

Aktenzeichen IV-7 – 042 600 003 G

# ABSCHLUSSBERICHT

## WaStraK NRW „Einsatz der Wasserstofftechnologie in der Abwasserbeseitigung“ - Phase I

Band I: Kompendium Wasserstoff

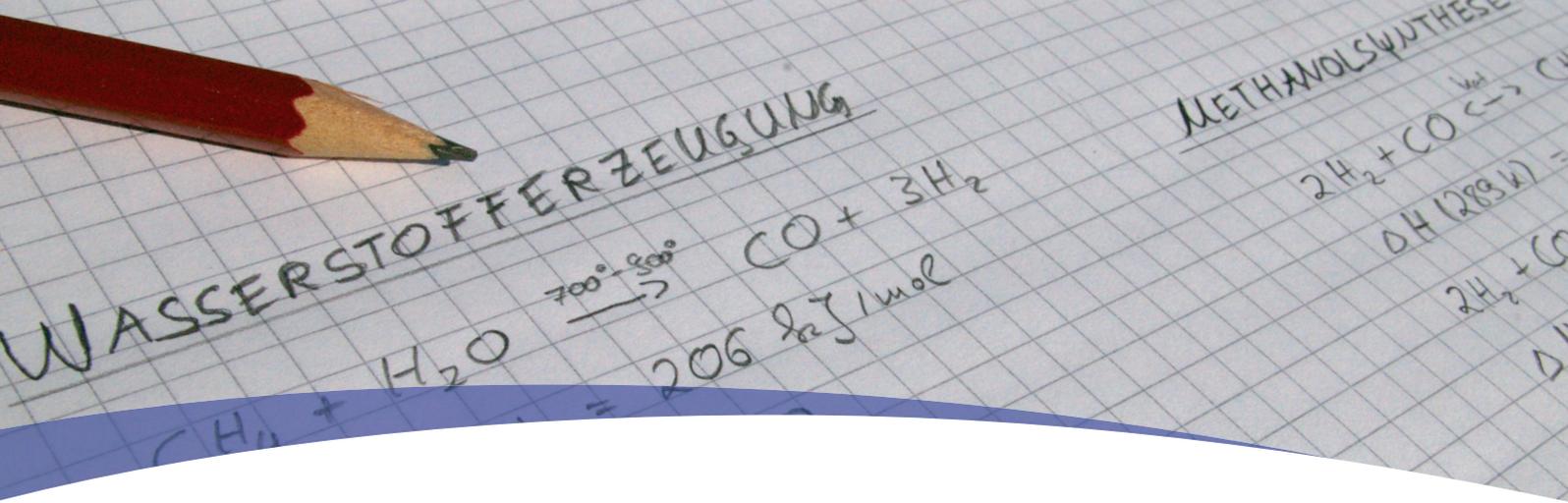
Im Auftrag von:

Ministerium für Klimaschutz, Umwelt,  
Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz  
des Landes Nordrhein-Westfalen



Projektpartner:





Aktenzeichen IV-7 – 042 600 003 G

# WaStrAK NRW „Einsatz der Wasserstofftechnologie in der Abwasserbeseitigung“ - Phase I

Band I: Kompendium Wasserstoff

ABSCHLUSSBERICHT

Aachen, im April 2012  
FiW an der RWTH Aachen

Dr.-Ing. F.-W. Bolle



## Projektbearbeitung

### Institution

Forschungsinstitut für Wasser- und Abfallwirtschaft  
an der RWTH Aachen (FiW) e.V.  
Kackertstraße 15 - 17  
D-52056 Aachen

TUTTAHS & MEYER Ingenieurgesellschaft für  
Wasser-, Abwasser- und Energiewirtschaft mbH  
Bismarckstr. 2-8  
D-52066 Aachen

Ingenieurbüro Redlich und Partner GmbH  
Beratende Ingenieure für Elektrotechnik  
Rheingauer Straße 9  
D-65388 Schlangenbad

Emschergenossenschaft  
Kronprinzenstraße 24  
D-45128 Essen

### Bearbeiter

Dr.-Ing. Friedrich-Wilhelm Bolle  
Dipl.-Ing. Kristoffer Genzowsky  
Dipl.-Ing. Sylvia Gredigk-Hoffmann  
Dipl.-Ing. Michael Reinders  
Dr.-Ing. Henry Riße

Prof. Dr.-Ing. Markus Schröder  
Dr.-Ing. Manja Steinke  
Dipl.-Ing. Bernhard Wöffen

Dipl.-Ing. Frank Illing

Dipl.-Ing. Peter Jagemann  
Dr.-Ing. Karl-Georg Schmelz  
Dipl.-Ing. Patrick Schulte



**INHALTSVERZEICHNIS**

<b>1</b>	<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Einleitung und Zielsetzung.....</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>Technische Möglichkeiten der H<sub>2</sub>-Herstellung und -Speicherung.....</b>	<b>9</b>
3.1	Dampfreformierung zur Herstellung von Wasserstoff .....	10
3.2	Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff .....	14
3.3	Weitere Herstellungsverfahren von Wasserstoff.....	17
3.3.1	Photokatalytische H <sub>2</sub> -Erzeugung .....	17
3.3.2	Kværner-Verfahren.....	18
3.3.3	PEM-Brennstoffzellen.....	18
3.3.4	Solarthermische H <sub>2</sub> -Erzeugung .....	19
3.3.5	Thermochemische Kreisprozesse .....	20
3.3.5.1	Schwefelsäure-Hybrid-Kreisprozess.....	20
3.3.5.2	Schwefel-Iod-Kreisprozess .....	21
3.3.5.3	Metalloxid-Kreisprozess .....	22
3.3.6	Pyrolyse und Vergasung von Biomasse .....	23
3.3.7	Biochemische Herstellung von Wasserstoff.....	24
3.3.8	Bioelektrochemische Wasserstoffproduktion (MEC) .....	25
3.4	Wasserstoffspeicherung.....	26
3.4.1	Druckspeicher .....	27
3.4.2	Flüssiggasspeicherung und Wasserstoffverflüssigung .....	29
3.4.3	Feststoffspeicher (Hydride) .....	33
3.4.4	Wasserstoffpipelines .....	34
3.4.4.1	Pipeline der Air-Liquide in NRW .....	34
3.4.4.2	Pipeline der Linde AG in Leuna .....	34
3.4.4.3	Pipelinebetrieb.....	35
3.4.5	Sonstige Wasserstoffspeichermöglichkeiten.....	36
3.4.5.1	Methansynthese aus elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff	37
3.4.5.2	Methanherstellung aus Calciumcarbonat und Wasserstoff	39
<b>4</b>	<b>Technische Möglichkeiten der H<sub>2</sub>-Nutzung auf Kläranlagen.....</b>	<b>40</b>
4.1	Stationäre Nutzung .....	40
4.1.1	Brennstoffzellen .....	40
4.1.1.1	Alkalische Brennstoffzelle (AFC) .....	41
4.1.1.2	Protonen-Austausch-Membran-Brennstoffzelle (PEMFC)...	42
4.1.1.3	Direktmethanol-Brennstoffzelle (DMFC) .....	44
4.1.1.4	Phosphorsäure-Brennstoffzelle (PAFC).....	44
4.1.1.5	Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (MCFC).....	45
4.1.1.6	Direktbrennstoffzellen (DFC) mit integrierter H <sub>2</sub> -Gewinnung	46

4.1.1.7	Oxidkeramische Brennstoffzelle (SOFC) .....	47
4.1.1.8	Zusammenstellung der Brennstoffzellen-Varianten .....	48
4.1.2	Eignung unterschiedlicher Arten von Brennstoffzellen für den Einsatz im Abwasserreinigungsprozess .....	49
4.1.3	Mikrobielle Brennstoffzelle (MFC).....	53
4.1.3.1	Thermodynamische Grundlagen .....	55
4.1.3.2	Leerlaufspannung (OCV).....	56
4.1.3.3	Spannungsverluste.....	57
4.1.3.4	Elektrodenpotential.....	58
4.1.3.5	Leistung der MFC .....	58
4.1.3.6	Leistungsdichte .....	59
4.1.3.7	Coulomb'sche Effizienz .....	59
4.1.3.8	Behandlungseffizienz .....	60
4.1.3.9	Energieeffizienz.....	61
4.1.3.10	Wachstumsrate der Biomasse .....	61
4.1.3.11	CSB-Bilanz.....	62
4.1.3.12	Einsatzmöglichkeiten der MFC auf Kläranlagen .....	62
4.1.4	Wasserstoff-Verbrennungskraftmaschinen .....	64
4.2	Mobile Nutzung .....	66
4.2.1	H <sub>2</sub> -Speicherung .....	66
4.2.1.1	H <sub>2</sub> -Tankstellen.....	66
4.2.1.2	H <sub>2</sub> -Fahrzeugspeicher.....	67
4.2.2	H <sub>2</sub> -Verbrennungsmotor in Fahrzeugen .....	68
4.2.3	H <sub>2</sub> -Brennstoffzellen in Fahrzeugen .....	69
4.2.4	Methanol-Brennstoffzellen in Fahrzeugen .....	69
<b>5</b>	<b>Bestehende Projekte zum Wasserstoff- und Brennstoffzelleneinsatz in der Abwasserwirtschaft .....</b>	<b>70</b>
5.1	Nationale Projekte.....	70
5.1.1	Kläranlage Barth (PEMFC-Bus).....	70
5.1.2	Kläranlage Stuttgart-Möhringen (MCFC) .....	71
5.1.3	Kläranlage Bottrop, Projekt EuWaK.....	72
5.1.4	Kläranlage Köln-Rodenkirchen (PAFC) .....	75
5.1.5	Kläranlage Kohlfurth (MCFC) .....	77
5.1.6	Kläranlage Moosburg/Leonberg (MCFC).....	80
5.1.7	Kläranlage Ahlen (MCFC) .....	81
5.1.8	Zusammenstellung nationaler Brennstoffzellenprojekte.....	83
5.2	Internationale Entwicklungen.....	83
5.2.1	Wasserelektrolyse-Technologie auf Kläranlagen.....	83
5.2.2	Faulgasrefomierung .....	84

5.2.2.1	Brennstoffzellenbetrieb auf Basis von Klär- und Biogas.....	85
<b>6</b>	<b>Wirtschaftlichkeitsbewertung für vorliegende Erfahrungen.....</b>	<b>88</b>
6.1	Wasserstoffherstellung.....	88
6.1.1	Dampfreformierung.....	89
6.1.2	Wasserelektrolyse.....	93
6.2	Wasserstoffspeicherung.....	96
6.2.1	Kompression und Druckgasspeicherung.....	96
6.2.2	Wasserstoffverflüssigung und Flüssiggasspeicherung.....	98
6.2.3	Hydridspeicher.....	99
6.3	Wasserstofftransport und -verteilung in Tankstellen.....	99
6.3.1	Wasserstofftransport in Trailern.....	99
6.3.2	Wasserstoffverteilung in Pipelines.....	100
6.3.3	Wasserstofftankstellen.....	102
6.4	Energetische Wasserstoffnutzung.....	103
6.4.1	Energienutzung in Brennstoffzellen.....	103
6.4.2	Energienutzung in konventionellen Gasmotoren.....	104
6.5	Kostenzusammenstellung für Erzeugung, Speicherung, Transport und Nutzung regenerativ erzeugten Wasserstoffs.....	105
6.6	Kosten von Wasserstoffprojekten auf Kläranlagen.....	106
<b>7</b>	<b>Einsatzkriterien für den Einsatz der Wasserstofftechnologie auf Kläranlagen ....</b>	<b>108</b>
<b>8</b>	<b>Rechtsvorgaben, Lenkungs- und Fördermaßnahmen.....</b>	<b>115</b>
8.1	Allgemeines.....	115
8.2	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien.....	117
8.3	Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich.....	118
8.4	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung.....	119
8.5	Stromsteuergesetz.....	119
8.6	Energiesteuergesetz.....	120
<b>9</b>	<b>Optimierungspotentiale und Handlungsbedarf zur Implementierung der H<sub>2</sub>-Technologie auf Kläranlagen in NRW.....</b>	<b>122</b>
9.1	Triebfedern und Potentiale zur Implementierung der H <sub>2</sub> -Technologie.....	122
9.1.1	Entwicklungspotentiale und Forschungsbedarf.....	123
9.1.2	Politische und rechtliche Optimierungspotentiale.....	127
9.1.3	Ökonomische Optimierungspotentiale.....	130
9.1.4	Ökologische Optimierungspotentiale.....	132
9.2	Zusammenfassender Handlungsbedarf und Empfehlungen.....	134
<b>10</b>	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>136</b>

**VERZEICHNIS DER BILDER**

Bild 1-1:	Schematische Darstellung der Abhängigkeiten von politischen, technischen, wirtschaftlichen sowie gesellschaftlichen Interessen im Kontext der Wasserstofftechnologie .....	4
Bild 2-1:	Prognose der fossilen Ressourcenentwicklung bis zum Jahr 2050 [1].....	5
Bild 2-2:	Übersicht über die Produktionsmöglichkeiten und die wesentlichen Wasserstoffnutzungspfade auf Kläranlagen .....	7
Bild 3-1:	Energieumwandlungsschritte der nicht-fossilen H <sub>2</sub> -Herstellung [4].....	9
Bild 3-2:	Reformer in Ansicht und Draufsicht [7].....	11
Bild 3-3:	Prinzipzeichnung Reformerrohr (Kat1: HCS34, Kat2: G90B) [7].....	12
Bild 3-4:	Wasserelektrolyseur der Fa. Hydrogenics HySTAT 60 [10].....	16
Bild 3-5:	Schema der photokatalytischen Wasserstofferzeugung [13] .....	18
Bild 3-6:	Schematische Darstellung eines Solarturmsystems .....	19
Bild 3-7:	Schema des Schwefelsäure-Hybrid-Kreislaufs [15].....	21
Bild 3-8:	Schema des Schwefel-Iod-Kreisprozesses [15] .....	22
Bild 3-9:	Schematische Darstellung der Biomassevergasung nach [16] .....	23
Bild 3-10:	a) Verfahrensfliessbild MEC-Pilotanlage, b) Reaktor der Pilotanlage, c) geöffneter Reaktor der Pilotanlage [24].....	26
Bild 3-11:	Energiedichten von Wasserstoff im Vergleich zu anderen Energiespeichern (Bildquelle: Martin Teichmann).....	27
Bild 3-12:	Vergleich Pumpspeicherwerk und Wasserstoffspeicher nach [28].....	29
Bild 3-13:	Flüssigwasserstoffspeicher für Fahrzeuge [29] .....	30
Bild 3-14:	Stationäre Flüssigwasserstofftanks (Tankstelle München und Demoprojekt Schifftransport 60 m <sup>3</sup> LH <sub>2</sub> [5]) .....	30
Bild 3-15:	Theoretischer und praktisch erreichbarer spezifischer Energieverbrauch von Wasserstoffverflüssigern in Abhängigkeit der Anlagenkapazität [32] ..	32
Bild 3-16:	Metallhydridspeicher mit Parker Schnellverschluss [33] .....	33
Bild 3-17:	Wasserstoff-Pipelinennetz der Air Liquide in NRW, Länge: 240 km [4] .....	34
Bild 3-18:	Leitungsverlauf der Wasserstoffpipeline in Sachsen-Anhalt [35] .....	35
Bild 3-19:	Konvertierungsraten und Volumenabnahme bei der Methansynthese [38]	38
Bild 3-20:	Schema der Energiespeicherung durch aus Wasserstoff synthetisch hergestelltem Methan [39].....	39
Bild 4-1:	Wirkungsprinzip einer AFC [44].....	42
Bild 4-2:	Wirkungsgrade von Brennstoffzellen im Vergleich mit anderen Stromerzeugern nach [52].....	50
Bild 4-3:	Spannungspotential der Atmungskette [69].....	53
Bild 4-4:	Schema der Zellatmungskette [70].....	54
Bild 4-5:	Prinzip einer MFC [71] .....	55
Bild 5-1:	PEM-Midibus der Proton-Motor-Fuel [4].....	71
Bild 5-2:	Lage der Kläranlage Stuttgart-Möhringen [104].....	71
Bild 5-3:	MCFC-HotModule auf der Kläranlage Stuttgart-Möhringen [104] .....	72

Bild 5-4:	Anlieferung der Wasserstoff- und Biomethanaufbereitungsanlage auf der KA Bottrop am 27.08.2007 (eigenes Bild) .....	73
Bild 5-5:	Biomethan-Gastankstelle an der KA Bottrop (eigenes Bild).....	74
Bild 5-6:	Wasserstoff-BHKW im Container am Schulzentrum in der Welheimer Mark (eigenes Bild) .....	74
Bild 5-7:	Sankey-Diagramm der Stoffströme in der Gasaufbereitungsanlage EuWaK75	
Bild 5-8:	PAFC Typ PC 25C auf der Kläranlage Köln-Rodenkirchen [106] .....	75
Bild 5-9:	Blockschema der Gasreinigungsanlage Rodenkirchen [106].....	76
Bild 5-10:	Verfahrensbild der PAFC-Brennstoffzellenanlage Rodenkirchen [107].....	77
Bild 5-11:	Installierte Gasreinigungsanlage auf der Kläranlage Wuppertal-Kohlfurth [108].....	78
Bild 5-12:	Transportabler MCFC-Teststand auf der Kläranlage Wuppertal-Kohlfurth [108].....	79
Bild 5-13:	Vergleich Reformatzusammensetzung („trocken“) für Erdgas und Faulgas [108].....	80
Bild 5-14:	Hochtemperaturbrennstoffzelle der KA Moosburg [109] .....	81
Bild 5-15:	MCFC der Kläranlage Ahlen [48].....	82
Bild 6-1:	Spezifische Aufbereitungskosten für die CO <sub>2</sub> -Abtrennung aus Faulgas [107]	88
Bild 6-2:	Spezifische Investitionskosten für PSA-Anlagen zur Biomethanproduktion in Abhängigkeit von der Anlagengröße [128].....	89
Bild 6-3:	Anteilige Biomethankosten je kg H <sub>2</sub> als Funktion der Biomethanpreise .....	91
Bild 6-4:	Spezifische Wasserstoffkosten einer zentralen Dampfreformierungsanlage mit einer Kapazität von 300 kW <sub>H<sub>2</sub></sub> .....	92
Bild 6-5:	Spezifische Wasserstoffkosten einer Zentralen Dampfreformierungsanlage mit einer Kapazität von 150 MW <sub>H<sub>2</sub></sub> .....	92
Bild 6-6:	Spezifische Stromkostenanteile je kg H <sub>2</sub> in Abhängigkeit vom Wirkungsgrad der Wasserelektrolyse sowie den spezifischen Strompreisen .....	94
Bild 6-7:	Spezifische Wasserstoffkosten eines 500 kW-Wasserelektrolyseurs in Abhängigkeit der Vollastbetriebsstunden.....	95
Bild 6-8:	Spezifische Wasserstoffkosten eines 60 MW-Wasserelektrolyseurs in Abhängigkeit der Vollastbetriebsstunden.....	96
Bild 6-9:	Spezifische Kosten zur Speicherung einer kWh Strom in Großspeichern [131].....	97
Bild 8-1:	Allgemeine Übersicht der Regelwerke und deren Hierarchie [135].....	116
Bild 9-1:	Schematische Darstellung der Triebkräfte zur Implementierung der Wasserstofftechnologie .....	122
Bild 10-1:	Gewichte von nahtlosen Rohrleitungen (Hochdruck) aus Rohrtabellen .....	VI
Bild 10-2:	Gewichte von nahtlosen Rohrleitungen (Mitteldruck) aus Rohrtabellen ....	VII
Bild 10-3:	Rohrleitungskosten für H <sub>2</sub> -Mitteldrucksystem mit Kostenkurven nach [26] sowie Kostenangaben nach [32] .....	VIII
Bild 10-4:	Kapazitäten von Mitteldruckpipelines (25 bar) bei rund 15 m/s Fließgeschwindigkeiten .....	VIII

