



# Methanol als Energieträger

B. Höhle, Th. Grube, P. Biedermann,  
H. Bielawa, G. Erdmann, L. Schlecht,  
G. Isenberg, R. Edinger







Forschungszentrum Jülich GmbH  
Institut für Werkstoffe und Verfahren der Energietechnik (IWV)  
IWV 3: Energieverfahrenstechnik

# **Methanol als Energieträger**

Bernd Höhle, Thomas Grube, Peter Biedermann  
Forschungszentrum Jülich GmbH

Hubert Bielawa  
Lurgi Öl·Gas·Chemie GmbH

Georg Erdmann, Ludmilla Schlecht  
Technische Universität Berlin

Gerhard Isenberg, Raphael Edinger  
DaimlerChrysler AG

Schriften des Forschungszentrums Jülich  
Reihe Energietechnik / Energy Technology

Band / Volume 28

---

ISSN 1433-5522      ISBN 3-89336-338-6

Bibliografische Information Der Deutschen Bibliothek  
Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen  
Nationalbibliografie; detaillierte Bibliografische Daten sind im Internet  
über <<http://dnb.ddb.de>> abrufbar.

Herausgeber  
und Vertrieb: Forschungszentrum Jülich GmbH  
Zentralbibliothek  
D-52425 Jülich  
Telefon (02461) 615368 · Telefax (02461) 61-6103  
e-mail: [zb-publikation@fz-juelich.de](mailto:zb-publikation@fz-juelich.de)  
Internet: <http://www.fz-juelich.de/zb>

Umschlaggestaltung: Grafische Betriebe, Forschungszentrum Jülich GmbH

Druck: Grafische Betriebe, Forschungszentrum Jülich GmbH

Copyright: Forschungszentrum Jülich 2003

Schriften des Forschungszentrums Jülich  
Reihe Energietechnik / Energy Technology Band / Volume 28

ISSN 1433-5522  
ISBN 3-89336-338-6

Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil des Werkes darf in irgendeiner Form (Druck, Fotokopie oder  
in einem anderen Verfahren) ohne schriftliche Genehmigung des Verlages reproduziert oder  
unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden.

### Autoren

Kapitel 1–4, 6: Bernd Höhle, Thomas Grube, Peter Biedermann,  
Forschungszentrum Jülich GmbH

Kapitel 5: Hubert Bielawa,  
Lurgi Öl·Gas·Chemie GmbH, Frankfurt/Main

Kapitel 7: Georg Erdmann, Ludmilla Schlecht,  
Technische Universität Berlin

Kapitel 8: Gerhard Isenberg, Raphael Edinger,  
DaimlerChrysler AG, Stuttgart

Lektorat Peter Biedermann,  
Forschungszentrum Jülich GmbH

### Englisch-sprachige Abbildungen

Einige Abbildungen sind mit Englisch-sprachigen Beschriftungen versehen.

### Englisch-sprachige Begriffe

Im jeweiligen Fachgebiet gebräuchliche Englisch-sprachige Begriffe wurden nicht ins Deutsche übertragen.

### Angelsächsische Maßeinheiten

Im jeweiligen Fachgebiet gebräuchliche angelsächsische Maßeinheiten wurden nicht in das SI-System umgerechnet. Es werden aber Umrechnungs- bzw. Abschätzungshilfen angeboten.

### Markenzeichen

Bei den im Text mit <sup>®</sup> verwendeten Kürzeln (z.B.: MTH<sup>®</sup>) handelt es sich um Markenzeichen der Fa. Lurgi, die für ein technisches Verfahren stehen (im Beispiel: Methanol-To-Hydrogen).



# Inhalt

|                                                                                |             |
|--------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| <b>Abbildungen und Tabellen .....</b>                                          | <b>viii</b> |
| <b>Kurzfassung .....</b>                                                       | <b>xi</b>   |
| <b>Abstract .....</b>                                                          | <b>xi</b>   |
| <b>1 Einleitung .....</b>                                                      | <b>1</b>    |
| <b>2 Mögliche Energieträger für den Straßenverkehr ..</b>                      | <b>3</b>    |
| <b>3 Methanol und alternative Kraftstoffe für den<br/>Straßenverkehr .....</b> | <b>6</b>    |
| <b>3.1 MTBE .....</b>                                                          | <b>9</b>    |
| <b>3.2 M85- und Direkteinspritzer-Verbrennungsmotor .....</b>                  | <b>10</b>   |
| <b>3.3 Brennstoffzellenantriebe .....</b>                                      | <b>12</b>   |
| <b>3.4 Brennstoffzellen-Pkw-Einführung in den USA.....</b>                     | <b>18</b>   |
| <b>3.5 Alternative Kraftstoffe für den Verkehr in Deutschland ..</b>           | <b>19</b>   |
| <b>3.6 Zusammenfassung Kapitel 3 .....</b>                                     | <b>20</b>   |
| <b>4 Methanolherstellung .....</b>                                             | <b>21</b>   |
| <b>4.1 Methanol aus Erdgas.....</b>                                            | <b>22</b>   |
| 4.1.1 Synthesegasherstellung.....                                              | 23          |
| 4.1.2 Methanolsynthese.....                                                    | 23          |
| 4.1.3 Kosten- und Energiebilanzen .....                                        | 25          |
| <b>4.2 Methanol aus Kohle .....</b>                                            | <b>26</b>   |
| <b>4.3 Zusammenfassung Kapitel 4.....</b>                                      | <b>29</b>   |
| <b>5 Zukunftsweisende Methanoltechnologien .....</b>                           | <b>30</b>   |
| <b>5.1 MegaMethanol® .....</b>                                                 | <b>30</b>   |
| 5.1.1 Das Konzept .....                                                        | 30          |
| 5.1.2 Synthesegaserzeugung .....                                               | 30          |
| 5.1.3 Autotherme Reformierung ( <i>Autothermal Reforming</i> ) .....           | 31          |
| 5.1.4 Kombinierte Reformierung ( <i>Combined Reforming</i> ).....              | 32          |
| 5.1.5 Methanolerzeugung .....                                                  | 33          |
| 5.1.6 Methanoldestillation.....                                                | 36          |
| 5.1.7 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....                                      | 37          |
| <b>5.2 Dimethylether.....</b>                                                  | <b>37</b>   |
| 5.2.1 Herstellungsverfahren .....                                              | 38          |
| 5.2.2 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....                                      | 40          |

|           |                                                                                 |           |
|-----------|---------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 5.3       | <b>Methanol to Hydrogen® .....</b>                                              | <b>41</b> |
| 5.4       | <b>Synthetische Kraftstoffe .....</b>                                           | <b>44</b> |
| 5.5       | <b>Zusammenfassung Kapitel 5 .....</b>                                          | <b>48</b> |
| <b>6</b>  | <b>Gefährdungspotentiale des Methanols .....</b>                                | <b>50</b> |
| 6.1       | <b>Sicherheit .....</b>                                                         | <b>51</b> |
| 6.2       | <b>Umweltbeeinflussung durch Leckagen.....</b>                                  | <b>52</b> |
| 6.3       | <b>Gesundheit des Menschen .....</b>                                            | <b>52</b> |
| 6.4       | <b>Tankeinrichtungen.....</b>                                                   | <b>53</b> |
| 6.5       | <b>Zusammenfassung Kapitel 6 .....</b>                                          | <b>53</b> |
| <b>7</b>  | <b>Methanol für den Chemiemarkt .....</b>                                       | <b>54</b> |
| 7.1       | <b>Weltweite Produktionskapazitäten .....</b>                                   | <b>54</b> |
| 7.2       | <b>Weltweite Methanolnachfrage .....</b>                                        | <b>55</b> |
| 7.3       | <b>Aussichten für die weltweite Methanolnachfrage .....</b>                     | <b>57</b> |
| 7.4       | <b>Methanolhandel .....</b>                                                     | <b>58</b> |
| 7.5       | <b>Methanolpreise .....</b>                                                     | <b>60</b> |
| 7.6       | <b>Zukünftige Entwicklung .....</b>                                             | <b>61</b> |
| 7.7       | <b>Zusammenfassung Kapitel 7 .....</b>                                          | <b>62</b> |
| <b>8</b>  | <b>Biokraftstoffprojekte .....</b>                                              | <b>63</b> |
| 8.1       | <b>Überblick .....</b>                                                          | <b>63</b> |
| 8.2       | <b>Erzeugungspfade für Biokraftstoffe .....</b>                                 | <b>64</b> |
| 8.3       | <b>Motive für die energetische Nutzung von Biomasse.....</b>                    | <b>66</b> |
| 8.4       | <b>Stand der biogenen Methanolerzeugung.....</b>                                | <b>67</b> |
| 8.5       | <b>EU Vorschlag für eine Biokraftstoff-Markteinführung .....</b>                | <b>68</b> |
| 8.6       | <b>Energiepflanzen in der EU: Notwendige Agrarflächen.....</b>                  | <b>69</b> |
| 8.7       | <b>Abfallbiomasse und biogene Reststoffe zur<br/>Kraftstoffproduktion .....</b> | <b>70</b> |
| 8.8       | <b>EU-Ressourcen zur regenerative Kraftstoffproduktion....</b>                  | <b>71</b> |
| 8.9       | <b>Kraftstofferzeugungskosten .....</b>                                         | <b>72</b> |
| 8.10      | <b>Biomasse-Projekte .....</b>                                                  | <b>73</b> |
| 8.11      | <b>Zusammenfassung Kapitel 8 .....</b>                                          | <b>75</b> |
| <b>9</b>  | <b>Zusammenfassung .....</b>                                                    | <b>76</b> |
| <b>10</b> | <b>Verwendete Literatur .....</b>                                               | <b>79</b> |
| <b>11</b> | <b>Weiterführende Literatur .....</b>                                           | <b>92</b> |

|           |                                                     |            |
|-----------|-----------------------------------------------------|------------|
| <b>12</b> | <b>Anhang .....</b>                                 | <b>94</b>  |
| 12.1      | Brennstoffzellen für portable Anwendungen .....     | 94         |
| 12.2      | MTBE-Verbot.....                                    | 95         |
| 12.3      | Doppelte Nutzung der Reserven .....                 | 95         |
| 12.4      | Ergänzende Tabellen .....                           | 96         |
| <b>13</b> | <b>Abkürzungen, Erklärungen, Umrechnungen .....</b> | <b>98</b>  |
| 13.1      | Abkürzungen .....                                   | 98         |
| 13.2      | Definitionen / Erklärungen .....                    | 100        |
| 13.3      | Chemische Verbindungen .....                        | 103        |
| 13.4      | Mengenangaben .....                                 | 103        |
| 13.5      | Umrechnung von Einheiten.....                       | 103        |
| 13.6      | Abschätzung von Einheiten.....                      | 104        |
| <b>14</b> | <b>Stichwortverzeichnis .....</b>                   | <b>105</b> |

## Abbildungen und Tabellen

### Abbildungen

|     |                                                                                                                                                                |    |
|-----|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1:  | Pfade zur zukünftigen Kraftstoffbereitstellung .....                                                                                                           | 2  |
| 2:  | Wege der Synthesegasnutzung aus Erdgas .....                                                                                                                   | 6  |
| 3:  | Brennstoffzellenantrieb mit An-Bord Wasserstofferzeugung aus Methanol .....                                                                                    | 13 |
| 4:  | Spezifische Energieträgerkosten vor Steuern für Kraftstoffbereitstellung in Deutschland in Abhängigkeit von den spezifischen CO <sub>2</sub> -Emissionen ..... | 14 |
| 5:  | Reduktionspotential zukünftiger Fahrzeug/Kraftstoff-Systeme (Pkw) in Bezug auf Primärenergieeinsatz und klimarelevante Emissionen; nach .....                  | 18 |
| 6:  | Methanol Produktion mit kombinierter Reformierung .....                                                                                                        | 24 |
| 7:  | Verfahrensschritte: Methanol und Benzin aus Kohle .....                                                                                                        | 27 |
| 8:  | Methanolherstellung mittels Combined Reforming .....                                                                                                           | 32 |
| 9:  | Zweistufige Methanolsynthese im MegaMethanol <sup>®</sup> -Verfahren .....                                                                                     | 34 |
| 10: | Temperaturprofile der zweistufigen Methanolsynthese im MegaMethanol <sup>®</sup> -Verfahren .....                                                              | 35 |
| 11: | Zweistufige Methanolsynthese mit 3-Kolonnen-Destillation .....                                                                                                 | 36 |
| 12: | DME-Herstellung aus Rohmethanol .....                                                                                                                          | 39 |
| 13: | Preisvergleich von DME mit Diesel und LPG .....                                                                                                                | 41 |
| 14: | Methanol-To-Hydrogen (MTH <sup>®</sup> )-Verfahren .....                                                                                                       | 42 |
| 15: | Erzeugung Synthetischer Kraftstoffe (MtSynfuels <sup>®</sup> -Prozess) .....                                                                                   | 46 |
| 16: | Der Weg vom Erdgas zu Kraftstoffen und chemischen Wertprodukten .....                                                                                          | 49 |
| 17: | Weltweite Marktanteile der Methanolkapazitäten nach Regionen im Dezember 2001 .....                                                                            | 54 |
| 18: | Kostenstruktur von Methanol im Vergleich zum Methanol- preis in Europa (Quartale der Jahre 2000 bis 2002) .....                                                | 59 |
| 19: | CO <sub>2</sub> -Reduktion durch antriebstechnische Entwicklungen und regenerative Kraftstoffe .....                                                           | 66 |

|                                                                                                   |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 20: Notwendige EU-Agrarfläche zur Erreichung der EU-Biokraftstoffziele mit Energiepflanzen .....  | 69 |
| 21: Mögliche technisch nutzbare alternative Potentiale für Biokraftstoffe in der EU .....         | 71 |
| 22: Kraftstofferzeugungskosten in €-Cent/kWh vor Steuern nach 2010 .....                          | 72 |
| 23: Kraftstofferzeugungskosten für Abfallholz und Energiepflanzen in €-Cent/kWh vor Steuern ..... | 73 |
| 24: F&E-Projekt CHOREN – Methanol und Diesel aus Biomasse .....                                   | 74 |

## Tabellen

|                                                                                                                             |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1: Energieträger-Herstellungskosten.....                                                                                    | 5  |
| 2: Energie-, Wirkungsgrad- und CO <sub>2</sub> -Bilanzen von Energieumwandlungsketten für Kompakt-Pkw .....                 | 17 |
| 3: Methanol: Ausgangsstoffe und Nutzung.....                                                                                | 21 |
| 4: Verschiedene Spezifikationen für Methanol .....                                                                          | 22 |
| 5: Bilanzen für die Methanolbereitstellung aus Erdgas .....                                                                 | 26 |
| 6: Potentiale für die Methanolerzeugung aus Kohle .....                                                                     | 28 |
| 7: Vergleich von Bilanzen für die Methanolherstellung aus Kohle und Rückstandsölen sowie aus Erdgas (Basis: Heizwert) ..... | 28 |
| 8: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des MegaMethanol <sup>®</sup> -Verfahrens .....                                           | 37 |
| 9: Vergleich von DME und Diesel-Kraftstoff .....                                                                            | 38 |
| 10: Vergleich von DME und LPG .....                                                                                         | 38 |
| 11: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des LURGI DME-Verfahrens .....                                                           | 40 |
| 12: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des MTH <sup>®</sup> -Verfahrens .....                                                   | 43 |
| 13: Vergleich Synthetischer Kraftstoffe .....                                                                               | 45 |
| 14: Vergleich von Kapital und Kosten für Synthetische Kraftstoffe .....                                                     | 48 |
| 15: Vergleich der Marktpreise 2001 für Synthetische Kraftstoffe .....                                                       | 48 |
| 16: Eigenschaften von Methanol, Methan und Wasserstoff im Vergleich zu Benzin .....                                         | 50 |

|                                                                                                      |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 17: Europäische Methanolproduktion: Kapazitäten und<br>Veränderungen 1990–1999 .....                 | 55 |
| 18: Methanolimporte in die EU- und EFTA-Staaten in den Jahren<br>1991 und 2000 .....                 | 58 |
| 19: EU-Zielquoten in % für regenerative und biogene Kraftstoffe .....                                | 68 |
| 20: Technisch nutzbare Potentiale für Abfallbiomasse in Deutschland<br>und in der EU .....           | 70 |
| 21: Zusammenstellung der hier genannten Lurgi-Verfahren.....                                         | 96 |
| 22: CO <sub>2</sub> -Bilanzen für verschiedene Verfahren zur Herstellung von<br>Energieträgern ..... | 96 |
| 23: Heizwerte und spezifische Dichten einiger Energieträger.....                                     | 97 |
| 24: Henry-Koeffizienten für einige Stoffe .....                                                      | 97 |

## **Kurzfassung**

Mittel- bis langfristig gesehen werden neue Endenergieträger für mobilen und stationären Einsatz auf fossiler und zunehmend auf regenerativer Basis erzeugt werden. Dabei wird Methanol, das heute in großem Umfang für den Chemiemarkt hergestellt wird, einen wesentlichen Beitrag liefern können. Methanol ist als Energieträger für Motoren oder Brennstoffzellen geeignet, im mobilen Bereich für Fahrzeugantriebe, im stationären Bereich für Aggregate der Strom- und Wärmeerzeugung, im portablen Bereich für Stromgeneratoren mit Brennstoffzellen. Weiter ist noch an industrielle Folgeprodukte des Methanols zu denken. Methanol wird heute überwiegend aus Erdgas erzeugt; es kann aber auch aus fossilen Energieträgern oder aus Biomasse hergestellt werden. Das vorliegende Buch spricht mit Beiträgen aus Forschung und Industrie Verfahren zur Herstellung und Nutzung von Methanol und Folgeprodukten an, ebenso wie die weltweite Markt- und Kostenentwicklung und Fragen zu Sicherheit und Umwelt. Der Schwerpunkt der Nutzung liegt beim Straßenverkehr.

## ***Abstract***

In the medium- to long-term perspective, new final energy carriers for mobile and stationary applications will be produced on a fossil and increasingly on a renewable basis. Methanol, large amounts of which are currently produced for the chemicals market, will be able to play a significant part in this field. Methanol can be used in both internal combustion engines and also in fuel cells: in mobile aggregates for vehicle drives, in stationary plants for power and heat generation, in portable fuel cell assemblies for electric power generators. Furthermore, industrial downstream products of methanol are also conceivable. Today, methanol is mainly produced from natural gas, but it can also be obtained from fossil energy sources and biomass. The present book - with contributions from research and industry - presents a comprehensive picture of the production methods and applications of methanol and its downstream products, and also an overview of market and cost developments worldwide, as well as issues of safety and environmental impacts. In the applications, major attention is focused on road traffic.



# 1 Einleitung

Für die Zukunft wird von einem stark wachsenden Energiebedarf im Transportbereich ausgegangen, wobei dieser im Wesentlichen noch lange aus Rohöl gedeckt werden wird, das bisher überwiegend aus dem Nahen Osten kommt. Das wirtschaftlich zu fördernde Erdöl wird in der nächsten Dekade ein Produktionsmaximum durchlaufen haben. Diese Situation der zukünftigen Kraftstoffversorgung lässt Instabilitäten in ökologischer, ökonomischer und politischer Hinsicht erwarten. Zukünftig erweiterte Erdgasmärkte müssen sich – bei einer weltweiten Reichweite der Reserven von 62 Jahren (Reserven / jährliche Produktion: Stand Anfang 2001) – vorrangig der großen Reserven des Mittleren Ostens (Iran, Katar, Saudi-Arabien) und der Russischen Föderation bedienen [SCHMITZ 2002]. Höhere Kraftstoffpreise und eine umweltpolitisch erwünschte Reduktion verkehrsbedingter klimarelevanter und lokal wirksamer Emissionen mit ihren Sekundärschadstoffen verstärken den Druck auf die Reduktion von Kraftstoffverbrauch und Emissionen im Straßenverkehr. Als wesentliche Beweggründe für die angestrebten strukturellen Veränderungen im Transportbereich lassen sich definieren:

- Verbesserung der lokalen und regionalen Luftqualität
- Einschränkung globaler Erwärmung
- Lockerung der Ölabhängigkeit und Reduktion des Verbrauchs fossiler Energieträger.

Diese Veränderungen wird man mit der Steigerung der Effizienz von „sauberen“ Antriebssystemen erreichen müssen und mit einer Markteinführung von Kraftstoffen, die eine ausreichende wirtschaftliche Verfügbarkeit aufweisen und einschließlich ihrer Nutzung in Kraftfahrzeugen zu einer Reduktion der Emissionen im Transportbereich beitragen.

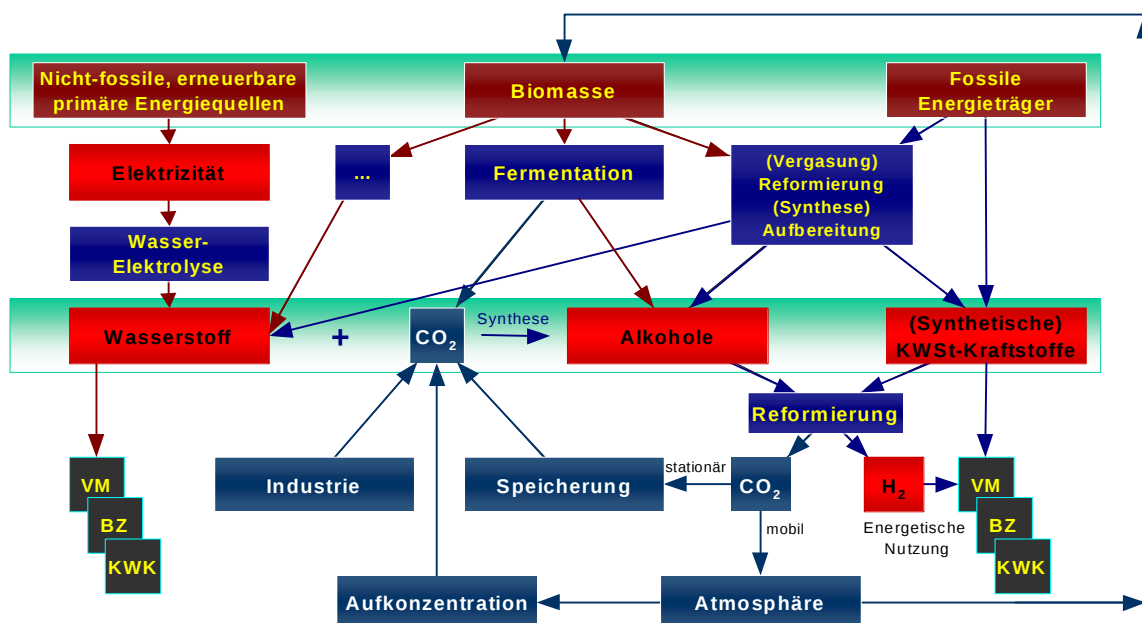
Die Bewertung einer zukünftigen Kraftstoffbereitstellung erfolgt nach folgenden Kriterien:

- Verfügbarkeit und Reichweite der Energieträgerressourcen (fossil / regenerativ); Übergangsstrategien
- Infrastrukturerfordernisse
- Energetische Bewertung der Kraftstoffbereitstellung
- Schadstoff- und Treibhausgasemissionen der Energiekette (lokal / regional / global)
- Emissionsqualität und Bildungspotential für Sekundärschadstoffe

- Kraftstoffgestehungskosten
- Kraftstoffspezifikationen, Auswirkungen auf Sicherheit, Umwelt, Gesundheit und Akzeptanz.

Mittel- bis langfristig gesehen werden neue Endenergieträger für Kraftfahrzeuge auf fossiler und zunehmend auf regenerativer Basis erzeugt werden. Für ihre Nutzung werden in Zukunft neben weiterentwickelten Verbrennungsmotoren auch Hybridfahrzeuge, elektrisch betriebene Batteriefahrzeuge und elektrisch betriebene Brennstoffzellenfahrzeuge zu berücksichtigen sein.

Eine besondere Aussicht auf zukünftigen Einsatz haben Endenergieträger, die gleichzeitig sowohl für konventionelle Antriebe, als auch für neue Antriebe mit Brennstoffzellen genutzt werden können und die langfristig auf der Basis regenerativer Primärenergieträger erzeugt werden. Eine in Zukunft stärkere Einbindung von regenerativ erzeugten Energieträgern setzt eine ausreichende Verfügbarkeit bei konkurrenzfähiger Kostensituation und die Schaffung neuer Infrastrukturen voraus [EDINGER/ISENBERG/HÖHLEIN 2003]. Mögliche Pfade einer zukünftigen Kraftstoffbereitstellung sind in **Abbildung 1** dargestellt.



VM = Verbrennungskraftmaschine; BZ = Brennstoffzelle; KWK = Kraft-Wärme-Kopplung;  
Pfade: regenerativ (rot), nicht-regenerativ (blau)

**Abbildung 1: Pfade zur zukünftigen Kraftstoffbereitstellung**

## 2 Mögliche Energieträger für den Straßenverkehr

Aus der Analyse der Wechselbeziehung von Energieeinsatz und Umweltauswirkungen lassen sich verschiedene Feststellungen hinsichtlich der Energieträger für den Straßenverkehr (insbesondere Methanol) ableiten:

- Der Straßenverkehr ist hauptsächlicher Verursacher für die Emissionen von Kohlenmonoxid ( $\text{CO}$ ), Kohlenwasserstoffen ( $\text{C}_n\text{H}_m$ ) und Stickoxiden ( $\text{NO}_x$ ) und damit auch für die Entstehung von Sommersmog (Ozon, Formaldehyd und andere Sekundärschadstoffe).
- Mit zunehmender Einführung des 3-Wege Abgaskatalysators für Pkw sinken die gesetzlich limitierten Emissionen der Pkw, nicht aber die der Nutzfahrzeuge; problematische lokale / regionale Immissionsbereiche sind nach wie vor möglich. Die  $\text{CO}_2$ -Emissionen des Verkehrs steigen.
- Verschiedene Maßnahmen zur Kraftstoff- und Motortechnik sind geeignet, die konventionellen Antriebssysteme im Straßenverkehr zu verbessern und durch quantitative Reduktion der Emissionen die Umweltbelastung zu verringern.
- Ein großes Potential der Emissionsreduktion bieten neue Energieträger wie Erdgas, Methanol ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ) und Ethanol ( $\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$ ), die ebenso wie Benzin und Diesel  $\text{NO}_x$  und  $\text{C}_n\text{H}_m$  bei der motorischen Verbrennung emittieren.
- Systeme aus neuen Energieträgern und Antrieben können bei effizienter Energieumwandlung auch eine Verbesserung der Emissionsqualitäten ermöglichen und damit das Bildungspotential für Sekundärschadstoffe (Ozon und andere) reduzieren.
- Für die gesamte Energieumwandlungskette von der Primärenergiequelle bis zum fahrenden Pkw muss der Vergleich neuer Energieträger hinsichtlich des spezifischen Energieverbrauchs und der spezifischen Emissionen von  $\text{CO}$ , Kohlendioxid ( $\text{CO}_2$ ),  $\text{NO}_x$ ,  $\text{C}_n\text{H}_m$ , Formaldehyd ( $\text{CHOH}$ ), Partikeln und Schwefel sowie der Bildungspotentiale für Sekundärschadstoffe erfolgen.
- Auf der Basis von Erdgas oder anderen Ausgangsstoffen aus der Petrochemie, Abfallwirtschaft oder Landwirtschaft (sog. sekundärer Biomasse) können Kraftstoffe wie Wasserstoff ( $\text{H}_2$ ), Methanol und Fischer-Tropsch-Diesel aus Synthesegasen (Hauptkomponenten  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2$ ) hergestellt werden; sie können eine besondere Rolle für die zukünftige Kraftstoffbereitstellung spielen.

- Methanol kann in *Flexible Fuel Vehicles* (FFV) Ottomotoren (M85), Dieselmotoren (M100) und Brennstoffzellenantrieben eingesetzt und/oder auch zur Methyl-(tertiär-)butylether (MTBE) -Erzeugung als Oktan-*booster* oder als Benzin-*blend* (M3) verwendet werden.
- Zu den wichtigsten Eigenschaften des Methanols zählen: Das Molekül ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ) ist einfach aufgebaut; es hat ein sehr geringes Kohlenstoff-/Wasserstoff-Verhältnis. Methanol ist bei Umgebungstemperatur flüchtig. Die Massen-/Volumen-bezogene Energiedichte des Tanksystems beträgt etwa 46 %/46 % bzgl. eines Tanksystems für Benzin bzw. 200 %/300 % bzgl. eines Tanksystems für  $\text{L.H}_2$ . Methanol wirkt korrosiv auf Materialien von Tanks, Rohrleitungen und Armaturen; es ist biologisch abbaubar (vgl. **Kapitel 4**). Durch Reformierung von Methanol bei  $250^\circ\text{C}$  kann Wasserstoff erzeugt werden.
- In der kalifornischen Umweltgesetzgebung werden Brennstoffzellenantriebe mit dem Energieträger Wasserstoff als *Zero Emission Vehicle* eingestuft (wie auch Elektroantriebe mit Batterie) und solche mit beispielsweise dem Energieträger Methanol als *Partial Zero Emission Vehicle* (wie auch Erdgas-Verbrennungsmotoren oder Hybridantriebe mit Verbrennungsmotor).
- Methanol kann aus Erdgas (oder Kohle, Öl, Biomasse, Abfallstoffen) über die Erzeugung von Synthesegas mit anschließender Methanolsynthese hergestellt werden. Die Nutzung kann dann in Verbrennungsmotoren erfolgen oder auch direkt/indirekt in Brennstoffzellen zur Stromerzeugung für Elektroantriebe. Bei indirekter Nutzung in Brennstoffzellen ist ein Reformer zur „An-Bord Wasserstofferzeugung“ notwendig (zur Funktion von Brennstoffzellen siehe [STOLTEN et al. 2002]).
- Die Bereitstellung von Methanol auf regenerativer Basis als Endenergieträger hängt stark von lokalen bzw. regionalen Möglichkeiten und Bedürfnissen ab.
- Ein weiterer vielbeachteter Biokraftstoff ist Ethanol, das in Brasilien aus volkswirtschaftlichen Gründen für den Energiemarkt Verkehr (1990: 88 % aller neuen Pkw für Ethanolbetrieb, [BRASIL 2000]) angeboten wird. Ethanol eignet sich auch als *Blend*komponente (E5) oder zur Herstellung von ETBE für Kraftstoffe.

Die spezifischen Kosten (pro Energieinhalt des Energieträgers) für die Bereitstellung verschiedener Primär- und Sekundär- bzw. Endenergieträger, die letztlich im Straßenverkehr zum Einsatz kommen, sind in der folgenden **Tabelle 1** zusammengestellt.

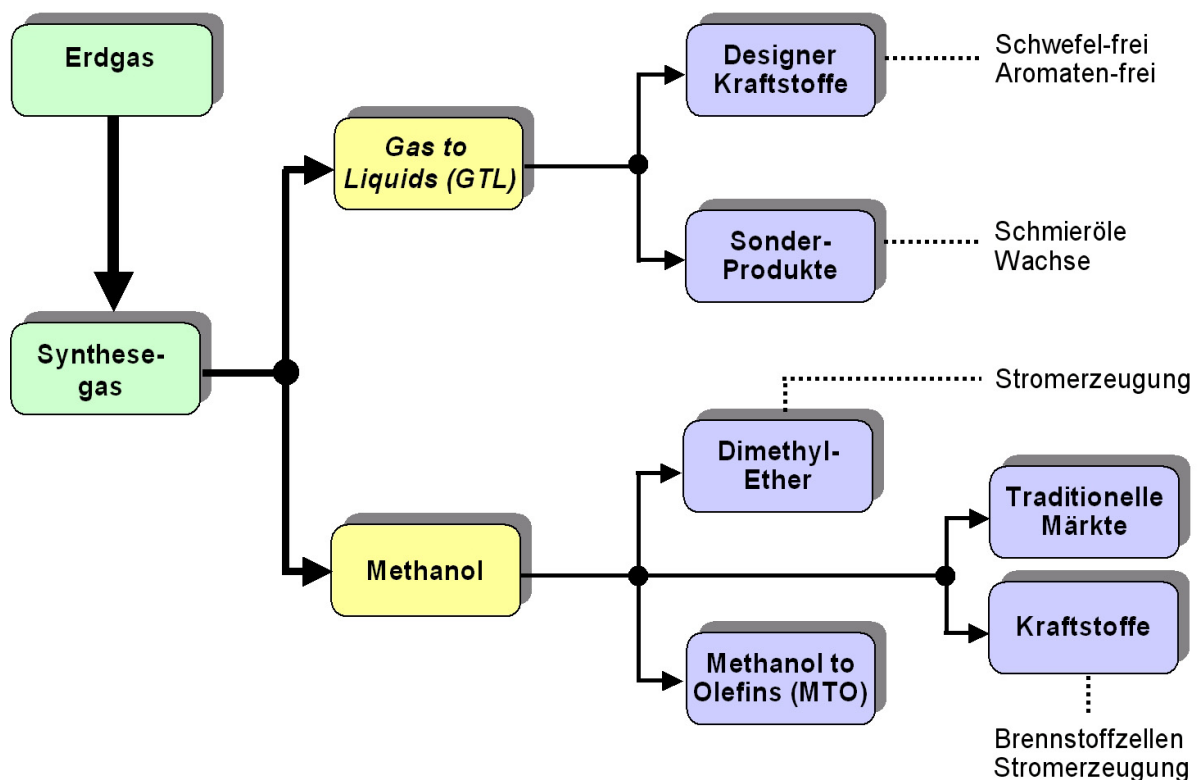
**Tabelle 1:      Energieträger-Herstellungskosten**

| <b>Energieträger</b>                                                                                          | <b>Kosten [US-\$/GJ<sub>Energieträger</sub>]</b>                |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|
| Erdgas / ab Grenze Deutschland [BAW 2001]                                                                     | 3 (9/2002); 3,5 (9/2001)                                        |
| Rohöl / ab Grenze Deutschland [BAW 2001]                                                                      | 4,7 (1-9/2002); 5,4 (1-9/2001)                                  |
| Steinkohle Einfuhr / ab Grenze Deutschland [BAW 2001]                                                         | 1,4 (11/2000)                                                   |
| Biomasse / in Deutschland [DREIER 2000]                                                                       | 18-45; (inkl. Stilllegungsprämie)                               |
| Super -Benzin / FOB <sup>1)</sup> [ADL 2000]                                                                  | 6 (1/2001); 6 (USA)                                             |
| Diesel / FOB <sup>1)</sup>                                                                                    | 4,8 / 7,2 (Rohöl: 20 / 30 \$/bbl <sup>2)</sup> )                |
| Methanol (Erdgas) <sup>3)</sup> [MPE 2000]                                                                    | 5-7 (Erdgas: 1,5-2,5 bei 2.000 t/d)                             |
| Methanol / FOB <sup>1)</sup> [HODGES 2002]                                                                    | 13-5 (1/2000-9/2002)                                            |
| Methanol ( <i>remote gas</i> ) <sup>3)</sup><br>[LURGI 2000], [LIEBNER 2002]                                  | 4 bzw. 5 ( <i>remote gas</i> : 0,5 bzw. 0,7);<br>(10 kt/d)      |
| Methanol (Biomasse) <sup>3)</sup> [SPECHT 2002]                                                               | 16-28                                                           |
| H <sub>2</sub> (Erdgas) <sup>3)</sup> [ULLMANN 2003];<br>(300 MW <sub>H<sub>2</sub></sub> , s. [DREIER 2000]) | 9 (Erdgas: 4)                                                   |
| C.H <sub>2</sub> <sup>5)</sup> (Erdgas) <sup>3)</sup> an Tankstelle [ADL 2000]                                | 17 (Erdgas: 4)                                                  |
| H <sub>2</sub> (Biomasse / Kohle) <sup>3)</sup> [PU 1996]                                                     | 15 (Biomasse: 2 / Kohle: 1,3; + 2 für<br><i>Sequestration</i> ) |
| H <sub>2</sub> (Elektrolyse) <sup>4)</sup> an Tankstelle [PU 1996]                                            | 25 (regenerativer Strom: 12,5)                                  |
| C.H <sub>2</sub> <sup>5)</sup> (Elektrolyse, Windkraft,) <sup>4)</sup> [ARAL<br>2001]                         | 46 (2010-2020)                                                  |
| H <sub>2</sub> (Elektrolyse, Strom D) <sup>4)</sup> an Tankstelle<br>[VALENTINE 2001]                         | 47 (50 % Substitution in Deutschland)                           |
| L.H <sub>2</sub> <sup>6)</sup> oder C.H <sub>2</sub> (Erdgas) <sup>3)</sup> an Tankstelle<br>[VALENTINE 2001] | 21 (50 % Substitution in Deutschland)                           |
| Ethanol <sup>7)</sup> [CEA 2003]                                                                              | 21 / 19 / 15 (2000 / 2005 / 2010)                               |

Umrechnungen: 1 GJ = (100/0,36) kWh; 1 US-\$/GJ = 0,36 US-Cent/kWh; 1 € = 1 US-  
\$; <sup>1)</sup> FOB = Free On Board Rotterdam; <sup>2)</sup> 1 bbl (*barrel*) = 158,9873 l (Liter); <sup>3)</sup> Verga-  
sung / Reformierung des Energieträgers; <sup>4)</sup> Wasserelektrolyse; <sup>5)</sup> C.H<sub>2</sub> = *compressed*  
*hydrogen* mit Anlieferung an Tankstelle; <sup>6)</sup> L.H<sub>2</sub> = *liquid hydrogen*; <sup>7)</sup> in Frankreich

### 3 Methanol und alternative Kraftstoffe für den Straßenverkehr

Methanol und GTL-Kraftstoffe (*gas to liquids*) basieren auf Synthesegasen, die heute vorrangig aus Erdgas aber auch aus anderen Ausgangsstoffen erzeugt werden (**Abbildung 2**) (eine Übersicht über unterschiedliche GTL-Verfahren ist in [GTL 2003] zu finden). Methanol kann zu Dimethylether (DME) oder Olefinen weiterverarbeitet werden.



**Abbildung 2: Wege der Synthesegasnutzung aus Erdgas (nach [METHANEX 2003])**

Der Einsatz von Methanol als Kraftstoff erfolgt(e) für

- Verbrennungsmotoren; in Kalifornien/USA: M85 (Pkw) mit Tankstellen (heute ohne Bedeutung),
- das M100 Programm (M85) in Deutschland vor 15–20 Jahren; 100 Kfz und einige wenige Tankstellen, u.a. bei UK Wesseling/DEA (heute ohne Bedeutung),
- die M100-DI (Direkteinspritzer) Motoren in USA und Deutschland (Dieselkonzept mit Zündhilfe); bei FEV/Aachen, Volkswagen und EPA/USA (heute ohne Bedeutung),

- Brennstoffzellenantriebe mit Niedertemperaturbrennstoffzellen (gegenwärtig im Entwicklungsstadium),
- Brennstoffzellen-Pkw (Konzeptfahrzeuge)

Neben dem Einsatz als Kraftstoff für Fahrzeugantriebe ist Methanol auch als Ausgangsstoff für die Herstellung von Oktan-boostern (MTBE) des Benzins geeignet.

Methanol wird heute überwiegend (80 %) durch Wasserdampf-Reformierung von Erdgas und anschließender katalytischer Synthese in großen Anlagen (bis 3.000 t/d) hergestellt und im Chemiesektor eingesetzt; hierfür wird ein hoher Reinheitsgrad verlangt (*Grade AA*); dagegen sind die Qualitätsanforderungen für den Einsatz als Kraftstoff im Verkehrssektor noch nicht definiert (*Fuel-Grade*). Die weltweite Methanol-Produktionskapazität beträgt etwa 35 Mio. t/a (2003); sie wird nach 2005 möglicherweise 40 Mio. t/a überschreiten [MFCA 2003]. Der Verbrauch liegt gegenwärtig bei etwa 30 Mio. t/a; davon entfallen etwa ein Drittel auf die USA [McCASKILL 2002]. Europa verfügt über eine Erzeugungskapazität von 4 Mio. t/a bei einer Auslastung von 3 Mio. t/a in 1999 [VRIENS 2000]. Die Methanolnutzung ist heute stark auf den Chemiemarkt ausgerichtet (weltweit etwa ein Drittel für Formaldehyd – in Europa etwa 50 % des Methanolmarkts; auch für Essigsäure, Methanolderivate sowie Lösungsmittel) [McCASKILL 2000], [McCASKILL 2002], aber auch in den letzten Jahren zunehmend auf den Verkehrsenergieträgermarkt für die MTBE-Erzeugung. Methanol kann zur begrenzten Sauerstoffanreicherung dem Benzin zugemischt werden, oder auch zur Herstellung des Oktan-boosters MTBE eingesetzt werden. MTBE wird dann als Bleiersatz mit gleichzeitiger Sauerstoffanreicherung dem Benzin zugesetzt.

Methanol ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ) wird auch für die Herstellung von Dimethylether (DME,  $\text{C}_2\text{H}_6\text{O}$ ) eingesetzt. DME kann bei rußfreier Verbrennung als Dieselerkraftstoff in Diesel-Verbrennungsmotoren verwendet werden. DME wird aus Methanol unter Wasserabspaltung hergestellt, es ist bei Umgebungstemperatur und -druck gasförmig und wird bei kleinen Drücken flüssig gespeichert und transportiert (DME:  $H_u=28$  MJ/kg; Methanol:  $H_u=20$  MJ/kg).

|                      | <b>2 CH<sub>3</sub>OH = C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>O + H<sub>2</sub>O</b> |      |      |
|----------------------|--------------------------------------------------------------------------|------|------|
| Molmasse / [kg/kmol] | 2 x 32                                                                   | = 46 | + 18 |
| Molmasse / [%]       | 100                                                                      | = 72 | + 28 |

Methanol wird auch für die Umesterung von Pflanzenöl eingesetzt. Durch Veränderung des molekularen Aufbaus der Fettmoleküle lassen sich die physikalischen Eigenschaften des Öls verändern. Dieser chemische Prozess – die sogenannte Umesterung – wird genutzt, um die motorspezifischen Anforderungen an einen Kraftstoff zu erfüllen. Unter Umesterung bzw. Alkoholyse versteht man den Austausch eines im Ester (hier Pflanzenöl) gebundenen Alkohols (z.B. dreiwertigen Alkohols, Glycerin) durch einen anderen (z.B. einwertigen Alkohol, Methanol). Als Ausgangsstoffe werden Rapsöl und Methanol (etwa 5 %, energetisch bezogen auf RME) benötigt. Als Endprodukte entstehen Rapsölmethylester (RME) (RME:  $H_u=37$  MJ/kg; Diesel-Kraftstoff:  $H_u=43$  MJ/kg) und Glycerin.

