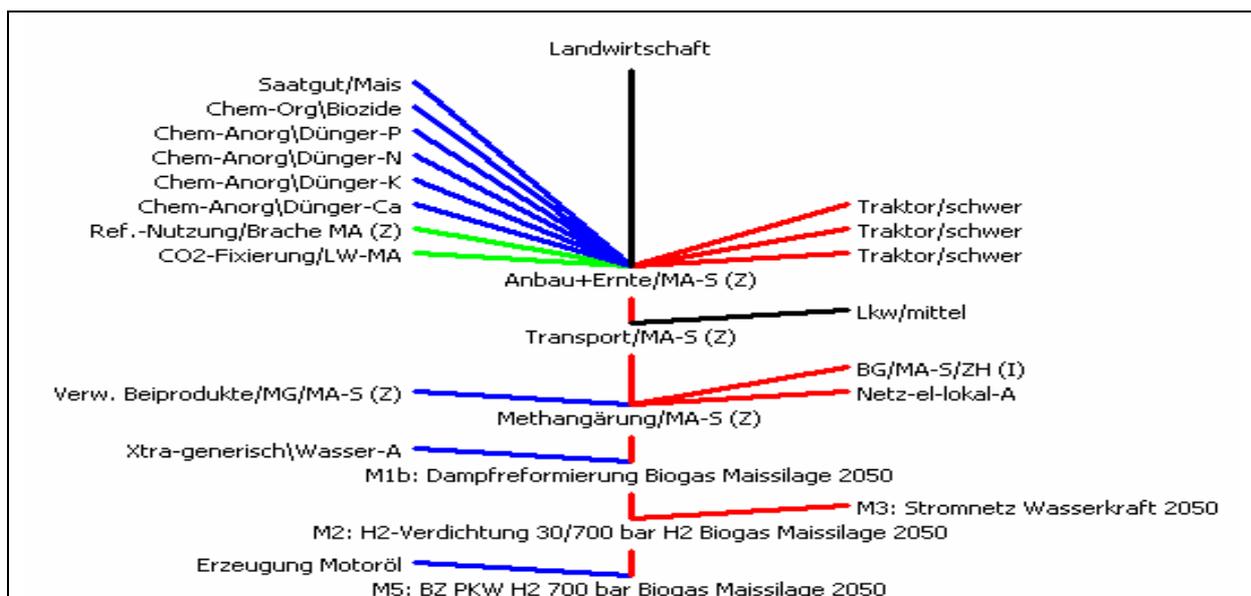


Abbildung D- 16: Prozesskette „BZ-PKW 2050 GH Biogas Maissilage“

D-1.1.3 Prozessketten Varianten

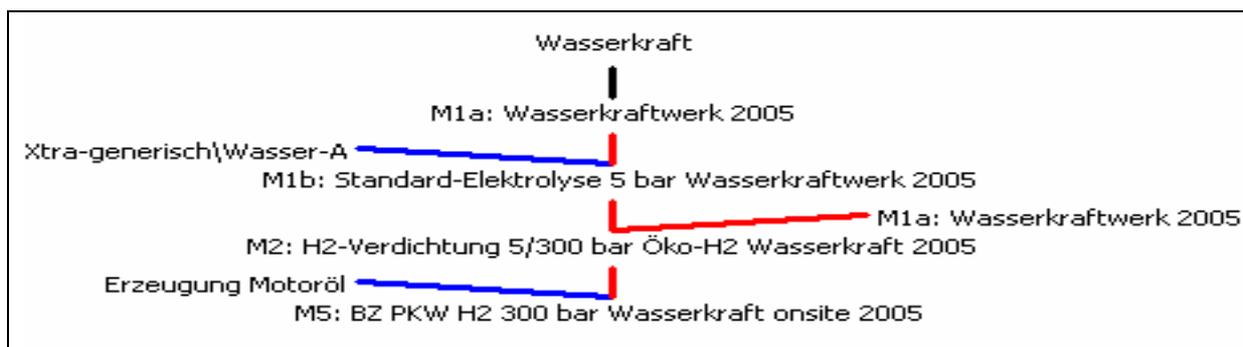


Abbildung D- 17: Prozesskette „BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft onsite 300 bar“

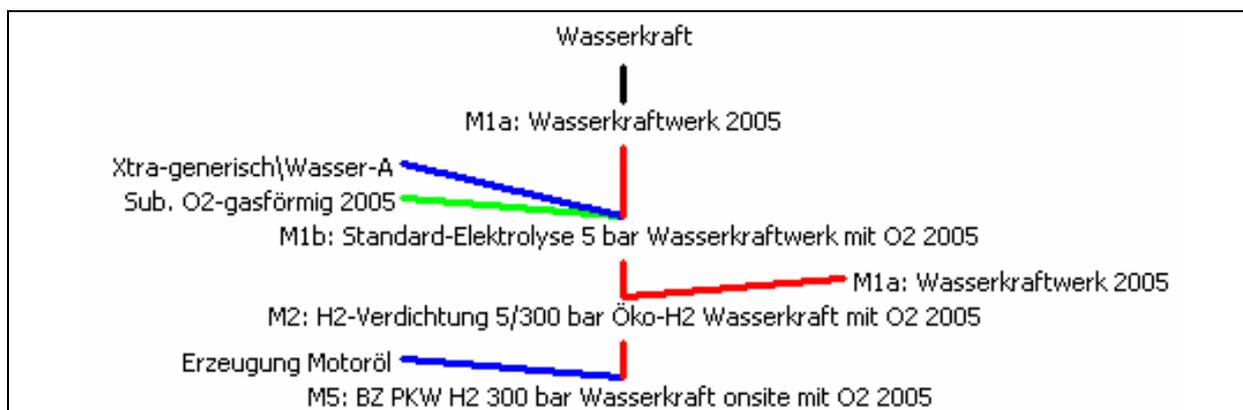


Abbildung D- 18: Prozesskette „BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft onsite 300 bar mit O₂ Nutzung“

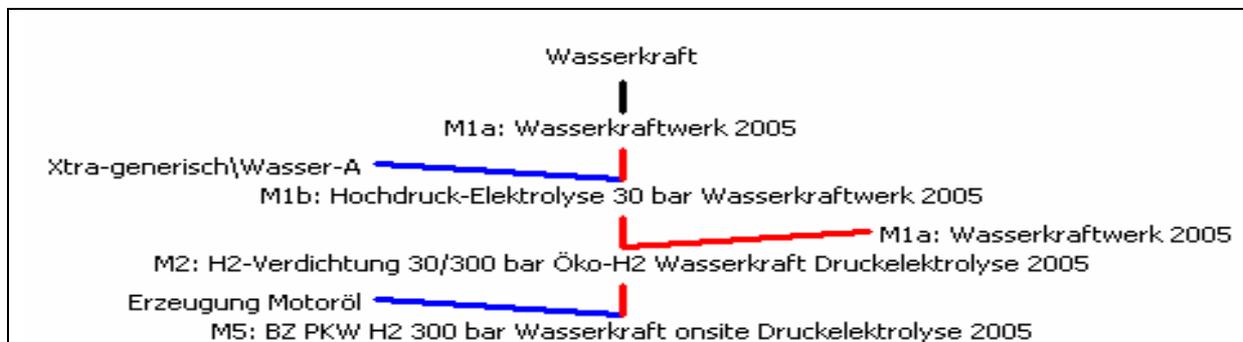


Abbildung D- 19: Prozesskette „BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft onsite 300 Druckelektrolyse“

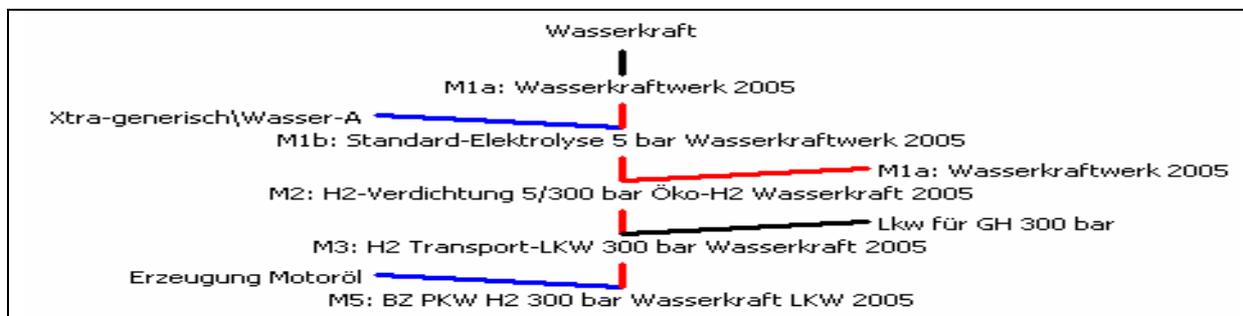


Abbildung D- 20: Prozesskette „BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft LKW 300 bar“

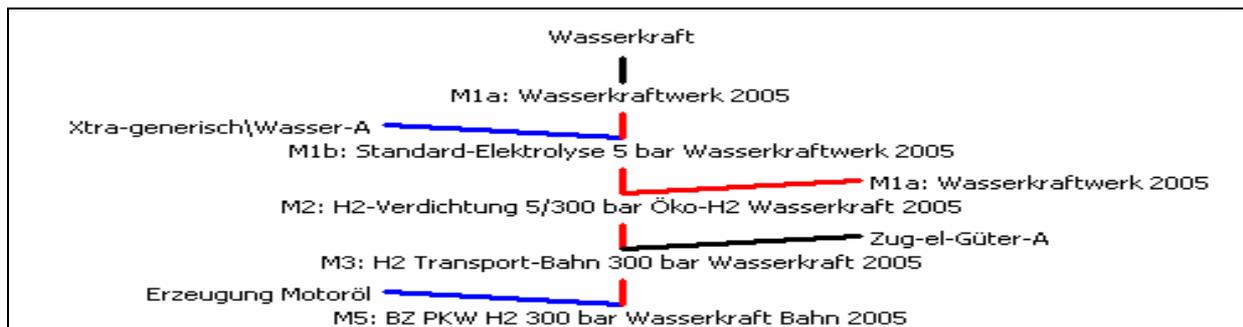


Abbildung D- 21: Prozesskette „BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft Bahn 300 bar“

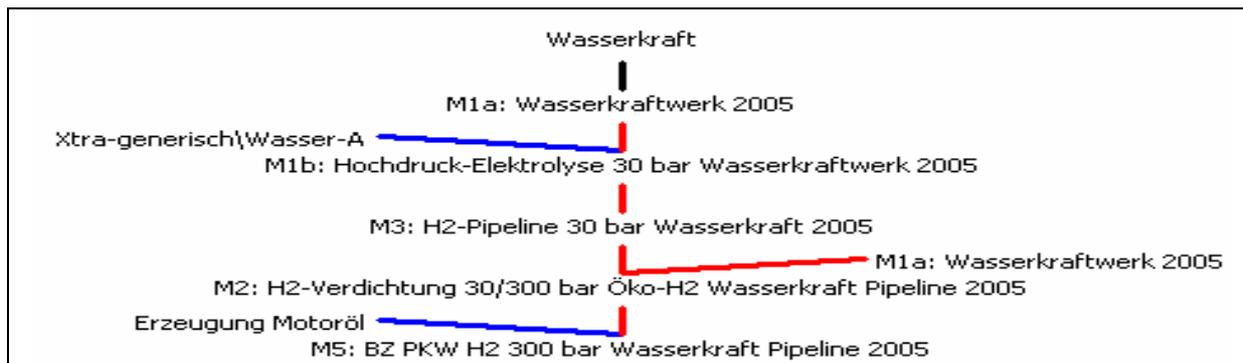


Abbildung D- 22: Prozesskette „BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft Pipeline 300 bar“

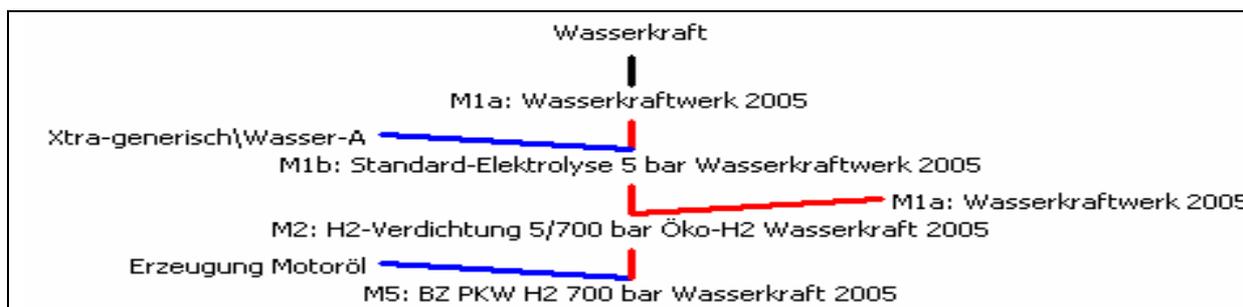


Abbildung D- 23: Prozesskette „BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft onsite 700 bar“

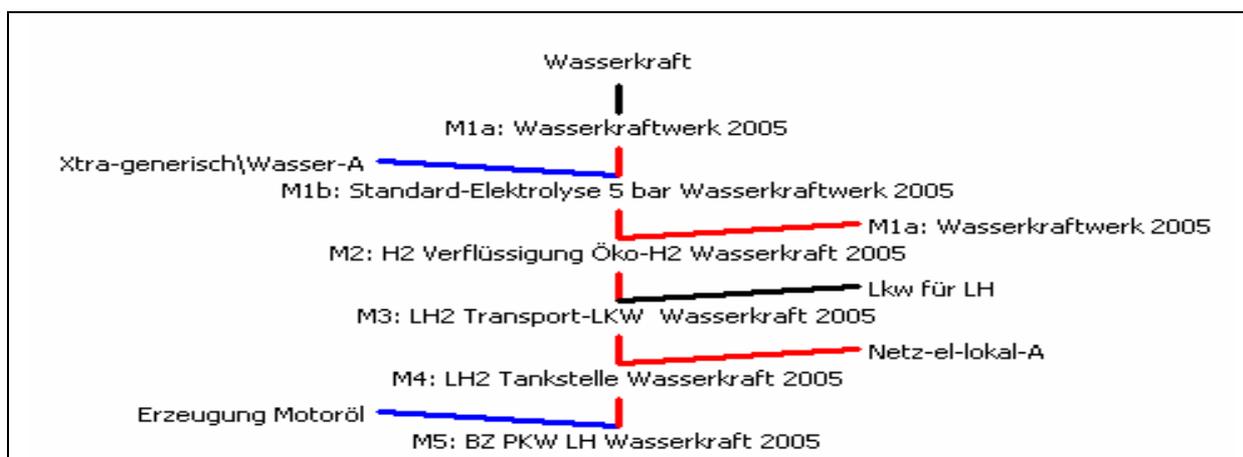


Abbildung D- 24: Prozesskette „BZ-PKW 2005 LH Wasserkraft“

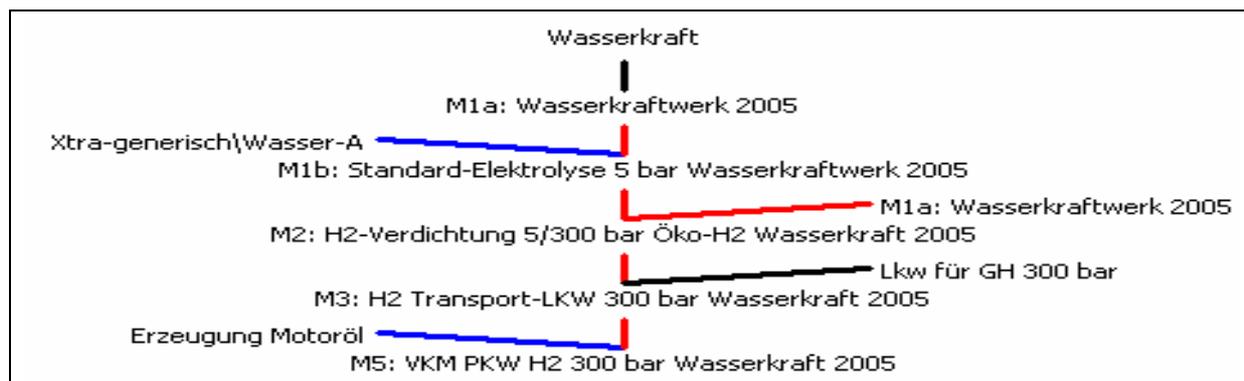


Abbildung D- 25: Prozesskette „VKM-PKW 2005 GH Wasserkraft onste 300 bar“

D-1.2 Ökologischer Vergleich mit Referenz-Energiesystemen

D-1.2.1 Technologie 2005

D-1.2.1.1 Treibhausgas-Emissionen

Tabelle D-1: Vergleich der Treibhausgas-Emissionen von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen mit der direkten Nutzung erneuerbarer Energie und fossiler Energie im Transport, Technologie 2005

Transportsysteme Emissionen	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂ - Äquiv.
	[g / PKW_km]			[g CO ₂ -Äq. / PKW_km]			
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft	62	0,171	0,00169	62	3,94	0,499	66,4
VKM-PKW 2005 LH Wasserkraft	52,2	0,125	0,0126	52,2	2,88	3,73	58,8
E-PKW 2005 Wasserkraft	29,4	0,0772	0,00066	29,4	1,78	0,196	31,3
BZ-PKW 2005 GH Kleinwasserkraft	51,7	0,171	0,00169	51,7	3,94	0,499	56,2
E-PKW 2005 Kleinwasserkraft	24	0,0772	0,00066	24	1,78	0,196	26
BZ-PKW 2005 GH PV	83,5	0,218	0,00263	83,5	5,01	0,778	89,3
E-PKW 2005 PV	40,7	0,102	0,00116	40,7	2,34	0,343	43,4
BZ-PKW 2005 GH Wind	61,9	0,196	0,00195	61,9	4,51	0,577	67
E-PKW 2005 Wind	29,3	0,0904	0,0008	29,3	2,08	0,237	31,7
BZ-PKW 2005 GH Biomasse ohne Stromerzeugung	65,2	0,193	0,00367	65,2	4,44	1,09	70,7
BZ-PKW 2005 GH Biomasse mit Stromerzeugung	-15,4	-0,00041	0,00121	-15,4	-0,00952	0,359	-15
VKM-PKW 2005 FT Diesel aus Biomasse mit Stromerzeugung	-10,3	-0,0267	0,0137	-10,3	-0,614	4,05	-6,84
BZ-PKW 2005 GH Biogas Gülle	51,9	-9,09	-0,0325	51,9	-209	-9,63	-167
VKM-PKW 2005 Biogas aus Gülle	39,2	-14	-0,0238	39,2	-321	-7,05	-289
BZ-PKW 2005 GH Biogas Maissilage	62,4	0,191	0,0467	62,4	4,4	13,8	80,6
VKM-PKW 2005 Biogas aus Maissilage	47,6	0,578	0,0993	47,6	13,3	29,4	90,3
BZ-PKW 2005 GH Erdgas mit CO ₂ -Speicherung	73,7	0,626	0,00386	73,7	14,4	1,14	89,2
BZ-PKW 2005 GH Erdgas ohne CO ₂ -Speicherung	158	0,596	0,00375	158	13,7	1,11	172
VKM-PKW 2005 Erdgas	199	1,58	0,0308	199	36,4	9,11	245
VKM-PKW 2005 Diesel	197	0,246	0,0124	197	5,65	3,68	206

D-1.2.1.2 Kumulierter Energieaufwand

Tabelle D-2: Vergleich des kumulierten Energieaufwandes von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen mit der direkten Nutzung erneuerbarer Energie und fossiler Energie im Transport, Technologie 2005

[kWh / PKW_km]	Nicht Erneuerbare	Erneuerbare	Sonstige	Summe
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft	0,15	0,559	0,0304	0,739
VKM-PKW 2005 LH Wasserkraft	0,102	0,901	0,0205	1,02
E-PKW 2005 Wasserkraft	0,0712	0,29	0,0116	0,373
BZ-PKW 2005 GH Kleinwasserkraft	0,15	0,559	0,0304	0,739
E-PKW 2005 Kleinwasserkraft	0,0712	0,29	0,0116	0,373
BZ-PKW 2005 GH PV	0,218	0,562	0,0635	0,844
E-PKW 2005 PV	0,107	0,292	0,029	0,428
BZ-PKW 2005 GH Wind	0,18	0,56	0,0392	0,779
E-PKW 2005 Wind	0,0873	0,29	0,0162	0,394
BZ-PKW 2005 GH Biomasse ohne Stromerzeugung	0,195	0,856	0,0321	1,08
BZ-PKW 2005 GH Biomasse mit Stromerzeugung	-0,0501	1,23	0,0058	1,19
VKM-PKW 2005 FT Diesel aus Biomasse mit Stromerzeugung	-0,0295	1,84	-0,00395	1,81
BZ-PKW 2005 GH Biogas Gülle	0,153	1,21	0,0311	1,39
VKM-PKW 2005 Biogas aus Gülle	0,127	1,88	0,0158	2,02
BZ-PKW 2005 GH Biogas Maissilage	0,171	2	0,0311	2,2
VKM-PKW 2005 Biogas aus Maissilage	0,12	3,11	0,0157	3,25
BZ-PKW 2005 GH Erdgas mit CO ₂ -Speicherung	0,666	0,0269	0,0303	0,723
BZ-PKW 2005 GH Erdgas ohne CO ₂ -Speicherung	0,632	0,0268	0,0303	0,689
VKM-PKW 2005 Erdgas	0,993	0,0111	0,0129	1,02
VKM-PKW 2005 Diesel	0,718	0,00394	0,012	0,734

D-1.2.1.3 Materialbedarf

Tabelle D-3: Vergleich des Materialbedarfes von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen mit der direkten Nutzung erneuerbarer Energie und fossiler Energie im Transport, Technologie 2005

[g / PKW_km]	Recycling-fähig	Nicht Recycling-fähig	Summe
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft	6,21	57,1	63,3
VKM-PKW 2005 LH Wasserkraft	2,83	45,9	48,7
E-PKW 2005 Wasserkraft	7,35	24,6	32
BZ-PKW 2005 GH Kleinwasserkraft	6,21	40,6	46,8
E-PKW 2005 Kleinwasserkraft	7,35	16	23,4
BZ-PKW 2005 GH PV	6,6	59,2	65,8
E-PKW 2005 PV	7,56	25,8	33,4
BZ-PKW 2005 GH Wind	7,12	84,8	91,9
E-PKW 2005 Wind	7,83	39,2	47
BZ-PKW 2005 GH Biomasse ohne Stromerzeugung	6,09	40,7	46,8
BZ-PKW 2005 GH Biomasse mit Stromerzeugung	6,05	32,9	39
VKM-PKW 2005 FT Diesel aus Biomasse mit Stromerzeugung	2,21	6,08	8,29
BZ-PKW 2005 GH Biogas Gülle	6,07	43	49,1
VKM-PKW 2005 Biogas aus Gülle	2,63	14,2	16,8
BZ-PKW 2005 GH Biogas Maissilage	6,09	49,7	55,8
VKM-PKW 2005 Biogas aus Maissilage	2,65	27,3	30
BZ-PKW 2005 GH Erdgas mit CO2-Speicherung	6,08	60,8	66,9
BZ-PKW 2005 GH Erdgas ohne CO2-Speicherung	6,08	40,8	46,9
VKM-PKW 2005 Erdgas	2,69	13,6	16,3
VKM-PKW 2005 Diesel	2,67	12	14,7

D-1.2.2 Technologie 2050

D-1.2.2.1 Treibhausgas-Emissionen

Tabelle D-4: Vergleich der Treibhausgas-Emissionen von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen mit der direkten Nutzung erneuerbarer Energie und fossiler Energie im Transport, Technologie 2050

Transportsysteme Emissionen	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂ - Äquiv.
	[g / PKW_km]			[g CO ₂ -Äq. / PKW_km]			
BZ-PKW 2050 GH Wasserkraft	32,2	0,0896	0,0009	32,2	2,06	0,266	34,5
E-PKW 2050 Wasserkraft	15,7	0,0409	0,00038	15,7	0,94	0,112	16,8
BZ-PKW 2050 GH PV	39,7	0,108	0,00128	39,7	2,49	0,378	42,6
E-PKW 2050 PV	19,6	0,0505	0,00057	19,6	1,16	0,17	20,9
BZ-PKW 2050 GH Wind	30	0,0935	0,00099	30	2,15	0,292	32,5
E-PKW 2050 Wind	14,6	0,0429	0,00042	14,6	0,987	0,126	15,7
BZ-PKW 2050 GH Biomasse mit Stromerzeugung	34,2	0,0978	0,00221	34,2	2,25	0,654	37,1
BZ-PKW 2050 GH Biomasse ohne Stromerzeugung	31,8	0,094	0,00203	31,8	2,16	0,6	34,6
VKM-PKW 2050 FT Diesel aus Biomasse mit Stromerzeugung	18,4	0,0486	0,0109	18,4	1,12	3,22	22,7
BZ-PKW 2050 GH Biogas aus Gülle	31,6	-4,1	-0,0257	31,6	-94,4	-7,61	-70,3
VKM-PKW 2050 Biogas aus Gülle	30,5	-5,31	-0,0184	30,5	-122	-5,46	-97
BZ-PKW 2050 GH Biogas Maissilage	33	0,0998	0,0379	33	2,3	11,2	46,5
VKM-PKW 2050 Biogas aus Maissilage	33,5	0,364	0,0674	33,5	8,37	19,9	61,8
BZ-PKW 2050 GH Erdgas mit CO ₂ -Speicherung	57,5	0,513	0,00281	57,5	11,8	0,832	70,2
BZ-PKW 2050 GH Erdgas ohne CO ₂ -Speicherung	121	0,483	0,0026	121	11,1	0,771	132
VKM-PKW 2050 Erdgas	133	0,789	0,0195	133	18,2	5,76	157
VKM-PKW 2050 Diesel	131	0,159	0,0098	131	3,67	2,9	138

D-1.2.2.2 Kumulierter Energieaufwand

Tabelle D-5: Vergleich des kumulierten Energieaufwandes von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen mit der direkten Nutzung erneuerbarer Energie und fossiler Energie im Transport, Technologie 2050

[kWh / PKW_km]	Nicht Erneuerbare	Erneuerbare	Sonstige	Summe
BZ-PKW 2050 GH Wasserkraft	0,0786	0,452	0,0162	0,547
E-PKW 2050 Wasserkraft	0,0385	0,235	0,00657	0,28
BZ-PKW 2050 GH PV	0,106	0,453	0,0295	0,589
E-PKW 2050 PV	0,0526	0,235	0,0134	0,301
BZ-PKW 2050 GH Wind	0,0859	0,452	0,0189	0,557
E-PKW 2050 Wind	0,0422	0,235	0,00796	0,285
BZ-PKW 2050 GH Biomasse mit Stromerzeugung	0,108	0,801	0,0161	0,925
BZ-PKW 2050 GH Biomasse ohne Stromerzeugung	0,0939	0,517	0,0161	0,627
VKM-PKW 2050 FT Diesel aus Biomasse mit Stromerzeugung	0,0598	0,691	0,00694	0,758
BZ-PKW 2050 GH Biogas aus Gülle	0,0993	0,963	0,0169	1,08
VKM-PKW 2050 Biogas aus Gülle	0,0972	1,28	0,0132	1,39
BZ-PKW 2050 GH Biogas Maissilage	0,0868	1,39	0,0166	1,49
VKM-PKW 2050 Biogas aus Maissilage	0,0836	1,86	0,0131	1,96
BZ-PKW 2050 GH Erdgas mit CO ₂ -Speicherung	0,546	0,00617	0,0164	0,569
BZ-PKW 2050 GH Erdgas ohne CO ₂ -Speicherung	0,511	0,00519	0,0163	0,532
VKM-PKW 2050 Erdgas	0,572	0,00808	0,011	0,591
VKM-PKW 2050 Diesel	0,481	0,00247	0,00724	0,491

D-1.2.2.3 Materialbedarf

Tabelle D-6: Vergleich des Materialbedarfes von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen mit der direkten Nutzung erneuerbarer Energie und fossiler Energie im Transport, Technologie 2050

[g / PKW_km]	Recycling-fähig	Nicht Recycling-fähig	Summe
BZ-PKW 2050 GH Wasserkraft	3,49	30,7	34,2
E-PKW 2050 Wasserkraft	4,54	13,3	17,8
BZ-PKW 2050 GH PV	3,65	28,6	32,3
E-PKW 2050 PV	4,62	12,1	16,7
BZ-PKW 2050 GH Wind	3,54	37,1	40,6
E-PKW 2050 Wind	4,57	16,5	21,1
BZ-PKW 2050 GH Biomasse mit Stromerzeugung	3,44	19	22,4
BZ-PKW 2050 GH Biomasse ohne Stromerzeugung	3,44	21,8	25,2
VKM-PKW 2050 FT Diesel aus Biomasse mit Stromerzeugung	1,79	4,84	6,63
BZ-PKW 2050 GH Biogas aus Gülle	3,44	22,1	25,5
VKM-PKW 2050 Biogas aus Gülle	2,73	11,6	14,3
BZ-PKW 2050 GH Biogas Maissilage	3,44	37,15	39,6
VKM-PKW 2050 Biogas aus Maissilage	2,73	19,5	22,2
BZ-PKW 2050 GH Erdgas mit CO2-Speicherung	3,46	47,2	50,7
BZ-PKW 2050 GH Erdgas ohne CO2-Speicherung	3,46	21,3	24,8
VKM-PKW 2050 Erdgas	2,73	10,6	13,3
VKM-PKW 2050 Diesel	1,83	6,85	8,68

D-1.2.3 Varianten

D-1.2.3.1 Treibhausgas-Emissionen

Tabelle D-7: Vergleich der Treibhausgas-Emissionen von verschiedenen Öko-Wasserstoff-Transportsystemen, Öko-Wasserstoff aus Wasserkraft, Technologie 2005

Transportsysteme Emissionen	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂ - Äquiv.
	[g / PKW_km]			[g CO ₂ -Äq. / PKW_km]			
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft onsite 300 bar	62	0,171	0,00169	62	3,94	0,499	66,4
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft onsite 300 bar mit O ₂ Nutzung	59,6	0,166	0,00161	59,6	3,81	0,476	63,8
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft onsite 300 bar Druckelektrolyse	62,3	0,171	0,00169	62,3	3,94	0,499	66,8
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft LKW 300 bar	68,7	0,178	0,00215	68,7	4,09	0,635	73,4
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft Bahn 300 bar	62,1	0,171	0,00169	62,1	3,94	0,499	66,6
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft Pipeline 300 bar	62,8	0,171	0,00169	62,8	3,94	0,499	67,2
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft onsite 700 bar	62,1	0,171	0,00169	62,1	3,94	0,499	66,5
BZ-PKW 2005 LH Wasserkraft	62,3	0,162	0,00169	62,3	3,73	0,5	66,5
VKM-PKW 2005 Wasserkraft onsite 300 bar	58,3	0,133	0,0132	58,3	3,07	3,9	65,2

D-1.2.3.2 Kumulierter Energieaufwand

Tabelle D-8: Vergleich des kumulierten Energieaufwandes von verschiedenen Öko-Wasserstoff-Transportsystemen, Öko-Wasserstoff aus Wasserkraft, Technologie 2005

[kWh / PKW_km]	Nicht Erneuerbare	Erneuerbare	Sonstige	Summe
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft onsite 300 bar	0,15	0,559	0,0304	0,739
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft onsite 300 bar mit O ₂ Nutzung	0,142	0,554	0,0297	0,726
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft onsite 300 bar Druckelektrolyse	0,15	0,577	0,0304	0,757
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft LKW 300 bar	0,174	0,562	0,0304	0,766
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft Bahn 300 bar	0,15	0,565	0,0304	0,745
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft Pipeline 300 bar	0,15	0,597	0,0304	0,777
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft onsite 700 bar	0,15	0,566	0,0304	0,746
BZ-PKW 2005 LH Wasserkraft	0,146	0,647	0,0288	0,822
VKM-PKW 2005 Wasserkraft onsite 300 bar	0,132	0,793	0,0205	0,946

D-1.2.3.3 *Materialbedarf*

Tabelle D-9: Vergleich des Materialaufwandes von verschiedenen Öko-Wasserstoff-Transportsystemen, Öko-Wasserstoff aus Wasserkraft, Technologie 2005

[g / PKW_km]	Recycling-fähig	Nicht Recycling-fähig	Summe
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft onsite 300 bar	6,21	57,1	63,3
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft onsite 300 bar mit O2 Nutzung	6,21	56,8	63
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft onsite 300 bar Druckelektrolyse	6,21	57,6	63,8
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft LKW 300 bar	6,21	57,3	63,5
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft Bahn 300 bar	6,21	57,2	63,4
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft Pipeline 300 bar	6,21	58,4	64,6
BZ-PKW 2005 GH Wasserkraft onsite 700 bar	6,21	57,3	63,5
BZ-PKW 2005 LH Wasserkraft	6,13	58,4	64,5
VKM-PKW 2005 Wasserkraft onsite 300 bar	2,84	42,7	45,5

D-2 Stationäre Strom- und Wärmeerzeugung

Es werden die Prozessketten für die stationäre gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung mit Öko-Wasserstoff dargestellt. Anschließend wird der ökologische Vergleich von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit den Referenz-Energiesystemen für die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung gezeigt. Alle Prozessketten sind mit der im Berichtsteil verwendeten Nomenklatur bezeichnet.