## VERZEICHNIS DER TABELLEN

Tabelle 3-1:	Wasserstoffherstellung in Deutschland und der Welt in Milliarden $m_N^3$ [5].	10
Tabelle 3-2:	Gaszusammensetzung bei der Erdgas-Dampfreformierung für S/C = 3, 16 bar, 820 °C [6].	13
Tabelle 3-3:	Auswirkungen von Druck, SC, Last und Temperatur auf $H_2$ -Ausbeute, Rest- $CH_4$ und Rest-CO sowie Heizenergie bei der Dampfreformierung [6].	13
Tabelle 3-4:	Zusammensetzung [%] und Heizwert [ $MJ/m_N^3$ ] von Biogas sowie Produktgasen der Vergasung.	24
Tabelle 3-5:	Energiedichte von Wasserstoff im Vergleich zu Benzin und Erdgas.	27
Tabelle 4-1:	Basisdaten zu den Brennstoffzellen-Varianten [51].	49
Tabelle 4-2:	repräsentative Zusammensetzung von Faulgas und Anforderungen an die Faulgasreinigung [42].	51
Tabelle 5-1:	In Deutschland realisierte Brennstoffzellen für die Klärgasnutzung.	83
Tabelle 5-2:	Projektdateen Greenlysis.	84
Tabelle 5-3:	Projektdateen Biocell.	85
Tabelle 5-4:	International realisierte Brennstoffzellenprojekte im Bereich der Klär- und Biogasnutzung.	87
Tabelle 6-1:	Investitions- und Betriebskosten von Dampfreformierungsanlagen zur Wasserstoffherzeugung [32].	90
Tabelle 6-2:	Ausgangsdaten für die Kalkulation spezifischer $H_2$ -Kosten in Bild 6-4 und Bild 6-5.	91
Tabelle 6-3:	Investitions- und Betriebskosten von Wasserstoff-Wasserelektrolyseuren mit Gasreinigung nach [32].	93
Tabelle 6-4:	Ausgangsdaten der Kalkulation spezifischer $H_2$ -Kosten für die Wasserelektrolyse in Bild 6-7 und Bild 6-8.	95
Tabelle 6-5:	Spezifische Kosten von Druckgasspeichern.	96
Tabelle 6-6:	Investitionskosten von Wasserstoffverflüssigungsanlagen [32].	98
Tabelle 6-7:	Berechnung Transportkosten für $CGH_4$ [130].	100
Tabelle 6-8:	Kosten der Wasserstoffrohrleitung im EuWaK-Projekt (brutto, ohne Förderung).	101
Tabelle 6-9:	Tankstellen-Investitionskostenbereiche [130].	102
Tabelle 6-10:	Wärmegutschriften für Brennstoffzellen und BHKW bezogen auf die elektrisch erzeugte Energie.	103
Tabelle 6-11:	Spezifische Kosten der Wasserstofftechnologie nach Bereichen und Teilprozessen.	106
Tabelle 7-1:	Zuordnung der Wasserstoffproduktionskapazitäten zu Kläranlagenanschlussgrößen.	109
Tabelle 9-1:	Optimierungspotentiale der technologischen Entwicklungen und Möglichkeiten zur Wasserstoffherzeugung und –nutzung auf Kläranlagen.	126

Tabelle 9-2:	Optimierungspotentiale der politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen zur Wasserstofferzeugung und –nutzung auf Kläranlagen.....	129
Tabelle 9-3:	Optimierungspotentiale der ökonomischen Rahmenbedingungen zur Wasserstofferzeugung und –nutzung auf Kläranlagen .....	131
Tabelle 9-4:	Optimierungspotentiale der ökologischen Auswirkungen bei der Wasserstofferzeugung und –nutzung auf Kläranlagen .....	133
Tabelle 10-1:	Zuschlagskalkulation auf der Basis von Graben- und Rohrkosten.....	IV
Tabelle 10-2:	Aufwandszahlen für Grabenaushub nach [142].....	V
Tabelle 10-3:	Berechnete Wasserstoffpipelinekosten (DN 100 bis DN 600; Mitteldruck) inklusive Nebenkosten .....	VII
Tabelle 10-4:	Kapitalkosten, Kapazitäten und daraus hergeleitete spezifische Transportkosten nach vorgenannten eigenen Berechnungen .....	IX
Tabelle 10-5:	Kosten für Herstellung und Transport von Wasserstoff [143].....	X

**ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS**

<b>Kürzel</b>	<b>Erläuterung</b>	<b>Einheit</b>
\$	US-Dollar, Währungseinheit USA	
%	Prozent	
$\epsilon_{CB}$	Coulomb'sche Effizienz	[-]
$\epsilon_E$	Energieeffizienz	[-]
$\eta$	Wirkungsgrad	
$\eta$	Überspannung	[V]
$\lambda$	Stöchiometrisches Brennstoffverhältnis	[-]
$\Pi$	Produkt über die Aktivitäten der einzelnen beteiligten Reaktanden	
$\varphi$	CSB-Abbau durch Nebenprozesse	[-]
$\Delta_{CSB}$	Änderung der CSB-Konzentration	[mg/L]
$\Delta G_r$	freie Enthalpie	[J]
$\Delta G_r^0$	freie Enthalpie unter Standardbedingungen	[J]
$\Delta H_r$	Reaktionsenthalpie	[kJ/mol]
°C	Grad Celsius	[°C]
$\mu\text{m}$	Mikrometer	
€	Euro, Europäische Währungseinheit	
a	Jahr	[a]
$A_{An}$	Anodenfläche	[m <sup>2</sup> ]
ADP	Adenosindiphosphat	
AFC	Alkaline Fuel Cell - Alkalische Brennstoffzelle	
Ag	Silber	
AG	Aktiengesellschaft	
AgCl	Silberchlorid	
Al	Aluminium	
$Al_2O_3$	Aluminiumoxid	
ATP	Adenosintriphosphat	
Au	Gold	
b	Zahl der übertragenen Elektronen pro Molekül	
bar	Druck in bar	
BASF	BASF-AG, vormals Badische Anilin- und Sodafabrik	
BauO NRW	Bauordnung für das Land Nordrhein-Westfalen, Landesbauordnung	
BetrSichV	Betriebssicherheitsverordnung	
BGA	Biogasaufbereitungsanlage	

Kürzel	Erläuterung	Einheit
BGR	Berufsgenossenschaftliche Regeln	
BHKW	Blockheizkraftwerk	
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz	
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung	
bte	Beratungsteam Energie und Verfahrenstechnik	
BZ	Brennstoffzelle	
C	Coulomb	
C	Kohlenstoff	
ca.	circa	
Ce	Chemisches Element Cer (auch Zer bzw. Cerium genannt)	
CETaqua	Centro Tecnológico Aqua, Forschungsinstitut in Spanien, Barcelona	
CGH <sub>2</sub>	Wasserstoff, gasförmig, komprimiert	
CH <sub>3</sub> OH	Methanol	
CH <sub>4</sub>	Methan	
CIRSEE	Centre International de Recherche sur l'Eau et l'Environnement	
cm	Zentimeter	
C <sub>n</sub> H <sub>m</sub>	Kohlenwasserstoff-Verbindungen	
CO	Kohlenstoffmonoxid	
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid	
CO2RRECT	CO <sub>2</sub> -Reaction using renewable energies and Catalytic Technologies	
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	Carbonat-Ion	
CSB	Chemischer Sauerstoffbedarf	[mg/L]
Cu	Kupfer	
CuZnAl <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Katalysator zusammengesetzt aus Kupfer, Zink und Aluminiumoxid	
d	Tag	
DFC	Direktbrennstoffzelle	
DI	deionisiert	
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.	
DMFC	Direkt-Methanol-Brennstoffzelle	
DWA	Druckwechseladsorption	
DWA	Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V.	
DWV	Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband	

Kürzel	Erläuterung	Einheit
E	Potentialdifferenz	[V]
E	Einwohner	
e <sup>-</sup>	Elektron	
EE	Erneuerbare Energien	
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	
EEWärmeG	Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich	
EG	Emschergenossenschaft, Essen	
EMF	Elektromotorische Kraft	[V]
EnergieStG	Energiesteuergesetz	
EQHHPP	Euro-Québec Hydro-Hydrogen Pilot Project	
et al.	„und andere“	
EU	Europäische Union	
EuWaK	Pilotprojekt <b>E</b> rdgas <b>u</b> nd <b>W</b> asserstoff <b>a</b> us <b>K</b> läranlagen auf der Kläranlage Bottrop	
F	Faraday-Konstante $F = 96487 \text{ C/mol}$	[C/mol]
FC	Brennstoffzelle (Fuel Cell)	
Fe	Eisen	
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Eisen(III)-Oxid	
FLOX	Flammlose Oxidation	
Ga <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Gallium(III)oxid	
GasHDrLtgV	Verordnung über Gashochdruckleitungen	
GBOE	Gigabarrel Öläquivalent (1 GBOE entspricht 1.700 TWh)	
Gew.-%	Gewichtsprozent	
GWh/a	Gigawattstunden pro Jahr	
h	Stunde	
H <sup>+</sup>	Wasserstoff-Ion	
H <sub>2</sub>	Wasserstoff	
H <sub>2</sub> O	Wasser	
H <sub>2</sub> S	Schwefelwasserstoff	
H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	Schwefelsäure	
HCG	Wasserstoffaufbereitungsanlage	
HCN	Cyanwasserstoff	
HD	Hochdruck	
HI	Jod-Wasserstoff	
I	Strom	[A]
I <sub>2</sub>	Iod	

Kürzel	Erläuterung	Einheit
ICI	Imperial Chemical Industries Ltd.	
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle – GuD-Kraftwerk mit integrierter Kohlevergasung	
Ir	Iridium	
J	Joule	
K	Kelvin	
k.A.	keine Angabe	
$K_2CO_3$	Kaliumcarbonat	
KA	Kläranlage	
Kat.	Katalysator	
kg	Kilogramm	
kJ	Kilojoule	
km	Kilometer	
konz.	konzentriert	
kW	Kilowatt	
$kW_{el}$	Kilowatt elektrisch	
kWh	Kilowattstunde	
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung	
KWKG	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung	
L	Liter	
$La_2O_3$	Lanthanoxid	
LaSr	Lanthan-Strontium	
LH <sub>2</sub>	Flüssigwasserstoff (liquid hydrogen)	
$Li_2CO_3$	Lithiumcarbonat	
$LiAlO_2$	Lithiumaluminiumoxid	
LKW	Lastkraftwagen	
ln	Logarithmus naturalis	
LPMEOH	Liquid-Phase-Methanol	
m	Meter	
M	Molmasse	[g/mol]
m	Molmenge	[mol]
m <sup>3</sup>	Kubikmeter	
mA	Milliampere	
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell (Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle)	
MD	Mitteldruck	
MD	Membrandestillation	

Kürzel	Erläuterung	Einheit
M€	Mega-Euro ( $10^6$ Euro)	
MEC	microbial electrolysis cells (Mikrobielle Elektrolysezelle)	
MFC	Mikrobielle Brennstoffzelle	
mg	Milligramm	
MGC	Mitsubishi Gas Chemicals Company	
MgO	Magnesiumoxid	
MH	Metallhydrid	
min	Minute	
Mio.	Millionen ( $10^6$ )	
MJ	Megajoule	
mL	Milliliter	
mm	Millimeter	
MMSA	Methanol Market Services Asia	
$m_N^3$	Normkubikmeter (unter Normbedingungen: 0 °C; 1013,5 hPa)	
$Mn_3O_4$	Mangan(IV)-Oxid	
$MnO_3$	Mangantrioxid	
MO	Metalloxid	
Mo	Molybdän	
MPa	Megapascal, Druckeinheit, 1 MPa = 10 bar	
Mrd.	Milliarden = 1.000.000.000 = $10^9$	
MTU	Motoren- und Turbinen-Union, Friedrichshafen	
MW	Megawatt	
mW	Milliwatt	
MWh	Megawattstunden (= $10^9$ Wh = $10^6$ kWh)	
n	Elektronenzahl pro Reaktion	
$N_2$	Stickstoff	
NAD <sup>+</sup>	Nicotinsäureamid-Adenin-Dinukleotid (oxidiert)	
NADH	Nicotinsäureamid-Adenin-Dinukleotid (reduziert)	
ND	Niederdruck	
$NH_3$	Ammoniak	
NHEG	National Health Education Group	
Ni	Nickel	
$NiAl_2O_3$	Katalysator zusammengesetzt aus Nickel und Aluminiumoxid	
NiO	Nickel(II)-Oxid	
NMDC	Nichtmethankohlenwasserstoffe	

Kürzel	Erläuterung	Einheit
NO <sub>x</sub>	Stickoxide	
NRW	Nordrhein-Westfalen	
O <sub>2</sub>	Sauerstoff	
O <sup>2-</sup>	Sauerstoffion	
OCV	Open Circuit Voltage – Leerlaufspannung	[V]
OH <sup>-</sup>	Hydroxidion	
P	Elektrische Leistung	[W, kW]
p	Druck (Pressure)	[Pa]
PAFC	Phosphorsäure-Brennstoffzelle	
PBI	Polybenzimidazol	
Pd	Palladium	
PEMFC	Protonen-Austausch-Membran-Brennstoffzelle	
Pipeline	Rohrleitung, Rohrleitungsnetz	
PKW	Personenkraftwagen	
ppm	parts per million	
PSA	Pressure Swing Adsorption (= Druckwechseladsorption)	
Pt	Platin	
PV	Photovoltaik	
Q	Ladung	[C]
q	Substratvolumenstrom	[L/h]
R	universale Gaskonstante R = 8,314 J/(mol*K)	[J/(mol*K)]
R	elektrischer Widerstand	[Ω]
R+I – Schema	Rohrleitungs- und Instrumentenschema	
Rh	Rhodium	
RITE	Research Institute of Innovative Technology for the Earth	
Ru	Ruthenium	
S	Stöchiometriefaktor	
S/C	Steam/carbon ratio – Dampf-Kohlenstoffverhältnis	
s	Sekunde	
SHE	Standard Wasserstoff Elektrode	
SiO <sub>2</sub>	Siliziumdioxid	
SO <sub>2</sub>	Schwefeldioxid	
SO <sub>3</sub>	Schwefeltrioxid	
SOFC	Solid Oxid Fuel Cell - Oxidkeramische Brennstoffzelle	
SPS	speicherprogrammierbare Steuerung	

Kürzel	Erläuterung	Einheit
StromStG	Stromsteuergesetz	
STY	Site time yield – Ort-Zeit-Ausbeute	
T	Temperatur	
t	Tonne	
$t_b$	hydraulische Verweilzeit im Batchbetrieb	[d]
TN	Tennessee	
TOF	Turnover Frequency – Wechselzahl	
TRB	Technische Regeln zur Druckbehälterverordnung	
TÜV	Technischer Überwachungsverein	
TWh	Terrawattstunden (= $10^{12}$ Wh = $10^9$ kWh)	
U	Spannung	[V]
u.U.	unter Umständen	
USV	unterbrechungsfreie Stromversorgung	
UTC	United Technologies Corporation, Hartford, Connecticut USA	
V	Volt	
V	Volumen	[m <sup>3</sup> ]
VE-Wasser	voll entsalztes Wasser	
Vol.-%	Volumenprozent	
VPN	Virtual private network	
W	Arbeit	[J]
X	Biomassezunahme	[g CSB]
Y	Wachstumsrate der Biomasse	[g/g]
YO <sub>3</sub>	Yttriumtrioxid	
YSZ	Yttria stabilisiertes Zirkonium	
z.T.	zum Teil	
ZBT	Zentrum für Brennstoffzellentechnik GmbH	
Zn	Zink	
ZnO	Zinkoxid	
Zr	Zirkonium	
ZrO <sub>2</sub>	Zirkoniumdioxid	
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung	

## 1 Zusammenfassung

Sowohl die absehbare Endlichkeit fossiler Brennstoffe als auch die Notwendigkeit des Umwelt- und Klimaschutzes erfordern Innovation für die Energiewirtschaft von morgen. Die Wasserstofftechnologie birgt das Potential, einen großen Teil zur Lösung dieser Problematik beizutragen. Wasserstoff ist in molekularen Verbindungen ubiquitär verfügbar und kann als Speicher regenerativer Energien sowohl als Fahrzeugtreibstoff als auch zur Erzeugung von elektrischer Energie und Wärme eingesetzt werden.

Das hier vorliegende Kompendium Wasserstoff enthält eine umfassende Bestandsaufnahme des aktuellen Standes der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnik und stellt die Anwendungsbereiche der Wasserstoffherzeugung, -Speicherung, -Transport und -Nutzung insbesondere für die Abwasserwirtschaft von ihrer technischen und wirtschaftlichen Seite dar.

Grundsätzlich stehen für die **Erzeugung** von Wasserstoff die Verfahren Dampfreformierung und Wasserelektrolyse zur Verfügung. Sowohl bei der Dampfreformierung als auch bei der Wasserelektrolyse kann auf Kläranlagen Energie in Form von Wasserstoff gespeichert und dieser bei Bedarf vielfältig genutzt werden.

Im Rahmen der Dampfreformierung kann Wasserstoff aus erneuerbaren Energien erzeugt werden, in dem das bei der Schlammfäulung anfallende Faul-/Biogas zunächst gereinigt und anschließend reformiert und aufbereitet wird. Die Wasserelektrolyse bietet durch die Nutzbarmachung überschüssiger regenerativer Energie, insbesondere Windenergie, ebenfalls die Möglichkeit, Wasserstoff aus erneuerbaren Energien zu erzeugen. Ein Standortvorteil für den Einsatz einer Wasserelektrolyse auf Kläranlagen liegt in der Produktion von Reinsauerstoff während des Wasserelektrolyseprozesses. Dieser wird bei der Abwasserreinigung zur Oxidation der organischen Inhaltsstoffe des Abwassers benötigt und kann mit einem geringeren Energieaufwand im Vergleich zur konventionellen Belüftung mit Luftsauerstoff in das Abwasser eingetragen werden. Auch der Aufwand für die Maschinen- und Bautechnik (Beckenvolumen) kann hierdurch evtl. reduziert werden.