Erdölbegleitgase (*associated gas*, s.a. Doppelte Nutzung der Reserven, **Kapitel 12.3**) stehen nach [LIEBNER 2002] weltweit in großen Mengen mit etwa  $10^{11}$  m<sup>3</sup>/a (energetisch entsprechend 130 Mio. t/a Methanol) zu niedrigen Kosten [HOLMES 2000], [HOLTMANN 2001] zur Verfügung. Bei einem Kostenniveau von  $\leq 1$  \$/GJ<sub>Begleitgas</sub> können Methanolerzeugungsanlagen mit Kapazitäten von 5.000 t/d Methanol (sog. Megaanlagen) errichtet werden. Dies würde möglicherweise eine zurückgehende Ausnutzung der bereits vorhandenen weltweiten Produktionskapazitäten zur Folge haben (Nutzung heute: etwa 75–80 %), vor allem aber die Erzeugungskosten für Methanol deutlich beeinflussen. Einsträngige Megaanlagen nach dem Verfahren der kombinierten Reformierung mit mehrstufiger Methanolsynthese [STREB GÖHNA 2000] werden u. a. in Trinidad und Bandar Assaluyeh/Iran nach dem LURGI-Verfahren errichtet [LURGI 2000] und [JONES 2000] (siehe **Kapitel 5**). Kleinere Anlagen haben zwar – wie in Deutschland – oft den Vorteil der kurzen Lieferwege zum Verbraucher; der Erlös für das produzierte Methanol wird aber wegen der höheren Gesteungskosten geringer ausfallen.

Bei großen Gasmengen, die weit ab von den Verbrauchern verfügbar sind (*remote gas*, *stranded gas*), stellt sich die Frage nach einer geeigneten Strategie für ihre Nutzung. Nach [HOLTMANN 2001] ist der leitungsgelbundene Transport von elektrischem Strom (der vor-Ort „am Bohrloch“ mit Hilfe von Erdgas erzeugt wird) über Fernleitungen oder der Transport von Erdgas in *Pipelines* nur bis Entfernungen von 2.500 km wirtschaftlich. Dagegen würde die Vor-Ort-Erzeugung von LNG (*Liquified Natural Gas*), DME (Dimethylether), Wasserstoff, Methanol oder eine gekoppelte Produktion von Methanol und Propylen oder Methanol und Ammoniak eine alternative Nutzungsmöglichkeit darstellen. Vor einer Realisierung solcher Möglichkeiten steht allerdings – in Abhängigkeit von den Erdgasqualitäten

(Gehalt an Schwefel, Kohlendioxid, Stickstoff und höheren Kohlenwasserstoffen) – die Analyse der Märkte und die des Gesamtaufwands an Primärenergie bei gleichzeitiger Minimierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen.

### 3.1 MTBE

Ein erheblicher Anteil an Methanol wird für die Produktion von MTBE verwendet. In Europa und den USA wird MTBE bisher als Benzinbeimischung (*blend*) im Verkehrsbereich eingesetzt; es dient in Vergaserkraftstoffen als Oktan-*booster* und als „umweltfreundliche“ sauerstoffanreichernde Komponente. Ziel dieser Maßnahme ist auch eine Reduktion der CO-Emissionen nach Umweltvorschriften der USA, der EU und anderer Länder. Im Gegensatz zu Europa zeichnet sich jedoch in den USA hinsichtlich des Einsatzes von MTBE ein deutliches Umdenken ab.

MTBE (C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>O) wird aus Methanol und Isobuten (C<sub>4</sub>H<sub>8</sub>) hergestellt. Der massenbezogene Heizwert des MTBE (H<sub>u</sub>=35 MJ/kg) ist fast doppelt so hoch wie der des Methanols (H<sub>u</sub>=20 MJ/kg) (**Tabelle 23**).

|                      | <b>CH<sub>3</sub>OH + C<sub>4</sub>H<sub>8</sub> = C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>O</b> |   |      |   |     |
|----------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|---|------|---|-----|
| Molmasse / [kg/kmol] | 32                                                                                  | + | 56   | = | 88  |
| Molmasse / [%]       | 36,4                                                                                | + | 63,6 | = | 100 |

Isobuten entsteht bei der Naphtha-Dampfreformierung, aus Crackgasen der Erdölindustrie, sowie bei der katalytischen Dehydrierung von Butan oder Isobutan. In den letzten Jahren bestimmte der starke Einsatz von MTBE die Nachfrage nach Methanol weltweit. Wegen der Trinkwassergefährdung aufgrund von Leckagen aus Benzintanks in Kalifornien [FISLER 2000] entwickelte sich in den USA eine Diskussion über die Zulässigkeit der Verwendung von MTBE als Bleiersatz und Sauerstoff spendende Kraftstoffkomponente (ein ausführlicher Überblick zum Umweltverhalten (Henry-Koeffizient) sowie dem mikrobiellen Abbau und den Gesundheitsgefahren von MTBE wird in [LINNEMANN 2003] gegeben). Das zunächst auf den 31.12.2003 ausgesprochene Verbot der Verwendung von MTBE in Kalifornien wurde mittlerweile um ein Jahr auf Ende 2004 verschoben [CEC 2002] (siehe **Kapitel 12.2**). Wenn der zweitgrößte Absatzmarkt für Methanol aus diesem Grunde schrumpfen würde, könnten erhebliche Überschussmengen an Methanol auf den Markt drücken.

### 3.2 M85- und Direkteinspritzer-Verbrennungsmotor

Schon zu Beginn der 80er Jahre wurden Motoren entwickelt, die mit Methanol-Benzin-Mischkraftstoffen betrieben werden konnten. Anfänglich enthielten diese Kraftstoffe lediglich 15 % Methanol (M15); später wurde der Methanolanteil schrittweise gesteigert. Unter bestimmten Bedingungen und in Abhängigkeit vom Wassergehalt des Methanols sind zusätzliche Lösungsvermittler erforderlich. Bis zu einem Methanolanteil von ca. 3 % sind keine Veränderungen am Fahrzeug (Motor und Peripherie) nötig. Eine Beimischung von 3 %–15 % Methanol erfordert eine Anpassung der Materialien des Kraftstoffsystems (Kunststoffe), die mit Methanol direkt in Kontakt kommen.

Für den Einsatz im Fahrzeug war Reinmethanol zunächst nicht geeignet, da sein geringer Dampfdruck Kaltstartprobleme zur Folge hatte. Aus diesem Grund wurden dem Methanol 10–15 Vol.-% einer Benzinfraktion beigemischt. Um die Kraftstoffeigenschaften von M85 optimal nutzen zu können, waren Modifikationen der bestehenden Motorkonzepte nötig.

Die ersten Erfahrungen mit M85/M90 wurden mit umgerüsteten Ottomotoren gemacht. Dabei ermöglichten die hohen Oktanzahlen eine Erhöhung des Verdichtungsverhältnisses gegenüber dem Benzinbetrieb. Durch die weiten Zündgrenzen von Methanol konnte zusätzlich ein Magerbetrieb realisiert werden. Schon 1982 konnten Methanolfahrzeuge im ECE-Zyklus günstigere Verbrauchswerte gegenüber vergleichbaren Benzinfahrzeugen erzielen. Bedingt durch den Magerbetrieb, die geringe Flammentemperatur und die hohe Verdampfungswärme der Methanolkraftstoffe zeigten die Methanolfahrzeuge darüber hinaus äußerst niedrige Stickoxid-Emissionswerte. In den folgenden Jahren wurde das Motorkonzept durch Maßnahmen wie die Anpassung von Brennraumkonfiguration und Gemischbildungseinrichtung an die erhöhten Verdichtungswerte weiter verbessert.

Optimierte Konzepte für M85 wurden weltweit getestet und nahezu bis zur Serienreife entwickelt. Wegen der fehlenden großflächigen Versorgungsinfrastruktur wurde der Schwerpunkt der Entwicklung zunehmend auf universellere *Flexible Fuel Vehicles* (FFV) gelegt, die mit M85, mit Benzin und beliebigen Kraftstoffmischungen betrieben werden können. Dadurch war die volle Mobilität des Nutzers gesichert. VOLKSWAGEN entwickelte Ende der 80er Jahre das *Multi Fuel Concept-Vehicle* (MFC/MFV) und beteiligte sich ab 1990 an einem größeren Versuchsprogramm mit etwa 100 Fahrzeugen in Kalifornien [WEGENER 1999].

Die steigenden Anforderungen an die Abgasqualität der Fahrzeuge führten zur Entwicklung eines Motorkonzepts für den Betrieb mit reinem Methanol (M100). 1990 stellten die Firmen FEV/Aachen, Volkswagen und EPA/USA ein Konzept für einen Methanolmotor mit Direkteinspritzung (DI) vor, der auf einem serienmäßigen 1,9 l DI-Dieselmotor von Volkswagen basierte. Der Testbetrieb ergab im Vergleich zum Dieselmotor sehr niedrige NO<sub>x</sub>- und Partikelemissionen. Die Emissionen der *Non-Methane-Organic-Gases* (NMOG) waren deutlich höher als die vergleichbarer Dieselmotoren. Bei den NMOG handelte es sich größtenteils um unverbranntes Methanol (mit niedrigem Ozonbildungspotential) aus der Kaltstartphase (unverbrannte Kohlenwasserstoffe aus der Kaltstartphase von Otto-/Diesel-Motoren haben dagegen ein hohes Ozonbildungspotential). Im Gegensatz zum Ottomotor zeigte der DI-Methanolmotor sehr niedrige Aldehydemissionen.

Dieses Motorkonzept verbindet den Vorteil des hohen Wirkungsgrads direkteinspritzender, hochverdichtender Motoren mit dem der rußfreien Verbrennung der Alkohole. Wegen der niedrigen Cetanzahlen der Alkoholkraftstoffe ist eine Fremdzündanlage oder eine zusätzliche Einspritzung von Dieselmotorkraftstoff erforderlich. Die Glühzündanlage begründet ein zufriedenstellendes Kaltstart- und Kaltabfahrverhalten. Ein großes Problem stellt allerdings die erhöhte Korrosions- und Verschleißanfälligkeit infolge der mangelhaften Schmierwirkung des Methanols dar [WEGENER 1999], [HILGER et al. 1990].

In Kalifornien und einigen Städten der USA waren *Flexible Fuel Vehicle* für den Betrieb mit Verbrennungsmotor und Benzin beziehungsweise Methanol/Benzin-Gemischen im Einsatz. Die Fahrzeuge führten nur einen Tank mit sich, verfügten aber über einen Kraftstoffsensor. Von den etwa 20.000 Fahrzeugen entfielen ca. 15.000 Pkw auf Kalifornien. An diesem Projekt waren die Firmen Ford, GM, Chrysler, VW, Nissan, Toyota und Mercedes beteiligt. Unter Beteiligung der Firmen ARCO, Chevron, Exxon, Mobil, Shell, Texaco und Ultramar waren in Kalifornien 330 Methanol Transit Busse mit Detroit Diesel 6V92-Motoren im Einsatz; für die Betankung mit M85 standen nur weniger als 100 Tankstellen zur Verfügung. Zertifizierte Fahrzeuge sind heute nicht mehr auf dem Markt; das 10-Jahresprogramm mit M85 wurde beendet, die letzten Tankstellen werden geschlossen oder umgerüstet. Im Rahmen der *California Fuel Cell Partnership* gibt es seit dem 25.4.2002 in Sacramento/CA eine Methanol Tankstelle von Methanex. In der *Near-Term Clean Fuel Infrastructure- and Vehicles*-Planung von Kalifornien spielt Methanol keine Rolle [LYNN 2001], [WARD 2002], [CEC 2001], [MI 2003].

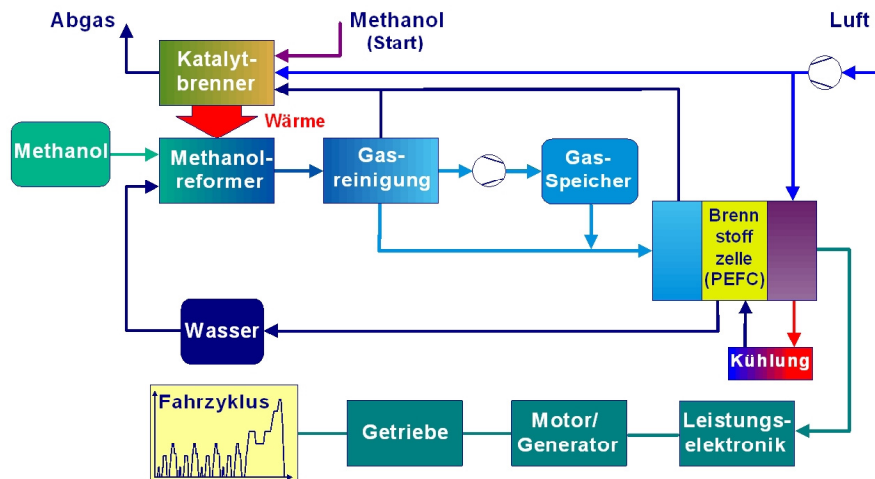
### 3.3 Brennstoffzellenantriebe

Neuartige Antriebe für den Verkehr werden nur dann ein großes Anwendungspotential erreichen können, wenn sie mit einem höheren Systemwirkungsgrad als verbrennungsmotorische Antriebe zur Schonung der vorhandenen Energieressourcen und zur Minderung der Schadstoffemissionen beitragen. Aber auch Fahrleistungen, Nutzung (nutzbarer Innenraum und Zuladung) und Reichweiten müssen mit denen konventioneller Fahrzeuge vergleichbar sein. Schließlich müssen die Kosten konkurrenzfähig sein.

Dazu müssen Gesamtwirkungsgrad und Gesamtemissionen von Energieumwandlungsketten (Energiebilanz vom Primärenergieträger bis hin zum Fahrzeug im Betrieb, siehe **Tabelle 2**) gegenüber denen konventioneller Antriebe für den Verkehr verbessert werden. Gewichtsreduzierung, Rückgewinnung von Bremsenergie oder Verkehrsleitsysteme können dazu weitere Beiträge leisten. Auch die Verwendung kohlenstoffarmer Primärenergieträger in Antriebssystemen mit optimalem Energiemanagement trägt zur Emissionsminderung bei. Heute dominieren die verbrennungsmotorischen Antriebe auf der Basis des fossilen Primärenergieträgers Erdöl. Elektroantriebe mit Batterien als Stromquelle stellen derzeit nur einen Nischenmarkt dar. Die Infrastruktur der mobilen Energieversorgung ist ebenfalls von den verbrennungsmotorischen Antrieben geprägt. Die modernen Industriestaaten verfügen über flächendeckende Tankstellennetze. Unter allen für Fahrzeuge geeigneten Energiewandlern und Speichern besitzen die elektrochemischen in Verbindung mit Elektromotoren einen höheren Wirkungsgrad als die verfügbaren Verbrennungsmotoren. Derartige Elektroantriebe können einen deutlichen Beitrag zur Lösung der Probleme der mobilen Energieversorgung leisten. Bei der Nutzung einer Brennstoffzelle als Energiewandler in einem Fahrzeug sind – wie beim konventionellen Antrieb – Wandler und Speicher voneinander getrennt angeordnet; Leistung und Energievorrat (und damit die Reichweite) können unabhängig voneinander gewählt werden.

Da Brennstoffzellen für den Einsatz im mobilen Bereich (Niedertemperaturbrennstoffzellen mit Polymermembran als Elektrolyt, *polymer electrolyte fuel cell*, PEFC) beim heutigen Entwicklungsstand Wasserstoff und Luft als Edukte benötigen, müsste man als Energieträger Wasserstoff zur direkten Nutzung (Wasserstoffvariante) oder Methanol beziehungsweise flüssige Kohlenwasserstoffe (wie Benzin oder Diesel) zur indirekten Nutzung tanken. Die indirekte Nutzung von reformiertem Methanol (**Abbildung 3**) oder flüssigem Kohlenwasserstoff (beide mit An-Bord Erzeugung

von Wasserstoff) hat gegenüber der direkten Nutzung von Wasserstoff eine Wirkungsgraderniedrigung des Brennstoffzellenantriebs zur Folge. Eine Infrastruktur zur Betankung von Methanol-betriebenen Brennstoffzellen-Fahrzeugen existiert derzeit nicht.

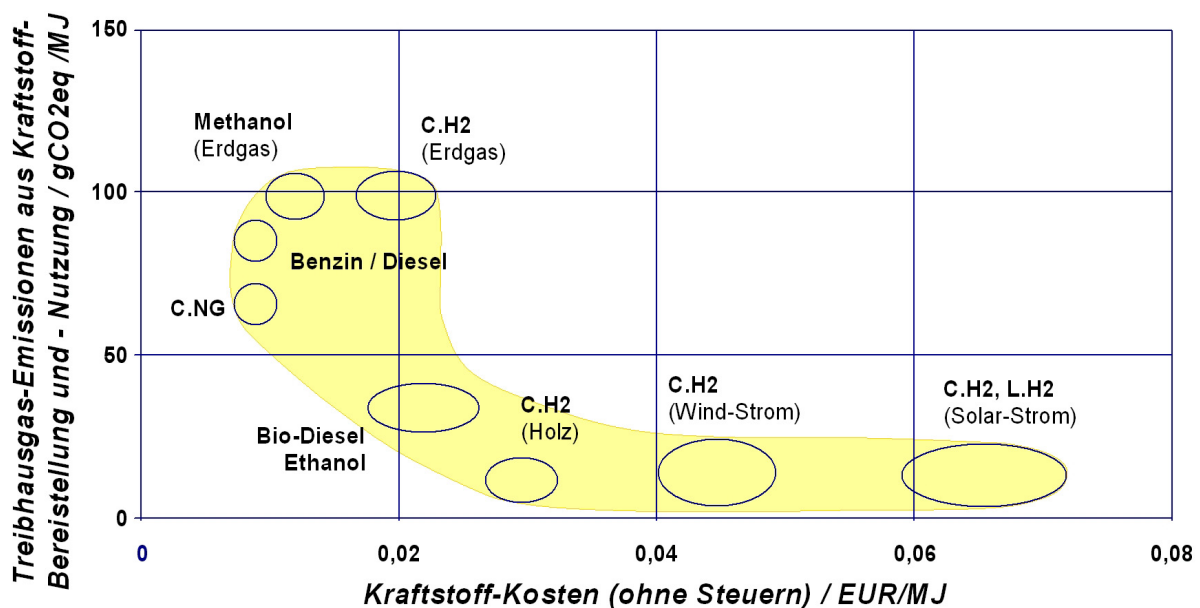


**Abbildung 3: Brennstoffzellenantrieb mit An-Bord Wasserstofferzeugung aus Methanol**

Bei einem Antriebssystem für den mobilen Einsatz mit Methanoltank und -reformer, Brennstoffzelle, Energiespeicher und Elektromotor (**Abbildung 3**) kommt als Kraftstoff ein flüssiges Methanol/Wasser-Gemisch zum Einsatz, welches bei normalen Umgebungsbedingungen ähnliche physikalische Eigenschaften aufweist wie konventionelle Kraftstoffe. Das Wasser muss nicht zusätzlich getankt werden; vielmehr entsteht es als Oxidationsprodukt des Wasserstoffs, wird aus dem Abgasgemisch der Brennstoffzelle auskondensiert und in den Tank geleitet. Das Methanol/Wasser-Gemisch wird von einer Kraftstoffpumpe in einen Verdampfer gefördert, wo es erwärmt, verdampft und überhitzt wird. Das überhitzte Methanol/Wasser-Gemisch wird anschließend in einem Reformer zu einem wasserstoffreichen Synthesegas umgewandelt. Für die heterogen katalysierte Reaktion wird Wärme von einem emissionsarmen Katalytbrenner bereitgestellt, in dem die energetisch nutzbaren Restgase umgesetzt werden.

Würde man heute im großflächigen Verkehr den Brennstoffzellenantrieb eines Pkws mit getanktem Wasserstoff und Luft betreiben wollen (Wasserstoff/Luft-Variante), so wäre dies mit erheblichen Problemen verbunden: die Speicherdichte heutiger Wasserstoffspeicher ist zu gering (das führt zu Gewichts- beziehungsweise Volumenproblemen) und eine Infrastruktur für die Wasserstoffversorgung dieser Pkws ist nicht vorhanden. Die Kosten vor Steuer für Wasserstoff auf Basis Erdgas wären selbst bei einem hohen

Substitutionsanteil von etwa 50 % 2–3-mal so hoch wie die für Benzin- oder Diesel-Kraftstoff. Die Bewertung dieser erhöhten Kosten wird aber dadurch relativiert, dass – im Vergleich zum Benzin-betriebenen Fahrzeug mit Verbrennungsmotor – das Wasserstoff-betriebene Fahrzeug einen etwa 40 % niedrigeren Energiebedarf aufweist (vgl. **Tabelle 2**). **Abbildung 4** zeigt für Deutschland die heutigen spezifischen Energieträgerkosten (vor Steuern) für die Kraftstoffbereitstellung in Abhängigkeit von den spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen, die bei der Bereitstellung des jeweiligen Kraftstoffs bis zur Tankstelle und der Nutzung von 1 MJ des betreffenden Energieträgers anfallen.



Die spezifischen Energieträgerkosten (€/km oder €/KWh) werden, bei Einbeziehung von Kraftstoffbereitstellung und -nutzung, durch fortschreitende Entwicklungen modifiziert werden; dazu zählen u.a. Kosten für CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Deponierung bei der Erzeugung von fossil-basiertem H<sub>2</sub>, mögliche Bonuspunkte für geringere CO<sub>2</sub>-Emissionen oder gar die Internalisierung externer Kosten. Besonders H<sub>2</sub> auf der Basis erneuerbarer Energiequellen wird, im Vergleich mit konventionellen Kraftstoffen von heute, die Kraftstoffkosten ansteigen lassen, dies aber auf einem sehr niedrigen spezifischen CO<sub>2</sub>-Niveau.

**Abbildung 4: Spezifische Energieträgerkosten vor Steuern für Kraftstoffbereitstellung in Deutschland in Abhängigkeit von den spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen**

Mittelfristig könnte ein einfacherer Lösungsansatz darin bestehen, flüssige Energieträger wie Methanol und Benzin/Diesel zu tanken und daraus im Fahrzeug (an-Bord) ein wasserstoffreiches Synthesegas zu erzeugen. Probleme wie Reichweite und Infrastruktur sind damit leichter zu lösen als bei der Wasserstoffvarianten; allerdings beeinträchtigt die An-Bord Wasserstoffherzeugung die Dynamik des Antriebs und erfordert den Einbau ei-

nes zusätzlichen Kurzzeitenergiespeichers für Beschleunigungsphasen. Mit dem Einsatz von Methanol oder Benzin/Diesel stellt sich die Frage nach einer Modifikation der Brennstoffzelle mit dem Ziel, wasserstoffreiche und mit CO, CO<sub>2</sub> und Wasser angereicherte Synthesegase in der Brennstoffzelle mit Luftsauerstoff oxidieren zu können.

Gegenwärtig werden in Forschung und Entwicklung die Methanol- und Benzin/Diesel-Varianten als Übergangslösungen auf dem Weg zum Einsatz reinen Wasserstoffs nur eingeschränkt bearbeitet. Mittel- bis langfristig wird auch die Entwicklung der Brennstoffzelle für die direkte Methanolnutzung, die *direct methanol fuel cell*, DMFC, verfolgt [JÖRISSEN 2000]; langfristig ist – beim Vorhandensein einer kostengünstigen, möglichst auf regenerativ erzeugtem Wasserstoff aufbauenden Infrastruktur – die Nutzung der oben erwähnten Wasserstoffvarianten vorgesehen, die heute in den meisten Brennstoffzellen Konzeptfahrzeugen umgesetzt wird.

Im Gegensatz zum mobilen Bereich weist die DMFC ein hohes Potenzial zum Einsatz im portablen Bereich für Stromgeneratoren mit Brennstoffzellen auf [HFC 2003] (siehe **Kapitel 12.1**). Arbeiten dazu werden weltweit verfolgt, u.a. im Forschungszentrum Jülich [DOHLE 2003].

Viele Faktoren beeinflussen die Entwicklung der Brennstoffzellenbetriebenen Fahrzeuge zu Produkten für einen möglichen Massenmarkt. Ein Vergleich der Bilanzen der Energie- und Emissionsketten für die Kraftstoffbereitstellung und den Pkw-Betrieb (*Well-To-Wheels* Analysen) in Deutschland zeigt nach [KRAKE 2003] teilweise Vorteile der Fahrzeuge mit Brennstoffzellen gegenüber solchen mit anderen Antriebssystemen (**Tabelle 2**). Dazu zählen Vorteile bei:

- Primärenergiebedarf (etwa 30 % geringer bei zukünftigen C.H<sub>2</sub>-BZ-Pkw gegenüber Benzin-VM-Pkw; dagegen kein Bonus für CH<sub>3</sub>OH-BZ-Pkw bei CH<sub>3</sub>OH-Erzeugung in Deutschland aus Erdgas),
- CO<sub>2</sub>-Emissionen (etwa 43 % geringer bei zukünftigen C.H<sub>2</sub>-BZ-Pkw, etwa 13 % geringer bei Methanol-BZ-Pkw mit Methanolerzeugung aus Erdgas am Bohrloch; beide im Vergleich zu Benzin-VM-Pkw) und
- Limitierten Emissionen (H<sub>2</sub>-BZ-Pkw sind Null-Emissions-Fahrzeuge; Methanol-BZ-Pkw unterschreiten deutlich die EURO 4-Norm und erfüllen strengere Standards der kalifornischen ZEV-Gesetzgebung).

Weiterhin müssen Fahrleistung und -komfort, Nutzlasten, Reichweiten und Kosten von Brennstoffzellenfahrzeugen und modernen Fahrzeugen mit Benzin/Diesel-Antrieb miteinander vergleichbar sein. Darüber hinausge-

hende Vorteile und neue Wertschöpfungspotenziale müssen bei Brennstoffzellenfahrzeugen erkennbar sein.

Wegen des unterschiedlichen Entwicklungsstandes von Brennstoffzellenantrieben ist ein Bilanzvergleich der Energieumwandlungsketten nur eingeschränkt möglich. So ist die Entwicklung von Brennstoffzellenantrieben mit An-Bord Reformierung von Erdgas-stämmigem Fischer-Tropsch-Diesel (FT-D) und direkter Methanolbeaufschlagung der Brennstoffzelle (DMFC) wesentlich weniger weit vorangeschritten, als jene von indirektem Methanoleinsatz (An-Bord Reformierung) oder direktem Wasserstoffeinsatz (PEFC). Als Vergleichsbasis wurde hier ein Benzinantrieb der Zukunft gewählt (Spalte 2 in **Tabelle 2**).

Im Vergleich zu deutschen oder europäischen Studien zum Benzin-betriebenen Bezugsfahrzeug von heute weisen amerikanische Bilanzen (wie z.B. [MFCA 2003]) für Brennstoffzellenfahrzeuge größere Reduktionen des Primärenergiebedarfs und der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus, als sie für eine Bilanz auf der Basis eines Vergleichsfahrzeugs der Zukunft ausfallen dürften. Dies liegt daran, dass als Bezugsfahrzeug in den amerikanischen Bilanzen ein Benzin-betriebener Pkw von heute mit einem Antriebswirkungsgrad von 13–17 % angesetzt wird, was fahrzeugabhängig etwa einem Kraftstoffverbrauch von 7–8 l<sub>Benzin</sub>/100 km entspricht. Ein Pkw-Antrieb der Zukunft wird jedoch nach [GRUBE et al 2001] einen Antriebswirkungsgrad von etwa 22 % erreichen können und etwa 5 l<sub>Benzin</sub>/100 km verbrauchen (für diese Abschätzung wurden das Gewicht und die Fahrzeugparametern des o.g. Bezugsfahrzeugs sowie das Durchfahren des europäischen Fahrzyklus angenommen; siehe **Abbildung 3**). Damit vermindern sich die Reduktionen des Primärenergiebedarfs und der CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Ergebnisse des Vergleichs von verschiedenen Kraftstoff/Fahrzeug-Systemen hinsichtlich des Primärenergieeinsatz und der klimarelevanten Emissionen zeigt **Tabelle 2** [KRAKE 2003]. Als Referenzfahrzeug wurde ein Benzinfahrzeug gewählt, dass relativ zu Dieselfahrzeugen zwar einen höheren Energiebedarf im Fahrzyklus, aus heutiger Sicht aber geringere Abgasemissionen aufweist (keine Partikel). Für die zugehörige Kraftstoffbereitstellung sind primärenergetische Aufwendungen der Exploration/Förderung am Bohrloch, des Ferntransports sowie der Raffinerie (regionale Standorte in Deutschland) und der Verteilung mittels Lkw berücksichtigt. Andere Energieumwandlungsketten weisen entsprechend ihrer Herkunft und physikalischen Eigenschaften der Primär- und Sekundärenergieträger sowie der Wahl des Standortes der Kraftstoffproduktion (fern, regional und lokal) sehr unterschiedliche Bereitstellungsstrukturen

auf. In der Literatur werden dazu teilweise sehr unterschiedlichen Randbedingungen angenommen, die nur eine begrenzte Vergleichbarkeit der Ergebnisse erlauben.

**Tabelle 2: Energie-, Wirkungsgrad- und CO<sub>2</sub>-Bilanzen von Energieumwandlungsketten für Kompakt-Pkw [KRAKE 2003]**

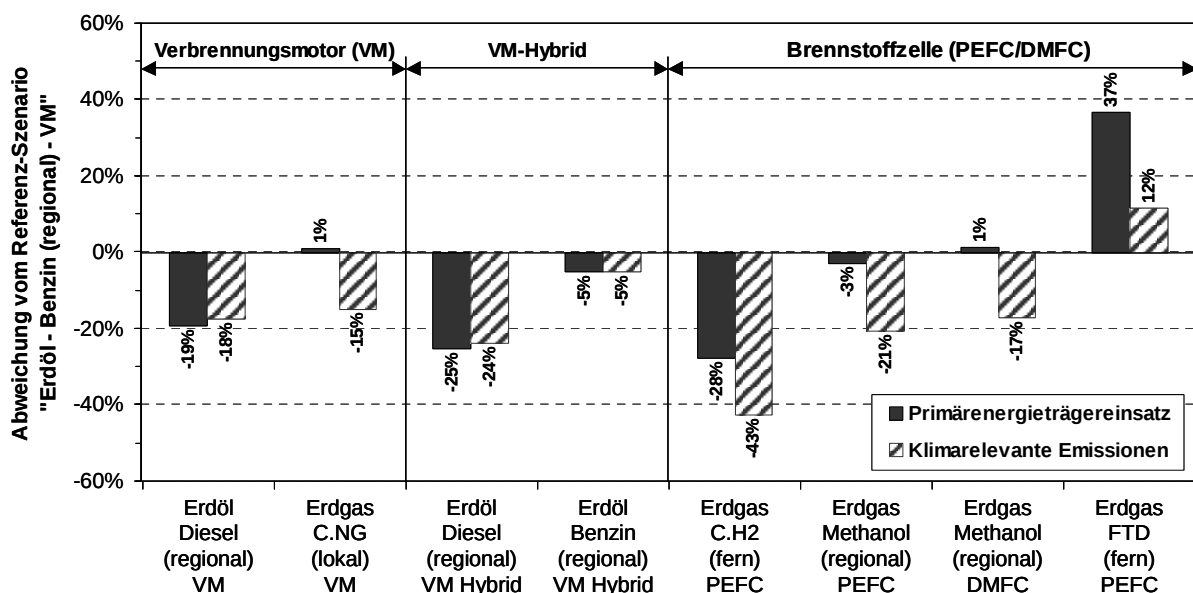
| PET<br>EET<br>EET-Anlage           | Rohöl<br>Benzin<br>regional | Rohöl<br>Diesel<br>regional | Erdgas<br>FT-D<br>fern | Erdgas<br>CNG<br>lokal | Erdgas<br>C.H <sub>2</sub><br>fern/re-<br>gional | Strom<br>C.H <sub>2</sub><br>lokal | Erdgas<br>CH <sub>3</sub> OH<br>fern | Erdgas<br>CH <sub>3</sub> OH<br>fern | Erdgas<br>L.H <sub>2</sub><br>fern |
|------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|------------------------|------------------------|--------------------------------------------------|------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|------------------------------------|
| EW /<br>Motor                      | VM                          | VM                          | VM                     | VM                     | BZ<br>EM                                         | BZ<br>EM                           | Ref+BZ<br>EM                         | DMFC<br>EM                           | BZ<br>EM                           |
| m <sub>Pkw</sub> [kg]              | 1.064                       | 1.062                       | 1.062                  | 1.064                  | 1.164                                            | 1.164                              | 1.257                                | 1.161                                | 1.076                              |
| η <sub>KK</sub> [%]                | 81                          | 85                          | 61                     | 81                     | 65                                               | 26                                 | 64                                   | 64                                   | 51                                 |
| E <sub>Pkw</sub><br>[MJ/100km]     | 153                         | 132                         | 132                    | 145                    | 91                                               | 91                                 | 125                                  | 111                                  | 87                                 |
| η <sub>Pkw</sub> [%]               | 22                          | 25                          | 25                     | 23                     | 39                                               | 39                                 | 30                                   | 31                                   | 39                                 |
| E <sub>EUK</sub><br>[MJ/100km]     | 190                         | 155                         | 215                    | 180                    | 139                                              | 354                                | 195                                  | 173                                  | 169                                |
| η <sub>EUK</sub> [%]               | 18                          | 21                          | 16                     | 19                     | 25                                               | 10                                 | 19                                   | 20                                   | 20                                 |
| CO <sub>2, EUK</sub><br>[kg/100km] | 13,7                        | 11,3                        | 14,6                   | 10,6                   | 8,2                                              | 20,7                               | 11,9                                 | 10,6                                 | 9,6                                |

Spalte 1: ET = Energieträger; PET = Primär-ET; EET = End-ET; EET-Anlage = Anlage zur Umwandlung von PET zu EET (Standort: lokal, regional, fern); EW = Energiewandler; KK = Kraftstoffbereitstellungskette (PET, bis EET); EUK = Energieumwandlungskette (PET, bis Rad); E = Energieeinsatz; η = Wirkungsgrad. Zeile 1: Strom = Strom-Mix Deutschland (für Wasserelektrolyse); FT-D = Fischer-Tropsch-Diesel; CNG = komprimiertes Erdgas; C.H<sub>2</sub> = komprimierter Wasserstoff; CH<sub>3</sub>OH = Methanol; L.H<sub>2</sub> = verflüssigter Wasserstoff. Zeile 2: VM = Verbrennungsmotor; BZ = Brennstoffzelle (PEFC); Ref+BZ = Reformer mit BZ; DMFC = Direktmethanol-BZ; EM = Elektromotor.

Um in diesem Zusammenhang eine bessere Beurteilung der hier vorgestellten Bilanzierung zu ermöglichen, wurden Mittelwerte aus dem Vergleich internationaler Studien bezüglich der Kriterien „Primärenergieeinsatz“ und „klimarelevante Emissionen“ herangezogen, wie sie auch in **Tabelle 2** [KRAKE 2003] aufgezeigt wurden (EUK). Zur Berechnung des integralen Werts *Well-To-Wheels* (MJ<sub>PE</sub>/km) wurde der Mittelwert der Studienangaben zur Kraftstoffbereitstellung *Well-To-Tank* (MJ<sub>PE</sub>/MJ<sub>Kraftstoff</sub>) mit dem die Fahrzeuge betreffenden Wert *Tank-To-Wheel* (MJ<sub>Kraftstoff</sub>/km) multipliziert. Die aus diesen Mittelwerten ableitbaren Verbesserungspotentiale gegenüber dem Referenzszenario sind der **Abbildung 5** zu entnehmen.

Es zeigt sich, dass außer bei der Nutzung von Fischer-Tropsch-Diesel (auf Erdgasbasis) in Brennstoffzellenantrieben alle untersuchten Kraftstoff/Fahrzeug-Systeme Vorteile in der Bilanz der Treibhausgase gegenüber dem Referenzsystem aufweisen.

Vergleicht man Verbrennungsmotor-basierte Fahrzeuge einschließlich der Hybridvarianten mit den Brennstoffzellenfahrzeugen, so ist unter den gewählten Randbedingungen die höchste Reduktion von Primärenergieeinsatz und Klimagasemissionen bei direkter Nutzung von Wasserstoff (Druckwasserstoff C.H<sub>2</sub> aus Erdgas) in Brennstoffzellen erreichbar.



Referenzsystem ist das Benzin-betriebene Fahrzeug mit VM (Erdöl-Benzin (regional)-VM); Daten errechnet aus Mittelwerten von [ADL 2002], [ECO 2001], [FVV 1998], [GM 2002], [GOSSEN GRAHL 1999], [GREET 2002], [IEA 1999], [KRAKE 2003], [MIT 2000], [PEHNT 2001].

**Abbildung 5: Reduktionspotential zukünftiger Fahrzeug/Kraftstoff-Systeme (Pkw) in Bezug auf Primärenergieeinsatz und klimarelevante Emissionen; nach [Grube et al. 2003]**

### 3.4 Brennstoffzellen-Pkw-Einführung in den USA

Vor dem Hintergrund der Brennstoffzellenentwicklung wurde von mehreren Industriefirmen die internationale *Methanol Fuel Cell Alliance* (MFCA) gegründet. Deren Ziel ist es, im Verkehrsbereich die Voraussetzungen für den Aufbau eines Marktes für Brennstoffzellen und den Energieträger Methanol zu schaffen. Dazu gehört das Voranbringen von Themen wie Kraftstoffspezifikation, Verbraucherakzeptanz (Gesundheit, Sicherheit, Umwelt), staatliche Förderung von Demonstrationsvorhaben, Einrichtung von

Infrastruktur sowie Schulungsprogramme. Zur MFCA gehören die Firmen: Ballard/CDN, BASF/D, BP/GB, DaimlerChrysler/D/USA, Methanex/USA, und Statoil/N [MFCA 2003]. Daneben hat sich auch der *Methanol Specification Council* der Methanol-, Fahrzeug- und Ölindustrie etabliert, der z.Zt. einen Bericht zu Umwelt-, Sicherheits- und Gesundheitsproblemen von Methanol für Brennstoffzellenantriebe im Vergleich zu Benzin für Verbrennungsmotoren erstellen lässt.

Die *California Fuel Cell Partnership* (CaFCP) unterstützt ebenfalls die Einführung von Brennstoffzellen in den Kraftfahrzeugmarkt. Zur CaFCP gehören Brennstoffzellenhersteller (Ballard Power Systems, UTC Fuel Cells), Automobilhersteller (DaimlerChrysler, Ford Motor Company, General Motors, Honda, Hyundai, Nissan, Toyota, Volkswagen), Energieversorgungsunternehmen (BP, Chevron, Texaco, ExxonMobil, Shell) und verschiedene amerikanische Behörden. Im Bereich der Kraftstoffinfrastruktur engagieren sich die assoziierten Mitglieder Air Products, Chemicals Inc. und Praxair für den Wasserstoff und Methanex für Methanol (am 25.4.2002 wurde in Sacramento eine Methanoltankstelle eröffnet). Nach [CAFCP 2003] werden z.Zt. bis zu 70 Pkw und Busse sowie verschiedene Tankstellen in ein Demonstrationsprogramm aufgenommen. Die CaFCP demonstriert bereits den Betrieb von Wasserstofffahrzeugen und plant, im nächsten Jahr ein „sauberes Benzin“ als dritten Kraftstoff (nach Wasserstoff und Methanol) bereitzustellen und seinen Einsatz zu demonstrieren. „Alle Fahrzeughersteller in der CaFCP sind sich einig, dass die ersten Brennstoffzellenfahrzeuge, die in den Markt kommen, Wasserstoff tanken werden. Trotzdem halten es die Mitglieder für wichtig, weiterhin alle verfügbaren Kraftstoffe zu untersuchen“ [LBSYS 2002] .

### **3.5 Alternative Kraftstoffe für den Verkehr in Deutschland**

Die „Verkehrswirtschaftliche Energiestrategie“ (VES) ist eine Initiative der deutschen Industrie unter Mitwirkung und in enger Abstimmung mit der Bundesregierung, vertreten durch das Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen (BMVBW). Gründungsmitglieder sind die Firmen ARAL, BMW, DaimlerChrysler, MAN, RWE, Shell und Volkswagen; danach kamen noch BP, Opel und TotalFinaElf hinzu. Die VES hat sich zum Ziel gesetzt, eine Strategie zur mittelfristigen flächendeckenden Markteinführung eines alternativen Kraftstoffs für den Verkehr zu erarbeiten und umzusetzen [VES 2001]. Das Ziel beruht auf der VES-Vision einer nachhaltigen Energieversorgung, die die Belastung der Umwelt verringert und

die Rohstoffreserven schont. Aus einem breiten Spektrum von 10 potentiellen alternativen Kraftstoffen und über 70 Bereitstellungspfaden wählte die VES drei Kraftstoffe zur weiteren Prüfung aus: Erdgas, Methanol und Wasserstoff.

Die jetzt vorliegenden Ergebnisse zeigen, dass regenerativer Wasserstoff langfristig *der* Kraftstoff mit den besten Chancen bezüglich Rohstoffverfügbarkeit und CO<sub>2</sub>-Reduzierung ist. Für Pkw mit Verbrennungsmotoren kann kurz- und mittelfristig Erdgas aufgrund der attraktiven Kostenstrukturen und hoher Verfügbarkeit empfohlen werden. Methanol rangiert zwischen diesen beiden Kraftstoffen; für Nutzfahrzeuge liegt Methanol an erster Stelle vor Erdgas; für Kfz mit Brennstoffzelle (PEFC) und Elektromotor ist Erdgas nicht geeignet. Nach [BMVBW 2003] ist z.Zt. kein Kraftstoff aus erneuerbaren Energien wirtschaftlich nutzbar. – Im sogenannten „Berlin-Projekt“ sollen Tankstellen und Fahrzeuge getestet werden.