D-2.1 Öko-Wasserstoff-Energiesysteme

D-2.1.1 Prozessketten Technologie 2005

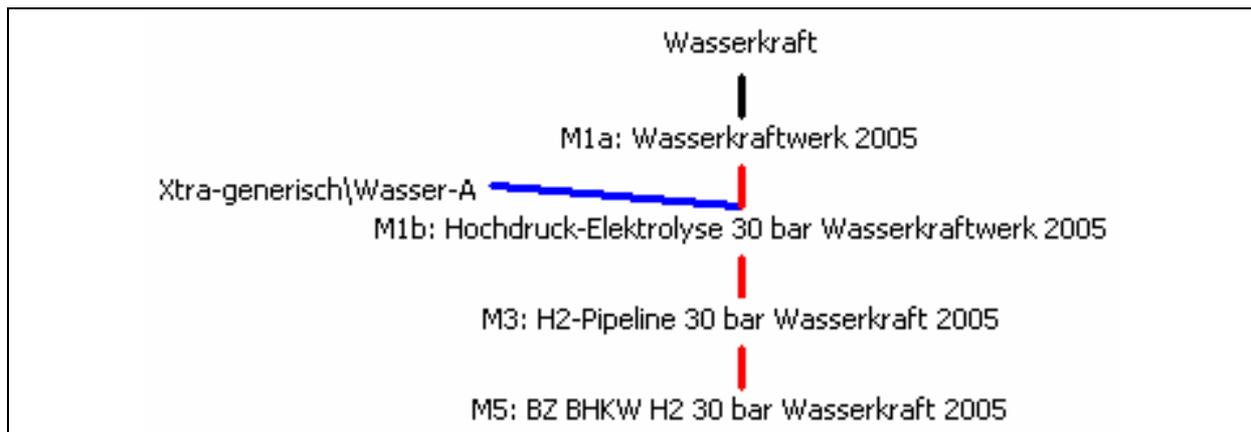


Abbildung D- 26: Prozesskette „BZ-BHKW GH Wasserkraft“

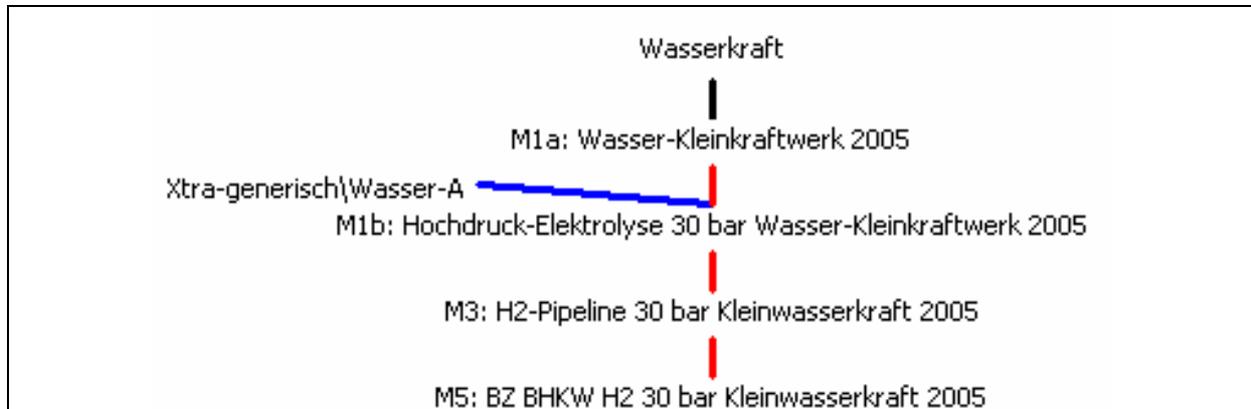


Abbildung D- 27: Prozesskette „BZ-BHKW GH Kleinwasserkraft“

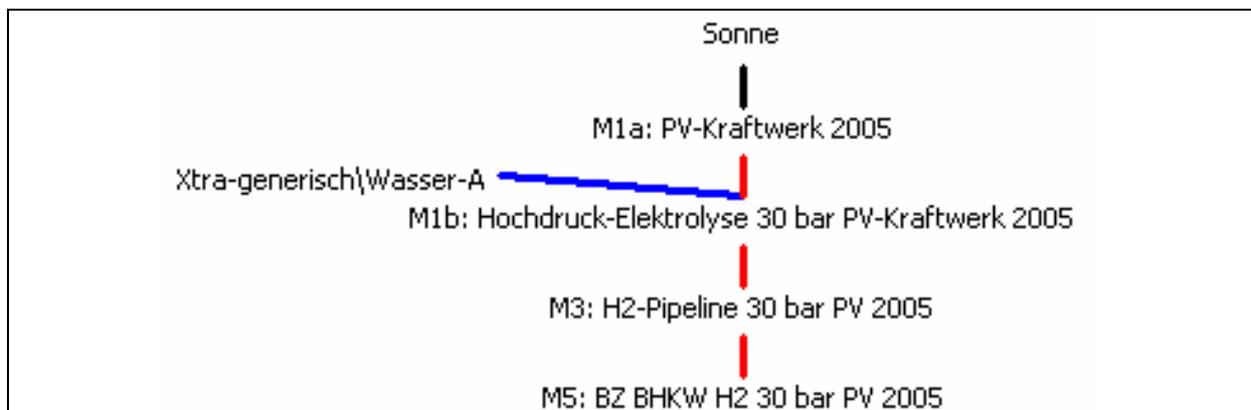


Abbildung D- 28: Prozesskette „BZ-BHKW GH PV“

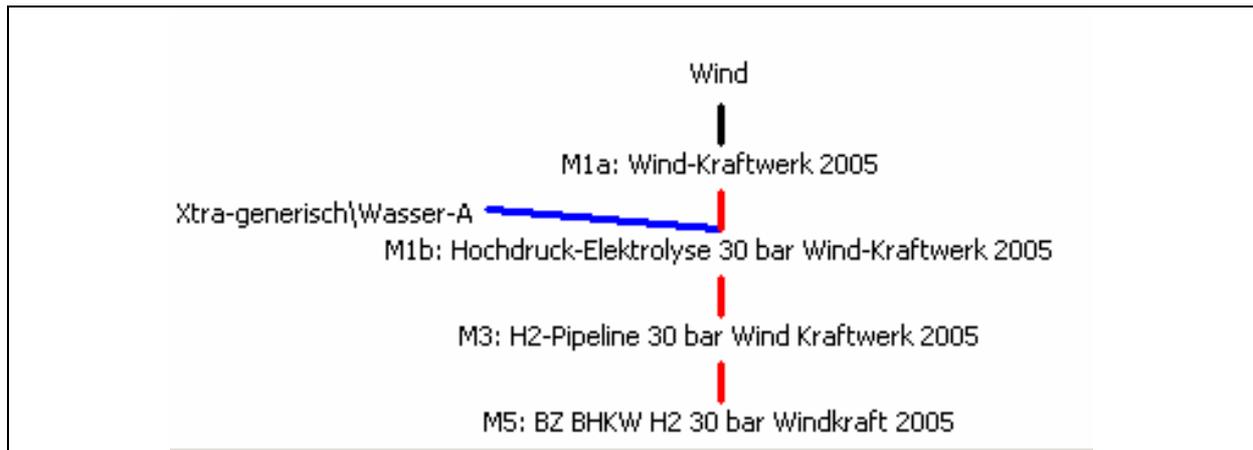


Abbildung D- 29: Prozesskette „BZ-BHKW GH Wind“

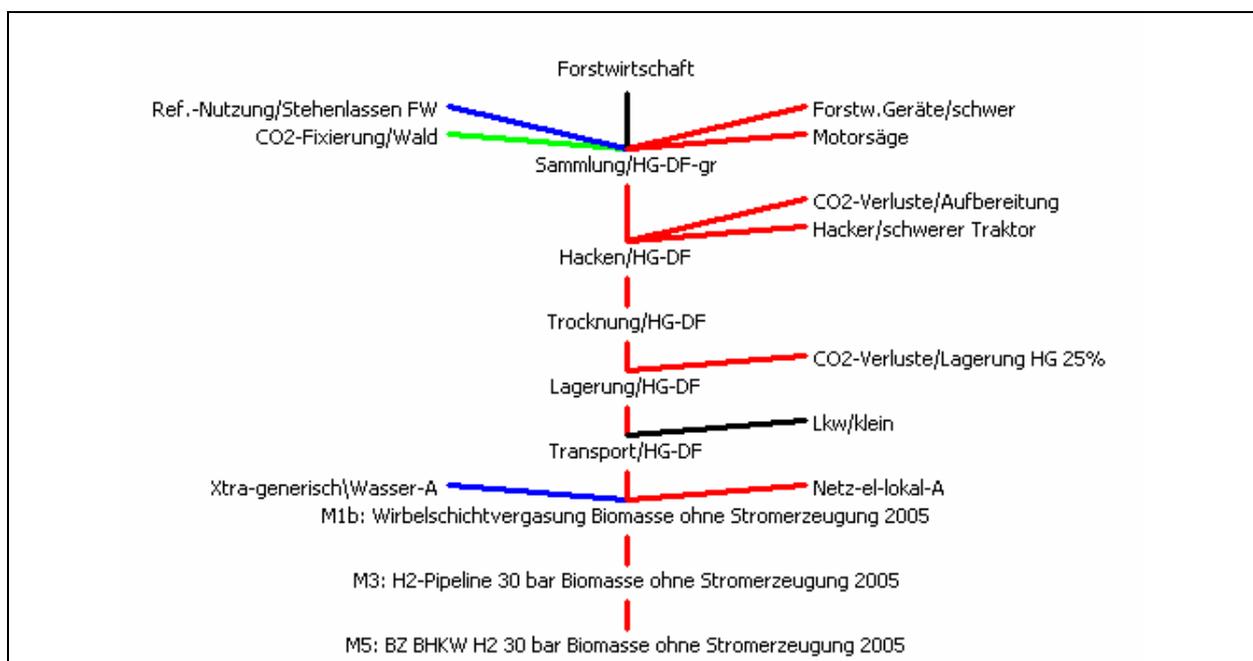


Abbildung D- 30: Prozesskette „BZ-BHKW GH Biomasse ohne Stromerzeugung“

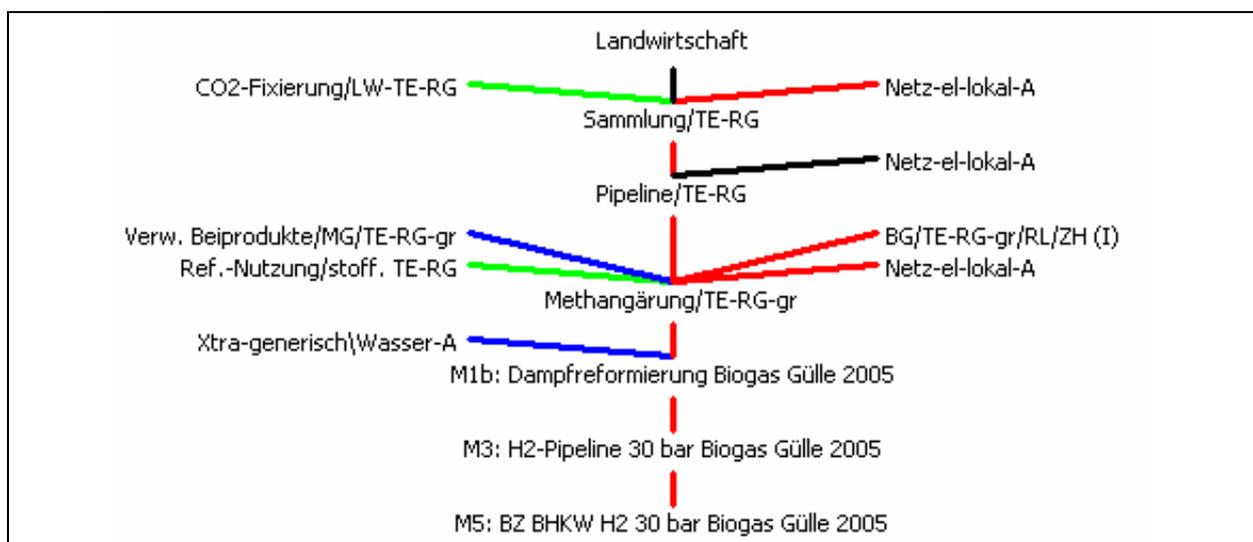


Abbildung D- 31: Prozesskette „BZ-BHKW GH Biogas Gülle“

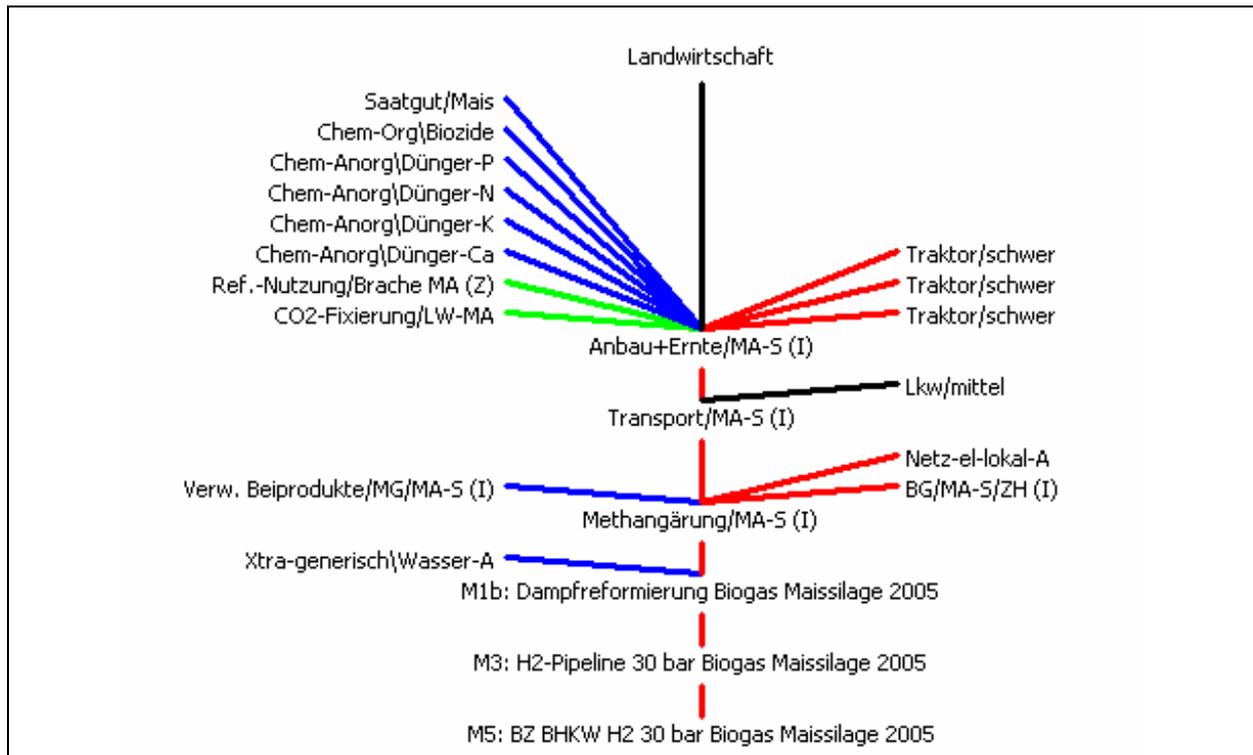


Abbildung D- 32: Prozesskette „BZ-BHKW GH Biogas Maissilage“

D-2.2 Ökologischer Vergleich mit Referenz-Energiesystemen

D-2.2.1 Technologie 2005

D-2.2.1.1 Treibhausgas-Emissionen

Tabelle D-10: Vergleich der Treibhausgas-Emissionen von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen mit der direkten Nutzung erneuerbarer Energie und fossiler Energie im stationärer Nutzung, Technologie 2005

Kleinverbrauch	CO₂	CH₄	N₂O	CO₂	CH₄	N₂O	CO₂-Äquiv.
Emissionen	[g / (0,5 kWh _{el} + 0,5 kWh _{th})]			[g CO ₂ -Äq. / (0,5 kWh _{el} + 0,5 kWh _{th})]			
BZ-BHKW GH Wasserkraft	39,9	0,00513	< 0,0001	39,9	0,118	0,0125	40,1
Strom&Wärme Wasserkraft	20,4	< 0,0001	0	20,4	< 0,0001	0	20,4
BZ-BHKW GH Kleinwasserkraft	2,79	0,00512	< 0,0001	2,79	0,118	0,0125	2,92
Strom&Wärme Kleinwasserkraft	0,819	< 0,0001	0	0,819	< 0,0001	0	0,819
BZ-BHKW GH PV	118	0,174	0,00346	118	4,01	1,02	123
Strom&Wärme PV	61,5	0,0893	0,0018	61,5	2,05	0,533	64,1
BZ-BHKW GH Wind	39,7	0,0958	0,001	39,7	2,2	0,295	42,2
Strom&Wärme Wind	20,3	0,0478	0,0005	20,3	1,1	0,149	21,5
BZ-BHKW GH Biomasse ohne Stromerzeugung	46,5	0,0758	0,00652	46,5	1,74	1,93	50,1
DT-HKW Biomasse	19,7	0,0191	0,0175	19,7	0,44	5,19	25,4
BZ-BHKW GH Biogas Gülle	2,27	-33,5	-0,124	2,27	-770	-36,6	-805
VKM BHKW Biogas aus Gülle	26,5	-40,4	-0,124	26,5	-930	-36,7	-940
BZ-BHKW GH Biogas Maissilage	40,1	0,0777	0,163	40,1	1,79	48,2	90
VKM BHKW Biogas aus Maissilage	40,8	0,109	0,192	40,8	2,51	56,7	100
Strom Wasserkraft + Holzpellets	24,9	0,0525	0,00826	24,9	1,21	2,44	28,5
BZ-BHKW GH Erdgas mit CO ₂ Speicherung	43,4	1,65	0,00789	43,4	37,9	2,34	83,7
BZ-BHKW GH Erdgas ohne CO ₂ Speicherung	384	1,54	0,00752	384	35,4	2,23	422
VKM-BHKW Erdgas	371	2,22	0,0174	371	51,2	5,16	427

D-2.2.1.2 Kumulierter Energieaufwand

Tabelle D-11: Vergleich des kumulierten Energieaufwandes von Öko-Wasserstoff-Energiesystemen mit Energiesystemen mit der direkten Nutzung erneuerbarer Energie und fossiler Energie im stationärer Nutzung, Technologie 2005

[kWh / (0,5 kWh _{el} + 0,5 kWh _{th})]	Nicht Erneuerbare	Erneuerbare	Sonstige	Summe
BZ-BHKW GH Wasserkraft	0,00413	1,99	0,00098	2
Strom&Wärme Wasserkraft	0	1,05	0	1,05
BZ-BHKW GH Kleinwasserkraft	0,00413	1,99	0,00098	2
Strom&Wärme Kleinwasserkraft	0	1,05	0	1,05
BZ-BHKW GH PV	0,252	2,01	0,121	2,38
Strom&Wärme PV	0,131	1,06	0,0632	1,25
BZ-BHKW GH Wind	0,115	2	0,0328	2,15
Strom&Wärme Wind	0,0585	1,05	0,0168	1,13
BZ-BHKW GH Biomasse ohne Stromerzeugung	0,153	2,77	0,00647	2,93
DT-HKW Biomasse	0,0484	1,48	< 0,0001	1,53
BZ-BHKW GH Biogas Gülle	0,0168	4,29	0,00374	4,31
VKM BHKW Biogas aus Gülle	0,122	5,19	0,005	5,32
BZ-BHKW GH Biogas Maissilage	0,0798	7,14	0,00365	7,22
VKM BHKW Biogas aus Maissilage	0,0818	7,38	0,00369	7,47
Strom Wasserkraft + Holzpellets	0,0449	1,56	0,00302	1,61
BZ-BHKW GH Erdgas mit CO2 Speicherung	1,87	0,0024	0,00058	1,87
BZ-BHKW GH Erdgas ohne CO2 Speicherung	1,75	0,00224	0,00055	1,75
VKM-BHKW Erdgas	1,94	0,00267	0,00324	1,95

Anhang E: Ökonomische Analyse

Inhaltsverzeichnis

<i>E.1</i>	<i>Kostenanalyse der einzelnen Module in der Wasserstoff-Kette</i>	2
E.1.1	Energiekosten der Öko-Wasserstofferzeugung	2
E.1.1.1	Stromerzeugungskosten	2
E.1.1.2	Biomasse-Kosten	4
E.1.2	Kosten der Wasserstoffherstellung	4
E.1.2.1	Elektrolyse	4
E.1.2.2	Vergasung	7
E.1.2.3	Dampfreformierung	7
E.1.3	Vergleich der Gesamtkosten der Wasserstofferzeugung	8
E.1.4	Kosten der Wasserstoffaufbereitung	9
E.1.4.1	Verdichtung	9
E.1.4.2	Verflüssigung	10
E.1.5	Kosten der Wasserstoffverteilung	11
E.1.5.1	LKW-Transport von flüssigem Wasserstoff	11
E.1.5.2	LKW-Transport von flüssigem Wasserstoff	12
E.1.5.3	Transport von gasförmigem Wasserstoff mit Pipelines	13
E.1.6	Kosten der Wasserstoffspeicherung	13
E.1.7	Kosten der Wasserstoffabgabe an Tankstellen	14
E.1.8	Literatur	14
<i>E.2</i>	<i>Beispiele</i>	15
<i>E.3</i>	<i>Wasserstoffketten – verschiedene Varianten</i>	20
<i>E.4</i>	<i>Anhang: Zusätzliche Systemkosten der Netzintegration am Beispiel von Windkraftanlagen: Internationale Erfahrungen</i>	22

E.1 Kostenanalyse der einzelnen Module in der Wasserstoff-Kette

In diesem Kapitel werden die Kostenberechnungen für die definierten Module im Detail beschrieben.

E.1.1 Energiekosten der Öko-Wasserstoffherzeugung

E.1.1.1 Stromerzeugungskosten

Die Stromerzeugungskosten K verschiedener Kraftwerkstypen gliedern sich grundsätzlich in

- leistungsabhängige Kosten (Kapitalkosten, betriebsbedingte Festkosten, Stilllegungskosten) und
- arbeitsabhängige Kosten (Brennstoffkosten, sonstige arbeitsabhängige Kosten).

Sie werden mit folgender Gleichung berechnet:

$$K = \frac{IK \cdot \alpha + BK}{T_v} + K_E$$

mit:

KStromerzeugungskosten pro Energieeinheit [Euro/kWh_{el}]

IKspezifische Investitionskosten pro installierte Leistung, z.B. [Euro/kW_{el}]

αAnnuitätenfaktor, berechnet aus Zinssatz z und Lebensdauer LD [-]

BK ...spezifische Betriebskosten pro Kapazität und Jahr, z.B. [Euro/kW_{el} a]

T_v ...Volllaststunden pro Jahr [h/a]

Die Energiekosten K_E sind abhängig vom Heizwert des Brennstoffes, vom Wirkungsgrad der Anlage und vom Brennstoffpreis je Einheit:

$$K_E = \frac{P_B}{H_u \cdot \eta}$$

mit

K_EEnergiekosten je Einheit [Euro/kWh]

p_BBrennstoffpreis [Euro/kg od. Euro/m³]

H_uunterer Heizwert [kWh/kg od. kWh/m³]

ηWirkungsgrad des Kraftwerks

Abbildung E-1 gibt einen Überblick über die Investitionskosten für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in Österreich. Die Bandbreite liegt zwischen ca. 1000 Euro/kW für Windkraftwerke und ca. 5800 Euro/kW für Photovoltaikanlagen. In Abbildung E-2 werden die daraus resultierenden Stromerzeugungskosten verglichen. Diese liegen zwischen ca. 6 c/kWh und 16c/kWh für Strom aus Wasserkraft, Wind und verschiedenen Biomassefraktionen sowie bei ca. 73-76c/kWh bei Photovoltaikanlagen.

Tabelle E-1 dokumentiert die Parameter, die zur Berechnung der Stromerzeugungskosten verwendet wurden.

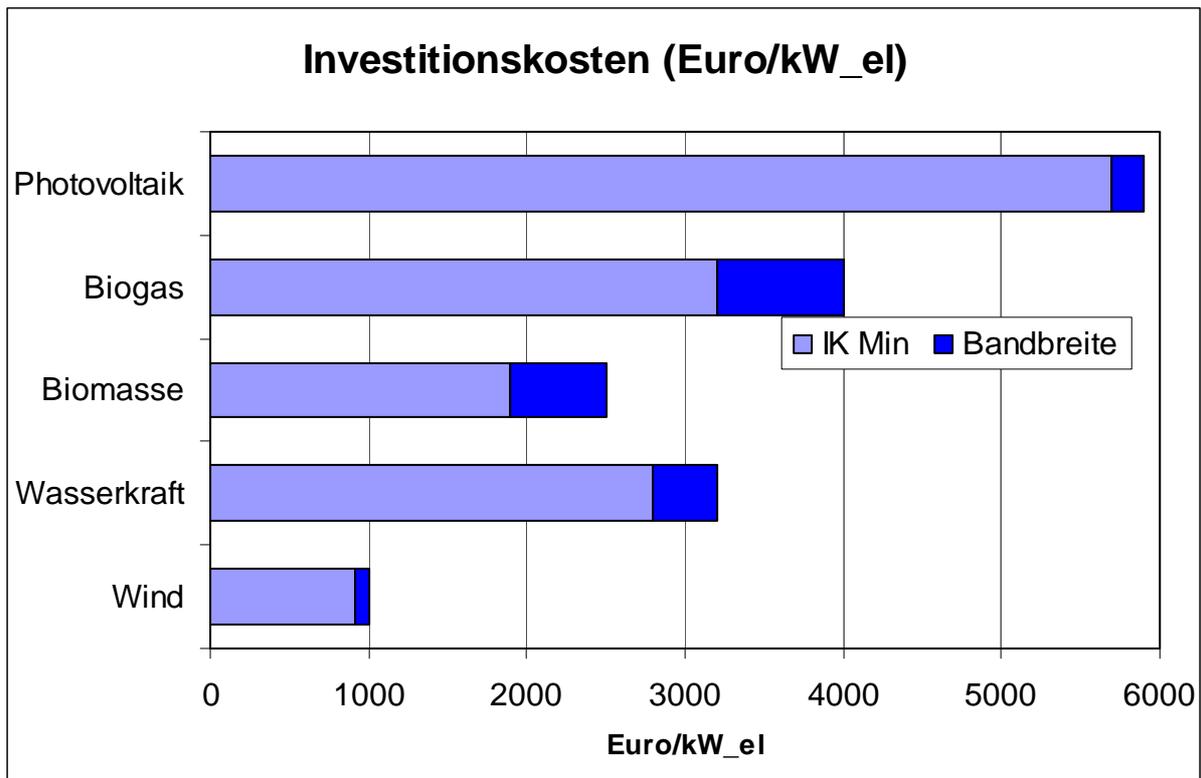


Abbildung E-1: Investitionskosten von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energieträger in Österreich im Jahr 2005 im Vergleich Quelle: (Haas, 2005)

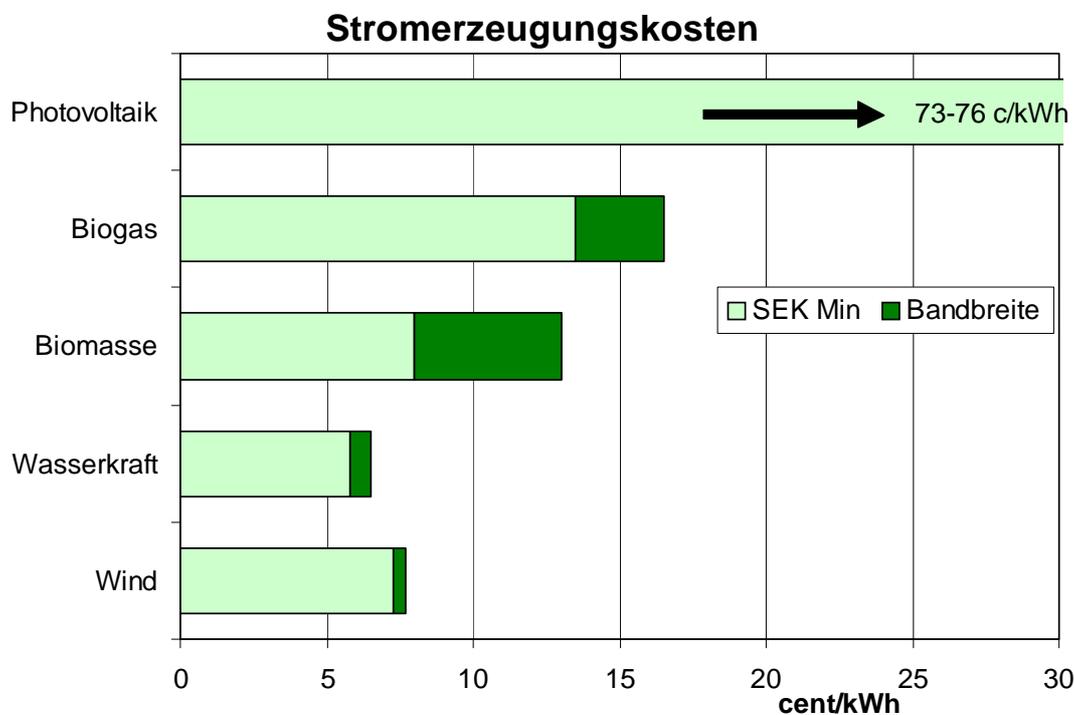


Abbildung E-2: Stromerzeugungskosten von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energieträger in Österreich im Jahr 2005 im Vergleich Quelle: (Haas, 2005)

Tabelle E-1: Investitionskosten (IK) von Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern, Parameter zur Wirtschaftlichkeitsberechnung und daraus resultierende Stromerzeugungskosten (SEK) im Vergleich (Preisbasis 2005, Quelle: Haas (2005))

	IK Min (Euro/ kW _{el})	IK Max (Euro/ kW _{el})	Volllast- stunden (h/a)	Effizienz (ETA)	Brenn- stoff- preis (c/kWh)	Energie- preis (c/kWh)	Ab-schrei- bungs- dauer (a):	SEK Min (c/ kWh)	SEK Max (c/ kWh)
Wind	920	1000	1900	-	-	-	15	7,3	7,7
Wasser- kraft	2800	3200	4638	-	-	-	25	5,8	6,5
Biomasse fest	2000	2100	4500	0.23	1,4	4,7	20	10,1	10,3
Biogas	3200	4000	7200	0.2	1,6	8,0	15	13,9	15,1
Photo- voltaik	5700	5900	850	-	-	-	15	73,7	76,2

E.1.1.2 Biomasse-Kosten

Für die Wasserstoffherstellung können auch biogene Festbrennstoffe (d.h. Holz, Waldrest-, Industrierest- und Altholz sowie Hölzer aus Kurzumtriebsplantagen und halmgutartiger Biomasse (u.a. Stroh, Heu)) verwendet werden. Ein theoretischer Biomassertrag in Österreich wäre etwa 180 Mio. t/a. Bei einem unteren Heizwert von 18,5 MJ/kg resultiert daraus eine theoretisch bereitstellbare Energie von rund 3,300 PJ/a. Das technisch-wirtschaftlich derzeit realisierbare Brennstoffpotential von Holz liegt bei ca. 240 PJ/a. (Haas et al., 2001)

Die Kosten der Biomassenutzung liegen im Bereich von 0,0025 Euro/kWh für Altholz, 0,03 Euro/kWh für Stückholz bis zu etwa 0,04 Euro/kWh für Pellets (Haas et al. 2003). In dieser Arbeit wurde mit einem Preis von 0,017 Euro/kWh gerechnet.

E.1.2 Kosten der Wasserstoffherstellung

Für die oben definierten Ketten sind die unterschiedlichen Wasserstoffherstellungskapazitäten angenommen, und zwar etwa 45 kg Wasserstoff pro Stunde für Strom aus Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik; 450 kg Wasserstoff pro Stunde für Biomasse und 9000 kg Wasserstoff pro Stunde für Erdgas-Dampfreformierung.

E.1.2.1 Elektrolyse

Die umweltfreundlichste Art der Wasserstoffgewinnung ist – wenn der dazu erforderliche Strom aus erneuerbaren Energiequellen kommt – die elektrolytische Aufspaltung von Wasser. Elektrolyseanlagen können als Niederdruck- und als Hochdruckanlagen implementiert werden. Bei der Verwendung von Hochdruckelektrolyseanlagen steigt der Energiebedarf im Vergleich zur Niederdruckelektrolyse nur unwesentlich. Für die Investitionskosten wurden in dieser Arbeit die gleichen Werte entsprechend Abb. E-3 angenommen.

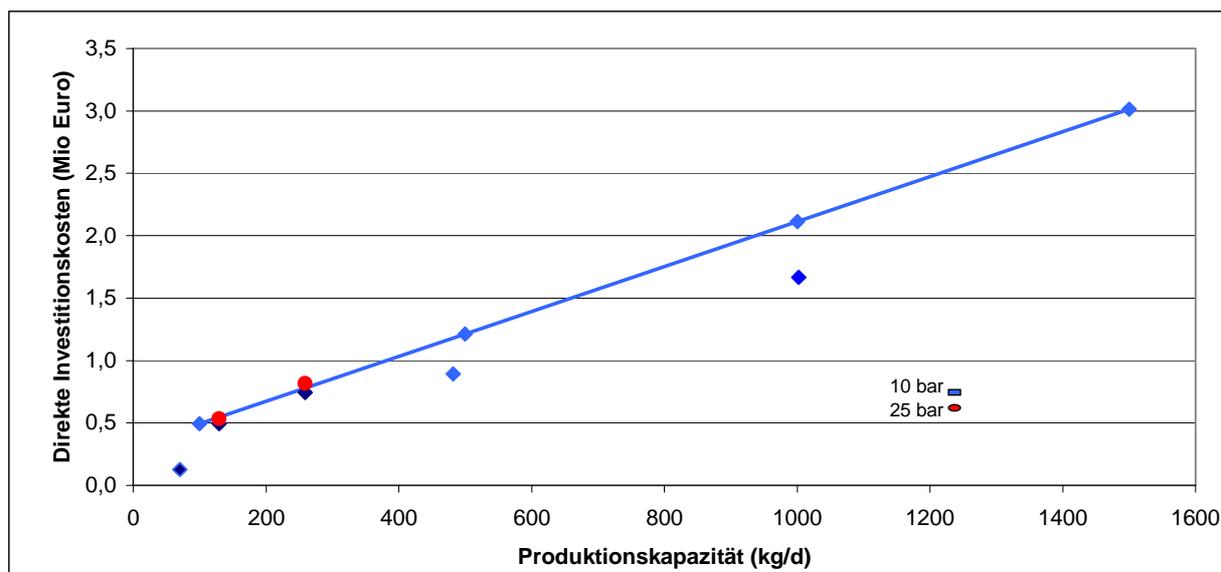


Abbildung E-3: Investitionskosten von Elektrolyseanlagen unterschiedlicher Produktionskapazitäten und unterschiedlicher Arbeitsdrücke. Quellen: (Machens,2004a), (Weinert,2004), (National Academy,2004), eigene Analysen.