Die Speicherung von **Wasserstoff** kann in Druckgas-, Flüssig- oder Hydridspeichern erfolgen. Druckgas- und Flüssigspeicher sind sowohl für die stationäre Nutzung als auch im mobilen Bereich einsetzbar. Für den Druckspeicher ist aufgrund der geringen volumetrischen Energiedichte eine Kompression auf 50 – 700 bar erforderlich. Die Speicherung von flüssigem Wasserstoff erfordert eine Vorkühlung auf 20 °K; flüssiger Wasserstoff besitzt eine deutlich höhere volumetrische Energiedichte als komprimierter Wasserstoff in Druckspeichern. Hydridspeicher sind aufgrund ihres hohen Gewichts lediglich im stationären Bereich einzusetzen. Der derzeitige Entwicklungsstand birgt aufgrund von limitierten Be- und Entladungsvorgängen Optimierungspotential.

Der **Transport** von potentiell auf Kläranlagen erzeugtem Wasserstoff zu möglichen externen Endverbrauchern könnte – sobald ein Pipelinenetz aufgebaut und vorhanden ist – über Wasserstoffpipelines erfolgen. Die Pipelines können neben der Transportfunktion auch Speicherfunktionen übernehmen und ggf. einen Wasserstoffspeicher substituieren.

Die direkte **Nutzung** des erzeugten Wasserstoffs kann auf Kläranlagen sowohl stationär in einer Phosphorsäuren (PA)-, Schmelzcarbon (MC)- oder Festoxid (SO)-Brennstoffzelle bzw. in einem H<sub>2</sub>-Gasmotor als auch mobil in Brennstoffzellenfahrzeugen (PEM-Brennstoffzelle) erfolgen. Die PEM-Brennstoffzelle hat mit einem potentiellen elektrischen Wirkungsgrad von 50-68 % deutliche Vorteile gegenüber dem H<sub>2</sub>-Gasmotor. Der aktuelle Stand der Technik zeigt bisher erreichte elektrische System-Wirkungsgrade von 38-42 %.

Im mobilen Bereich können Kläranlagen künftig aufgrund ihrer gleichmäßigen Verteilung in Deutschland den Aufbau einer dezentralen **Wasserstoffinfrastruktur** in Form einer Wasserstoffversorgung mittels Wasserstofftankstellen auf/an Kläranlagen-Standorten unterstützen.

Neben der oben beschriebenen direkten Nutzung von Wasserstoff können auch weitere Energieträger, z.B. in Form von Methanol (siehe auch Band II zu diesem Vorhaben „Untersuchungen zur Methanolsynthese aus Faulgas“), Erdgas, Biogas, Faulgas und Abwasser, in Brennstoffzellen im mobilen Bereich (PEMFC, DMFC) und stationären Bereich (PEMFC, PAFC, MCFC, SOFC, mikrobielle Brennstoffzelle) auf Kläranlagen eingesetzt werden. Außer der PAFC (Marktprodukt) befinden sich alle weiteren Brennstoffzellen im Bereich der Grundlagenforschung bzw. Demonstrationsbetrieb. Allerdings haben die marktführenden Hersteller die Produktion (MCFC) oder die Weiterentwicklung (PAFC) wegen fehlender Marktperspektive zwischenzeitlich einstellen müssen.

Technische **Optimierungspotentiale**, insbesondere im Bereich der Wirkungsgrade, Speichermöglichkeit sowie Lebensdauer einzelner Komponenten behindern eine breite wirtschaftliche Umsetzung. Die Kosten aktuell am Markt verfügbarer Anlagen und Komponenten für Wasserstoff-Erzeugung, -Speicherung, -Transport sowie -Nutzung sind für eine umfassende Markteinführung noch zu hoch. Zudem sind die bisherigen Erfahrungen gering; es gibt bisher nur wenige Umsetzungsprojekte, die oftmals mit Prototypen und nicht mit Serienprodukten realisiert wurden. Darüber hinaus ergibt sich unter ökologischen und ökonomischen Gesichtspunkten, auch hinsichtlich des Trends steigender Energiepreise ebenfalls noch Bedarf an Forschung und Entwicklung.

Kläranlagen als energetische Großverbraucher, welche in jeder Stadt vorhanden sind, liefern die Möglichkeit, die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie weiter zu etablieren und die konventionelle Kraft-Wärme-Kopplung zu verbessern. Die Rolle der Wasserwirtschaft beim Übergang von einer heute kohlenstoffbasierten zu einer zukünftig möglicherweise wasserstoffbasierten Energieinfrastruktur ist die eines Katalysators; die erfolgreiche Realisierung eines solchen Übergangs ist eine **gesamtgemeinschaftliche Herausforderung**,

die entsprechende politische – vor allem gesetzgeberische – und volkswirtschaftliche Weichenstellungen erfordert.

Für die Wasserwirtschaft ergibt sich zur Unterstützung dieser Entwicklung aktueller Handlungsbedarf zur Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff auf Kläranlagen insbesondere in folgenden Bereichen:

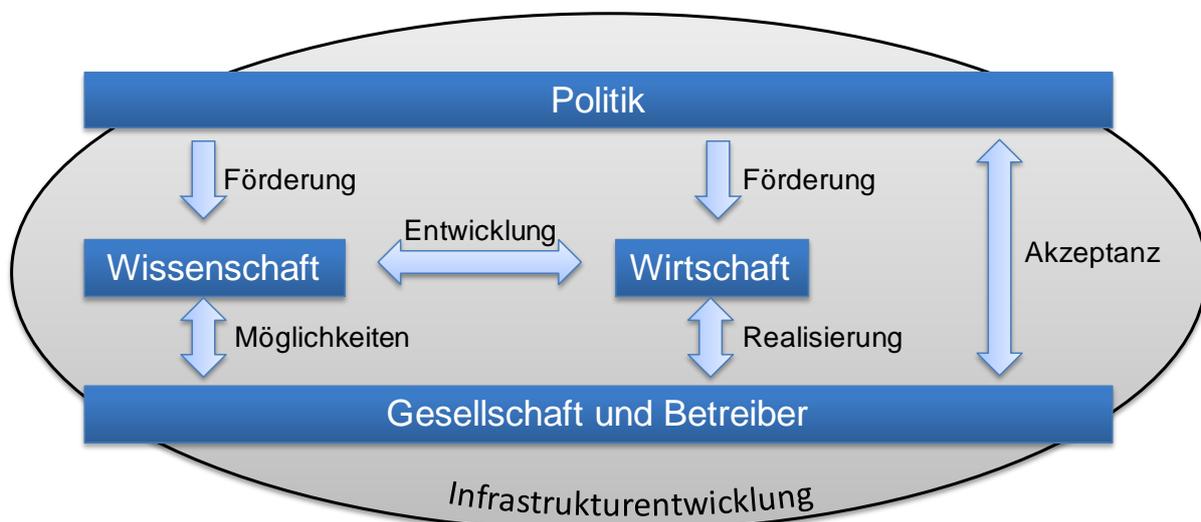
1. Fortführung und Intensivierung der begonnenen sowie Implementierung neuer, weiterführender Wasserstoffdemonstrationsvorhaben
2. Erweiterung der öffentlich geförderten Vorhaben der angewandten Forschung wie bspw. der Einsatz eines mit regenerativer Energiequelle gespeisten Elektrolyseures zur Wasserstofferzeugung und synergetischer Integration der Sauerstoffnutzung in den Abwasserreinigungsprozess. Diese Methodik der Wasserstofferzeugung in Verbindung mit der gleichermaßen ökonomisch und ökologisch synergetischen Sauerstoffnutzung innerhalb der Kläranlage ist ausschließlich in einer Abwasserreinigungsanlage anwendbar und bietet daher eine weite Übertragbarkeit.
3. Bündelung und Auswertung von Erkenntnissen und Erfahrungen etc. aus Demonstrationsvorhaben auf Kläranlagen bezüglich Optimierung von Gesetzen und Verordnungen, insbesondere in Bezug auf Genehmigungsverfahren auch unter enger Zusammenarbeit mit Behördenvertretern. Die bestehenden Gesetze führen faktisch zu einer Benachteiligung wasserstoffbasierter Energiekonzepte. Dies trifft im Bereich der Abwasserreinigung insbesondere die wasserstoffbasierten Alternativen zu konventionellen Faulgasnutzungskonzepten (Faulgas-BHKW). Insoweit werden die Anstrengungen zur Berücksichtigung von wasserstoffbasierten Energiekonzepten in den einschlägigen Gesetzen auch der Abwasserwirtschaft von Nutzen sein können. Damit der Gesetzgeber in die Lage versetzt wird, die erforderlichen Gesetzgebungsänderungen erkennen und umsetzen zu können, ist als notwendige kurzfristige Maßnahme eine Bestandserfassung und -bewertung heute und zukünftig verfügbarer Wasserstoffenergiekonzepte aus regenerativen Quellen angeraten.

Zur Steigerung der Akzeptanz hinsichtlich der Entwicklung und Nutzung muss der Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur, mit entsprechenden Knotenpunkten vorangetrieben werden. Mit dieser politisch geförderten H<sub>2</sub>-Infrastruktur kann der Anreiz zur Verbesserung der Betriebsfähigkeit und Marktverfügbarkeit auf Herstellerseite sowie der Anwendung auf Nutzerseite gesteigert werden.

Zielgerichteter Förderung bedarf es auch auf wissenschaftlicher und wirtschaftlicher Basis, um Anreize zur weiteren Umsetzung zu schaffen. Insbesondere Themenbereiche, welche sich aktuell noch in der Grundlagenforschung befinden, wie z.B. mikrobielle Brennstoffzellen (MFC) bzw. mikrobielle Elektrolyse-Zellen (MEC) oder die photokatalytische

Wasserstoffsynthese besitzen vielversprechendes Potential für die zukünftige Energieversorgung, auch für den Abwassersektor.

Die Weiterentwicklung der anwendungsorientierten Einführung der Wasserstofftechnologie fußt grundsätzlich auf dem Zusammenwirken aller involvierten Interessensgruppen. Auf politischer Ebene muss unter Einbindung der Öffentlichkeit sowie der Betreiber großtechnischer Anlagen eine Akzeptanz hinsichtlich alternativer Energieinfrastrukturen und der Möglichkeiten der Wasserstofftechnologie für die Zukunft geschaffen werden. Gleichzeitig erfordert eine zielgerichtete Forschung und Entwicklung nach aktuellem Stand der Technik weiterhin eine entsprechende staatliche Förderung sowie die Realisierung von Pilot- und Leuchtturm-Projekten. Besonderes Augenmerk muss auf Projekte der Infrastrukturentwicklung gelegt werden, wobei hier der Staat selber zusammen mit unabhängigen Forschungs- und Entwicklungseinrichtungen stärker Akteur sein muss, als in der industriellen Produktforschung und -entwicklung. (s. Bild 1-1).

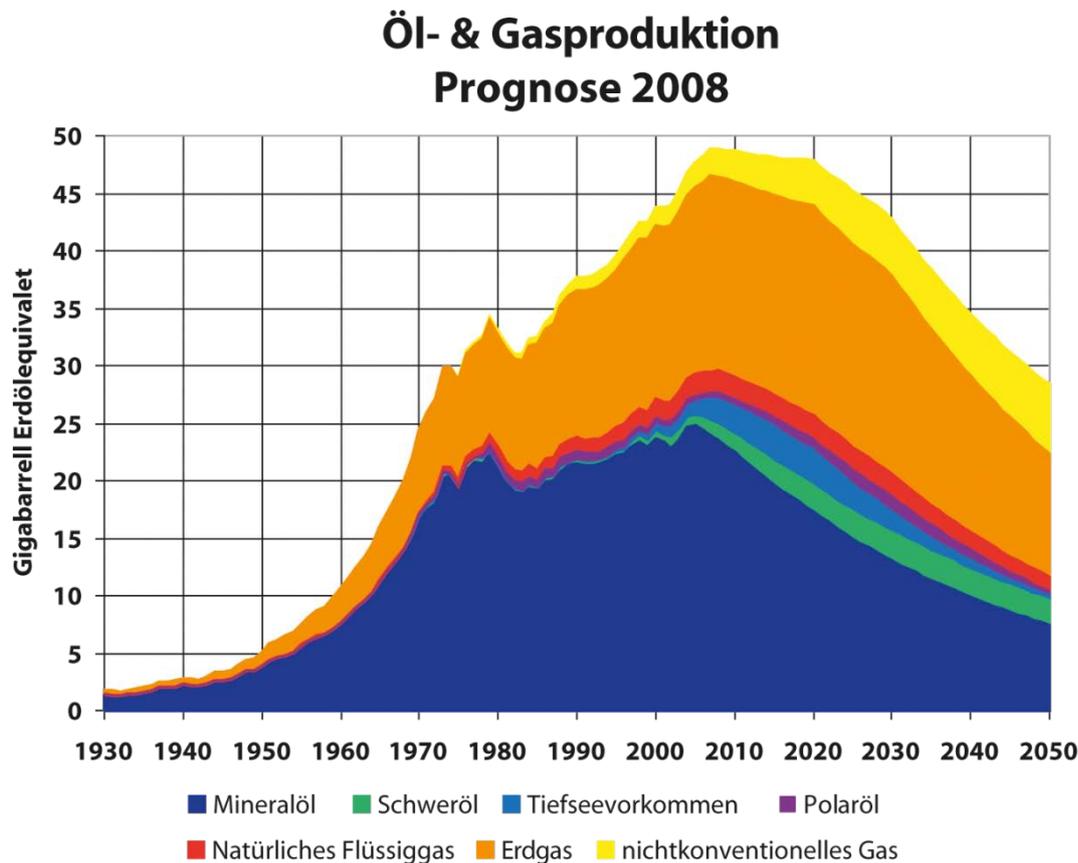


**Bild 1-1:** Schematische Darstellung der Abhängigkeiten von politischen, technischen, wirtschaftlichen sowie gesellschaftlichen Interessen im Kontext der Wasserstofftechnologie

Der Beitrag der Abwasserentsorgung bei Entwicklung und Ausbau der Wasserstoffwirtschaft ist im Wesentlichen auf die Umsetzung von Demonstrationsvorhaben und die Nutzung entwickelter Technologien beschränkt. Auf Kläranlagen liegt allerdings der besondere Vorteil eines weitreichenden Anwendungsfeldes vor, womit die Möglichkeit zur pilothaften Implementierung von Gesamtkonzepten und somit der Abbildung der herausfordernden Schnittstellenanpassung und -optimierung gegeben ist.

## 2 Einleitung und Zielsetzung

Die Erkenntnisse der letzten Jahre zeigen, dass die Energieversorgung, wie die Gesellschaft sie heute kennt, sowohl unter dem Aspekt des Klima- und Umweltschutzes als auch durch die schlichte Endlichkeit fossiler Energieträger in absehbarer Zukunft nicht mehr tragbar sein wird. Bild 2-1 zeigt die prognostizierte Entwicklung der fossilen Rohstoffförderung bis 2050 in Gigabarrel Öläquivalenten pro Jahr (1 GBOE entspricht 1.700 TWh).



**Bild 2-1: Prognose der fossilen Ressourcenentwicklung bis zum Jahr 2050 [1]**

Im Jahr 2008 wurden in Deutschland 65.601 Mio. L Treibstoff durch den Verkehrssektor [2] sowie 637,6 TWh an elektrischer Energie durch Industrie, Gewerbe und Haushalte verbraucht [3]. Die Erzeugung dieser elektrischen Energie erfolgte zu 62 % aus fossilen Brennstoffen, zu 23 % aus Kernenergie und zu 15 % aus regenerativen Quellen [3]. Um den gesamten Energiebedarf in Zukunft nachhaltig und auch wirtschaftlich zu gewährleisten, ist bereits heute die weitergehende Entwicklung und Erschließung regenerativer Energiequellen, -speicher und -nutzungspfade geboten.

Ein Pfad der zukunftsweisenden Energieversorgung liegt in der Wasserstofftechnologie. Wasserstoff (H<sub>2</sub>) wird als idealer Energieträger für die schadstofffreie Energieversorgung und die schadstofffreie Antriebssysteme der Zukunft gesehen. Da Wasserstoff ein Sekundärenergieträger ist, beruht seine Produktion auf der Umwandlung von Verbindungen oder Stoffen unter Nutzung anderer Energiequellen, und seine Nachhaltigkeit entsprechend auf der

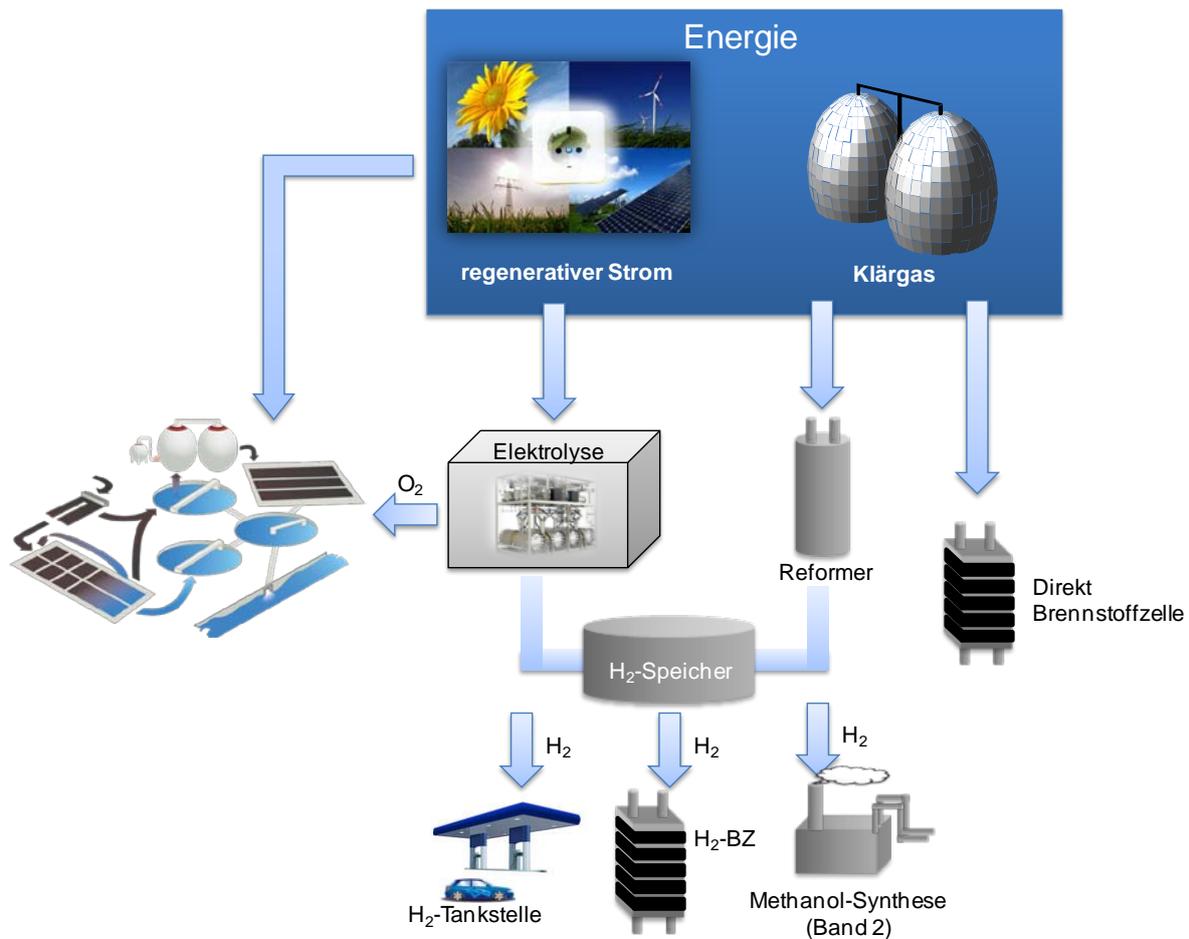
Nutzung regenerativer Energiequellen. Bezogen auf die Entwicklung der Wasserstofftechnologien von der Brennstoffzelle bis zum Fahrzeug werden derzeit an vielen Stellen bedeutende Aktivitäten unternommen, wobei das Land NRW eine führende Position in Deutschland einnimmt.