### **3.6 Zusammenfassung Kapitel 3**

Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren für Methanol (M85) sind nicht mehr im Handel; Brennstoffzellenfahrzeuge für Methanolbetrieb befinden sich in der Entwicklung und im Konzepttest. In Europa zeichnet sich kurzfristig (innerhalb der nächsten 5 Jahre) kein Markt für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren oder Brennstoffzellen (mit oder ohne Reformer) ab, für den Methanol als Kraftstoff zusätzlich bereitgestellt werden müsste. Automobilhersteller geben keine – oder nur deutlich eingeschränkte – Absichtserklärungen bezüglich der Bereitstellung von Pkw oder Nutzfahrzeugen für den Brennstoffzellen-Methanol-Betrieb ab (lediglich DaimlerChrysler stellte im Rahmen der *California Fuel Cell Partnership* den NECAR-5 Pkw für ein Demonstrationsprogramm zur Verfügung, für das im April 2002 in Sacramento/CA eine Methanoltankstelle in Betrieb genommen wurde). In der EU sind Bestrebungen zum Aufbau einer Infrastruktur für die Methanolversorgung des Straßenverkehrs z.Zt. nicht erkennbar.

## 4 Methanolherstellung

Methanol lässt sich auf verschiedene Weise darstellen. Ein heute überwiegend angewandtes Verfahren ist das der Methanolsynthese, die sich einer Synthesegaserzeugung aus Erdgas anschließt. Anstelle von Erdgas können im Prinzip auch Kohle, Rückstandsöle, Erdöl, Cellulose oder anderen Abfallmassen eingesetzt werden (siehe [SVZ 2001] und **Tabelle 3**). Gegebenenfalls muss der Synthesegaserzeugung ein aufwendiger Gasreinigungsschritt vorgeschaltet werden, wie beispielsweise beim Einsatz von Deponiegas; in diesen Fällen wird eine Methanolsynthese in kleinen Anlagen nicht zu wirtschaftlichen Lösungen führen.

Ein anderer Weg der Methanoldarstellung ist die Synthese aus CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>. Dieser Weg erscheint aber nur dann als sinnvoll, wenn einerseits das CO<sub>2</sub> pönalisiert und andererseits der Wasserstoff nicht-fossil erzeugt wird. Auf diese Weise ist eine „Mehrfachnutzung“ des CO<sub>2</sub> möglich (**Abbildung 1**). CO<sub>2</sub> kann aus Industriegasen ausgewaschen werden; Pönale und Erlös entscheiden über die Wirtschaftlichkeit des Verfahrens.

**Tabelle 3: Methanol: Ausgangsstoffe und Nutzung**

| Methanol                                        |                                                |
|-------------------------------------------------|------------------------------------------------|
| Ausgangsstoffe                                  | Nutzung                                        |
| Kohle <sup>1)</sup>                             | Chemierohstoff                                 |
| Erdöl                                           | MTBE (Oktan- <i>booster</i> )                  |
| Erdgas                                          | Benzin- <i>blend</i> M85/M90, VM <sup>3)</sup> |
| Biomasse <sup>2)</sup> Holz                     | M100 DI VM <sup>3)</sup>                       |
| Klärschlämme                                    | M100 BZ <sup>4)</sup>                          |
| Stroh                                           | H <sub>2</sub> Herstellung                     |
| Miscanthus, u.a.                                | Benzin Herstellung: MTG <sup>5)</sup>          |
| Abfallstoffe                                    | Proteinherstellung <sup>6)</sup>               |
| Rückstandsöle                                   |                                                |
| Deponiegas                                      |                                                |
| CO <sub>2</sub> + H <sub>2</sub> (regenerativ!) |                                                |

<sup>1)</sup> Unter Klimagesichtspunkten ist eine CO<sub>2</sub>-Abtrennung (*capture*) und Sequestrierung erforderlich; <sup>2)</sup> Methanol (und Diesel) aus Biomasse [FREIBERG 2002]; <sup>3)</sup> VM = Verbrennungsmotor; DI = Direkteinspritzung; M 85-Pkw in Kalifornien und M100-Programme der BRD und EPA/USA für VM-DI-Diesel; <sup>4)</sup> BZ = Brennstoffzelle mit Elektromotor in Kfz; Methanol zur An-Bord H<sub>2</sub>-Erzeugung für PEFC oder zur direkten Nutzung in DMFC; <sup>5)</sup> MTG = *Methanol to Gasoline* (LURGI-Verfahren); <sup>6)</sup> Bakteriell erzeugte Proteine für Viehfutter; ICI-Verfahren (in den 70er-Jahren) erwies sich als nicht wirtschaftlich

Voraussetzung für eine kostengünstige Methanolerzeugung sind große Anlagen zur Methanolsynthese und zentrale Verfügbarkeit der entsprechenden Primärenergieträger.

Eine weitere Möglichkeit der Methanoldarstellung ist die der bakteriell gesteuerten Fermentierungsprozesse von Biomasse, die hier aber nicht diskutiert wird.

#### 4.1 Methanol aus Erdgas

Weltweit erfolgt der überwiegende Anteil der Methanolproduktion der Qualität *Grade AA* für den Chemiemarkt heute auf der Basis von Erdgas über die folgenden Transport- bzw. Umwandlungsschritte:

- Erdgasbereitstellung vom Bohrloch bis zur Methanolerzeugungsanlage
- Synthesegaserzeugung durch Reformierung
- Methanolerzeugung durch Synthetisierung
- Methanolabtrennung durch Destillation
- Lagerung, Transport und Verteilung

Bei jedem dieser Schritte muss Energie zu- oder abgeführt werden; zusätzlich werden Emissionen freigesetzt. In **Tabelle 4** sind einige Spezifikationen für Methanolqualitäten zusammengestellt.

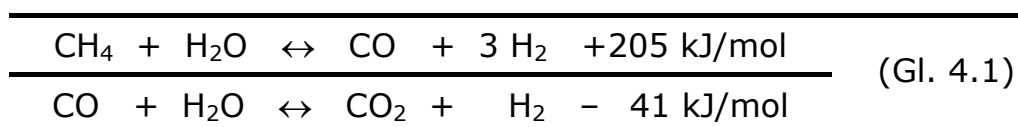
**Tabelle 4:** Verschiedene Spezifikationen für Methanol nach [GSA 1998], [IMPCA 1999]

| Kennwerte                            |           | Grade A              | Grade AA             | IMPCA           |
|--------------------------------------|-----------|----------------------|----------------------|-----------------|
| Reinheit <sup>**)</sup>              | Gew.-%    | 99,85                | 99,85                | 99,85           |
| Schwefel <sup>*)</sup>               | ppm       | –                    | –                    | 0,5             |
| Chloride <sup>*)</sup>               | ppm       | –                    | –                    | 0,5             |
| Säure <sup>*)</sup>                  | ppm       | 30                   | 30                   | 30              |
| Acetone <sup>*)</sup>                | ppm       | 30                   | 20                   | –               |
| Ethanol <sup>*)</sup>                | ppm       | –                    | 10                   | 50              |
| Wasser <sup>*)</sup>                 | ppm       | 1.500                | 1.000                | 1.000           |
| Nicht flüchtige Stoffe <sup>*)</sup> | mg/100 ml | 10                   | 10                   | 0,8             |
| Dichte (20°C)                        | g/ml      | 0,7928 <sup>*)</sup> | 0,7928 <sup>*)</sup> | 0,791–<br>0,793 |

<sup>\*)</sup> maximal; <sup>\*\*)</sup> minimal

### 4.1.1 Synthesegasherstellung

Der kostenmäßig aufwendigste Schritt bei der Herstellung von Methanol ist die Erzeugung von Synthesegas ( $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$  und  $\text{H}_2$ ) aus Erdgas in dem Verfahrensschritt der Reformierung (siehe **Kapitel 5.1.2**):



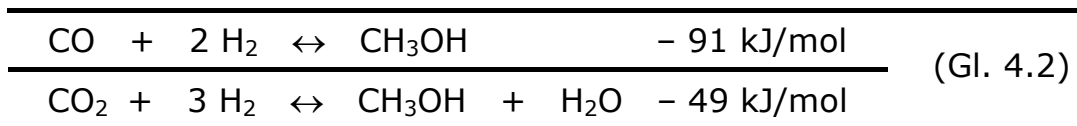
Dafür kommen nach dem Stand der Technik im wesentlichen zwei Verfahren in Betracht: die konventionelle Erdgasreformierung (endotherm, heterogen katalysiert) mit Wasserdampf beziehungsweise Kohlendioxid ( $\text{CO}_2$  kann in die Anlage importiert werden) und die Kombination der konventionellen Reformierung mit einer autothermen Reformierung (heterogen katalysiert), bei der eine Sauerstoffzugabe für den Verfahrensschritt der partiellen Oxidation von Erdgas notwendig ist.

Die konventionelle Erdgas-Dampf-Reformierung ohne  $\text{CO}_2$ -Zugabe liefert bei Temperaturen bis  $850^\circ\text{C}$  und Drücken zwischen 15 und 25 bar Synthesegase, die wegen des Wasserstoffüberschusses nicht optimal für eine Methanolsynthese geeignet sind; deswegen kann man vor oder nach der Reformierung Kohlendioxid zuspeisen. Bei der kombinierten Reformierung kann das für die Methanolsynthese optimale Synthesegas ohne  $\text{CO}_2$ -Zugabe erzeugt werden und im Vergleich zur konventionellen Reformierung sogar bei geringerem Investitions- und Gesamt-Energieaufwand.

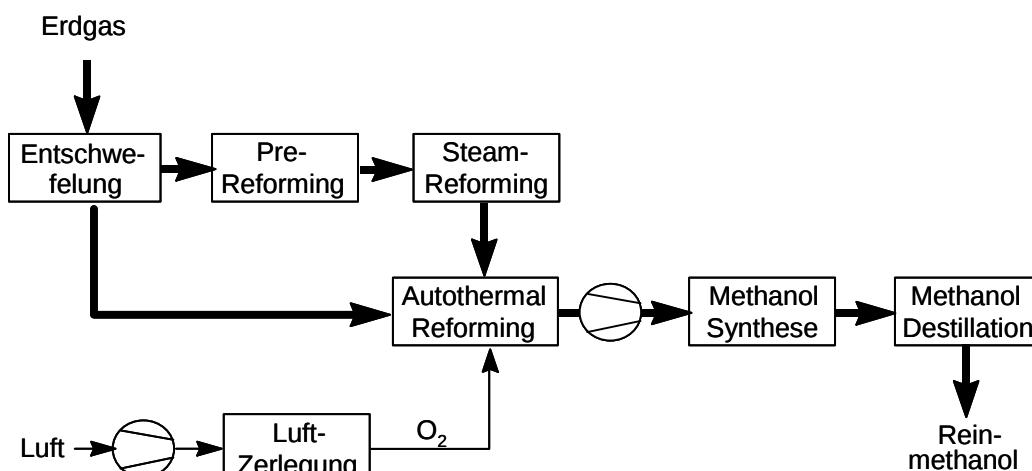
Beim Synthesegaserzeugungsverfahren mit kombinierter Reformierung (**Abbildung 6**) wird nach der Entschwefelung ein Teil des Prozess-Erdgases in der mit Erdgas beheizten Reformierungsanlage bei einer Temperatur von  $800^\circ\text{C}$  und einem Druck von etwa 34 bar reformiert. Das Gas wird zusammen mit dem restlichen entschwefelten Erdgas in der autothermen Reformierungsanlage bei  $960^\circ\text{C}$  und 33 bar weiter reformiert. Die dafür erforderliche Wärme wird durch partielle Verbrennung des Gases mit Sauerstoff zur Verfügung gestellt. Der Restmethangehalt des Synthesegases ist niedriger und der apparative Aufwand geringer als im Fall der konventionellen Reformierung.

### 4.1.2 Methanolsynthese

Das Synthesegas wird in einem heterogen katalysierten Reaktionssystem in Methanol und Wasser umgewandelt:



Die Umwandlung von  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$  und  $\text{H}_2$  in Methanol und Wasser ist ein exothermer Prozess, der bei den heute verfügbaren Katalysatoren bevorzugt bei Temperaturen von 220–280 °C und einem Druck von 40–110 bar abläuft; diese Umwandlung von  $\text{CO}$  und  $\text{CO}_2$  in  $\text{CH}_3\text{OH}$  wird gekennzeichnet durch den Kohlenstoffumsatz. Er ist definiert als das Verhältnis der Anzahl erzeugter Mole  $\text{CH}_3\text{OH}$  zur Anzahl verbrauchter Mole ( $\text{CO} + \text{CO}_2$ ). Er steigt mit steigendem Systemdruck, mit sinkendem Anteil inerter Gase, mit steigendem  $\text{CO}/\text{CO}_2$ -Verhältnis und mit fallender  $\text{CH}_3\text{OH}$ -Konzentration am Ende des Katalysatorbetts. Hoher Kohlenstoffumsatz wird nur durch eine Kreislauflführung des Prozessgases um den Methanolreaktor unter Ausschleusung inerter Gasbestandteile und der kondensierbaren Produkte (Methanol, Wasser) erreicht. Die Methanolsynthese kann mit adiabaten Reaktionszonen und Einspeisung von Prozessgas zwischen den Zonen oder nach dem isothermen Verfahren mit einer Reaktionsrohrkühlung durch Sattedampferzeugung realisiert werden. Das sogenannte Rohmethanol wird ebenso wie die zugeführten Inertgase aus dem Kreislauf ausgeschleust; Rohmethanol wird in zwei Destillationskolonnen zu *Grade AA* Methanol aufbereitet, und das die Inertgase enthaltene *Purgegas* wird dem Reformier zur Beheizung zugeführt.



**Abbildung 6: Methanol Produktion mit kombinierter Reformierung**  
[LURGI 2000]

### 4.1.3 Kosten- und Energiebilanzen

Die Investitionskosten für die Gesamtanlage verteilen sich nach [HANSEN et al 1994] folgendermaßen:

|                                      |      |
|--------------------------------------|------|
| Synthesegaserzeugung und Kompression | 60 % |
| Methanolsynthese                     | 10 % |
| Destillation                         | 10 % |
| Sonstige Anlageteile                 | 20 % |

Die gesamten Investitionskosten sind abhängig von Typ und Wirkungsgrad der Anlage (nach [PEHNT 2001] steigen die Investitionskosten überproportional mit höheren Wirkungsgraden der Gesamtanlage), den jeweils gültigen Umwelt- und Sicherheitsbestimmungen, den Finanzierungskosten sowie anderen Randbedingungen. Synthesegaserzeugung und -aufbereitung sowie die der Methanolsynthese vorgeschaltete Kompression bestimmen im Wesentlichen die Gesamtkosten.

Die Ergebnisse eines Studienvergleichs zeigt **Tabelle 5**. Dargestellt sind Wirkungsgrad und Energiebedarf der verschiedenen Methanolanlagen sowie die entsprechenden CO<sub>2</sub>-Emissionen, sowohl der Anlage, als auch der Erdgasbereitstellung und der Anlage. Theoretische beträgt die Energiebilanz auf Heizwertbasis bei vollständiger Umwandlung eines Methanmoleküls in ein Methanolmolekül 80 % (638 kJ/mol CH<sub>3</sub>OH/802 kJ/mol CH<sub>4</sub>) oder auf Brennwertbasis 81,6 %. Für große Methanolerzeugungsanlagen auf der Basis von Erdgas (H. TOPSOE/DK, LURGI/D, UHDE/D, KVAERNER/GB, u.a.) lassen sich in der Literatur Angaben für die thermische Energiebilanz finden; soweit kein Hinweis erfolgt, wird angenommen, dass sich diese Angaben, wie in Europa üblich, auf Heizwertbasis beziehen.

Der thermische Wirkungsgrad für die Methanolherstellung aus Erdgas kann für die effizienten Verfahren bis 70 % (Basis Heizwert) bei CO<sub>2</sub>-Emissionen von etwa 16 kg<sub>CO2</sub>/GJ<sub>Methanol</sub> betragen (**Tabelle 5**); entscheidende Einflussfaktoren sind das Verfahren und die Anlagengröße(spezifische Investitionskosten). Die Methanolerzeugungskosten sind wesentlich abhängig von den Erdgaskosten, die je nach Förderregion (USA, EU) bzw. Fördergegebenheiten (*remote gas*) sehr unterschiedlich ausfallen können (siehe **Tabelle 1**). Alle anderen Produktionspfade auf Basis anderer Einsatzstoffe (Kohle, Abfälle, Rückstandsöle) sind verfahrenstechnisch aufwendiger und mit einem höheren CO<sub>2</sub>-Ausstoß behaftet;

bei Kohleeinsatz wäre sogar unter Klimagesichtspunkten eine CO<sub>2</sub>-Sequestrierung erforderlich.

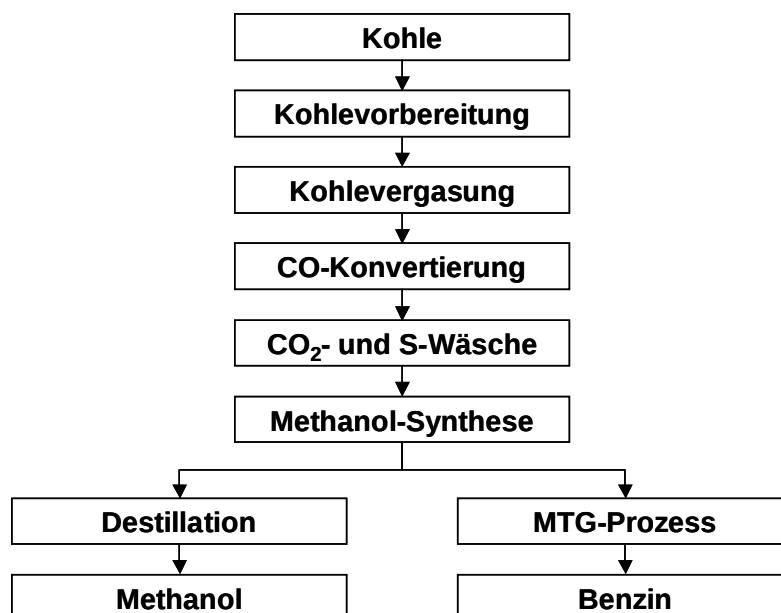
**Tabelle 5: Bilanzen für die Methanolbereitstellung aus Erdgas**

| Quelle                       | Methanolanlage       |                     |                                      | Energiekette                                                  |                                      |
|------------------------------|----------------------|---------------------|--------------------------------------|---------------------------------------------------------------|--------------------------------------|
|                              | Energie-<br>bedarf   | Wirkungs-<br>grad   | CO <sub>2</sub> -<br>Emissio-<br>nen | Wirkungs-<br>grad der<br>Methanol-<br>bereitstel-<br>lung [%] | CO <sub>2</sub> -<br>Emissio-<br>nen |
|                              | [GJ/t] <sup>1)</sup> | [%]                 | [kg/GJ] <sup>1)</sup>                |                                                               | [kg/GJ] <sup>1)</sup>                |
| [LURGI 1989]                 | 30                   | 66                  |                                      |                                                               |                                      |
| [SOLBAKKEN 1991]             | 32–29 <sup>2)</sup>  | 62–69 <sup>2)</sup> | 23–15 <sup>2)</sup>                  |                                                               |                                      |
| [HANSEN et al. 1994]         | 30,3                 | 66                  |                                      |                                                               |                                      |
| [HÖHLEIN et al. 1995]        | 29                   | 67                  | 15                                   |                                                               |                                      |
| [UHDE 1994]                  |                      | 68                  |                                      |                                                               |                                      |
| [WANG 2001]                  |                      | 68                  |                                      |                                                               |                                      |
| [GRUBE et al. 2001]          |                      | 68                  | 17                                   | 62                                                            | 26                                   |
| [PEHNT 1999]<br>[PEHNT 2001] | 30                   | 66 <sup>3)</sup>    |                                      | 60/58 <sup>4)</sup>                                           | 24/27 <sup>4)</sup>                  |
| [SPECHT 2002]                |                      | < 70                |                                      |                                                               |                                      |
| [VES 2001]                   |                      | ≤ 68                |                                      | ≤ 62                                                          | 27                                   |
| [ADL 2000]                   |                      | 66                  |                                      |                                                               |                                      |
| [GREET 2002]                 |                      | 68                  |                                      |                                                               |                                      |
| [LURGI 2000]                 | 28,5 <sup>5)</sup>   | 70                  |                                      |                                                               |                                      |

<sup>1)</sup> t, GJ: Methanol. <sup>2)</sup> Vergleich von Konventioneller Dampfreformierung (schlechte Werte) bis Kombinierte Reformierung und Neue Prozesse (gute Werte); Potential für bis zu 30 % Senkung der Investitionskosten für Kombinierte Reformierung und Neue Prozesse; nach [SOLBAKKEN 1991]; vgl. [FITZPATRICK 2002]. <sup>3)</sup> Höhere Wirkungsgrade sind möglich bei überproportional höheren Investitionskosten. <sup>4)</sup> Höhere Werte für Erdgas aus GUS im Vergleich zu Erdgas aus Norwegen. <sup>5)</sup> Abweichende Einheit: MMBtu/t; Me-gaanlagen: Methanolproduktion > 5.000 t/d; Senkung der Produktionskosten um etwa 25 %; gleicher Wirkungsgrad wie Anlagen von 2.000–3.000 t/d [HAID 2001a] (siehe **Kapitel 5.1.7**).

## 4.2 Methanol aus Kohle

Im Vergleich mit den oben dargestellten konventionellen Verfahren für die Methanolherstellung aus Erdgas weisen die Verfahren zur Herstellung von Methanol oder Benzin aus Kohle mittels Methanolsynthese (**Abbildung 7**) niedrigere Wirkungsgrade und höhere spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen auf.



**Abbildung 7: Verfahrensschritte: Methanol und Benzin aus Kohle**

Das Verfahren der Methanolherstellung aus Kohle erfordert vor der eigentlichen Methanolsynthese neben der Feststoffvergasung aufwendige Schritte der Kohlevorbereitung und der Synthesegasnachbehandlung. An die Methanolsynthese schließt sich eine Destillation entsprechend der geforderten Produktspezifikation – Kraftstoff oder Chemierohstoff – an. Über den Weg des *Methanol to Gasoline* (MTG)-Verfahrens der Firma LURGI kann aus Methanol auch Ottokraftstoff erzeugt werden; dieses Verfahren steht in Konkurrenz zu anderen Verfahren der synthetischen Kraftstoffherzeugung.

Im Rahmen einer ausführlichen Analyse der Kohleveredelung werden in [SUPP 1990] die verschiedenen Verfahren der Kohlevergasung mit nachgeschalteter Methanolerzeugung miteinander verglichen. Es zeigt sich, dass die Wirkungsgrade für die Methanolbereitstellung sehr unterschiedlich sind; sie reichen (auf Brennwertbasis) von  $\eta = 0,4$  für das Koppers-Totzek-Verfahren bis zu  $\eta = 0,6$  für das LURGI-BG-*Slagger*-Verfahren. Dabei wurde eine Optimierung des Energiemanagements nicht berücksichtigt. Brennwert (BW) und Heizwert (HW) von wasser- und aschefreier (waf) Kohle unterscheiden sich nur um weniger als 5%.

Ein optimiertes Verfahren zur Methanolerzeugung aus North Dakota Braunkohle ( $30 \text{ MJ}_{\text{BW}}/\text{kg}_{\text{waf Kohle}}$  mit  $91 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{GJ}_{\text{BW}}$ ) benötigt nach [SUPP 1990]  $7.365 \text{ GJ/h Kohle}$  ( $\sim 245 \text{ t/h}$ ) für die Synthesegaserzeugung im LURGI *Dry Bottom* Vergaser und  $1.363 \text{ GJ/h Kohle}$  ( $\sim 45 \text{ t/h}$ ) für die Strom- und Prozesswärmeerzeugung. Damit werden  $4.833 \text{ GJ/h Methanol}$

( $\sim 213 \text{ t/h}$ ) erzeugt ( $22,7 \text{ MJ}_{\text{BW}}/\text{kg}_{\text{Methanol}}$ ). Dies ergibt ohne Bewertung der Nebenprodukte einen Wirkungsgrad von  $\eta_{\text{BW}} = 0,55$  bei einer spezifischen Emission von  $116 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{GJ}_{\text{Methanol}}$ . Dieser Wert ist etwa sieben Mal höher als der vergleichbare Wert bei der Methanolerzeugung aus Erdgas; deshalb wäre hier eine  $\text{CO}_2$ -Sequestrierung erforderlich. HILLER gibt in [HÄFELE 1990] für die Methanolerzeugung aus Kohle Wirkungsgrade von  $\eta_{\text{HW}} = 0,47\text{--}0,5$  an, ohne die Kohle und die entsprechenden Kohlevergasungsverfahren zu spezifizieren. **Tabelle 6** zeigt die Leistungsfähigkeit verschiedener Verfahren zur Methanolherstellung aus Kohle.

**Tabelle 6: Potentiale für die Methanolerzeugung aus Kohle [SUPP 1990]**

| Vergasungsverfahren                     |                                                               | LURGI<br>Dry<br>Botom | LURGI<br>BG<br>Slagger | KOP-<br>PERS-<br>TOTZEK | SHELL | TEX-<br>ACO | DOW   |
|-----------------------------------------|---------------------------------------------------------------|-----------------------|------------------------|-------------------------|-------|-------------|-------|
| Kohleeinsatz zur Vergasung              | $[\text{kg}_{\text{Kohle}}/\text{kg}_{\text{CH}_3\text{OH}}]$ | 1,028                 | 0,979                  | 1,248                   | 1,045 | 1,109       | 1,100 |
| Kohleeinsatz für $\text{O}_2$ und Dampf | $[\text{kg}_{\text{Kohle}}/\text{kg}_{\text{CH}_3\text{OH}}]$ | 0,241                 | 0,169                  | 0,258                   | 0,202 | 0,219       | 0,194 |
| $\eta_{\text{Pseudo}}$                  | $[\text{BW}_{\text{CH}_3\text{OH}}/\text{BW}_{\text{Kohle}}]$ | 0,542                 | 0,599                  | 0,406                   | 0,552 | 0,518       | 0,532 |

BW = Brennwert;  $\eta_{\text{Pseudo}}$  = ohne Nutzung von *waste heat* u.a.

Im IKARUS-Bericht [HÖHLEIN et al. 1995] wurden Verfahren zur Methanolherstellung aus Kohle und Rückstandsölen wie in (**Tabelle 7**) bilanziert (siehe auch **Tabelle 22**).

**Tabelle 7: Vergleich von Bilanzen für die Methanolherstellung aus Kohle und Rückstandsölen sowie aus Erdgas (Basis: Heizwert) [HÖHLEIN et al. 1995]**

| Verfahren                                                                   | spezifische $\text{CO}_2$ -<br>Emissionen<br>$[\text{kg}_{\text{CO}_2}/\text{GJ}_{\text{Met hanol}}]$ | Thermischer<br>Wirkungs-<br>grad<br>[%] |
|-----------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|
| Methanol aus Erdgas                                                         | 16                                                                                                    | 67                                      |
| Methanol aus Steinkohle (autotherm)                                         | 142                                                                                                   | 45                                      |
| Methanol aus Steinkohle (allotherm mit<br>Hochtemperatur Kernreaktor / HTR) | 53                                                                                                    | 38                                      |
| Methanol aus Braunkohle (North Dakota)                                      | 116                                                                                                   | 48                                      |
| Methanol aus Rückstandsöl                                                   | 38                                                                                                    | 56                                      |

### 4.3 Zusammenfassung Kapitel 4

Der Wirkungsgrad (Heizwertbasis) für die Methanolherstellung aus Erdgas kann je nach Verfahren beziehungsweise Anlagengröße bei unterschiedlichen spezifischen Kosten bis zu 70 % betragen; dabei werden etwa  $16 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{GJ}_{\text{Methanol}}$  emittiert (siehe **Tabelle 22**). Die Investitionskosten sind abhängig vom Wirkungsgrad der Anlage und steigen überproportional mit höheren Wirkungsgraden der Gesamtanlage an. Synthesegaserzeugung und -aufbereitung sowie die der Methanolsynthese vorgeschaltete Kompression bestimmen die Gesamtkosten. Die Methanolerzeugungskosten sind wesentlich abhängig von den Erdgaskosten, die je nach Förderregion (USA, EU) bzw. Fördergegebenheiten (*remote gas*) sehr unterschiedlich ausfallen können. Produktionspfade auf Basis anderer Einsatzstoffe als Erdgas (Kohle, Rückstandsöle) sind verfahrenstechnisch aufwändiger; bei Kohleeinsatz wäre sogar unter klimatischen Gesichtspunkten eine CO<sub>2</sub>-Sequestrierung erforderlich. Biomasseeeinsatz kann die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Methanolbereitstellung reduzieren.

## 5 Zukunftsweisende Methanoltechnologien

Nach der Beschreibung der konventionellen Technik zur Methanolherstellung (**Kapitel 4**) werden im Folgenden zukunftsweisende Methanoltechnologien vorgestellt. Eine Zusammenstellung verschiedener Lurgi-Verfahren ist in **Tabelle 21** zu finden.

### 5.1 MegaMethanol®

LURGI's MegaMethanol® Prozess ist eine zukunftsweisende Technologie zur Umwandlung von Erdgas zu Methanol in großen Mengen und bei niedrigen Kosten. Diese Technologie ermöglicht die Errichtung von Einstranganlagen mit hohem Wirkungsgrad und mehr als der doppelten Erzeugungskapazität heutiger Methanolanlagen. Dadurch wird der Einsatz von Methanol in neuen Folgeprozessen (DME, Polypropylen) ermöglicht.

#### 5.1.1 Das Konzept

Die MegaMethanol® Technologie wurde für Großanlagen mit einer Kapazität von > 1 Mio. t/a (3.000 t/d) Methanol entwickelt. Um solche Kapazitäten zu erreichen, wird ein spezielles Prozess-Design benötigt, das auf einer modernen aber erprobten und zuverlässigen Technologie, einer kostenoptimierten Energienutzung, hoher Umweltverträglichkeit und niedrigen Investitionskosten beruht [GÖHNA 1997].

Die wesentlichen Merkmale dieser Technologie sind:

- Autothermes Erdgas-*Reforming* unter Sauerstoffzuführung in Kombination mit *Steam-Reforming* oder als reines *Autothermal Reforming*.
- Zweistufige Methanolsynthese mit wasser- und gasgekühlten Reaktoren, die den Betrieb unter optimalen Reaktionsbedingungen ermöglichen
- Einstellbare Synthesegaszusammensetzung durch Fahrweise des Wasserstoffkreislaufs.

#### 5.1.2 Synthesegaserzeugung

Die Kosten für die Erzeugungseinheit des Synthesegases machen ca. 50% der Investkosten einer Methanolanlage aus. Daher birgt die Optimierung dieses Anlagenteils das größte Potential zur Kosteneinsparung in sich.

Reines konventionelles *Steam-Reforming* ist nur in kleinen und mittelgroßen Methanolanlagen wirtschaftlich und für Einstranganlagen technisch auf eine maximale Kapazität von etwa 3.000 t/d Methanol beschränkt. Das sauerstoffbasierte Erdgas-*Reforming*, sowohl in Kombination mit *Steam-Reforming*, als auch als reines *Autothermal Reforming* gilt heutzutage als bestes Konzept für große Synthesegasanlagen [CHRISTENSEN PRIMDAHL 1994].

Die Konfiguration des Reformierungsprozesses (siehe Gl. 4.1 in **Kapitel 4.1.1**) hängt wesentlich von der Zusammensetzung des Rohstoffes ab, die von leichtem Erdgas (nahezu 100% Methangehalt) bis zu Erdölbegleitgasen reichen kann. Ziel des Reformierungsprozesses ist in allen Fällen die Herstellung eines für die Methanolerzeugung optimalen Synthesegases (siehe Gl. 4.2 in **Kapitel 4.1.2**), das durch die im Folgenden definierte Stöchiometriezahl  $S_R$  charakterisiert wird:

$$S_R = \frac{H_2 - CO_2}{CO + CO_2} = 2,0 - 2,1$$

### 5.1.3 Autotherme Reformierung (*Autothermal Reforming*)

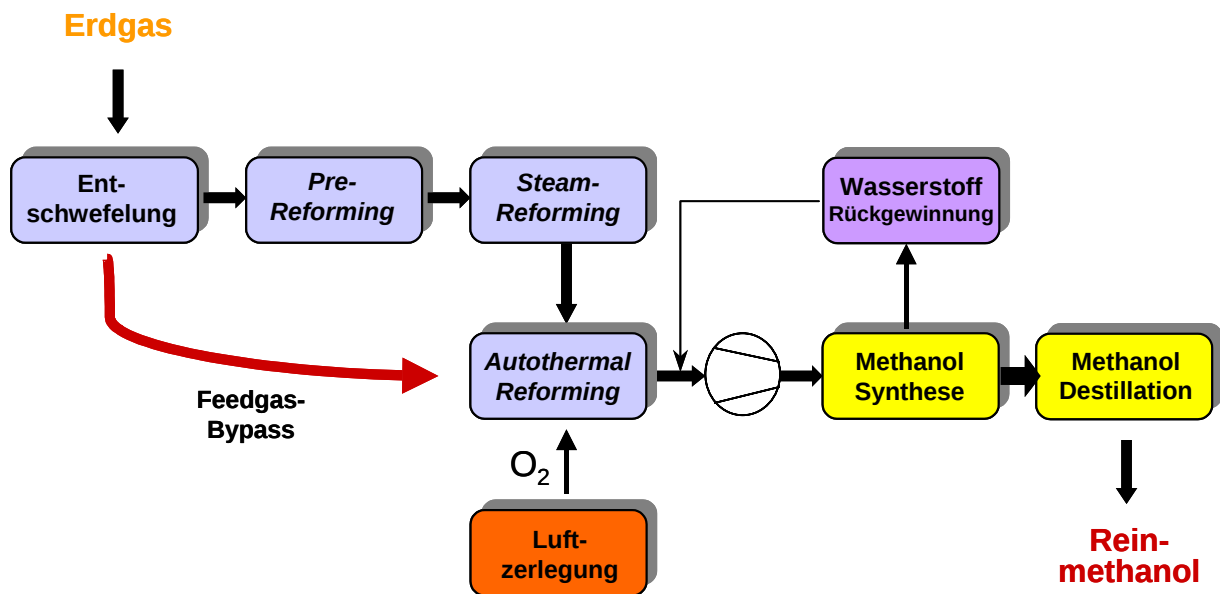
Reines *Autothermal Reforming* (autotherme Reformierung) zur Synthesegaserzeugung kann immer dann zum Einsatz kommen, wenn leichtes Erdgas als Rohstoff für den Prozess zur Verfügung steht.

Das entschwefelte und (optional) vor-reformierte Prozesserdgas wird mit Dampf und mit Sauerstoff als Reformierungsmittel bei etwa 40 bar zu Synthesegas reformiert. Der Prozess bietet eine große Flexibilität, so dass der Betrieb über weite Bereiche an die spezifischen Erfordernisse angepasst werden kann. Die Reformeraustrittstemperaturen liegen im Bereich von 950–1.050 °C. Das Synthesegas wird in einem Synthesegaskompressor mit integrierter Kreislaufstufe auf den für die Methanolsynthese erforderlichen Druck komprimiert.

Auch wenn reines Methan als Rohstoff für das *Autothermal Reforming* eingesetzt wird, ist es notwendig, das Synthesegas zu konditionieren, da die Stöchiometriezahl kleiner 2,0 ist. Der effektivste Weg zur Erreichung der erforderlichen Gaszusammensetzung ist die Zugabe von Wasserstoff, der aus einem *Purgegas*-Strom der Methanolsynthese mittels einer Membraneinheit oder einer Druck-Wechsel-Adsorptionseinheit (*pressure swing adsorption*, PSA) gewonnen wird.

#### 5.1.4 Kombinierte Reformierung (*Combined Reforming*)

Bei Einsatz von schweren Erdgasen und Erdölbegleitgasen kann die erforderliche Stöchiometriezahl nicht erreicht werden, selbst wenn sämtlicher im *Purgegas* verfügbare Wasserstoff dem Synthesegas zugeführt wird. In diesen Fällen sieht das MegaMethanol®-Konzept die Kombination von *Autothermal* und *Steam-Reforming* („*Combined Reforming*“) vor, um auf wirtschaftlichstem Wege das Synthesegas für Methanolanlagen zu erzeugen (**Abbildung 8**).



**Abbildung 8: Methanolherstellung mittels *Combined Reforming* [HAID 2001a]**

Im Anschluss an die Entschwefelung wird ein Teilstrom des Prozesserdgases in einem *Steam-Reformer* unter hohen Drücken (35–40 bar) und vergleichsweise niedrigen Temperaturen (700–800 °C) umgesetzt. Das reformierte Gas wird dann mit dem verbleibenden entschwefelten Prozesserdgas vereinigt und unter hohem Druck im *Autothermal Reformer* zu Synthesegas reformiert. Dieses Konzept wird als *LURGI Combined Reforming*-Prozess bezeichnet.

Der wesentliche Vorteil des „*LURGI Combined Reforming*“ gegenüber vergleichbaren Prozessalternativen ist der patentierte Prozesserdgas-*Bypass* um den *Steam-Reformer*. Im Falle der meisten Erdgase wird weniger als die Hälfte des Prozesserdgases durch den *Steam-Reformer* geleitet. Auch der Gesamtbedarf an Prozessdampf beträgt etwa nur die Hälfte von dem anderer Verfahren, bei denen ein *Autothermal Reformer* einem *Steam-*

*Reformer* ohne einen solchen *Bypass* nachgeschaltet ist. Dieser niedrigere Verbrauch von Prozessdampf resultiert in einen geringeren Energieaufwand und niedrigeren Investitionskosten.

Der LURGI *Combined Reforming*-Prozess ist ebenfalls ideal zur Erzeugung von Synthesegas für die Fischer-Tropsch-Synthese geeignet. Die weltgrößte Anlage dieser Art wurde von LURGI in Südafrika gebaut. Die Synthesegaskapazität dieser Anlage reicht aus zur Erzeugung von mehr als 9.000 t/d Methanol.

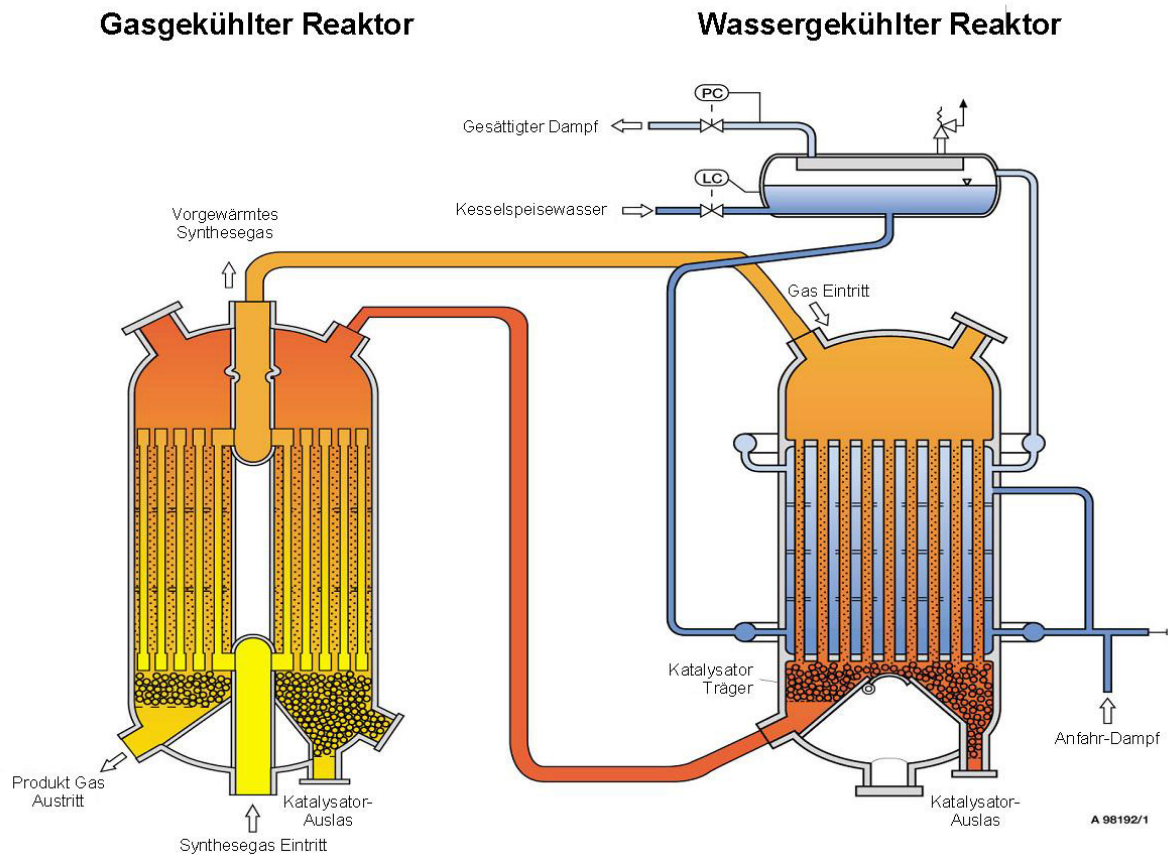
### 5.1.5 Methanolerzeugung

Eine effektive Umwandlung des Synthesegases zu Methanol ist wesentlich zur kostengünstigen Methanolproduktion. Daneben bietet die optimale Nutzung der Prozesswärme Kostenvorteile und Energieeinsparpotentiale für die gesamte Anlage. Bereits seit Einzug der Niederdruck-Methanoltechnologie stattet LURGI ihre Methanolanlagen mit einem Röhrenreaktor aus, der die Reaktionswärme an siedendes Wasser überträgt [GÖHNA 1997].