Abbildung E-3 zeigt die Investitionskosten der Elektrolyseanlagen für verschiedene Anlagengrößen und für unterschiedliche Arbeitsdrücke. Der Elektrolyseur bei den Elektrolyseanlagen verursacht etwa 82-84 % der Gesamtinvestitionen. (Petz, 2005) Die restlichen Kosten entfallen auf die Komponenten von Elektrolyseanlagen für Gasreinigung, Kühlung und Wasseraufbereitung.

Wie die Kosten der Wasserstoffherzeugung gerechnet wurden, wird in Tab E-2 am Beispiel der Berechnung der Kosten der Wasserstoffherzeugung mit Elektrolyse aus Windstrom im Detail dokumentiert.

Tabelle E-2: Beispiel der Berechnung der Kosten der Wasserstoffherzeugung: Elektrolyse aus Windstrom

PRIMÄRENERGIE		Windkraft	
k_{Strom}	Gesamt	Euro/kWh_el	0,077
	Fix	Euro/kWh_el	0,052
	Var	Euro/kWh_el	0,025
	Betrieb& Wartungskosten	Euro/kW/a	40
	Volllaststunden	h/a	1600
	Annuitätenfaktor		0,091
	Abschreibungszeit	a	20
	Zinssatz	%	6,5%
	Spezif. Invest. kosten	Euro/kW	920
	Invest.kosten	Mio Euro	1,656
	Leistung	MWel	1,8
H2-ERZEUGUNG		Elektrolyse	
$k_{H2_Erzeugung}$	Gesamt	Euro/kg H2	5,715
	Fix	Euro/kg H2	1,306
	Var	Euro/kg H2	4,409
	Gesamt	Euro/kWh H2	0,171
	Fix	Euro/kWh H2	0,039
	Var	Euro/kWh H2	0,132

$K_{BE(Strom)}$	Betriebskosten Strom	Mio Euro/a	0,991
K_{BF}	Betriebsk. Fix	Mio Euro/a	0,166
K_{BS}	Betriebsk. Variab. Sonst	Mio Euro/a	0,033
	Anteil Betr.kost. fix	%	5,0%
	Anteil Betr.kost. fix	%	1,0%
	Stromverbrauch	kWh/a	12843900
V_{Strom}	Stromverbrauch	kWh/kgH2	47,57
Q	H2-Menge	kg H2/Jahr	270000
T	Vollaststunden	h/a	6000
α	Annuitätenfaktor		0,106
n	Abschreibungszeit	a	15
z	Zinssatz	%	6,5%
	Spezif. Invest. kosten	Mio Euro/kg H2/d	0,0031
$IK_{Erzeugung}$	Invest.kosten gesamt	Mio Euro	3,316
$IK_{indirekt}$	Invest.kosten indirekt	Mio Euro	1,060
IK_{direkt}	Invest.kosten direkt	Mio Euro	2,256
P_{H2}	Leistungseinheit	kg H2/d	1080
	a	Mio Euro	0,312
	b	Mio Euro/kg H2/d	0,0018
	Wirkungsgrad-Elektrolyse	%	70%
	Stromkosten	Euro/kWh H2	0,11
	Restliche Kosten	Euro/kWh H2	0,061

$$k_{H2_Erzeugung} = K_F + K_V = \frac{IK_{Erzeugung} \cdot \alpha + K_{BF} + K_{BE} + K_{BS}}{Q}$$

$$IK_{Erzeugung} = IK_{direkt} + IK_{indirekt} = IK_{direkt} \cdot (1 + f_I)$$

$$f_I = 47\%$$

$$IK_{direkt} = a + b \cdot P_{H2}$$

a und b wurden entsprechend der Kurve ($y=a+bx$) in Abbildung E-3 ermittelt:

$$a = 0.312 \text{ Mio Euro}$$

$$b = 0.0018 \text{ Mio Euro/kg H2/d}$$

$$P_{H2} = 1080 \text{ kgH}_2 / d = 45 \text{ kgH}_2 / h$$

$$Q = P_{H2} \cdot T = 45 \text{ kgH}_2/h \cdot 6000h/a = 270000 \text{ kg H}_2/a$$

$$IK_{direkt} = 0,312 \text{ Mio Euro} + 0,0018 \text{ Mio Euro/kg H}_2/d \cdot 1080 \text{ kg H}_2/d = 2,256 \text{ Mio Euro}$$

$$IK_{Erzeugung} = 2,256 \text{ Mio Euro} \cdot (1 + 0,47) = 3,316 \text{ Mio Euro}$$

$$\alpha = \frac{z \cdot (z + 1)^n}{(1 + z)^n - 1}$$

$$n = 15$$

$$z = 6,5\%$$

$\alpha=0,106$

$$K_{BE} = k_{strom} [Euro / kWh] \cdot P_{H_2} [kg / h] \cdot V_{strom} [kWh / kg] \cdot T [h / a]$$

$$K_{BE} = 0,077 \text{ Euro/kWh} \cdot 45 \text{ kgH}_2/\text{h} \cdot 47,57 \text{ kWh/kg H}_2 \cdot 6000 \text{ h/a} = 0,99 \text{ Mio Euro/a}$$

$$K_{BF} = 5\% \cdot IK_{Erzeugung}$$

$$K_{BF} = 0,05 \cdot 3,316 \text{ Mio Euro} = 0,166 \text{ Mio Euro}$$

$$K_{BS} = 1\% \cdot IK_{Erzeugung}$$

$$K_{BS} = 0,01 \cdot 3,316 \text{ Mio Euro} = 0,033 \text{ Mio Euro}$$

$$k_{H_2_Erzeugung} = \frac{3,316 \text{ MioEuro} \cdot 0,106 + 0,166 \text{ MioEuro} + 0,99 \text{ MioEuro} + 0,033 \text{ MioEuro}}{270000 \text{ kgH}_2} = 5,71 \text{ Euro/kgH}_2$$

$$k_{H_2_Erzeugung} = \frac{5,71 \text{ Euro} / \text{kgH}_2}{33,33 \text{ kWh} / \text{kgH}_2} = 0,17 \text{ Euro/kWh}$$

E.1.2.2 Vergasung

Die nächste analysierte Technologie für die Wasserstoffherstellung ist die Vergasung von Biomasse. Diese Methode ist für mittlere Produktionskapazitäten geeignet. Die hier betrachtete Biomasse-Vergasungsanlage hat eine Produktionskapazität von 10800 kg Wasserstoff pro Tag. Es wurde hier mit dem Biomassepreis von 0,017 Euro /kWh gerechnet.

Die Investitionskosten setzen sich aus vier wichtigen Komponenten entsprechend Abbildung E-4.

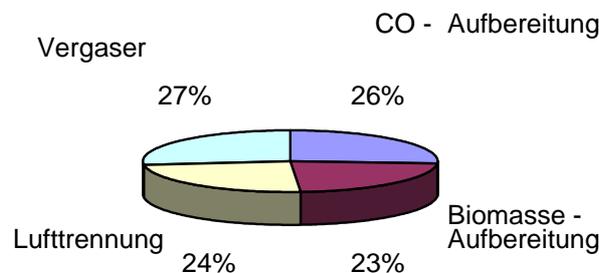


Abbildung E-4: Direkte Investitionskosten bei der Biomasse-Vergasung, Quelle: (National Academy, 2004)

Die berechneten Wasserstoffkosten für die oben definierte Vergasungsanlage sind etwa 0,13 Euro/kWh H₂.

E.1.2.3 Dampfreformierung

Dampfreformierung von Erdgas ist hier nur als Referenz für Öko-Wasserstoff angenommen, weil zurzeit die Dampfreformierung mit einem Anteil von etwa 50% den größten Anteil unter den verschiedenen Wasserstoffherstellungsverfahren trägt. Grund dafür ist relativ billiger Wasserstoff. Der Nachteil ist das entstandene Kohlendioxid. CO₂ kann in tiefen porösen Schichten der Erde

gespeichert werden. Die Technologie zur Einlagerung von CO₂ ist schon vorhanden und erprobt. Der Aufwand für die Trocknung und Verdichtung von CO₂ erhöht die Wasserstoffkosten unwesentlich.

E.1.3 Vergleich der Gesamtkosten der Wasserstoffherzeugung

Die Wasserstoffkosten von allen untersuchten Herstellungsverfahren sind in Abbildung E-5 dem miteinander verglichen. Die Wasserstoffherstellungskosten sind stark vom eingesetzten Primärenergieträger abhängig.

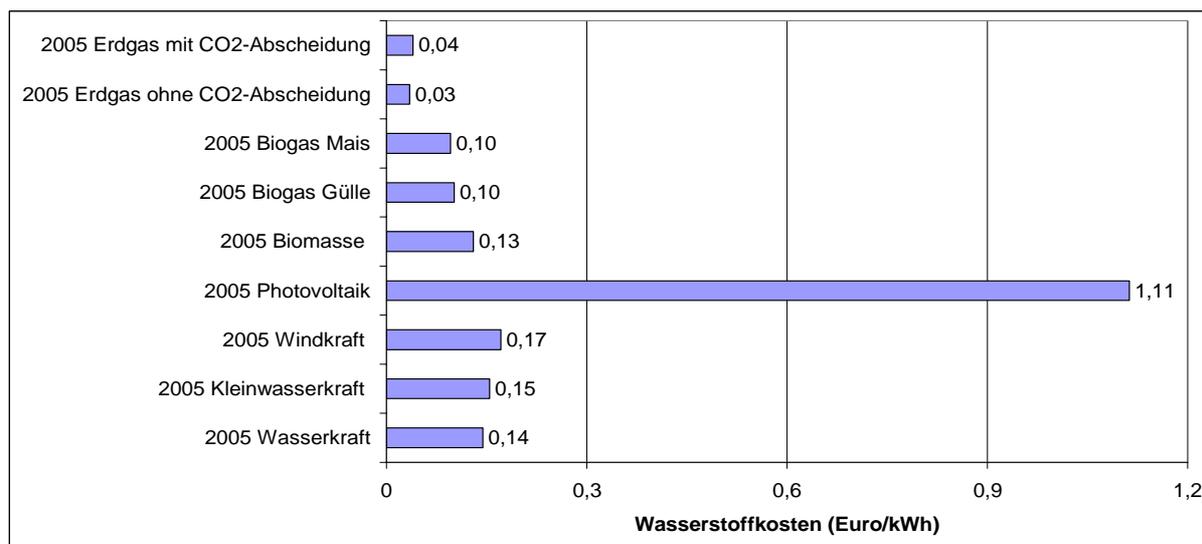


Abbildung E-5: Kosten der Wasserstoffherstellung

E.1.4 Kosten der Wasserstoffaufbereitung

E.1.4.1 Verdichtung

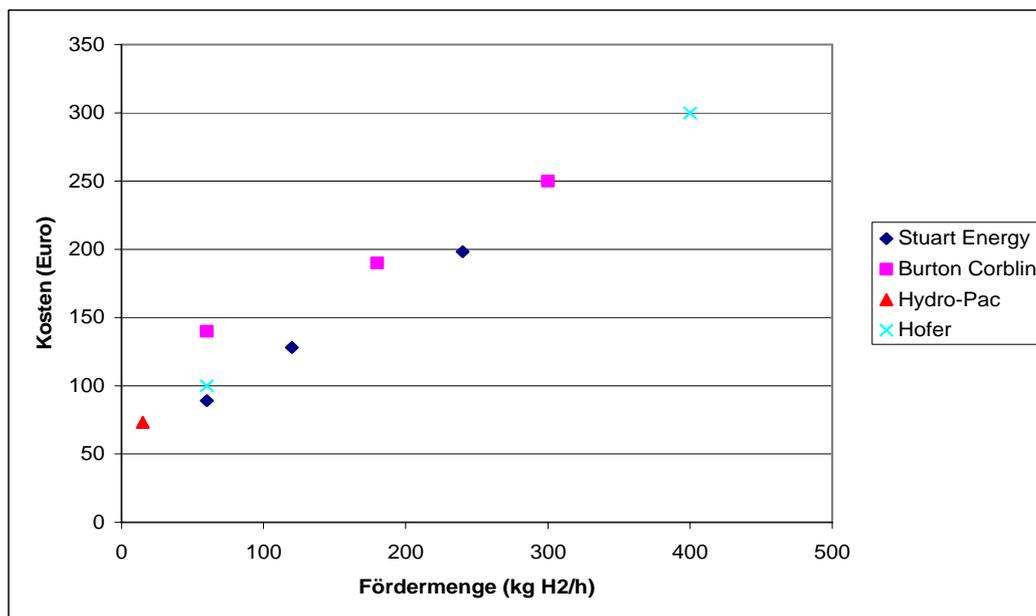


Abbildung E-6: Investitionskosten für Wasserstoffkompressoren unterschiedlicher Hersteller in Abhängigkeit von der Fördermenge, Quelle: Stuart Energy – (Machens, 2004b), Burton Corblin – (Steiner, 2004), Hydro-Pac – (Weinert, 2004), Hofer – (Meyn, 2004)

Die Verdichtung von Wasserstoffgas unterscheidet sich kaum von der Verdichtung von Erdgas und wird daher hervorragend beherrscht. Zurzeit ist prinzipiell jede Verdichteranlage eine Einzelanfertigung, sodass die nachfolgenden dokumentierten Preise unterschiedlicher Firmen als grober Richtwert zu verstehen sind.

Die Verdichtungskosten in Abhängigkeit von der Wasserstoffproduktion und dem Druck sind in Abbildung E-7 dargestellt.

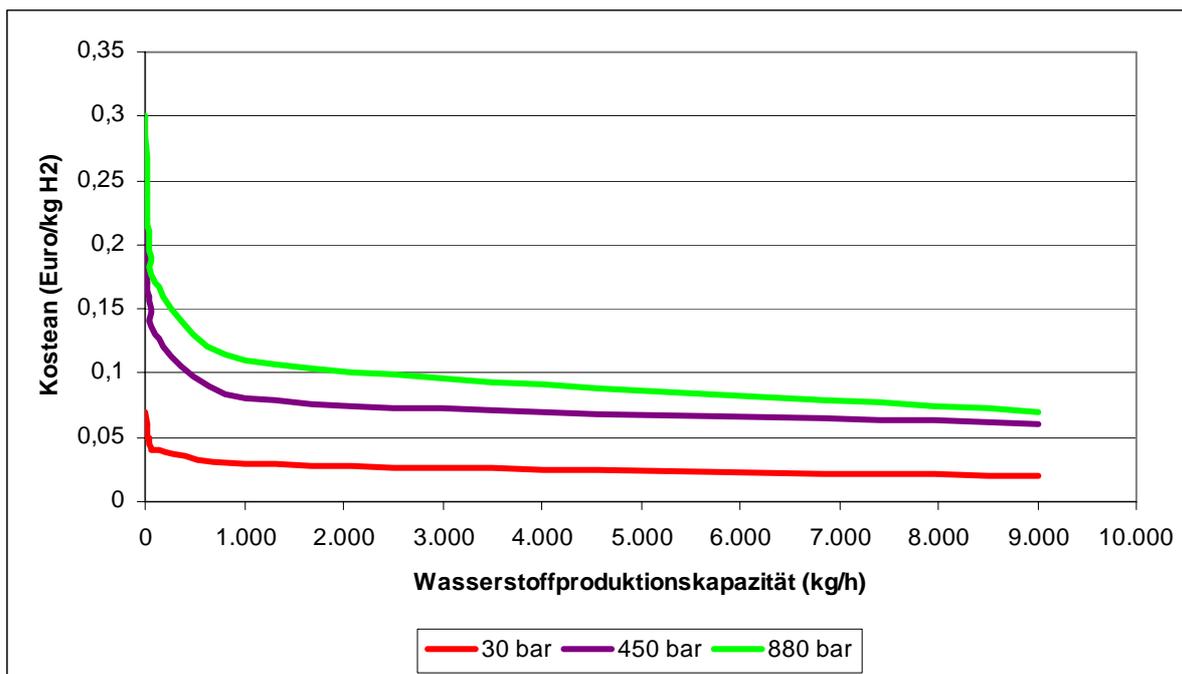


Abbildung E-7: Verdichtungskosten in Abhängigkeit von der Wasserstoffproduktionskapazität und dem Druck

E.1.4.2 Verflüssigung

Da die Energiedichte von flüssigem Wasserstoff deutlich höher als von gasförmigem ist, ist nach der Wasserstofferzeugung die Verflüssigung des Gases erwünscht, besonders wenn der Wasserstoff über weite Entfernungen transportiert werden soll. Der Energieeinsatz zum Verflüssigung des Wasserstoffes rentiert sich bei größeren zu transportierenden Mengen, weil das Volumen der Flüssigkeit kleiner ist und somit weniger Transporte notwendig sind.

Für die Verflüssigung von Wasserstoff wird rund ein Drittel der Energie benötigt, die in Wasserstoff gespeichert ist. Heutige Verflüssigungs-Systeme erreichen eine Kapazität von ungefähr 50 bis 60 t Wasserstoff pro Tag.

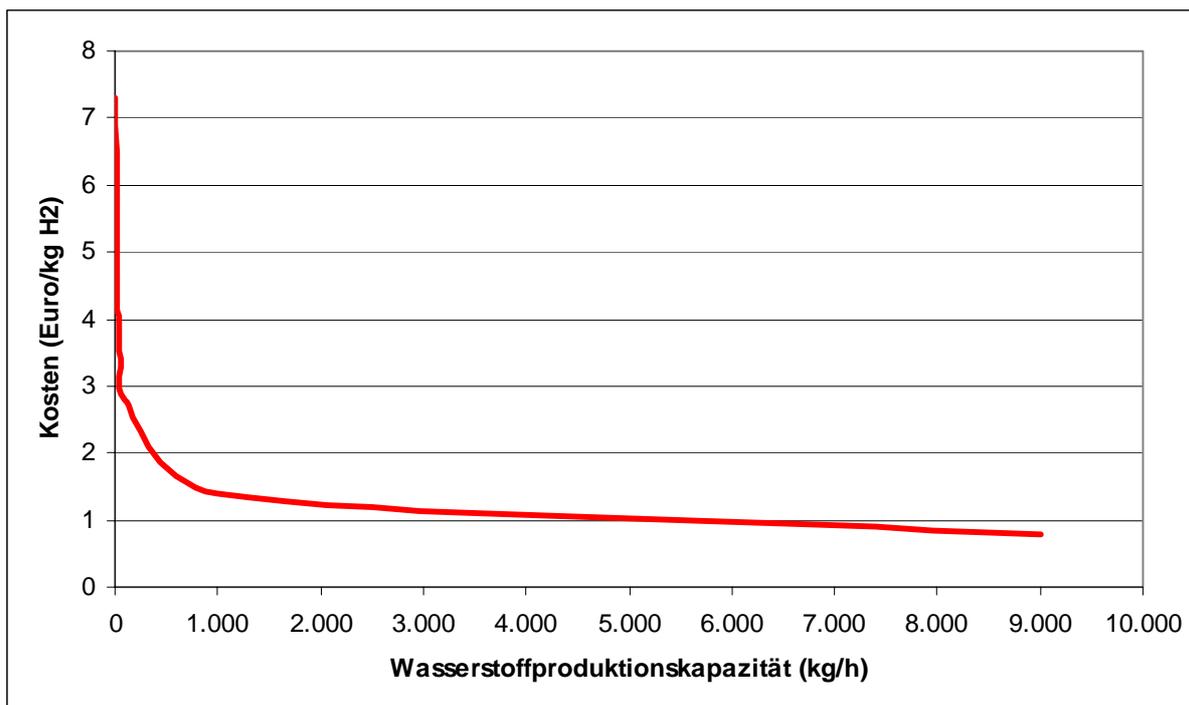


Abbildung E-8: Wasserstoffverflüssigungskosten

E.1.5 Kosten der Wasserstoffverteilung

Hier wurden mehrere Möglichkeiten für Wasserstofftransport analysiert, und zwar:

- LKW Flüssig-Transport
- LKW Gas-Transport
- Pipeline

E.1.5.1 LKW-Transport von flüssigem Wasserstoff

Der Transport von flüssigem Wasserstoff stellt besondere Anforderungen an die verwendeten Materialien. Der ist jedoch nach dem heutigen Stand der Technik problemlos möglich. Die Analyse LH₂-Transport wurde auf Straßentransport in Tank-Lastwagen mit etwa 4000 kg begrenzt.

Die Transportkosten hängen von der Transportlänge und Produktionskapazität stark ab. Folgendes Bild zeigt die Transportkosten in Abhängigkeit von der Wasserstoffproduktions- mit einer Transportdistanz von 200 km.

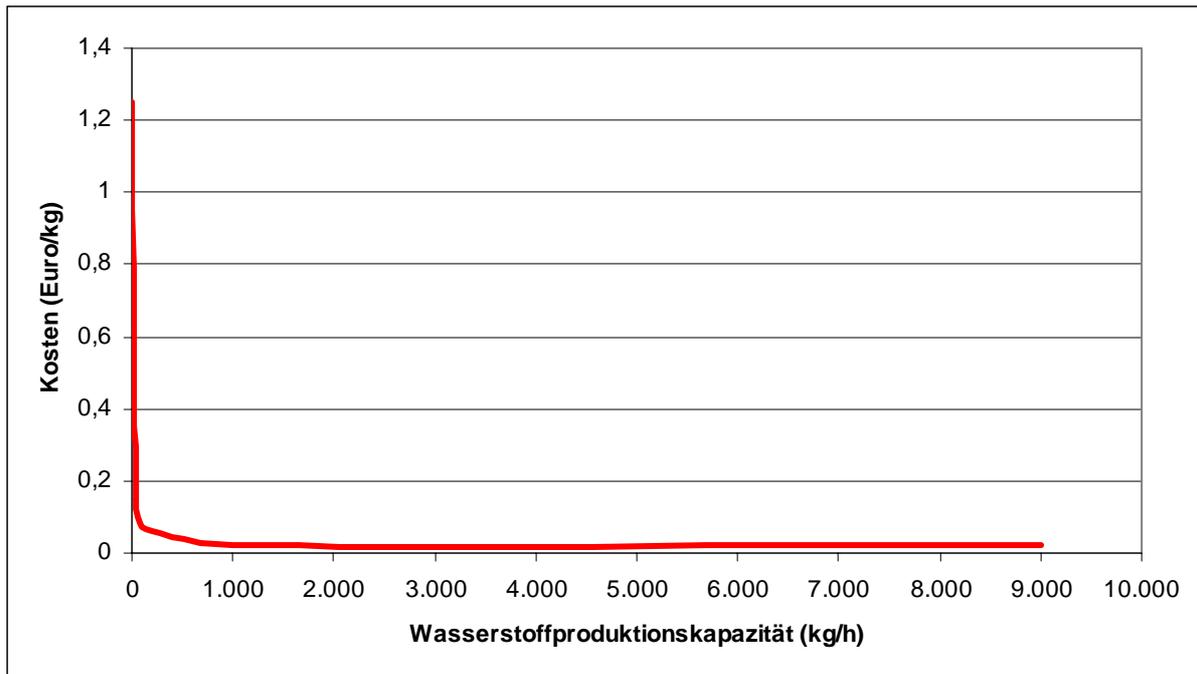


Abbildung E-9: Wasserstoffverteilungskosten

E.1.5.2 LKW-Transport von flüssigem Wasserstoff

Der hier analysierte GH₂-Transport wurde auf Straßentransport in Lastwägen von etwa 180 kg Inhalt begrenzt. (Amos, 1998) Die Abbildung E-10 zeigt die Transportkosten beim gasförmigen Wasserstoff in Abhängigkeit von der Wasserstoffproduktionskapazität - mit einer Transportdistanz von 200 km.

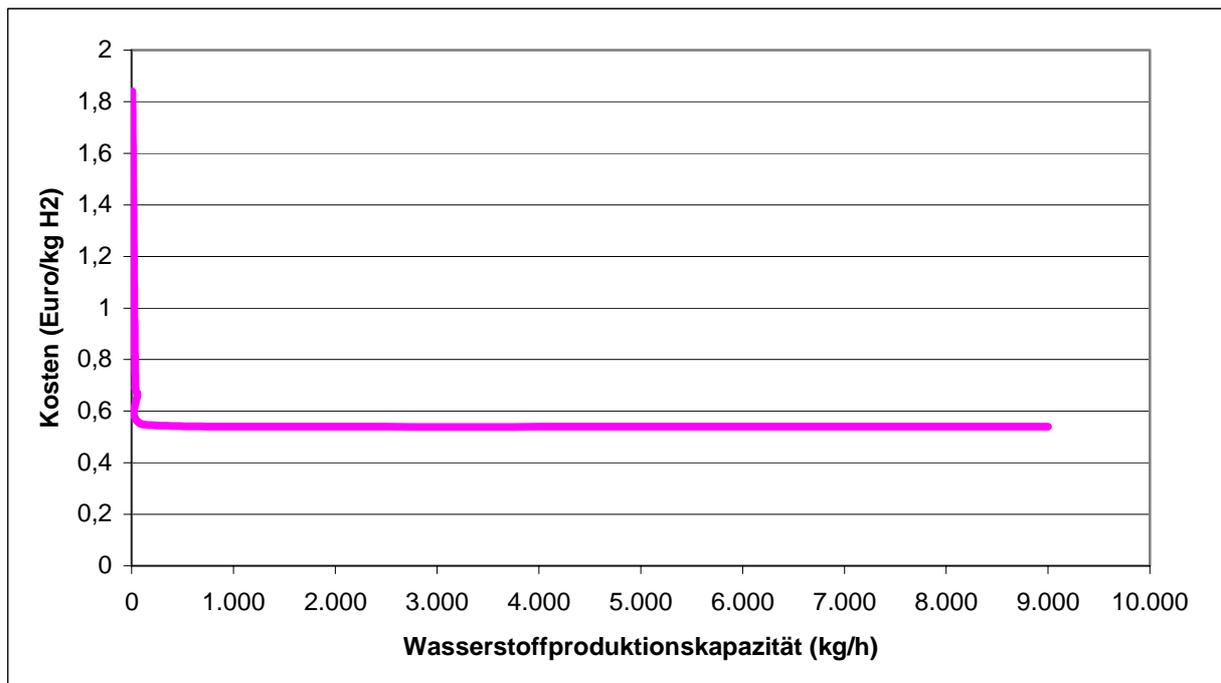


Abbildung E-10: Wasserstoffverteilungskosten - LKW

E.1.5.3 Transport von gasförmigem Wasserstoff mit Pipelines

Eine weitere Möglichkeit für die Wasserstoffverteilung ist mit Hilfe eines Rohrleitungssystems. Durch Pipelines kann reiner Wasserstoff oder Wasserstoff-Gemisch transportiert werden. Der Druck beträgt normalerweise 3 bis 100 bar. Für weitere Analyse wurde ein Druck von 30 bar angenommen.

Die Abhängigkeit der Transportkosten von der Produktionskapazität und der Entfernung ist in Abbildung E-11 dargestellt.

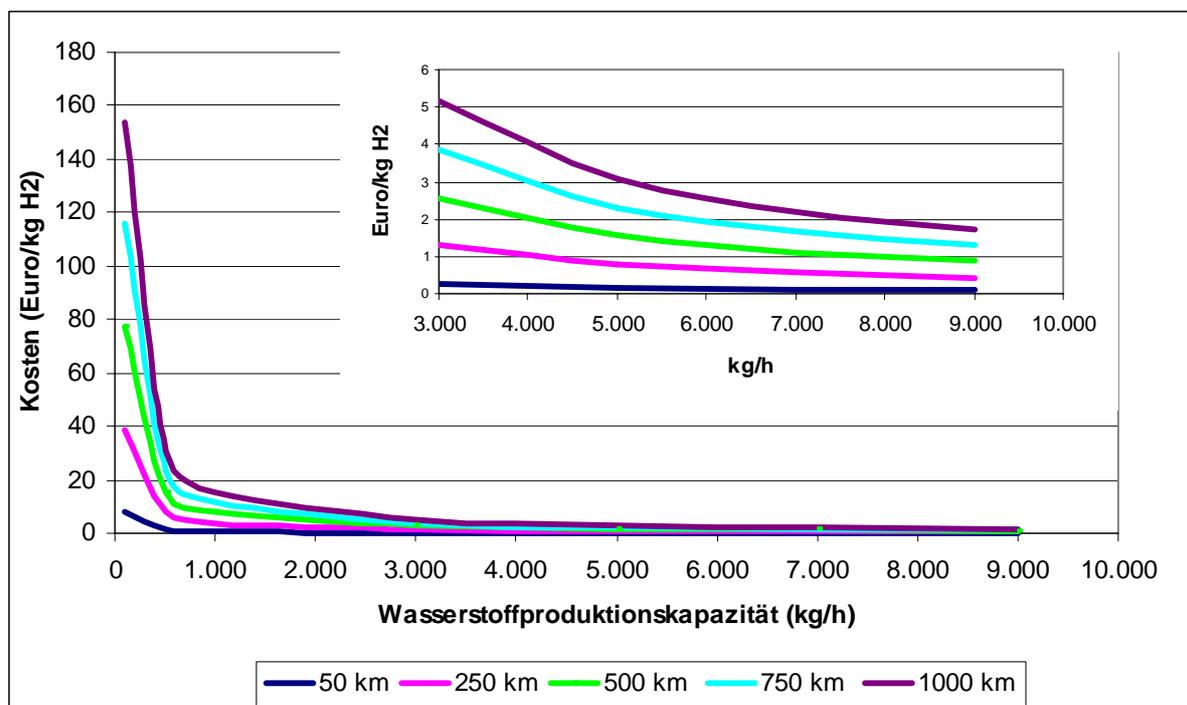


Abbildung E-11: Kosten des Wasserstofftransports mit Pipelines für verschiedene Übertragungsentfernungen (von 50 km bis 1000 km)

E.1.6 Kosten der Wasserstoffspeicherung

Das vierte Modul beinhaltet Flüssigtank und Hochdrucktank (450 bar bzw. 700 bar) sowie die Tankstelle.

Einer der Hauptvorteile des Wasserstoffes ist seine Speicherbarkeit. Die Energiespeicherung ist immer mit Risiken verbunden. Wasserstofftanks sind hohen Belastungen ausgesetzt. Heutzutage gibt es Materialien, die auch einer stärkeren Belastung standhalten und sichere Wasserstoffspeicherung ermöglichen.

Die Abbildung E-12 zeigt Speicherkosten in Abhängigkeit von der Wasserstoffproduktion.

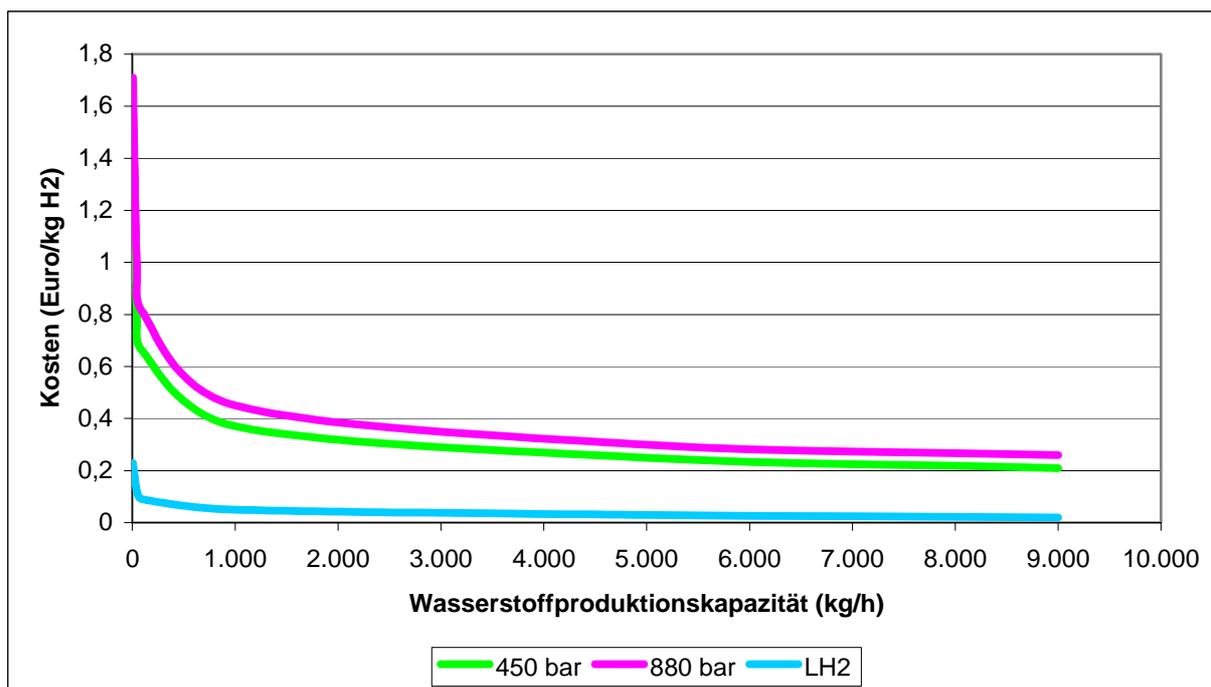


Abbildung E-12: Kosten der Speicherung von Wasserstoff

E.1.7 Kosten der Wasserstoffabgabe an Tankstellen

Funktionierende Wasserstofftankstellen gibt es in vielen Ländern. Die direkten Investitionskosten für GH₂-Tankstelle sind 2500 Euro/kg/h, und für LH₂-Tankstelle 10 000 Euro/kg/h. (Howes, 2002)

E.1.8 Literatur

Amos W. A., 1998: Costs of Storing and Transporting Hydrogen, NREL/TP-570-25106

Biffel O., 2004: Wirtschaftliche und technische Herausforderungen bei der Nutzung von Windenergie aus heutiger Sicht – Einführung von Wasserstoff als Energiespeicher für Windkraftanlagen, Diplomarbeit am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, TU-Wien 2004

Haas et al. 2001: R.Haas, M. Berger, L. Kranzl: „Strategien für erneuerbare Energieträger“ Endbericht, Forschungsprojekt im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit und des Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Schriftenreihe des BMLFUW, Band 21/2001.