Unabhängig von vielen Entwicklungs- und Optimierungsanstrengungen verfügbarer Komponenten, die der fundierte Aufbau einer Wasserstoffenergiewirtschaft zukünftig weiterhin erfordern wird, wird ein besonderer Bedarf in der Vernetzung der gesamten Infrastruktur, dem Zusammenspiel der Einzelkomponenten und der Bereitstellung regenerativen Wasserstoffs erkannt. Insbesondere in der Übergangsphase von einer heute kohlenstoffbasierten zu einer zukünftig möglicherweise wasserstoffbasierten Energiewirtschaft können Kläranlagen einen Beitrag leisten. Auf Kläranlagen stehen grundsätzlich die folgenden Möglichkeiten eines regenerativen Wasserstoffeinsatzes zur Verfügung:

1. **Wasserstoff durch Elektrolyse von Wasser.** Der bei diesem Prozess gleichzeitig gewonnene Reinsauerstoff kann im Abwasserreinigungsprozess entweder als Sauerstoff oder als Ozon verfahrens- und energieoptimierend eingesetzt werden. So kann der Energieaufwand für die Sauerstoffversorgung der biologischen Abwasserreinigung, der bis zu 65 % des Gesamtelektrizitätsverbrauches von Kläranlagen ausmacht, deutlich reduziert oder sogar vollständig substituiert werden.
2. **Wasserstoff aus dem Faulgas der anaeroben Klärschlammstabilisierung nach Reinigung und Dampfreformierung.** Durch eine vorgeschaltete Methananreicherung lässt sich das (Zwischen-)Produkt Biomethan ausschleusen.
3. **Speicherung** in Flüssig-, Druck oder Hydritspeichern.
4. **Nutzung** in Brennstoffzellen, Fahrzeugen und Syntheseprozessen.

Falls der Übergang zu einer zukünftigen Wasserstoffenergiewirtschaft gelingen sollte, bieten Kläranlagen aber nicht nur wegen ihrer besonderen Produktionsbedingungen besondere Synergieeffekte. Da Kläranlagen selbst einen hohen Energieverbrauch abzudecken haben, bieten ihnen innovative Wasserstoffnutzungsaggregate die Möglichkeit einer effizienteren Energienutzung.

Bild 2-2 gibt einen Überblick über die wesentlichen Technologien zur Erzeugung von Wasserstoff und deren Nutzungsmöglichkeiten auf Kläranlagen.



**Bild 2-2: Übersicht über die Produktionsmöglichkeiten und die wesentlichen Wasserstoffnutzungspfade auf Kläranlagen**

Darüber hinaus kann der auf Kläranlagen produzierte Wasserstoff nicht nur auf der Kläranlage selbst, sondern auch zur Energieversorgung externe Nutzer eingesetzt werden. Denkbar ist dabei die gesamte in der Wasserstoffenergiewirtschaft diskutierte Bandbreite der Nutzungsoptionen mit der Brennstoffzellentechnologie als proklamiertem Herzstück.

Die Wasserstofftechnologie birgt für den Standort Kläranlage sowohl hinsichtlich einer gewünschten Energieeffizienzsteigerung als auch als Brückenkopf für eine mögliche zukünftige Wasserstoffinfrastruktur erhebliches Potential. Daher werden mit dem hier vorliegenden Arbeitsbereich I „Kompendium Wasserstoff in der Abwasserwirtschaft“ folgende Ziele verfolgt:

- Umfassende Bestandsaufnahme der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie mit Hilfe eines technisch-wirtschaftlichen Überblickes über die Möglichkeiten, Potentiale und Anforderungen zur Wasserstoffherstellung und -nutzung mit Fokus auf der Abwasserbe-seitigung samt Aufstellung nationaler und internationaler Praxisbeispiele
- Darstellung vorhandener Optimierungspotentiale zur Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff auf Kläranlagen samt Ableitung von Handlungsempfehlungen

Das Gesamtvorhaben WaStraK NRW enthält insgesamt zwei Arbeitsbereiche. Der zweite Arbeitsbereich „Untersuchungen zur Methanolsynthese aus Biogas“ stellt als eine Nutzungsmöglichkeit von Wasserstoff die Schaffung eines gut handhabbaren, chemischen Energiespeicherstoffes durch die Synthese von Methanol heraus, untersucht deren Möglichkeiten und Anforderungen und erarbeitet eine Basis für die Auslegung und den Aufbau einer Methanolsynthese auf Kläranlagen.

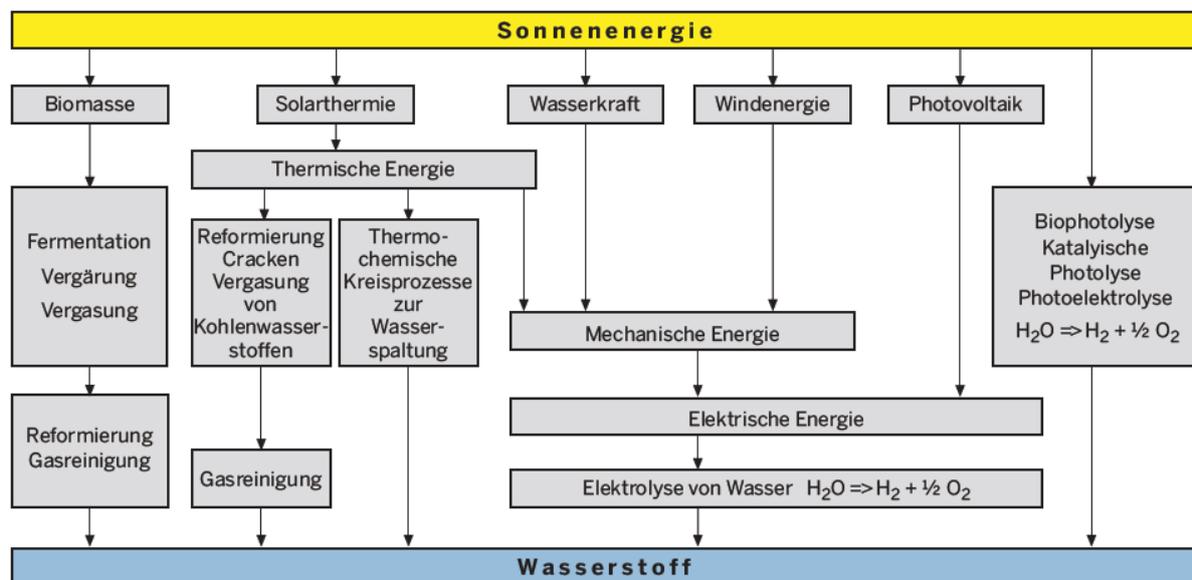
Das hier vorliegende Kompendium ist das Ergebnis der ersten Projektphase. In einer möglichen 2. Projektphase, die im Anschluss die halbtechnische Umsetzung der im Band 2 behandelten Methanolsynthese zum Schwerpunkt hat, ist eine Fortschreibung dieses Kompendiums geplant. Mit fortgeschrittener Zeit ist dann eine Iteration zur Berücksichtigung aktueller technisch-wirtschaftlicher Entwicklungen in der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie und die weitere Diskussion mit Akteuren der Wasserstoffwirtschaft und der Abwasserwirtschaft angeraten.

### 3 Technische Möglichkeiten der H<sub>2</sub>-Herstellung und -Speicherung

Wasserstoff ist ein Energieträger, der

- aus allen fossilen und erneuerbaren Primärenergiequellen gewonnen werden kann, meistens durch Wasserelektrolyse oder Dampfreformierung von Kohlenwasserstoffen wie z.B. Methan,
- in Leitungssystemen und per LKW und Schiff verteilbar ist,
- in Druckspeichern, als Flüssigwasserstoff oder in Hydriden speicherbar ist und
- umweltfreundlich - unter der Voraussetzung, dass seine Produktion auf regenerativen Quellen beruht - ohne CO<sub>2</sub>-Emissionen stationär und mobil verwendet werden kann.

Als Energiespeicher kann Wasserstoff eine Lösung für die Verstetigung von regenerativen Energien sein. Die Möglichkeiten zur nicht-fossilen Herstellung von Wasserstoff sind in Bild 3-1 graphisch zusammengestellt.



**Bild 3-1: Energieumwandlungsschritte der nicht-fossilen H<sub>2</sub>-Herstellung [4]**

Insgesamt werden in Deutschland ungefähr 20 Mrd. m<sup>3</sup>/a Wasserstoff erzeugt, weltweit sind es etwa 500 Mrd. m<sup>3</sup>/a (siehe Tabelle 3-1). Die produzierten Mengen entsprechen sowohl bundesweit  $3 \text{ kWh/m}^3 \cdot 500.000.000.000 \text{ m}^3 / 1.000 \text{ kWh/MWh} = 1.500.000.000 \text{ MWh/a}$  als auch weltweit einem Anteil von jeweils etwa 1,5 % des Energiebedarfs.

Die derzeit in Deutschland erzeugte Wasserstoffmenge von 20 Mrd. m<sup>3</sup>/a entspricht volumetrisch fast einem Viertel der im Jahr 2006 in Deutschland verbrauchten Erdgasprimärenergie von rd. 88,3 Mrd. m<sup>3</sup>/a.

H<sub>2</sub> wird meist direkt dort produziert, wo es auch industriell benötigt wird, lediglich 5 % der Gesamtmenge wird auf dem freien Markt gehandelt [5]. Die heutzutage erzeugten Mengen dienen insbesondere der stofflichen Nutzung in der Industrie und werden nicht regenerativ

erzeugt (siehe Tabelle 3-1); die Herstellung von Wasserstoff für eine energetische Nutzung nimmt noch eine deutlich untergeordnete Rolle ein.

**Tabelle 3-1: Wasserstoffherstellung in Deutschland und der Welt in Milliarden m<sub>N</sub><sup>3</sup> [5]**

	Deutschland	Welt
Dampfreformierung von Erdgas oder Naphtha	6	190
Partielle Oxidation von Schweröl	3	120
Petrochemie: Benzinreformierung	2,5	90
Petrochemie: Ethylenproduktion	3,6	33
Sonstige chemische Industrie	0,9	7
Chlor-Alkali-Elektrolyse	0,9	10
Kohlevergasung (Koksgas)	2,1	50
<b>Gesamt</b>	<b>19</b>	<b>500</b>

Ein Teil der heute erzeugten H<sub>2</sub>-Mengen sind Abfallprodukte aus chemischen Industrieprozessen oder nutzen fossile Quellen wie Kohle, Erdöl oder Erdgas als Ausgangsprodukt für die Wasserstoffherstellung.

Soll zukünftig Wasserstoff als nachhaltiger Energieträger genutzt werden, müssen dann deutlich größere Mengen regenerativ produziert werden. Dafür können im technischen Maßstab insbesondere die folgenden Verfahren zur Anwendung kommen:

- Dampfreformierung von Biogas
- Mit regenerativ erzeugter elektrischer Energie betriebene Wasserelektrolyse

### 3.1 Dampfreformierung zur Herstellung von Wasserstoff

Die weitaus größte Wasserstoffmenge in Deutschland und weltweit wird durch Dampfreformierung aus Kohlenwasserstoffen (siehe Tabelle 3-1) hergestellt.

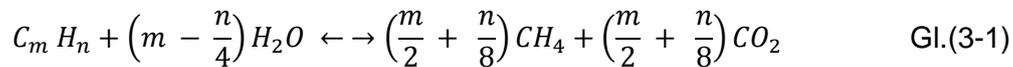
Dabei werden Kohlenwasserstoffe (z.B. Methan = CH<sub>4</sub>, Ethan = C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, Propan = C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, Butan = C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>, etc.) durch Zugabe von Wasserdampf (H<sub>2</sub>O) und einer Temperaturerhöhung auf ca. 800-900 °C mit einem Katalysator (Ruthenium, Rhodium, Palladium und Platin mit Nickel auf Aluminiumoxid (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) oder Magnesiumoxid (MgO) als Träger) zu CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub> reformiert.

Bei höheren Kohlenwasserstoffen erfolgt die Umwandlung zu Wasserstoff in vier Schritten:

1. Vorreformierung, d.h. Umwandlung höherer Kohlenwasserstoffe in Methan (= CH<sub>4</sub>) und CO<sub>2</sub>
2. Dampfreformierung, d.h. Umwandlung von CH<sub>4</sub> in Wasserstoff und CO<sub>2</sub>, dabei entsteht ein Teil CO

3. Shift-Reaktion, d.h. Umwandlung des Rest-CO in CO<sub>2</sub>
4. Abtrennung des entstandenen Wasserstoffs durch Druckwechseladsorption

Schritt 1 (= Vorreformierung) lässt sich durch die folgende Strukturformel allgemein beschreiben:

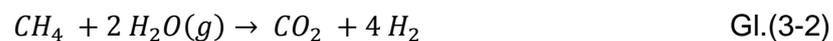


In einer Vorreformierung werden höhere Kohlenwasserstoffe bei Temperaturen zwischen 400 °C und 600 °C hauptsächlich zu Methan umgewandelt. Die Reaktion ist für Alkane (=C<sub>n</sub>H<sub>2n+2</sub>) nahezu autotherm. Bei Temperaturen über 800 °C sind in aller Regel keine höheren Kohlenwasserstoffe mehr nachzuweisen, sondern allein Methan [6].



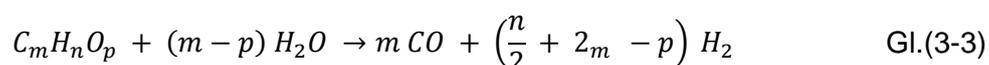
**Bild 3-2: Reformer in Ansicht und Draufsicht [7]**

Für Methan lautet die vollständige Umwandlungsformel bei der Dampfreformierung

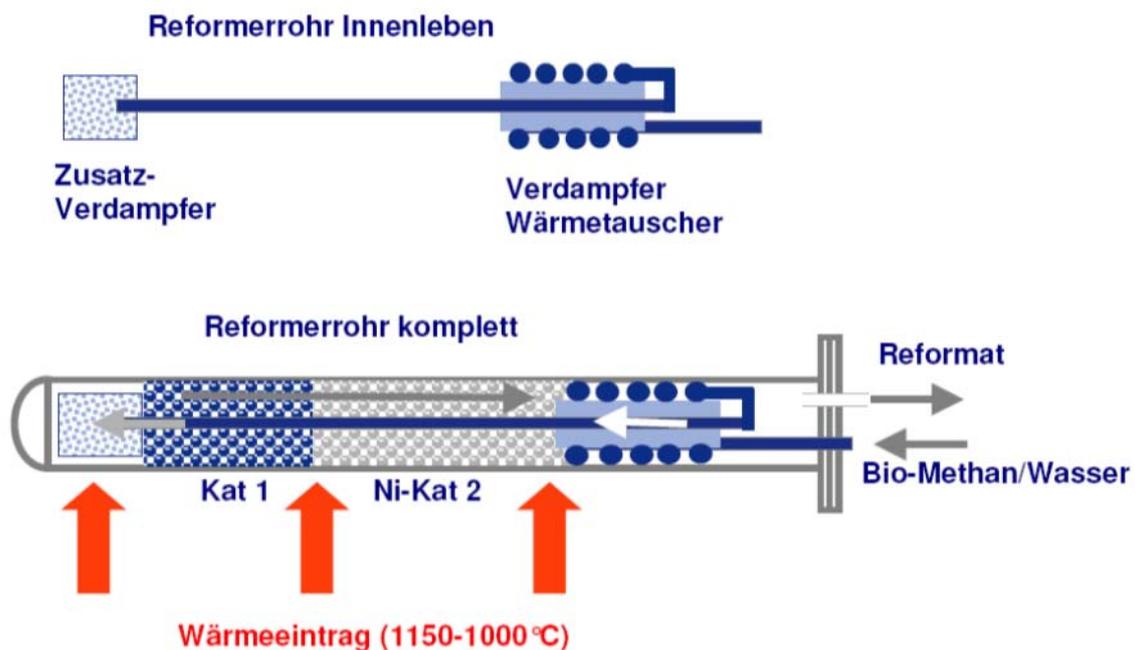


bei einem Wärmebedarf von 165 kJ/mol.

Bei der Dampfreformierung von Kohlenwasserstoffen entsteht jedoch teilweise auch Kohlenmonoxid, was sich nach folgenden endothermen Reaktionsgleichungen beschreiben lässt:



Praktisch erfolgt die Dampfreformierung in den beheizten Reformern (siehe Bild 3-2) neben den beiden Brennern angeordneten Reformerrohren. In den Reformerrohren aus hitzebeständigem Stahl befindet sich im oberen Teil der Verdampfer, in dem das zugeführte Erdgas/Wassergemisch erwärmt und das abströmende Reformat abgekühlt wird. Das Rohgas wird in einem zentralen Rohr nach unten geführt und strömt durch einen Zusatzverdampfer in das Katalysatorbett. Das Katalysatorbett besteht bei Biomethanbetrieb gemäß der Spezifikation in Bild 3-3 aus zwei Schichten. In der ersten Schicht wird der Restsauerstoffgehalt (<0,5 %) umgesetzt. Die zweite Schicht ist ein Reformierungskatalysator auf Nickel-Basis in Kugelform (5-7mm). [6]



**Bild 3-3: Prinzipzeichnung Reformerröhr (Kat1: HCS34, Kat2: G90B) [7]**

Eine Möglichkeit, das vor allem bei hohen Temperaturen gebildete Kohlenmonoxid umzusetzen, bietet die Konversion durch die Wassergas-Shift-Reaktion



unter Wärmeerzeugung von 41,2 kJ/mol.

Diese Shift-Reaktion wird üblicherweise bei niedrigerer Temperatur von ca. 500-600 °C durchgeführt. Schließlich wird das Produkt getrocknet und in einer Druckwechseladsorption von dem bei der Dampfreformierung und Shift-Reaktion entstandenen CO<sub>2</sub> und von anderen störenden Bestandteilen gereinigt.

Praktisch werden je 1 m<sub>N</sub><sup>3</sup> Methangas (Reinheit 96-98 %, entsprechend 9,7 m<sub>N</sub><sup>3</sup>) durch Dampfreformierung rd. 2,6 m<sub>N</sub><sup>3</sup> Wasserstoff (entsprechend 7,8 m<sub>N</sub><sup>3</sup>) erzeugbar.

Je 1 kg H<sub>2</sub> (= rd. 11 m<sub>N</sub><sup>3</sup>, entsprechend 33 kWh) werden also  $33/0,78 = 41,25$  kWh Methan (= 4,1 m<sub>N</sub><sup>3</sup> CH<sub>4</sub> bei 100 % reinem Methangas bzw. 4,3 m<sub>N</sub><sup>3</sup> CH<sub>4</sub>) benötigt.