Dieser Methanolreaktor ist vom Prinzip her ein vertikaler Rohrbündelwärmetauscher mit fester Rohrplatte. Der Katalysator befindet sich in den Rohren und ruht auf einem Inertmaterial-Bett. Das Siedewasser/Dampf-Gemisch, das durch die Reaktionswärme erzeugt wird, wird unterhalb der oberen Rohrplatte abgezogen. Die Reaktionstemperatur kann dabei über die Regelung des Wasserdampfdruckes exakt gesteuert werden. Dieser isotherme Reaktor erzielt sehr hohe Ausbeuten bei niedrigem Kreislaufverhältnis (das Verhältnis von Frischgas zu Kreislaufgas) und minimiert die Bildung von Nebenprodukten.

Basierend auf diesem LURGI Methanolreaktor und dem hochaktiven Methanolkatalysator [RINGER 2000], die in Kombination hohe Raumgeschwindigkeiten zulassen, hat LURGI vor kurzem ein Zwei-Reaktoren-System mit hoher Effizienz entwickelt (**Abbildung 9**). Dabei wird der isotherme Reaktor in Serie mit einem gasgekühlten Reaktor geschaltet.

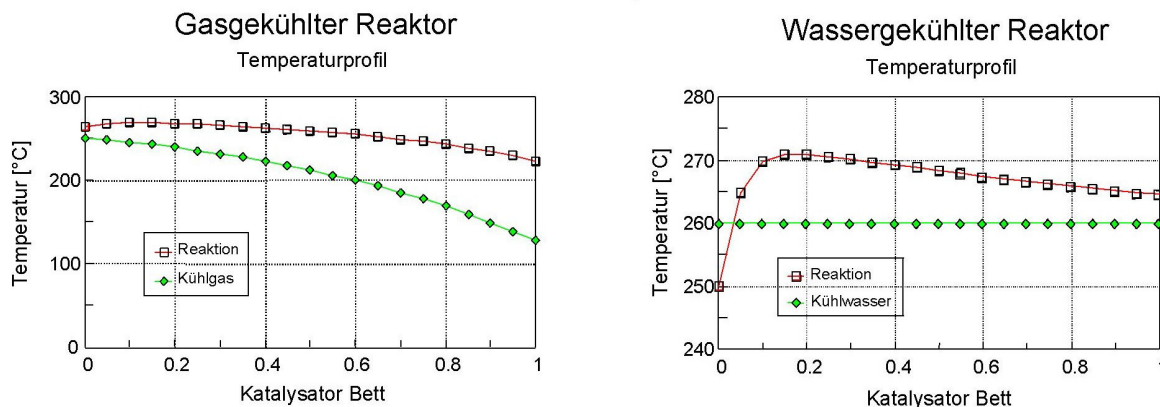
Im ersten, isothermen, wassergekühlten Reaktor wird eine partielle Umsetzung des Synthesegases zu Methanol bei höheren Raumgeschwindigkeiten und höheren Temperaturen erreicht als bei Reaktoren der einstufigen Methanolsynthese. Dies führt zu einer signifikanten Verkleinerung des wassergekühlten Reaktors im Vergleich zum konventionellen Verfahren, während der erzeugte Dampf auf einem höheren Druck- und somit Energieniveau gewonnen wird.



**Abbildung 9: Zweistufige Methanolsynthese im MegaMethanol®-Verfahren [LURGI 2003]**

Das methanolhaltige Gas, das den ersten Reaktor verlässt, wird ohne vorherige Kühlung durch einen zweiten, nachgeschalteten, gasgekühlten Reaktor geleitet. In diesem Reaktor wird das kalte Eintrittsgas für den ersten Reaktor durch Rohre im Gegenstrom zum Reaktionsgas geführt. Dadurch wird die Reaktionstemperatur entlang des Reaktionsweges im zweiten Reaktor kontinuierlich gesenkt und somit die Triebkraft des Reaktionsgleichgewichtes über das gesamte Katalysatorbett aufrechterhalten (**Abbildung 10**).

Frisches Synthesegas wird nur dem ersten Reaktor zugeführt, so dass den zweiten Reaktor keine Katalysatorgifte mehr erreichen können. Der Betrieb mit hochreinem Eintrittsgas und die niedrige Betriebstemperatur führen zu einer nahezu nicht limitierten Standzeit des Katalysators im gasgekühlten Reaktor.



**Abbildung 10: Temperaturprofile der zweistufigen Methanolsynthese im MegaMethanol®-Verfahren [LURGI 2001]**

Zudem wird durch die optimierte Reaktionsführung bei der zweistufigen Methanolsynthese (LURGI's *Combined Converter Methanol Synthesis*) auch die Standzeit des Katalysators im wassergekühlten Reaktor erhöht. Wenn die Methanolausbeute im wassergekühlten Reaktor aufgrund verminderter Katalysatoraktivität abnimmt, steigt die Temperatur in der Eintrittszone des gasgekühlten Reaktors an, wodurch eine Verbesserung der Reaktionskinetik und somit eine erhöhte Methanolausbeute im zweiten Reaktor erzielt wird.

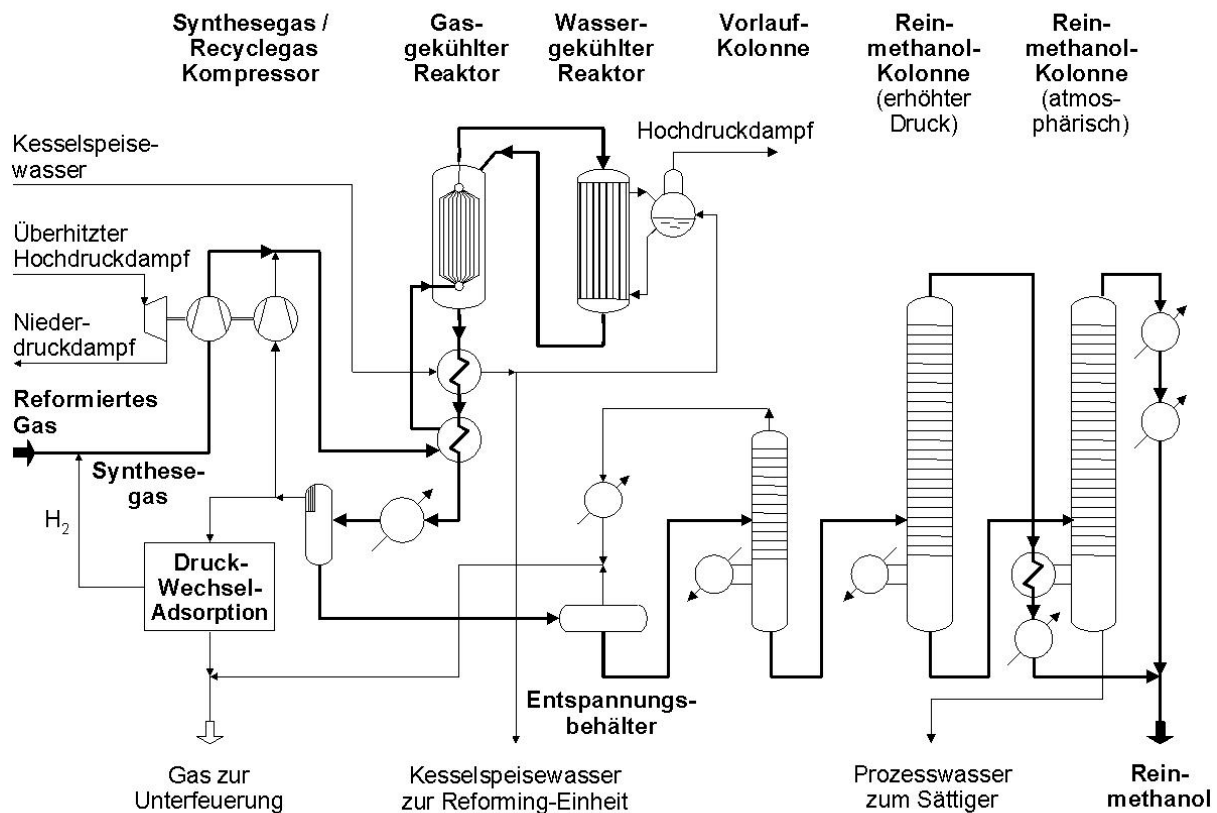
Nach dem Abkühlen des Reaktionsgemisches und Abtrennen des Rohmethanols vom nicht umgesetzten Reaktionsgas wird das Rohmethanol in der Destillationseinheit aufgearbeitet. In der Wasserstoffrückgewinnungsanlage wird Wasserstoff aus einem *Purgegas*-Teilstrom abgetrennt und in den Synthesegaskreislauf zurückgeführt. Das verbleibende methanreiche Gas wird zur Unterfeuerung verwendet.

Die wesentlichen Vorteile der zweistufigen Methanolsynthese (**Abbildung 11**) sind:

- Hoher Wirkungsgrad der Synthesegaskumsetzung. Bei gleichem Umsetzungsgrad ist das Kreislaufverhältnis (Frischgas/Kreislaufgas) nur etwa halb so groß wie bei einem einstufigen wassergekühlten Reaktor.
- Hoher energetischer Wirkungsgrad. Pro Tonne Methanol können etwa 0,8 t Dampf bei 50–60 bar erzeugt werden. Zudem kann ein beträchtlicher Teil der freien Wärme am Austritt des gasgekühlten Reaktors wiedergewonnen werden.
- Niedrige Investitionskosten. Durch die Verringerung des Katalysatorvolumens für den wassergekühlten Reaktor, das Entfallen des großen Eintrittsgasvorwärmers und den Einsparungen bei weiteren Ausrüs-

tungsteilen aufgrund des niedrigeren Kreislaufverhältnisses werden für den Synthesekreislauf spezifische Einsparungen von etwa 40% erzielt.

- Hohe Einstrangkazität. Mit der MegaMethanol®-Technologie können Einstranganlagen mit einer Kapazität von  $\geq 5.000$  t/d Methanol und mehr gebaut werden.



**Abbildung 11: Zweistufige Methanolsynthese mit 3-Kolonnen-Destillation**  
[GÖHNA 1997]

### 5.1.6 Methanoldestillation

Das Rohmethanol wird in einer energiesparenden Destillationseinheit bestehend aus drei Kolonnen aufgereinigt.

Bei der 3-Kolonnen-Schaltung werden die Niedrigsieder in einer Vorlaufkolonne und die Hochsieder in zwei Reinmethanolkolonnen abgetrennt. Die erste Reinmethanolkolonne wird unter erhöhtem Druck betrieben, während die zweite bei nahezu Atmosphärendruck arbeitet. Die Kopfdämpfe der Druckkolonne heizen den Sumpf der atmosphärischen Kolonne. Dadurch werden etwa 40% Heizdampf und ebenso auch 40% Kühlkapazität eingespart. Die Aufteilung in zwei Reinmethanolkolonnen ermöglicht zugleich den Bau sehr hoher Einstrangkapazitäten.

### 5.1.7 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Rohstoffkosten und Kapitalkosten sind die wesentlichen Parameter der Produktionskosten. **Tabelle 8** zeigt den Vergleich zwischen dem MegaMethanol®-Verfahren und einer konventionellen *Steam-Reforming*-Anlage bezüglich des Rohstoffverbrauchs, des Kapitaleinsatzes und der resultierenden Produktionskosten. Die Ergebnisse zeigen, dass die hohe Wirtschaftlichkeit des Prozesses und die niedrigen Investitionskosten einer MegaMethanol®-Anlage eine deutliche Senkung der Methanolkosten ermöglichen.

**Tabelle 8:** Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des MegaMethanol®-Verfahrens

| Kennwerte                                  |              | Konventionelles<br><i>Steam-Reforming</i> | MegaMethanol® |
|--------------------------------------------|--------------|-------------------------------------------|---------------|
| Kapazität                                  | t/d Methanol | 2.500                                     | 5.000         |
| Erdgasverbrauch<br>(Basis H <sub>u</sub> ) | MMBtu/t      | 30                                        | 28,5          |
| Capex                                      | %            | 100                                       | 140           |
| Opex                                       | %            | 100                                       | 97            |
| Produktionskosten                          | %            | 100                                       | 79            |

*Capex = capital expenditure; Opex = operational expenditure*

Der resultierende langfristig stabile und niedrige Methanolpreis ebnet dabei den Weg für einen breiteren Einsatz von Methanol, sowohl im Energiesektor als auch als Rohstoff in der Petrochemie [STREB GÖHNA 2000].

## 5.2 Dimethylether

Dimethylether (DME) hat herausragende Dieseeigenschaften (Cetanzahl 55–60, Schwefel- und Aromatenanteil von Null; siehe **Tabelle 9**; Heizwerte siehe **Tabelle 23**) und stellt somit eine zukünftige Alternative zu konventionellem Diesel-Kraftstoff für den mobilen Bereich dar. Er wird ebenfalls als umweltfreundliche Alternative zum Diesel bei der Stromerzeugung angesehen (*MtPower*® [LURGI 2003]). Aufgrund der Ähnlichkeit seiner physikalischen Eigenschaften mit denen von LPG (*liquified petroleum gas*), kann er dieses leicht ersetzen bzw. ergänzen (insbesondere bez. Lagerung und Transport; siehe **Tabelle 10**). Beim Konzept der Stromerzeugung mit Methanol und/oder DME wird Methanol mit *low-cost* Erdgas hergestellt. Die Stromerzeugung erfolgt dann an Orten, die keine Erdgasversorgung über *Pipeline* oder LNG haben.

**Tabelle 9: Vergleich von DME und Diesel-Kraftstoff [LURGI 2002]**

| Kennwerte                       |                   | DME   | Diesel  |
|---------------------------------|-------------------|-------|---------|
| Flüssigdicke (bei 20 °C)        | kg/m <sup>3</sup> | 666,0 | < 845,0 |
| Cetanzahl                       |                   | 55–60 | 40–55   |
| Unterer Heizwert H <sub>u</sub> | GJ/t              | 28,84 | ~ 42,5  |
| Schwefel-Gehalt                 | Vol.-%            | 0     | ~ 1,0   |
| Aromaten-Gehalt                 | Vol.-%            | 0     | ~ 30,0  |

**Tabelle 10: Vergleich von DME und LPG [LURGI 2002]**

| Kennwerte                              |                   | DME   | LPG   |
|----------------------------------------|-------------------|-------|-------|
| Dampfdruck (bei 20 °C)                 | kPa               | 530,0 | 520,0 |
| Flüssigdicke (bei 20 °C)               | kg/m <sup>3</sup> | 666,0 | 540,0 |
| Relative Gasdicke<br>(Luft = 1)        |                   | 1,59  | 1,50  |
| Normalsiedetemperatur<br>(bei 0,1 kPa) | °C                | -24,8 | -42,1 |
| Unterer Heizwert H <sub>u</sub>        | GJ/t              | 28,84 | 46,0  |
| „Bottle Fill“ <sup>1)</sup>            | %                 | 85,0  | 80,0  |
| Masse pro Füllvolumen                  | kg/m <sup>3</sup> | 567,0 | 432,0 |
| Energieinhalt pro Füllvo-<br>lumen     | GJ/m <sup>3</sup> | 16,3  | 19,9  |

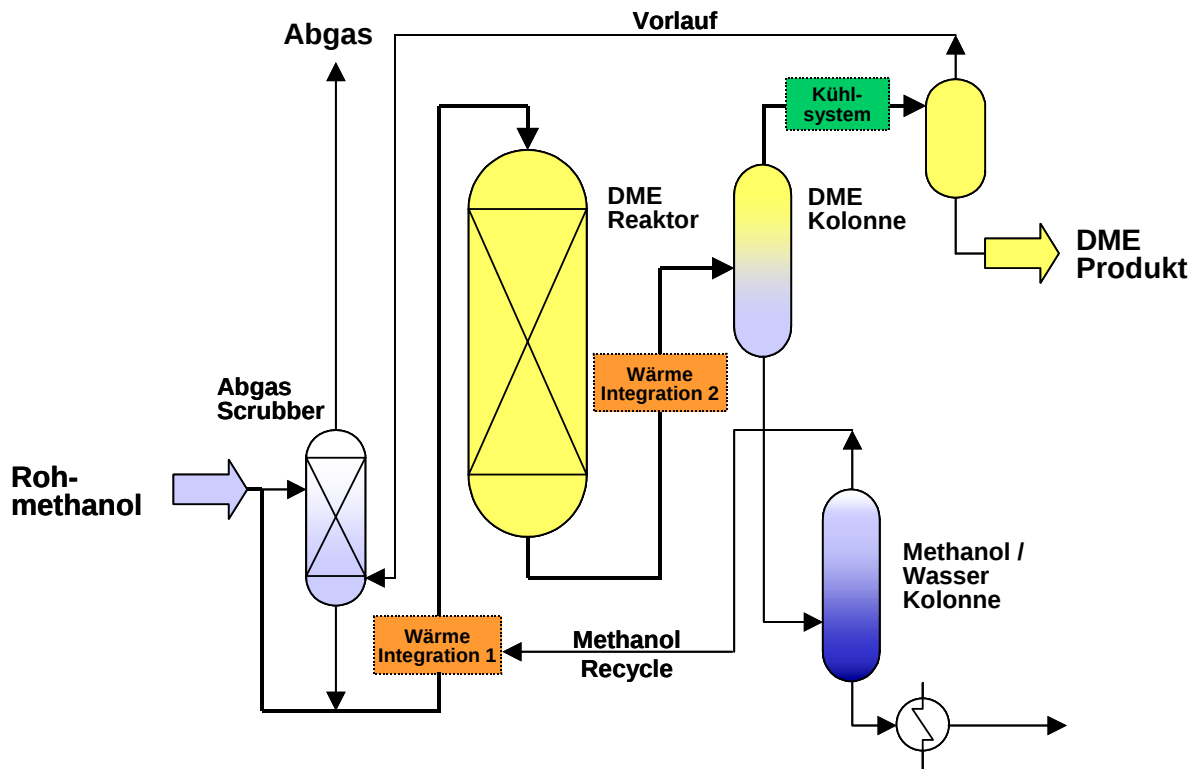
<sup>1)</sup> Befüllungsgrad des Speichers / der Flasche

### 5.2.1 Herstellungsverfahren

Um einen wirtschaftlichen Kraftstoffpreis zu erreichen, muss die Herstellung des DME in großtonnagigen Anlagen erfolgen („Mega-Technologien“). Traditionell fiel DME als Nebenprodukt in der Hochdruck-Methanolsynthese an. Nach der Entwicklung der Niederdruck-Methanolsynthese wurde DME aus Methanol durch Dehydratisierung (Wasserabspaltung) in Gegenwart geeigneter Katalysatoren hergestellt. Dieser Prozess wird in Festbettreaktoren durchgeführt, das Produkt wird gekühlt und zu reinem DME destilliert (**Abbildung 12**).

Eine Modifizierung der Methanolsynthese würde die Erzeugung von DME im Methanolsynthesekreislauf als Nebenprodukt in höheren Ausbeuten ermöglichen. Dieser Reaktionsweg hat jedoch zwei große Nachteile: Wäh-

rend der Dehydratisierung steigt der Wasserdampfgehalt an und verstärkt somit die Wassergas-*Shift*-Reaktion. Durch die Umsetzung von CO zu CO<sub>2</sub> verschlechtert sich die Qualität des Synthesegases. Die Kinetik der Reaktion von CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub> ist langsamer als die von CO und H<sub>2</sub>. Dadurch bedingt müssen das Synthesekatalysator- und das Kreislaufvolumen erhöht werden. Zusätzlich ist aufgrund seines niedrigen Siedepunktes eine Tieftemperaturabtrennung des DME erforderlich [BALTHASAR HILSEBEIN 2003].



**Abbildung 12: DME-Herstellung aus Rohmethanol [LURGI 2002]**

Im Falle der Kombination einer DME-Einheit mit einer MegaMethanol®-Anlage kann die Methanoldestillationseinheit von einer 3-Kolonnenschaltung auf ein Einkolonnensystem reduziert werden, was mit entsprechenden Einsparungen verbunden ist.

Im LURGI DME-Verfahren (*Methanol-To-DME*, MTD oder auch Mega DME) können alle Arten und Qualitäten von DME erzeugt werden. Die unterschiedlichen Anforderungen für Kraftstoffe, zur Stromerzeugung (*MtPower*®) oder an reinen DME können durch Variation der Größe und des Designs der DME-Destillationskolonnen erreicht werden.

### 5.2.2 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Wirtschaftlichkeit des LURGI DME-Verfahrens ist in **Tabelle 11** zusammengefasst. Dabei wurden folgende Annahmen getroffen:

**Tabelle 11: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des LURGI DME-Verfahrens [LURGI 2003]**

| Kennwerte und Kosten         |                             | MegaMethanol® & Dehydratisierung |
|------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|
| DME-Kapazität                | t/d                         | 5.000                            |
| Spezifischer Erdgasverbrauch | MMBtu/t <sub>Methanol</sub> | 28,5                             |
|                              | MMBtu/t <sub>DME</sub>      | 40,2                             |
| Gesamtfixkosten (EPC)        | Mio. US\$                   | 415                              |
| DME-Produktionskosten        | US\$ / t <sub>DME</sub>     | 93                               |

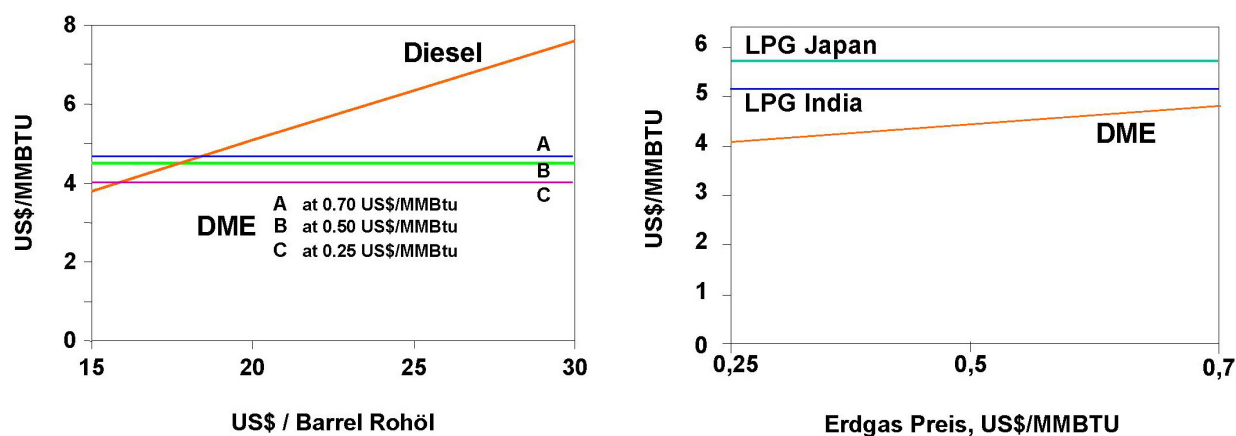
EPC = engineering, procurement and construction

- Erdgasverbrauch und Produktwert sind auf ein Methanoläquivalent normiert (Kapazität: 7.500 t/d Methanol)
- Die DME-Produktqualität entspricht den vorgegebenen Spezifikationen
- Die Erdgasverbrauchszahlen beinhalten den Energiebedarf für eine Luftzerlegungs- und eine Stromerzeugungseinheit
- Die Gesamtfixkosten beinhalten eine Luftzerlegungseinheit, eine Stromerzeugungseinheit und Betriebsmittelanlagen
- Der Erdgaspreis wurde zu 0,50 US\$/MMBtu angenommen
- Die Abschreibung wurde zu 10% der Gesamtfixkosten angesetzt
- Der ROI (*return on investment*) wurde zu 20% der Gesamtfixkosten festgelegt
- Die Betriebskosten für Betriebspersonal, Anlagengemeinkosten, Instandhaltungs/Wartungsarbeiten und –material sind enthalten

Bei den Investitionskosten handelt es sich um budgetierte Kostenanschläge mit einer Genauigkeit von +/-20%, spezifische Standortfaktoren sind nicht in diesen Zahlen berücksichtigt.

DME, ein traditionelles Methanolderivat, stellt also einen vielversprechenden alternativen Kraftstoff zu Diesel, LPG, zur Stromerzeugung und auch zur Olefinherstellung dar, wenn es in großen Mengen produziert wird. Die DME-Erzeugung durch Dehydratisierung von Methanol ist ein wirtschaftlicherer Weg als die gleichzeitige Herstellung von Methanol und DME.

**Abbildung 13** zeigt einen Preisvergleich für DME mit Diesel-Kraftstoff und LPG.



A,B,C: Erdgas Preise in US\$/MMBTU

Quelle LPG Preise: [Chemsystems –]

**Abbildung 13: Preisvergleich von DME mit Diesel und LPG [LIEBNER 2002]**

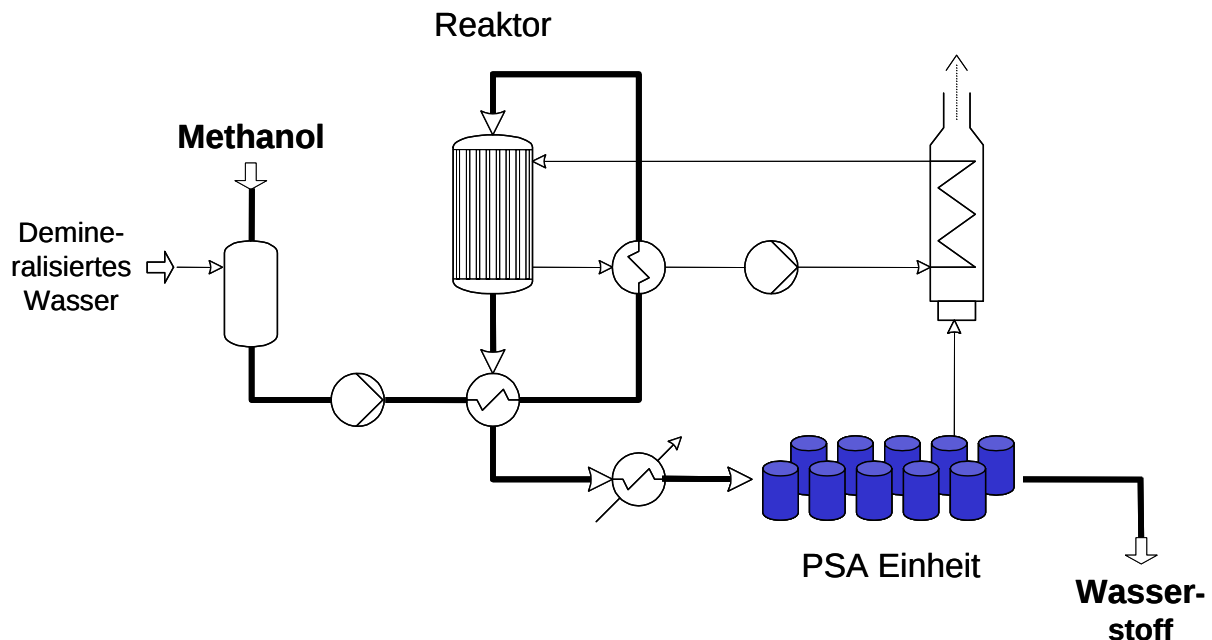
### 5.3 Methanol to Hydrogen®

Der Bedarf an Wasserstoff wird in naher Zukunft maßgeblich vom Wasserstoffbedarf in Raffinerien bestimmt werden. Insbesondere da auch die Raffinerien immer schärferen Umweltbestimmungen unterliegen, gleichzeitig jedoch immer mehr Quellen mit Öl schlechterer Qualität erschlossen werden. Dieser Mehrbedarf erfordert bis 2005 voraussichtlich nahezu eine Verdopplung der installierten Wasserstofferzeugungskapazität für Raffinerieinsatz im Vergleich zu 1997 [HAID 2001b].

Die bevorzugte Technologie zur Wasserstofferzeugung wird dabei das *Steam-Reforming* von Erdgas sein. In Regionen, in denen kein Erdgas verfügbar ist, wird gegenwärtig Naphtha als Alternativrohstoff im *Steam-Reforming*-Prozess eingesetzt. So werden mehr als 100 Naphtha-basierte Wasserstoffanlagen mit einer Gesamtkapazität, die etwa der H<sub>2</sub>-Produktion aus 5 Mio. t/a Methanol entspricht, in Indien, China und Japan betrieben [HAID KOSS 2001]. Das Ersetzen von Naphtha als Rohstoff zur Wasserstoffherstellung durch Methanol stellt also eine weitere, vielversprechende Herausforderung für die Methanolwirtschaft dar.

Das *Methanol to Hydrogen*-Verfahren (MTH®) (**Abbildung 14**) ist eine ausgereifte und bewährte Technologie, die in mehr als 50 kleineren Anlagen (Kapazität < 2.000 Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub>/h) weltweit angewendet wird und wurde. Der Wasserstoff wird dabei durch Kombination von *Methanol-Reforming*

mit einem Reinigungsschritt, der Druck-Wechsel-Adsorption (*pressure swing adsorption*, PSA) erzeugt. Der Prozess zieht dabei Nutzen aus der im Vergleich zum *Steam-Reforming* sehr niedrigen Reaktionstemperatur von ca. 250–300 °C.



PSA = *power switch adsorption*

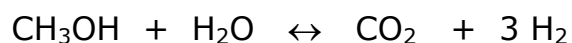
**Abbildung 14: Methanol-To-Hydrogen (MTH®)-Verfahren [HAID KOSS 2001]**

Bisher stellte die Verfügbarkeit von kostengünstigem Methanol eine Limitierung für die Anwendung des MTH®-Verfahrens dar. Wenn jedoch kostengünstiges Methanol zur Verfügung steht, kann die MTH®-Technologie problemlos zur Erzielung sehr großer H<sub>2</sub>-Erzeugungskapazitäten im Maßstab vergrößert werden, da lediglich Standardausrüstungsteile benötigt werden [HAID KOSS 2001].

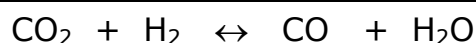
Im MTH®-Prozess wird zunächst ein Gemisch aus Methanol und demineralisiertem Wasser auf den Reaktionsdruck von etwa 25–30 bar gedrückt. Dieses Gemisch wird in einem Wärmetauscher vorgewärmt, der zur Erhöhung der Energieeffizienz des Verfahrens mit heißem Synthesegas aus dem Reaktor betrieben wird. Die abschließende Erhitzung und Verdampfung findet in einem zweiten Wärmetauscher statt, der mit dem gleichen Heizmedium gespeist wird, das auch den Hauptreaktor beheizt.

Das Methanol/Wasser-Dampfgemisch wird in einem einfachen, kostengünstigen und leicht handhabbaren Röhrenreaktor bei niedrigen Tempera-

turen von 250–300 °C an einem Cu/Zn-Katalysator zu Wasserstoff und Kohlendioxid umgesetzt:



Neben dieser heterogen katalysierten *Reforming*-Reaktion läuft auch die inverse Wassergas-*Shift*-Reaktion ab, weshalb das Produktgas auch Kohlenmonoxid enthält:



Die für die *Reforming*-Reaktion benötigte Wärme wird durch einen Heizmittelkreislauf eingebracht. Das Heizmedium wiederum wird in einem Rohrbündel in einem gefeuerten Ofen aufgeheizt.

**Tabelle 12: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des MTH®-Verfahrens [HAID KOSS 2001]**

| Kennwerte und Kosten               |           | MTH®              | Steam-Reforming<br>(Naphtha-Basis) |
|------------------------------------|-----------|-------------------|------------------------------------|
| Rohstoff Verbrauch                 | t / h     | 60,3              | 35,0                               |
| Rohstoff Kosten                    | US\$ / t  | 90 <sup>1)</sup>  | 150                                |
| Gesamtfixkosten (EPC)              | Mio. US\$ | 33                | 46,5                               |
| H <sub>2</sub> -Produkt Wert (EPC) | US\$ / t  | 710 <sup>2)</sup> | 745                                |

<sup>1)</sup> Methanol: 90 US\$/t ≈ 4,5 US\$/GJ (Tabelle 1) ≈ 0,0045 EUR/MJ (Abbildung 4);

<sup>2)</sup> Wasserstoff: 710 US\$/t ≈ 6 US\$/GJ (Tabelle 1) ≈ 0,006 EUR/MJ (Abbildung 4);

EPC = *engineering, procurement and construction*

Nach dem Abkühlen des Produktes werden die verbleibenden Gasverunreinigungen vom Wasserstoffprodukt mittels einer Druck-Wechsel-Adsorptionseinheit abgetrennt. Das Abgas der PSA-Einheit wird zur Unterfeuerung des Ofens verwendet.

In **Tabelle 12** beruht der Vergleich von MTH® mit konventionellem *Steam-Reforming* auf folgenden Annahmen:

- Anlage mit einer Erzeugungskapazität für H<sub>2</sub> von 100.000 Nm<sup>3</sup>/h
- Tankanlagen und Infrastruktur für Methanol und Naphtha sind nicht eingeschlossen
- Abschreibung: 10% pro Jahr
- ROI vor Steuern: 20%

Die Zahlen zeigen, dass Methanol als Rohstoff zur Wasserstofferzeugung mit Naphtha als Rohstoff für den *Steam-Reforming*-Prozess konkurrieren kann.

## 5.4 Synthetische Kraftstoffe

Kraftstoffe werden herkömmlich durch Raffination aus Rohöl erzeugt. Sie können jedoch auch synthetisch aus verschiedenen kohlenstoffhaltigen Rohstoffen hergestellt werden. Der Rohstoff, dem dabei heutzutage die größte Aufmerksamkeit zukommt, ist das Erdgas. Aufgrund der Konzentration auf Erdgas werden die Verfahren zur Erzeugung Synthetischer Kraftstoffe auch als GTL-Technologien (*Gas-To-Liquids*) bezeichnet (siehe auch [GTL 2003]).

Die erste und bekannteste Technologie zur Erzeugung Synthetischer Kraftstoffe ist der Fischer-Tropsch (FT) -Prozess, der in den zwanziger Jahren des vergangenen Jahrhunderts in Deutschland entwickelt wurde [FISCHER/TROPSCH 1926]. Die kommerzielle Anwendung des FT-Prozesses war jedoch stark eingeschränkt, abgesehen von den besonderen Umständen bei der Nutzung in Deutschland während des 2. Weltkrieges und in Südafrika aufgrund des wirtschaftlichen Embargos.

Es gibt zahlreiche Aspekte, die die Bedeutung und Attraktivität Synthetischer Kraftstoffe (**Tabelle 13**) verdeutlichen [DIESELNET 2003]:

- Synthetische Kraftstoffe sind mit herkömmlichen Motoren kompatibel und können daher ohne Modifikationen der Motorkonzepte eingesetzt werden.
- Synthetische Kraftstoffe sind mit herkömmlichen Kraftstoffen kompatibel (vergleichbare Energiedichte; Mischbarkeit mit herkömmlichen Kraftstoffen; Transport unter Nutzung der existierenden Infrastruktur).
- Die Kraftstoffe können entsprechend der Anforderungen an Leistung und Emissionen *designed* werden.
- Synthetische Kraftstoffe können in Reinform eingesetzt werden, können jedoch auch als *Blend* zur Verbesserung der Eigenschaften von konventionellen Kraftstoffen diesen zugesetzt werden.
- Der Schwefelgehalt Synthetischer Kraftstoffe ist praktisch Null, was die Synthetischen Kraftstoffe kompatibel mit einer Reihe schwefelempfindlicher Abgasreinigungskonzepte macht.

Potentielle Standorte für wirtschaftliche GTL-Anlagen liegen in Regionen, in denen sehr kostengünstiges Erdgas verfügbar ist, wie im Mittleren Os-

ten oder in Westafrika. GTL-Technologien sind insbesondere von Interesse an Orten, an denen aufgrund fehlender Märkte das Erdgas (als Begleitgas) wieder gespeichert oder gar abgefackelt werden muss. Dort könnten mit GTL-Anlagen Kohlenwasserstoffe hergestellt werden, die anschließend raffiniert oder bereits veredelt direkt zu den Märkten in herkömmlichen Tankern verschifft werden können.

**Tabelle 13: Vergleich Synthetischer Kraftstoffe [KÖMPEL LIEBNER 2002]**

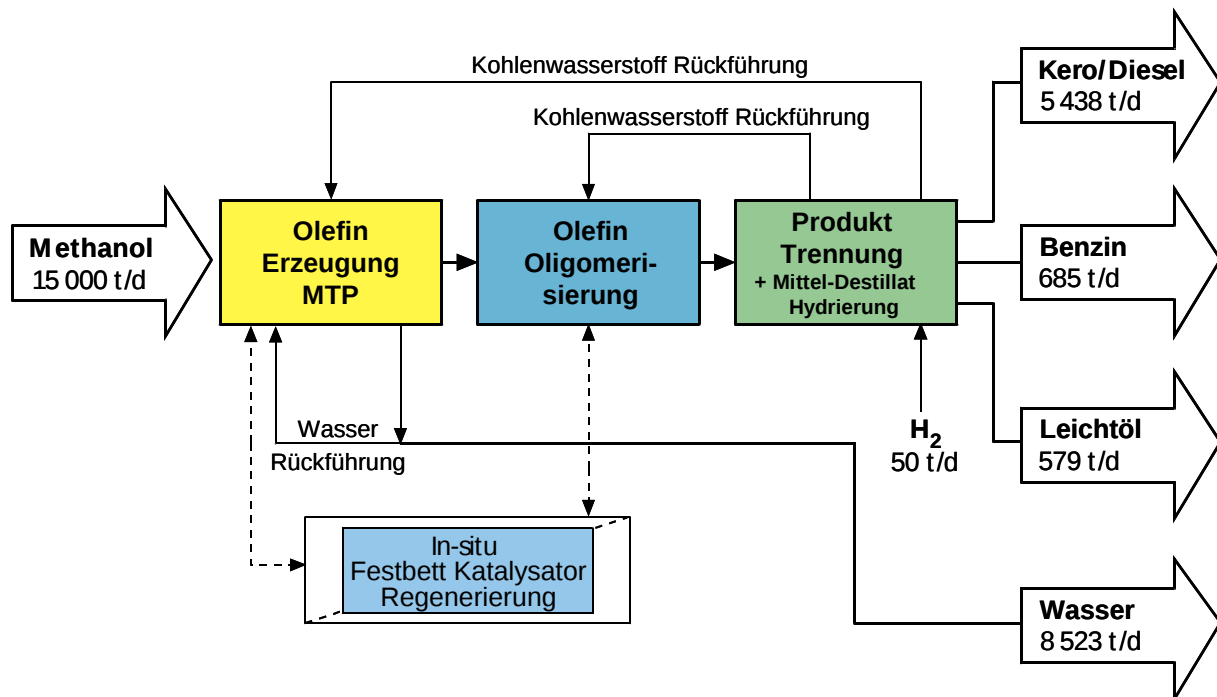
| Produkte und Kennwerte   |          | LURGI's<br><i>MtSynfuels</i> <sup>®</sup><br>Prozess | FT-Synthese   | Europäische<br>Spezifikation<br>ab 2005 (2009) |
|--------------------------|----------|------------------------------------------------------|---------------|------------------------------------------------|
| <b>Produktverteilung</b> |          |                                                      |               |                                                |
| Naphtha : Diesel         |          | 1 : 7,9                                              | 1:2,3 bis 1:6 |                                                |
| <b>Otto-Kraftstoff</b>   |          |                                                      |               |                                                |
| Aromaten                 | (Vol.-%) | 11                                                   | <1            | max. 35                                        |
| Benzol                   | (Vol.-%) | <<1                                                  | <<1           | max. 1                                         |
| Schwefel                 | (ppm)    | <<1                                                  | <1            | 50 (10)                                        |
| Olefine                  | (Vol.-%) | 6                                                    | >30           | 18                                             |
| RON                      |          | 92                                                   | <40           | 91/95/98                                       |
| MON                      |          | 80                                                   | <40           | 82,5/85/88                                     |
| <b>Diesel-Kraftstoff</b> |          |                                                      |               |                                                |
| Polyaromate              | (Vol.-%) | <<1                                                  | <1            | 11                                             |
| Schwefel                 | (ppm)    | 0                                                    | 0             | 50 (10)                                        |
| Cetanzahl                |          | >52                                                  | >70           | 51                                             |

RON = Mindest-Research-Oktanzahl; MON = Mindest-Motor-Oktanzahl

Eine zukunftsweisende Technologie zur Erzeugung Synthetischer Kraftstoffe stellt der *MtSynfuels*<sup>®</sup>-Prozess dar (**Abbildung 15**). Dieser kombiniert die MegaMethanol<sup>®</sup>-Technologie mit dem MTP<sup>®</sup> (*Methanol-To-Propylen*)-Verfahren und der anschließenden Umwandlung von Olefinen zu Diesel (*conversion of olefins to Diesel*, COD).

Die MegaMethanol<sup>®</sup>-Technologie wurde bereits im **Kapitel 5.1** ausführlich beschrieben. Beim MTP<sup>®</sup>-Prozess handelt es sich um eine innovative Technologie, die die Kette vom „Abfallstoff“ Erdgas (als Begleitgas) zu chemischen Wertprodukten schließt. Dabei wird ausgehend vom Erdgas über Methanol und DME (siehe MTD bzw. Mega DME, **Kapitel 5.2.1**) ein Methanol/DME/Wasser-Gemisch erzeugt, das in mehreren Reaktorstufen zum Hauptprodukt Propylen und zu weiteren Olefinen und Alkanen als Neben-

produkte umgesetzt wird. Das Produktgemisch kann mittels Standardtrennverfahren in Propylen (*chemical grade*, Reinheit >97%), LPG, Benzin und Brenngas aufgetrennt werden [HOLTMANN 2001]. Beim MTP®-Verfahren als Zwischenschritt zur Herstellung Synthetischer Kraftstoffe reduziert sich diese Auftrennung des Produktgemisches deutlich.



MTP = *Methanol-To-Propylen*; Kero = Kerosin

**Abbildung 15: Erzeugung Synthetischer Kraftstoffe (MtSynfuels®-Prozess)**  
[BALTHASAR HILSEBEIN 2003]

Nach mehr als 9.000 Betriebsstunden einer Pilotanlage und mit der im Januar 2002 in Betrieb gegangenen Demonstrationsanlage in Norwegen, die inzwischen mit über 8.000 Betriebsstunden die geforderte Katalysatorlebensdauer belegt hat, ist die MTP®-Technologie marktfähig. Da Propylen hauptsächlich ein Zwischenprodukt darstellt, wurde das mittels MTP® hergestellte Propylen bereits in der Polymerisation eingesetzt. Die auf diesem Wege hergestellten Produkte (Trinkbecher aus Polypropylen) wurden jüngst der Öffentlichkeit vorgestellt. Sie stellen das erste aus Erdgas hergestellte Konsumgut dar und veranschaulichen deutlich den Brückenschlag vom Erdgas zum Wertprodukt.