Haas et al. 2003: R.Haas, L. Kranzl: “Bioenergie und Gesamtwirtschaft”, Endbericht, Forschungsprojekt im Auftrag des Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, 12/2003

Haas R., 2005: „Regulierung und Markt in der Elektrizitätswirtschaft“, Skriptum zur Vorlesung, 2005.

Howes J., 2002: The potential for renewable hydrogen as a transport fuel for the UK, Imperial College of Science, Technology and Medicine, Department of Environmental Science & Technology, September 2002

- IPTS, 2004: Institute for Prospective Technological Studies, 2004: Potential for Hydrogen as a Fuel for Transport in the Long Term (2020-2030)
- Machens C. 2004a: Mitarbeiter von Stuart Energy System Inc, Antwort-Mail auf eine Mail-Anfrage bezüglich einer Preisauskunft für Elektrolyseanlagen, 09/2004
- Machens C.2004b: Mitarbeiter von Stuart Energy System Inc, Antwort-Mail auf eine Mail-Anfrage bezüglich einer Produktauskunft über Verdichter und Hochdruckspeicher 10/2004
- Meyn 2004: Mitarbeiter der Andreas Hofer Hochdrucktechnik (D), Telefonat am 27.10.04 nach einer Mail-Anfrage bezüglich der Preise von Verdichteranlagen
- National Academy, 2004: „The Hydrogen Economy: Opportunities, Costs, Barriers, and R&D Needs“, the National Academy, Washington 2004
- Petz A., 2005: Technische und wirtschaftliche Analyse eines ökologisch orientierten Wasserstoffgestehungspfadens, Diplomarbeit am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, TU-Wien 2005
- Steiner H.2004, Produktmanager der LEWA Herbert Ott KG., Vertriebspartner von Burton Corblin in Österreich, Excel-Kalkulator für die Leistungsabschätzung von Kompressoren der Firma Burton Corblin, zugesendet auf eine Mail-Anfrage an Burton Corblin bezüglich der Spezifikationen von Membranverdichtern, 10/2004
- Weinert J.2004: The LAX Hydrogen Fueling Station Development, A Historical Technical and Economic Overview with a Discussion of the Obstacles Encountered and Lessons learned, 2004

E.2 Beispiele

In den folgenden Tab. E-3 und E-4 sind die für die Berechnung der Öko-H₂-Kosten verwendeten Parameter beispielhaft für Wasserstoff aus Strom aus Windkraft dokumentiert.

Tabelle E-3: Beispiel der Kosten in der Wasserstoffbereitstellungskette für mobile Anwendungen mit Wasserstoff aus Strom aus Windkraft

PRIMÄRENERGIE	Windkraft	
Gesamt	Euro/kWh _{el}	0,077
Fix	Euro/kWh _{el}	0,052
Var	Euro/kWh _{el}	0,025
Betrieb& Wartungskosten	Euro/kW/a	40
Vollaststunden	h/a	1600
Annuitätenfaktor		0,091
Abschreibungszeit	a	20
Zinssatz	%	6,5%
Spezif. Invest. kosten	Euro/kW	920
Invest.kosten	Mio Euro	1,656
Leistung	MW _{el}	1,8
H₂-ERZEUGUNG	Elektrolyse	
Gesamt	Euro/kg H ₂	5,715
Fix	Euro/kg H ₂	1,306
Var	Euro/kg H ₂	4,409
Gesamt	Euro/kWh H ₂	0,171

Wasserstoff aus erneuerbarer Energie in Österreich – Ein Energieträger der Zukunft?

Fix	Euro/kWh H2	0,039
Var	Euro/kWh H2	0,132
Betriebskosten Strom	Mio Euro/a	0,991
Betriebsk. Fix	Mio Euro/a	0,166
Betriebsk. Variab. Sonst	Mio Euro/a	0,033
Anteil Betr.kost. fix	%	5,0%
Anteil Betr.kost. var	%	1,0%
Stromverbrauch	kWh/a	12843900
Stromverbrauch	kWh/kgH2	47,57
H2-Menge	kg H2/Jahr	270000
Vollaststunden	h/a	6000
Annuitätenfaktor		0,106
Abschreibungszeit	a	15
Zinssatz	%	6,5%
Spezif. Invest. kosten	Mio Euro/kg H2/d	0,0031
Invest.kosten gesamt	Mio Euro	3,316
Invest.kosten indirekt	Mio Euro	1,060
Invest.kosten direkt	Mio Euro	2,256
Leistungseinheit	kg H2/d	1080
a	Mio Euro	0,312
b	Mio Euro/kg H2/d	0,0018
Wirkungsgrad-Elektrolyse	%	70%
Stromkosten	Euro/kWh H2	0,11
Restliche Kosten	Euro/kWh H2	0,061
AUFBEREITUNG/VERDICHTUNG	Verdichtung 450 bar	
Gesamt	Euro/kg H2	0,310
Fix	Euro/kg H2	0,099
Var	Euro/kg H2	0,211
Gesamt	Euro/kWh H2	0,009
Fix	Euro/kWh H2	0,003
Var	Euro/kWh H2	0,006
Betriebskosten Strom	Mio Euro/a	0,0491
Betriebsk. Fix	Mio Euro/a	0,018
Betriebsk. Variab. Sonst	Mio Euro/a	0,004
Anteil Betr.kost. fix	%	5,0%
Anteil Betr.kost. var	%	1,0%
Stromverbrauch	kWh/a	636331
Stromverbrauch	kWh/kgH2	1,89
Elektr. Leistung	kW	84,8
H2-Menge	kg H2/Jahr	337500
Vollaststunden	h/a	7500
Annuitätenfaktor		0,091
Abschreibungsdauer		20
Zinssatz	%	6,5%
Spezif. Invest. kosten	Mio Euro/kg H2/d	0,0003
Invest.kosten gesamt	Mio Euro	0,369
Invest.kosten indirekt	Mio Euro	0,118
Invest.kosten direkt	Mio Euro	0,251
Leistungseinheit	kg H2/d	1080
Faktor indirekt		0,47
Kompressor-Kapitalkosten	Euro	250706,3
Kompressor-Spezif.kosten	Euro/kW	1181,58

Kompressorgröße	kW	4000
Kompressorleistung	kWh/kg	2,22
Druck 2	M Pa	45
Druck 1	M Pa	0,5
SPEICHERUNG		
Gesamt	Euro/kg H2	0,521
Fix	Euro/kg H2	0,314
Var	Euro/kg H2	0,207
Gesamt	Euro/kWh H2	0,016
Fix	Euro/kWh H2	0,009
Var	Euro/kWh H2	0,006
Betriebsk. Fix	Mio Euro/a	0,065
Betriebsk. Variab. Sonst	Mio Euro/a	0,013
Anteil Betr.kost. fix	%	5,0%
Anteil Betr.kost. var	%	1,0%
Stromverbrauch	kWh/a	712320
Stromverbrauch	kWh/kgH2	47,57
Elektr. Leistung	kW	84,8
H2-Menge	kg H2/Jahr	378000
Vollaststunden	h/a	8400
Annuitätenfaktor		0,091
Abschreibungsdauer		20
Zinssatz	%	6,5%
Spezif. Invest. kosten	Euro/kg H2/d	0,0012
Invest.kosten gesamt	Mio Euro	1,307
Invest.kosten indirekt	Mio Euro	0,418
Invest.kosten direkt	Mio Euro	0,889
Leistungseinheit	kg H2/d	1080
Faktor indirekt		0,47
Tank-Kapitalkosten	Euro	888848,32
Tank-Spezif.kosten	Euro/kg	1563,24
Tankgröße	kg	226,8
Speicherungsdauer	day	1
Druck	M Pa	45
TANKSTELLE		
Gesamt	Euro/kg H2	0,092
Fix	Euro/kg H2	0,055
Var	Euro/kg H2	0,037
Gesamt	Euro/kWh H2	0,0028
Fix	Euro/kWh H2	0,0017
Var	Euro/kWh H2	0,0011
Betriebsk. Fix	Mio Euro/a	0,010
Betriebsk. Variab. Sonst	Mio Euro/a	0,002
Anteil Betr.kost. fix	%	5%
Anteil Betr.kost. var	%	1,0%
H2-Menge	kg H2/Jahr	325215
Vollaststunden	h/a	7227
Annuitätenfaktor		0,091
Abschreibungsdauer		20
Zinssatz	%	6,5%
Spezif. Invest. kosten	Mio Euro/kg H2/d	0,00018
Invest.kosten gesamt	Mio Euro	0,198

Invest.kosten indirekt	Mio Euro	0,063
Invest.kosten direkt	Mio Euro	0,135
Leistungseinheit	kg H2/d	1080
Faktor indirekt		0,47
PKW		
Gesamt	Euro/km	2,057
Fix	Euro/km	1,987
Var (H2-Kosten)	Euro/km	0,070
H2-Preis	Euro/kWh H2	0,20
Fix	Euro/kWh H2	0,053
Var	Euro/kWh H2	0,146
H2-Verbrauch	kWh/km	0,351
Jahresleistung	km/a	14000
Annuitätenfaktor		0,1391
Abschreibungsdauer		10
Zinssatz	%	6,5%
Spezif. Invest. kosten	Mio Euro/kg H2/d	0,0025
Invest.kosten gesamt	Mio Euro	0,200
Leistungseinheit	kW	80

Tabelle E-4: Beispiel Beispiel der Kosten in der Wasserstoffbereitstellungskette für die stationäre Nutzung mit Wasserstoff aus Strom aus Windkraft

PRIMÄRENERGIE	Windkraft	
Gesamt	Euro/kWh_el	0,077
Fix	Euro/kWh_el	0,052
Var	Euro/kWh_el	0,025
Betrieb& Wartungskosten	Euro/kW/aa	40
Vollaststunden	h/a	1600
Abschreibungsdauer		0,091
Zinssatz		20
Interest rate	%	6,5%
Spezif. Invest. kosten	Euro/kW	920
Invest.kosten	Mio Euro	1,656
Leistung	MW _{el}	1,8
H2-ERZEUGUNG	Elektrolyse	
Gesamt	Euro/kg H2	6,189
Fix	Euro/kg H2	1,306
Var	Euro/kg H2	4,883
Gesamt	Euro/kWh H2	0,186
Fix	Euro/kWh H2	0,039
Var	Euro/kWh H2	0,146
Betriebskosten Strom	Mio Euro/a	1,119
Betriebsk. Fix	Mio Euro/a	0,166
Betriebsk. Variab. Sonst	Mio Euro/a	0,033
Anteil Betr.kost. fix	%	5,0%
Anteil Betr.kost. fix	%	1,0%
Stromverbrauch	kWh/a	14501700
Stromverbrauch	kWh/kgH2	53,71
H2-Menge	kg H2/Jahr	270000
Vollaststunden	h/a	6000

Annuitätenfaktor		0,106
Abschreibungsdauer		15
Zinssatz	%	6,5%
Spezif. Invest. kosten	Mio Euro/kg H2/d	0,0031
Invest.kosten gesamt	Mio Euro	3,316
Invest.kosten indirekt	Mio Euro	1,060
Invest.kosten direkt	Mio Euro	2,256
Leistungseinheit	kg H2/d	1080
a	Mio Euro	0,312
b	Mio Euro/kg H2/d	0,0018
Wirkungsgrad		0,65
VERTEILUNG	Pipeline	
Gesamt	Euro/kg H2	1,125
Fix	Euro/kg H2	0,631
Var	Euro/kg H2	0,494
Gesamt	Euro/kWh H2	0,034
Fix	Euro/kWh H2	0,019
Var	Euro/kWh H2	0,015
Betriebsk. Fix	Mio Euro/a	10,825
Betriebsk. Variab. Sonst	Mio Euro/a	2,165
Anteil Betr.kost. fix	%	5,0%
Anteil Betr.kost. var	%	1,0%
H2-Menge	kg H2/Jahr	26280000
Vollaststunden	h/a	8760
Annuitätenfaktor		0,077
Abschreibungsdauer		30
Zinssatz	%	6,5%
Spezif. Invest. kosten	Mio Euro/kg H2/d	0,003
Invest.kosten gesamt	Mio Euro	216,502
Invest.kosten indirekt	Mio Euro	69,222
Invest.kosten direkt	Mio Euro	147,280
Leistungseinheit	kg H2/d	72000
Leistungseinheit	kg H2/h	3000
Pipeline-Spezf.kosten	Euro/km	734236,67
Kompressorleistung	kWh/kg	2,205
Kompressor-Spezif.kosten	Euro/kW	1181,58
Kompressorgroße	kW	4000
Stromkosten	Euro/kWh	0,045
Entfernung	km	200
Fläche	m ²	0,049
Fluss	kg/m ² *s	16,985
Pipeline-Kapitalkosten	Euro	146847334
Stationäre Brennstoffzelle		
Gesamt - thermisch	Euro/kWh H2	0,471
Fix thermisch	Euro/kWh H2	0,032
Var -thermisch	Euro/kWh H2	0,439
Gesamt - elektrisch	Euro/kWh H2	0,471
Fix -elktrisch	Euro/kWh H2	0,032
Var - elektrisch	Euro/kWh H2	0,439
Vollaststunden	h/a	5000
Annuitätenfaktor		0,106
Abschreibungsdauer		15

Zinssatz	%	6,5%
Invest.kosten elektrisch	Euro/kW	1500
Invest.kosten thermisch	Euro/kW	1500
Wirkungsgrad 1 elektrisch	%	40%
Wirkungsgrad 2 thermisch	%	40%
Geasmtwirkungsgrad	%	80%
Wasserstoffkosten	Euro/kg H2	7,314

E.3 Wasserstoffketten – verschiedene Varianten

In diesem Kapitel sind die Wasserstoffkosten der „Varianten Transport“ der analysierten Öko-Wasserstoff-Energiesysteme in Euro/kWh H2 an der Tankstelle und die Kosten der Transportdienstleistung der mobilen Wasserstoffnutzung der „Varianten Transport“ in Euro pro km dokumentiert.

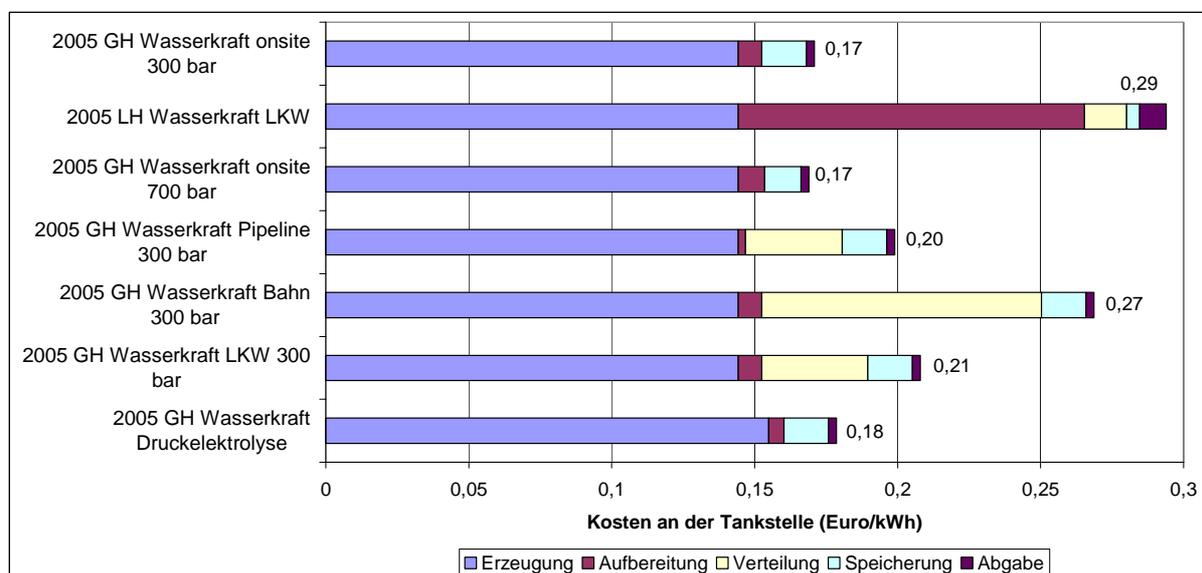


Abbildung E.3-1: Wasserstoffkosten der analysierten Öko-Wasserstoff-Energiesysteme „Varianten Transport“ an der Tankstelle (Euro/kWh)

Wasserstoff aus erneuerbarer Energie in Österreich – Ein Energieträger der Zukunft?

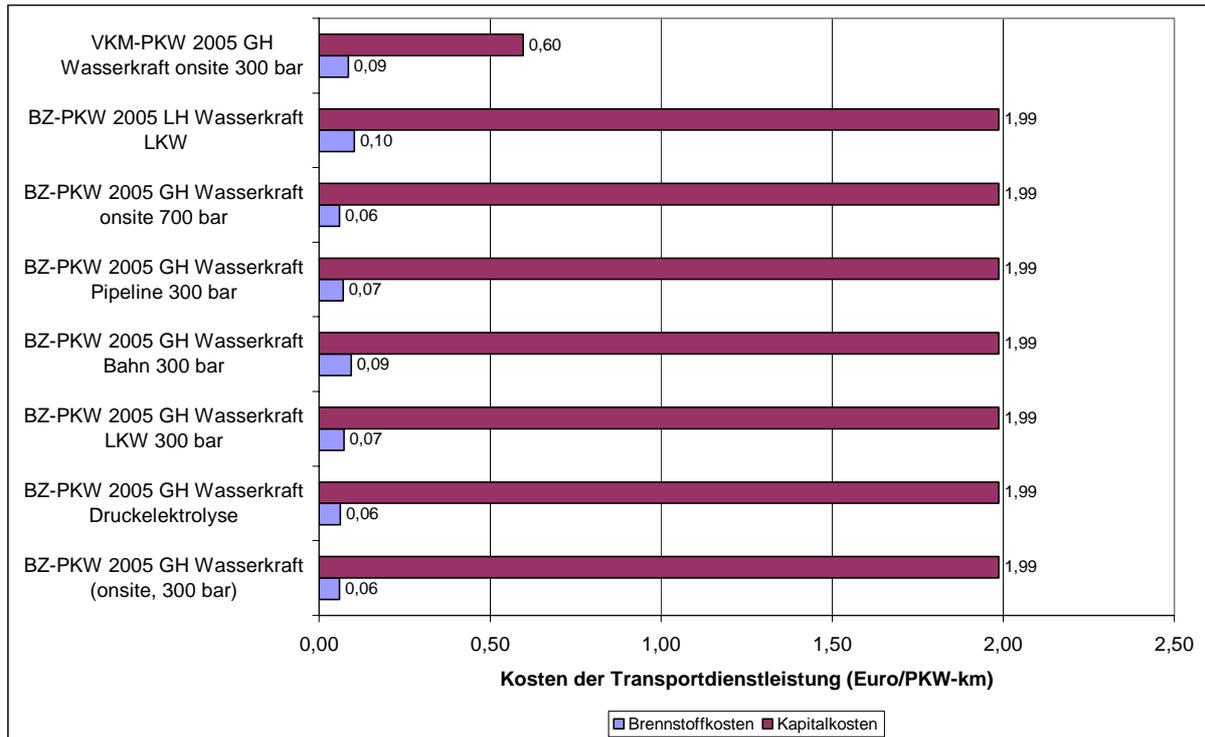


Abbildung E.3-2: Kosten der Transportdienstleistung der mobilen Wasserstoffnutzung der „Varianten Transport“ (Euro/PKW-km)

E.4 Anhang: Zusätzliche Systemkosten der Netzintegration am Beispiel von Windkraftanlagen: Internationale Erfahrungen

Dieser Beitrag basiert auf: Carlo Obersteiner und Hans Auer

Die Windenergie wird seit einigen Jahren speziell in Europa und den USA stark forciert und ambitionierte Ausbauziele lassen eine Fortsetzung dieses Trends erwarten. Kritiker dieser erneuerbaren Erzeugungstechnologie argumentieren vermehrt, dass diese nicht nur über die Fördergelder Zusatzkosten für den Stromkunden schafft, sondern auch im System zusätzliche Kosten verursacht, die bei der Definition von zukünftigen Ausbauzielen zu berücksichtigen sind. Bis dato werden in der Literatur zwar oft die Auswirkungen der Winderzeugung auf das System beschrieben, die Bewertung bzw. Angabe von damit verbundenen Kosten stellt jedoch die Ausnahme dar.

In Folge werden Ergebnisse von durchgeführten Untersuchungen über die relevanten windbedingten Systemkostenkategorien zusammengefasst. Die windbedingten Systemkosten werden dabei in Abhängigkeit des Windausbaus bewertet und in Folge den langfristigen Grenzkosten der Winderzeugung gegenübergestellt. Für die Ermittlung der windbedingten Backup-Kapazitätskosten wird die Methode des „thermischen Äquivalents“ angewandt. Die Größenordnung der den WEA zuordenbaren Netzanbindungs-, Netzerweiterungs-, und Regelenergiekosten wird mittels Gegenüberstellung zuerst vereinheitlichter empirischer Daten festgestellt.

Die wichtigsten Ergebnisse und Erkenntnisse der durchgeführten Untersuchungen sind:

Die Integration von Windenergieanlagen, vor allem Offshore-Anlagen, in das Netz und der Netzbetrieb in Systemen mit hohem Windenergieanteil stellt aus technischer Sicht eine große Herausforderung dar. Dies liegt vor allem daran, dass WEA an Regionen mit entsprechendem Windangebot örtlich gebunden sind und der Wind als Primärenergiequelle eine zeitlich schwankende Charakteristik aufweist.

Windenergieanlagen leisten statistisch gesehen einen Beitrag zur Systemsicherheit, und benötigen daher kein 1:1 Backup. Dieser wird durch den Leistungseffekt berücksichtigt, der stark von der Jahreszeit und dem WEA-Standort abhängig ist, was bei der Auswertung des Backup-Bedarfs für ein konkretes System berücksichtigt werden muss.

Bezüglich der Leistungs-Frequenz-Regelung zeigt sich, dass im Sekundenbereich mit keinem zusätzlichen Bedarf an Regelenergie durch WEA zu rechnen ist. Der zusätzliche Regelenergiebedarf im Minutenbereich ist hingegen in erster Linie durch die Genauigkeit der Prognose der WEA-Leistungsabgabe bestimmt.

Eine weitere Erkenntnis ist, dass bestehende Netze nur ein begrenztes Maß an WEA-Leistung aufnehmen und weiterleiten können und für weiteren Windausbau Verteil- und auch Übertragungsnetze entsprechend erweitert werden müssen. Die Voraussetzungen sind dabei länderweise sehr unterschiedlich.

Bezüglich der Netzanbindung wird derzeit an entsprechenden Konzepten für den Anschluss von Offshore-Anlagen mit hohen Leistungen und großer Distanz zur Küste gearbeitet. Beim Netzanschluss am Binnenland kann hingegen auf Erfahrung aus bereits realisierten Projekten zurückgegriffen werden.

Die Systemkosten der Windintegration ergeben sich als Summe der folgenden relevanten Kategorien: Netzanbindungskosten der Windenergieanlagen¹, Netzerweiterungskosten im System, Regelenergiekosten und Backup-Kapazitätskosten.

Die mittleren windbedingten Systemkosten setzen sich im Jahr 2004 in Abhängigkeit des Windausbaus für ein System mit 50 % Offshore-Anteil wie in Abbildung E.4-1 dargestellt zusammen.

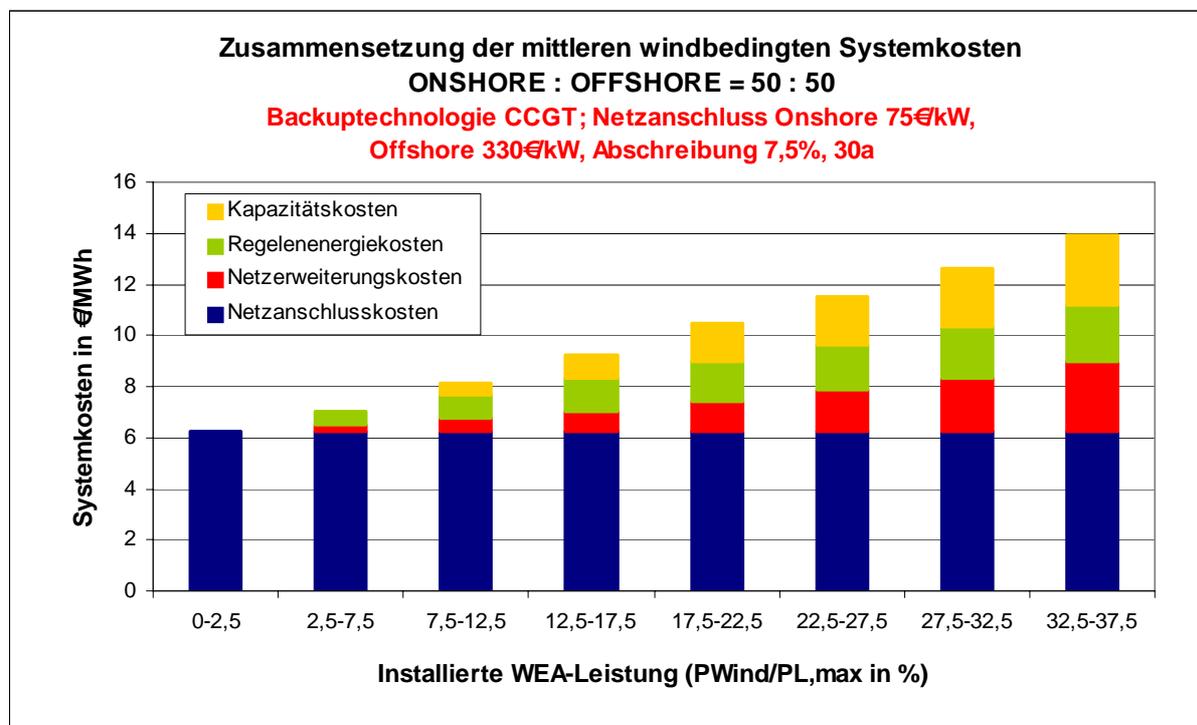


Abbildung E.4-1: Zusammensetzung der mittleren windbedingten Systemkosten im Jahr 2004 in Abhängigkeit des Windausbaus für ein System mit einem Verhältnis Onshore : Offshore = 50 : 50.

Tabelle E.4-1: Zusammensetzung der mittleren windbedingten Systemkosten im Jahr 2004 in Abhängigkeit des Windausbaus für ein System mit einem Verhältnis Onshore : Offshore = 50 : 50.

50 % OFFSHORE	Mittlere windbedingte Systemkosten in €/MWh							
P _{Wind,inst} /P _{L,max} in %	0-2,5	2,5-7,5	7,5-12,5	12,5-17,5	17,5-22,5	22,5-27,5	27,5-32,5	32,5-37,5
Netzanschlusskosten	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
Netzerweiterungskosten	0,0	0,3	0,5	0,8	1,2	1,6	2,1	2,8
Regelenenergiekosten	0,0	0,5	0,9	1,3	1,6	1,8	2,0	2,2
Kapazitätskosten	0,0	0,0	0,5	1,0	1,5	1,9	2,3	2,7
Summe Systemkosten	6,2	7,0	8,1	9,2	10,4	11,5	12,6	13,9

Der Anteil der Netzanbindungskosten ist aufgrund der kostenintensiven Offshore-Anbindung hier mit rund 6 Euro/MWh auch bei hohen Windausbauraten dominant. Für ein reines Binnenland-

¹ Die Netzanbindungskosten werden in der Literatur gewöhnlich als Teil der Projektkosten aufgefasst und angegeben. In dieser Arbeit werden sie als Teil der windbedingten Systemkosten aufgefasst.

System (Onshore) ist dieser Wert etwa um 50 % geringer. Die Summe aus mittleren Netzerweiterungs-, Regelenergie-, und Backup-Kapazitätskosten liegt für moderaten Windausbau (< 10 % der Jahreshöchstlast) unter 2 Euro/MWh und für Ausbauraten > 20 % um 7 Euro/MWh. Für diese Kostenkategorien ist der Einfluss des Offshore-Anteils minimal.

Unterstellt man mittlere langfristige Grenzkosten (LRMC) der Winderzeugung (ohne Netzanbindung) von 70 Euro/MWh für das Jahr 2004, so bleiben die gesamten zusätzlichen windbedingten Systemkosten für ein Onshore-System auch bei hohen installierten Leistungen (> 20 %) unter 20 % der LRMC; bei Nutzung des Offshore-Potentials entsprechend unter 25 %.

Die Anwendung der Ergebnisse auf das deutsche Energieversorgungssystem berücksichtigt im angenommenen Ausbauszenario für das Jahr 2020 (installierte WEA-Leistung 35 GW, Offshore-Anteil 50 %²) auch mögliche Kostenreduktionen durch Lerneffekte für die langfristigen Grenzkosten der Winderzeugung und der Netzanbindung. Weiters wird angedeutet, dass die Größenordnung der restlichen Systemkostenkomponenten durch Einsatz von lastseitigem Management und neuen Speichertechnologien und die Anpassung der Struktur von Ausgleichenergiemärkten auch bei vermehrtem Windausbau unter den jetzigen Werten liegen kann (siehe Abbildung E.4-2).

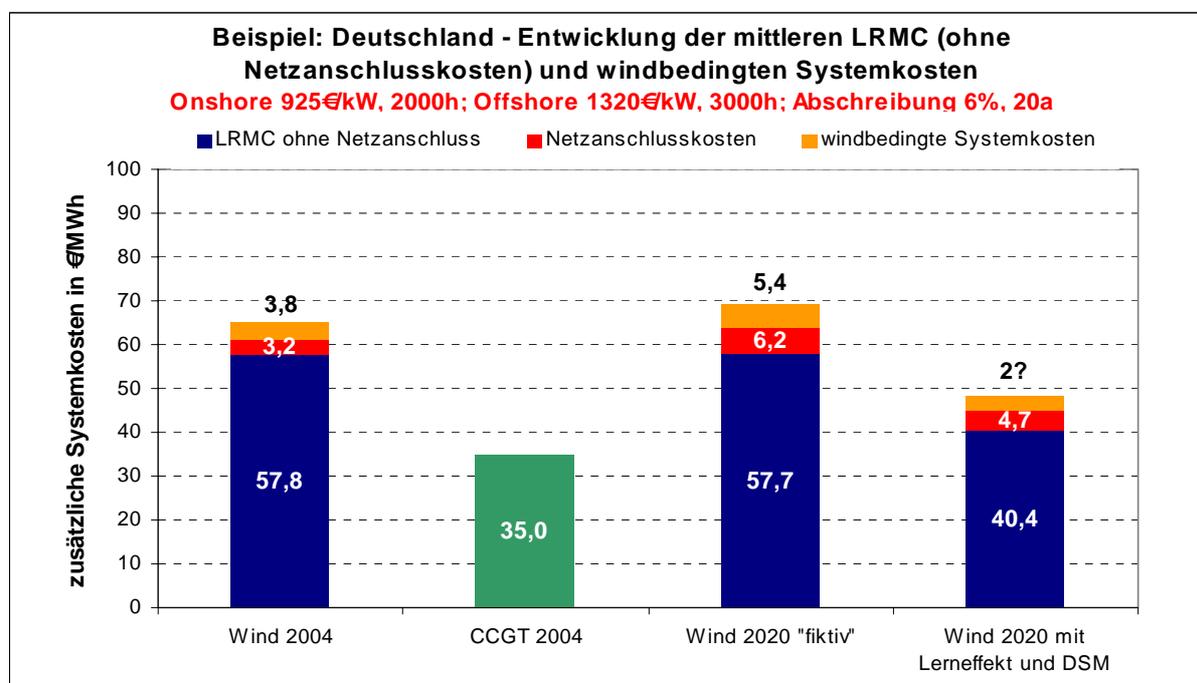


Abbildung E.4-2: Deutschland – Entwicklung der Kosten der Windenergie getrennt nach LRMC und windbedingten Systemkosten bei optimistischen Annahmen.

² Werte basierend auf einer Studie des Deutschen Windenergie-Instituts (DEWI), "WindEnergy-Studie 2002".

Tabelle E.4-2: Deutschland – Szenarien für die windbedingten Systemkosten für einen Ausbau von 20 % der Jahreshöchstlast (2004) und 35 % (2020). Werte basierend auf dem Jahr 2004.

	windbedingte Systemkosten in €/MWh		
2004	Durchschnitt	best case	worst case
Netzanschluss	3,2	3,2	3,2
Netzerweiterung	1	0,8	1,2
Regelenergie	1,5	1	2
Kapazität	2,5	2	3
Summe	8,2	7,0	9,4
2020			
Netzanschluss	6,2	6,2	6,2
Netzerweiterung	2	1,6	2,4
Regelenergie	2	1,5	2,5
Kapazität	2,8	2,3	3,3
Summe	13,0	11,6	14,4

Die langfristigen Grenzkosten der Winderzeugung werden hier mit 57,8 Euro/MWh beziffert und um die Netzanschlusskosten und die restlichen windbedingten Systemkosten ergänzt (optimistische Annahmen). Verglichen werden diese Werte basierend auf dem Jahr 2004 mit den Kosten derzeitiger Grenztechnologien (GuD-, Kohlekraftwerke) von rund 35 Euro/MWh. Eine Prognose der Windenergiekosten geht von mittleren Lernraten bzgl. der WEA von rund 30 % aus. Damit sinken die mittleren LRMC bis 2020 auf rund 40 Euro/MWh. Die Netzanbindungskosten fallen verglichen mit dem Status quo aufgrund der vermehrten Nutzung des Offshore-Potentials etwas höher aus. Für die restlichen Kostenkategorien kann eine Halbierung der Werte angenommen werden, wenn die Strukturen für Ausgleichsenergiemärkte an die geänderten Verhältnisse angepasst werden und lastseitige Maßnahmen sowie neue Speichertechnologien die Fluktuationen der Windenergie z. T. ausgleichen können.