Der thermische Wirkungsgrad des Umwandelungsschritts Methan in Wasserstoff beträgt dabei  $7,8/9,7 = 80$  %. Dies setzt eine weitgehende Wärmerückgewinnung bei der Dampfreformierung (optimale Nutzung der Restabgase aus der Druckwechseladsorption durch flammlosen Oxidationsbrenner = FLOX) voraus.

Für den Betrieb eines Reformers sind neben Temperatur und Druck die „steam/carbon ratio“ (=S/C) in der Einheit „Molanteile Dampf pro Mol Kohlenstoff im Feedgas“ bedeutsam. In der Praxis wird die eingesetzte Wassermenge in Liter pro m<sub>N</sub><sup>3</sup> Feedgas bevorzugt (1 m<sub>N</sub><sup>3</sup> Wasserdampf entspricht 0,803 L Wasser).

Bei S/C=3, einem Druck von 16 bar und einer Dampfreformierungstemperatur von 820 °C am Katalysatoraustritt ist vor der Shift-Stufe eine Gaszusammensetzung nach Tabelle 3-2 zu erwarten. [6]

**Tabelle 3-2: Gaszusammensetzung bei der Erdgas-Dampfreformierung für S/C = 3, 16 bar, 820 °C [6]**

H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub> O	Bezug
74 %	14 %	8,5 %	3,5 %	--	i.Tr.
51 %	10 %	6,0 %	2,0 %	31 %	feucht

Bei Änderung der Betriebsparameter sind entsprechend der oben geschilderten physikalischen Grundlagen die in Tabelle 3-3 dargestellten Trends der Betriebskenngrößen zu erwarten.

**Tabelle 3-3: Auswirkungen von Druck, SC, Last und Temperatur auf H<sub>2</sub>-Ausbeute, Rest-CH<sub>4</sub> und Rest-CO sowie Heizenergie bei der Dampfreformierung [6]**

Parameter	spez. H <sub>2</sub> -Ausbeute		Rest CH <sub>4</sub>	Rest CO	Heizenergie
Druck	↑	↓	↑	↓	↓
S/C	↑	↑	↓	↓	↑
Last	↑	→**	→**	→**	↑
Dampfreformierungs-/Ofentemperatur	↑	↑	↓	↑	↑

\*\* nahezu konstant, solange Reformer nicht in Überlast fährt

Ein großtechnischer Dampfreformer (Steamreformer), wie er beispielsweise bei der Firma Linde auf Erdgasbasis zum Einsatz kommt, verfügt über eine Nennkapazität von bis zu 50.000 Normkubikmetern Reinwasserstoff pro Stunde und beliefert über ein Rohrleitungsnetz (100 km) Großkunden in der Region Leuna/Bitterfeld (siehe auch Bild 3-18).

Ein Teil des Wasserstoffs wird in einer nachgeschalteten Prozessstufe auf eine Qualität von 99,999 % (= 5er Wasserstoff) gereinigt, verdichtet (mit bis zu 200 bar), teilweise verflüssigt und als Reinstwasserstoff per Trailer zu Kunden in ganz Deutschland geliefert. Mit 820 Lieferstellen verfügt die Firma Linde somit über das dichteste Netz aller H<sub>2</sub>-Gasanbieter. Dieses Verfahren deckt allein rund 60 % der derzeitigen H<sub>2</sub>-Produktion in Deutschland.

Die Errichtung einer Dampfreformierung bietet sich am Standort Kläranlage zur Herstellung von Wasserstoff aus dem regenerativen Energieträger Faulgas an. Die weltweit bislang einzige Durchführung erfolgt auf der Kläranlage Bottrop der Emschergenossenschaft im Rahmen des EuWaK-Projektes (siehe Kapitel 5.1.3).

### 3.2 Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff

Eine weitere Möglichkeit zur Erzeugung von Wasserstoff besteht durch den Einsatz von Wasserelektrolyseuren. Bei der elektrochemischen Wasserelektrolyse wird deionisiertes (DI) Wasser unter dem Einsatz elektrischer Energie in die molekularen Komponenten H<sub>2</sub> und ½ O<sub>2</sub> aufgespalten. Da so elektrische Energie in die chemische Energie des Wasserstoffs umgewandelt wird, ergeben sich insbesondere Nutzungsmöglichkeiten als **Energiespeicher**. Vor allem die Energie aus nicht kontinuierlich arbeitenden regenerativen Quellen wie Windkraftträdern und Photovoltaik-Anlagen kann so zwischengespeichert werden. Aber auch Energieüberschüsse aus dem konventionellen Stromnetz können in verbrauchsarmen Zeiten zur Wasserstoffherzeugung genutzt werden. Wird vermehrt elektrische Energie benötigt, kann der erzeugte Wasserstoff in Brennstoffzellen oder Wasserstoff-Verbrennungskraftmaschinen wieder in elektrische Energie umgesetzt werden. Insbesondere im Vergleich zu aktuell noch großen und schweren Batteriesystemen bietet der Energiespeicher Wasserstoff eine Alternative.

Für die Wasserelektrolyse wird Reinstwasser (deionisiertes Wasser) eingesetzt, um unerwünschte Reaktionen sowie Verunreinigungen bei den entstehenden Gasen zu vermeiden. Vor der Wasserelektrolyse werden dem deionisierten Wasser dann entweder Säure (z.B. Schwefelsäure) oder Lauge (z.B. KOH) in entsprechend hoher Konzentration zugefügt, damit die erforderliche Leitfähigkeit gewährleistet ist.

In dem elektrisch leitfähigen Wasser lässt sich das Molekül H<sub>2</sub>O dann durch Gleichstrom in seine Bestandteile H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> aufspalten. Über der Plus-Elektrode, der Anode, entsteht gasförmiger Sauerstoff, über der Minus-Elektrode, der Kathode, gasförmiger Wasserstoff. Das Volumenverhältnis der beiden Gase Wasserstoff zu Sauerstoff beträgt 2, d.h. es entsteht bei diesem Prozess volumetrisch doppelt so viel Wasserstoff wie Sauerstoff. Das Gewichtsverhältnis Sauerstoff zu Wasserstoff ist 8, d.h. gewichtsbezogen entsteht bei der Wasserelektrolyse achtmal so viel Sauerstoff wie Wasserstoff. Dieser Prozess heißt "Wasserelektrolyse", d.h. Zersetzung oder Spaltung von Wasser mittels elektrischem Gleichstrom [8].

Bei der Wasserelektrolyse steigen Gasbläschen von den Elektroden auf und erhöhen damit den elektrischen Widerstand des Elektrolyten, was Stromverlust und Erwärmung und damit Einbußen beim Wirkungsgrad verursacht. Zur Reduzierung der Verluste gibt es die folgenden Möglichkeiten:

- Betriebstemperaturen auf über 80 °C erhöhen,
- Druck steigern,
- Elektroden aus edlen Metallen verwenden,
- größere Elektroden-Oberflächen verwenden.

Jede dieser Maßnahmen zieht eine Reihe neuer Probleme nach sich. Erhöht man z.B. die Betriebstemperatur, wird auch die Säure oder Lauge immer aggressiver gegenüber den Elektroden und kann deren Standzeit wesentlich verkürzen [8].

Mittlerweile sind in der Technik enorme Fortschritte gemacht worden, was die Materialienforschung angeht, so dass z.T. die Temperaturen durchaus erhöht werden können, ohne dass es zu schnellem Materialversagen kommt.

In Bild 3-4 ist ein marktverfügbarer modular aufgebauter Wasserelektrolyseur der Fa. Hydrogenics dargestellt, der 60 m<sub>N</sub><sup>3</sup>/h (5,4 kg/h, 180 kW<sub>H<sub>2</sub></sub>) Wasserstoff bei 10 bar liefert.

Erforderlich für die elektrolytische Produktion von 1 kg Wasserstoff (=33 kWh) sind nach Produktangaben der Fa. Hydrogenics rd. 52 kWh Gleichstrom (Wirkungsgrad 33/52= rd. 64 %) und 28 Liter Reinstwasser [9].

Für die Nutzung des Wasserstoffs und des Sauerstoffs aus der Wasserelektrolyse für Proton Exchange Membrane Fuel Cells (PEM-Brennstoffzellen) ist, obschon der Wasserstoff sehr rein anfällt, eine Reinigung des Wasserstoffs (Entfeuchtung, O<sub>2</sub>-Eliminierung) erforderlich.



**Bild 3-4: Wasserelektrolyseur der Fa. Hydrogenics HySTAT 60 [10]**

Der Hochleistungs-Wasserelektrolyseur von MTU arbeitet zum einen als Speicher und zum anderen als Wandler. Elektrolytisch wird Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff umgewandelt und beide Gase zur Rückverstromung gespeichert. Bei einem Betriebsdruck von 30 bar ist bei Nennlast ein Wirkungsgrad von 80 %, bei 20 % Last ein Wirkungsgrad von 90 % möglich. Ein MTU- Hochleistungs-Wasserelektrolyseur- wird z.B. an der Tankstelle am Flughafen München seit dem Sommer 1998 eingesetzt [5].

Die Installation einer Wasserelektrolyse bietet sich am **Standort Kläranlage** besonders an, da der erzeugte Sauerstoff hochrein (99 Vol.-%) anfällt, und im Abwasserreinigungsprozess effizient genutzt werden kann. Dabei sind insbesondere gegenüber der üblichen Belebungsbeckenbelüftung folgende Vorteile der Reinsauerstoffversorgung zu nennen:

1. Es muss nur 20 % des Gasvolumens in das Belebungsbecken eingetragen werden.
2. Bei Luftbegasung kann nur rund 1/3 des in der Luft vorhandenen Sauerstoffs genutzt werden. Bei Reinsauerstoff allerdings erfolgt der Sauerstoffübergang in 4 m tiefen Becken vollständig, da der Sauerstoffübergang in Wasser bei Reinsauerstoff infolge des höheren fünffachen Partialdrucks (und damit fünffach höheren Konzentrationsgradienten) 5mal schneller als der Sauerstoffübergang aus Luft in Wasser abläuft.
3. Der Schlammindex des Belebtschlammes wird bei Sauerstoffeinsatz reduziert, was sich positiv auf die Sedimentation im Nachklärbecken auswirkt.
4. Der Energieeinsatz der Belebungsbeckenbelüftung kann bei Sauerstoff statt Luft somit beträchtlich reduziert werden.

Der Sauerstoff kann auch temporär zwischengespeichert werden und wahlweise in den Belebungsstufen oder bei der Prozesswasserbehandlung eingesetzt werden. Durch den hohen Sauerstoffpartialdruck (sowohl aus der O<sub>2</sub>-Konzentration als auch aus dem Ausgangsdruck des Wasserelektrolyseurs) wird die erforderliche elektrische Energie zum Luft- und Sauerstoffeintrag reduziert oder sogar vollständig substituiert. Die Nutzung des anfallenden Sauerstoffs trägt damit nicht nur zu einer Reduzierung des elektrischen Energieverbrauchs der Kläranlage, sondern ebenso der elektrischen Leistungsbedarfsspitzen bei, wenn beispielsweise der Sauerstoff zwischengespeichert und zur Spitzenlastdeckung eingesetzt wird.

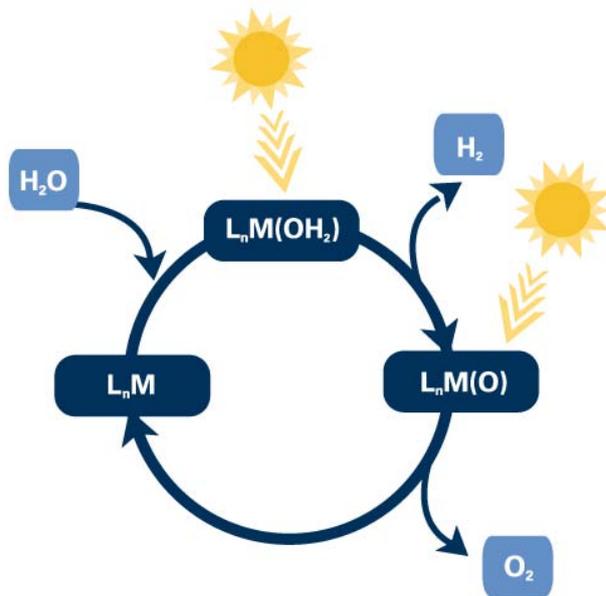
Ein mögliches weiteres Anwendungsfeld des Reinsauerstoffes ergibt sich bei der **Ozonung** von Abwasserströmen. Da Ozon sehr instabil ist, muss es vor Ort auf der Kläranlage mittels Ozongenerator aus Sauerstoff mittels stiller elektrischer Entladung hergestellt werden. Aktuell am Markt verfügbare Ozongeneratoren können mit angeliefertem technischen Sauerstoff oder durch Druckwechseladsorption (PSA) angereichertem Luftsauerstoff betrieben werden [11]. Der bei der Wasserelektrolyse anfallende Sauerstoff kann hier ohne erheblichen Mehraufwand genutzt werden.

### 3.3 Weitere Herstellungsverfahren von Wasserstoff

Im Folgenden soll ein Überblick über die neuen Entwicklungsfelder der Wasserstofftechnologien, welche sich zum Teil noch in der Grundlagenforschung befinden, gegeben werden. Dieses Kapitel erhebt nicht den Anspruch auf Vollständigkeit, soll jedoch anhand von einigen ausgewählten Projekten die vielschichtige Spannweite neuer Entwicklungen im Bereich der Wasserstoffherzeugung aufzeigen.

#### 3.3.1 Photokatalytische H<sub>2</sub>-Erzeugung

Ein neuer Ansatz zur Wasserstoffherzeugung wird aktuell in Form der photokatalytischen Wasserspaltung vom Leibniz-Institut für Katalyse entwickelt. In diesem BMBF geförderten Projekt werden Katalysatoren entwickelt, welche nach dem Vorbild phototropher Organismen die Energie aus der Lichteinstrahlung zur Erzeugung von Wasserstoff aus dem umgebenden Wasser nutzen können. Das System besteht nach Angaben der Entwickler aus einem iridiumbasierten Fotosensibilisator, einem Eisenkarbonyl-Katalysator zur Reduktion des Wassers sowie einem Elektronendonator. Der Fotosensibilisator wird mittels Licht angeregt und von dem Elektronendonator durch Übertragung eines Elektrons negativ geladen. Das Elektron wird weiter auf den Reduktionskatalysator übertragen wodurch Protonen (H<sup>+</sup>) zu Wasserstoff reduziert werden. Die Technik befindet sich jedoch noch in der Grundlagenforschung, eine Versuchsanlage mit nachgeschalteter Brennstoffzelle konnte bisher eine halbe Stunde bei einer Leistung von 18 mW betrieben werden. [12]



**Bild 3-5: Schema der photokatalytischen Wasserstoffherzeugung [13]**

### 3.3.2 Kværner-Verfahren

Darunter versteht man die CO<sub>2</sub>-freie Erzeugung von Wasserstoff und Aktivkohle aus Erdgas oder Schweröl und Strom. Seit Anfang der achtziger Jahre entwickelt die KVÆRNER ENGINEERING S.A. aus Norwegen einen Plasmabogenprozess, der Kohlenwasserstoffe bei ca. 1.600 °C in Reinstkohle und Wasserstoff trennt. Eine Pilotanlage, die seit April 1992 betrieben wird, stellt aus 1.000 m<sub>N</sub><sup>3</sup>/h Erdgas (rd. 10,4 MWh/h) und 2,1 MW<sub>elektr.</sub> Leistung etwa 500 kg/h Reinstkohle (Aktivkohle, 5 MWh/h) und 2.000 m<sub>N</sub><sup>3</sup>/h Wasserstoff (6 MWh/h) her. Als Nebenprodukt wird Heißdampf mit einer Leistung von etwa 1 MW erzeugt. Unter Berücksichtigung aller verwertbaren Produkte arbeitet die Anlage mit fast 100 % Wirkungsgrad, wovon etwa 48 % im Wasserstoff, etwa 10 % im Heißdampf und die restlichen 40 % in der Aktivkohle enthalten sind [14].

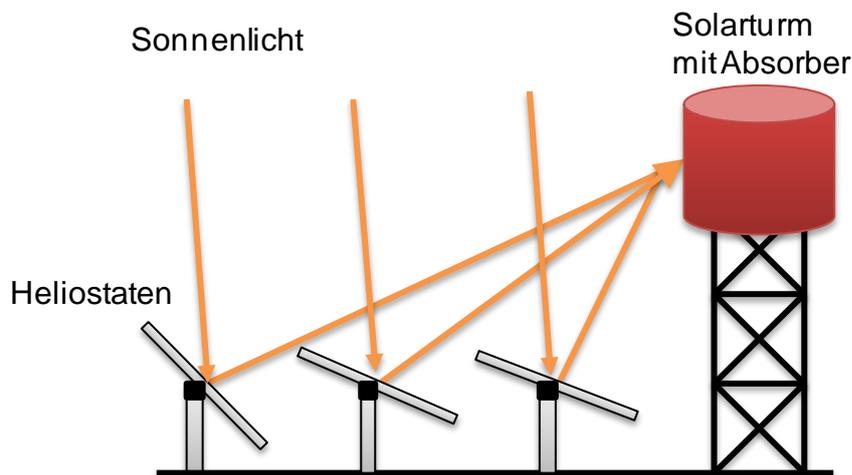
### 3.3.3 PEM-Brennstoffzellen

Grundsätzlich werden PEM-Brennstoffzellen hergestellt, um aus Wasserstoff Gleichstrom zu erzeugen (vgl. auch Kapitel 4.1.1.2). Die Wasserelektrolyse ist die Umkehrung der Brennstoffzelle und umgekehrt. Beaufschlägt man eine PEM-Brennstoffzelle mit Gleichstrom und Wasser, wirkt sie wie ein Wasserelektrolyseur, und es entstehen Wasserstoff und Sauerstoff. So kann zur Speicherung von Spitzenstrom und Nutzung des Wasserstoffs bei Bedarf (Windflaute bei Windkraftanlagen bzw. nachts bei Solarstromsystemen) **ein Aggregat** für die Wasserelektrolyse zur Wasserstoffherzeugung und für die Stromerzeugung genutzt werden. Dadurch kann die Investition für den Wasserelektrolyseur gespart werden.

### 3.3.4 Solarthermische H<sub>2</sub>-Erzeugung

Bei der Solarthermischen H<sub>2</sub>-Erzeugung handelt es sich nicht um ein neues Herstellungsverfahren für H<sub>2</sub>, sondern die Nutzung der Energie der Sonne für den Dampfreformierungsprozess.

Die Strahlungsenergie der Sonne wird in dem Maße gebündelt, dass hieraus hinreichend viel Wärme für den stark endothermen Methan-Reformer-Prozess gewonnen werden kann. Um diese Bündelung zu erreichen, wurden spezielle Solarturmsysteme entwickelt. Diese bestehen aus einem großen Spiegelfeld (Heliosstate) sowie einem Solarturm mit an der Spitze liegendem Receiver. Die, der Sonne nachgeführten, Spiegel reflektieren die Strahlungsenergie der Sonne, welche im Receiver gebündelt wird. Innerhalb des Receivers wird die Strahlungsenergie in Wärme umgewandelt und an ein Fluid übertragen. Die Wärme kann sowohl vor Ort an den Receiver-Reaktoren genutzt werden aber auch über das Fluid zu weiteren Standorten transportiert werden.