Das MTP®-Verfahren ist eine beispielhafte Technologie für die zukunftsweisende Route vom Erdgas zu petrochemischen Wertprodukten (*gas to petrochemicals*). Durch diese Technologien werden ökologisch und ökonomisch lukrative Alternativen zu den Öl-basierten Produktionsrouten er-

schlossen. Dabei sind nahezu alle Prozessschritte technisch erprobt. Die Wirtschaftlichkeit dieser alternativen Wege hängt hauptsächlich vom Verhältnis des Erdgaspreises zum Rohölpreis ab und ist bei weiterer Verknappung des Rohöls in zunehmender Weise gegeben.

Die COD-Technologie wurde bereits in 1992 in einer Anlage in Südafrika zur Anwendung gebracht und hat ihre Zuverlässigkeit seit der Inbetriebnahme 1993 unter Beweis gestellt.

Mit dem *MtSynfuels*<sup>®</sup> Verfahren werden aus Methanol in dem beschriebenen, mehrstufigen Prozess Kerosin und Diesel als Hauptprodukte sowie Benzin (Ottokraftstoff) und Leichtöl als Nebenprodukte erzeugt. Dabei sind die einzelnen Prozessstufen über Rohstoffrückführung miteinander verschachtelt.

Die in **Tabelle 14** und **Tabelle 15** zusammengefassten vergleichenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen Synthetischer Kraftstoffe beruhen auf folgenden Annahmen:

- Anlagenstandort: Mittlerer Osten
- Anlagenkapazität: 50.000 bbl/d Produkte
- Erdgaspreis: 0,50 US\$/MMBtu
- Abschreibung: 10% für Einrichtungen innerhalb der Anlagengrenze, 5% für Einrichtungen außerhalb der Anlagengrenze
- ROI: 10%
- Das Gesamtanlagenkapital beinhaltet die Kosten für Einrichtungen innerhalb der Anlagengrenze und außerhalb der Anlagengrenze sowie 20% für weitere Projektkosten
- Die Produktionskosten beinhalten die Abschreibungen und 10% ROI
- Marktpreis des Produktes: Stand Jahr 2000, unter Berücksichtigung der Transportkosten (Verschiffung Mittlerer Osten) gemäß Tarifen für die betrachteten Regionen.

Die **Tabelle 14** zeigt, dass *MtSynfuels*<sup>®</sup> mit bestehenden FT-Anlagen gut konkurrieren kann. Auch wenn bisher die vollständige großtechnische Anwendung des *MtSynfuels*<sup>®</sup>-Prozesses noch aussteht – dies gilt auch für die meisten der z.Zt. diskutierten FT-Prozesse – so hat sich *MtSynfuels*<sup>®</sup> jedoch bereits in drei der vier Prozessschritte bewährt. Für den noch ausstehenden Schritt (MTP<sup>®</sup>) zeigt der Betrieb der Demonstrationsanlage seit 2002 zum einen die Bestätigung der Labormessungen, zum anderen auch den Erfolg der Maßstabsvergrößerung und deren Möglichkeiten sowie die Realisierbarkeit zur großtechnischen Anwendung.

**Tabelle 14: Vergleich von Kapital und Kosten für Synthetische Kraftstoffe [KÖMPEL LIEBNER 2002]**

| Kapital und spezifische Kosten für |                  | <i>MtSynfuels</i> <sup>®</sup><br>Prozess | bestehende<br>FT Synthese |
|------------------------------------|------------------|-------------------------------------------|---------------------------|
| Gesamtinvestition                  | Millionen US\$   | 1.180                                     | 1.670                     |
| Gesamtanlage                       | US\$/bbl pro Tag | 19.680                                    | 27.856                    |
| Gas zum Prozess (H <sub>u</sub> )  | US\$/bbl         | 3,82                                      | 4,22                      |
| Katalysator&Chemiealien            | US\$/bbl         | 2,19                                      | 1,53                      |
| Betriebsmittel                     | US\$/bbl         | 0,28                                      | 0,8                       |
| Produktion + ROI                   | US\$/bbl         | 22,47                                     | 28,68                     |

**Tabelle 15: Vergleich der Marktpreise 2001 für Synthetische Kraftstoffe [KÖMPEL LIEBNER 2002]**

| Kraftstoff        | West-Europa         | USA (Golf Küste) | Japan |
|-------------------|---------------------|------------------|-------|
| Otto (US\$/bbl)   | 34,75 <sup>1)</sup> | 31,42            | 29,70 |
| Diesel (US\$/bbl) | 28,88 <sup>2)</sup> | 26,51            | 33,21 |

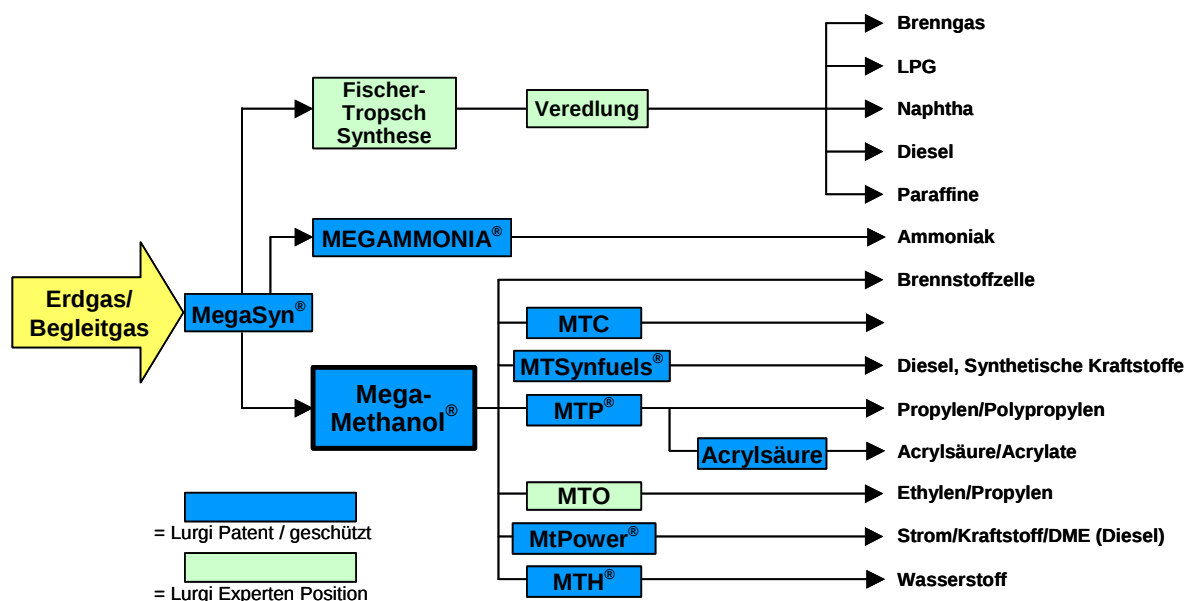
<sup>1)</sup> Otto: 34,75 US\$/bbl  $\approx$  7 US\$/GJ (Tabelle 1)  $\approx$  0,007 EUR/MJ (Abbildung 4);  
<sup>2)</sup> Diesel: 28,88 US\$/bbl  $\approx$  5 US\$/GJ (Tabelle 1)  $\approx$  0,005 EUR/MJ (Abbildung 4);

## 5.5 Zusammenfassung Kapitel 5

Es existieren große Erdgasvorkommen, die dazu geeignet sind, als sehr kostengünstiger Rohstoff für die Methanolerzeugung zu dienen. Dies würde zu einer besseren Nutzung der natürlichen Ressourcen führen, insbesondere im Falle von Begleitgasen, die – wenn nicht wie im Falle von MegaMethanol<sup>®</sup> gewinnbringend anderweitig genutzt – ansonsten abgefackelt würden. Die Umwandlung von Methanol zu DME und Propylen steigert den Wert des Ausgangsstoffes Erdgas erheblich und erschließt ein enormes Potential für Wachstum und hohe ROI, die erwiesenermaßen erfolgreichste Motivation zum Umweltschutz.

Die MegaMethanol<sup>®</sup>-Technologie senkt die Produktionskosten für Methanol soweit, dass sich ein komplett neues Feld an Folgeprodukten wie DME, Propylen und Synthetische Kraftstoffe eröffnet. Basierend auf einfachen Festbett-Reaktorsystemen, konventionellen Prozesselementen und Betriebsbedingungen – kommerziell hergestellte Katalysatoren inbegriffen – erschließen die LURGI DME-, MTP<sup>®</sup>- und *MtSynfuels*<sup>®</sup>-Technologien attrak-

tive Wege zur Nutzung von Erdgas insbesondere Begleitgasen in ökologischer und kommerzieller Hinsicht.



MTx = Methanol to x

**Abbildung 16: Der Weg vom Erdgas zu Kraftstoffen und chemischen Wertprodukten [BALTHASAR HILSEBEIN 2003]**

Basierend auf der Kombination von hocheffizienten Konzepten und niedrigen Investitionskosten wurden hier eigene Technologieketten entwickelt, ausgehend von Erdgas über Methanol zu DME, Propylen oder Polypropylen und Synthetischen Kraftstoffen. Im nächsten Schritt führen diese Konzepte dann zu Gas-basierten Raffinerien und Gas-basierten Petrochemikalien.

**Abbildung 16** fasst diesen Weg vom Erdgas zu Kraftstoffen und chemischen Wertprodukten zusammen (*Gas-To-Chemicals*, GTC®). Dabei wird die zentrale Rolle des Methanols (unterer Ast der Abbildung) deutlich. Die Einsatzmöglichkeiten für Methanol als Kraftstoff und somit Energieträger für den Verkehr sind vielfältig (Methanol-Brennstoffzelle, Methanol-Verbrennungsmotoren, Synthetische Kraftstoffe (Diesel, Benzin, Kerosin etc.), Wasserstoff, Strom). Die zusätzliche Neuerschließung des Einsatzes von Methanol als Rohstoff für die (Petro-)Chemie könnte dabei Synergieeffekte erzeugen: Die Methanolherstellung im großtechnischen Weltmaßstab würde durch die weitere Senkung der Produktionskosten und die Unabhängigkeit vom Ölpreis und den damit verbundenen Schwankungen aufgrund dauerhaft niedriger Methanolpreise den Einsatz des Methanols als Kraftstoff noch attraktiver machen.

## 6 Gefährdungspotentiale des Methanols

Im Hinblick auf Infrastruktur, Transport, Speicherung, Handhabung und Nutzung von Erdgas, Wasserstoff oder Methanol für Energieumwandlungssysteme stellen sich Fragen nach sicherheitstechnischen Veränderungen im Vergleich zum Einsatz konventioneller Kraftstoffe und Energieumwandlungssysteme. Antworten darauf ergeben sich durch die Betrachtung von sicherheitstechnischen Eigenschaften der Energieträger (**Tabelle 16**), von Schutzmaßnahmen zu Herstellung, Transport, Speicherung und bei der Anlagenintegration (z. B. in Fahrzeuge oder BHKW) und von Gebrauchsanweisungen für den Kunden.

**Tabelle 16: Eigenschaften von Methanol, Methan und Wasserstoff im Vergleich zu Benzin (nach [MPE 2000], [METHANEX 2003], [HANISCH 2001], [PIRNIE 1999])**

| Kraftstoff                                                           |                       | Benzin                  | Methanol    | Methan (Erdgas) | Wasserstoff |
|----------------------------------------------------------------------|-----------------------|-------------------------|-------------|-----------------|-------------|
| Dichteverhältnis $\rho_{\text{Kraftstoff}} / \rho_{\text{Luft}}$ [ ] |                       | 3,2–4                   | 1,1         | 0,55            | 0,07        |
| Heizwert ( $H_u$ ) <sup>1)</sup>                                     | [MJ/kg]               | 43,9                    | 19,9        | 40–47           | 120         |
|                                                                      | [MJ/dm <sup>3</sup> ] | 32,5                    | 15,8        | 36,9            | 10,8E-3     |
| Reid Dampfdruck (37,8 °C) [kPa]                                      |                       | 45–90                   | 32          | –               | –           |
| Zündtemperatur [°C]                                                  |                       | 220                     | 455         | 595             | 560         |
| Zündgrenzen [Vol.-% in Luft]                                         |                       | 0,6–8                   | 5,5–44      | 5–15            | 4–76        |
| Min. Zündenergie [mJ]                                                |                       | 0,24                    | 0,14        | 0,28            | 0,02        |
| Diffusionskoeffizient in Luft [cm <sup>2</sup> /s]                   |                       | 0,05                    | 0,12        | 0,16            | 0,61        |
| Laminare Verbrennungsgeschwindigkeit [m/s]                           |                       | 0,4                     | 0,48        | 0,43            | 2,7         |
| Flammpunkt [°C]                                                      |                       | -20                     | 11          |                 |             |
| Verdampfungswärme [kJ/kg]                                            |                       | 350                     | 1.110       |                 |             |
| Löslichkeit in Wasser [%]                                            |                       | 0                       | 100         |                 |             |
| Tödliche orale Dosis [ml]                                            |                       | 500                     | 30–100      |                 |             |
| Geruchsschwelle [ml/m <sup>3</sup> ]                                 |                       | 0,06–0,08               | 1.500–1.900 |                 |             |
| Halbwertszeiten für biologischen Abbau in Erde/Wasser [d]            |                       | Benzol: 5–16            | 1–7         |                 |             |
| MAK [ppm]                                                            |                       | Toluol: 50<br>Xylol: 50 | 200         |                 |             |

<sup>1)</sup>  $H_u$  siehe auch **Tabelle 23**

Das Gefährdungspotential des Methanols betrifft im Wesentlichen die Bereiche Sicherheit, Umwelt, Gesundheit und Tankeinrichtungen, zu denen im Folgenden Aussagen u.a. nach [HANISCH 1985], [HANISCH 2001], [WHO 1997] und [MFCA 2003] zusammengefasst sind.

## 6.1 Sicherheit

Methanol ist eine physikalisch und chemisch wohl definierte Substanz, die seit Jahrzehnten großtechnisch produziert wird und die für die Technik kein ernsthaftes Problem darstellt.

Die Geruchsschwelle für Methanol liegt hoch; eine Absenkung durch Zusatz von Geruchs- und Geschmacksstoffen ist denkbar (eine kalifornische Vorschrift fordert diese Zusatzstoffe bereits). Allerdings muss für die heterogen katalysierte Methanolreformierung die Verträglichkeit dieser Zusatzstoffe gewährleistet sein [XCELLSIS 2002].

Der Methanoldampf ist etwas schwerer als Luft; mit Luft können sich explosionsfähige Gemische bilden. Wegen des im Vergleich zu Benzin niedrigeren Dampfdrucks können sich im Tank zündfähige Gemische bilden; deshalb sind geschlossene Tanksysteme und eine angepasste Sicherheitstechnik vorzusehen. Der Kunde darf beim Tanken nicht mit Methanol in Berührung kommen. Nach Stand der heutigen Entwicklungen könnten die Tankvorgänge in geschlossenen Systemen durchgeführt werden [MFCA 2003], [IDENTIC 2000]].

Die Brandgefahr bei Methanol ist niedriger als beim Benzin [MFCA 2003]. Ursache hierfür sind die niedrigere Flüchtigkeit, die höhere Zündtemperatur, der niedrigere Heizwert und die höhere Verdampfungsenthalpie des Methanols. Bei Kleinbränden kommen Löschpulver und CO<sub>2</sub> und bei Großbränden AFFF-Schaum zum Einsatz.

Methanol ist eine farblose, flüchtige und leicht entzündliche Flüssigkeit mit einem typischen Eigengeruch. Die Flammensichtbarkeit ist der von Wasserstoff vergleichbar, leicht bläulich, in hellem Sonnenlicht nicht sichtbar. Bei einem Brand ist die Flamme jedoch sichtbar, weil andere Stoffe mitverbrennen [METHANEX 2003]. Kalifornische Vorschriften zum Umgang mit Methanol (M100) fordern zur Sichtbarmachung der Flamme keine Zusatzstoffe zum Methanol, wohl aber die Ausrüstung mit einem *on-board flame arrester*, einem Bauelement, das den Flammenrückschlag verhindert [XCELLSIS 2002].

Der Einsatz von Methanol im Straßenverkehr würde wegen des gegenüber Benzin/Diesel um etwa 50 % niedrigeren Volumen-bezogenen Heizwertes

(**Tabelle 23**) den Tankwageneinsatz auf den Straßen verdoppeln und damit bei unterstellter gleicher Häufigkeit die Anzahl von Tankwagenunfällen vergrößern. Verglichen mit Benzin wäre die Brandgefahr allerdings geringer.

## 6.2 Umweltbeeinflussung durch Leckagen

Methanol ist in der Umwelt durch Prozesse der Photooxidation und Biodegradation abbaubar; in der Erde können einige Mikroorganismen Methanol zum Wachstum aufnehmen und zu Wasser und Kohlendioxid abbauen.

Bei kleinen Leckagen wirkt sich Methanol nur gering toxisch auf Gewässer und Böden aus. Im Boden ist Methanol schneller abbaubar als Benzin. Bei hohen Konzentrationen von Methanol wird der biologische Abbau in Gewässern und Böden zunehmend erschwert. Bezüglich der Flüchtigkeit von Methanol aus Wasser siehe Henry-Koeffizient (**Kapitel 13.2** und **Tabelle 24**).

Die tödliche Methanoldosis  $LD_{50}$  für 50 % einer untersuchten Population von Ratten, Mäusen und Hunden liegt bei 6.200–13.000  $\text{mg}_{\text{Methanol}}/\text{kg}_{\text{Körpergewicht}}$  [WHO 1997]. Für Frischwasserfische beträgt der Wert  $LD_{50}$  des Methanols bei einer Exposition von 96 h bei 13.000–29.000  $\text{mg}_{\text{Methanol}}/\text{l}_{\text{Wasser}}$ . Er liegt damit deutlich höher als bei einer entsprechenden Belastung durch Benzin [WHO 1997], [MFCA 2003].

## 6.3 Gesundheit des Menschen

Für den Menschen besteht eine Gefährdung durch orale und inhalative Aufnahme von Methanol insbesondere bei Tankvorgängen. Zusatzstoffe zum Methanol, die Geschmacks- und Geruchsschwellen verstärken, sowie geschlossene Tanksysteme können diese Gefahr minimieren.

Medizinisch relevant ist vor allem die mit Wasser und organischen Verbindungen in beliebigem Verhältnis mögliche Mischbarkeit des Methanols sowie das – allerdings geringe – Lösungsvermögen in Fett. Methanol kann über den künstlichen Süßstoff ASPARTAM in Diät Nahrung und Soft-Drinks enthalten sein [WHO 1997].

Die Toxikokinetik des Methanols ist bekannt. Durch oxidative Vorgänge entstehen Formaldehyd und der eigentlich toxische Metabolit Ameisensäure. Bei Aufnahme über Haut, Augen und Atmungsorgane hat Methanol eine leichte Reizwirkung. Orale und inhalative Aufnahme von Methanol können dosisabhängig ab 5–15 ml zu Erblindung oder ab 30–100 ml zum Tod

führen. Bei rechtzeitiger und konsequenter Anwendung bekannter Therapieverfahren ist die vollständige Heilung eventueller Vergiftungsfolgen möglich. Für eine kanzerogene, mutagene oder teratogene Wirkung gibt es keine Anhaltspunkte.

## **6.4 Tankeinrichtungen**

In Verbindung mit einem BMFT-Forschungsprojekt aus den 80er Jahren über Alkoholkraftstoffe gab der Deutsche Ausschuss für brennbare Flüssigkeiten (DabF) 1980 eine sicherheitstechnische Stellungnahme ab [HANISCH 2001]. Seitens des DabF bestehen danach gegen die Errichtung von Tankeinrichtungen für Methanolkraftstoff bei Beachtung der gültigen Vorschriften keine sicherheitstechnischen Bedenken. Tankvorgänge könnten nach dem Stand heutiger Entwicklungen in geschlossenen Systemen durchgeführt werden [IDENTIC 2000] und [MFCA 2003].

Die Anforderungen an die in Kraftstoffsystemen eingesetzten Materialien (Metalle und Elastomere) hinsichtlich ihrer Methanolbeständigkeit sind bekannt und bedeuten einen entsprechenden Aufwand beim Aufbau eines geeigneten Versorgungsnetzes [HANISCH 2001].

Bei bestimmungsgemäßem Gebrauch und bei Beachtung aller geltenden Vorschriften stellt der Umgang mit Methanol kein gesundheitliches oder sicherheitstechnisches Problem dar ([HOMMEL 1997], [EU 91]).

## **6.5 Zusammenfassung Kapitel 6**

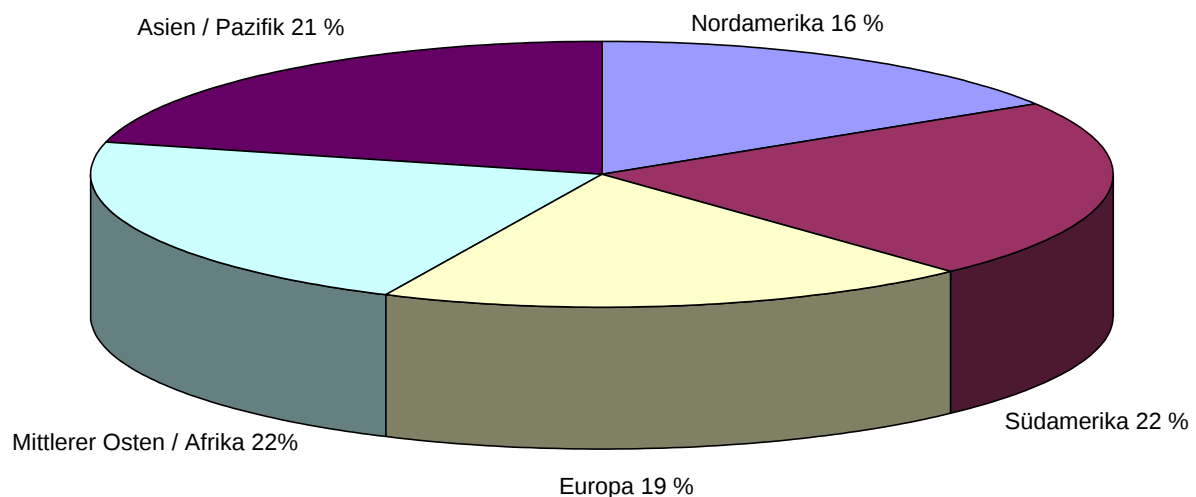
Bei bestimmungsgemäßem Gebrauch und bei Beachtung aller geltenden Vorschriften stellt der Umgang mit Methanol kein gesundheitliches oder sicherheitstechnisches Problem dar. Der Einsatz von Methanol im Straßenverkehr würde wegen des gegenüber Benzin/Diesel um etwa 50 % niedrigeren Volumen-bezogenen Heizwertes den Tankwageneinsatz auf den Straßen verdoppeln und damit bei unterstellter gleicher Häufigkeit die Anzahl von Tankwagenunfällen vergrößern. Verglichen mit Benzin wäre die Brandgefahr allerdings geringer. Für den Menschen besteht eine Gefährdung durch orale und inhalative Aufnahme von Methanol insbesondere bei Tankvorgängen. Zusatzstoffe zum Methanol, die Geschmacks- und Geruchsschwellen verstärken sowie geschlossene Tanksysteme können diese Gefahr minimieren.

## 7 Methanol für den Chemiemarkt

Mehr als 80% des weltweit erzeugten Methanols werden heute aus Erdgas hergestellt. In Deutschland gelangen Raffinerierückstände als energetische Rohstoffe zum Einsatz. Ein wesentlicher Vorteil ist, dass Methanol in derselben Qualität aus fossilen Rohstoffen und aus regenerativen Primärenergieträgern hergestellt werden kann. Bei deutlich weiter steigender Erdgasnachfrage wird mit einem stabilen und in der Zukunft steigenden Methanolpreis gerechnet, so dass die Attraktivität einer Methanolproduktion aus anderen, auch teureren Einsatzprodukten als Erdgas langfristig steigt.

### 7.1 Weltweite Produktionskapazitäten

Im Jahr 2002 waren weltweit 37 Mio. t Methanolproduktionskapazitäten installiert [McCASKILL 2002]. *Methanex* hatte im Jahr 2000 als größtes Unternehmen mit ca. 6 Mio. t weltweit installierter Kapazität den höchsten Marktanteil (17%); danach folgen *Saudi Methanol Company* und *Celanese* [FISLER 2000]. Nach einer Studie der *Chemical Market Associates* [CMAI 2001]



**Abbildung 17: Weltweite Marktanteile der Methanolkapazitäten nach Regionen im Dezember 2001 [METHANOL 2002]**

werden die weltweiten Methanolkapazitäten bis zum Jahr 2004 nicht signifikant zunehmen.

Die Marktanteile der Produktionskapazitäten nach Regionen im Dezember 2001 sind in **Abbildung 17** dargestellt. Südamerika und der mittlere Os-

ten, einschließlich Afrika haben den größten Anteil mit 22%. Beide Regionen exportieren Methanol insbesondere nach Europa und Nordamerika.

Die größten *Market-Player* unter den Methanolproduzenten in Europa sind in **Tabelle 17** zusammengestellt. Die ICI- und Methanor Anlagen verwenden Erdgas als Einsatzprodukt für die Methanolproduktion, während die anderen Anlagen flüssige und gasförmige Rückstände aus der Ölindustrie einsetzen. In den 90er Jahren stiegen Gesamtkapazität und *Output* um 38%. Die europäischen Produzenten konnten ihren globalen Marktanteil um 2% auf 23% ausbauen [VRIENS 2000].

**Tabelle 17: Europäische Methanolproduktion: Kapazitäten und Veränderungen 1990–1999 [VRIENS 2000]**

|                    | Produktion<br>in Europa | Kapazitäten<br>[k t] |        | Veränderungen<br>[%] |
|--------------------|-------------------------|----------------------|--------|----------------------|
|                    | Jahre                   | 1990                 | 1999   | 1990–1999            |
| Produzenten        | BASF (D)                | 240                  | 450    | +88                  |
|                    | Chem Linz (A)           | 110                  | [k.A.] | -100                 |
|                    | DEA (D)                 | 400                  | 380    | -5                   |
|                    | ICI (GB)                | 500                  | 450    | -10                  |
|                    | Leuna (D)               | 660                  | 660    | 0                    |
|                    | Methanor (NL)           | 750                  | 850    | +13                  |
|                    | Statoil (N)             | [k.A.]               | 850    | +100                 |
|                    | SVZ (D)                 | [k.A.]               | 120    | +100                 |
|                    | VEBA (D)                | 240                  | 240    | 0                    |
| Gesamtkapazität    |                         | 2.900                | 4.000  | +38                  |
| Geschätzter Output |                         | 2.400                | 3.300  | +38                  |

[k.A.] = keine Angaben vorhanden

## 7.2 Weltweite Methanolnachfrage

Im Jahr 2002 wurden 36% der weltweiten Methanolnachfrage zur Herstellung von Formaldehyd verwendet [METHANOL 2002]. Formaldehyd dient überwiegend zur Herstellung von Polykondensaten wie beispielsweise Melamin, Phenolen oder Harnstoff.

Das zweite Drittel des Methanolbedarfs mit 7,5 Mio. t im Jahr 2002 diene der Herstellung von Methyl-Tertiär-Butyl-Ether (MTBE) [METHANOL 2002]. Anstelle der früher verwendeten organischen Bleiverbindungen wird MTBE als Antiklopfmittel Ottokraftstoffen beigemischt. 57 % des globalen MTBE-

Bedarfs wurde im Jahr 2000 von den USA benötigt. Die Vereinigten Staaten importierten im gleichen Jahr 30 % der weltweiten MTBE-Produktion. Allein Kalifornien beanspruchte im Jahr 2000 20% des weltweiten MTBE-Bedarfs. 43% der weltweit installierten MTBE-Produktionskapazitäten im Jahr 2000 befanden sich in den USA, der Rest wurde durch Importe insbesondere aus dem Nahen Osten, Kanada und Venezuela gedeckt. Bis vor kurzem trug MTBE wesentlich zum Wachstum des Methanolmarktes bei [FISLER 2000].

Mit der Einführung der *Clean Air Act Amendments* von 1990 wird der ganzjährige Einsatz von *reformuliertem* Benzin (*reformulated gasoline, RFG*) in Städten mit schweren Sommersmog-Problemen gefordert. Im Ergebnis erzeugt *reformuliertes* Benzin geringere Emissionen von ozonbildenden und toxischen Luftschadstoffen bei gleichem Kraftstoffdurchsatz wie konventionelles Benzin. Dieser Kraftstoff beinhaltet einen Anteil von minimal 2 Gew.-% (bzw. 11 Vol.-%) chemisch gebundenem Sauerstoff (Oxygenat), der mithilfe von MTBE realisiert wird [DOE 2003] (vergleichsweise enthalten die meisten der in Deutschland eingesetzten Kraftstoffe deutlich weniger MTBE als die kalifornischen).

Durch fehlende Lagervorschriften für Brenn- und Kraftstoffe stellen Rohrleitungs- und Tankleckagen in den USA nichts Ungewöhnliches dar. Schon Mitte der 90-er Jahre kam es dort zu größeren MTBE-Verschmutzungen im Grundwasser. Erst nach der Einführung von *reformuliertem* Benzin mit einem MTBE-Anteil von 11 Vol.-% wurde erkannt, dass MTBE im Boden nur schlecht abbaubar und sehr mobil ist. Z.Zt. ist in Kalifornien die Zumischung von MTBE zu *reformuliertem* Benzin ab Ende 2003 untersagt (siehe **Kapitel 12.2**).

7% des weltweit hergestellten Methanols wurde im Jahr 2002 zur Herstellung von Essigsäure eingesetzt. Diese dient hauptsächlich als Ausgangsprodukt für die Herstellung verschiedenster Essigsäureester: als Monomer für Vinylacetat und bei der Kunstseideherstellung als Celluloseacetat. Weiterhin findet Essigsäure Anwendung als Lösemittel für Lacke und Harze, in anorganischen Salzen als Additiv in Bekleidungsindustrie, Färbereien und Medizin.

3% des weltweit produzierten Methanols wurde im gleichen Jahr zu Methylmetacrylat (MMA) weiterverarbeitet. MMA findet in der chemischen Produktion Verwendung als Monomer zur Herstellung von Acrylglas. Ein weiterer Methanolanteil von ca. 2% wurde zur Herstellung von Dimethylterephthalat (DMT) verwendet. DMT wird besonders bei der Herstellung von Polykondensaten vor allem Polyethylenterephthalat (PET) eingesetzt.

Ca. 20% des weltweit hergestellten Methanols deckten im Jahr 2002 den Bedarf unterschiedlicher Einsatzgebiete ab [METHANOL 2002].

Im Jahr 1999 wurde in Westeuropa 49,5 % des Methanols für die Formaldehyd-Produktion eingesetzt. Weitere 16,5% fanden Verwendung in der MTBE-Produktion [VRIENS 2000]. Nach Ansicht der Kommission der Europäischen Union (EU) besteht kein Handlungsbedarf zur Substitution von MTBE in Ottokraftstoff. Anders als bei gesetzlichen amerikanischen Kraftstoffanforderungen sieht die Kraftstoffqualitätsrichtlinie der EU keine Mindestwerte für MTBE vor, sondern einen maximalen Sauerstoffgehalt [EU 1998]. Die dänische Regierung treibt durch die Besteuerung von MTBE mit 0,67 €/l, die Substitution dieses Kraftstoffzusatzes voran [T&E 2000].

### **7.3 Aussichten für die weltweite Methanolnachfrage**

Bestimmender Faktor für die Methanolnachfrage ist die Absatzentwicklung in der chemischen Industrie. Die wirtschaftliche Entwicklung im Chemiesektor folgt dem des Bruttosozialprodukts (BSP) [HOPP 2001]. Das BSP ist somit ein volkswirtschaftlicher Indikator für die Entwicklung von Märkten und kennzeichnet den Wert aller Güter und Dienstleistungen, die einen Marktpreis besitzen und von Staatsbürgern während einer bestimmten Periode konsumiert, investiert oder exportiert werden. Vermindert wird das BSP um den Wert aller importierten Güter und Dienstleistungen. Das Wachstum des BSP kann somit auf den Methanolabsatz und damit auf die Methanolnachfrage übertragen werden.

Allerdings wächst die Produktion von Essigsäure stärker als das BSP. Entsprechend stärker steigt die Methanolnachfrage in diesem Segment. Dies ist möglicherweise darauf zurückzuführen, dass sich bei der Essigsäureherstellung in den vergangenen Jahrzehnten ein Technologiewechsel von Ethylen (Oxidation von Ethylen oder von Acetaldehyd aus Ethylen [WACKER 2003]) zu Methanol (Methanol-Carbonylierung [CELANESE 2003]) als Ausgangsprodukt vollzogen hat [McCASKILL 2000].

Wenn in Kalifornien das MTBE-Verbot durchgesetzt wird, brechen 20% der MTBE-Nachfrage weltweit weg. Davon werden insbesondere Standorte mit hohen Produktionskosten in den USA betroffen werden. Sollten diese Produktionskapazitäten nicht stillgelegt werden, wird ihre Produktion als MTBE-Exporte auf den Weltmarkt drücken, was wohl einen weltweiten Preisverfall für MTBE zur Folge haben dürfte. Davon unabhängig ist schon mittelfristig mit einem kostenbedingten Abbau von Produktionskapazitäten in Nordamerika zu rechnen: *Chemical Market Associates* (CMAI) rechnet

damit, dass zwei Drittel der Methanolkapazitäten in den USA bis zum Jahr 2005 abgebaut werden [FISLER 2000]. Allerdings entstehen neue Produktionsanlagen in Südamerika, Afrika und im Nahen Osten, wodurch der Druck auf den Methanolpreis vermutlich anhalten wird.

## 7.4 Methanolhandel

Der Methanolimport nach Westeuropa stieg von 1991 bis 2000 um 27% an [VRIENS 2000]. Die Einfuhr von Methanol aus Trinidad und Venezuela schmälerte nicht die inländische Methanolproduktion, sondern ging zu Lasten der Hauptimporteure Saudi-Arabien und Russland. Trinidad ist seit 2000 der größte Methanolexporteur und hat Saudi Arabien abgelöst [METHANOL 2002]. Es ist offensichtlich, dass die steigende Methanolnachfrage im Mittleren Osten Saudi-Arabien bessere Absatzmärkte bot als der Transport über weite Strecken nach Westeuropa. Die Importe in die EU und die EFTA sind in **Tabelle 18** für die Jahre 1991 und 2000 dargestellt.

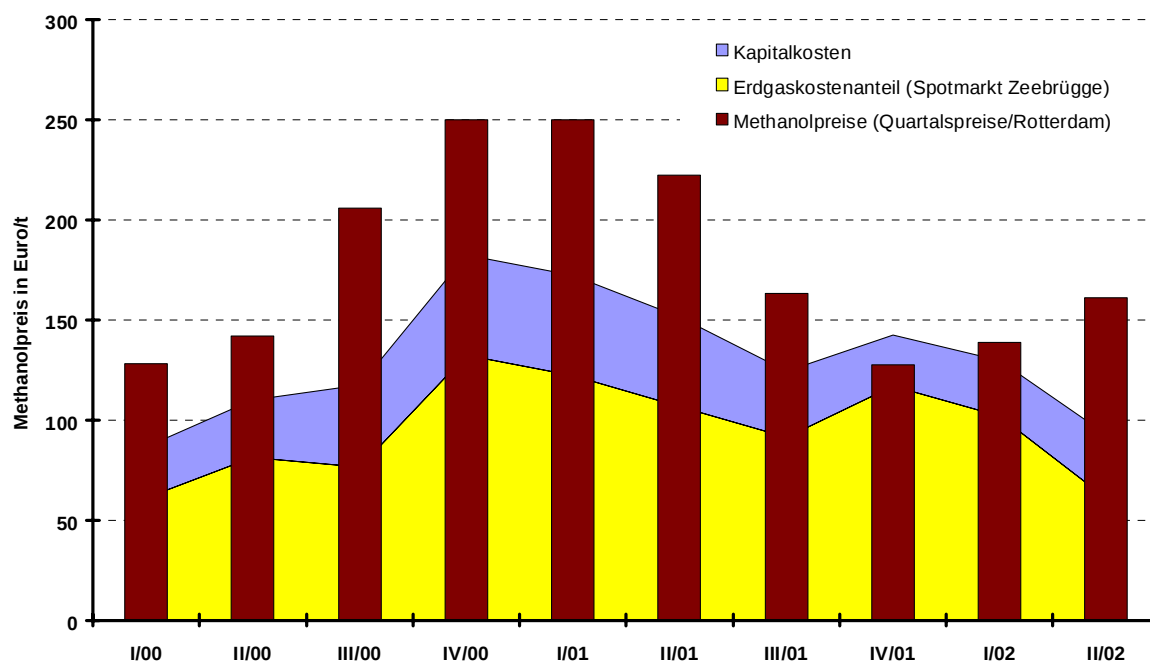
**Tabelle 18: Methanolimporte in die EU- und EFTA-Staaten in den Jahren 1991 und 2000; Mengen/kt [VRIENS 2000]**

| Länder und Mengen |                  | 1991  | 2000  |
|-------------------|------------------|-------|-------|
| Exportländer      | Saudi-Arabien    | 800   | 400   |
|                   | Russland         | 700   | 200   |
|                   | Libyen           | 625   | 525   |
|                   | Chile            | 325   | 770   |
|                   | Algerien         | 75    | 95    |
|                   | Trinidad         | 50    | 900   |
|                   | Zentraleuropa *) | 100   | 100   |
|                   | Venezuela        | 0     | 450   |
|                   | Sonstige         | 75    | 60    |
|                   | Gesamt mengen    | 2.750 | 3.500 |

\*) Bosnien, Bulgarien, Herzegowina, Kroatien, Mazedonien, Polen, Rumänien, Serbien mit Montenegro, Slovenien, Slowakei, Tschechien Ungarn

Ähnlich wie der Erdgasimport wird der europäische Methanolimport überwiegend auf der Basis langfristiger Lieferverträge mit Preisgleitklauseln abgewickelt. Jeweils zu Beginn eines neuen Quartals werden die Preise angepasst. Ein Vergleich des Methanolpreises mit den anteiligen Erdgaskosten (**Abbildung 18**) zeigt, dass beide Preisentwicklungen für das Jahr

2000 etwa die gleiche steigende Tendenz aufweisen. Für die Erdgaskosten wurde die Spotnotierung (Marktpreis) in Zeebrügge zugrundegelegt. Im Jahr 2001 haben sowohl die Methanolpreise als auch die Erdgaspreise als Kostenfaktor für die Methanolproduktion eine weitgehend fallende Tendenz. Die Kapitalkosten sind, relativ zum Methanolpreis, in 2000 und 2001 eine konstante Kostenkomponente.



Methanol in II/02: 150 EUR/t  $\approx$  8 EUR/GJ (Tabelle 1)  $\approx$  0,008 EUR/MJ (Abbildung 4)

**Abbildung 18: Kostenstruktur von Methanol im Vergleich zum Methanolpreis in Europa (Quartale der Jahre 2000 bis 2002)**

Die offiziellen Vertragspreise für Methanol beziehen sich auf den Lieferort Rotterdam. Hier befinden sich die europaweit bedeutendsten Entladekapazitäten. Allerdings liegen die bezahlten Preise vermutlich deutlich unter den veröffentlichten Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen-(ARA)-Notierungen. Es werden verdeckte Preisnachlässe vermutet: beispielsweise werden an anderen europäischen Hafenplätzen keine höheren Preise als in Rotterdam verlangt; folglich müssen die Frachtkosten von Rotterdam zu den anderen Häfen von den Anbietern getragen werden. Der Trend der Optimierung der Logistikkosten wird vom Marktführer *Methanex* angeführt.

## 7.5 Methanolpreise

Es gibt zahlreiche Verfahren für die Herstellung von Methanol. Jeder Prozess kann unter den jeweiligen Produktionsbedingungen wie Kapazität, Verfügbarkeit, Verfahrenstyp und Kosten der Vorprodukte, Betriebsstoffe und Synergiepotenzial profitabel sein.

Die optimalen Bedingungen für niedrige Methanolproduktionskosten sind

- niedrige Kosten des zu verwendenden *Feedstocks*, oft Erdgas
- hohe Synthesegas-Produktionskapazitäten und –Ausbeuten
- hohes Synergiepotenzial für die Produktion von Nebenprodukten.

Methanol-Produktionsanlagen weisen bedeutende Skaleneffekte auf. Darunter werden sinkende Stückkosten bei steigender Produktion verstanden. Gründe für Skaleneffekte sind

- effizientere Produktion aufgrund größerer Anlagen,
- Einsatz verbesserter Produktionsverfahren,
- Degression Fixkosten pro Ausbringungseinheit bei steigendem *Output*,
- bessere Einkaufskonditionen,
- Lerneffekte.

So betragen die Produktionskosten beispielsweise bei der Tandem-Reformierung (zweistufige Reformierung mit Sauerstoffimport in der zweiten Stufe) mehr als 115 US\$/t für Produktionskapazitäten von <1.000 t/d und sinken auf 80 US\$/t für Produktionskapazitäten von 3.000 t/d (zum Vergleich bei der Dampfreformierung: >140 US\$/t bzw. ca. 100 US\$/t für Produktionskapazitäten von <1.000 t/d bzw. 3.000 t/d; ca. 105 US\$/t für 2.500 t/d) [MICHEL 1999].