Für die besten Standorte liegen die langfristigen Grenzkosten der Winderzeugung schon jetzt bei rund 40 Euro/MWh. Unter Berücksichtigung der zusätzlichen windbedingten Systemkosten (für geringen Windausbau) lässt ein Vergleich mit den Kosten derzeitiger Grenztechnologien am Großhandelsmarkt (z.B. GuD-, Kohlekraftwerk) von rund 35 Euro/MWh die Schlussfolgerung zu, dass mittelfristig Windenergie bei entsprechend höheren Brennstoffpreisen konventioneller Technologien wettbewerbsfähig wird.

Anhang F: Vorschläge für Demonstrationsprojekte

Anhang F: Vorschläge für Demonstrationsprojekte

Inhaltsverzeichnis

F-1	Demoprojektvorschlag 1	2
F-2	Demoprojektvorschlag 2	4
F-3	Demoprojektvorschlag 3	6

F-1 Demoprojektvorschlag 1



Öko-Wasserstoff Erzeugung und Nutzung in der Raffinerie Schwechat

Projektskizze für eine Machbarkeitsstudie eines Demonstrationsprojektes im Rahmen des EdZ-Projektes „Öko-Wasserstoff in Österreich“

Stand 7. Juni 2005

G. Jungmeier, K. Könighofer

In der Raffinerie Schwechat werden jährlich etwa 1.700 Mio. Nm³ Wasserstoff vorwiegend in der Dampfreformierung von Erdgas erzeugt. Ein großer Teil dieses Wasserstoffes (etwa 300 Mio. Nm³) wird zur Entschwefelung von Dieselkraftstoff eingesetzt. In einer Machbarkeitsstudie soll die Erzeugung und Nutzung von Öko-Wasserstoff in der Raffinerie in Schwechat untersucht werden mit dem Ziel, die Realisierung eines möglichen Hardware-Demoprojekt einzuleiten. Dieses Demoprojekt eröffnet die grundsätzliche Möglichkeit, bereits in den nächsten Jahren Öko-Wasserstoff indirekt – über die Entschwefelung von Dieselkraftstoff – im Transportsektor einzusetzen und würde somit erste Schritte zur energiewirtschaftlichen Integration von Öko-Wasserstoff im Transportsektor setzen.

Es werden die folgenden 2 Möglichkeiten zur Herstellung von Öko-H₂ betrachtet:

- Einsatz von Biogas in der Dampfreformierung von Erdgas
- Ökostrom zur Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse

Diese beiden Möglichkeiten sind durch folgende Randbedingungen bestimmt:

- Die Erzeugung von Biogas könnte in einer in den Raffineriebetrieb integrierten bzw. in der Nähe der OMV zu errichtenden Biogasanlage erfolgen. Als (Mit-)Betreiber könnte die OMV in Frage kommen. Für den Einsatz von Biogas zur Wasserstoffherzeugung müssten die erforderlichen Anforderungen an das Biogas festgelegt und eine entsprechende Aufbereitung – falls notwendig – konzipiert werden.
- Die OMV ist an der Donauwind Erneuerbare Energiegewinnung und Beteiligungs GmbH & Co KG beteiligt und kann deshalb auf Ökostrom aus Windenergie zurückgreifen. Dieser Ökostrom könnte für die Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyse eingesetzt werden. Die Untersuchung der Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyse sollte ergänzend einerseits die Möglichkeit für den Einsatz als „Strom-Puffer“ (Lastausgleich) im OMV-Stromnetz und andererseits die Option umfassen, ob sich die Elektrolyse als „Ausgleich“ der fluktuierenden Stromerzeugung durch die Windkraftanlagen der Donauwind eignet. Ein weiterer wichtiger Ansatz ist die Abklärung der Möglichkeiten für die Nutzung von Sauerstoff aus der Elektrolyse in der Raffinerie.

Ziele der Machbarkeitsstudie sollten sein:

- Abklärung der technischen Bedingungen für die beiden betrachteten Möglichkeiten (Energieeffizienz, Teillastverhalten, Wasserstoffqualität etc.)
- Abklärung der organisatorischen Randbedingungen für die beiden betrachteten Möglichkeiten (Einbindung in die OMV, Zusammenarbeit extern etc.)
- Darauf basierend Entwicklung von realistischen Szenarien (Betrieb der Anlagen, Monitoring und Steuerung, Auswahl der vielversprechendsten Möglichkeiten etc.)
- Technische Detailanalyse (Anlagengröße, Betriebsstunden etc.)
- Wirtschaftliche Analyse (Investitionskosten, Betriebskosten, Erlöse, Auswahl der Methode für die Wirtschaftsanalyse etc.)
- Ökologische Analyse (auf Basis Lebenszyklusanalyse Berechnung der Treibhausgas-Emissionen und des Energieeinsatzes)
- Darstellung von Öko-H₂ als Bestandteil der Energiewirtschaft – Einbindung in vorhandene energiewirtschaftliche Strukturen und Systeme „Systemintegration
- Vorbereitung auf technologischen Umbruch in Richtung energiewirtschaftliche (Öko)-Wasserstoff-Nutzung und damit Vorbereitung auf Wettbewerbsfähigkeit
- Aufbau von Know-how und Human Ressourcen

F-2 Demoprojektvorschlag 2



Öko-Wasserstoff aus Elektrolyse mit Windkraft

Projektskizze für eine Machbarkeitsstudie eines Demonstrationsprojektes im Rahmen des EdZ-Projektes „Öko-Wasserstoff in Österreich“

Stand 7. Juni 2005

G. Jungmeier, K. Könighofer

Wasserstoff hat den Vorteil – wenn einmal erzeugt - universell einsetzbar zu sein: als Treibstoff, zur Energiespeicherung sowie zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung. Die Möglichkeit, Wasserstoff zu erzeugen und zu speichern, eröffnet Optionen einerseits Energieerzeugung an den Bedarf optimiert anzupassen und andererseits fluktuierende Stromerzeugung auszugleichen. Speziell Stromerzeugung aus Windkraft oder mittels Fotovoltaik gilt als fluktuierend, d.h. die Öko-Strom-Erzeugung ist unabhängig vom tatsächlichen Öko-Strombedarf. Die Elektrolyse zur Erzeugung von Öko-Wasserstoff könnte eine Möglichkeit sein, einen Ausgleich der Erzeugung zu gewährleisten. Die Erzeugung von Wasserstoff mit Öko-Strom erfolgt mittels Elektrolyse, wobei die Nutzung des erzeugten Öko-Wasserstoffs unterschiedlich sein kann:

- Überschussstrom, der nicht ins Stromnetz eingespeist werden kann, wird in einer Elektrolyse (technisch eine „reversible“ Brennstoffzelle) eingesetzt und der erzeugte Wasserstoff gespeichert. In Schwachwind-Zeiten kann dieser Wasserstoff in einer „reversiblen“ Brennstoffzelle zu Strom und Wärme umgewandelt und damit die verringerte Stromerzeugung aus der Windkraftanlage kompensiert werden.
- Es gibt auch die Möglichkeiten den erzeugten Wasserstoff als Produktionsrohstoff für die chemische Industrie oder als Treibstoff einzusetzen. Dies würde ebenfalls eine Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyse (hoher Wirkungsgrad, höchste Reinheit, bestes Betriebsverhalten auch in Teillastbereichen etc.) und Verdichtung/Speicherung erfordern. Weiters müsste die Abnahme des Wasserstoffs für die betrachteten Nutzungen geklärt werden.

Ergänzend zum Hauptprodukt Wasserstoff sollte bei Einsatz der Elektrolyse die Nutzung des Nebenprodukts Sauerstoff untersucht werden (Einsatz in Kläranlagen, Aufbereitung als technisches Gas etc.).

Diese grundsätzlichen Möglichkeiten der Nutzung von „Überschussstrom“ aus fluktuierender Stromerzeugung sollen an Hand eines konkreten Beispiels in Kooperation mit oekostrom GmbH untersucht werden. Ziele des Projekts sind einerseits die Untersuchung eines konkreten Praxisfalles und andererseits die Erarbeitung von allgemein gültigen Bedingungen für eine nachhaltige (z.B. wirtschaftliche Realisierung) eines derartigen Projekts. In einer Machbarkeitsstudie soll die Erzeugung und Nutzung von Öko-Wasserstoff aus Windkraft der oekostrom GmbH untersucht werden mit dem Ziel, die Realisierung eines möglichen Hardware-Demoprojekt einzuleiten.

Arbeitsschritte und Ziele:

- Konzeptentwicklung für die 3 Möglichkeiten der Nutzung des erzeugten Wasserstoffs als
 1. Produktionsrohstoff für die chemische Industrie
 2. Treibstoff
 3. gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung
- Zusammenstellung der technischen Daten und Randbedingungen für das konkrete Beispiel
- Technische Analyse der 3 Möglichkeiten
- Wirtschaftliche Analyse der 3 Möglichkeiten
- Ökologische Analyse der 3 Möglichkeiten
- Schlussfolgerungen/Ergebnisse für das konkrete Beispiel
- Zusammenstellung allgemein notwendiger Randbedingungen für eine Vergleichmäßigung der Stromerzeugung aus fluktuierender Erzeugung mittels Elektrolyse zur Wasserstofferzeugung
- Darstellung von Öko-H₂ als Bestandteil der Energiewirtschaft – Einbindung in vorhandene energiewirtschaftliche Strukturen und Systeme „Systemintegration
- Vorbereitung auf technologischen Umbruch in Richtung energiewirtschaftliche (Öko)-Wasserstoff-Nutzung und damit Vorbereitung auf Wettbewerbsfähigkeit
- Aufbau von Know-how

F-3 Demoprojektvorschlag 3



Zusammenstellung von internationalen Demonstrationsprojekten zu Öko-Wasserstoff

Projektskizze für eine Machbarkeitsstudie eines Demonstrationsprojektes im Rahmen des EdZ-Projektes „Öko-Wasserstoff in Österreich“

Stand 7. Juni 2005

G. Jungmeier, K. Könighofer, W. Ahrer

Die Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff wird weltweit in zahlreichen Demonstrationsprojekten mit unterschiedlichen Technologien erprobt und praxisnah getestet. In den meisten Fällen werden allerdings fossile Rohstoffe bzw. Energieträger eingesetzt.

Ziel dieses Projektes ist es, eine umfassende Zusammenstellung und Auswertung von internationalen Demonstrationsprojekten zu Öko-Wasserstoff zu erstellen. Demonstrationsprojekte werden realisiert bzw. in Realisierung befindliche Anlagen bzw. Komponenten zur Erzeugung, Speicherung, Abgabestellen bzw. Nutzung von Öko-Wasserstoff festgelegt. Die Zusammenstellung erfolgt nach folgenden Arbeitspaketen:

- Identifizierung von Demonstrationsprojekten mit Öko-Wasserstoff
- Erarbeitung einer weltweiten Übersicht
- Technische und wirtschaftliche Analyse der Demonstrationsprojekte
- Kurzcharakteristik der einzelnen Demonstrationsprojekte mittels „Öko-H₂-Demo-Projekt-Factsheet“
- Bisherige Erfahrungen aus den gesammelten Demonstrationsprojekten
- Ausblick und Schlussfolgerungen aus den gesammelten Demonstrationsprojekten für Vorhaben in Österreich

Das Projekt-Factsheet enthält eine standardisierte Kurzbeschreibung des Projekts (Rohstoffe, Energieträger, Energieeffizienz, Wasserstoffqualität, Treibhausgasemissionswerte, Wirtschaftliche Bedeutung, Potenzialabschätzung bei Mehrfach-Umsetzung, Lernkurven-Effekte etc.). Auftraggeber, Finanzierung und Auftragnehmer werden aufgelistet. Die bereits vorliegenden bzw. zukünftig zu erwartenden Ergebnisse werden zusammengestellt. Eine Zuordnung zu den Modulen der Wasserstoffpfade (Modul 1 bis Modul 5) aus dem Projekt „Öko-Wasserstoff in Österreich“ wird vorgenommen.

Aus der Zusammenschau bzw. dem Vergleich der einzelnen Öko-H₂-Demo-Projekt-Factsheet sollen projektübergreifende Aussagen zu

- Erzeugungstechnologien

- Speichertechnologien
- Verteilungsmöglichkeiten
- Abgabestellen und
- Nutzungsmöglichkeiten
- Wirtschaftliche, technische und rechtliche Optimierungspotenziale

abgeleitet und speziell für Österreich ausgewertet werden. Darauf basierend können u.a. mögliche Forschungs- und Entwicklungsfelder für Österreich definiert werden. Die Herleitung und Entwicklung von Demonstrationsprojekten sind nächste Schritte, wobei der Nutzen durch derartige Projekte herausgestrichen wird.

Das Projekt endet mit einem konkreten Umsetzungsvorhaben, für das alle Rahmenbedingungen aus technischer, wirtschaftlicher und rechtlicher Sicht geklärt sind, sodass eine nachfolgende Realisierung stattfinden kann.

Anhang G: Dokumentation Abschlussworkshop im Rahmen der Ersten Österreichischen Wasserstoff- Konferenz



in Kooperation mit dem



Erste Österreichische Wasserstoff-Konferenz (First Austrian Hydrogen Conference)

- **Termin: 10. und 11. Oktober 2005**
- **Ort: Messecenter Graz**

Hintergrund

Weltweit werden jährlich etwa 500 Mrd. Nm³ Wasserstoff erzeugt, die fast ausschließlich als Rohstoff für chemische Prozesse, z. B. Metallurgie genutzt werden. Diese Menge hat einen Energieinhalt von etwa 5.500 PJ; zum Vergleich: der Primärenergieeinsatz in Österreich beträgt 1.200 PJ/a. Wasserstoff wird zu etwa 60% direkt aus fossilen Brennstoffen und zu 40% als Nebenprodukt der petrochemischen Industrie und der Chlor-Alkali-Elektrolyse erzeugt. Wasserstoff als Sekundär-Energieträger kann aus unterschiedlichen Primär-Energiequellen (z.B. Erdgas, Biomasse, Wasserkraft) erzeugt und vielseitig genutzt werden: Wasserstoff kann gespeichert, transportiert und zur Erzeugung von Strom, Wärme und Kraft in stationären und mobilen Anwendungen eingesetzt werden. Der Hintergrund der internationalen Forschungsaktivitäten ist die Vision einer globalen Wasserstoffwirtschaft, da Wasserstoff bei der Nutzung als einer der saubersten Energieträger angesehen werden kann. Die wesentliche Voraussetzung hierfür ist seine Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und die wirtschaftliche Integration in das bestehende Energiesystem. Vor einer breiten Anwendung von Wasserstoff-Technologien müssen diese Technologien weiter entwickelt und in der Praxis erprobt werden.

Die international (USA, Japan, EU) verfolgten Energiestrategien schließen Wasserstoff als einen mittel- bis langfristig wichtigen Energieträger ein. Es ist zu erwarten, dass die Bedeutung von Wasserstoff in der nationalen, europäischen und globalen Energiewirtschaft steigen wird. So wurde in der EU High Level Group eine Wasserstoff-Roadmap für die EU entwickelt, die nun in den Mitgliedsländern implementiert und umgesetzt werden sollte. Auch in Österreich gewinnt das Thema an Bedeutung: Der Rat für Forschung und Technologieentwicklung hat im Herbst 2004 im Rahmen der Fortführung und Fokussierung des A3-Technologieprogrammes die Gründung der „Österreichischen Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Initiative“ beschlossen. Im Vorfeld wurde bereits eine Reihe von Forschungsinitiativen begonnen, u.a. die Gründung des HyCentA in Graz.

Organisation

- Veranstalter: Joanneum Research in Kooperation mit HyCentA
- Angesprochene Teilnehmergruppen: alle, die in Österreich mit Wasserstoff zu tun haben (Politik, Forschung, Wirtschaft)
- Termin: 10. und 11. Oktober 2005
- Ort: Graz, Messecenter, Messeplatz 1, A-8010 Graz, <http://www.messe-graz.at/tagungszentrum>
- Aktuelle Infos unter <http://www.joanneum.at/ief/wasserstoff> oder Email: wasserstoff@joanneum.at
- Konferenzsprache Deutsch und Englisch mit Simultanübersetzung
- Dokumentation: Tagungsband in Hardcopy und Vorträge nach der Konferenz im Internet

MONTAG 10. OKTOBER 2005

Ab 8:00 Registration

9:00 – 9:30 Begrüßung und Eröffnung (Welcome)

Vorsitz: Bernhard Pelzl

Bundesminister Josef Pröll

Landeshauptmann Waltraud Klasnic

Staatssekretär Eduard Mainoni

Bürgermeister Siegfried Nagl

9:30 – 11:00: International Perspectives on Hydrogen I (Internationale Perspektiven zu Wasserstoff I)

Vorsitz: H. Eichlseder, TU-Graz, Austria

IPHE – International Partnership of Hydrogen Economy; T. I. Sigfusson, Icelandic New Energy Ltd, Iceland

IEA Hydrogen Agreement – Future Challenges for Hydrogen; M. R. de Valladares, N. Beck, T. Riis, IEA HIA, USA

Overview of EC's International Cooperation Activities on Hydrogen and Fuel Cells; S. D. Peteves, M. Steen, EC Joint Research Centre Petten, The Netherlands

Discussion/Diskussion

11:00 – 11:30 Pause/break, Postersession

11:30 – 13:00: International Perspectives on Hydrogen II (Internationale Perspektiven zu Wasserstoff II)

Vorsitz: G. Vones, BMWA, Austria

Japan's Hydrogen Activities and Projects; A. Maruta, Technova Inc., Japan

Development of Hydrogen Powered Vehicles - TOYOTA FCHV; K. Hirose, D. Mori, Fuel Cell System Development Division, Toyota Motor Corporation. Japan

Hydrogen and Fuel Cells in California – Current activity and direction; A. Eggert, University of California - Davis, USA

Discussion/Diskussion

13:00 – 14:00 Mittagessen/lunch: Bürgermeister/Mayor Siegfried Nagl

14:00 – 16:00: European Projects (Europäische Projekte)

Vorsitz: T. Zillner, BMVIT, Austria

The Role of the Associations in Developing the Hydrogen Infrastructure; M. Reijalt, European Hydrogen Association (EHA)

Activities and Achievements in HyWays - an Integrated Project to Develop the European Hydrogen Energy Roadmap; R. Wurster, LBST-Systemtechnik, Germany

CUTE – Clean Urban Transport for Europe; H. Grubel, Vattenfall Europe, Germany

Well to Wheel (WTW) Assessment of H₂ Fuelled Vehicles; V. Mahieu, EC Joint Research Centre Ispra, Italy

Discussion/Diskussion

16:00 – 16:30 Pause/break, Postersession

16:30 – 18:30: Österreichische Projekte (Austrian Projects)

Vorsitz: H. Bach, BMLFUW, Österreich

Öko-Wasserstoff in Österreich (Hydrogen from Renewable Energy in Austria); G. Jungmeier, K. Könighofer, J. Spitzer, Joanneum Research, Österreich

Wirtschaftliche Aspekte von Öko-Wasserstoff (Economic Aspects of Hydrogen from Renewable Energy); R. Haas, A. Ajanovic, N. Nakicenovic, TU-Wien, Österreich

Wasserstoff als Energieträger der automotiven Zukunft (Hydrogen as Energy Carrier of the Automotive Future); E. Pucher, TU-Wien, Österreich

Bau und Betrieb von Wasserstoff-Tankstellen (Construction and Operation of Hydrogen Filling Stations); R. Adler, Linde AG, Österreich

Discussion/Diskussion

**19:00: Empfang mit Abendessen/reception with dinner:
Landeshauptmann/Governor Waltraud Klasnic**

8:30: Bustransfer vom Messecenter zu HyCentA

9:00 – 11:30 Österreichische Projekte (Austrian Projects): Eröffnung Hydrogen Center Austria

Inffeldgasse 15, 8010 Graz

Begrüßung und Einleitung (Welcome and Introduction):

M. Klell, Geschäftsführer HyCentA Research GmbH

H. Sünkel, Rektor der TU Graz

M. Bartenstein, Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit (angefragt)

E. Mainoni, Staatssekretär im BM für Verkehr, Innovation und Technologie

W. Klasnic, Landeshauptmann, Land Steiermark (angefragt)

Firmenstrategie hinsichtlich Wasserstoff und Bezug zum HyCentA (Industrial Strategy in Relationship to HyCentA):

G. Meier, R. Adler, LINDE Gas GmbH

W. Wilhelm, MAGNA Steyr Fahrzeugtechnik AG & Co KG

K. Fronius, Fronius International GmbH (angefragt)

Diskussion/discussion

Besichtigung der Anlage (Visit of HyCentA research facilities)

11:30 – 12:30 Mittagessen/lunch

Buffet im Foyer Inffeldgasse 21 A, 8010 Graz

12:30 Bustransfer vom HyCentA zum Messecenter

13:00 – 14:30: Österreichisch- Europäische Kooperationsprojekte (Austrian - European Cooperation Projects)

Vorsitz: A. Dorda, BMVIT, Österreich

Wasserstofftechnologie im Fahrzeugbau: nachhaltig, sauber und leistungsfähig (Hydrogen Technology in Vehicle Design: Sustainable, Clean, and Efficient); R. Freymann, BMW Group Forschung und Technik, Deutschland

STORHY – Wasserstoff-Speichersysteme für automotiv Anwendungen (Hydrogen Storage Systems for Automotive Application); G. Krainz, Magna Steyr Fahrzeugtechnik, Österreich

HyICE – Hydrogen Internal Combustion Engine; H. Eichlseder, TU Graz, Österreich

Discussion/Diskussion

14:30 – 15:00 Pause/break, Postersession

15:00 – 17:00: Podiumsdiskussion und Schlusswort (Round Table Discussion and Summary)

Wasserstoff - Chancen für Österreich? (Hydrogen - Challenges in Austria?)

ARCS (E. Gornik), AVL (J. Affenzeller), BMVIT (T. Zillner, A. Dorda), BMWA (G. Vones), HyCentA (M. Klell), Joanneum Research (B. Pelzl), Linde (R. Adler), Magna Steyr (P. Egger), OMV (W. Böhme), StGW (D. Bayen)

Moderation: J. Spitzer (Joanneum Research)

Schlusswort

J. Spitzer (Joanneum Research)

POSTERSESSION

Wasserstoff-Freifformtanktechnik durch Kryoadsorption, R.Claassen, alp²s fuel cell systems, Österreich

Entwicklung eines einfachen Wasserstoff-Verflüssigers, D. Kirsten, T. Eisel, Ch. Haberstroh, H. Quack, Technische Universität Dresden, Deutschland

Lecksuche und Dichtheitsprüfung an Wasserstoff-Systemen wie z.B. Brennstoffzellen und Wasserstoff-Fahrzeugen, M. Block, Sensistor Technologies GmbH, Deutschland

Polymergestützte wasserstofftransparente Folien in der Brennstoffzellentechnologie, T. Hejze, J. O. Besenhard,; A. Zankel, F. Hofer, TU-Graz, Österreich

Alkaline Fuel Cell-Battery Hybrid Systems with Ammonia Cracker, T. Hejze, G. Faleschini, M. Cifrain, V. Hacker, G. Koscher, K. Kordesch, TU-Graz, Austria; R. R. Aronsson, Apollo Energy Systems Inc., USA

AVL Brennstoffzellen-Engineering / "Powertrain Engineering", P. Prenninger, AVL List GmbH, Österreich

IntegratedProject STORHY - Hydrogen Storage Systems forAutomotive Application, V. Strubel, I. Stefan, MAGNA STEYR, Austria

BZ-Core Groups, Projekt des A3-Technologieprogramms "Austrian Advanced Automotive Technology" des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie, N. Stelzer, Österreich

60 Monate Betriebserfahrung der ARGE - BRENNSTOFFZELLE mit SOFC- und PEM-Brennstoffzellen-Heizgeräten, H. Wilk, Energie AG OÖ, Austria; R. Zappe, Ing. J. Kraus, Erdgas OÖ GmbH & Co KG, Österreich

Photovoltaik-Brennstoffzellen Hybridanlage zur ganzjährigen, netzunabhängigen Stromversorgung, F. Reithuber HTL Steyr, Austria; H. Wilk Energie AG Oberösterreich, Austria; E. Wahlmüller Fronius International GmbH, Österreich

Hydrogen Production by Dark Fermentation Using Biomass as Raw Material - an Overview, W. Schnitzhofer, R. Hopf, F. Accettola, W. Ahrer, Profactor Produktionsforschungs GmbH, Austria

HYVOLUTION - Non-Thermal Production of Pure Hydrogen from Biomass, P.A.M.Claassen, T. de Vrije, A. Friedl, W. Wukovits, W. Ahrer, Profactor Produktionsforschungs GmbH, Austria

Die „Erste Österreichische Wasserstoff-Konferenz“ wird im Rahmen von Projekten folgender Auftraggeber durchgeführt



Sponsoren für die „Erste Österreichische Wasserstoff-Konferenz“ sind:





in Kooperation mit dem



Erste Österreichische Wasserstoff-Konferenz

10. – 11. Oktober 2005, Messecenter Graz, Österreich

Anmeldung zur Teilnahme

Anmeldeschluss: 30. September 2005

JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH

Frau Monika Adamek

Elisabethstrasse 5, A-8010 Graz, Austria

Tel: +43 316 876 1338; Fax: +43 316 876 1320; E-mail: wasserstoff@joanneum.at;
<http://www.joanneum.at/ief/wasserstoff>

-
- Teilnahme „Erste Österreichische Wasserstoff-Konferenz“
 - Teilnahme Eröffnung HyCentA am 11.10.2005 (vormittags)
 - Teilnahme an der Abendveranstaltung am 10.10.2005

Name:.....

Firma:.....

Adresse:.....

Telefon:..... Fax:.....

E-mail:.....

Konferenzbeitrag:

- Normaltarif: € 350,-
- Studenten: € 100,-
- Sponsoren: frei
- Fachbeiträge (Vortragender, Posterautor): frei

Zahlungsdetails:

Kreditkarte

- VISA
- MASTERCARD

Betrag in €

Kartenummer:

Kreditkarteninhaber:

Gültig bis

Unterschrift:.....

Banküberweisung

Bei Banküberweisung muss der Konferenzbeitrag ohne Spesenabzug bis spätestens 15.09.2005 bei JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft eingelangt sein.

Kennwort: Wasserstoff

Bank: Steiermärkische Bank und Sparkassen AG

Bankadresse: Sparkassenplatz 4, Postfach 844, 8011 Graz

Kontoname: JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH

Konto Nr.: 20 200 100 541

BIC/Swift: STSPAT2G

BLZ: 20815

IBAN (EU-Ländern): AT822081520200100541

Teilnehmer

Vorname	Name	Firma	Abteilung
Monika	ADAMEK	JOANNEUM RESEARCH	
Robert	ADLER	Forschungsgesellschaft mbH	Institut für Energieforschung
Josef	AFFENZELLER	Linde Gas GmbH	
Florian	AHAMMER	AVL List GmbH	
Werner	AHRER	Energie AG Oberösterreich	
Amela	AJANOVIC	Profactor Produktionsforschungs	
Franz	AMASEDER	TU Wien	
Gerhard	AMTMANN	BMW Group	
		Grazer Stadtwerke AG	Bereich Verkehr
		Bundesministerium für Land- und	Abteilung V/5 -
		Forstwirtschaft, Umwelt und	Verkehr/Mobilität/Siedlungses
Heinz	BACH	Wasserwirtschaft	en/Lärm
		MAGNA STEYR	
Guido	BARTLOK	Fahrzeugtechnik AG & Co KG	
Dominique	BAYEN	Steirische Gas-Wärme GmbH	
Matthias	BENDA	Bundesministerium für Wirtschaft	
			Institut für Chemische
Jürgen	BESENHARD	TU Graz	Technologie anorganischer
Heimo T.	BLATTNER	Steirische Gas-Wärme GmbH	
Matthias	BLOCK	Sensistor Technologies GmbH	
			Arbeitsgruppe
Thomas	BOGNER	Österreichische Energieagentur	"Energiesysteme der Zukunft"
Walter	BÖHME	OMV AG	
Maria	BRANDL	Kurier	
Peter	CLAASSEN	ALPPS Fuel Cell Systems GbmH	
Mary-Rose	DE VALLADARES	IEA HIA	M.R.S. Enterprises LLC
Gabriele	DEHN	TU Dresden	Lehrstuhl für Kälte- und
		JOANNEUM RESEARCH	
Hans	DERMOUZ	Forschungsgesellschaft mbH	Institut für Energieforschung
		Bundesminsiterium für Verkehr,	Abteilung III / I 7 - Mobilitäts-
Andreas	DORDA	Innovation und Technologie	und Verkehrstechnologie
		Bundesministerium für Verkehr,	Abteilung III / I 7 - Mobilitäts-
Christian	DRAKULIC	Innovation und Technologie	und Verkehrstechnologie
Peter	EGGER	Magna Steyr	
		UC DAVIS - University of	Institute of Transportation
Anthony R.	EGGERT	California	Studies - UCD, Hydrogen
			Institut für
Helmut	EICHLSEDER	TU Graz	Verbrennungskraftmaschinen
Manfred	ENENGL	OÖ Technologie- und Marketing	
		MAGNA STEYR	
Angelika	FRANTSITS	Fahrzeugtechnik AG & Co KG	
Konrad	FREYBORN	ARC Seibersdorf research	
Raymond	FREYMANN	BMW Group Forschung und	Forschungs- und
Erich	GORNIK	Austrian Research Centers	
		HEW - Hamburgische	Regenerative
Holger	GRUBEL	Electricitäts-Werke AG	Energiesysteme
Reinhard	HAAS	TU Wien	
Reinhard	HABERFELLNER	TU Graz	
Christoph	HABERSTROH	TU Dresden	Lehrstuhl für Kälte- und
Heinz	HACKL	Fronius	
		MAGNA STEYR	
Kurt	HAMETNER	Fahrzeugtechnik AG & Co KG	
			Institut für
Rainer	HASLACHER	TU Graz	Verbrennungskraftmaschinen

Teilnehmer

Thomas	HEJZE	TU Graz	Institut für Chemische Technologie anorganischer
Katsuhiko	HIROSE	Toyota Motor Corporation	Higashifuji Technical Center
Natascha	HUBER	ALPPS Fuel Cell Systems GbmH	
Monika	HUTTER	Cargo Patner AG	
		JOANNEUM RESEARCH	
Gerfried	JUNGMEIER	Forschungsgesellschaft mbH	Institut für Energieforschung OM-Team Steiermark
Dieter	KARRER	BIG Services	Nord/Universitäten
Karl	KIENZL	Umweltbundesamt GmbH	
Wolfram	KIRCHWEGER	TU Graz	Institut für Verbrennungskraftmaschinen
David	KIRSTEN	TU Dresden	Lehrstuhl für Kälte- und
Waltraud	KLASNIC	Amt der Steiermärkischen	
Manfred	KLELL	HyCentA Research GmbH	
Elisabeth	KNOGLER	BIOVEST GMBH	
		BIG Services	
		Immobilienmanagementgesellsc	
Elisabeth	KOBER	haft des Bundes mbH	
		BIG Services	
		Immobilienmanagementgesellsc	
Stefan	KOVAC	haft des Bundes mbH	
		JOANNEUM RESEARCH	
Kurt	KÖNIGHOFER	Forschungsgesellschaft mbH	Institut für Energieforschung
Günter	KÖNIGSREITER	AUSTRIAN AEROSPACE	
Günter	KRAINZ	Magna Steyr Fahrzeugtechnik	
Peter	KRUMEICH	DI. Krumeich & Partner	
Franz Ernst	LEICHTFRIED	BIOVEST GMBH	
Norbert	MACHAN	Steirische Gas-Wärme GmbH	
			Institute for Environment and Sustainability, Emissins and Health Unit
Vincent	MAHIEU	CCR ISPRA	
Günter	MAIER	Linde Gas GmbH	
		Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie	
Eduard	MAINONI	Grazer Stadtwerke AG	
Wolfgang	MALIK	Technova Inc.	
Akiteru	MARUTA		
Dieter	MESSNER	TU Graz	Institut für Verbrennungskraftmaschinen
Franz-Xaver	MITTERMAIER	BMW Group	Abteilung EM-7
Daigoro	MORI	Toyota Motor Corporation	Higashifuji Technical Center
		JOANNEUM RESEARCH	
Edmund	MÜLLER	Forschungsgesellschaft mbH	Geschäftsführung
Siegfried	NAGL	Bürgermeister	Rathaus
		Amt der Steiermärkischen	Abteilung 3 Wissenschaft und
Alexandra	NAGL	Landesregierung	Forschung
Stephan	OBLASSER	TIWAG - Tiroler Wasserkraft AG	
Frank	OCHMANN	BMW Group	
		JOANNEUM RESEARCH	
Bernhard	PELZL	Forschungsgesellschaft mbH	Geschäftsführung
Doris	POLLAK	FFG	Bereich Basisprogramme
Kurt	POLLAK	OMV AG	
Peter	PRENNINGER	AVL List GmbH	
Ernst	PUCHER	TU Wien	
		Amt der Steiermärkischen	Abteilung 3 Wissenschaft und
Andrea	PUTZ	Landesregierung	Forschung