**Bild 3-6: Schematische Darstellung eines Solarturmsystems**

Abhängig ist die Effektivität solcher Anlagen in erster Linie von den Einstrahlungsbedingungen vor Ort. Daher ergibt sich für die Anwendbarkeit ein deutlicher Vorteil in Gebieten mit hoher Sonneneinstrahlung [15].

Eine Möglichkeit durch diese Technik Wasserstoff zu gewinnen, besteht in der solaren Dampfreformierung von Biogas. Analog zur Dampfreformierung mittels Erdgasverfeuerung wird hierbei der Wasserstoff erzeugt, wobei jedoch die benötigte Reaktionsenergie aus der solaren Wärme bereitgestellt wird. Eine Pilotanlage des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) mit einer Gesamtleistung von 400 kW konnte in einem solchen Versuchsaufbau Gastemperaturen von 500 bzw. 800°C in Ein- und Auslass erzielen. Für den stationären Betrieb wird hier mit einer Methankonversionsrate von 80 % gerechnet. Nachteilig erweist sich jedoch aufgrund der großen Heliostatflächen die benötigte Nutzfläche sowie für den Einsatz in Deutschland die verhältnismäßig geringe solare Einstrahlung. [15]

### 3.3.5 Thermochemische Kreisprozesse

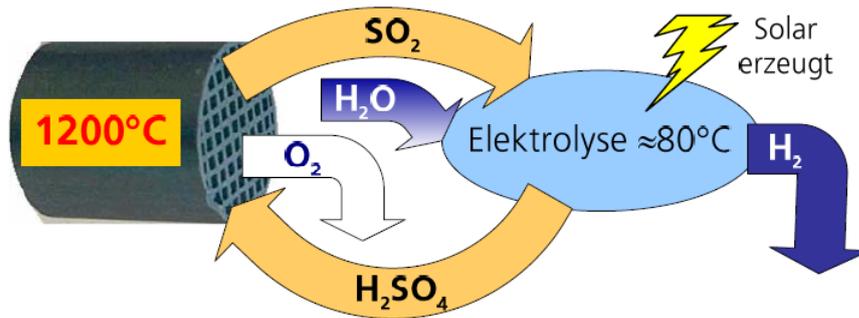
Wasser kann mittels thermochemischer Kreisprozesse unmittelbar in die Komponenten Sauerstoff und Wasserstoff gespalten werden. Für diese Wasserspaltung allein durch den Einsatz thermischer Energie sind Temperaturen im Bereich von 2.500 K notwendig, dann beginnt der thermisch aktivierte Zerfall von Wasser in H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub>. Um die Spaltung technisch realisieren zu können, wird diese in chemischen Teilprozessen separiert, welche Wasserstoff sowie Sauerstoff freisetzen. Die Summe aller im Kreis gefahrenen Zwischenprozesse entspricht der Dissoziation von Wasser. Abhängig von der Anzahl der Teilprozesse kann der benötigte Temperaturbereich gesenkt werden, wobei jedoch auch der Gesamtwirkungsgrad sinkt.

Das grundsätzliche und bisher ungelöste Problem ist neben der technischen Beherrschung der notwendigen Arbeitstemperatur die Abtrennung von Wasserstoff und das Verhindern einer direkten Knallgasreaktion bei diesen hohen Temperaturen. Entwicklungsarbeiten hierzu untersuchen sowohl Verfahren zur Nutzung von Abwärme aus Hochtemperaturreaktoren als auch den Einsatz konzentrierter Solarstrahlung. Fragen der Hochtemperaturtechnik und die Lösung von Materialproblemen sind bei der Entwicklung von Hochtemperaturseparationsprozessen für Wasserstoff auch in anderen energietechnischen Bereichen wie etwa der Kohle- oder Biomassevergasung von Relevanz. [14]

Etwa 3.000 der thermochemischen Kreisprozesse sind aktuell bekannt. In der Forschung werden aber heute vor allem der Schwefel-Säure-Hybrid-Prozess, der Schwefel-Iod-Prozess sowie Metalloxid-Kreisprozesse intensiv untersucht [15], die in den folgenden Unterkapiteln näher beschrieben werden.

#### 3.3.5.1 Schwefelsäure-Hybrid-Kreisprozess

Der Schwefelsäure-Hybrid-Kreisprozess zur Wasserspaltung findet in zwei Stufen statt. Da hierbei die Niedrigtemperatur-Wasserelektrolysestufe elektrochemisch durchgeführt wird, ergibt sich die Bezeichnung Hybrid. In der Hochtemperaturstufe wird Schwefelsäure (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) thermisch in die Komponenten Wasserdampf und Schwefeltrioxid (SO<sub>3</sub>) zerlegt. Weiter wird das entstandene SO<sub>3</sub> thermisch bei 1.150 °C oder katalytisch bei 850 °C in Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>) und Sauerstoff gespalten. Der Sauerstoff wird abgeschieden, während der Stoffstrom in die Wasserelektrolyse geleitet wird. In der Wasserelektrolyse wird anodenseitig SO<sub>2</sub> zu H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> oxidiert, wobei kathodenseitig Wasserstoff freigesetzt wird. In einem Versuchsaufbau des DLR wurde hierbei die Wasserelektrolyse mit Photovoltaik-Energie versorgt. [15]

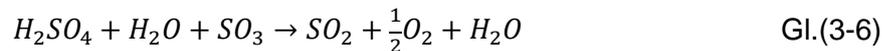


**Bild 3-7: Schema des Schwefelsäure-Hybrid-Kreislaufs [15]**

Wasserelektrolyse 85 °C



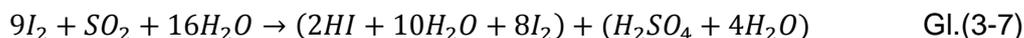
Thermische Spaltung > 800 °C



### 3.3.5.2 Schwefel-Iod-Kreisprozess

Analog zum Schwefelsäure-Hybrid-Kreisprozess besitzt der Schwefel-Iod-Kreisprozess eine Hochtemperaturstufe zur Spaltung von H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>. Die erste Reaktion des dreistufigen Kreisprozesses ist hierbei die Bunsen-Reaktion. Bei dieser wird exotherm eine wässrige Lösung aus H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>, Iod-Wasserstoffsäure (HI) und Iod (I<sub>2</sub>) erzeugt. HI und H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> werden anschließend in getrennten Prozessen in Einzelkomponenten gespalten (vgl. Bild 3-8). Äußerst nachteilig wirkt sich jedoch aktuell der hohe Energiebedarf in den Separationsstufen aus, wenn auch bei dieser Wasserstoffherstellungsart kein Strom oder biogener Kohlenwasserstoff, sondern nur Wärme benötigt wird. Simulationen ergaben einen Wärmebedarf von 763 kJ/mol, was einem Wirkungsgrad von 35 % entspricht. [15]

120 °C



220 - 330 °C



850 °C



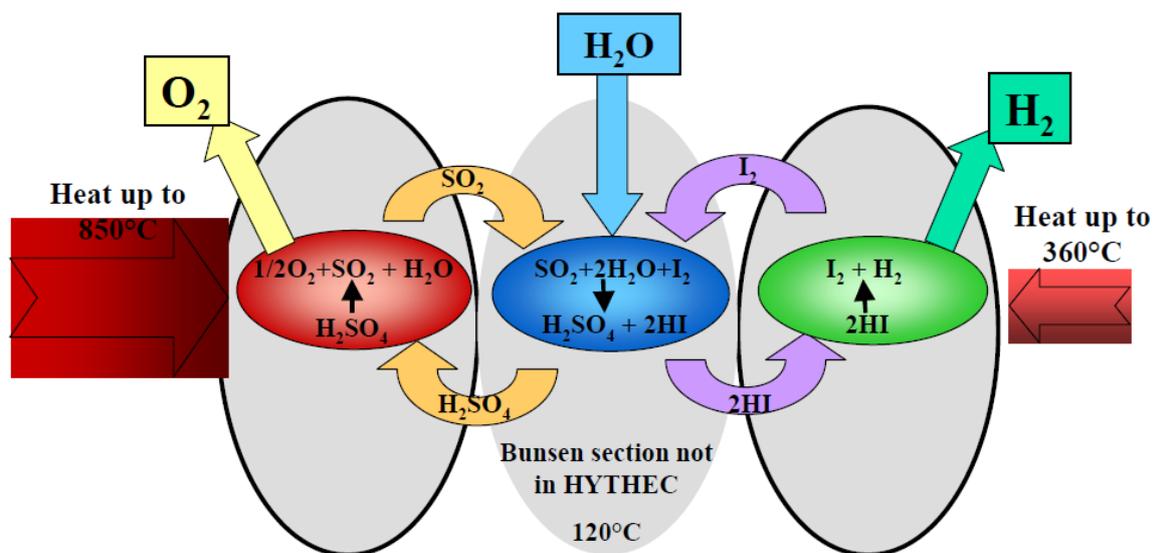
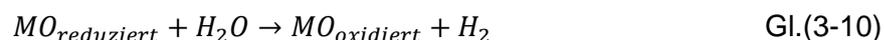


Bild 3-8: Schema des Schwefel-Iod-Kreisprozesses [15]

### 3.3.5.3 Metalloxid-Kreisprozess

Neben den schwefelsauren Kreisprozessen besteht auch die Möglichkeit in Verbindung mit Metall-Metalloxid-Redoxpaaren oder Metalloxiden in unterschiedlichen Oxidationsstufen thermochemisch Wasserstoff zu erzeugen. Häufig werden die Stoffe Zn, Fe, Mn und Ni als reine Oxide sowie Mischoxide eingesetzt. Hierbei entstehen mehrere Teilreaktionen in einem Temperaturfenster von 400 – 1.800 °C. Seitens des DLR wurde hierbei insbesondere ein zweistufiger Eisenmischoxidprozess (z.B. Ferrite) untersucht (Gl. (3-11) und (3-12)).

Spaltung 800 °C



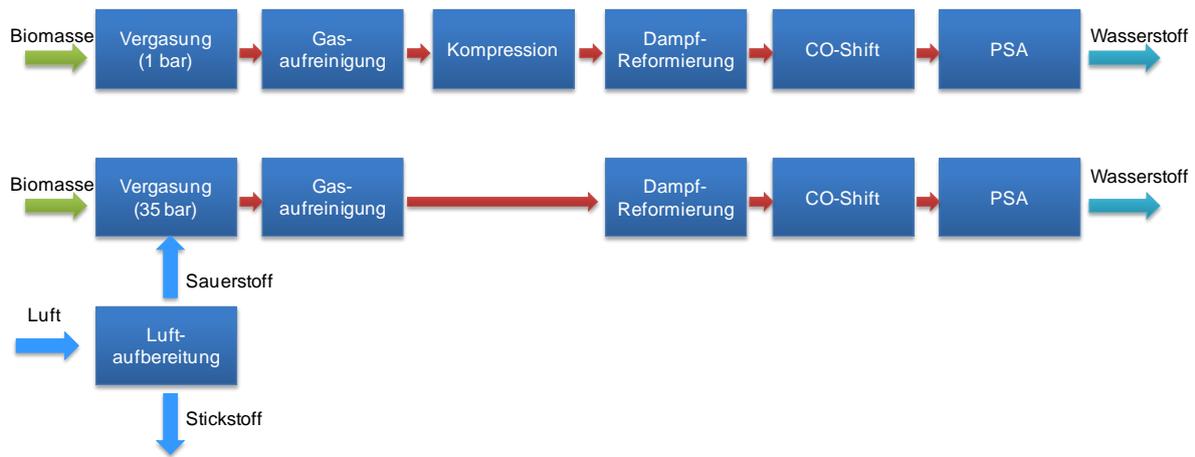
Regeneration 1.200 °C



In diesem Prozess wird das reduzierte Metalloxid durch Zugabe von Wasserdampf bei 800 °C durch die enthaltenen Sauerstoffatome oxidiert. Der freigesetzte Wasserstoff kann anschließend als Produktgas entnommen werden. Zur Regeneration des Metalloxides erfolgt eine Spülung mit Stickstoff bei 1.100 - 1.200 °C, wobei der Sauerstoff wieder rückgelöst wird. Probleme ergeben sich jedoch noch aus der hohen Materialbelastung, bisher wurden 50 Zyklen demonstriert, sowie die Verunreinigung des Produktgases durch Stickstoff. [15]

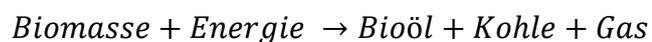
### 3.3.6 Pyrolyse und Vergasung von Biomasse

Ähnlich dem seit langem bekannten Verfahren zur Vergasung bzw. Verkokung von Kohle kann auch Biomasse aus nachwachsenden Quellen zur Pyrolyse und Vergasung eingesetzt werden. Hierbei wird zunächst die Biomasse (z.B. Holz, Forstabfälle, Hausmüll, solar getrockneter Klärschlamm) unter Abschluss von Sauerstoff bei etwa 600 °C pyrolysiert. Während dieses Prozesses entstehen bei der Vergasung mit Sauerstoff Pyrolyseöl sowie ein Prozessgas aus CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub> sowie CO. Der Wasserstoffanteil kann über Dampfreformierung und CO-Shift-Reaktion gesteigert und mittels PSA aufgereinigt werden.



**Bild 3-9: Schematische Darstellung der Biomassevergasung nach [16]**

Anstelle der direkten Vergasung kann die Biomasse auch schnellpyrolysiert werden, wobei ein flüssiges Intermediat anfällt, das sogenannte Bioöl. Nach der Abscheidung von Nebenprodukten kann aus diesem Bioöl über Dampfreformierung ein wasserstoffhaltiges Gas erzeugt werden.



Gl.(3-12)

**Tabelle 3-4: Zusammensetzung [%] und Heizwert [MJ/m<sub>N</sub><sup>3</sup>] von Biogas sowie Produktgasen der Vergasung**

Komponenten	Biogas [17]	Gaserzeugung aus		
		Biomasse [18]	Braunkohle [19]	Klärschlamm [17]
CH <sub>4</sub>	65	4	2	4
CO <sub>2</sub>	33	12	7	14,5
H <sub>2</sub>	> 0,1	13	15	14,9
CO	> 0,1	22	27	16,7
H <sub>2</sub> S	0,2-3	> 0,1	> 0,1	> 0,1
Heizwert	24	6,5	5,8	5,2

### 3.3.7 Biochemische Herstellung von Wasserstoff

Die Biochemische Herstellung von Wasserstoff wurde bereits 1994-1998 an Purpurbakterien der Art *Rhodospirillum rubrum* untersucht. Pro Kilogramm Biomasse können bei optimaler Nährlösung täglich bis zu drei Kubikmeter Wasserstoff (270 g) erzeugt werden [20].

Eine Wasserstoffgewinnung mit Grünalgen ist im Jahr 2003 verwirklicht worden [21]. Algen spalten mit Hilfe des Enzyms „Hydrogenase“ Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff. Zur Energiegewinnung nutzen sie die natürliche Photosynthese unter Einwirkung von Sonne. Dabei ist zu beachten, dass die Algen vorher auf eine Art Schwefeldiät gesetzt werden müssen. Dadurch wird der Stoffwechsel der Algen reduziert, und sie produzieren eine für sich selber nicht mehr verwertbare Energie in Form von Wasserstoff, den sie an die Umwelt abgeben. Eine Forschergruppe aus Bochum beschäftigt sich seit längerem mit diesem Phänomen und war bereits in der Lage, durch Genmanipulation der Algen die Wasserstoffabgabe zu verdreifachen. Die Forscher sind optimistisch, diesen Effekt durch weitere Untersuchungen nutzbar zu machen, und in der Zukunft beispielsweise „biochemische Batterien“ zu erzeugen [21].

Über den Labormaßstab hinausgehende Arbeiten mit 700 L Algensuspension sollten eine Vorstufe zur industriellen Produktion sein [22]. Hauptziel war das Entwickeln von Verfahren für die Wasserstofferzeugung mit der Algenart *Chlamydomonas reinhardtii*. Vorher war nur die Wasserstoffbildung mit Grünalgen im kleinen Maßstab (max. 10 l) möglich.

Die mittlere Wasserstoffbildungsrate der Grünalgen liegt bei 5 bis 10 mL Wasserstoff je Stunde und Liter Algenkultur. Der Energieinhalt von Wasserstoff geht mit 33,33 kWh/kg und

die Dichte von Wasserstoff mit 0,0899 g/L in die folgende Berechnung ein: unter der Annahme, dass die Algensuspension 12 Stunden am Tag beleuchtet und Wasserstoff lediglich während der Lichtphase erzeugt wird, werden 65,6 bis 131,2 kWh Wasserstoff je m<sup>3</sup> Kultur und Jahr erzeugt. Um den Strombedarf eines 3 bis 4-Personen-Haushaltes von 4.500 kWh/Jahr komplett aus photobiologischem Wasserstoff mit einem Umwandlungswirkungsgrad von 40 % zu decken, beträgt das benötigte Volumen der Algensuspension 85 bis 170 m<sup>3</sup>. Es gibt aber bereits Algen, die 5-mal mehr Wasserstoff produzieren können; dadurch würde sich der Volumenbedarf auf 17 bis 34 m<sup>3</sup> reduzieren. Es kann davon ausgegangen werden, dass Algen langfristig gesehen und unter Optimierung des natürlichen Systems ca. 10-mal mehr Wasserstoff produzieren können [21].

In Köthen (Sachsen-Anhalt) soll bis zum Jahr 2016 ein neues Algenforschungszentrum entstehen [23], im Jahr 2011 wurde dort bereits der erste Bioreaktor zur Erforschung der Algenproduktion eingeweiht.

### **3.3.8 Bioelektrochemische Wasserstoffproduktion (MEC)**

Die Bioelektrochemische Wasserstoffproduktion geschieht mittels mikrobieller Wasserelektrolysezellen (MEC, Microbialelectrolysis Cells), bei der unter Aufbringung einer externen Spannungsquelle im anaeroben Milieu die diffundierten Protonen katalytisch zu elementarem Wasserstoff (H<sub>2</sub>) umgesetzt werden. Nachdem im Labormaßstab das Substrat Essigsäure aus Glukose- oder Cellulose-Fermentation sowie weitere flüchtige Säuren zu einer Wasserstoffproduktion von 2,01-3,95 mol/mol (50-99 % des theoretischen Maximums) führten und auch Laboruntersuchungen mit Weinabwasser vielversprechende Ergebnisse zeigten [24], wurde auf dem Gelände der Napa Wine Co. (NWC) in Oakville, USA eine MEC im Pilotmaßstab (1.000 L Reaktorvolumen) errichtet (Bild 3-10), die auch dem CSB-Abbau dient. Entgegen den Ergebnissen aus den Laborversuchen wurde im Pilotmaßstab mit ca. 86 % überwiegend Methan als produziertes Gas gemessen. Nach Meinung der Autoren müsse die Einkammer-Anlage zur Verhinderung der Hydrogenotrophen Methanogenese durch eine verbesserte Trennung der Kathode vom Abwasser modifiziert werden [24].