Die publizierten Preise für Methanol frei Rotterdam (FOB) betrugen im April 2002 145 US\$/t. Demgegenüber betrug der Spotpreis an der amerikanischen Golfküste im März nur 125 US\$/t. Im Asien/Pazifikraum lag der Preis pro Tonne zwischen 132 und 147 US\$. Wie bei anderen Energieträgern waren die Methanolpreise in den vergangenen zwei Jahren sehr unbeständig. Die Preisentwicklung im Jahr 2000 wurde durch den Ausfall von insgesamt 1,5 Mio. t Produktionskapazitäten in den USA und in Trinidad bestimmt. Hinzu kamen die hohen Erdgaspreise, die zu einem Methanolpreis von über 200 US\$/t ( $1 \text{ US$/t} \approx 1 \text{ €/t}$  in **Abbildung 18**) im letzten Quartal 2000 und damit fast zu einer Verdopplung gegenüber dem ersten Quartal 2000 führten [McCASKILL 2000]. Im Verlauf des Jahres 2001 sank der Preis wieder auf das zuvor beobachtete Niveau. Zu den Ursachen gehören die Abschwächung der Weltkonjunktur sowie die bereits erwähnten

Veränderungen auf dem amerikanischen Markt. Im ersten Quartal des Jahres 2002 konnte ein erneuter Preisanstieg verzeichnet werden. Zum Ende des gleichen Jahres wurde ein Preisniveau von 200 US\$/t erreicht, das voraussichtlich bis Mitte 2003 anhalten wird [McCASKILL 2002].

Zwischen 1985 und 1999 lagen die Methanolpreise in einem Intervall zwischen 100 und 200 US\$/t bei einem Mittelwert von 150 US\$/t [MICHEL 1999]. Der letzte zyklische Preisverfall begann im Jahr 1998 und wurde durch ein Überangebot an Methanol hervorgerufen.

## 7.6 Zukünftige Entwicklung

Die Methanolnutzung in Europa ist heute stark auf den Chemiemarkt ausgerichtet [McCASKILL 2000]. Neben dem Einsatz als Kraftstoffzusatz in Form von MTBE könnte Methanol auch direkt als Kraftstoff für Verbrennungsmotoren oder für Brennstoffzellenantriebe genutzt werden. Ein anderes Einsatzgebiet könnte in der Herstellung von Dimethylether als Dieselsatzkraftstoff liegen, was den Vorteil einer rußfreien Verbrennung in Diesel-Verbrennungsmotoren hätte (vgl. **Kapitel 3** und **Kapitel 5.2**).

Die Kunststoff-verarbeitende Industrie böte ebenfalls einen denkbaren Markt für den verstärkten Methanoleinsatz. Propylen, ein wichtiger petrochemischer Grundstoff für die Kunststoffproduktion, wird bislang fast ausschließlich aus Erdöl hergestellt.

LURGI hat mit dem *Methanol-To-Propylen* Prozess ein neues Verfahren zur Marktreife entwickelt, mit dem Propylen aus Methanol erzeugt wird, das wiederum aus Erdgas gewonnen wird. Angesichts einer erwarteten Steigerung der Propylen-Nachfrage sieht LURGI hervorragende Marktchancen [LURGI 2002].

Das in den USA diskutierte und in Kalifornien eingeleitete Verbot für MTBE führt zu einem enormen Preisdruck auf das Vorprodukt Methanol; deshalb entwickelte LURGI die MegaMethanol-Technologie für Produktionsanlagen mit Kapazitäten >1,5 Mio. t/a. Dadurch lassen sich die spezifischen Investitionskosten senken. Angesichts der Kostenprobleme bei den USA-Methanolkapazitäten ist mit einem fortgesetzten Kapazitätsabbau in den USA zu rechnen, womit das gegenwärtige Problem von Überkapazitäten beseitigt werden könnte.

Aus europäischer Sicht wird der künftige Methanolpreis wie in der Vergangenheit sehr stark vom Erdgaspreis beeinflusst sein. Zwar könnte bei weiterer Liberalisierung der europäischen Erdgasmärkte der Druck auf die

Erdgaspreise fortbestehen, insbesondere im hier relevanten Markt für Großabnehmer. Doch werden die Auswirkungen auf das Preisniveau nach Ansicht vieler Analysten bescheiden bleiben. Die Großabnehmer-Erdgaspreise hängen nämlich sehr stark von den Importgaspreisen ab, und selbst wenn die bisherige enge Preiskopplung an das Heizöl beziehungsweise Schweröl durch andere Preisformeln ersetzt würde, ist ein dauerhaftes Abgleiten der Erdgaspreise allein schon wegen der erwarteten massiven Investitionen in die europäische Gasversorgung einschließlich weiterer *Pipelines* nicht zu erwarten. Folglich wird der Methanolpreis in Europa in der mittelfristigen Tendenz nicht unter das heutige Preisniveau fallen, eher steigen. Dies gilt insbesondere dann, wenn es zumindest in Europa zu einer griffigen Klimaschutzpolitik kommen wird, denn dies wird unmittelbar steigende Erdgaspreise zur Folge haben müssen, da der europäische Kraftwerkspark zur Stromerzeugung zunehmend Erdgas als Brennstoff mit geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber Kohle einsetzen wird.

## **7.7 Zusammenfassung Kapitel 7**

Die globale Nachfrageentwicklung für Methanol wird unter den Experten ähnlich bewertet. [McCASKILL 2002] nimmt ein kontinuierliches Wachstum bis 2006 auf 33 Mio. t an, bevor ein Rückgang der Methanolnachfrage auf 31 Mio. t im Jahr 2007 aufgrund des amerikanischen MTBE-Verbots erfolgen wird. Anfang 2008 rechnet er mit einem erneuten Anstieg der Methanolnachfrage. Auch [AL SAYED 2000] geht für 1998 bis 2004 von einem globalen Nachfragewachstum von 2,2 % aus. Eine Marktstudie [RASCHKA 2003] zeigt, dass die Absatzrückgänge aufgrund des MTBE-Verbots in den USA längerfristig durch den Methanolbedarfszuwachs der chemischen Industrie in der Region Asien-Pazifik überkompensiert werden. Einen echten Durchbruch könnte Methanol erreichen, wenn es – auch im Wettbewerb mit anderen alternativen Kraftstoffen – vermehrt als Treibstoff eingesetzt würde. Dies ist jedoch derzeit nicht erkennbar. Daher bleibt für Methanol der Chemiemarkt vorerst der wichtigste Wachstums- und Absatzmarkt.

## 8 Biokraftstoffprojekte

Um die Markteinführung alternativer Kraftstoffe (Erdgas, Biokraftstoffe und Wasserstoff) zu forcieren, plant die EU die Einführung von 8 % biogener Kraftstoffe (entspricht etwa 30 Mio. toe) in den Kraftstoffmarkt, 10 % Erdgas und 5 % Wasserstoff bis zum Jahr 2020 [EU 2000], [EU 2001]. Treibende Kräfte sind die Kyoto-Ziele bezüglich einer CO<sub>2</sub>-Reduktion und die Verringerung der Abhängigkeit des Verkehrssektors von Rohölimporten. – Siehe dazu auch [HEINLOTH 2002].

### 8.1 Überblick

Theoretisch reichen 8–14 % der landwirtschaftlich nutzbaren Fläche in der EU zur Erreichung des Ziels der Biokraftstoffquote aus. Weitere 8 % wären zur Deckung des Wasserstoffziels notwendig, falls der Wasserstoff aus Biomasse produziert werden sollte. Gegenwärtig beläuft sich die Stilllegungsfläche in der EU auf etwa 6 %. Weitere bedeutende Agrarflächen werden durch die EU-Osterweiterung zur Verfügung stehen. Abfallstoffe und regenerative Stromerzeugung stellen ein zusätzliches Potential für die Biokraftstoff- und Wasserstofferzeugung dar.

Die Ressourcen erneuerbarer Energien zur Kraftstofferzeugung reichen aus, um die politischen Ziele zu erfüllen. Die Verkehrswirtschaftliche Energiestrategie (VES) schätzt das Potential von Biokraftstoffen (Energiepflanzen, Abfall- und Reststoffen) auf 15 % des gesamten Kraftstoffbedarfs für die 15 Mitgliedsstaaten der EU (EU15) (Bandbreite 11–24 %).

Die grundlegenden Prozesse zur Herstellung erneuerbarer Kraftstoffe wurden untersucht und sind dem Prinzip nach bekannt. Gegenwärtig werden Forschungsprojekte durchgeführt, um verlässliche Daten bezüglich Energiebilanzen, Emissionen und Kosten zu ermitteln und optimale Konzepte zur wirtschaftlichen Kraftstoffproduktion zu evaluieren (dezentrale Biomassebeschaffung, dezentrale oder zentrale Kraftstoffherstellung).

Methanol lässt sich relativ einfach aus Biomasse herstellen und kann sowohl in Verbrennungsmotoren (in Form von Kraftstoffzusatz als *Blend* ohne motorische Anpassung bzw. als reiner Kraftstoff mit Motormodifikation) als auch in Brennstoffzellensystemen (mit An-Bord Methanolreformierung bei der PEFC oder direkt bei der DMFC) eingesetzt werden.

Die Ziele der EU bezüglich regenerativer Kraftstoffe lassen sich durch die energetische Nutzung von Abfall- und Reststoffen, regenerativem Strom

sowie Energiepflanzen erreichen. Durch die Beimischung erneuerbarer Kraftstoffe zu konventionellem Benzin oder Diesel entfällt während der Markteinführung die Notwendigkeit einer neuen Infrastruktur. Investitionen können ausschließlich für die Kraftstofferzeugung eingesetzt werden.

Im Rahmen von Demonstrationsprojekten müssen die Umweltverträglichkeit der regenerativen Kraftstoffe, ihre Verfügbarkeit, Wirtschaftlichkeit und Eignung für den Einsatz in Fahrzeugen im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen nachgewiesen werden.

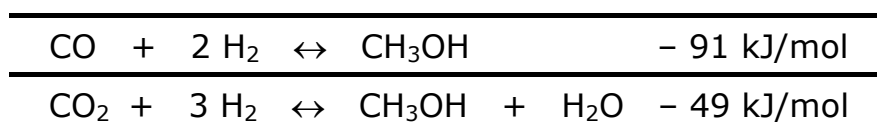
## 8.2 Erzeugungspfade für Biokraftstoffe

Die Verwendung von regenerativ erzeugten Kraftstoffen wird im Mobilitätsbereich eine zunehmend wichtige Rolle spielen. Hierdurch können die verkehrsrelevanten Emissionen, vor allem CO<sub>2</sub>, reduziert werden. Durch die Verbreiterung der Versorgungsbasis, insbesondere durch heimische Energieträger, kann die zukünftige Kraftstoffversorgung gesichert werden [ISENBERG 2001].

Dabei ist Biomasse eine vielversprechende Ressource zur umweltverträglichen Kraftstofferzeugung. Verschiedene Verfahren sind einsetzbar, um Biomasse in Kraftstoffe umzusetzen:

- Ölextraktion aus ölhaltigen Pflanzen
- Fermentation von Abfallstoffen und Energiepflanzen (z.B. Biomasse mit hohem Zucker- oder Stärkegehalt) zu Biogas oder Alkoholen, insbesondere Ethanol
- Vergasung von Biomasse und nachfolgende Kraftstofferzeugung durch Synthese zu Alkoholen (z.B. Methanol), Fischer-Tropsch-Kraftstoffen (synthetischem Diesel und Benzin) oder Wasserstoffabtrennung aus Synthesegasen.

Beispielsweise kann Bio-Methanol durch Biomassevergasung zu Synthesegas und anschließender Methanolsynthese gewonnen werden. Dabei wird, wie bei der Methanolherstellung aus Erdgas, nach der Synthesegaserzeugung (CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>) durch eine heterogen katalysierte Synthese unter Wärmeabfuhr Methanol produziert (vgl. Gleichung 5.2).



Z.Zt. errichtet die Firma CHOREN in Freiberg/Sachsen einen entsprechenden Synthesereaktor zur Methanolherstellung [WOLF 2002], [WOLF RUDOLFF 2001]. Durch Vergasung von Biomasse und anschließender Fischer-Tropsch-Synthese können auch Diesel- und Otto-Kraftstoffe hergestellt werden.

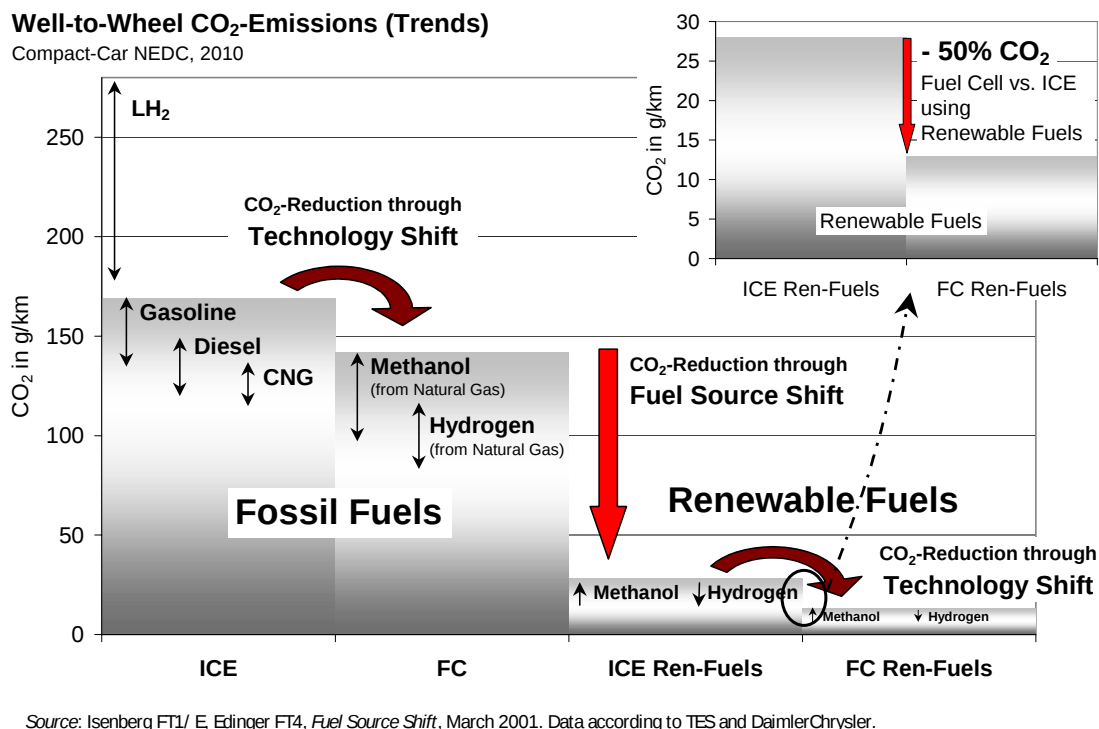
Eine zweite Möglichkeit der Herstellung von Bio-Kraftstoffen besteht in der Erzeugung des Gärungsalkohols Ethanol ( $C_2H_5OH$ ) durch Fermentierung von Zucker ( $C_6H_{12}O_6$ ) in Anwesenheit von Bakterien oder Hefen unter Abgabe von Kohlendioxid. Bei diesem Verfahren bedarf es aber zuvor einer Aufschlüsselung von Cellulose oder Stärke zu Zucker.

Eine dritte Möglichkeit für die Erzeugung von Bio-Kraftstoffen ist die Pressung und Extraktion von Ölpflanzen wie z.B. Raps. Pflanzenöle wie Rapsöl sind grundsätzlich für den Betrieb von Dieselmotoren geeignet. Bei der Verwendung in heutigen modernen Verbrennungsmotoren können Nachteile gegenüber der Dieselerverbrennung auftreten, die sich durch einen Umesterungsprozess des Rapsöls zu Rapsölmethylester vermeiden lassen. Der chemische Aufbau z. B. des Rapsöls ist der eines Fettsäureglycerinesters. Setzt man Pflanzenöl mit Methanol an einem Katalysator (z.B. NaOH) um, so entstehen Pflanzenölmethylester (PME) und Glycerin sowie einige Reststoffe [KOSSMEHL 1995], [DREIER 2000].

Um wirtschaftliche und energetisch sinnvolle Lösungen zu erhalten, sollte man für diese Produktionsprozesse eine ganzheitliche Nutzung der Biomasse vorsehen (z.B. Fermentation und Nutzung der Nebenprodukte oder Vergasung der ganzen Pflanzen). Verschiedene Pilot- und Demonstrationsprojekte analysieren derzeit die Eignung von Biomasse zur Kraftstoffherstellung. Die grundlegenden Prozesse zur Herstellung erneuerbarer Kraftstoffe sind dem Prinzip nach bekannt. Aktuelle Projekte sind bestrebt, Daten bezüglich Energiebilanzen, Emissionen und Kosten zu ermitteln und optimale Konzepte zur Kraftstoffproduktion zu evaluieren. Diese Arbeiten sind notwendig, um die dezentrale Biomassenbeschaffung und entsprechende Verarbeitung auf eine dezentrale oder zentrale Kraftstoffherstellung abzustimmen und zu wirtschaftlichen Lösungen zu kommen.

Kraftstoffe aus Biomasse bieten die Möglichkeit, bereits mittelfristig einen wertvollen Beitrag zur  $CO_2$ -Reduktion zu leisten. Detailliertere Untersuchungen über dieses Thema finden sich u.a. in den Statusberichten der Verkehrswirtschaftlichen Energiestrategie [VES 2001], in der *Well-To-Wheels* Analyse von General Motors [GM 2002], bei Isenberg/Edinger [ISENBERG EDINGER 2002] und bei der L-B-Systemtechnik [SCHINDLER WEINDORF 2002].

**Abbildung 19** illustriert mögliche Vorteile hinsichtlich der Reduktion von CO<sub>2</sub> durch antriebstechnische Entwicklungen und Änderungen der eingesetzten Kraftstoffe. Mit fortschrittlichen Verbrennungsmotoren sowie Brennstoffzellenantrieben und dem Einsatz fossiler Kraftstoffe lassen sich CO<sub>2</sub>-Reduktionen im Bereich einiger 10 % erreichen. Signifikante Vorteile ergeben sich mit dem Einsatz von regenerativen Energien zur Kraftstoffherzeugung. In diesem Fall können Brennstoffzellensysteme ihren Wirkungsgradvorteil voll ausspielen.



NEDC = New European Driving Cycle; ICE = Internal Combustion Engine; LH<sub>2</sub> = Liquid Hydrogen; FC = Fuel Cell

**Abbildung 19: CO<sub>2</sub>-Reduktion durch antriebstechnische Entwicklungen und regenerative Kraftstoffe**

### 8.3 Motive für die energetische Nutzung von Biomasse

Gründe für die bemerkenswerte energiewirtschaftliche Rolle der Biomasse in „spät- bzw. nachfossilen“ Szenarien sind u.a.:

- großes weltweit verfügbares Potential der Biomasse (keine geographische Konzentration), verbunden mit Speicherbarkeit und Transportfähigkeit und damit langfristig wesentlicher potentieller Beitrag zur Sicherung der Energieversorgung

- breites Anwendungsspektrum (Erzeugung von Wärme, Strom und Kraftstoffen), verbunden mit der Verfügbarkeit der entsprechenden Energieumwandlungstechniken; Wirtschaftlichkeit teilweise schon vorhanden, z.B. bei der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung [ORTMAIER 2001]
- Ressourcenschonung fossiler Energieträger und damit z.T. Lockerung der Abhängigkeit von Ölimporten (Beispiel USA, EU, Brasilien) durch Nutzung heimischer Energieträger; neue Aufgaben für die Landwirtschaft (Beispiele: USA und EU, diese vor allem angesichts einer bevorstehenden Osterweiterung)
- Beitrag zum Umweltschutz: CO<sub>2</sub>-Neutralität bei der Nutzung bzw. deutliche CO<sub>2</sub>-Reduzierung der gesamten EUK
- Nutzung sogenannter „Stilllegungsflächen“ (Beispiele: USA, EU, D) und damit mögliche Verbesserung der Einkommenssituation der Landwirtschaft (Ersatzmärkte durch Energiepflanzen); neue Produkte für die Landwirtschaft der 3. Welt
- Beginnende Bereitschaft der Energieversorgungsunternehmen zur Investition in regenerative Energien; Shell geht davon aus, um das Jahr 2060 ca. 50 % der Kraftstoffe aus Biomasse herzustellen.

#### **8.4 Stand der biogenen Methanolerzeugung**

Die grundsätzlichen Verfahren zur Herstellung von Bio-Methanol sind in Laborversuchen erprobt und nachgewiesen. Bislang unzulänglich beantwortet sind Fragen zu quantitativen Aussagen bezüglich Emissions- und Stoffbilanzen und zu Kosten für eine wirtschaftliche Kraftstofferzeugung:

- Welcher Energieeinsatz bei entsprechenden Emissionen ist notwendig für die Bereitstellung und Aufbereitung sowie die Verarbeitung der Biomasse (*Input/Output-Analyse*)?
- Mit welchem Wirkungsgrad wird die eingesetzte Biomasse zu Methanol verarbeitet (heutige Werte liegen bei 40–55 %; VES: 48–56 %, GM: 54 %, ECOTRAFFIC: 51 %)?
- Zu welchen Kosten wird Biomethanol herstellbar sein?
- Wie stark zentral/dezentral muss die Biomassenbereitstellung und nachfolgende Verarbeitung erfolgen? Einzugsgebiete mit einem Radius von bis zu 20–25 km für die Erfassung der Biomasse scheinen wirtschaftlich sinnvoll zu sein.

- Können die beiden Schritte Bereitstellung und Verarbeitung der Biomasse getrennt werden? Es gibt Lösungsansätze für eine gemeinsame Verarbeitung in einer dezentralen Anlage (Prof. Th. Willner, Hamburg), für die Trennung von dezentraler Biomassenverarbeitung und zentraler Kraftstofferzeugung ([WOLF RUDOLFF 2001], [WOLF 2002] und [SCHAUB 2002]).

Da Biomasse dezentral anfällt, ist es kostenintensiv, diese Biomasse zu sammeln und zu verarbeiten. Technisch-wirtschaftliche Lösungen sind notwendig, um Biomasse in dezentralen, kleinen bis mittelgroßen Vergasungseinheiten zu verarbeiten, energetisch zu verdichten (Biokoks, *Bio Crude Oil* (BCO)) und um die Zwischenprodukte gegebenenfalls zu großen Kraftstoffkonditionierungsanlagen transportieren zu können.

Z.Zt. werden verschiedene Versuchsanlagen errichtet bzw. betrieben, mit denen die oben gestellten Fragen beantwortet werden sollen. Schließlich soll auch eine Antwort auf die Frage gefunden werden, ob eine biogene Kraftstofferzeugung als sinnvoll erscheint oder nicht.

## 8.5 EU Vorschlag für eine Biokraftstoff-Markteinführung

Die Kommission der EU entwickelte einen Vorschlag für eine Richtlinie zur beschleunigten Markteinführung von Bio-Kraftstoffen in den europäischen Kraftstoffmarkt. Hierfür wurden Ethanol, ETBE und Methanol ausgewählt, die konventionellen Kraftstoffen beigemischt werden können, sowie Bio-Diesel, Biogas, Bioöle und Dimethylether.

**Tabelle 19: EU-Zielquoten in % für regenerative und biogene Kraftstoffe**

| Kraftstoffe                   | Zieljahr    |              |              |
|-------------------------------|-------------|--------------|--------------|
|                               | 2005        | 2010         | 2020         |
| Biogene Kraftstoffe           | 2,00 (6,36) | 5,75 (19,44) | 8,00 (30,32) |
| Wasserstoff                   | 0,00        | 0,00         | 5,00 (18,95) |
| Erdgas                        | 0,00        | 2,00         | 10,00        |
| Gesamt                        | 2,00        | 7,75         | 23,00        |
| Basis: EU-Kraftstoffverbrauch | (318)       | (338)        | (379)        |

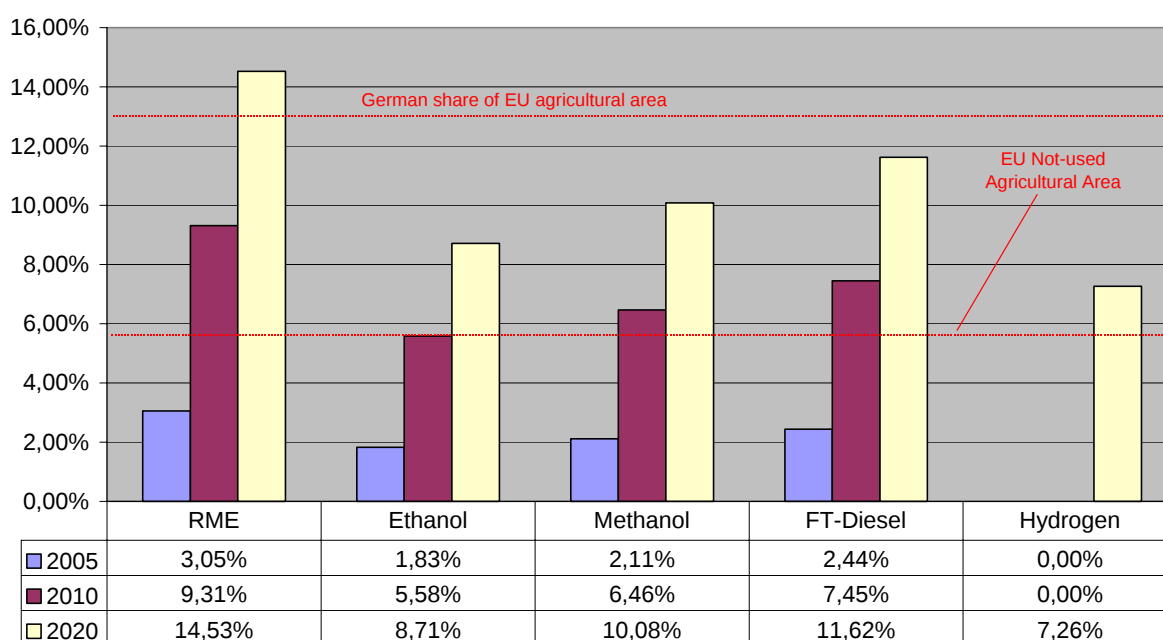
Werte in Klammern: Mio. toe, nach [EU 2000], [EU 2001]

**Tabelle 19** zeigt die Ziele der EU für Erdgas, Biokraftstoffe und Wasserstoff. Die Ziele beinhalten weiterhin 10 % Erdgas, welches im Jahr 2020

im Verkehrssektor eingesetzt werden soll. Pflichtbeimischungen von regenerativen Kraftstoffen werden ab 2008/09 erwartet. Bislang wurden für Biokraftstoffe Quoten von 2 % des Benzin/Diesel-Verbrauchs für 2005 gesetzt und anschließend eine Steigerung von 0,75 Prozentpunkten pro Jahr angenommen, wodurch ein Marktanteil von 5,75 % in 2010 erreicht wird.

## 8.6 Energiepflanzen in der EU: Notwendige Agrarflächen

**Abbildung 20** zeigt, dass zur Erreichung der EU-Biokraftstoffziele etwa 8–14 % der EU-Agrarfläche bis zum Jahr 2020 zur Kraftstoffproduktion (Ethanol, Methanol, RME oder FT-Diesel) verwendet werden müssten. Weitere 8 % der Fläche sind für die Wasserstoffproduktion aus Biomasse zu reservieren, falls Wasserstoff nur aus Energiepflanzen bereitgestellt werden sollte. Ökonomische Bewertungen werden darüber entscheiden, ob Wasserstoff alternativ über Elektrolyse mit regenerativem Strom hergestellt werden wird. Auch Erdgas kann, wie heute in der Industrie üblich, zur Wasserstoffherstellung verwendet werden. Dieser Erzeugungspfad könnte ökonomische Vorteile bieten, müsste aber noch in der gesamt-energetischen Betrachtung seinen CO<sub>2</sub>-Vorteil unter Beweis stellen.



**Abbildung 20: Notwendige EU-Agrarfläche zur Erreichung der EU-Biokraftstoffziele mit Energiepflanzen; eigene Berechnungen und [ISENBERG EDINGER 2002]**

Im Jahr 2000 belief sich die deutsche Agrarfläche auf 17.067.000 ha, die EU-Agrarfläche auf 130.443.000 ha. Die deutsche Stilllegungsfläche um-

fasste 1.250.000 ha (EU: 7 Mio. ha) und wurde mit einer Stilllegungsprämie von etwa 330 Euro/ha vergütet. Die EU-Biokraftstoffziele könnten zu einem wesentlichen Teil über die Nutzung von Stilllegungsflächen zur Biomassenproduktion abgedeckt werden. Darüber hinaus stehen Abfälle und Reststoffe zur CO<sub>2</sub>-reduzierenden Kraftstoffproduktion zur Verfügung. Das EU-Konzept sieht vor, dass keine für Nahrungsmittelproduktion erforderlichen Flächen zum Anbau von Energiepflanzen verwendet werden.

## 8.7 Abfallbiomasse und biogene Reststoffe zur Kraftstoffproduktion

Reststoffe und Abfallholz stellen ein großes Potenzial für die zukünftige Herstellung von Kraftstoffen dar. Schätzungen über nachhaltig verfügbare Mengen an Restholz aus schwedischen Wäldern belaufen sich energetisch auf 125 TWh/a (450 PJ/a), aus finnischen Wäldern auf weitere 100 TWh/a (360 PJ/a). In Deutschland stehen jährlich bis zu 150 TWh/a (540 PJ/a) bereit, die noch nicht genutzt werden (siehe **Tabelle 20**).

**Tabelle 20: Technisch nutzbare Potentiale für Abfallbiomasse in Deutschland und in der EU [KALTSCHMITT 2002], [VES 2001]**

|               | Deutschland |                                                       | EU    |                                |
|---------------|-------------|-------------------------------------------------------|-------|--------------------------------|
|               | TWh/a       | PJ/a                                                  | TWh/a | PJ/a                           |
| Waldrestholz  | 85          | 306<br>100–150 <sup>1)</sup><br>120–230 <sup>3)</sup> | 834   | 3.000<br>1.800 <sup>2)</sup>   |
| Industrieholz | 11          | 40<br>25–35 <sup>1)</sup>                             |       |                                |
| Abfallholz    | 25          | 90                                                    |       |                                |
| Stroh         | 29          | 104<br>104 <sup>1)</sup><br>120–300 <sup>3)</sup>     | 278   | 1.000<br>600–930 <sup>2)</sup> |
| Gesamt        | 150         | 540<br>330–620 <sup>3)</sup>                          | 1112  | 4.000                          |

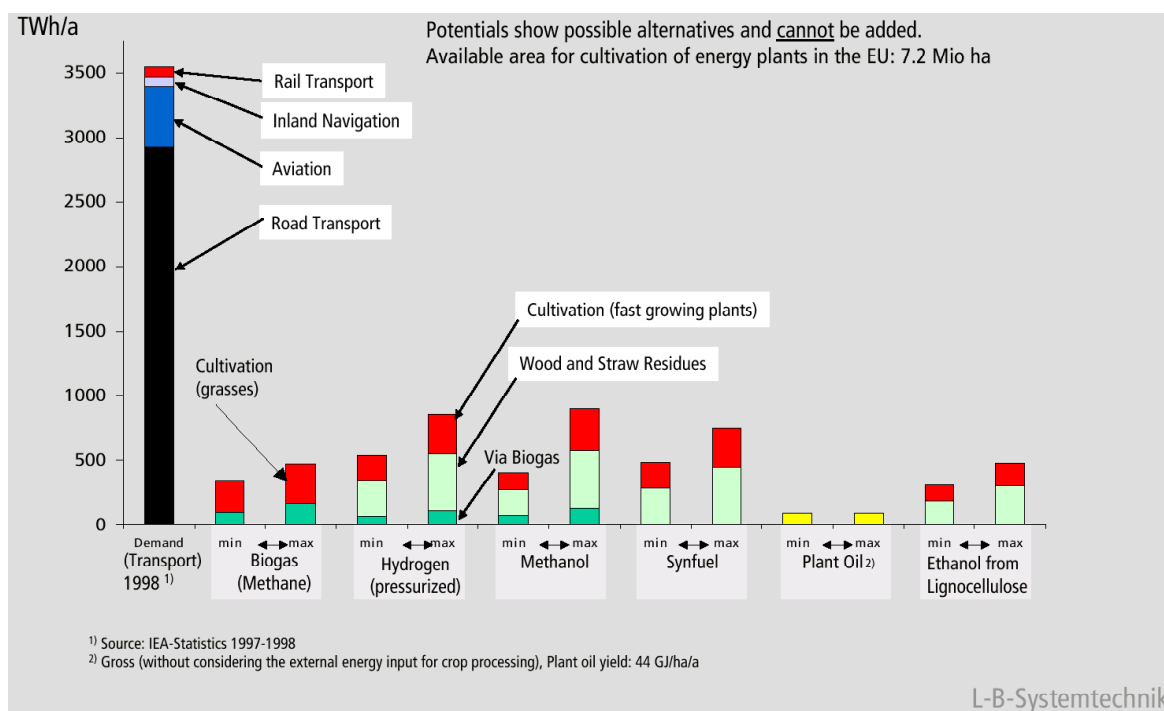
1 TWh = 3,6 PJ; Quellen: <sup>1)</sup> Prognos, <sup>2)</sup> [TUM 1998], <sup>3)</sup> Ifeu

## 8.8 EU-Ressourcen zur regenerative Kraftstoffproduktion

**Abbildung 21** zeigt technisch nutzbare Potentiale der biogenen Kraftstoffproduktion in den EU15-Ländern. Wesentliche Anteile der biogenen Kraftstoffe lassen sich aus Abfällen und Reststoffen bereitstellen. Für Energiepflanzen wurde eine moderate Nutzung von Stilllegungsflächen (insgesamt ca. 7 Mio. ha.) angenommen. Die angegebenen Potentiale sind nicht additiv zu sehen !

Um die politischen Ziele zu erfüllen stehen für die Kraftstoffproduktion somit ausreichende regenerative und biogene Ressourcen zur Verfügung. Die Verkehrswirtschaftliche Energiestrategie (VES) und der *European Council for Automotive R&D* (EUCAR) schätzen das Potential von biogenen Kraftstoffen für die EU-15-Länder auf 15 % (Bandbreite 11–24 %). Dabei wurde angenommen, dass je 50 % der verfügbaren Biomasse stationär bzw. mobil genutzt werden.

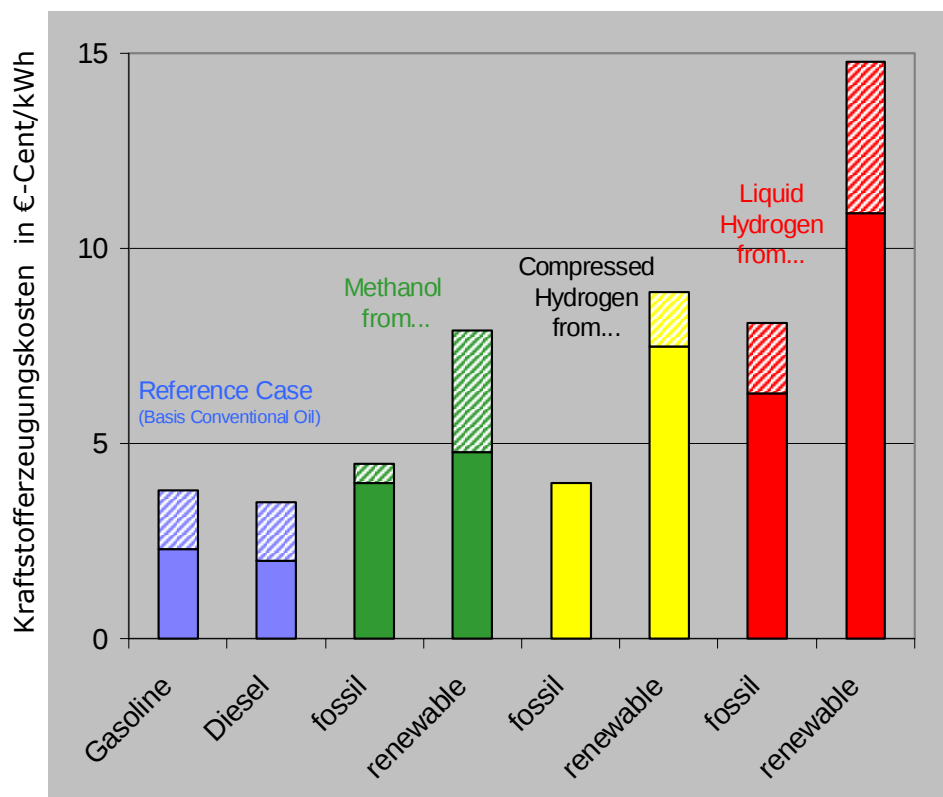
Diese technischen Potentiale bedeuten nicht zugleich wirtschaftliche Lösungen. Technischer Fortschritt, Skaleneffekte und Lernkurven aus der Windkraftherzeugung und Biomassevergasung müssen zeigen, dass regenerative und biogene Ressourcen längerfristig wettbewerbsfähig werden können.



**Abbildung 21: Mögliche technisch nutzbare alternative Potentiale für Biokraftstoffe in der EU (nach [SCHINDLER WEINDORF 2002])**

## 8.9 Kraftstofferzeugungskosten

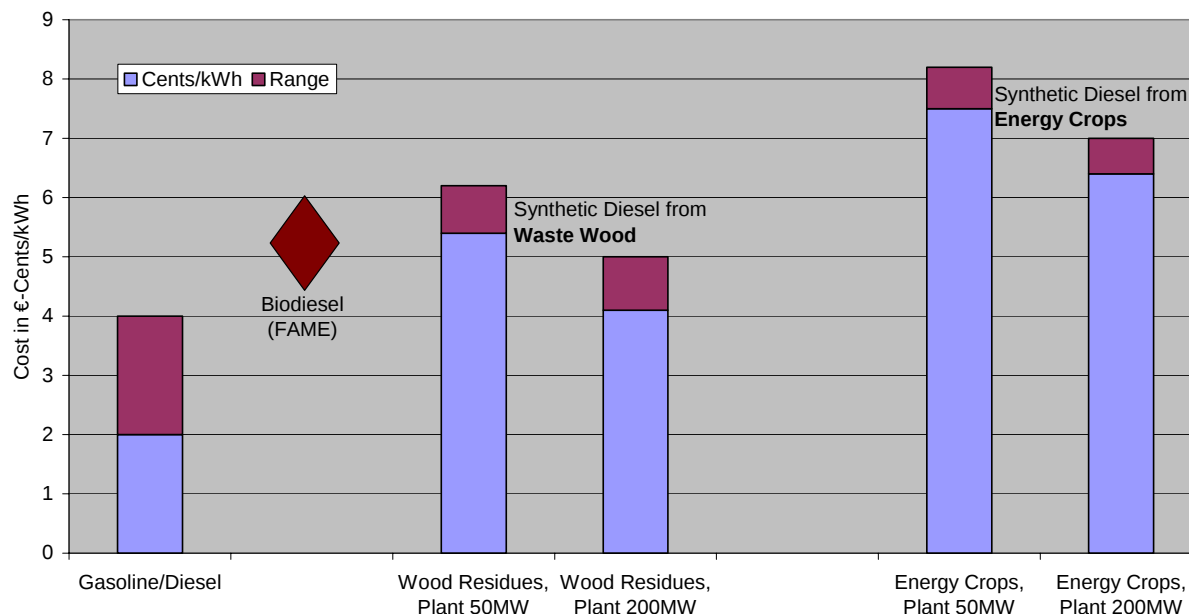
Die Kosten der Kraftstoffproduktion sind je nach verwendetem Primärenergieträger unterschiedlich. Methanol aus Erdgas kostet in der Herstellung etwa 5–7 EUR/GJ [MPE 2000] (siehe Tabelle 1). Biomethanol kostet bis zu 8 Cent/kWh oder ca. 22 EUR/GJ, etwa genausoviel wie RME ohne Steuer. Kosten für fossil und regenerativ erzeugten Wasserstoff liegen in der gleichen Größenordnung, wobei Flüssigwasserstoff wegen des vergleichbar hohen energetischen Aufwands für die Verflüssigung deutlich teurer ist (**Abbildung 22**).



5 €/Cent/kWh  $\approx$  14 EUR/GJ (Tabelle 1)  $\approx$  0,014 EUR/MJ (Abbildung 4)

**Abbildung 22: Kraftstofferzeugungskosten in €/Cent/kWh vor Steuern nach 2010; u.a. nach [VES 2001], DaimlerChrysler AG**

Großanlagen lassen deutlich niedrigere Kraftstofferzeugungskosten erwarten als kleine Einheiten. **Abbildung 23** zeigt Kostenreduktionen mit steigender Anlagengrößen (50–200 MW). Die Verwendung von Abfällen und Reststoffen stellt zusätzlich Kostenvorteile gegenüber Energiepflanzen in Aussicht.



**Abbildung 23: Kraftstofferzeugungskosten für Abfallholz und Energiepflanzen in €/Cent/kWh vor Steuern; nach: [EUCAR VES 2002]**

## 8.10 Biomasse-Projekte

Verschiedene aktuelle Projekte untersuchen die energetischen, technischen und ökonomischen Aspekte der Kraftstoffproduktion aus Vergasung und Vergärung von Biomasse. Die Projekte unterscheiden sich u.a. durch die Verwendung bzw. Vermeidung von Zwischenenergieträgern als Antwort auf die Frage nach dezentraler gegenüber zentraler Kraftstoffproduktion. Bis heute ist keine großtechnische Anlage zur primären biogenen Kraftstofferzeugung in Betrieb (siehe aber Informationen über die Projekte der Sekundärrohstoffverwertungsgesellschaft SVZ Schwarze Pumpe [OBERMEIER 2001]: Abfallentsorgung und Abfallverarbeitung u.a. zur Methanolproduktion).

Als herausragendes Projekt ist hier das Forschungsverbundprojekt „Kompetenznetzwerk Regenerative Kraftstoffe“ (ReFuelNet) zu nennen. Der Schwerpunkt dieses BMBF-geförderten Projekts liegt auf der Entwicklung neuer Gaskonditionierungsverfahren zur Herstellung regenerativer Kraftstoffe [REFUELNET 2003].