Teilnehmer

Friedrich Gerhard	QUISSEK RANEGGER	Magna Steyr Fahrzeugtechnik Hoerbiger ValveTec GmbH	
Matthias Marieke Michael Andreas Edgar	REBERNIK REIJALT SCHEERER SCHENNER SCHIEBEL	TU Graz European Hydrogen Association ARC Seibersdorf research Bitter GmbH ARC systems research GmbH JOANNEUM RESEARCH	Institut für Verbrennungskraftmaschinen
Bernhard Wolfgang Gerald Freia Peter Alexander Ernst Peter Thorsteinn I.	SCHLAMADINGER SCHNITZHOFER SCHÖPFER SCHULZ SEEMANN SEKANINA SEMERAD SENGSTBRATL SIGFUSSON	Forschungsgesellschaft mbH Profactor Produktionsforschungs Steiermärkische BMW Group EBNER Industrieofenbau TU Wien ARC Seibersdorf research Magna Steyr Fahrzeugtechnik IPHE JOANNEUM RESEARCH	Institut für Energieforschung
Willibald Bernhard	SIMMA SPIEGEL	Forschungsgesellschaft mbH Hoerbiger Ventilwerke GmbH & JOANNEUM RESEARCH	
Josef Marc Ingo Nils Klaus Hans	SPITZER STEEN STEFAN STELZER STRUNZ SÜNKEL	Forschungsgesellschaft mbH Magna Steyr Fahrzeugtechnik ARC Seibersdorf research TÜV Österreich TU Graz BIG Services Immobilienmanagementgesellsc haft des Bundes mbH	Institut für Energieforschung
Franz Hans Jörg Gerald	VIEGHOFER VOCK VONES	Diamond Lite SA Bundesministerium für Wirtschaft JOANNEUM RESEARCH	Sektion VIII - Energie -
Hans-Peter Herbert Erich Roland Klaus	WEINGAND WEINGARTMANN WEISSENSTEINER WENNINGER WENZEL	Forschungsgesellschaft mbH Universität für Bodenkultur Linde Gas GmbH Linde Gas GmbH BMW Group JOANNEUM RESEARCH	Institut für Landtechnik
Anton Frank Werner Heinrich	WENZEL WIES WILHELM WILK	Forschungsgesellschaft mbH ROTAREX AUTOMOTIVE S.A. Magna Steyr Fahrzeugtechnik Energie AG Oberösterreich	Institut für Energieforschung
Andreas Hartmut Bruno	WIMMER WINKLER WISCHIN	TU Graz TU Dresden TÜV Österreich	Institut für Verbrennungskraftmaschinen Lehrstuhl für Kälte- und
Gabor Attila	WITTMANN	TU Graz JOANNEUM RESEARCH	Institut für Verbrennungskraftmaschinen
Susanne	WOESS-GALLASCH	Forschungsgesellschaft mbH	Institut für Energieforschung Umwelttechnik und technische Biowissenschaften
Walter Reiner	WUKOVITS WURSTER	TU Wien L-B-Systemtechnik GmbH	

Teilnehmer

Christine	ZACH	ÖAMTC AKADEMIE	
Theodor	ZILLNER	Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie	Energie- und Umwelttechnologien
Dieter	MEISSNER	FH Wels	
Erich	KNY	ARC Seibersdorf research	
Pamela	KRITZINGER		

Öko-Wasserstoff in Österreich

G. Jungmeier, K. Könighofer, J. Spitzer

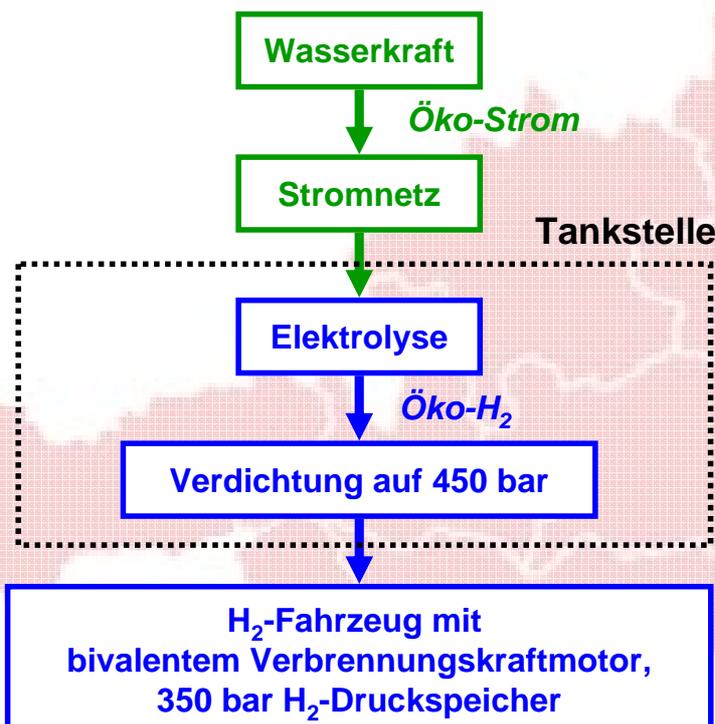
Erste österreichische Wasserstoff-Konferenz

10 – 11. Oktober 2005, Graz, Messecenter

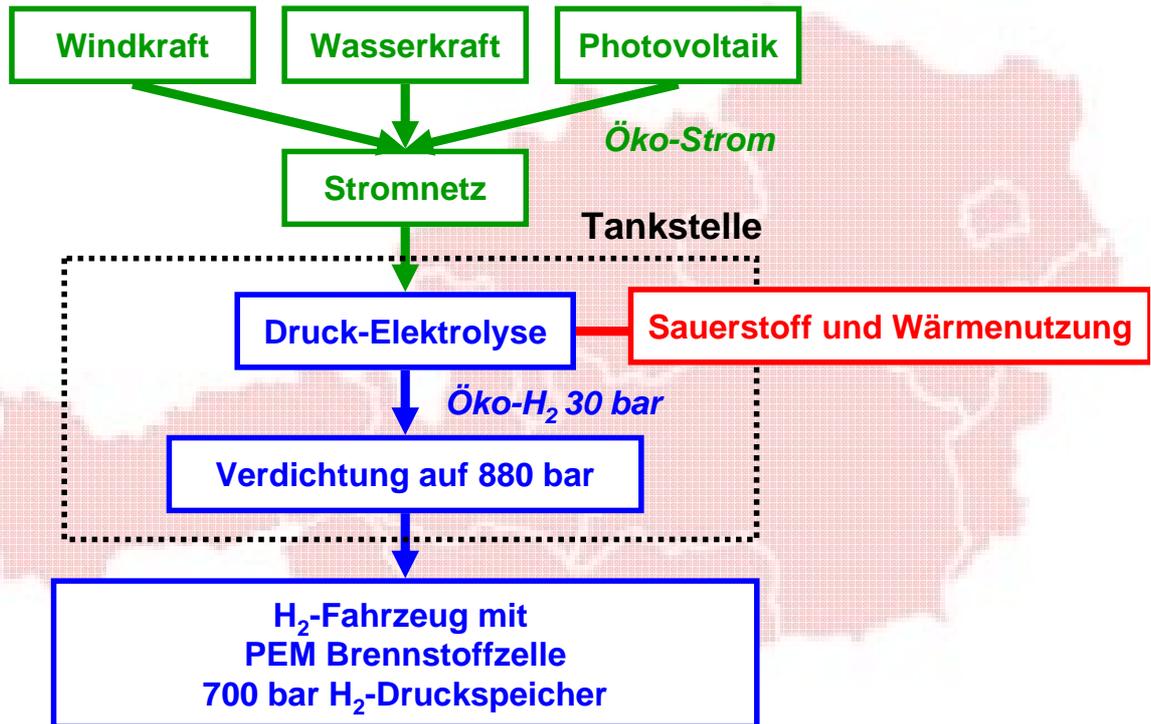
Wasserstoff aus erneuerbarer Energie in Österreich - Ein Energieträger der Zukunft?

Analyse **energiewirtschaftlicher Optionen** für die Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff aus erneuerbarer Energie („Öko-H₂“) in Österreich

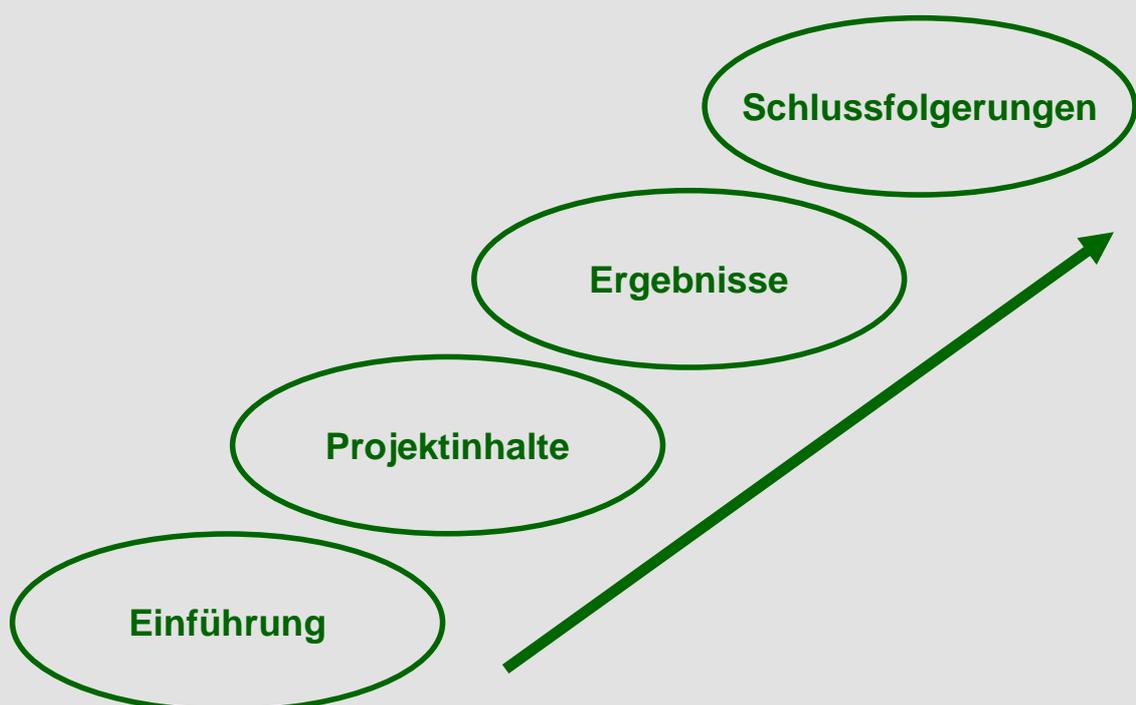
mit **Identifizierung von Demoprojekten** für ein energieeffizientes und flexibles Öko-H₂ Energiesystem



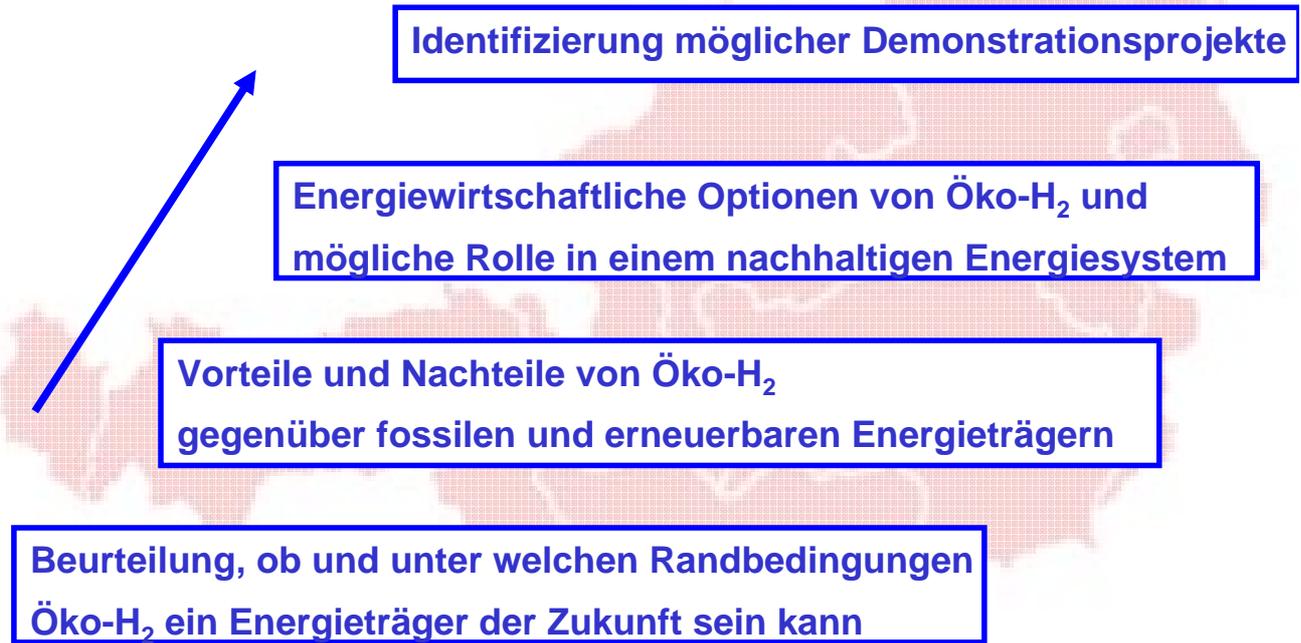
Langfristig interessante energie- wirtschaftliche Option: Transportdienstleistung



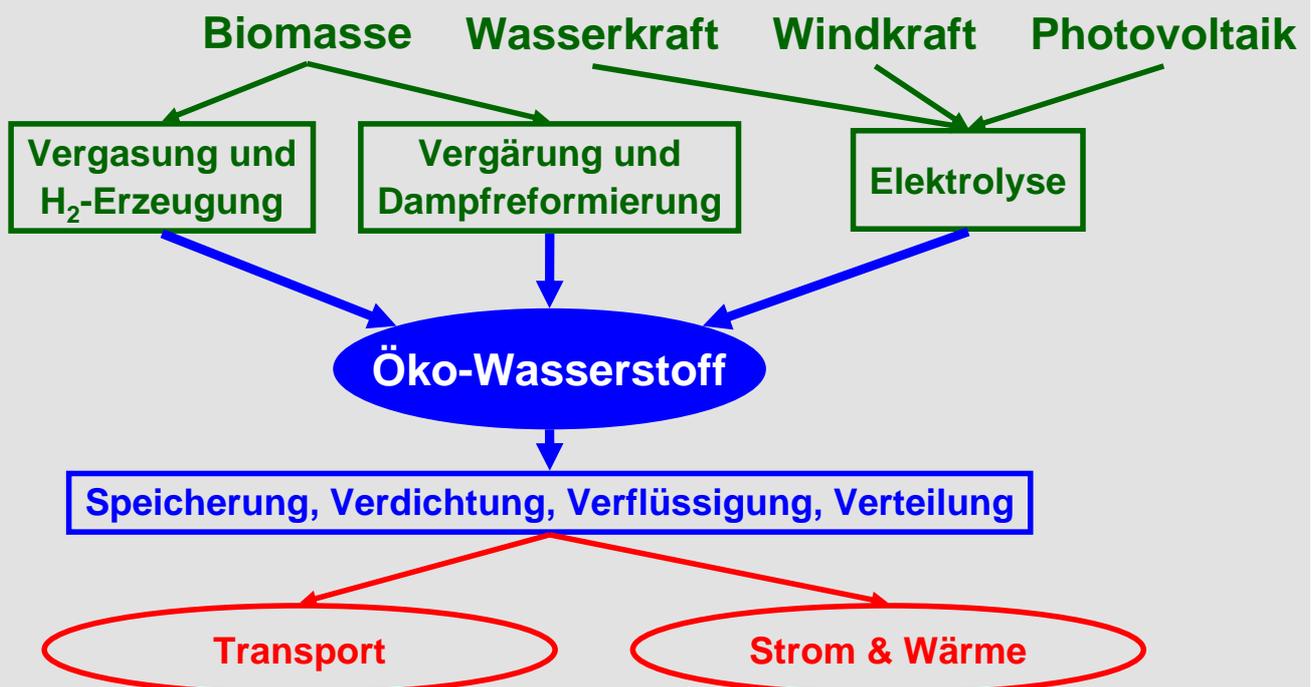
Übersicht



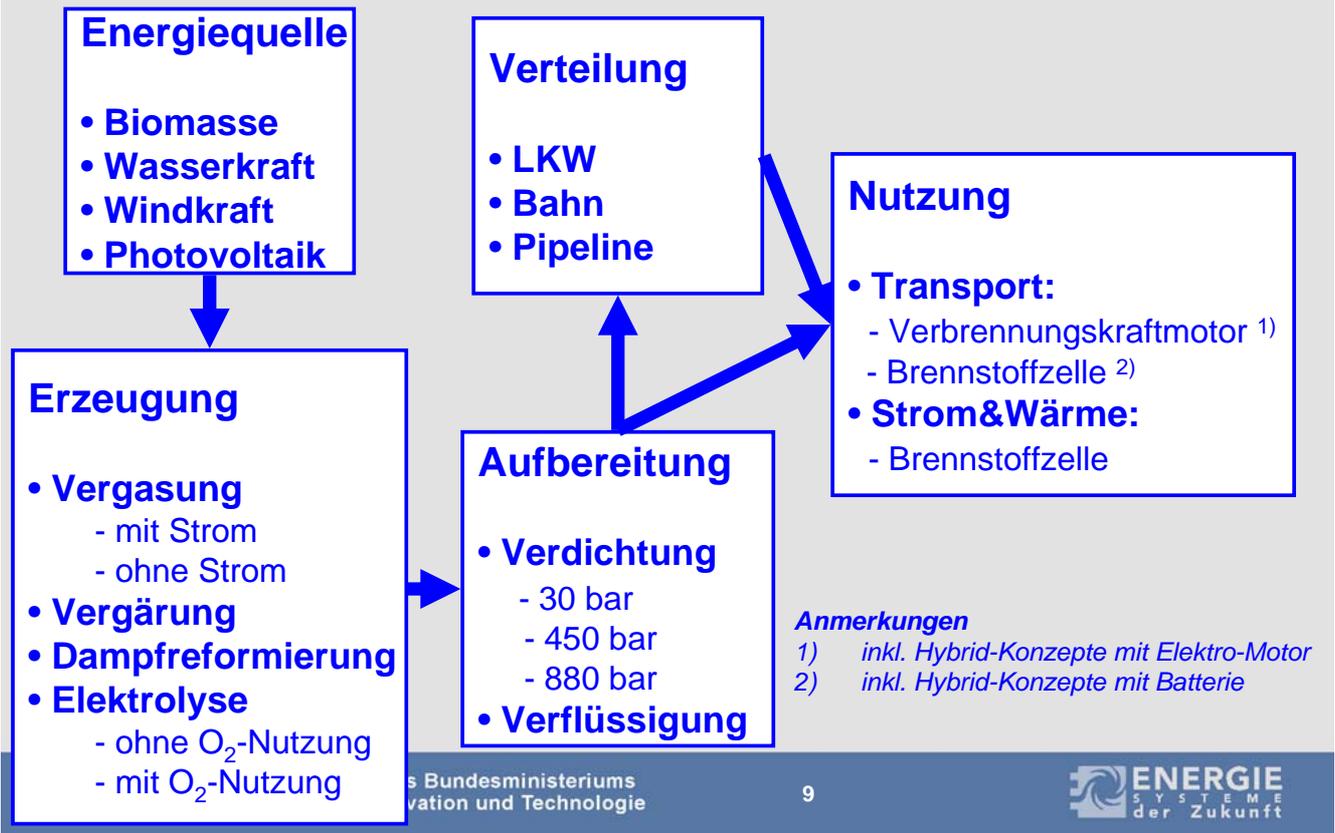
Ziele des Projektes



Öko-H₂-Energiesysteme zur Bereitstellung für Transport und Strom&Wärme



Übersicht: Öko-H₂-Energiesysteme



Referenz-Energiesysteme zum Vergleich mit Öko-H₂

Transport:

- Diesel-PKW
- Erdgas/Biogas-PKW
- Elektro-PKW
- Fischer-Tropsch-Diesel-PKW
- H₂ aus Erdgas - Brennstoffzellen-PKW

Strom- und Wärme:

- Erdgas/Biogas-BHKW
- H₂ aus Erdgas - Brennstoffzellen-BHKW
- direkte Öko-Strom-Nutzung
- Öko-Strom und Holzpellets

Anzahl der untersuchten Öko-H₂-Energiesysteme und Referenzsysteme

Anwendung	Öko-Wasserstoff (indirekte Nutzung)
	Technologie 2005/2050
Transport	16/7
Strom&Wärme	8/0
Gesamt	24/7

Anzahl der untersuchten Öko-H₂-Energiesysteme und Referenzsysteme

Referenz - Energiesysteme

Anwendung	Öko-Wasserstoff (indirekte Nutzung)	Erneuerbare Energie (direkte Nutzung)
	Technologie 2005/2050	Technologie 2005/2050
Transport	16/7	7/6
Strom&Wärme	8/0	8/0
Gesamt	24/7	15/6

Anzahl der untersuchten Öko-H₂-Energiesysteme und Referenzsysteme

Referenz - Energiesysteme

Anwendung	Öko-Wasserstoff (indirekte Nutzung)	Erneuerbare Energie (direkte Nutzung)	Fossile Energie (direkte & indirekte Nutzung)
	Technologie 2005/2050	Technologie 2005/2050	Technologie 2005/2050
Transport	16/7	7/6	4/4
Strom & Wärme	8/0	8/0	1/0
Gesamt	24/7	15/6	5/4

Methode zum Vergleich der Energiesysteme

Öko-Wasserstoff Energiesystem



Methode zum Vergleich der Energiesysteme

Öko-Wasserstoff
Energiesystem

Erneuerbare Energie

Öko-H₂
Erzeugung

Transport
Speicherung
Verteilung
Umwandlung

Referenz-Energiesysteme

Direkte Nutzung
erneuerbarer Energie

Erneuerbare Energie

Transport
Speicherung
Verteilung
Umwandlung

Methode zum Vergleich der Energiesysteme

Öko-Wasserstoff
Energiesystem

Erneuerbare Energie

Öko-H₂
Erzeugung

Transport
Speicherung
Verteilung
Umwandlung

Referenz-Energiesysteme

Direkte Nutzung
erneuerbarer Energie

Erneuerbare Energie

Transport
Speicherung
Verteilung
Umwandlung

Fossiles
Energiesystem

Fossile Energie

Transport
Speicherung
Verteilung
Umwandlung

Die 7 Leitprinzipien nachhaltiger Technologie-Entwicklung	Bewertung bzw. Indikator
1. Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung	qualitativ
2. Prinzip der Nutzung erneuerbarer Ressourcen	MJ _{erneuerbare Primärenergie} CO ₂ -Äq Emissionen
3. Effizienzprinzip	MJ _{fossile & erneuerbare Primärenergie}
4. Prinzip der Recyclingfähigkeit	kg nicht recyclingfähiger Materialaufwand
5. Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adaptionfähigkeit und Lernfähigkeit	qualitativ
6. Prinzip der Fehlertoleranz und Risikovorsorge	qualitativ
7. Prinzip der Sicherung von Arbeit, Einkommen und Lebensqualität	€ Arbeitsplätze, qualitativ

Beispiel: Öko-H₂ Brennstoffzellen-Fahrzeug vs. Elektrofahrzeug vs. Diesel-Fahrzeug

Die 7 Leitprinzipien nachhaltiger Technologie-Entwicklung	Öko-H₂ BZ-PKW	Öko-Strom Fahrzeug	Diesel-Fahrzeug
1. Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung (qualitativ)	0	-	+
2. Prinzip der Nutzung erneuerbarer Ressourcen (g CO ₂ -Äq/km)	34	17	138
3. Effizienzprinzip (kWh _{fossil} /km)	0,08	0,04	0,48
4. Prinzip der Recyclingfähigkeit (g _{nicht recyclingfähig} /km)	31	13	7
5. Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adaptionfähigkeit und Lernfähigkeit (qualitativ)	+	0	0
6. Prinzip der Fehlertoleranz und Risikovorsorge (qualitativ)	0	+	0
7. Prinzip der Sicherung von Arbeit, Einkommen, Lebensqualität (€/km, qualitativ)	0,4	0,04	0,03

Beispiel: Öko-H₂ Brennstoffzellen-Fahrzeug vs. Elektrofahrzeug vs. Diesel-Fahrzeug

Die 7 Leitprinzipien nachhaltiger Technologie-Entwicklung	Öko-H ₂ BZ-PKW	Öko-Strom Fahrzeug	Diesel-Fahrzeug
1. Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung (qualitativ)	0	-	+
2. Prinzip der Nutzung erneuerbarer Ressourcen (g CO ₂ -Äq/km)	34	17	138
3. Effizienzprinzip (kWh _{fossil} /km)	0,08	0,04	0,48
4. Prinzip der Recyclingfähigkeit (g _{nicht recyclingfähig} /km)	31	13	7
5. Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adaptionfähigkeit und Lernfähigkeit (qualitativ)	+	0	0
6. Prinzip der Fehlertoleranz und Risikovorsorge (qualitativ)	0	+	0
7. Prinzip der Sicherung von Arbeit, Einkommen, Lebensqualität (€/km, qualitativ)	0,4	0,04	0,03

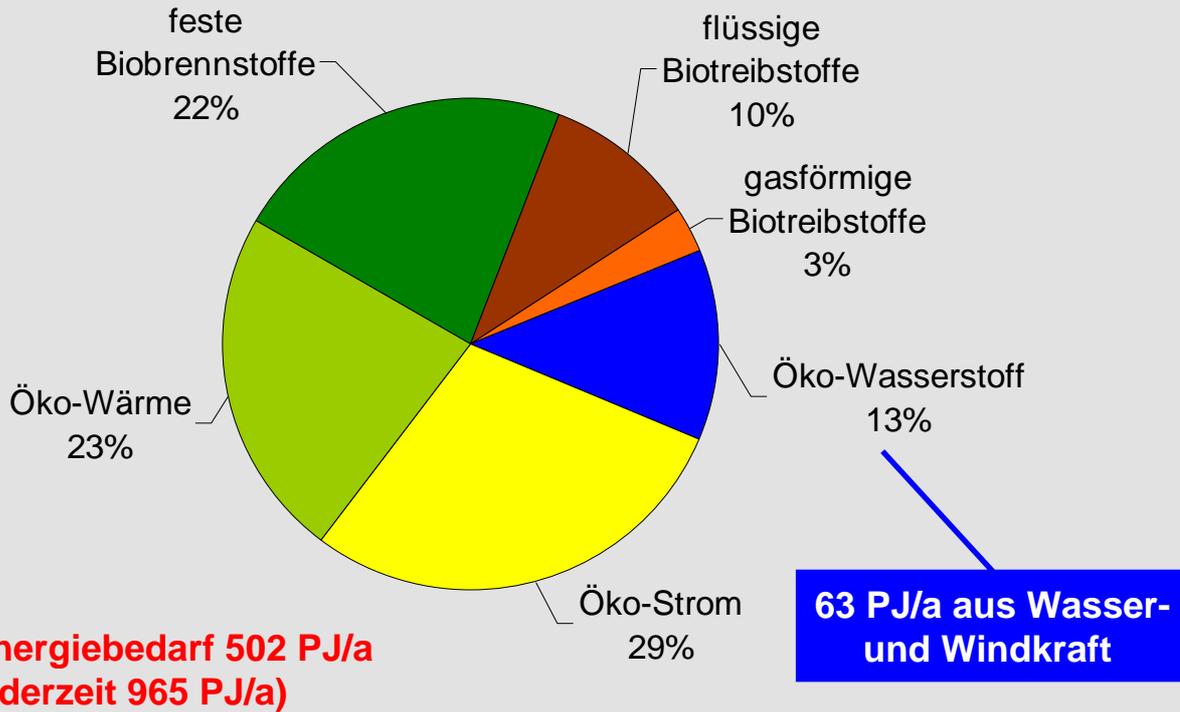
Öko-H₂ im Rahmen der Ziele in der Energiepolitik

- “Energiesparen” - Reduktion Energiebedarf
- Steigerung der Energieeffizienz
- (Weiterer) Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energie
- Reduktion der Treibhausgas-Emissionen
- Reduktion lokaler Emissionen insbesondere NO_x und Feinstaub in Ballungsgebieten
- Nutzung heimischer erneuerbarer Energie

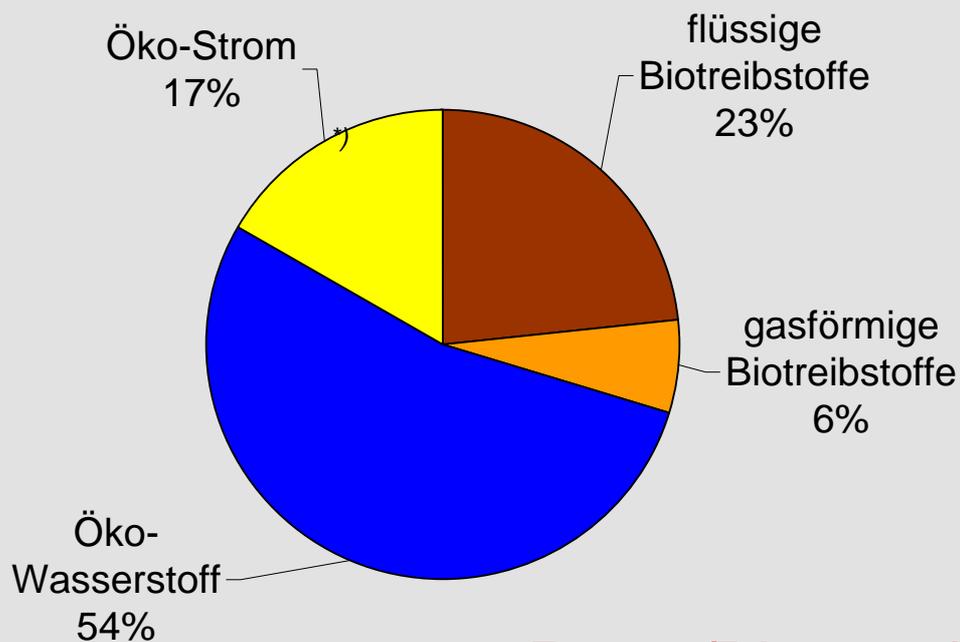


100% Erneuerbare Energie

Szenario: 100% erneuerbare Energie in Österreich



Szenario: 100% Erneuerbare Energie im Verkehrssektor in Österreich



*) inkl. plug-in Hybrid-Konzepte

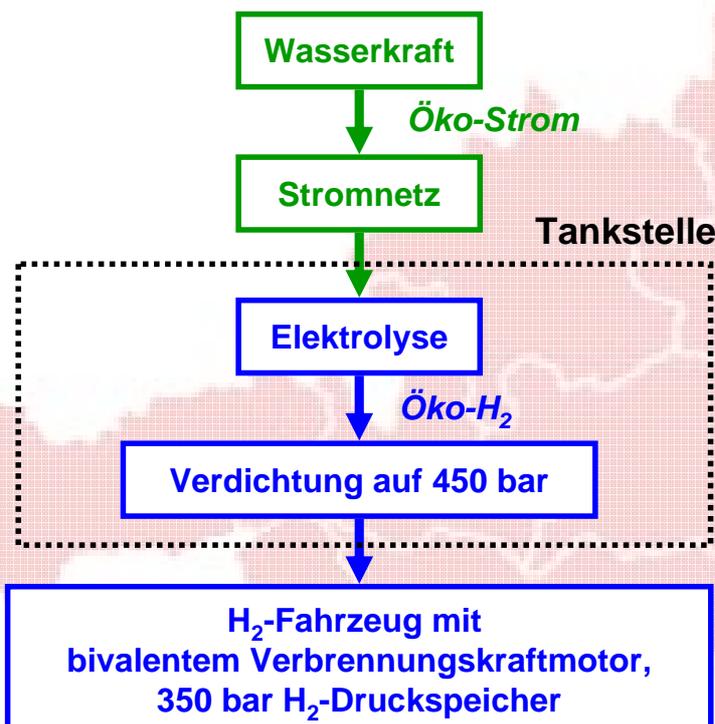
**Transport/Fahrzeugantriebe 117 PJ/a
(derzeit 293 PJ/a)**

Schlussfolgerungen - Übersicht

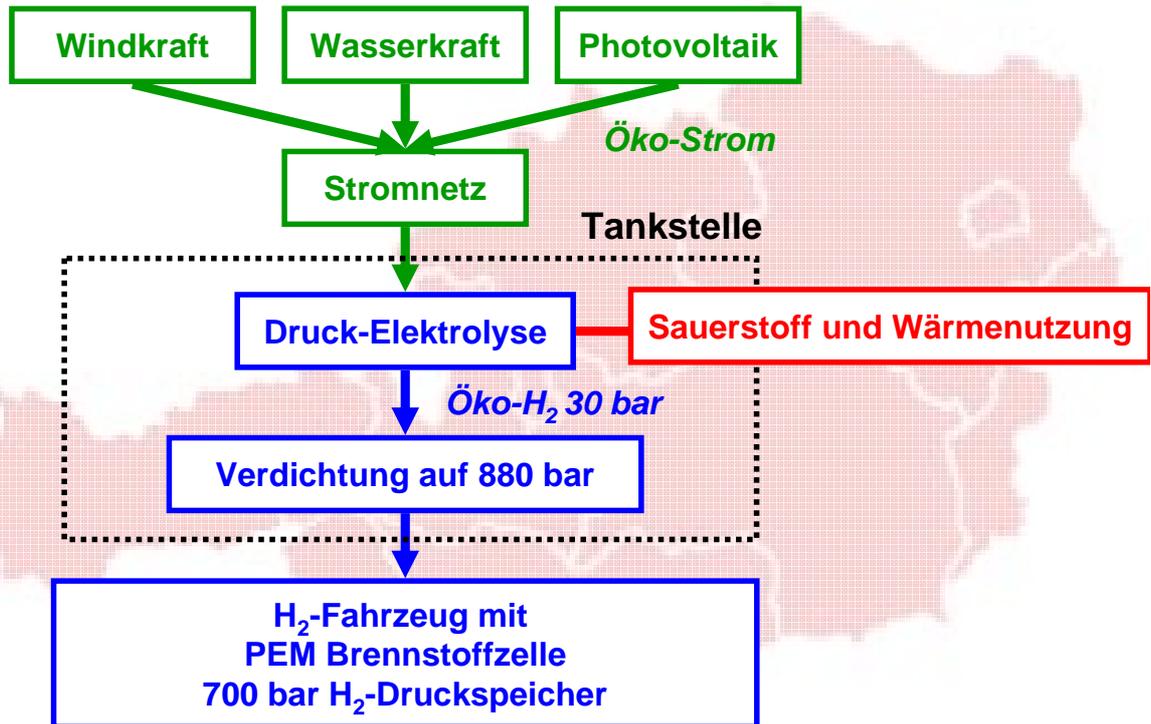
Öko-Wasserstoff
in Österreich

- 1) Strom und Wärme
- 2) Transport
- 3) Erzeugung Öko-Wasserstoff in Österreich
- 4) Speicherung Öko-Strom
- 5) Infrastruktur
- 6) H₂-Fahrzeuge
- 7) H₂-Speicherung im Fahrzeug
- 8) Gesamtwirtschaftliche Sicht