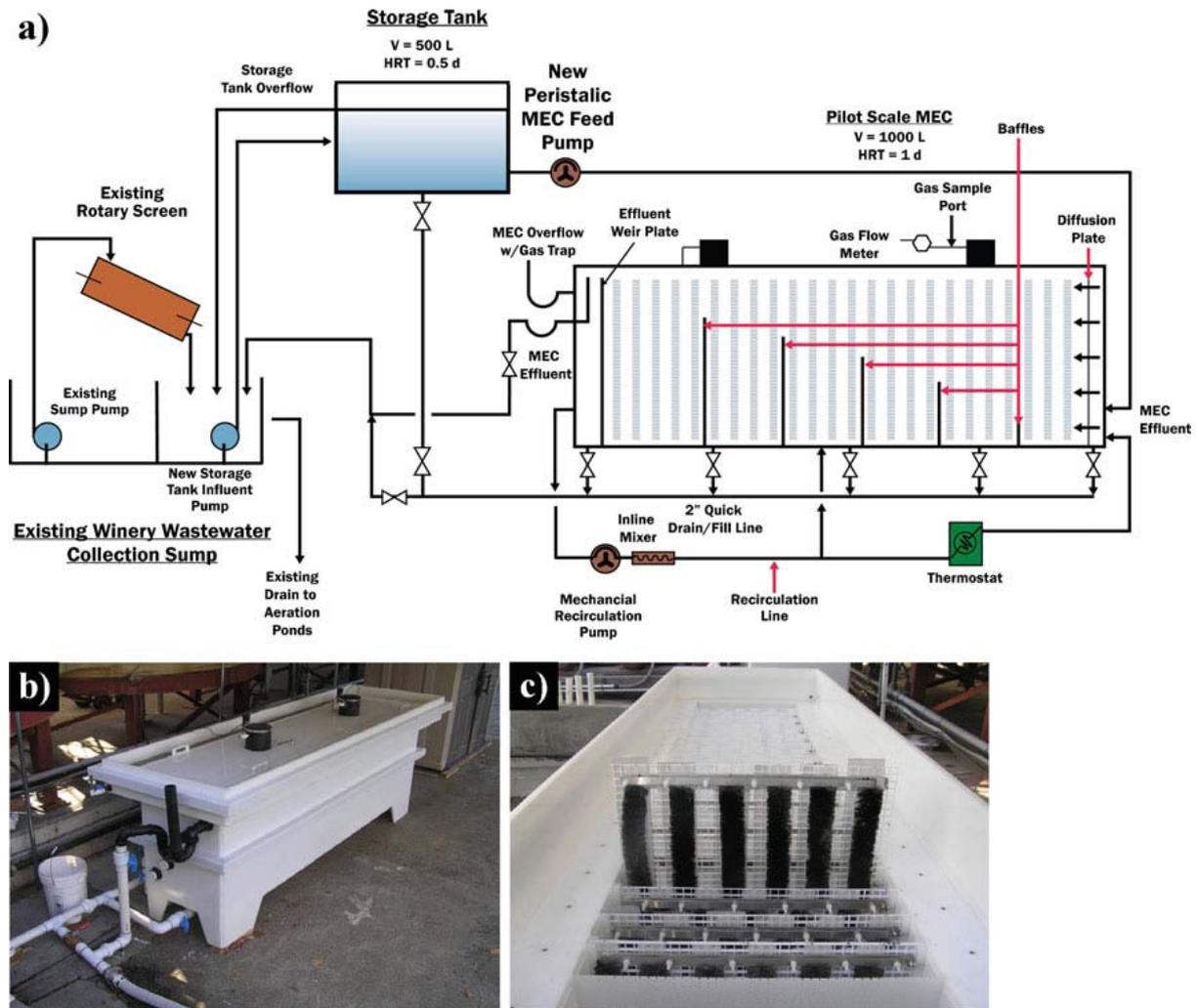


Bild 3-10: a) Verfahrensfließbild MEC-Pilotanlage, b) Reaktor der Pilotanlage, c) geöffneter Reaktor der Pilotanlage [24]

### 3.4 Wasserstoffspeicherung

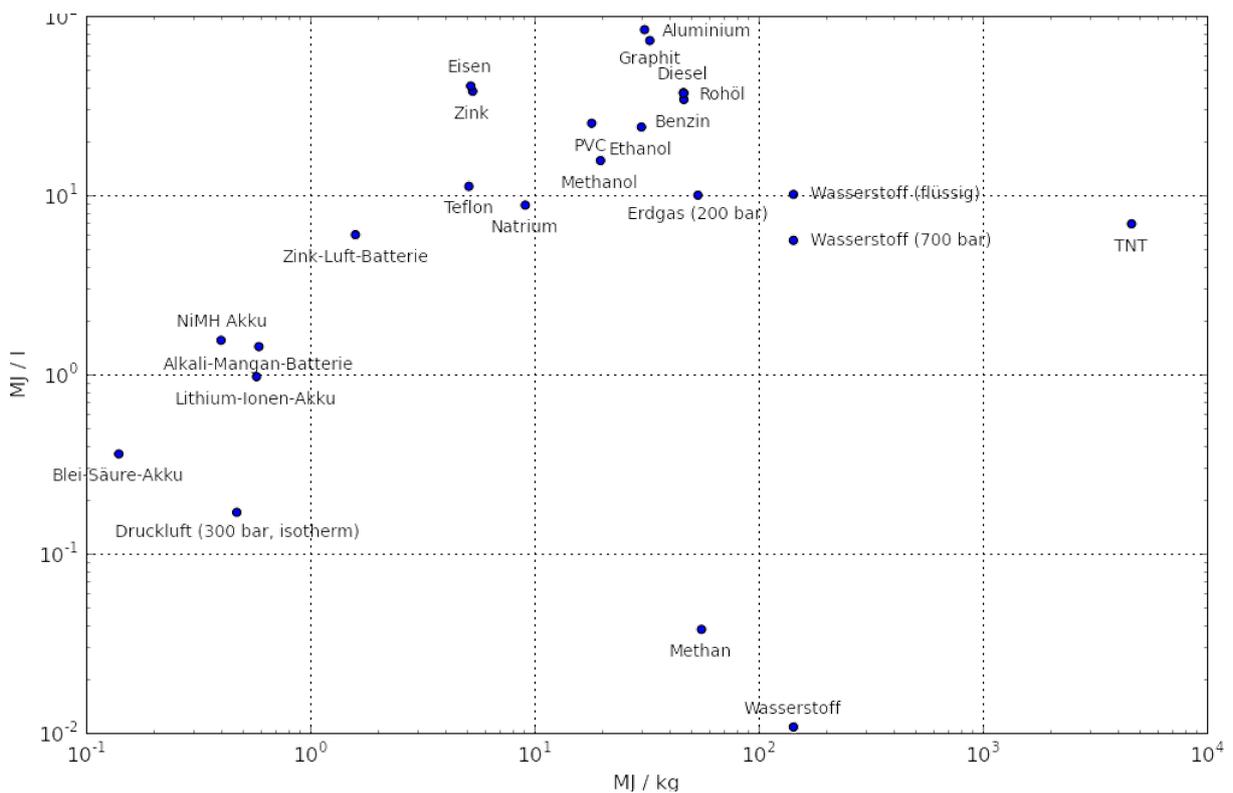
Für die Nutzung des Wasserstoffs zur Speicherung von Stromüberschüssen und Rückgewinnung des Stroms bei Spitzenlastbedarf ist eine möglichst verlustfreie und kostengünstige Speicherung erforderlich. Für die Nutzung des Wasserstoffs in Fahrzeugen ist ebenfalls eine Wasserstoffspeicherung an den Tankstellen sowie in den Fahrzeugen erforderlich.

Bei den relativen Energiedichten hat Wasserstoff im Vergleich zu anderen Energieträgern und Kraftstoffen auf die **Masse bezogen die höchste Dichte**, auf das **Volumen bezogen jedoch die geringste Dichte** (siehe Tabelle 3-5).

**Tabelle 3-5: Energiedichte von Wasserstoff im Vergleich zu Benzin und Erdgas**

Relative Energiedichte, auf die Masse bezogen	
Wasserstoff	33,3 kWh/kg
Erdgas	13,9 kWh/kg
Benzin	12,7 kWh/kg
Relative Energiedichte, auf das Volumen bezogen	
Wasserstoff (flüssig)	2.360 kWh/m <sup>3</sup>
Benzin	8.760 kWh/m <sup>3</sup>
Erdgas (20 MPa)	2.580 kWh/m <sup>3</sup>
Wasserstoffgas (20 MPa)	530 kWh/m <sup>3</sup>
Wasserstoffgas (35 MPa)	833 kWh/m <sup>3</sup>
Wasserstoffgas (70 MPa)	1.330 kWh/m <sup>3</sup>
Wasserstoffgas (Normaldruck)	3 kWh/m <sup>3</sup>

Daher ist für die Speicherung von Wasserstoff (siehe auch Bild 3-11) eine Kompression auf 50 bar, 350 bar oder gar 700 bar (1.330 kWh/m<sup>3</sup> GH<sub>2</sub> bei 700 bar, siehe Bild 3-11) oder Verflüssigung des Wasserstoffs (2.360 kWh/m<sup>3</sup> LH<sub>2</sub>, siehe Bild 3-11) erforderlich. Außerdem wird bei U-Booten die Wasserstoffspeicherung in Metallhydriden erfolgreich praktiziert.



**Bild 3-11: Energiedichten von Wasserstoff im Vergleich zu anderen Energiespeichern (Bildquelle: Martin Teichmann)**

### 3.4.1 Druckspeicher

Durch Druckerhöhung des Wasserstoffs kann die volumetrische Energiedichte von 0,003 kWh/Liter GH<sub>2</sub> bei Normaldruck z.B. auf bis 1,3 kWh/Liter bei 700 bar gesteigert werden.

Die Druckspeicherung von Wasserstoffgas erfordert eine Kompression des Wasserstoffgases. Der Energieverbrauch zur Kompression des Gases ist nach folgender Gleichung

$$\Delta G = R \cdot T \cdot \ln \frac{p}{p_0} \quad \text{Gl.(3-13)}$$

für die isotherme Kompression und

$$W = \left[ \frac{\gamma}{\gamma - 1} \right] \cdot p_0 \cdot V_0 \cdot \left[ \left( \frac{p}{p_0} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right] \quad \text{Gl.(3-14)}$$

für die adiabatische Kompression zu bestimmen ([25], [26], [27]), mit

R = 8,31451·J/(mol·K) als idealer Gaskonstante

T = absolute Temperatur in Kelvin

p = Druck in Pascal nach Kompression

p<sub>0</sub> = Druck bei Start der Kompression

V<sub>0</sub> = 11,11 m<sup>3</sup>/kg als spezifisches Volumen des Wasserstoffs bei Beginn der Kompression

γ = 1,41 als adiabatischem Koeffizient.

Für die Druckerhöhung von Wasserstoff von

- 0,1 MPa auf 35 MPa  
werden 2,0 kWh/kg – 4,77 kWh/kg (isotherme/adiabatische Kompression) benötigt.
- 0,1 MPa auf 70 MPa  
werden 2,24 kWh/kg – 6,07 kWh/kg benötigt.

Diese Kompressionsenergie beträgt bei adiabatischer Kompression (praktisch erreichbar) 14,3 % (max. bei 35 MPa) bis 18,2 % (max. bei 70 MPa) des unteren Heizwerts von Wasserstoff (33,33 kWh/kg).

Die Volumenverringering bzw. Erhöhung der relativen Dichte des Wasserstoffs durch die Kompression erfolgt nicht entsprechend der druckproportionalen Verringerung eines idealen Gases, sondern folgt der Redlich-Kwong-Gleichung als Zustandsgleichung für reale Gase:

$$p = \frac{R \cdot T}{V - b} - \frac{a}{\sqrt{T} \cdot V \cdot (V + b)} \quad \text{Gl.(3-15)}$$

mit den empirischen Konstanten

$$a = 0,42748 \cdot R^2 \cdot \frac{T_c^{2,5}}{p_c} \quad \text{und} \quad b = 0,8664 R \frac{T_c}{p_c} \quad \text{sowie}$$

$P_c = 1,316 \cdot 10^6$  Pa als kritischem Druck,

$T_c = 32,23$  K als kritischer Temperatur,

$V$  = molares Volumen in m<sup>3</sup>/mol und

$T$  = absolute Temperatur in Kelvin.

Ein Wasserstoffdruckspeicher von beispielsweise 50 bar hat gegenüber einem vergleichbaren Pumpspeicherkraftwerk einen deutlich geringeren Flächenbedarf (siehe Bild 3-12).

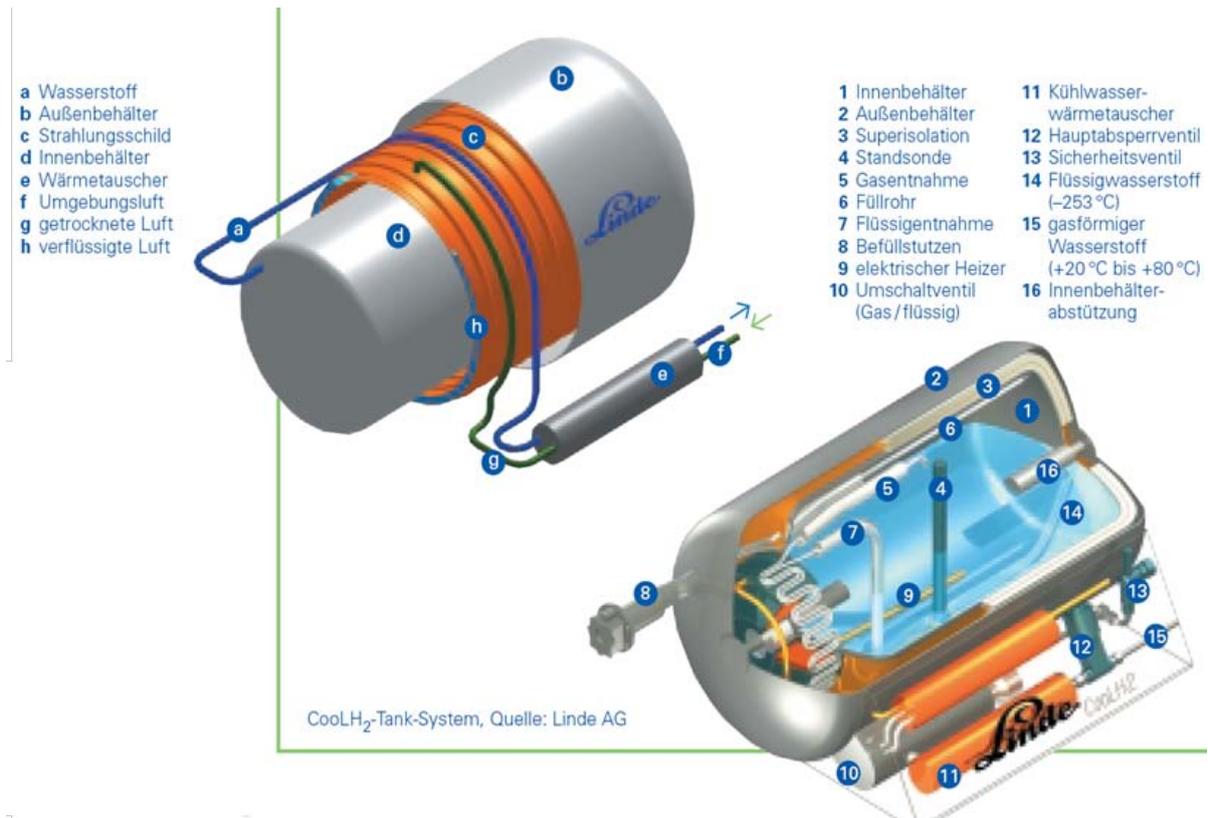


**Bild 3-12: Vergleich Pumpspeicherwerk und Wasserstoffspeicher nach [28]**

### 3.4.2 Flüssiggasspeicherung und Wasserstoffverflüssigung

Flüssiger Wasserstoff hat gegenüber Wasserstoff in Druckspeichern (1.330 kWh/m<sup>3</sup> bei 700 bar) eine höhere Energiedichte (2.360 kWh/m<sup>3</sup>, siehe Tabelle 3-5). Dadurch kann in einem 120 L Flüssigwasserstofftank (siehe Bild 3-13) eine Energie von 120 L · 2,36 kWh/L = 283 kWh gespeichert werden, während ein 120 L Druckgastank (700 bar) nur 160 kWh Energie speichern könnte.

Durch diese größere Energiedichte hat der Flüssigwasserstoff einen Vorteil beim Transport (Transportkapazität je Trailer, siehe Kapitel 3.4.4) und beim Tankeinbau in mobilen Systemen (kleinere Tanks).



**Bild 3-13: Flüssigwasserstoffspeicher für Fahrzeuge [29]**

Stationäre Flüssiggastanks werden entsprechend mit Innen- und Außenbehälter, Superisolation und Überdruckventilen zum Druckausgleich der Verdampfungsverluste (Boil-off) konstruiert und sind entsprechend teuer (siehe 6.3.2).

In Bild 3-14 sind Beispiele von stationären Flüssigwasserstofftanks dargestellt. Der links dargestellte, in einer Betonwanne aufgestellte Tank, wurde für die Tankstelle am Münchener Flughafen [5], der rechts dargestellte 60 m<sup>3</sup>-Tank wurde als Demonstrationsobjekt für den Schiffstransport von Wasserstoff im Euro-Quebec Hydrogen-Pilotprojekt [5] gebaut.



**Bild 3-14: Stationäre Flüssigwasserstofftanks (Tankstelle München und Demoprojekt Schifftransport 60 m<sup>3</sup> LH<sub>2</sub> [5])**

Die Verflüssigung von Wasserstoff wird mit dem Joule-Thomson-Kreislauf (auch Linde-Verfahren) durchgeführt. Bei Temperaturen unterhalb von 20,27 Kelvin (-252,88 °C) kondensiert Wasserstoff bei Normaldruck zu einer klaren, farblosen Flüssigkeit. Dieser Zustand wird auch als LH<sub>2</sub> abgekürzt (engl. liquid, „flüssig“), im Vergleich zu GH<sub>2</sub> (engl. gaseous, „gasförmig“).

Diese tiefe Temperatur wird durch Vorkühlung mit flüssiger Luft oder flüssigem Stickstoff bzw. Helium unter die Inversionstemperatur von 200 °K (-73,15 °C) und wiederholter Kompression, Kühlung und Entspannung des Wasserstoffs erreicht.

Die Vorkühlung ist erforderlich, da sich Wasserstoff oberhalb dieser Inversionstemperatur atypisch bei Druckentspannung verhält: statt sich bei Druckentspannung abzukühlen, wird Wasserstoff bei Temperaturen von über -73 °C nicht kälter, sondern wärmer. Die Öffnung einer vollen Wasserstoffgasflasche (Entspannung von 200 bar auf 1 bar) führt aber nur zu einer Erwärmung um 6 K, d.h. eine Zündgefahr entsteht dadurch nicht [30].