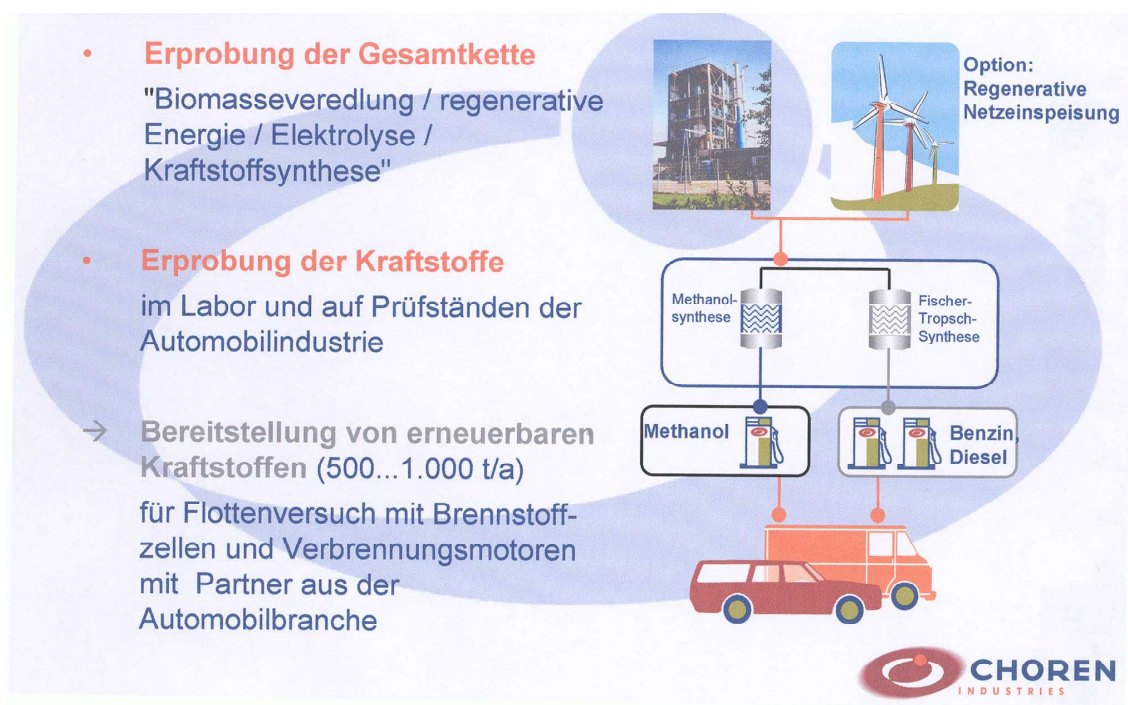
In Freiberg/Sachsen untersucht CHOREN Industries die Vergasung von Biomasse und Reststoffen mit anschließender Methanol/FT-Dieselsynthese. Das Kooperationsprojekt mit DaimlerChrysler AG, dem sich die Volkswagen AG angeschlossen hat, beabsichtigt, bis 2003 Methanol und

Diesel aus Restholz herzustellen. Das Bundeswirtschaftsministerium trägt 50% der Projektkosten [WOLF RUDOLFF 2001], [WOLF 2002].

Projektziele des Verbundprojektes „Erneuerbare Kraftstoffe aus Biomasse“ sind

- die Herstellung von Methanol und Fischer-Tropsch-Diesel aus biogenen Reststoffen
- der Nachweis ihrer Eignung in Verbrennungsmotoren und Brennstoffzellensystemen
- die Evaluierung von Energie-, Stoff- und Emissionsbilanzen.

Die Arbeiten sollen Beiträge zu einer gesicherten, ölonabhängigen und umweltschonenden Kraftstoffversorgung liefern. CHOREN wird mittels des Carbo-V-Verfahrens biogene Reststoffe vergasen und zu Synthesegas aufbereiten, so dass in der nachfolgenden Kraftstoffsynthesestufe wahlweise Methanol oder Fischer-Tropsch-Diesel produziert werden kann (**Abbildung 24**). Durch die Anpassung der Biomassevergasung an die Anforderungen der Kraftstoffsynthetisierung soll der verfahrenstechnische Nachweis für die Herstellung biogener Kraftstoffe erbracht werden.



**Abbildung 24: F&E-Projekt CHOREN – Methanol und Diesel aus Biomasse [RUDLOFF 2002]**

### **8.11 Zusammenfassung Kapitel 8**

Die Untersuchungen zeigen, dass ausreichende Potentiale zur Verfügung stehen, um das EU-Ziel von 8 % Bio-Kraftstoffe in 2020 zu erreichen. Verschiedene Projekte untersuchen die energetischen, technischen und ökonomischen Aspekte der synthesesegasstämmigen Kraftstoffproduktion. Die Projekte unterscheiden sich u.a. durch die Vorprodukte und das Energiemanagement insbesondere in bezug auf die Sekundärenergieträger, Endenergieträger und Nebenprodukte. Eine wesentliche Aufgabe heute besteht darin, nachvollziehbare Daten durch entsprechende Energie-, Stoff- und Kostenbilanzen aufzuzeigen (auch ökologische Bewertung), um die aufgezeigten Studienvergleiche in ihrer Aussagekraft zu verbessern. Politische Rahmenbedingungen müssen überarbeitet werden.

## 9 Zusammenfassung

Mittel- bis langfristig betrachtet werden neue Endenergieträger für Kraftfahrzeuge auf fossiler und zunehmend auf regenerativer Basis erzeugt werden und im Energiemarkt eine Rolle spielen. Für ihre Nutzung werden in Zukunft neben weiterentwickelten Verbrennungsmotoren auch Hybridfahrzeuge und elektrisch angetriebene Brennstoffzellenfahrzeuge zu berücksichtigen sein.

Dabei kann Methanol als Energieträger einen wesentlichen Beitrag leisten. Methanol kann umweltfreundlich in *Flexible Fuel Vehicles* mit Verbrennungsmotoren und einem Benzin/Methanol-Gemisch sowie in Dieselmotoren mit reinem Methanol eingesetzt werden. Weiter kann es in Brennstoffzellenfahrzeugen mit An-Bord Wasserstofferzeugung, direkt in *Direct Methanol Fuel Cell*-Antrieben sowie in stationären Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung zum Einsatz kommen. Schließlich dient es im portablen Bereich Stromgeneratoren mit Brennstoffzellen als Energieträger.

Methanol kann sowohl aus fossilen Energieträgern – es wird heute überwiegend aus Erdgas für den Chemiemarkt hergestellt – als auch aus Biomasse oder Abfallstoffen über die Verfahrensschritte der Synthesegaserzeugung mit anschließender Methanolsynthese erzeugt werden. Dabei spielt das kostengünstige *remote* oder *stranded* Erdgas eine besondere Rolle, das weit ab von den Märkten und einer Pipeline-Infrastruktur in den Energieträger oder Chemierohstoff Methanol umgewandelt werden kann, um dann zu den Verbrauchern transportiert werden zu können. Bei der Kraftstoffbereitstellung in der Europäischen Union (EU) können heute bereits 3 % Methanol als Zumischung zum Benzin genutzt werden. Ab 2005 fordert eine EU-Richtlinie für Kraftstoffe auf regenerativer Basis einen Anteil von zunächst 2 % an der gesamten Kraftstoffbereitstellung. Bestrebungen zum Aufbau einer Infrastruktur für die Methanolversorgung des Straßenverkehrs sind in der EU z.Zt. nicht erkennbar.

An der Tankstelle könnten die Bereitstellungskosten von Methanol als Energieträger auf der Basis kostengünstigen Erdgases bei heutigen Rahmenbedingungen nur unwesentlich höher als für Benzin/Diesel vor Steuer sein. Dabei ist Methanol ein flüssiger Energieträger wie Otto/Diesel-Kraftstoff und hat eine Speicherdichte von etwa 50 % derer für Benzin/Diesel-Tanksysteme; diese ist aber deutlicher größer als diejenige der Wasserstoff-Tanksysteme. Der Umgang mit Methanol stellt bei bestimm-

mungsgemäßem Gebrauch und bei Beachtung aller geltenden Vorschriften kein gesundheitliches oder sicherheitstechnisches Problem dar.

Aus Methanol lassen sich andere Kraftstoffe wie Wasserstoff, Dimethylether oder auch synthetisches Benzin oder Diesel herstellen. Die letztgenannten können auch in Koproduktion mit der Herstellung von Propylen für den Kunststoffmarkt und dabei insbesondere auf der Basis kostengünstiger großer Erdgasvorkommen und Begleitgase der Erdölförderung weit ab von allen Pipelinesystemen hergestellt werden.

Im vorliegenden Buch werden Verfahren der Herstellung und Nutzung von Methanol vorgestellt und bewertet, Märkte und Zukunftsoptionen diskutiert und Fragestellungen zur Sicherheit und Umweltbeeinflussung angesprochen.

Methanol als **Option für den Energiemarkt** sollte wegen einer gegenwärtig nicht möglichen Entscheidung über zukünftige neue Energieträger für den Straßenverkehr erhalten bleiben; sämtliche damit verbundene Entwicklungsansätze sollten weiter verfolgt werden.

**Realisierbare Konzepte** für Kraftfahrzeuge mit Methanol, Reformern, Brennstoffzelle und Elektroantrieb haben noch eine weitere Entwicklungsphase hinsichtlich Kostenreduzierung und technischer Leistungsfähigkeit zu durchlaufen. Langfristig könnte die Nutzung von Methanol in Direkt-Methanol-Brennstoffzellen (DMFC) für Fahrzeugantriebe eine Schlüsselrolle spielen; DMFC sind heute für portable Anwendungen in der Entwicklung und Erprobung. Automobilhersteller geben heute keine – oder nur deutlich eingeschränkte – Absichtserklärungen bezüglich der Bereitstellung von Pkw oder Nutzfahrzeugen für den Brennstoffzellen-Methanolbetrieb ab.

Die **Methanolherstellung** basiert heute überwiegend auf Erdgas, in Deutschland auch auf Rückstandsölen. Die Produktion von Methanol auf Basis anderer Einsatzstoffe als Erdgas (z.B. Kohle oder Rückstandsöle) ist verfahrenstechnisch aufwendiger.

Die **Methanolnutzung** erfolgt hauptsächlich im Chemiesektor. In der EU kann Methanol als Benzinzusatz dienen; es wird auch für die MTBE-Erzeugung in der EU und bisher auch in den USA eingesetzt.

Die **Methanolpreise** werden stark vom Erdgaspreis beeinflusst sein. Das zur Zeit in Kalifornien verschobene Verbot für den Einsatz von MTBE einerseits sowie die verstärkte Nutzung von preiswerten Erdölbegleitgasen für die Produktion von Methanol in sog. Megaanlagen andererseits werden deutliche Auswirkungen auf den zukünftigen Methanolmarkt haben.

Zukünftige **Methanolmärkte** für den Straßenverkehr lassen sich z.Zt. nicht definieren. Sollten in der Zukunft zusätzliche Produktionskapazitäten erforderlich werden, dann müsste deren Auswahl unter dem Gesichtspunkt einer ökologisch vertretbaren und auf dem Energiemarkt konkurrenzfähigen Methanolbereitstellung erfolgen. Weiter müsste dabei eine heute nicht sichtbare Steuerpolitik die Rahmenbedingungen für die Einführung neuer Energieträger des Straßenverkehrs unterstützen

## 10 Verwendete Literatur

[ADL 2000]

*Cost Analysis of Fuel Cell System for Transportation*, Ref. 49739, Arthur de Little Inc., Cambridge/MA, 2000

[ADL 2002]

*Guidance for Transportation Technologies: Fuel Choice for Fuel Cell Vehicles*, Final Report to DOE, Case 35340-00, Arthur D. Little Inc., Cambridge/MA, 2002

[Al Sayed 2000]

Al Sayed, M.: *Developing Methanol and Petrochemical Industries in the Middle East*, 18th World Methanol Conference, Kopenhagen/DK, November 8–10, 2000

[ARAL 2001]

Nierhauve, B. (Aral): *Alternative Kraftstoffe für zukünftige Antriebe*, in: Proceedings AVL Int. Congress, Graz/A, September 6–7, 2001

[BALTHASAR HILSEBEIN 2003]

Balthasar, W., Hilsebein, W.: *Methanol as a Feedstock for Power, Fuel and Olefins*, Nitrogen & Methanol, 261, January/February, 2003

[BAW 2001]

Pressemitteilung Januar 2003, Bundesamt für Wirtschaft; <http://www.bafa.de> (2003)

[BLUEBOOK 2003]

<http://www.arb.ca.gov/bluebook/bluebook.htm> (2003)

[BMVBW 2003]

<http://www.bmvbw.de> (2003); (Verkehr, Kraftstoff der Zukunft)

[BRASIL 2000]

<http://www.brasil.terravista.pt> (2000)

[CAFCP 2003]

<http://www.fuelcellpartnership.org> (2003)

[CAGOV 1999]

*Executive Order D-5-99*, Executive Department, State of California, March 25, 1999

[CAGOV 2002]

*Executive Order D-52-02*, Executive Department, State of California, March 14, 2002

[CEA 2003]

Lucchese, P. CEA/F: persönliche Mitteilung, 2003

[CEC 2001]

State of California Energy Commission: *California Clean Fuels Market Assessment 2001*, Consultant Report, Sacramento/CA; <http://www.energy.ca.gov> (2001)

[CEC 2002]

<http://www.energy.ca.gov/mtbe> (2002)

[CELANESE 2003]

<http://www.celanese.com> (September, 2003)

[Chemsystems –]

Nexant Petroleum & Chemicals; <http://www.nexant.com>

[CHRISTENSEN PRIMDAHL 1994]

Christensen, T., Primdahl, I.: *Improve Syngas Production Using Autothermal Reforming*, Hydrocarbon Processing, March, 1994

[CMAI 2001]

CMAI completes 2001 World Methanol Analysis, Press Release; <http://www.cmaiglobal.com> (October 16, 2001)

[DIESELNET 2003]

<http://www.dieselnet.com>

[DOE 2003]

*Annual Energy Outlook 2003 with Projections to 2025*, Energy Information Administration, Report #: DOE/EIA-0383(2003), Released January 9, 2003

[DOHLE 2003]

Dohle, H., Janssen, H., Mergel, J., Nölke, M.: *Design Criteria for PEM and DMFC Fuel Cell Systems*, in: Proceedings 2<sup>nd</sup> European PEFC Forum, Lucerne/Switzerland, June 30–July 4, 2003

[DREIER 2000]

Dreier, Th.: *Ganzheitliche Systemanalyse und globale Potenzialanalyse biogener Kraftstoffe*, Dissertation, TU München, Ife Schriftenreihe Heft 42, E&M verlag, Herrsching, 2000

[DSC 2003]

[http://www.dscweb.de/Infothek/M4\\_E3\\_MTBE.html](http://www.dscweb.de/Infothek/M4_E3_MTBE.html)

[ECO 2001]

Ahlvik P., Brandberg Å.: *Well-To-Wheel Efficiency for alternative fuels from natural gas or biomass*, Swedish National Road Administration, Publi-

cation number 85, 2001; [http://www.vv.se/publ\\_blank/bokhylla/miljo/lista.htm](http://www.vv.se/publ_blank/bokhylla/miljo/lista.htm)

[EDINGER/ISENBERG/HÖHLEIN 2003]

Edinger, E., Isenberg, G., Höhle, B.: *Methanol from fossil and renewable resources*, in: Vielstich, W.; Lamm, A.; Gasteiger, H. (Eds.): *Handbook of Fuel Cells – Fundamentals, Technology and Applications*, John Wiley & Sons, Ltd., Chichester/GB, 2003

[EIA 2002]

Shore, J.: *Supply Impact of Losing MTBE and Using Ethanol*, Energy Information Administration (EIA), OPIS National Supply Summit, San Antonio/Texas, October, 2002; <http://www.eia.doe.gov>

[EU 1998]

*Richtlinie 98/ 70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 1998 über die Qualität von Otto- und Dieselkraftstoffen*, Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften vom 28.12.1998, L350/58 DE

[EU 2000]

*Towards a European Strategy for the Security of Energy Supply*, EU Greenpaper, Brussels/B, November 29, 2000

[EU 2001]

*EU-Kommissionsvorschlag für den EU-Rat bezüglich Biokraftstoffe*, Brüssel, 07.11.2001, S. 15

[EU 91]

EU Richtlinie 91/155/EWG]

[EUCAR VES 2002]

*Biomassepotentiale*, Goudriann/FfE/IEA/LBST, Working Group, 2/2002

[EWEIS 2000]

Eweis, J.B.: *Biodegradation of MTBE in Liquid and Vapor Phases*, Ph.D. Dissertation, University of California, Davis/CA, 2000

[FCTD 2003]

Geiger, St.: *Casio forecasts the widespread use of Fuel Cell Technology in Mobile Devices*, Fuel Cell Today, October 1, 2003; <http://www.fuelcelltoday.com>; Primärquelle: Nikkei Business Publications Network

[FCWRK 2003]

*Casio to Forecast Enabling Technologies Over next Decade of Fuel cells for Mobile Devices*, Fuelcellworks, September 30, 2003; <http://www.fuelcellworks.com>; Primärquelle: Nikkei Business Publications Network

[FISCHER/TROPSCH 1926]

Fischer, F., Tropsch, H.: *Verfahren zur Gewinnung mehrgliedriger Paraf-*

*finkohlenwasserstoffe aus Kohlenoxyden und Wasserstoff auf katalytischem Wege*, Deutsches Patent, DRP 484337, 1926

[FISLER 2000]

Fisler, M.A.: *MTBE or not MTBE?*, 18<sup>th</sup> World Methanol Conference, Kopenhagen/DK, November 8–10, 2000

[FITZPATRICK 2002]

Fitzpatrick, T.: *Large Scale Methanol production using AGHR-Based Syngas Generation*, 20<sup>th</sup> World Methanol Conference, Rome/I, December 9–11, 2002

[FREIBERG 2002]

*Forschungsprojekt Freiberg*; <http://www.lurgi-oel.de> (2002) und <http://www.choren.de>

[FVV 1998]

Höhlein, B., Nitsch, J., Wagner, U.: *Brennstoffzellenstudie. Ganzheitliche Systemuntersuchung zur Energiewandlung durch Brennstoffzellen*, Project 686, No. 657. Final Report, Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e.V., Frankfurt/Main, 1998

[GM 2002]

*GM-Well-To-Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems – A European Study*, L-B-Systemtechnik, Ottobrunn/Germany, September 27, 2002

[GÖHNA 1997]

Göhna, H.: *Concepts for Modern Methanol Plants*, 15<sup>th</sup> World Methanol Conference, Tampa/FL, December 8–10, 1997

[GOSSEN GRAHL 1999]

Gossen, F. (RWTH Aachen), Grahl, M. (TU Berlin): *Well-To-Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems*, 8. Aachener Kolloquium Fahrzeug- und Motorentechnik, Aachen, 1999

[GREET 2002]

*The Greenhouse Gases, Regulated Emissions and Energy Use in Transportation (GREET) Model*, (2002); <http://www.transportation.anl.gov/ttrdc/greet> (2002)

[GRUBE et al. 2001]

Grube, Th., Höhle, B., Menzer, R., Stolten, D.: *Vergleich von Energieumwandlungsketten – Optionen und Herausforderungen von Brennstoffzellen-Fahrzeugen*, AVL Int. Congress, Graz/A, September 6–7, 2001

[Grube et al. 2003]

Grube, Th., Höhle, B., Menzer, R.: *Assessment of Fuel-Cell-Based Passenger Cars*, 2nd European Polymer Electrolyte Fuel Cell Forum, Lucerne/CH, June 30–July 4, 2003

[GSA 1998]

*Federal Specification Methanol (Methyl Alcohol)*, General Services Administration/USA, OM-232K, October 14, 1998

[GTL 2003]

*Gas to liquids technology worldwide*; <http://www.chemlink.com.au/gtl.htm> (2003)

[HÄFELE 1990]

Häfele, W.: *Energiesysteme im Übergang – unter den Bedingungen der Zukunft*, mi Poller-Verlag München, 1990

[HAID 2001a]

Haid, J.: *Methanol – ein Energieträger für die Zukunft*, Tagung, IIR Deutschland, Köln, 13.–14.3.2001

[HAID 2001b]

Haid, J.: *Methanol-based Syngas Generation: MTC and MTH*, Lurgi LP Methanol Licensees' Conference, Berg/D, September 24–27, 2001

[HAID KOSS 2001]

Haid, J., Koss, U.: *Lurgi's Mega-Methanol Technology Opens the Door for a New Era in Down-Stream Applications*, Stud. Surf. Sci. Catal., Band 136, Elsevier, 2001 und 6<sup>th</sup> Natural Gas Conversion Symposium, Girdwood/Alaska, June 17–22, 2001

[HALLBERG 2001]

Hallberg, D.E. (PRIME Technologies, LLC, Omaha/NE): *The U.S. Fuel Ethanol Experience*, in Symposium: *The Importance of Ethanol As A Gasoline Additive in Japan*, Tokyo/Japan, November 5, 2001

[HANISCH 1985]

Hanisch, K.: *Alternative Kraftstoffe und ihre Bedeutung im Verkehrssektor*, Symposium, Technische Akademie Esslingen, 19.–21. Juni 1985

[HANISCH 2001]

Hanisch, K. et al.: *Bereitstellung von Methanol an Tankstellen*, Erdöl Erdgas Kohle, 116. Jahrgang, Heft 12, 2001, S. 609–610

[HANSEN et al 1994]

Hansen, J.B., Aasberg-Petersen, K., Höhle, B.: *Fuel Processing for Mobile Fuel Cell Applications*, IVA-R 408, Royal Swedish Academy of Engineering Sciences, Stockholm/S 1994

[HEINLOTH 2002]

Heinloth, K.: *Energie im 21. Jahrhundert – Zukunftsperspektiven*, in: Rehan, E. (Hrsg.): *Energiehandbuch, Gewinnung, Wandlung und Nutzung von Energie*, Springer-Verlag Berlin, 2002; ISBN 3-450-41259-X

[HFC 2003]

Vielstich, W., Lamm, A., Gasteiger, H.A. (Eds.): *Direct methanol fuel cells and systems und Portable fuel cell systems*, in: *Handbook of Fuel Cells, Fundamentals Technology and Applications, Volume 3 – Fuel Cell Technology and Applications: Part 1*, John Wiley & Sons Ltd., Chichester/England, 2003; ISBN 0-471-49926-9

[HILGER et al. 1990]

Hilger, U. et al.: *Development of a Direct Injected Neat Methanol Engine for Passenger Car Applications*, Future Transportation Technology, Conference and Exposition, San Diego/CA, August 13–16, 1990; SAE Paper Nr. 901521

[HODGES 2002]

Hodges, P.: *Risk Management for Methanol & MTBE – Snake Oil or Prudent Insurance ?*, 20<sup>th</sup> World Methanol Conference, Rome, December 9–11, 2002

[HÖHLEIN et al. 1995]

Höhlein, B., Colman, G., Magin, P.: *Methanol – ein neuer Energieträger für den Verkehr: Methanol-Markt und Methanol-Herstellung*, in: IKARUS Instrumente für Klimagas-Reduktionsstrategien Nr. 4-11, Forschungszentrum Jülich STE, Jülich, 1995

[HOLMES 2000]

Holmes, Ch.: *Stranded Gas Availability for Methanol Production*, 18<sup>th</sup> World Methanol Conference, Kopenhagen/DK, November 8–10, 2000

[HOLTMANN 2001]

Holtmann, H.-D.: *Lurgi's Route from Methanol to Propylene*, ERTC Petrochemical Conference, Rome/Italy, February 21–23, 2001

[HOMMEL 1997]

Hommel, D.G.: *Handbuch der gefährlichen Güter*, Springer Verlag, Berlin, 1997

[HOPP 2001]

Hopp, V.: *Grundlagen der Chemischen Technologie*, 4. überarbeitete Auflage, Wiley-VCH Verlag, Weinheim, 2001

[IAEE 2003]

Rahmim, I.I. (E-Meta Venture Inc. Houston/TEX): *Gas-to-Liquids Tech-*

*nologies: Recent Advances, Economics, Prospects*, 26<sup>th</sup> IAEE Annual International Conference, Prague, June, 2003

[IDENTIC 2000]

<http://www.identic.se>

[IEA 1999]

*Automotive Fuels for the Future*, IEAAFIS, OECD/IEA, Paris, 1999; ISBN 92-64-16960-1

[IMPCA 1999]

*Methanol Reference Specifications*, International Methanol Producers & Consumers Association (IMPCA), November, 1999

[ISENBERG 2001]

Isenberg, G.: *Methanol und Biomasse*, Präsentation, e-World of Energy, Essen, 2001

[ISENBERG EDINGER 2002]

Isenberg, G., Edinger, R.: *Biofuels and Hydrogen - Ressourcen und Potentiale erneuerbarer Kraftstoffe*, VDI-Berichte 1704, 2002, S. 575–584

[JONES 2000]

Jones, M.: *The Titan Methanol Project – a Low Cost producer*, 18<sup>th</sup> World Methanol Conference, Kopenhagen/DK, November 8–10, 2000

[JÖRISSEN 2000]

Jörissen, L. et al.: *Stand und Zukunft der Direkt-Methanol-Brennstoffzelle*, in: *Themen 1999–2000, Zukunftstechnologie Brennstoffzelle*, Forschungsverbund Sonnenenergie, Berlin/Köln, Februar, 2000

[KALTSCHMITT 2002]

Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.: *Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren*, Springer Verlag, Berlin, 2002

[KÖMPEL LIEBNER 2002]

Kömpel, H., Liebner, W.: *Gas to Liquids? Gas to Chemicals? Gas to Value!*, ERTC Petrochemical Conference, Amsterdam/NL, February 20–22, 2002

[KOSSMEHL 1995]

Kossmehl, G.: *Beurteilung der technischen, ökologischen und ökonomischen Bedingungen für den Einsatz von Biokraftstoffen im Kraftfahrzeug*, Dissertation, TU Berlin, Berlin, 21.9.1995

[KRAKE 2003]

*Calculation model for evaluating vehicle-fuel systems concerning energy use and emissions*, Forschungszentrum Jülich GmbH, Jülich, April, 2003

[LBSYS 2002]

<http://www.hyweb.de/gazette> (7.5.2002)

[LIEBNER 2002]

Liebner, W.: *Methanol – Ready for the Power Market*, 20<sup>th</sup> World Methanol Conference, Rome/Italy, December 9–11, 2002

[LINNEMANN 2003]

Linnemann, V.: *Movement of MTBE through Soil after Groundwater Contamination*, Forschungszentrum Jülich, JÜL-4072, Jülich, July, 2003

[LURGI 1989]

*Methanol – the LURGI's Low Pressure Methanol Process*, LURGI Information 1414e, Frankfurt/Main, August, 1989

[LURGI 2000]

Streb, S., Göhna, H.: *Mega-Methanol – paving the way for new downstream industries*, Millennium Seminar Catalysis & Technology, Lisboa/Portugal, May 10–12, 2000; <http://www.lurgi.com> (2000)

[LURGI 2001]

*Lurgi MegaMethanol*, 1705/09/01/20, Lurgi Oel Gas Chemie GmbH, 60295 Frankfurt/Main, 2001

[LURGI 2002]

*Methanol-To-DME - MTD®*, Lurgi Oel Gas Chemie GmbH, 60295 Frankfurt/Main, 2002; [http://www.mg-technologies.com/mg/microsites/gb2001/de\\_content/report\\_lurgi.html](http://www.mg-technologies.com/mg/microsites/gb2001/de_content/report_lurgi.html) (2002)

[LURGI 2003]

*Technologies of Lurgi Oel Gas Chemie*, 302.e/02.03/40, Lurgi Oel Gas Chemie GmbH, 60295 Frankfurt/Main, 2003

[LYNN 2001]

LYNN, J.: *Methanol Fuel Cell Vehicles: Lessons and Standards*, EVAA conference, Sacramento/CA, December 11–14, 2001

[McCASKILL 2000]

McCaskill, D.C.: *World Methanol Overview*, 18<sup>th</sup> World Methanol Conference, Copenhagen/DK, November 8–10, 2000

[McCASKILL 2002]

McCaskill, D.C.: *World Methanol Overview and Methanol Global Supply and Demand*, 20<sup>th</sup> World Methanol Conference, Rome/Italy, December 9–11, 2002

[METHANEX 2003]

<http://www.methanex.org> (2003)

[METHANOL 2002]

<http://www.methanol.org> (08.09.2002)

[MFCA 2003]

MFCA Research: *Document Complete* (2003); [http://www.methanolresearch.org/our\\_research/fuel\\_specifications/methanol\\_specifications.htm](http://www.methanolresearch.org/our_research/fuel_specifications/methanol_specifications.htm) (2003)

[MI 2003]

Methanol Institute; <http://www.methanol.org> (2003)

[MICHEL 1999]

Michel, S.: *Methanol Production Costs*, Linde Reports on Science and Technology 61, 1999

[MIT 2000]

*On the Road in 2020 – A Life Cycle Analysis of New Automobile Technologies*, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge/MA, 2000; <http://www.mit.com/e-lab>

[MPE 2000]

Edel, M.: *Fuel Supply Systems – Methanol*, in: Höhle, B. (Ed.), Implementing Agreement 026 „Fuel Cells“, International Energy Agency, Annex X: *Fuel Cell Systems for Transportation* (1997–1999), Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energietechnik / Energy Technology, Volume 13, Forschungszentrum Jülich, Jülich, 2000; ISBN 3-89336-275-4

[OBERMEIER 2001]

Obermeier, Th.: *Eignung der SVZ-Technologie für die Verwertung von kommunalen Restabfällen*, in: *Reformbedarf in der Abfallwirtschaft*, TK-Verlag Karl Thomé-Kosmiensky, Neuruppin, 2001

[OERTEL FLEISCHER 2001]

Oertel, D., Fleischer, T.: *Brennstoffzellen-Technologie: Hoffnungsträger für den Klimaschutz*, Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Forschungszentrum Karlsruhe: Technik und Umwelt, Beiträge zur Umweltgestaltung Band A 146, Erich Schmidt-Verlag, Berlin, 2001; ISBN 3-503-06042-1

[ORTMAIER 2001]

Ortmaier, E.: *Wirtschaftliche Potenziale von Biomasseheizwerken*, 9. CARMEN-Symposium, Freising, 2001

[PATZEK 2003]

T. W. Patzek & CE24 Freshman Seminar Students: *Ethanol From Corn - Clean Renewable Fuel for the Future, or Drain on Our Resources and Pockets*, University of California, Berkeley CA, June 16, 2003; <http://128.32.143.199/papers/patzek/EthanolFromCorn.htm>

[PEHNT 1999]

PEHNT, M.: *Ökobilanz von Methanol aus Holz und Erdgas*, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 49 Jg. Heft 4, 1999

[PEHNT 2001]

PEHNT, M.: *Ganzheitliche Bilanzierung von Brennstoffzellen in der Energie- und Verkehrstechnik*, Dissertation, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2001

[PEHNT 2002]

Pehnt, M.: *Energiewelt Brennstoffzelle ? Perspektiven, Fakten, Anwendungen*, Wiley-VCH, Weinheim, 2002; ISBN 3-527-30511-4

[PIRNIE 1999]

PIRNIE, M.: *Evaluation of the Fate and Transport of Methanol in the Environment*, for American Methanol Institute, Washington DC, Malcolm Pirnie, Inc. Oakland/CA, 1999

[PU 1996]

Williams, R.H. (Princeton University): *An Evolutionary Fuels Strategy for Fuel Cell Vehicles*, Proceedings: Commercializing Fuel Cell Vehicles, Intertech Conferences, Chicago/IL, September 17–19, 1996

[RASCHKA 2003]

Raschka, M.: *Aktuelle Perspektiven der Produktionskosten und Absatzmärkte von Methanol*, Diplomarbeit, Technische Universität Berlin, Berlin, Januar, 2003

[REFUELNET 2003]

<http://www.refuelnet.de/>

[RINGER 2000]

Ringer, N.: *The Importance of Reliable Catalyst Performance for Mega-Methanol Plants*, 18<sup>th</sup> World Methanol Conference, Kopenhagen/DK, November 8–10, 2000

[ROEMPP 2003]

Roempp: *Rapsölmethylester und Henry-Koeffizient*, Georg Thieme Verlag, 2003; <http://www.roempp.com>

[RUDOLFF 2002]

Rudolff, M.: *Synthesegas aus Biomasse – Technologie der FT-Kraftstoffe*, Bundesinitiative Bioenergie, Fachkongress Biofuels, Berlin, 4.–5. Dezember 2002

[SANDER 1999]

Sander, R.: *Compilation of Henry's Law Constants for Inorganic and Or-*

*ganic Species of Potential Importance in Environmental Chemistry*, Max-Planck Institute of Chemistry, Mainz/ Germany, 1999

[SCHAUB 2002]

Schaub, G.; Unruhe, D.: *Synthetische Kohlenwasserstoff-Kraftstoffe und Minderung fossiler CO<sub>2</sub>-Emissionen*, in: Innovative Fahrzeugantriebe, Tagung Dresden, VDI-Berichte Nr. 1704, Oktober 2002

[SCHINDLER WEINDORF 2002]

Schindler, J., Weindorf, W.: *Kraftstoffe aus Erneuerbaren Energien im Vergleich: Effizienzen, Emissionen und Potenziale*, Weltforum Erneuerbare Energien: Politik und Strategien, Berlin, 15.6.2002

[SCHMITZ 2002]

Schmitz, G.: *Erdgas*, BWK Nr. 4, Springer Verlag, 2002, S. 56ff

[SCHROEDER 2002]

Schroeder, E.D. (University of California, Davis/CA): *Trends in application of gas-phase bioreactors*, Reviews in Environmental Science & Biotechnology 1: 65–74, Kluwer Academic Publishers/NL, 2002

[SFC 2003]

*Small Fuel Cells for Portable Power Applications*, Proceedings: The Knowledge Foundation's 5<sup>th</sup> Annual International Symposium, New Orleans/LA, May 7–9, 2003

[SOLBAKKEN 1991]

Solbakken, Å.: *Synthesis Gas Production*, In: Holmen, A., Jens, K.-J., Kolboe, S. (Eds.), *Studies in Surface Science and Catalysis Vol. 61, Natural Gas Conversion*, Proceedings of the Natural Gas Conversion Symposium, Oslo, August 12–17, 1990, Elsevier, Amsterdam-Oxford-New York-Tokyo, 1991

[SPECHT 2002]

Specht, M.: *Persönliche Mitteilung*, ZSW Stuttgart, 2002

[SQUILLACE 1997]

Squillace, P.J., Pankow, J.F., Korte, N.E., Zogorski, J.S.: Review of the environmental behavior and fate of methyl tert-butyl ether, Environ. Toxicol. Chem., 16, 1836–1844

[STOLTEN et al. 2002]

Stolten, D., Biedermann, P., de Haart, L.G.J., Höhle, B., Peters, R.: *Brennstoffzellen*, in: Rebhan, E. (Hrsg.): *Energiehandbuch, Gewinnung, Wandlung und Nutzung von Energie*, Springer-Verlag Berlin, 2002; ISBN 3-450-41259-X

[STREB GÖHNA 2000]

Streb, S., Göhna, H.: *Mega-Methanol – Paving the Way for New Down-Stream Industries*, Millennium Seminar Catalysts & Technology, Lissboa/Portugal, May 10–12, 2000; 18<sup>th</sup> World Methanol Conference, Kopenhagen/DK, November 8–10, 2000

[SUPP 1990]

Supp, E.: *How to Produce Methanol from Coal*, Springer-Verlag, Berlin, 1990

[SVZ 2001]

*News-Letter*, Sonderausgabe 2001, Sekundärrohstoff-Verwertungszentrum Schwarze Pumpe (SVZ), Spreetal, 2001

[T&E 2000]

*Ende für MTBE im Benzin*, T & E Nachrichten vom Europäischen Verband für Verkehr und Umwelt, No 92 (50), Oktober 2000, S. 2

[TUM 1998]

*Ganzheitliche Prozessketten-Analyse*, Bericht IfE, TU München, München, 1998

[UHDE 1994]

Uhde, A.: *Methanol from natural gas*, Uhde technology, Co 117 1500/e 2/94, Uhde GmbH, Bad Soden, 1994

[ULLMANN 2003]

*Ullmann's Encyclopaedia of Industrial Chemistry*, Release 2003, 7<sup>th</sup> Edition; <http://www.mrw.interscience.wiley.com/ueic> (2003)

[VALENTINE 2001]

Valentine, B.: *Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer Wasserstoffinfrastruktur für Kraftfahrzeuge*, Diplomarbeit, Fachhochschule München / Linde AG, München, 2001

[VES 2001]

Verkehrswirtschaftliche Energiestrategie (VES): 2. *Statusbericht der Task Force an das Steering Committee 13.06.2001*; und: *nicht veröffentlichtes Manuskript*; <http://www.bmvlw.de> und <http://bmvl.de>

[Vriens 2000]

Vriens, R.: *How Europe Will Survive Yesterday, Today and Tomorrow*, 18<sup>th</sup> World Methanol Conference, Kopenhagen/DK, November 8–10, 2000

[WACKER 2003]

<http://www.wacker.com> (09.2003)

[WANG 2001]

Wang, M.: *Fuel-Cycle Greenhouse Gasses of Fuel-Cell Fuels*, SAE Congress, Detroit, March 5, 2001

[WARD 2002]

Ward, P.: *Persönliche Mitteilung*, California Energy Commission, 2002

[WEGENER 1999]

Wegener, R.: *Kraftstoffe der Zukunft*, EUROFORUM – Konferenz, Frankfurt/Main, 29.11.–1.12. 1999

[WHO 1997]

WHO: *Methanol Health and Safety Guide*, World Health Organization, Genf, Wissenschaftliche Verlagsgesellschaft mbH, Stuttgart, 1997; ISBN 92-415-1105-2

[WOLF 2002]

Wolf, B.: *Wasserstofferzeugung aus Biomasse*, Deutscher Wasserstoff-Energietag, Essen, 2002

[WOLF RUDOLFF 2001]

Wolf, B., Rudolff, M.: *Die nachhaltige Chance im 21. Jahrhundert – Energie aus Biomasse durch Vergasung*, Verfahrenstechnik 35 (2001) Nr. 11, S. 18–19

[XCELLSIS 2002]

Funk, M.: *Methanol Fuel Quality Specification Study for Proton Exchange Membrane Fuel Cells*, for Air Quality Management District/CA, Xcellsis, Poway/CA, 2002

## 11 Weiterführende Literatur

*Automotive Fuels for the Future*, IEAAFIS, OECD/IEA Paris, 1999; ISBN 92-64-16960-1

Bögild-Hansen, J., Aasberg-Petersen, K., Höhle, B.: *Fuel Processing for Mobile Fuel Cell Applications*, IVA-R 408, Royal Swedish Academy of Engineering Sciences, Stockholm, 1994

Gossen, F.: *Brennstoffzellenfahrzeuge im Vergleich zu weiterentwickelten konventionell angetriebenen Fahrzeugen*, Dissertation RWTH Aachen; in: Schriftenreihe Automobiltechnik, ika RWTH Aachen, 2001

Grahl, M.K.: *Ökonomische Systemanalyse zum Antrieb von Personenkraftwagen mit Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzellen unter Verwendung neuer Kraftstoffe*, Dissertation TU Berlin, 2001; <http://dissertation.de>

Höhle, B., Nitsch, J., Wagner, U.: *Brennstoffzellenstudie. Ganzheitliche Systemuntersuchung zur Energiewandlung durch Brennstoffzellen - Projekt 686, Nr. 657. Final Report*, Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e.V., Frankfurt am Main, 1998.

Höhle, B., Stolten, D.: *Methanol - ein neuer Energieträger für den Verkehr ?*, Proceedings 10. Internationaler Recycling Congress, Berlin, 29.–30. Oktober 2001; TK-Verlag Karl Thomé-Kosmiensky, Neuruppin, 2001

Höhle, B.; Isenberg, G.; Edinger, E.; Grube, Th.: *Well-To-Wheel efficiencies of different fuel choices*, in: Vielstich, W.; Lamm, A.; Gasteiger, H. (Eds.): *Handbook of Fuel Cells – Fundamentals, Technology and Applications*, John Wiley & Sons, Ltd., Chichester/England, 2003

Höhle, B. et al. (FZ Jülich): *Systemvergleich: Einsatz von Brennstoffzellen in Straßenfahrzeugen*, in: Bericht des Ausschusses für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung (19. Ausschuss) gemäß § 56a der Geschäftsordnung Technikfolgenabschätzung, hier: TA-Projekt „Brennstoffzellen-Technologie“, Deutscher Bundestag, Drucksache 14/5054 (08.01.2001)

Holm-Larsen, H.: *Alternative Process Routes to Low Cost Methanol*, 18<sup>th</sup> World Methanol Conference, Kopenhagen/DK, November 8–10, 2000

Isenberg, G., Edinger, R., Ebner, A.: *Renewable Energies for Climate Benign Fuel production – Powering Fuel Cell Vehicles*, DaimlerChrysler AG, Germany, Stuttgart, Mai, 2001

Isenberg, G.: *Methanol und Biomasse*, Vortrag, E-World of Energy 2001, Essen, 14.02.2001

Kolke, R.: *Technische Optionen zur Verminderung der Verkehrsbelastungen Brennstoffzellenfahrzeuge im Vergleich zu Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren*, Umweltbundesamt, Berlin, Mai, 1999

Lamm, A., Müller, J.: *System design for transport applications (DMFC)*, in: Vielstich, W.; Lamm, A.; Gasteiger, H. (Eds.): *Handbook of Fuel Cells – Fundamentals, Technology and Applications*, John Wiley & Sons, Ltd., Chichester/England, 2003

Menzer, R., Höhle, B.: *Verfahrensanalyse von Brennstoffzellensystemen zur Stromerzeugung für Elektroantriebe in Fahrzeugen bei Nutzung unterschiedlicher Kraftstoffe*, Berichte des Forschungszentrums Jülich, JÜL-3666, Jülich, 1999

Nitsch, J.: *Alternative Fahrzeugantriebe – gestern, heute, morgen*, IIR Deutschland Konferenz, Mannheim, 20.–21.11. 2000

Ogden, J.: *A comparison of hydrogen, methanol and gasoline as fuels for fuel cell vehicles: implications for vehicle design and infrastructure development*, Journal of Power Sources, Vol. 79, 1999, S. 143–168

Patyk, A., Höpfner, U. (ifeu Heidelberg): *Ökologischer Vergleich von Kraftfahrzeugen mit verschiedenen Antriebsenergien unter besonderer Berücksichtigung der Brennstoffzelle*, in: Bericht des Ausschusses für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung (19. Ausschuss) gemäß § 56a der Geschäftsordnung Technikfolgenabschätzung, hier: TA-Projekt „Brennstoffzellen-Technologie“, Deutscher Bundestag, Drucksache 14/5054 (08.01.2001)

Sayed, M. A.: *Developing Methanol and Petrochemical Industries in the Middle East*, 18<sup>th</sup> World Methanol Conference, Kopenhagen/DK, November 8–10, 2000

## 12 Anhang

### 12.1 Brennstoffzellen für portable Anwendungen

Zu den portablen Anwendungen mit Leitungs-ungebundener Energieversorgung zählen vor allem Notstromaggregate (*premium power*; unterbrechungsfreie Stromversorgungen, USV) für medizinische Einrichtungen und Rettungsdienste, Alarm- und Warnanlagen und Telekommunikation; dazu kommen noch Mobiltelefone und tragbare Computer, Camcorder, Geräte für die Container- und Waggonverfolgung, Standortbestimmungseinrichtungen, Geräte des Freizeit- und des Campingbereichs [STOLTEN et al. 2002]. Zu den eigenständigen Stromversorgungen zählen u.a. auch *auxiliary power units* (APU), die unabhängig vom Antriebsaggregat eines Fahrzeugs betrieben werden können.