Mittelfristig interessante energie- wirtschaftliche Option: Transportdienstleistung



Langfristig interessante energie- wirtschaftliche Option: Transportdienstleistung



Vorschläge für zukünftige Aktivitäten zu Öko-H₂ in Österreich

Internationale Vernetzung

- EU Hydrogen and Fuel Cell Platform (HFP)
- IEA Hydrogen Implementing Agreement (IEA HIA)
- International Partnership Hydrogen Economy (IPHE)

F&E-Bedarf zu Demonstrations-Projekten

- Internationale Übersicht Öko-H₂-Projekte
- Öko-H₂ aus Elektrolyse mit Windstrom
- Öko-H₂ in Raffinerie
 - Elektrolyse mit Öko-Strom
 - Biogas Co-Feuerung in Erdgas Dampfreformer
- Demonstration Öko-H₂-Fahrzeug

Koordination Nationaler H₂-Aktivitäten:

- Information
- Vernetzung
- Ausbildung

Ausblick

Weitere F&E-Aktivitäten national und international notwendig

langfristig könnten 63 PJ/a Öko-Wasserstoff aus Wind- und Wasserkraft erzeugt werden

Öko-Wasserstoff hat Chancen: in Österreich besonders im Transportsektor

Öko-Wasserstoff ist ein interessanter Energieträger

Wirtschaftliche Aspekte von Öko-Wasserstoff

Amela Ajanovic, Reinhard Haas, Nebojsa Nakicenovic

Wirtschaftliche Aspekte von Öko-Wasserstoff

Überblick:

1. Einleitung
2. Kosten der Wasserstoff-Bereitstellung
3. Wirtschaftlichkeit 2005 stationär und mobil
4. Zukunftsperspektiven – Mobilität
5. Schlussfolgerungen

Wirtschaftliche Aspekte von Öko-Wasserstoff

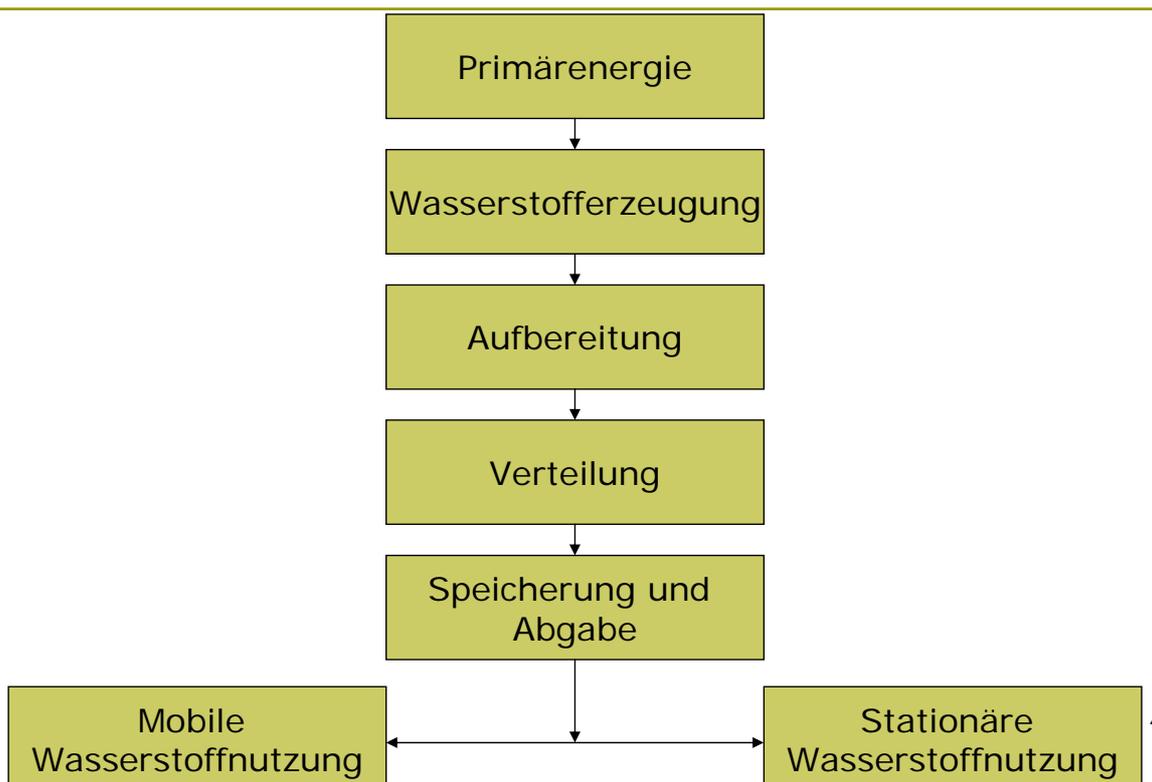
Grundsätzliche Motivation:

Bereitstellung von Energiedienstleistungen
(Mobilität, helle und behaglich warme Räume, stromspezifische Anwendungen)

$$S = f(E, \eta, L, CO_2)$$

3

1. Einleitung: Wasserstoffketten



4

1. Einleitung: Wasserstoffpfade - Mobil

Primärenergie	Erzeugung	Aufbereitung	Verteilung	Speicherung	Abgabe	Nutzung
Wasserkraft	Elektrolyse 5 bar	Verdichtung 450 bar	onsite	H2-Tank 450 bar	Tankstelle	PKW BSZ & PKW H2-VKM
Windkraft						
Photovoltaik						
Biogas	Fermentation und Dampfreformierung	Verdichtung 450 bar	LKW	H2-Tank 450 bar	Tankstelle	PKW BSZ
Biomasse (Holz)	Biomasse Vergasung					
Erdgas	Dampfreformierung	Verdichtung 450 bar	LKW	H2-Tank 450 bar	Tankstelle	PKW BSZ

5

1. Einleitung: Wasserstoffpfade - Stationär

Primärenergie	Erzeugung	Aufbereitung	Verteilung	Speicherung	Nutzung
Wasserkraft	Elektrolyse 30 bar	-	Pipeline	-	BSZ
Windkraft					
Photovoltaik					
Biogas	Fermentation und Dampfreformierung	Verdichtung 30 bar	-	-	-
Biomasse (Holz)	Biomasse Vergasung				
Erdgas	Dampfreformierung	Verdichtung 30 bar	Pipeline	-	BSZ

6

2. Berechnung der Wasserstoffkosten

Wasserstoffkosten:

$$k_{H_2} = \frac{\sum_{j=1}^n IK_j \cdot \alpha_j}{Q} + K_B$$

QMenge H₂

IK_jInvestitionskosten des Moduls j

K_BBetriebskosten

α_jAnnuitätsfaktor des Moduls j

K_{BE}Energiekosten (Strom, Erdgas, Biomasse)

K_{BF}Fixe Betriebskosten

K_{BS}Sonstige variable Betriebskosten

$$K_B = \frac{K_{BE} + K_{BF} + K_{BS}}{Q}$$

Die Kosten für eingesetzte Primärenergie (Strom, Erdgas, Biomasse):

$$K_{BE} = k_{energie} [\text{Euro} / \text{kWh}] \cdot P_{H_2} [\text{kg} / \text{d}] \cdot V_{energie} [\text{kWh} / \text{kg}] \cdot T [\text{h} / \text{a}]$$

7

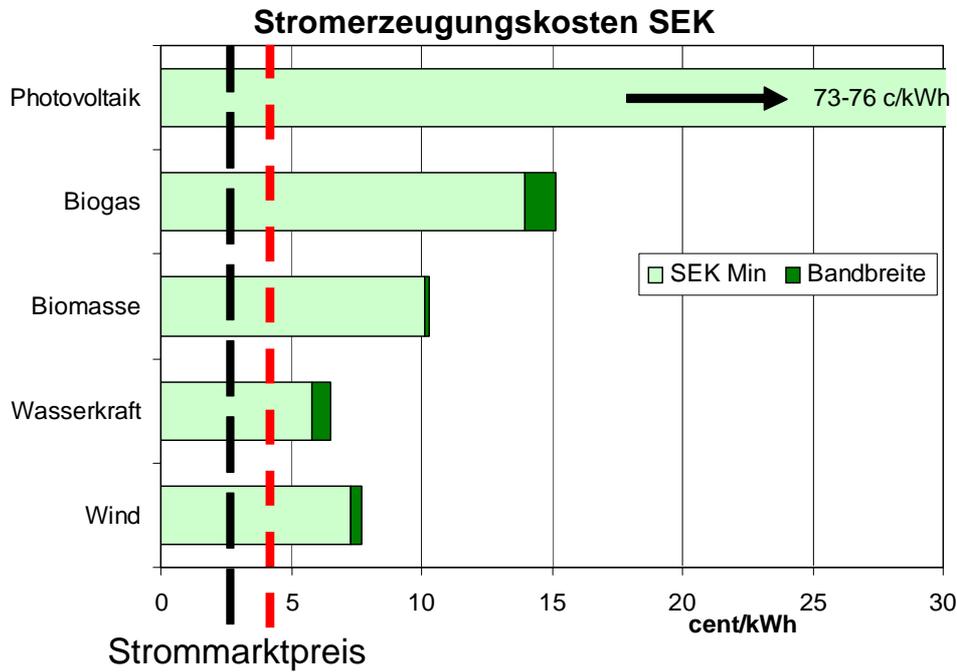
2. Berechnung der Stromerzeugungskosten

$$k_{Strom} = \frac{IK \cdot \alpha + BK}{T_v} + \frac{P_B}{H_u \cdot \eta}$$

- k_{Strom}: Stromerzeugungskosten pro Energieeinheit [c/kWh_{Ele}]
- IK: spezifische Investitionskosten pro installierter Leistung, z.B. [EUR/kW_{el}]
- α: Annuitätenfaktor, berechnet aus Zinssatz z und Lebensdauer LD [-]
- BK: spezifische Betriebskosten pro Kapazität und Jahr, z.B. [EUR/(a.kW_{el})]
- T_v: Volllaststunden pro Jahr [h/a]
- P_B: spezifische Brennstoffkosten pro Einheit Input [cent/kW_hinput]
- η: Wirkungsgrad der Umwandlung von Energieinput zu Output
- H_u: Unterer Heizwert (kWh/kg od. m³)

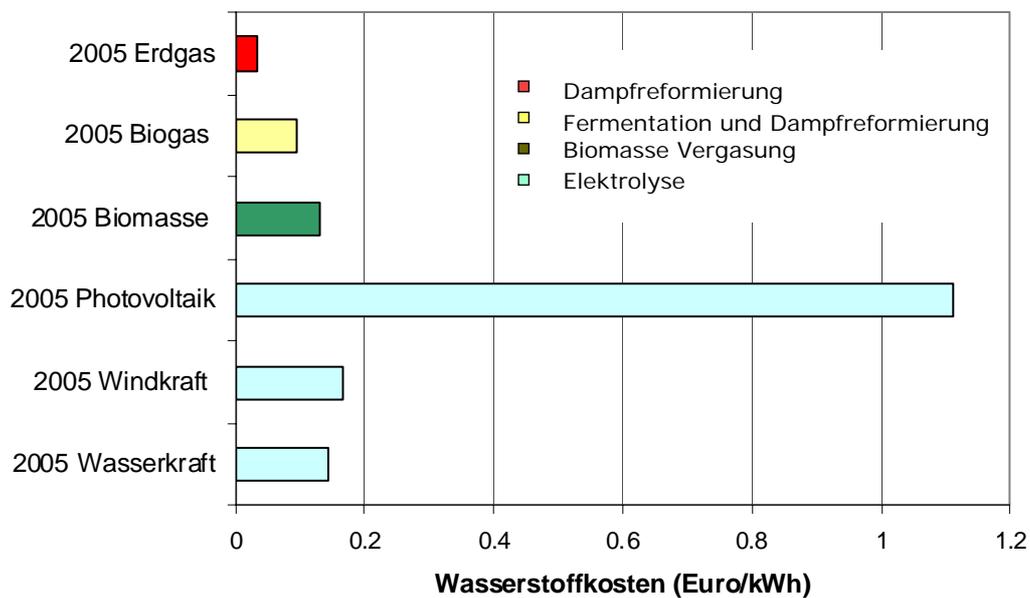
8

2. Stromerzeugungskosten



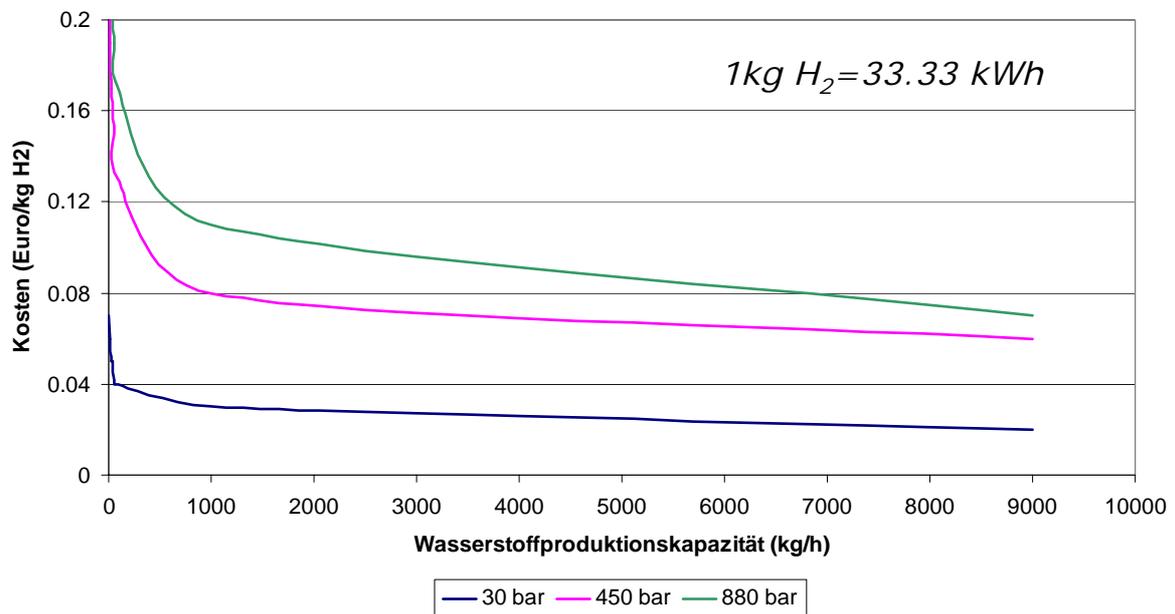
9

2. Überblick: Wasserstoffherstellungskosten



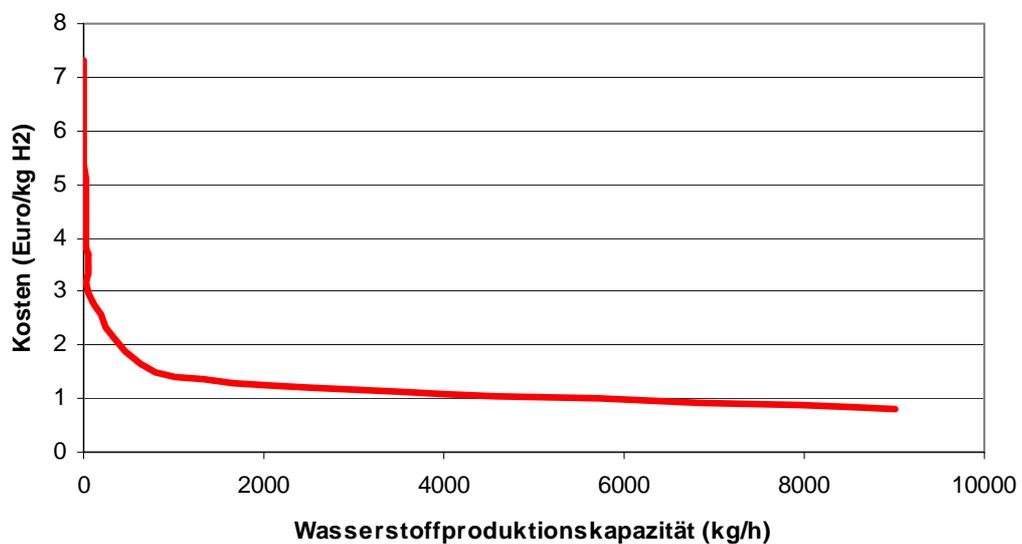
10

2.Kosten der Aufbereitung - Verdichtung



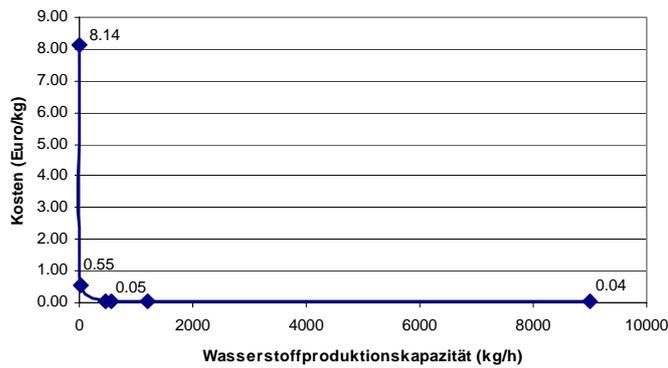
11

2.Kosten der Aufbereitung - Verflüssigung



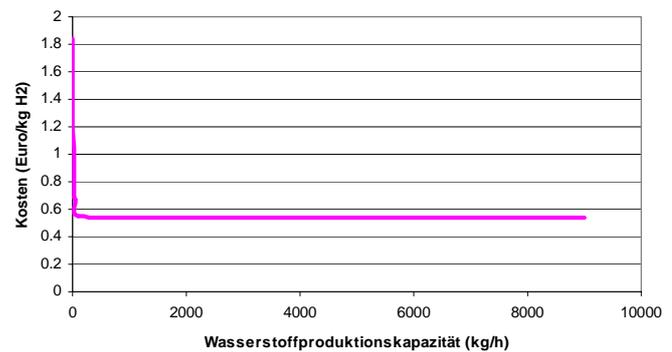
12

2. Wasserstoffverteilung

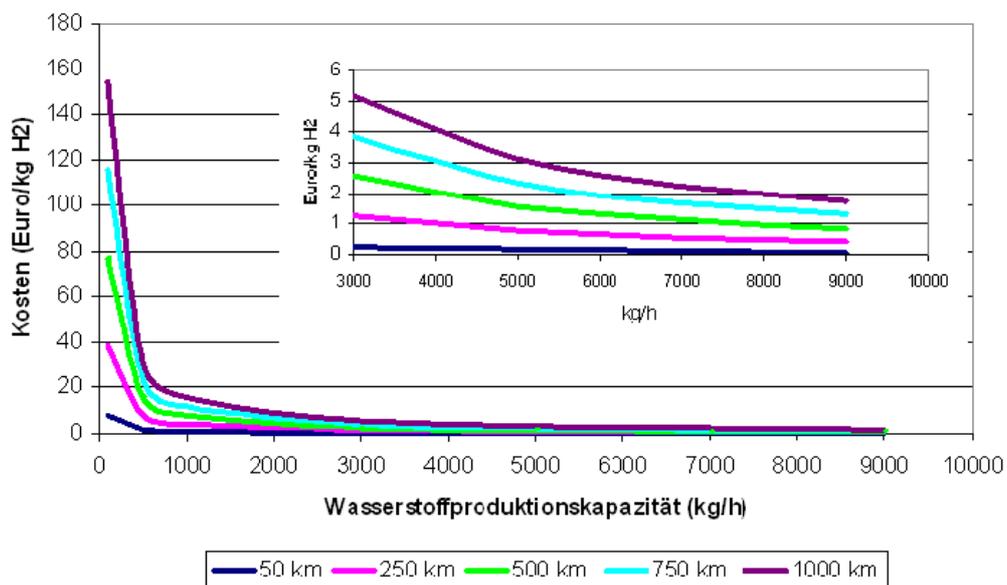


LKW Flüssig-Transport

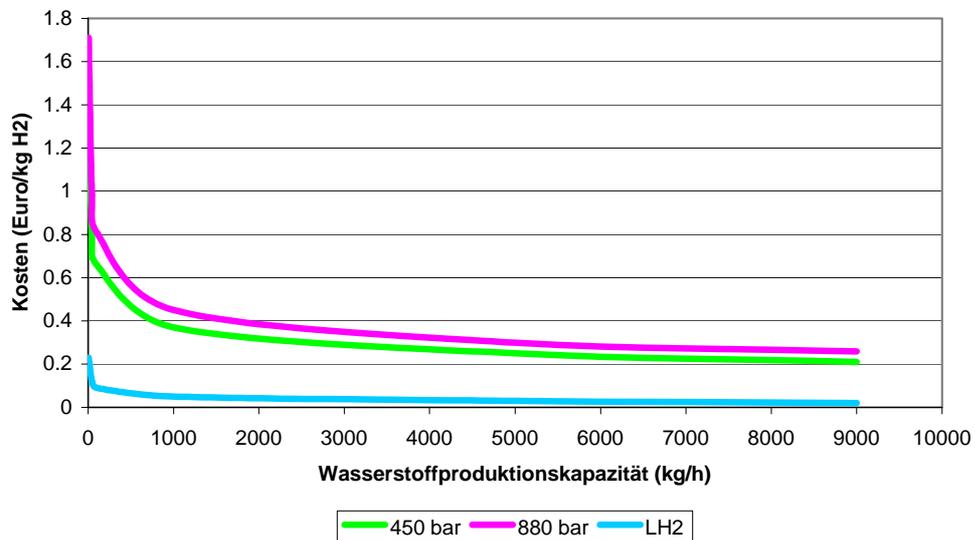
LKW Gas-Transport



2. Wasserstoffverteilung - Pipeline



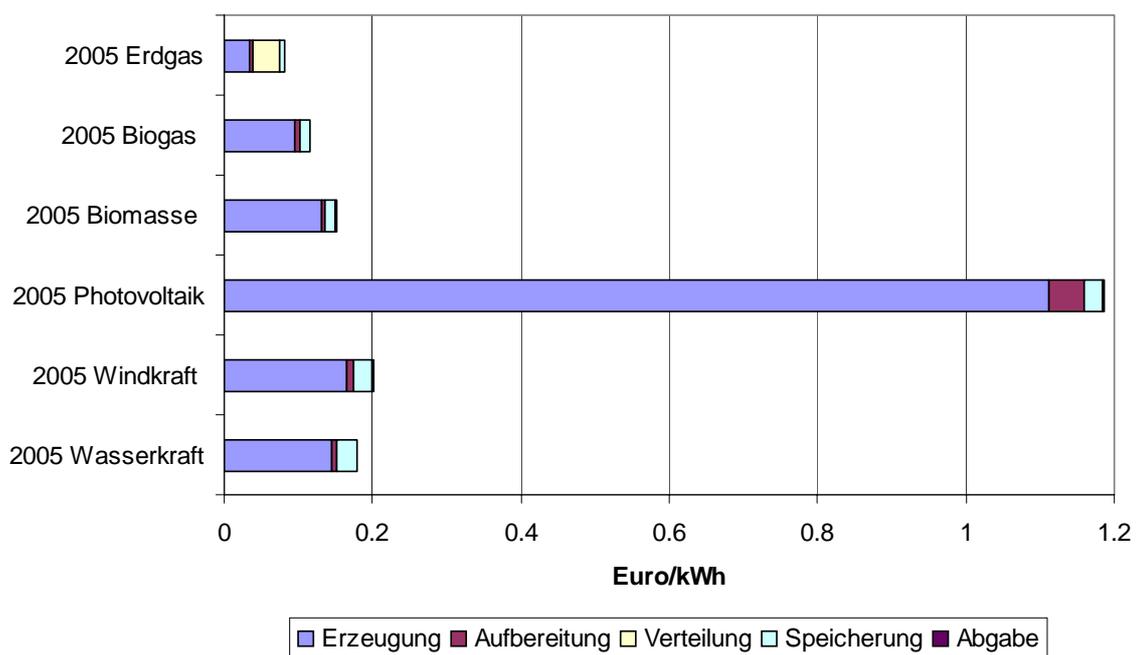
2. Speicherung und Abgabe



15

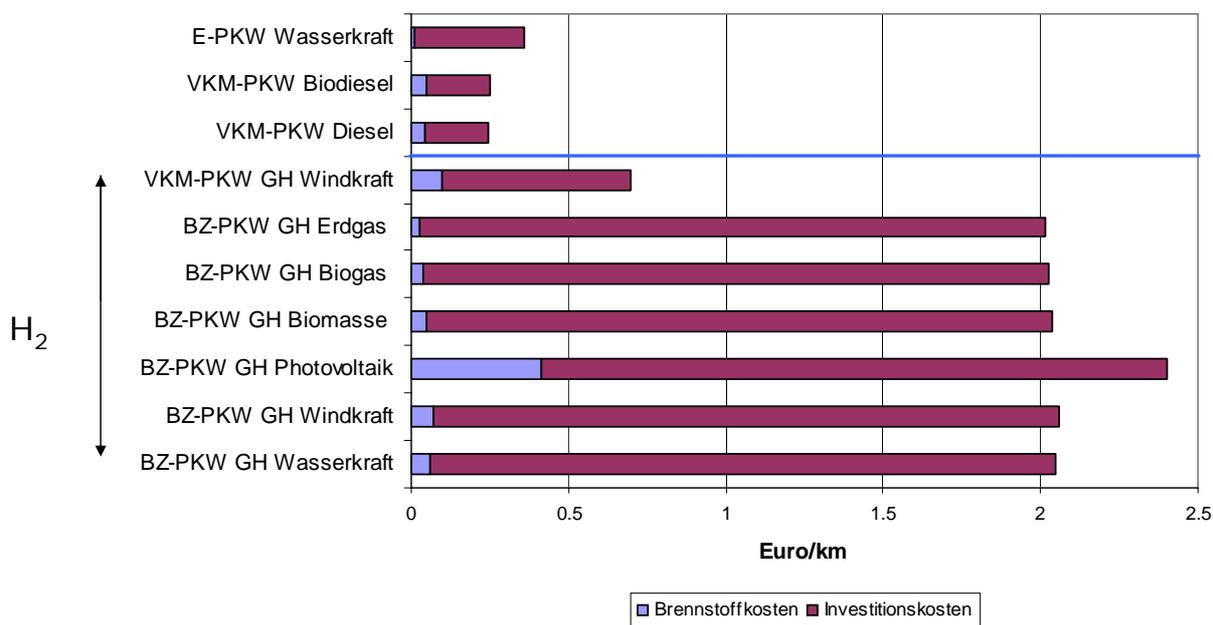
2. Wasserstoffkosten der analysierten Pfade

Kosten der Wasserstoffbereitstellung beim Endverbraucher



16

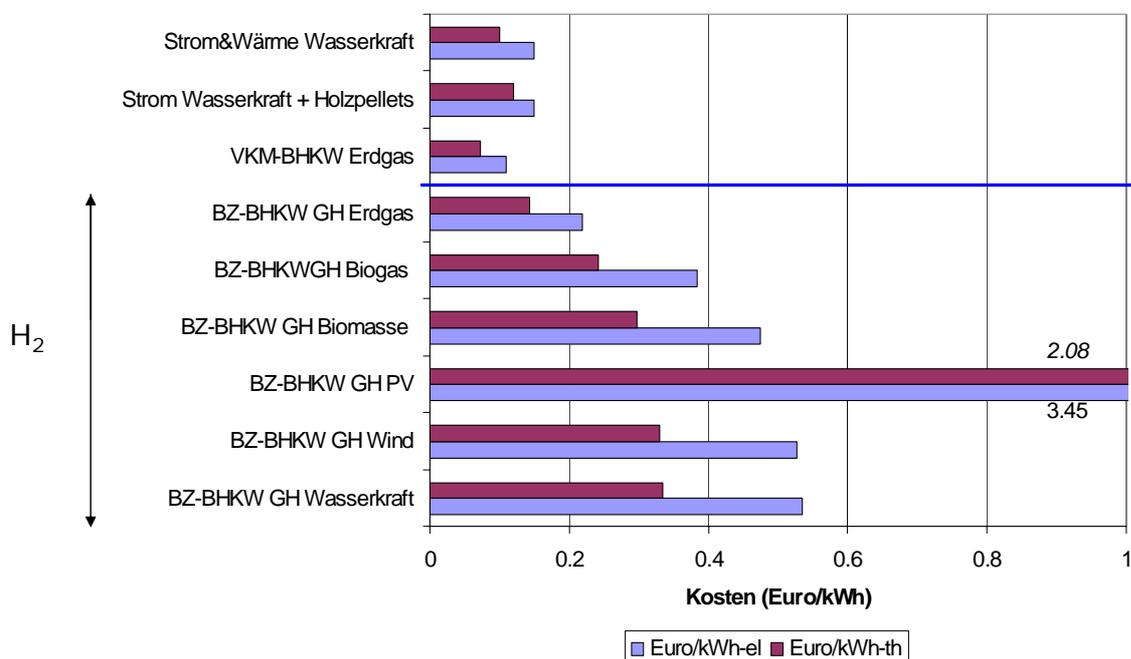
3. Kosten bei der mobilen Wasserstoffnutzung 2005



17

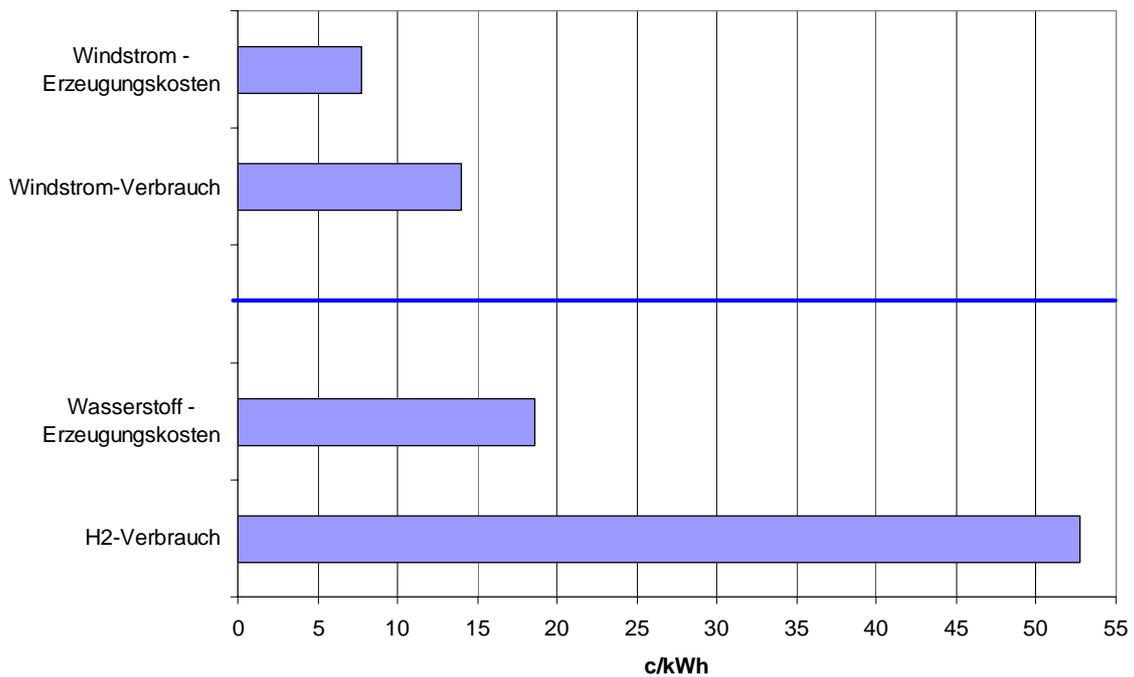
3. Strom- bzw. Wärmegestehungskosten bei stationärer Nutzung 2005

Brennstoffzellen zur Strom/Wärme - Versorgung



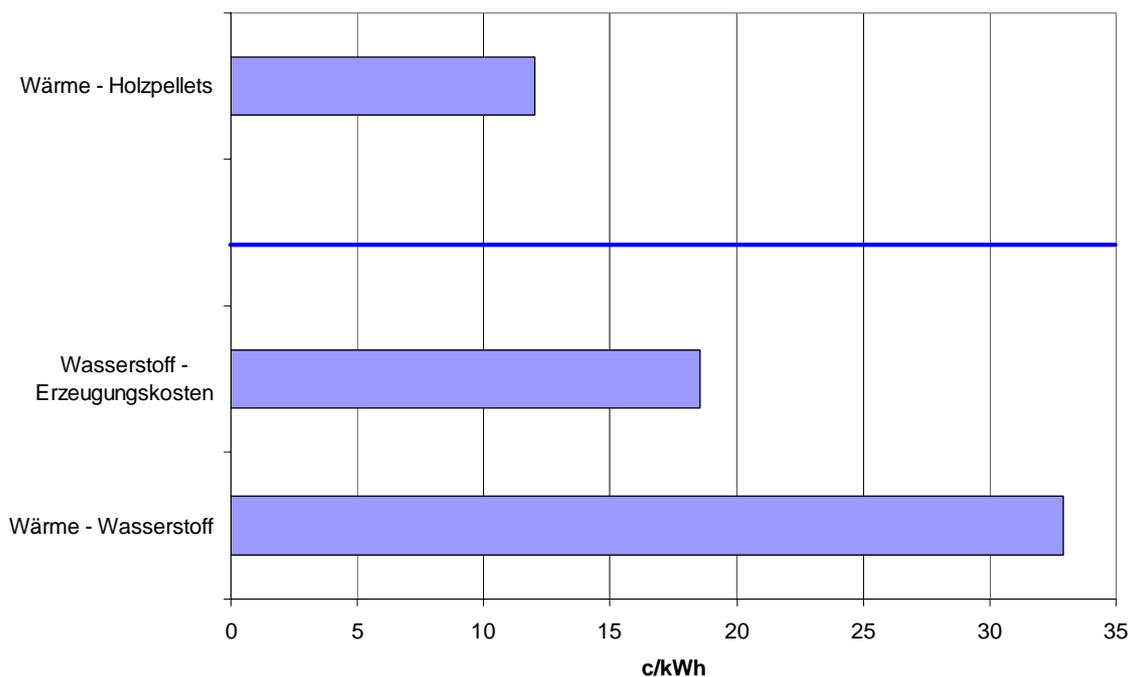
18

3. Beispiel: Strom aus Wind versus Strom aus Wasserstoff aus Windstrom



19

3. Beispiel: Wärme aus Holz versus Wärme aus Wasserstoff aus Windstrom

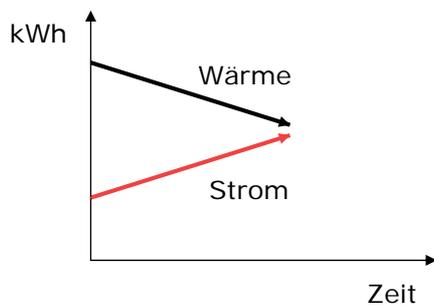


20

3. Strom- bzw. Wärmegestehungskosten bei stationären Brennstoffzellen

Probleme der stationären Nutzung:

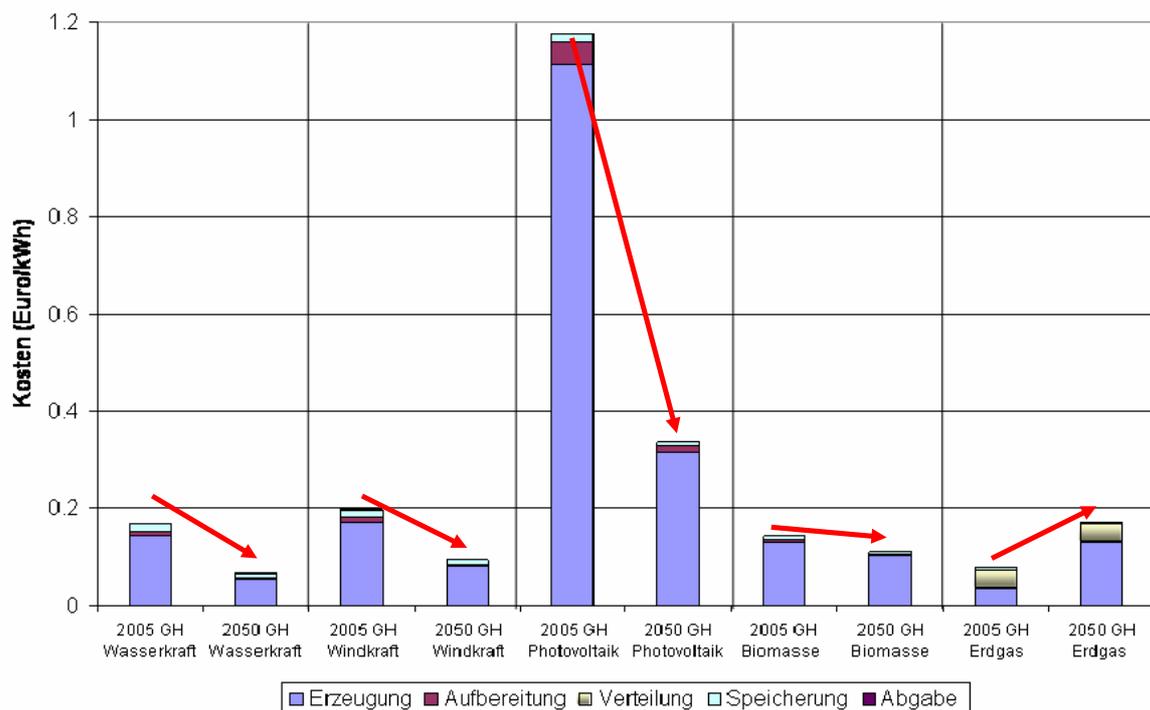
1. Derzeitiger Trend



2. Sommer/Winter Unterschied (kein Wärmebedarf im Sommer)
3. Monovalenzbetrieb?

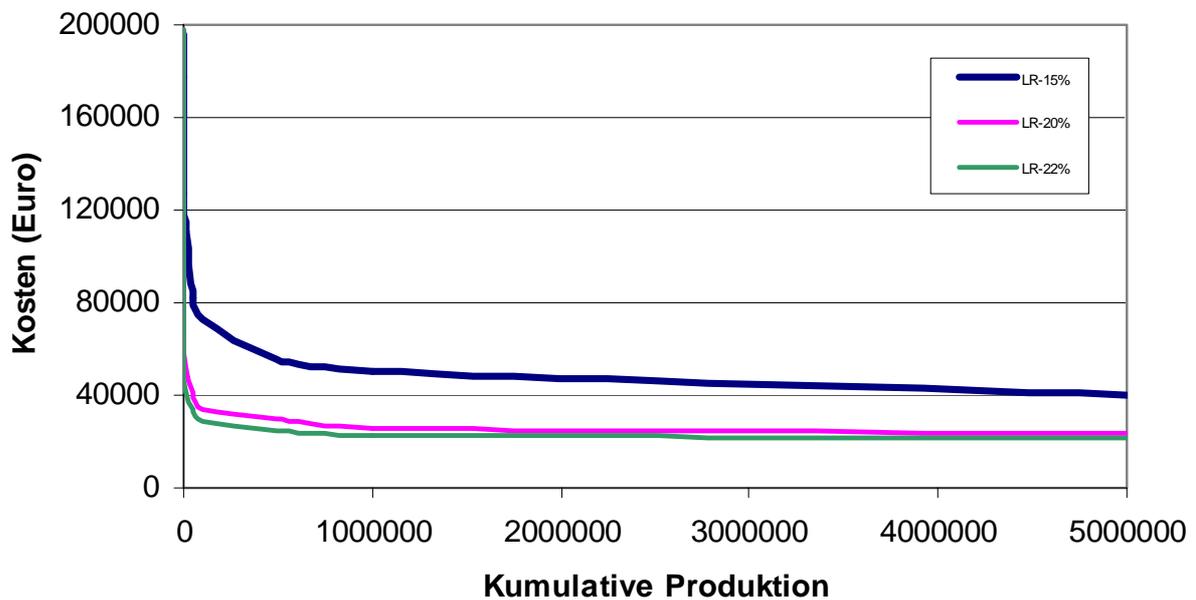
21

4. Szenario: Zukünftige Wasserstoffkosten Kosten der Wasserstoffbereitstellung beim Endverbraucher, 2005-2050 im Vergleich



2

4. Mögliche Szenarien für die Marktdurchdringung von BSZ-Fahrzeugen



23

4. Eckdaten Mobilität 2005

	VKM - Diesel/Biofuels	BSZ	VKM-H2
Leistung (kW)	80	80	80
Verbrauch (kWh/km)	0.65	0.35	0.60
Investitionskosten (Euro)	20 000	200 000	60 000

24

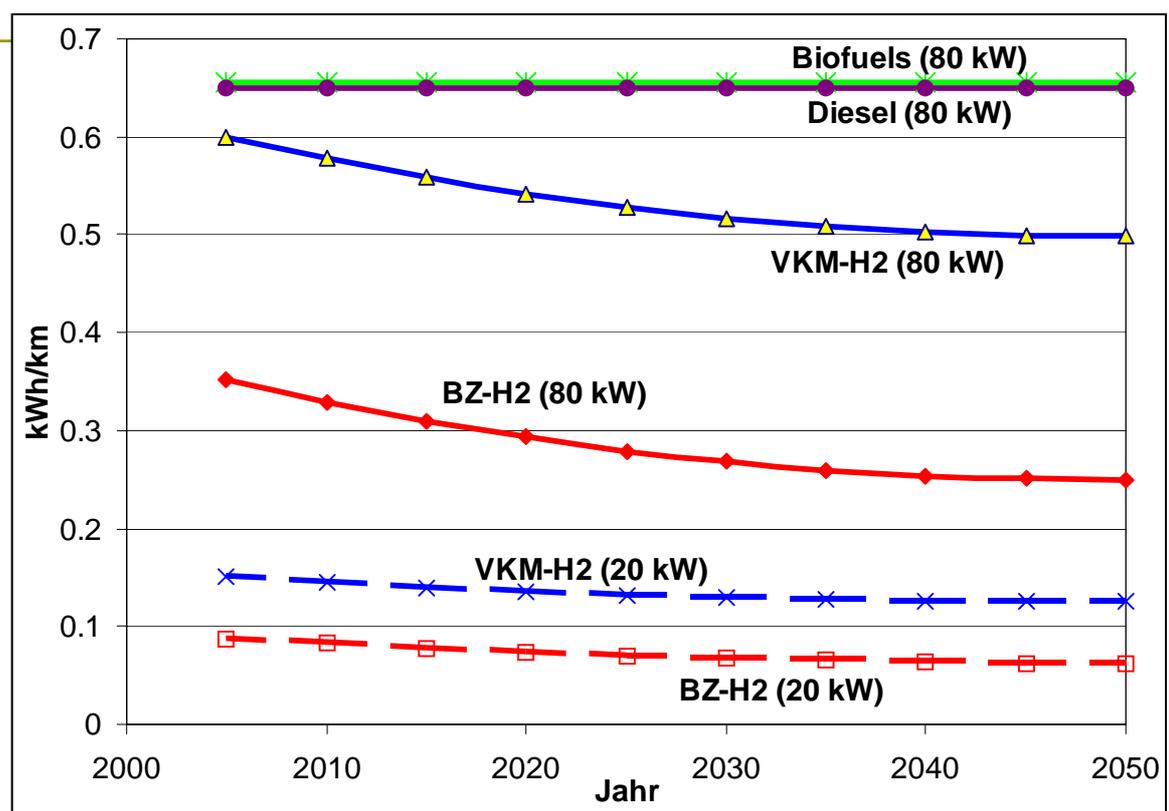
4. Szenarien Mobilität

„Kann ein Wasserstoff-System im Verkehr auf dem gleichen Energiedienstleistungsniveau wie heute bereitgestellt werden?“

(SUV, Four wheel, 150PS...)

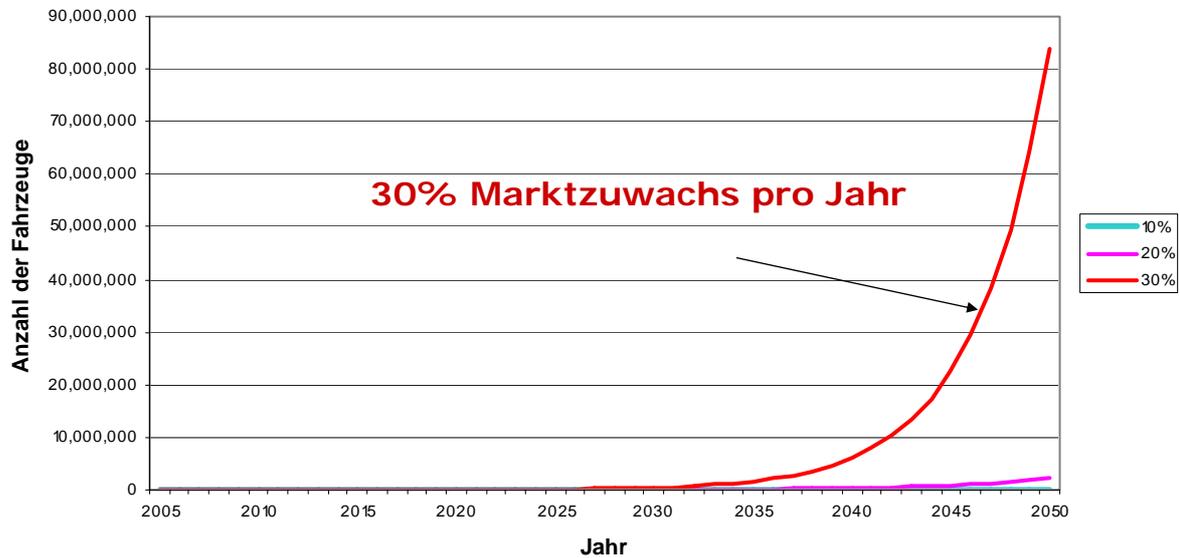
25

4. Mobilität: Reduktion des Energiebedarfs und der Leistung



4. Mögliche Szenarien für die Marktdurchdringung von Fahrzeugtypen

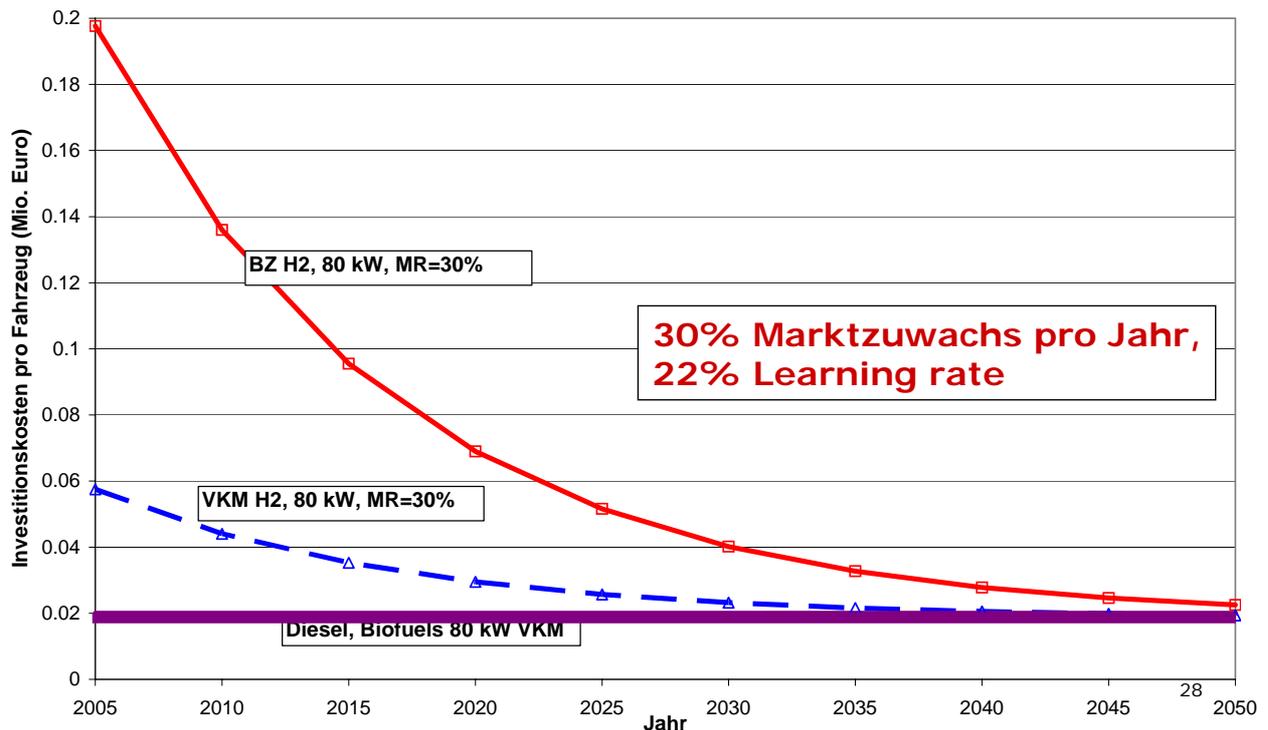
BSZ-Fahrzeuge - die verschiedene Marktwachstumrate



27

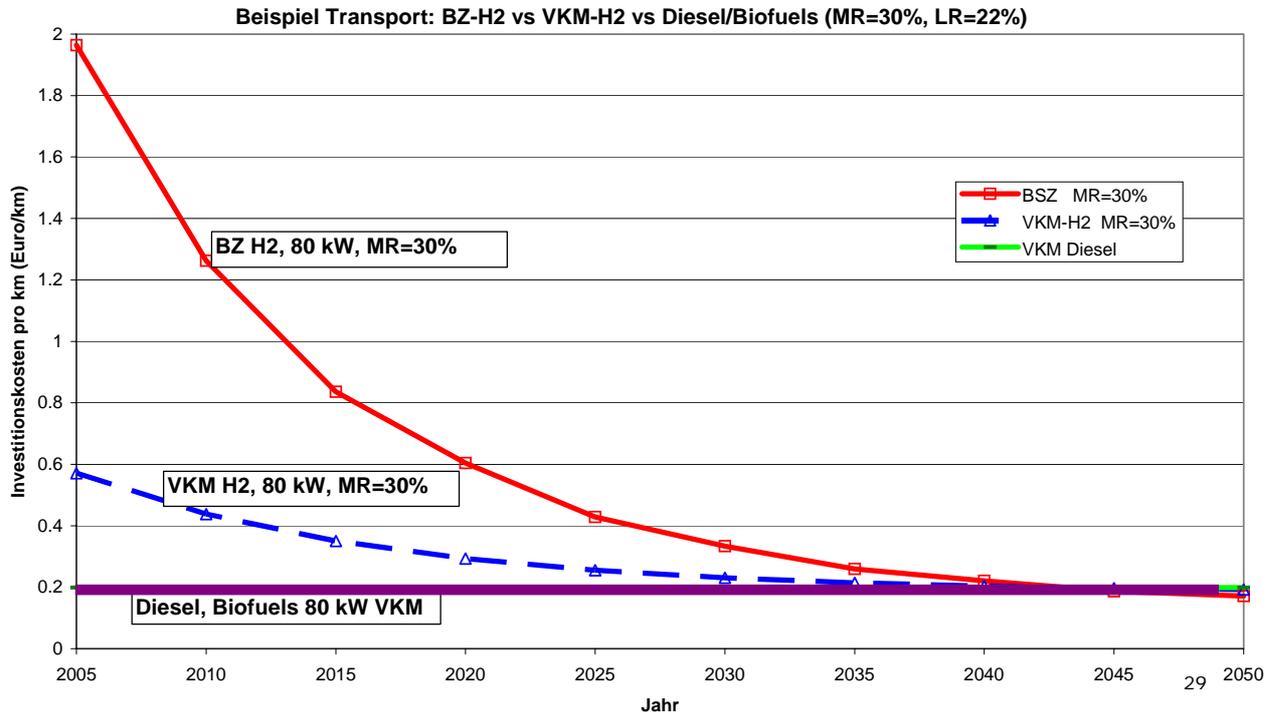
4. Beispiel : H₂ – Wind für Transport Investitionskosten pro Fahrzeug

Beispiel Transport: BZ-H2 vs VKM-H2 vs Diesel/Biofuels (MR=30%, LR=22%)

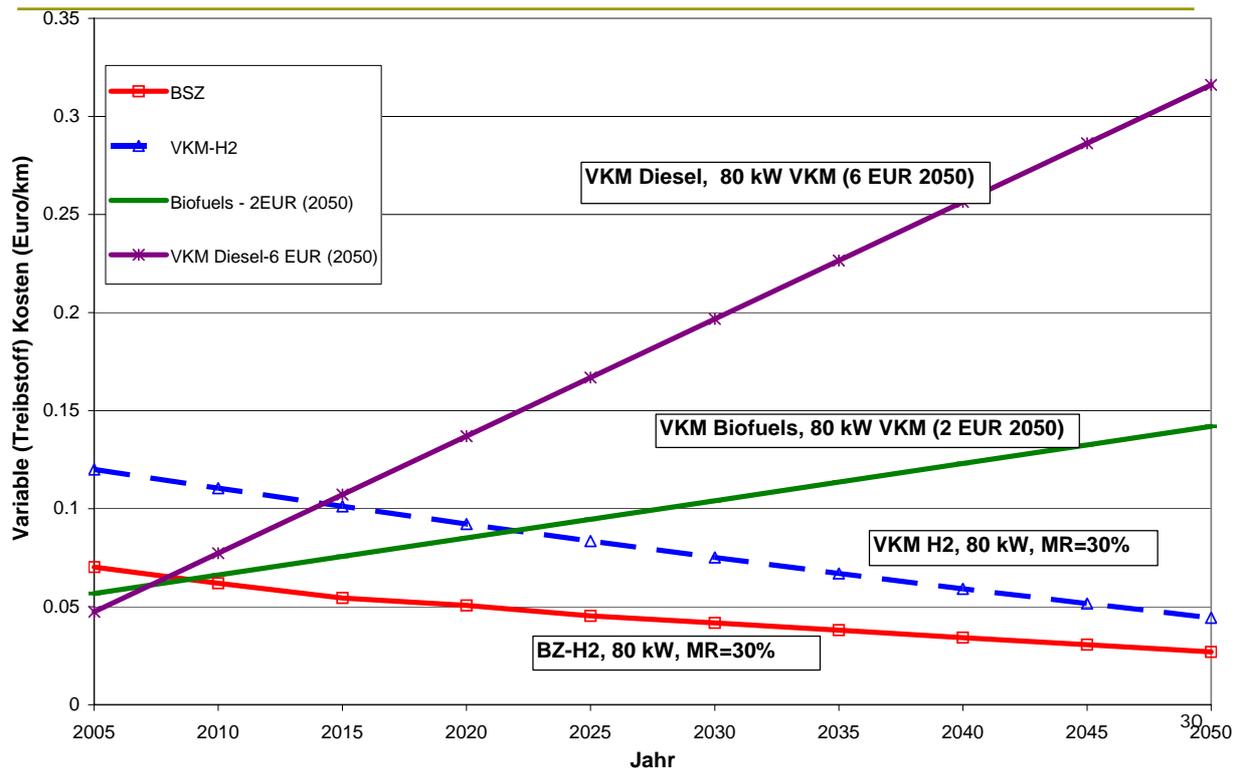


28

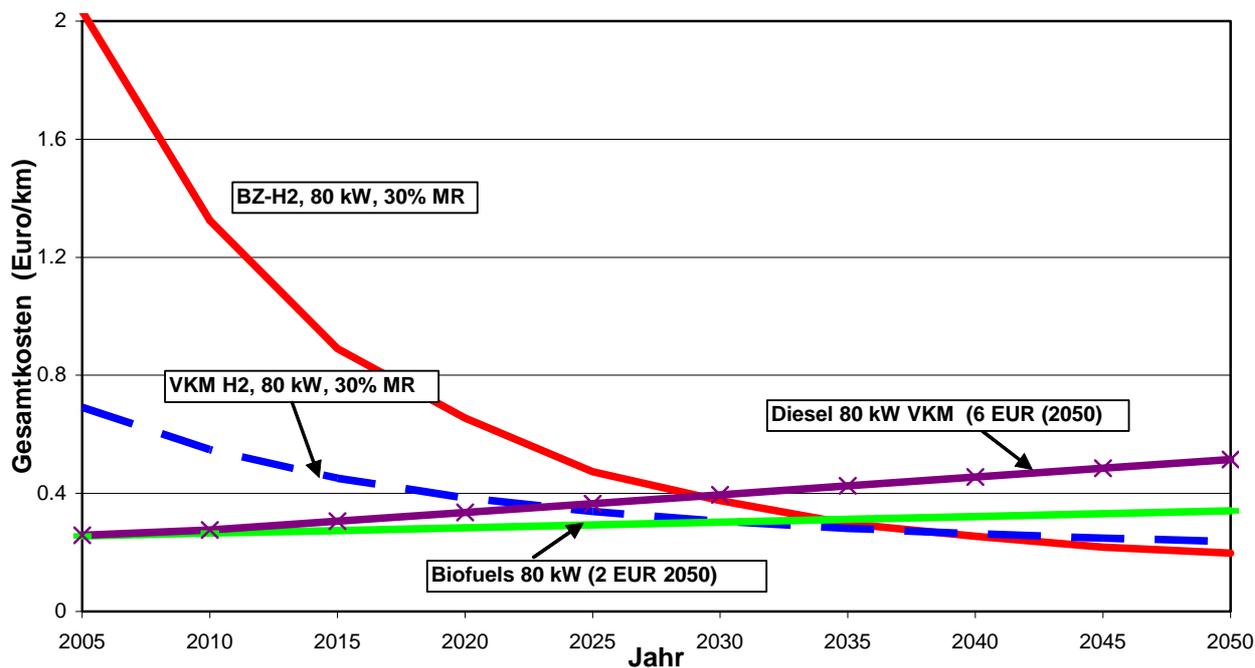
4. Beispiel : H₂ – Wind für Transport Investitionskosten pro gefahrenen km



4. Beispiel : H₂ – Wind für Transport Treibstoffkosten pro gefahrenen km

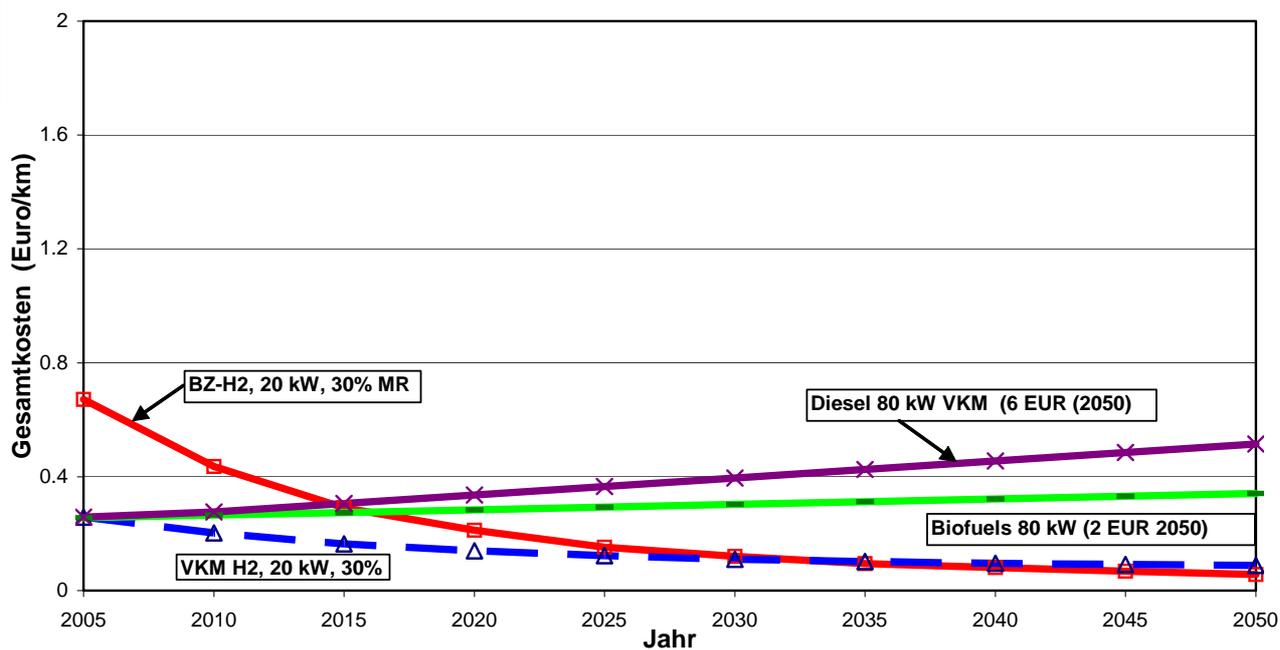


4. Beispiel : H₂ - Wind für Transport Gesamtkosten pro gefahrenen km (ohne Servicereduktion)



31

4. Beispiel : H₂ - Wind für Transport Gesamtkosten pro gefahrenen km (mit Servicereduktion von 80 auf 20 kW)



32

5. Schlussfolgerungen (1)

- ❑ Bei Öko H2: Deutlich höhere Investitionskosten (in der gesamten Kette) erforderlich im Vergleich zu direkter Nutzung EET, um dieselben Mengen an EDen bereitzustellen
- ❑ Strom aus Öko-H2: Kein ökonomisches Argument für den Umweg über H2 im Vergleich zur direkten Nutzung des Stromes aus Wasser-, Windkraft oder PV solange Netzkapazität ausreicht
- ❑ Nische: Wenn Stromüberschuss aus Wasser- oder Windkraft oder PV könnte H2 als Speicher fungieren und für mobile Anwendungen eingesetzt werden

33

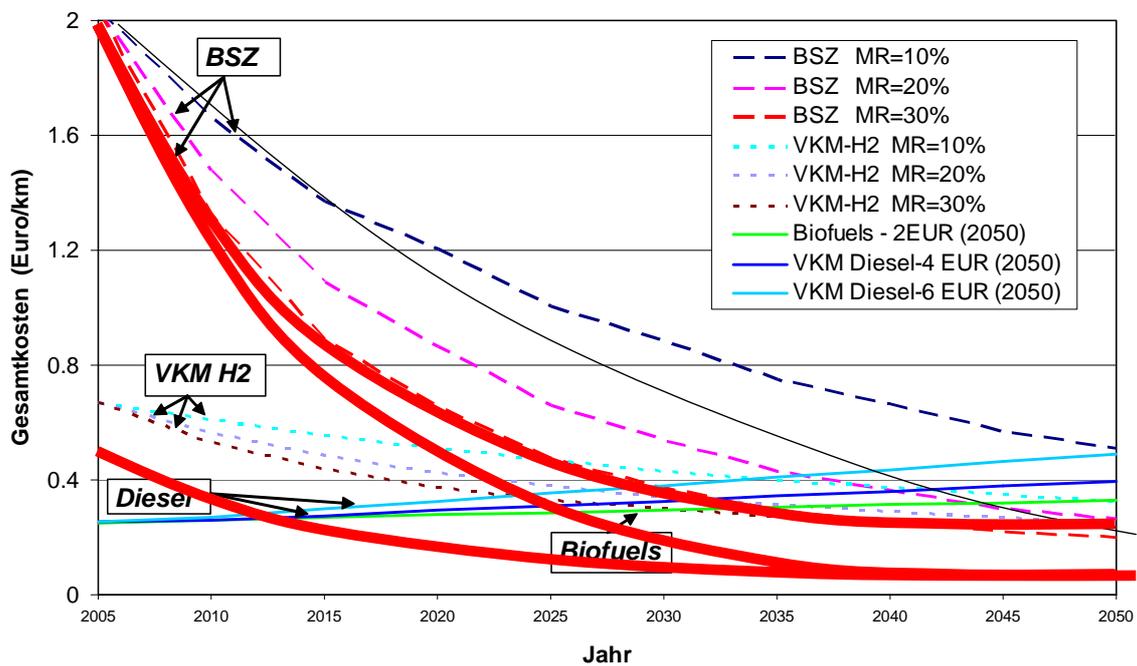
5. Schlussfolgerungen (2)

- ❑ 2005: Öko-Wasserstoff ist weder im mobilen noch im stationären Bereich auf dem Markt wirtschaftlich konkurrenzfähig
- ❑ Die zukünftige Rolle von Öko-Wasserstoff hängt einerseits vom Anteil der erneuerbare Energie am Endenergieverbrauch und andererseits von den zukünftigen Wasserstoffkosten ab
- ❑ Wenn hohe Rohölpreise und politische Unsicherheit in der Nahost-Region weiter anhalten und wenn die Innovationsdynamik im Fahrzeugbau sowie die Entwicklung der Einstellung der Fahrzeugnutzer verstärkt in Richtung Reduktion von Gewicht, Verbrauch und Leistung der Autos gehen sollte, dann könnte die Markteinführung von Öko-Wasserstoff-Fahrzeugen beschleunigt werden.

34

Weitere Info 's:
www.tuwien.ac.at
E-Mail to: ajanovic@eeg.tuwien.ac.at

4. Beispiel : H₂ - Wind für Transport *Gesamtkosten pro gefahrenen km* *(ohne Servicereduktion)*





in Kooperation mit dem



Schlussbericht zur Ersten Österreichischen Wasserstoff-Konferenz 10. und 11. Oktober 2005, Messecenter Graz

Die Erste Österreichische Wasserstoff-Konferenz im Messecenter Graz (10.-11.10.2005) wurde von Joanneum Research in Kooperation mit der HyCentA Research GmbH veranstaltet. Etwa 100 Teilnehmer konnten sich über aktuelle Wasserstoff-Themen in Vorträgen, auf Postern und bei Produktpräsentationen informieren. Am 11.10.2005 wurde das HyCentA (Hydrogen Center Austria) auf dem Gelände der TU Graz offiziell eröffnet und den Interessierten vorgestellt.

Die Vorträge berichteten über internationale Aktivitäten (International Partnership for the Hydrogen Economy (IPHE), Hydrogen Implementing Agreement (HIA) der Internationalen Energieagentur (IEA), Europäische Aktivitäten wie die European Hydrogen and Fuel Cell Technology Platform (HFP) bzw. European Hydrogen Association (EHA), japanische Wasserstoff-Projekte, das kalifornische Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Programm), in Bearbeitung befindliche EU-Projekte (HyWays, CUTE, STORHY, HyICE) und aktuelle österreichische Projekte (Öko-Wasserstoff, Wasserstoff für die automotive Zukunft, Bau und Betrieb von Wasserstoff-Tankstellen). Alle Informationen (Programm, Vorträge als download, Bilder) finden sich auf: www.joanneum.at/ief/wasserstoff.

Die anregenden Diskussionen wurden durch eine Podiumsdiskussion mit Vertretern aus der Industrie, Forschung und Ministerien am Ende der Konferenz ergänzt. Folgende Schlussfolgerungen können gezogen werden:

- Wasserstoff als Sekundärenergieträger wird zukünftig dann von besonderer Bedeutung sein, wenn er nachhaltig aus erneuerbarer Energie erzeugt wird.
- Die breite Anwendung von Wasserstoff als Fahrzeug-Treibstoff ist erst mittel- bis langfristig zu erwarten (frühestens nach 2020).
- Auch zukünftig wird es wichtig sein, die nationalen Forschungsaktivitäten zu vernetzen und in europäische und internationale Kooperationen, Netzwerke und Aktivitäten einzubinden, wobei hierbei insbesondere die Europäische Hydrogen and Fuel Cell Platform (HFP), die International Partnership of Hydrogen Economy (IPHE) und das Hydrogen Implementing Agreement der Internationalen Energieagentur (IEA HIA) interessant sind.
- Die Realisierung von Wasserstoff-Programmen, -Pilot- bzw. -Demonstrationsprojekten erfordert eine enge Kooperation von Politik, Verwaltung, Forschung und Wirtschaft.

Die zweite Österreichische Wasserstoff-Konferenz wird im Oktober 2007 in Graz stattfinden.