Die relativ kurze Halbwertszeit mobiler elektronischer Geräte hinsichtlich neuestem Stand der Technik und Lebensdauer eröffnet die Möglichkeit, neue Geräte-Generationen schneller mit neuartigen Stromgeneratoren auszustatten [PEHNT 2002]. Wichtigste Kriterien dabei sind Energiedichte, Betriebsdauer, Auflade/Wechsel-Zeit und Speichergrösse [SFC 2003].

Diese Kriterien werden beispielsweise von kleinen Brennstoffzellen erfüllt. Sie werden bei akzeptablem Gewicht einem begrenzten Platzangebot in Kleingeräten gerecht und erhöhen die netzunabhängige Betriebszeit. Der Speicher des Energieträgers muss lediglich gewechselt werden. Bei Kleingeräten kommen eher Niedertemperatur-Brennstoffzellen in Betracht wie PEFC und DMFC, bei APU Hochtemperatur-Brennstoffzellen wie die SOFC.

PEFC können mit reinem Wasserstoff aus Flüssig-, Druck-, Hybrid- oder Kohlenstoff-basierten Speichern oder mit Wasserstoff aus der Reformierung flüssiger Energieträger betrieben werden. Für portable Kleingeräte erschien noch vor wenigen Jahren eine Reformierung als zu wenig ausgereift. Dagegen bot sich die Direktverstromung von Alkoholen in Brennstoffzellen an, z.B. von Methanol in Direkt-Methanol-Brennstoffzellen [OERTEL FLEISCHER 2001]. Allerdings gibt es auch bei der DMFC noch Entwicklungsbedarf und Entwicklungsmöglichkeiten hinsichtlich der notwendigen Betriebseigenschaften, des Wirkungsgrads, der Herstellungskosten und der Lebensdauer. Der Computer-Hersteller CASIO vertritt heute die Meinung, dass DMFC – beispielsweise in *Laptops* – erst dann zum Einsatz kommen können, wenn sie eine ausreichende Leistungsdichte nachgewiesen haben werden. Bis dahin werde ein modifizierter NTBZ-Typ be-

vorzugt, dessen Wasserstoffbedarf aus der Reformierung von Methanol gedeckt werden soll ([FCTD 2003], [FCWRK 2003]). - Neben PEFC und DMFC sind auch andere Brennstoffzellen und andere Energieträger (z.B. Diesel oder Kerosin [SFC 2003]) mit und ohne Reformier denkbar. Ziel der Entwicklungen sind Mikro-Brennstoffzellen und Mikro-Reformer.

## 12.2 MTBE-Verbot

Im Staat Kalifornien wurde bereits 1999 per Gouverneurserlass [CAGOV 1999] die Zumischung von MTBE zu *reformulated gasoline* ab dem 31.12.2002 untersagt. Da aber zu diesem Zeitpunkt eine ausreichende Versorgung mit einem Substitut auf absehbare Schwierigkeiten stoßen würde, wurde das MTBE-Verbot um ein Jahr verschoben [CAGOV 2002].

Als führender Sauerstoffspender zur Substitution von Methanol gilt Ethanol. Wegen der im Vergleich zu MTBE geringeren molaren Masse des Ethanols hätte aber die Substitution von MTBE durch Ethanol – bei Bereitstellung des minimalen Sauerstoffgehalts – eine Verminderung des Volumens und eine Erniedrigung der Oktanzahl des *reformulated gasoline* zur Folge. Zusätzlich würde der Ausstoß von Luftschadstoffemissionen (VOC, MSAT, NO<sub>x</sub>) zunehmen. Bei einem Verbot von MTBE müssten die genannten Verluste und Emissionsnachteile durch Veränderung des Designs des *reformulierten* Benzins durch Produktionsveränderungen bei den Raffinerieprozessen sowie durch zusätzliche Maßnahmen ausgeglichen werden.

Bundesweit werden in den USA von den verschiedenen Interessensgruppen sowohl das Verbot von MTBE, als auch die Einführung von Ethanol (aus Mais) als möglichem Substitut oder als Kraftstoff diskutiert [EIA 2002], [MI 2003], [PATZEK 2003], [BLUEBOOK 2003]. - Bezüglich der Flüchtigkeit von MTBE und Ethanol aus Wasser siehe Henry-Koeffizient (**Kapitel 13.2** und **Tabelle 24**).

## 12.3 Doppelte Nutzung der Reserven

Begleitgase der Erdölförderung (*associated gas*) werden bisher meist abgeblasen (*vented gas*) oder abgefackelt (*flared gas*). Aus diesem Gas könnte Methanol erzeugt und genutzt werden. Die energetisch entsprechende Menge an fossil-basiertem Kraftstoff würde eingespart und die zugehörige CO<sub>2</sub>-Emission vermieden. Doppelte Nutzung der Reserven hieße dann: Nutzung des *associated gas* und Einsparung von Kraftstoff auf fossiler Basis.

## 12.4 Ergänzende Tabellen

**Tabelle 21: Zusammenstellung der hier genannten Lurgi-Verfahren**

| Konvertierung / Erklärung                  | Verfahren                                    |
|--------------------------------------------|----------------------------------------------|
| <i>Autothermal + Steam-Reforming</i>       | <i>Combined Reforming</i>                    |
| <i>Conversion of Olefins to Diesel</i>     | COD                                          |
| <i>Gas to Chemicals</i>                    | GTC <sup>®</sup>                             |
| Kohlevergasung                             | BG-Slagger-Verfahren                         |
| <i>Methanol to DME</i>                     | MTD, Mega DME                                |
| <i>Methanol to Gasoline</i>                | MTG                                          |
| <i>Methanol to Hydrogen</i>                | MTH <sup>®</sup>                             |
| <i>Methanol to Propylen</i>                | MTP <sup>®</sup>                             |
| <i>Methanol to Synthetic Fuels</i>         | MtSynfuels <sup>®</sup>                      |
| <i>Methanol/DME to Power (electricity)</i> | MtPower <sup>®</sup>                         |
| <i>Natural Gas to Methanol</i>             | MegaMethanol <sup>®</sup>                    |
| zweistufige Methanolsynthese               | <i>Combined Converter Methanol Synthesis</i> |

**Tabelle 22: CO<sub>2</sub>-Bilanzen für verschiedene Verfahren zur Herstellung von Energieträgern**

| Herstellungsverfahren<br>für den <i>ENERGIETRÄGER (ET)</i>                         | spezifische<br>CO <sub>2</sub> -<br>Emissionen<br>[kg <sub>CO2</sub> /GJ <sub>ET</sub> ] | Thermischer<br>Wirkungs-<br>grad<br>[%] |
|------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|
| <i>METHANOL</i> aus Erdgas                                                         | 16                                                                                       | 67                                      |
| <i>METHANOL</i> aus Steinkohle (autotherm)                                         | 142                                                                                      | 45                                      |
| <i>METHANOL</i> aus Steinkohle (allotherm mit<br>Hochtemperatur Kernreaktor / HTR) | 53                                                                                       | 38                                      |
| <i>METHANOL</i> aus Braunkohle (North Dakota)                                      | 116                                                                                      | 48                                      |
| <i>METHANOL</i> aus Rückstandsöl                                                   | 38                                                                                       | 56                                      |
| <i>DME</i> aus Erdgas                                                              | 16                                                                                       | 66                                      |
| <i>WASSERSTOFF</i> aus Methanol (aus Erdgas)                                       | 76 (92)                                                                                  | 89 (60)                                 |
| <i>FTD</i> aus Erdgas                                                              | [k.A.]                                                                                   | ~60                                     |
| <i>DIESEL</i> aus Methanol aus Erdgas                                              | [k.A.]                                                                                   | ~65                                     |

Basis: Heizwert H<sub>u</sub>; nach [HÖHLEIN et al. 1995] und LURGI; [k.A.] = keine Angaben vorhanden

**Tabelle 23: Heizwerte und spezifische Dichten einiger Energieträger**

| Energieträger     | Heizwert $H_u$<br>MJ/kg | Heizwert $H_u$<br>MJ/dm <sup>3</sup> | Dichte $\rho$<br>kg/m <sup>3</sup> |
|-------------------|-------------------------|--------------------------------------|------------------------------------|
| Diesel-Kraftstoff | 43                      | 36                                   | 840                                |
| DME               | 28                      | 19                                   | 666                                |
| Ethanol           | 27                      | 21                                   | 789                                |
| LPG               | 46                      | 25                                   | 540                                |
| Methanol          | 20                      | 16                                   | 791                                |
| MTBE              | 35                      | 26                                   | 740                                |
| Otto-Kraftstoff   | 52–39                   | 33                                   | 630–830                            |
| Normalbenzin      | 40                      | 30                                   | 748                                |
| Rapsöl (roh)      | 37                      | 34                                   | 916                                |
| RME               | 37                      | 33                                   | 882                                |
| Wasserstoff       | 120                     | 0,011                                | 0,09                               |

Stoffwerte bei ca. 1 bar/15°C, nach verschiedenen Quellen, gerundet

**Tabelle 24: Henry-Koeffizienten für einige Stoffe**

| Stoff    | Henry-Koeffizient<br>bei 25 °C | Quellen <sup>1)</sup>              |
|----------|--------------------------------|------------------------------------|
| Benzol   | 0,227                          | [SCHROEDER 2002], [SANDER 1999]    |
| ETBE     | 0,11                           | [HALLBERG 2001]                    |
| Ethanol  | 0,000213                       | [SCHROEDER 2002], [SANDER 1999]    |
| Ethanol  | 0,00025                        | [HALLBERG 2001]                    |
| Methanol | 0,000186                       | [SCHROEDER 2002], [SANDER 1999]    |
| MTBE     | 0,033                          | [SCHROEDER 2002], [EWEIS 2000]     |
| MTBE     | 0,02–0,12                      | [LINNEMANN 2003], [SQUILLACE 1997] |
| MTBE     | 0,018                          | [HALLBERG 2001]                    |

<sup>1)</sup> [Quelle\_B], [Quelle\_A]: Benutzt wurde hier [Quelle\_B]; Primärliteratur ist aber [Quelle\_A], die in [Quelle\_B] zitiert wird

## 13 Abkürzungen, Erklärungen, Umrechnungen

### 13.1 Abkürzungen

|                               |                                                                                         |
|-------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------|
| bbf                           | <i>barrel</i>                                                                           |
| BCO                           | <i>bio crude oil</i> (Biokoks)                                                          |
| Btu                           | <i>britisch thermal unit</i>                                                            |
| BW                            | Brennwert (-basis); H <sup>o</sup> ; UHV                                                |
| BZ                            | <u>B</u> rennstoff <u>z</u> elle                                                        |
| C.H <sub>2</sub>              | <i>compressed hydrogen</i> (Druck-Wasserstoff)                                          |
| CAA                           | <i>Clean Air Act</i> (US-Gesetzgebung)                                                  |
| CaFCP                         | <i>California Fuel Cell Partnership</i>                                                 |
| Capex                         | <i>capital expenditure</i> (process capital costs)                                      |
| CGH <sub>2</sub>              | <i>compressed gaseous hydrogen</i> (C.H <sub>2</sub> )                                  |
| C <sub>n</sub> H <sub>m</sub> | Kohlenwasserstoffe                                                                      |
| DI Motoren                    | <i>direct injection</i> (Direkteinspritzer) Motoren                                     |
| DME                           | Dimethylether                                                                           |
| DMFC                          | <i>direct methanol fuel cell</i> (Direkt-Methanol-Brennstoffzelle)                      |
| DMT                           | <u>D</u> imethyl <u>t</u> erephtalat                                                    |
| EFTA                          | <i>European Free Trade Association</i>                                                  |
| EPA                           | <i>Environmental Protection Agency</i> (USA)                                            |
| EPC                           | <i>engineering, procurement and construction</i> (Contract)<br>(s. a. Turn-Key)         |
| ETBE                          | <u>E</u> thyl- <u>T</u> ert- <u>B</u> utyl- <u>E</u> ther                               |
| EU15                          | Europäische Union mit 15 Mitgliedstaaten                                                |
| EUCAR                         | <i>European Council for Automotive R&amp;D</i>                                          |
| EUK                           | <u>E</u> nergie <u>u</u> mwandlung <u>s</u> ket <u>t</u> e                              |
| FAME                          | <i>fatty acid methyl ester</i> (Bio-Diesel)                                             |
| FFV                           | <i>flexible fuel vehicles</i>                                                           |
| FOB                           | <i>free on board</i> (Rotterdam)                                                        |
| FT-D                          | <u>F</u> ischer- <u>T</u> ropsch- <u>D</u> iesel                                        |
| GTL                           | <i>Gas-To-Liquids</i> (Umwandlungsverfahren für gasförmige zu flüssigen Energieträgern) |
| HTBZ                          | <u>H</u> och <u>t</u> emperatur- <u>B</u> rennstoff <u>z</u> elle                       |

|                  |                                                                                                                            |
|------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| H <sub>u</sub>   | Heizwert                                                                                                                   |
| HW               | Heizwert (-basis); H <sub>u</sub> ; LHV                                                                                    |
| ICE              | <i><u>i</u>n<u>l</u>ernal <u>c</u>ombustion <u>e</u>ngine (VM)</i>                                                         |
| L.H <sub>2</sub> | <i><u>l</u>iquid <u>h</u>ydrogen (Flüssig-Wasserstoff)</i>                                                                 |
| LHV              | <i><u>l</u>ower <u>h</u>eating <u>v</u>alue (H<sub>u</sub>)</i>                                                            |
| LNG              | <i><u>l</u>iquified <u>n</u>atural <u>g</u>as</i>                                                                          |
| LPG              | <i><u>l</u>iquified <u>p</u>etroleum <u>g</u>as (Propan/Butan-Gemisch)</i>                                                 |
| M100             | Kraftstoff mit 100% Methanol                                                                                               |
| M15              | Kraftstoff mit 15% Methanol + 85% Ottokraftstoff                                                                           |
| M85              | Kraftstoff mit 85% Methanol + 15% Ottokraftstoff                                                                           |
| MAK              | <u>m</u> aximale <u>A</u> rbeitsplatz <u>k</u> onzentration                                                                |
| MFC              | <i><u>m</u>ulti <u>f</u>uel <u>c</u>oncept</i>                                                                             |
| MFCA             | <i><u>M</u>ethanol <u>F</u>uel <u>C</u>ell <u>A</u>lliance</i>                                                             |
| MFV              | <i><u>m</u>ulti <u>f</u>uel <u>v</u>ehicle</i>                                                                             |
| MMA              | <u>M</u> ethyl <u>m</u> etacrylat                                                                                          |
| MON              | <i><u>m</u>otor <u>o</u>ctane <u>n</u>umber (Mindest-Motor-Oktananzahl)</i>                                                |
| MSAT             | <i><u>m</u>obile <u>s</u>ource <u>a</u>ir <u>t</u>oxics</i>                                                                |
| MTBE             | <u>M</u> ethyl- <u>T</u> ert- <u>B</u> utyl- <u>E</u> ther                                                                 |
| MTG              | <i><u>M</u>ethanol-<u>T</u>o-<u>G</u>asoline</i>                                                                           |
| NMKW             | <u>N</u> icht- <u>M</u> ethan- <u>K</u> ohlen <u>w</u> asserstoffe (ohne Lösemittel)                                       |
| NMOG             | <i><u>n</u>on-<u>m</u>ethane-<u>o</u>rganic-<u>g</u>ases</i>                                                               |
| NO <sub>x</sub>  | Stickoxide                                                                                                                 |
| NTBZ             | <u>N</u> iedert <u>e</u> mp <u>e</u> ratur- <u>B</u> rennstoff <u>z</u> elle                                               |
| Opex             | <i><u>o</u>perating <u>e</u>xpenditure (process operating costs)</i>                                                       |
| PEFC             | <i><u>p</u>olymer <u>e</u>lectrolyte <u>f</u>uel <u>c</u>ell (Brennstoffzelle mit einer Polymermembran als Elektrolyt)</i> |
| PET              | <u>P</u> olyethylen <u>t</u> erephtalat                                                                                    |
| psi              | <i><u>p</u>ounds per <u>s</u>quare <u>i</u>nch</i>                                                                         |
| PZEV             | <i><u>p</u>artial-<u>z</u>ero-<u>e</u>mission-<u>v</u>ehicle (US/CA-Standard)</i>                                          |
| RME              | <u>R</u> apsöl <u>m</u> ethylester                                                                                         |
| RON              | <i><u>r</u>esearch <u>o</u>ctane <u>n</u>umber (Mindest-Research-Oktananzahl)</i>                                          |
| RVP              | <i><u>R</u>eid <u>V</u>apor <u>P</u>ressure</i>                                                                            |
| SKE              | <u>S</u> teinkohleeinheit                                                                                                  |
| SOFC             | <i><u>s</u>olid <u>o</u>xide <u>f</u>uel <u>c</u>ell (HTBZ mit Feststoffelektrolyt)</i>                                    |

|     |                                                   |
|-----|---------------------------------------------------|
| toe | <i>tons oil equivalent</i> (Tonnen Öl-Äquivalent) |
| UHV | <i>upper heating value</i> ( $H^0$ )              |
| VES | <i>Verkehrswirtschaftliche Energiestrategie</i>   |
| VM  | <i>Verbrennungsmotor</i>                          |
| ZEV | <i>zero emission vehicle</i> (US/CA - standard)   |

## 13.2 Definitionen / Erklärungen

### Alkane

gesättigte azyklische Kohlenwasserstoffe ( $C_nH_{2n+2}$ )

### Alkene

ungesättigte azyklische Kohlenwasserstoffe ( $C_nH_{2n}$ )

### APU

*auxiliary power unit* (vom Antriebsaggregat eines Fahrzeugs unabhängige Stromversorgung; Stromgenerator (z.B.) mit HTBZ und Diesel-Kraftstoff)

### ARA-Raum

Erdgas; Antwerpen, Rotterdam, Amsterdam; Lieferort Rotterdam; Handelsplatz und Hub / Interconnector: Zeebrügge/B

### *associated gas*

Begleitgas bei der Ölförderung; kann abgeblasen (*vented gas*) oder abgefackelt (*flared gas*) werden

### *blend*

Bei-/Zumischung

### M3

Methanol als *Blend*komponente (Benzin-*blend*)

### E5

Ethanol als *Blend*komponente

### Cetanzahl

Maßzahl für die Zündwilligkeit von Kraftstoffen für Dieselmotoren

### Dehydrierung

(einer chemischen Verbindung) Wasserstoffe entziehen

### EU15

15 Mitgliedstaaten der Europäischen Union (bis 2003): Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Italien, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Portugal, Schweden, Spanien, Vereinigtes Königreich.

## EU25

EU15 + 10 neue Beitrittsländer zur Europäischen Union (ab 2004): Estland, Lettland, Litauen, Malta, Polen, Slowakei, Slowenien, Tschechische Republik, Ungarn, Zypern

## EUK

Energieumwandlungskette vom Primärenergieträger bis zur Endnutzung

*European Free Trade Association (EFTA)*

7 Mitgliedstaaten EFTA (bis 1995): Finnland, Island, Liechtenstein, Norwegen, Österreich, Schweden, Schweiz. 4 Mitgliedstaaten EFTA (ab 1995): Island, Liechtenstein, Norwegen, Schweiz (nicht EU-Mitglieder), 3 Mitgliedstaaten zur EU (ab 1995): Finnland, Österreich, Schweden

*greenfield*

„Grüne Wiese“; Erdgas (Bohrloch) – Methanolerzeugung (Bilanz  $\pm 0$ ) – Schiff

## Henry-Koeffizient

Dimensionsloser Quotient aus den Stoffmengenkonzentrationen in Gas- und Wasserphase; gilt streng genommen nur für Stoffe mit geringer Wasserlöslichkeit und idealem Verhalten im Sinn der Gasgesetze; in der Ökochemie Maß für die Flüchtigkeit einer Chemikalie aus Wasser bei gegebener Temperatur [ROEMPP 2003] (Beispiele siehe **Tabelle 24**).

## Hub

Netzknoten; hier: für Erdgasleitungen

*Interconnector*

Erdgasleitung zwischen dem Europäischen Kontinent (Zeebrügge/B) und der Britischen Insel (Bacton/England)

## Katalytische Konvertierung

Wassergas-*Shift*-Reaktion

## Kohlenstoff-Umsatz

Das Verhältnis der Anzahl erzeugter Mole  $\text{CH}_3\text{OH}$  zur Anzahl verbrauchter Mole ( $\text{CO} + \text{CO}_2$ )

## Naphtha

Spezielle(s) Erdöl / Erdölfraktionen bei *Cracken* und Destillation; wichtigste Rohstoffquelle der Petrochemie

## Oktanzahl

Maßzahl für die Klopfestigkeit von Kraftstoffen für Ottomotoren

Olefine

Alkene

*premium power*

qualitativ höchstwertige Stromversorgung

*reformulated gasoline*

„Verbessertes“ Benzin; u.a. frei von Schwefel; mit MTBE-Zusatz; nicht genau definiert, veränderte Zusammensetzungen (USA); Zweck: Reduzierung der Schadstoffemissionen

*Reid Vapor Pressure*

Standardisiertes Meßverfahren in den USA für den Dampfdruck einer Flüssigkeit; in *pounds per square inch* (psi) bei 100 °F

*remote gas*

(auch: *stranded gas*); Gaslagerstätte zu sehr abgelegen; Transport als Gas unökonomisch; macht 80 % der weltweit nachgewiesenen Reserven aus [IAEE 2003] (siehe auch: Oil Gas and Energy/OGEL; <http://www.gasandoil.com>)

Reserven

erschlossene Energieträger-Lagerstätten

Ressourcen

nicht erschlossene Energieträger-Lagerstätten

*sequestration*

gezielte Abtrennung von CO<sub>2</sub> und Langzeit-Einlagerung (von Kohlenstoff)

*stranded gas*

siehe: *remote gas*

teratogen

Fehlbildungen bewirkende Wirkungen

*turn-key*

(schlüsselfertig): der Lieferant muss die gesamte Anlage betriebsbereit erstellen und übergeben. Alle Lieferungen und Leistungen gehören zu seinem Umfang. Er garantiert die pünktliche Fertigstellung und die zugesicherten Eigenschaften. Innerhalb dieser Grenzen ist er relativ frei.

USV

Unterbrechungsfreie Stromversorgung

*Well-To-Wheels* Analysen

Bilanz der gesamten Energieumwandlungs- (EUK) und Emissionsketten (CO<sub>2</sub>) von Pkw-Betrieb einschließlich Kraftstoffbereitstellung

### 13.3 Chemische Verbindungen

Ameisensäure ( $\text{HCOOH}$ ,  $\text{CH}_2\text{O}_2$ )

Dieselmkraftstoff ( $\sim \text{C}_{13}\text{H}_{24}$ , [ROEMPP 2003])

Dimethylether ( $\text{H}_3\text{COH}_3\text{C}$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6\text{O}$ )

Dimethylterephthalat, DMT ( $\text{CH}_3\text{O}-\text{CO}-\text{C}_6\text{H}_4-\text{COOCH}_3$ ,  $\text{C}_{10}\text{H}_{10}\text{O}_4$ )

Essigsäure ( $\text{CH}_3\text{COOH}$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4\text{O}_2$ )

Ethyl-Tert-Butyl-Ether, ETBE ( $\text{C}_6\text{H}_{14}\text{O}$ )

Ethanol ( $\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6\text{O}$ )

Formaldehyd ( $\text{CHOH}$ ,  $\text{CH}_2\text{O}$ )

Glyzerin ( $\text{CH}_2\text{OH}-\text{CHOH}-\text{CH}_2\text{OH}$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8\text{O}_3$ ).

Isobuten ( $\text{C}_4\text{H}_8$ )

Methan ( $\text{CH}_4$ )

Methanol ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ,  $\text{CH}_4\text{O}$ )

Methylmetacrylat, MMA ( $\text{CH}_2\text{C}(\text{CH}_3)\text{CO}_2\text{CH}_3$ ,  $\text{C}_5\text{H}_8\text{O}_2$ )

Methyl-Tert-Butyl-Ether, MTBE ( $\text{C}_5\text{H}_{12}\text{O}$ )

Polyethylenterephthalat, PET ( $\text{C}_{10}\text{H}_8\text{O}_4$ )<sub>n</sub>

Rapsöl ( $\sim \text{C}_{57}\text{H}_{101,6}\text{O}_6$ , [ROEMPP 2003])

Rapsölmethylester ( $\sim \text{C}_{19}\text{H}_{35,2}\text{O}_2$ , [ROEMPP 2003])

Kohlenmonoxid ( $\text{CO}$ )

Kohlendioxid ( $\text{CO}_2$ )

Wasserstoff ( $\text{H}_2$ )

### 13.4 Mengenangaben

1 Mio. = 1 Million =  $10^6$

1 t/d = 1 Tagestonne

1 t/a = 1 Jahrestonne

### 13.5 Umrechnung von Einheiten

1 bar =  $10^5$  Pa

1 bbl = 158,9873 Liter

1 GJ = (100/0,36) kWh

1 mbar = 1 hPa

10 mbar = 1 kPa

1 Mio. t SKE = 29,308 PJ ( $H_u$ )

1 MMBtu = 1,055056 GJ

1 psi = 6,89476 kPa

1 toe = 41,868 GJ ( $H_u$ )

$t/^{\circ}\text{F} = (t/^{\circ}\text{C} * 1,8) + 32$

### **13.6 Abschätzung von Einheiten**

1 MMBtu  $\approx$  1 GJ

1 US\$  $\approx$  1 € (Jahresmitte 2003)

1 US\$/MMBtu  $\approx$  1 €/GJ

## 14 Stichwortverzeichnis

|                                               |        |
|-----------------------------------------------|--------|
| ARA-Notierungen.....                          | 59     |
| Benzin .....                                  | 46     |
| aus Kohle .....                               | 26     |
| Biomasse .....                                | 66     |
| Speicherung .....                             | 66     |
| Transport .....                               | 66     |
| Vergasung .....                               | 64     |
| Brennstoffzelle                               |        |
| Antrieb.....                                  | 13     |
| Systeme.....                                  | 66     |
| <i>California Fuel Cell Partnership</i> ..... | 19     |
| CHOREN.....                                   | 73     |
| CO <sub>2</sub> -Bilanzen                     |        |
| verschiedene Energieträger.....               | 96     |
| CO <sub>2</sub> -Emissionen                   |        |
| Reduktion .....                               | 16     |
| <i>Combined Reforming</i> .....               | 32     |
| Dehydratisierung.....                         | 38     |
| Diesel .....                                  | 47     |
| Dimethylether                                 |        |
| Dieselersatzkraftstoff .....                  | 61     |
| Dimethylterephthalat.....                     | 56     |
| DME .....                                     | 7      |
| Stromerzeugung.....                           | 37     |
| DMFC                                          |        |
| Direktverstromung.....                        | 94     |
| mobile Anwendung .....                        | 15     |
| portable Anwendung .....                      | 94     |
| Druck-Wechsel-Adsorption.....                 | 31, 42 |
| Emissionen .....                              | 3      |

|                                    |                |
|------------------------------------|----------------|
| CO.....                            | 9              |
| CO <sub>2</sub> .....              | 15             |
| limitierte .....                   | 15             |
| Energieumwandlungsketten .....     | 16             |
| Erdgas                             |                |
| leicht .....                       | 31             |
| Reformierung .....                 | 23             |
| schwer .....                       | 32             |
| Essigsäure.....                    | 56, 57         |
| Ethanol .....                      | 4              |
| Fahrzeuge                          |                |
| mit Brennstoffzellenantrieb .....  | 15             |
| Fischer-Tropsch.....               | 44             |
| <i>Flexible Fuel Vehicle</i> ..... | 4, 10          |
| mit Verbrennungsmotor.....         | 11             |
| Formaldehyd .....                  | 57             |
| gas                                |                |
| <i>associated</i> .....            | 8, 95, 100     |
| <i>flared</i> .....                | 95, 100        |
| <i>remote</i> .....                | 8, 102         |
| <i>stranded</i> .....              | 8, 102         |
| <i>vented</i> .....                | 95, 100        |
| Gas-To-Liquids.....                | 44             |
| Kraftstoffe .....                  | 6              |
| Henry-Koeffizient .....            | 9, 52, 95, 101 |
| <i>Interconnector</i> .....        | 101            |
| Investitionskosten .....           | 25, 35, 37     |
| Kerosin .....                      | 47             |
| Kohlenstoffumsatz .....            | 24             |
| Kohlevergasung .....               | 27             |
| Kraftstoff                         |                |
| alternativer .....                 | 63             |
| aus Synthesegas .....              | 3              |
| Bereitstellung.....                | 1, 2           |

|                                            |            |
|--------------------------------------------|------------|
| Produktion .....                           | 69         |
| regenerativer .....                        | 63         |
| synthetischer .....                        | 44         |
| Versorgung .....                           | 1          |
| Landwirtschaftlich nutzbaren Flächen ..... | 63         |
| LPG .....                                  | 46         |
| M15.....                                   | 10         |
| M85.....                                   | 10         |
| Megaanlagen .....                          | 8, 26, 77  |
| Methanol                                   |            |
| Anlagen .....                              | 25, 30     |
| aus Biomasse.....                          | 63, 64     |
| aus Kohle .....                            | 26         |
| Brandgefahr.....                           | 51         |
| Brennstoffzellenantriebe .....             | 7          |
| DI-Motor .....                             | 11         |
| Eigenschaften .....                        | 4          |
| Folgeprozesse .....                        | 30         |
| Geruchsschwelle.....                       | 51         |
| <i>Grade AA</i> .....                      | 22         |
| Herstellung .....                          | 7          |
| Kolonne.....                               | 36         |
| Kosten .....                               | 37         |
| Kraftstoff.....                            | 6          |
| Mischbarkeit .....                         | 52         |
| Nutzung .....                              | 7          |
| Preis .....                                | 62         |
| Produktion.....                            | 22, 30     |
| Reaktor .....                              | 33         |
| Rohmethanol .....                          | 24         |
| Spezifikationen.....                       | 22         |
| Synthese.....                              | 21, 33, 36 |
| Toxizität .....                            | 52         |
| Verbrennungsmotoren.....                   | 6          |

|                                            |        |
|--------------------------------------------|--------|
| <i>Methanol Fuel Cell Alliance</i> .....   | 18     |
| <i>Methanol to Gasoline</i> .....          | 27     |
| <i>Methanol-To-Propylen</i> .....          | 45     |
| Methylmetacrylat .....                     | 56     |
| MTBE.....                                  | 7, 55  |
| Herstellung .....                          | 9      |
| Verbot .....                               | 57     |
| <i>MtSynfuels</i> <sup>®</sup> .....       | 47     |
| Naphtha.....                               | 41     |
| Notstromaggregate.....                     | 94     |
| Nutzung                                    |        |
| Doppelte, der Reserven .....               | 8      |
| Mehrfach, des CO <sub>2</sub> .....        | 21     |
| Ölimport .....                             | 67     |
| Ölpflanzen                                 |        |
| Pressung, Extraktion .....                 | 65     |
| <i>Partial Zero Emission Vehicle</i> ..... | 4      |
| PEFC .....                                 | 12     |
| Primärenergie                              |        |
| Bedarf.....                                | 15, 16 |
| Propylen .....                             | 45, 61 |
| Rapsölmethylester.....                     | 8      |
| Reformierung                               |        |
| autotherme.....                            | 23     |
| kombinierte .....                          | 23     |
| Rohstoff .....                             | 31     |
| <i>reformulated gasoline</i> .....         | 56     |
| ReFuelNet .....                            | 73     |
| Ressourcen-Nutzung .....                   | 8      |
| Sekundärschadstoffe.....                   | 3      |
| Sequestrierung                             |        |
| CO <sub>2</sub> .....                      | 28     |
| Stilllegungsflächen.....                   | 67     |
| Stöchiometriezahl.....                     | 31     |

|                                               |        |
|-----------------------------------------------|--------|
| Studienvergleich .....                        | 25     |
| Synthesegas                                   |        |
| Erzeugung .....                               | 21     |
| Kosten .....                                  | 30     |
| Tank                                          |        |
| geschlossene Systeme .....                    | 51     |
| Leckagen.....                                 | 56     |
| <i>Tank-To-Wheel</i> .....                    | 17     |
| Umesterung von Pflanzenöl.....                | 8      |
| Verkehrswirtschaftliche Energiestrategie..... | 19     |
| Wasserstoff                                   |        |
| An-Bord Erzeugung.....                        | 14     |
| Bedarf.....                                   | 41     |
| Erzeugung .....                               | 41, 69 |
| Rückgewinnung .....                           | 35     |
| Speicherung .....                             | 13     |
| <i>Well-To-Tank</i> .....                     | 17     |
| <i>Well-To-Wheels</i> .....                   | 15, 17 |
| Zeebrügge.....                                | 59     |
| <i>Zero Emission Vehicle</i> .....            | 4      |



1. **Fusion Theory**

Proceedings of the Seventh European Fusion Theory Conference  
edited by A. Rogister (1998); X, 306 pages  
ISBN: 3-89336-219-3

2. **Radioactive Waste Products 1997**

Proceedings of the 3rd International Seminar on Radioactive Waste Products  
held in Würzburg (Germany) from 23 to 26 June 1997  
edited by R. Odoj, J. Baier, P. Brennecke et al. (1998), XXIV, 506 pages  
ISBN: 3-89336-225-8

3. **Energieforschung 1998**

Vorlesungsmanuskripte des 4. Ferienkurs „Energieforschung“  
vom 20. bis 26. September 1998 im Congressentrum Rolduc und  
im Forschungszentrum Jülich  
herausgegeben von J.-Fr. Hake, W. Kuckshinrichs, K. Kugeler u. a. (1998),  
500 Seiten  
ISBN: 3-89336-226-6

4. **Materials for Advances Power Engineering 1998**

Abstracts of the 6th Liège Conference  
edited by J. Lecomte-Beckers, F. Schubert, P. J. Ennis (1998), 184 pages  
ISBN: 3-89336-227-4

5. **Materials for Advances Power Engineering 1998**

Proceedings of the 6th Liège Conference  
edited by J. Lecomte-Beckers, F. Schubert, P. J. Ennis (1998),  
Part I XXIV, 646, X pages; Part II XXIV, 567, X pages; Part III XXIV, 623, X  
pages  
ISBN: 3-89336-228-2

6. **Schule und Energie**

1. Seminar Energiesparen, Solarenergie, Windenergie. Jülich, 03. und  
04.06.1998  
herausgegeben von P. Mann, W. Welz, D. Brandt, B. Holz (1998), 112 Seiten  
ISBN: 3-89336-231-2

7. **Energieforschung**

Vorlesungsmanuskripte des 3. Ferienkurses „Energieforschung“  
vom 22. bis 30. September 1997 im Forschungszentrum Jülich  
herausgegeben von J.-Fr. Hake, W. Kuckshinrichs, K. Kugeler u. a. (1997),  
505 Seiten  
ISBN: 3-89336-211-8

8. **Liberalisierung des Energiemarktes**

Vortragsmanuskripte des 5. Ferienkurs „Energieforschung“  
vom 27. September bis 1. Oktober 1999 im Congressentrum Rolduc und  
im Forschungszentrum Jülich  
herausgegeben von J.-Fr. Hake, A. Kraft, K. Kugeler u. a. (1999), 350 Seiten  
ISBN: 3-89336-248-7

9. **Models and Criteria for Prediction of Deflagration-to-Detonation Transition (DDT) in Hydrogen-Air-Steam-Systems under Severe Accident Conditions**

edited by R. Klein, W. Rehm (2000), 178 pages  
ISBN: 3-89336-258-4

10. **High Temperature Materials Chemistry**

Abstracts of the 10<sup>th</sup> International IUPAC Conference, April 10 - 14 2000, Jülich  
edited by K. Hilpert, F. W. Froben, L. Singheiser (2000), 292 pages  
ISBN: 3-89336-259-2

11. **Investigation of the Effectiveness of Innovative Passive Safety Systems for Boiling Water Reactors**

edited by E. F. Hicken, K. Verfondern (2000), X, 287 pages  
ISBN: 3-89336-263-0

12. **Zukunft unserer Energieversorgung**

Vortragsmanuskripte des 6. Ferienkurs „Energieforschung“  
vom 18. September bis 22. September 2000 im Congressentrum Rolduc und  
im Forschungszentrum Jülich  
herausgegeben von J.-Fr. Hake, S. Vögele, K. Kugeler u. a. (2000),  
IV, 298 Seiten  
ISBN: 3-89336-268-1

**13. Implementing Agreement 026**

For a programme of research, development and demonstration on advances fuel cells

**Fuel Cell Systems for Transportation**

Annex X. Final Report 1997 - 1999

edited by B. Höhle; compiled by P. Biedermann (2000), 206 pages

ISBN: 3-89336-275-4

**14. Vorgespannte Guß-Druckbehälter (VGD) als berstsichere Druckbehälter für innovative Anwendungen in der Kerntechnik**

Prestressed Cast Iron Pressure Vessels as Burst-Proof Pressure Vessels for Innovative Nuclear Applications

von W. Fröhling, D. Bounin, W. Steinwarz u. a. (2000) XIII, 223 Seiten

ISBN: 3-89336-276-2

**15. High Temperature Materials Chemistry**

Proceedings of the 10<sup>th</sup> International IUPAC Conference

held from 10 to 14 April 2000 at the Forschungszentrum Jülich, Germany

Part I and II

edited by K. Hilpert, F. W. Froben, L. Singheiser (2000), xvi, 778, VII pages

ISBN: 3-89336-259-2

**16. Technische Auslegungskriterien und Kostendeterminanten von SOFC- und PEMFC-Systemen in ausgewählten Wohn- und Hotelobjekten**

von S. König (2001), XII, 194 Seiten

ISBN: 3-89336-284-3

**17. Systemvergleich: Einsatz von Brennstoffzellen in Straßenfahrzeugen**

von P. Biedermann, K. U. Birnbaum, Th. Grube u. a. (2001), 185 Seiten

ISBN: 3-89336-285-1

**18. Energie und Mobilität**

Vorlesungsmanuskripte des 7. Ferienkurs „Energieforschung“

vom 24. September bis 28. September 2001 im Congressentrum Rolduc und im Forschungszentrum Jülich

herausgegeben von J.-Fr. Hake, J. Linßen, W. Pfaffenberger u. a. (2001), 205 Seiten

ISBN: 3-89336-291-6

19. **Brennstoffzellensysteme für mobile Anwendungen**  
von P. Biedermann, K. U. Birnbaum, Th. Grube u. a. (2002)  
PDF-Datei auf CD  
ISBN: 3-89336-310-6
  
20. **Materials for Advances Power Engineering 2002**  
Abstracts of the 7th Liège Conference  
edited by J. Lecomte-Beckers, M. Carton, F. Schubert, P. J. Ennis (2002),  
c. 200 pages  
ISBN: 3-89336-311-4
  
21. **Materials for Advances Power Engineering 2002**  
Proceedings of the 7th Liège Conference  
Part I, II and III  
edited by J. Lecomte-Beckers, M. Carton, F. Schubert, P. J. Ennis (2002),  
XXIV, 1814, XII pages  
ISBN: 3-89336-312-2
  
22. **Erneuerbare Energien: Ein Weg zu einer Nachhaltigen Entwicklung?**  
Vorlesungsmanuskripte des 8. Ferienkurs „Energieforschung“  
vom 23. bis 27. September 2002 in der Jakob-Kaiser-Stiftung, Königswinter  
herausgegeben von J.-Fr. Hake, R. Eich, W. Pfaffenberger u. a. (2002),  
IV, 230 Seiten  
ISBN: 3-89336-313-0
  
23. **Einsparpotenziale bei der Energieversorgung von Wohngebäuden durch Informationstechnologien**  
von A. Kraft (2002), XII, 213 Seiten  
ISBN: 3-89336-315-7
  
24. **Energieforschung in Deutschland**  
Aktueller Entwicklungsstand und Potentiale ausgewählter nichtnuklearer  
Energietechniken  
herausgegeben von M. Sachse, S. Semke u. a. (2002), II, 158 Seiten,  
zahlreiche farb. Abb.  
ISBN: 3-89336-317-3
  
25. **Lebensdaueranalysen von Kraftwerken der deutschen Elektrizitäts-  
wirtschaft**  
von A. Nollen (2003), ca. 190 Seiten  
ISBN: 3-89336-322-X

**26. Technical Session: Fuel Cell Systems of the World Renewable Energy Congress VII**

Proceedings

edited by D. Stolten and B. Emonts (2003), VI, 248 pages

ISBN: 3-89336-332-7

**27. Radioactive Waste Products 2002 (RADWAP 2002)**

Proceedings

edited by R. Odoj, J. Baier, P. Brennecke and K. Kühn (2003), VI, 420 pages

ISBN: 3-89336-335-1

**28. Methanol als Energieträger**

von B. Höhle, Th. Grube, P. Biedermann u. a. (2003), XI, 109 Seiten

ISBN: 3-89336-338-6

Forschungszentrum Jülich  
*in der Helmholtz-Gemeinschaft*



**Band / Volume 28**  
**ISBN 3-89336-338-6**

**Energietechnik**  
**Energy Technology**