Bei kleinen Anlagen, d.h. im Bereich zwischen 150 und 1.000 L/h LH<sub>2</sub> (entsprechend 11 bis 71 kg/h), liefert bei Linde-Anlagen ein geschlossener Helium-Kreislauf die erforderliche Kälteleistung zur Abkühlung des Wasserstoffs. Der Wasserstoff wird als reines Gas bei ca. 20 bar in die vakuumisolierte Coldbox eingespeist und am Ende der Abkühlung nach leichter Unterkühlung durch ein Joule-Thomson-Ventil in den Flüssigtank expandiert und dabei verflüssigt.

Mezger [31] beschreibt sechs unterschiedliche Wasserstoffverflüssigungsverfahren, die er in drei Gasverflüssigungsverfahren

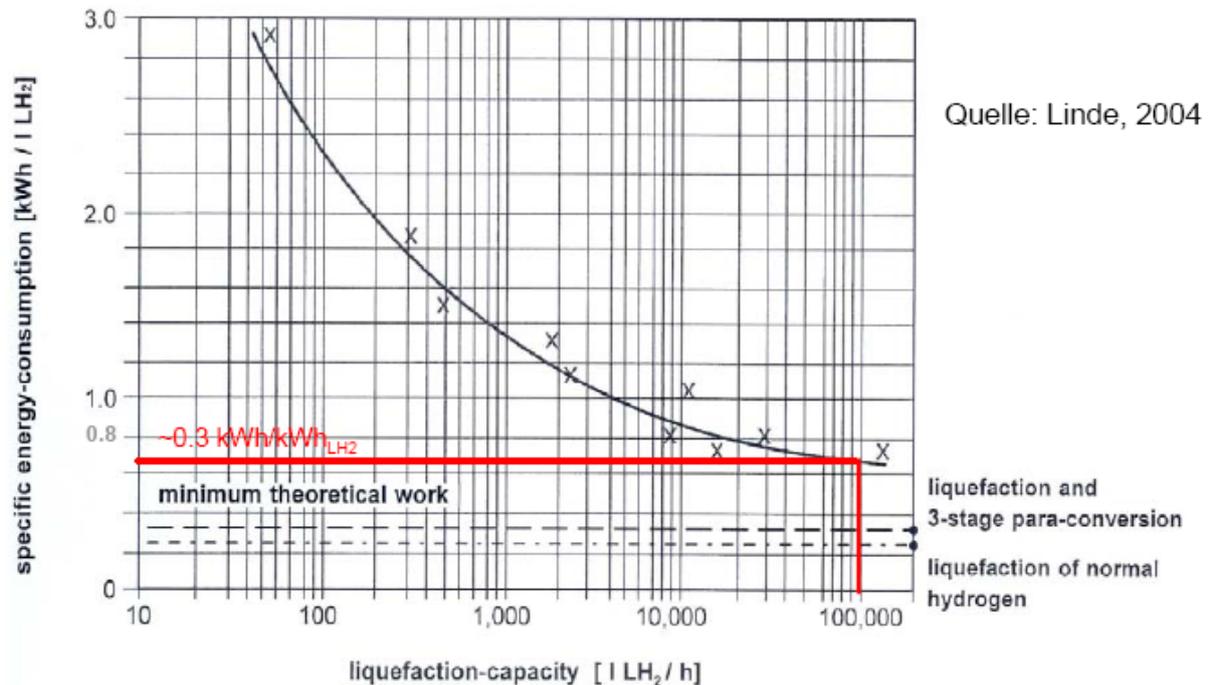
- Linde-Hampson-Prozess
- Brayton-Stickstoff-Kreislauf
- Claude-Prozess

und drei magnetische Verflüssigungsverfahren

- Magnetischer Carnot-Prozess
- Magnetischer Brayton-Prozess
- Magnetischer Ericson- und Stirling-Prozess

unterteilt.

In Bild 3-13 sind theoretisch notwendige Verflüssigungsarbeit (gestrichelte Linien unten) und praktisch erreichbare spezifische Verflüssigungsarbeit in Abhängigkeit der Anlagengröße dargestellt [32]. Daraus wird klar, dass Verflüssigung von Wasserstoff selbst bei Anlagenkapazitäten von 100.000 L/h LH<sub>2</sub> noch 30 % des Energieinhaltes von Wasserstoff verbrauchen.



**Bild 3-15: Theoretischer und praktisch erreichbarer spezifischer Energieverbrauch von Wasserstoffverflüssigern in Abhängigkeit der Anlagenkapazität [32]**

Die Fa. Linde z.B. lieferte und betreibt nach Referenzliste unter anderem an den folgenden Orten Wasserstoffverflüssiger:

Kleine Wasserstoffverflüssigungsanlagen, d.h. 150 – 600 L/h in

- Beijing, China
- Mahendragiri, Indien
- Kimitsu, Japan

Mittlere Wasserstoffverflüssigungsanlagen, d.h. 600 – 3.000 L/h in

- Ingolstadt, Deutschland
- Saggonda, Indien

Große Wasserstoffverflüssigungsanlagen, d.h. > 3.000 L/h in

- Magog, Kanada
- Osaka, Japan
- Leuna, Deutschland.

Nach [26] und [32] werden für die Wasserstoffverflüssigung **theoretisch** mindestens 3,23 - 3,92 kWh/kg H<sub>2</sub>, d.h. 10-12 % des unteren Heizwerts von H<sub>2</sub> benötigt. In realen Verflüssigungsanlagen werden bei kleinen Anlagen (rd. 10 kg/h) 27,8 kWh/kg und bei großen Anlagen (rd. 1.000 kg/h) 11,1 kWh/kg H<sub>2</sub> für die Verflüssigung benötigt, d.h. 83,4 bis 33,3 % des unteren Heizwerts von Wasserstoff.

### 3.4.3 Feststoffspeicher (Hydride)

Einige Metalllegierungen sind in der Lage, das 20- bis 600-fache ihres Volumens an Wasserstoff aufzunehmen und bei Erwärmung wieder abzugeben.

In Feststoffspeichern (siehe Bild 3-16) kann somit die volumetrische Energiedichte von Wasserstoff von 0,003 kWh/Liter unter Normaldruck auf 0,060 kWh/Liter bis 1,8 kWh/Liter gesteigert werden.



**Bild 3-16: Metallhydridspeicher mit Parker Schnellverschluss [33]**

Feste als Hydridspeicherstoffe geeignete Metalle sind z.B. Na, Al, Mg, AlH<sub>2</sub>, MgH<sub>2</sub>, NaH, Ti, TiH<sub>2</sub>, LaMg<sub>2</sub>Ni, Lithiumhydrid, Natriumborhydrid, Lithiumaluminiumhydrid und Amminboran. Der Wasserstoff wird in den Lücken des (kalten) Metallgitters eingelagert (dann: LaMg<sub>2</sub>NiH<sub>7</sub>) und bei Erwärmung des Speichers wieder abgegeben. In einem Metallhydridspeicher kann fünfmal mehr elektrische Energie gespeichert werden als in einem Bleiakкумуляtor gleichen Gewichts.

Allerdings sind Hydridspeicher teuer und schwer, so dass sie bislang nur sinnvoll bei stationären Anwendungen oder in U-Booten verwendet werden, wo beide Faktoren keine Rolle spielen.

Wegen der geringen Beladungsdichte von 6-9 % des Hydridgewichtes [34] würde ein Tanksystem für 10 kg H<sub>2</sub> (330 kWh) überschläglich etwa 200 kg wiegen (bei 5 % H<sub>2</sub>-Anteil auf den Gesamttank bezogen).

Kritisch für die Auswahl der Materialien sind die Absorptions- und Desorptionstemperatur sowie der Druck, bei welchem Wasserstoff gespeichert und wieder abgegeben wird.

Auch sind die Zyklen der Be- und Entladung auf 1.000 bis 1.500 begrenzt (bei 100 vollständigen Be- bzw. Entladungen pro Jahr ergibt sich eine Lebensdauer von etwa 10-15 Jahren). Die Beladungszeit schwankt je nach Material zwischen 2,5 und 4,2 min/5 kg H<sub>2</sub>.

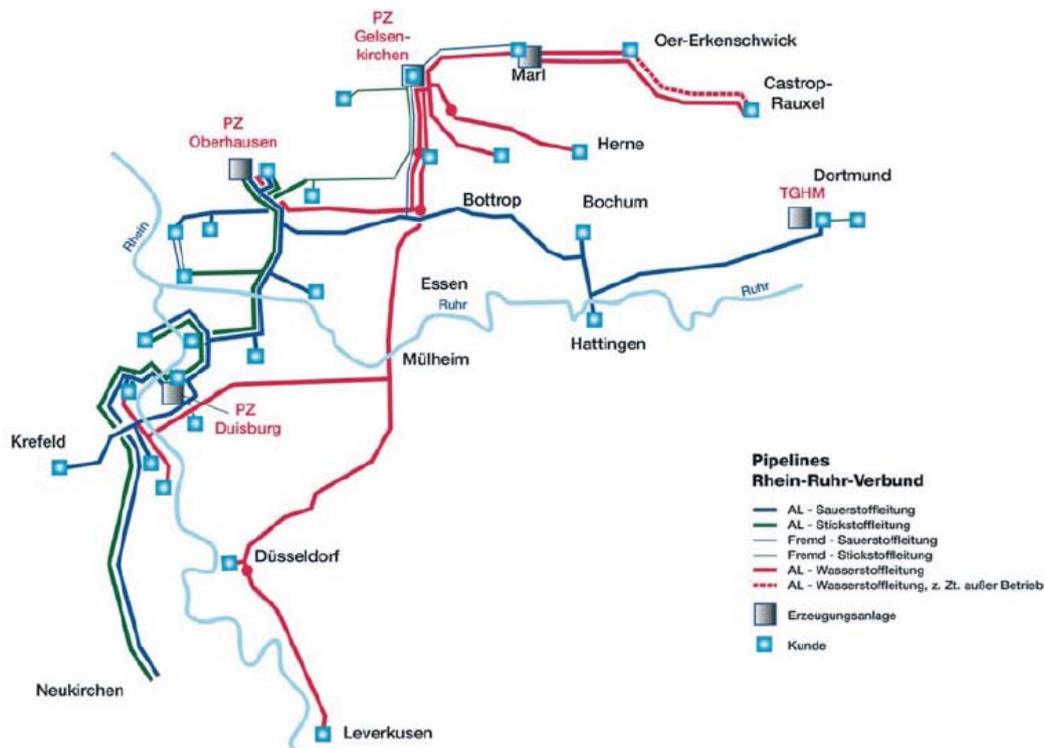
### 3.4.4 Wasserstoffpipelines

Wasserstoffpipelines dienen nicht nur ausschließlich dem **Transport** von Wasserstoff. Durch leichte Anpassungen des Druckes im System können je nach Länge der Leitung erhebliche **Speicher**kapazitäten erschlossen werden.

#### 3.4.4.1 Pipeline der Air-Liquide in NRW

Durch die Metropole Ruhr verläuft die längste Wasserstoffpipeline Deutschlands. Sie ist 240 Kilometer lang und führt vom Kreis Recklinghausen über Bottrop, Gelsenkirchen, Herne, Oberhausen, Essen, Duisburg und Mülheim an der Ruhr über Düsseldorf bis nach Leverkusen (siehe Bild 3-17). In Marl betreibt Air Liquide die größte Abfüllstation Europas für Hochdruckwasserstoff [4].

Von dort werden Unternehmen per Lkw oder leitungsgebunden mit Wasserstoff versorgt.



**Bild 3-17:** Wasserstoff-Pipelinennetz der Air Liquide in NRW, Länge: 240 km [4]

#### 3.4.4.2 Pipeline der Linde AG in Leuna

In Leuna (Sachsen-Anhalt) betreibt die Linde AG ebenfalls eine Wasserstoff-Pipeline. Das Rohrleitungsnetz ist insgesamt rd. 135 km lang und verbindet u. a. die Standorte Zeitz, Böhlen, Leuna, Bitterfeld und Rodleben [35], siehe Bild 3-18.



**Bild 3-18: Leitungsverlauf der Wasserstoffpipeline in Sachsen-Anhalt [35]**

### 3.4.4.3 Pipelinebetrieb

Der Gesetzgeber verlangt von den Pipelinebetreibern eine Bewertung des momentanen und des zukünftigen Zustands ihrer Pipelines. Lösungen sind das sogenannte Pipeline Integrity Management System (PIMS) bzw. Infracor-Rohrfernleitungs-Integritätsmanagement-System (IRIS).

Mit diesem Werkzeug soll der Rohrnetzbetreiber in der Lage sein, alle notwendigen Daten

1. Begehungs- und Befliegungs- sowie Molchungsergebnisse,
2. Katasterinformationen,
3. Wegerechtsdaten,
4. Baustellen im Bereich der Rohrtrasse,
5. Berichte zum Kathodischen Korrosionsschutz,
6. Eigene (Überwachung wann, wo) und fremde Aktivitäten,
7. Grunderwerbs- und Wegerechtsverträge,
8. Rohrkenzeichnungen vor Ort,
9. Gewässerquerungen,
10. Umweltdaten u.v.m.

mit der geografischen Position (Geografisches Informationssystem = GIS) zu verbinden. So können Pipelinebetreiber den momentanen Rohrnetzzustand aktuell dokumentieren und sehr

schnell die Bereiche lokalisieren, in denen sie entsprechende Maßnahmen treffen müssen. „Schutzanweisungen für Arbeiten im Bereich der Fernleitungen“ sind vom Rohrnetzbetreiber aufzustellen und bei Baumaßnahmen Dritter den Baubeteiligten rechtzeitig auszuhändigen. Die Einhaltung der Anweisungen durch Dritte ist im Bereich der Fernleitung zu überwachen.

Pipelines werden häufig innerhalb von Trassen durch Land verlegt, welches im Besitz anderer ist. Die Besitzer sind weiterhin Eigentümer des Landes, durch das die Pipeline verlegt wird und durch einen Wegerechtsvertrag erhalten wiederum die Pipelinebetreiber das Recht, das Land für den Pipelinebetrieb zu nutzen. Die Pipeline wird entlang des Trassenverlaufs durch Schilderpfähle gekennzeichnet. Entsprechende Verträge zwischen Pipelinebetreiber und Landeigentümer sind zu verwalten. Leckageüberwachung kann durch Online-Überwachung von Input-/Output-Messungen sowie durch Druck- und Temperaturüberwachung von Leitungsabschnitten (aufwändig) oder durch in der Betriebs- und Wartungsanleitung in festgelegten Zeitabständen durchgeführte Lecksuchmolchungen [36] erfolgen.

### 3.4.5 Sonstige Wasserstoffspeichermöglichkeiten

Neben den Möglichkeiten der Speicherung von molekularem Wasserstoff gibt es die Möglichkeit des Transports und der Lagerung von Wasserstoff **in chemisch gebundener Form**. Insbesondere flüssige Verbindungen wie Alkohole, z.B. Methanol (CH<sub>3</sub>OH) und Ethanol (C<sub>2</sub>H<sub>5</sub>OH) sind hier geeignet. Diese Lagerungsformen führen zu geringerem Speicheraufwand und höheren Energiedichten, erfordern aber ein zusätzliches Synthese- und Rückgewinnungsverfahren (siehe auch Methanolsynthese, mit der sich der vollständige Band 2 zu diesem Vorhaben befasst). Die Umwandlung zum Kohlenwasserstoff ermöglicht dabei:

1. CO<sub>2</sub> für die Synthese zumindest zeitweilig zu binden,
2. Statt der H<sub>2</sub>-Rückgewinnung den Kohlenwasserstoff direkt weiterzuverwenden,
3. Kohlenwasserstoffe aus Wasserstoff für die chemische Grundstoffindustrie zu verwenden.

Als Beispiel für die Wasserstoffspeicherung in chemisch gebundener Form wird in den folgenden beiden Unterkapiteln die Methansynthese aus Wasserstoff näher vorgestellt. Eine umfassende Studie zur Erzeugung von CH<sub>3</sub>OH als chemischen Energiespeicher enthält Band 2 des WaStrak-Berichts.

Darüber hinaus gibt es Nanofasern, die nach [37] an der Northeastern University in Boston zur Speicherung von Wasserstoff zwischen mehreren Lagen Grafitfasern eines Querschnitts von 5-10 nm für die mobile Nutzung untersucht wurden. Jedes Gramm Kohlenstoff konnte ca. 30 Liter Wasserstoff einlagern, was bei einem Wasserstofftank von 25 Litern und 87 kg eine Reichweite von bis zu 8.000 Kilometern (0,36 kWh/km) ermöglichen soll.

Zwei Nachteile der Nanofaserspeicherung sind noch nicht gelöst:

1. Die Beladung des Speichers dauert zwischen vier und 24 Stunden und
2. Die Beladung ist nur vier bis fünf Mal möglich.

### 3.4.5.1 Methansynthese aus elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff

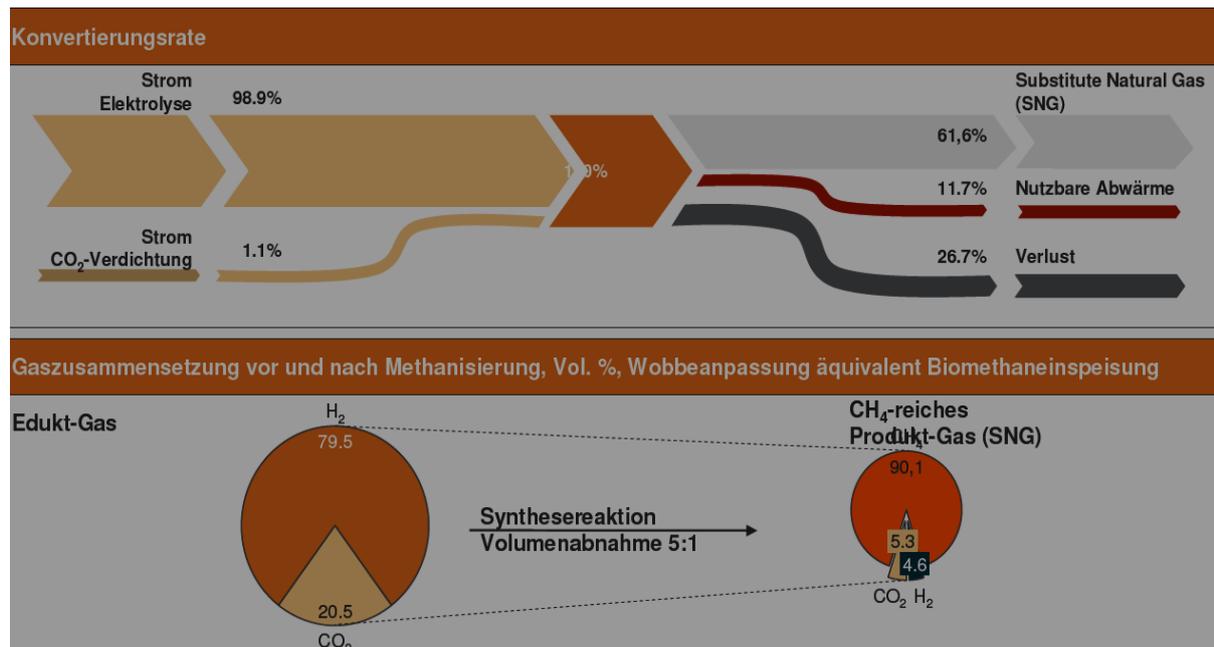
Die Speicherung von Wasserstoff durch Umwandlung in Methan erscheint aus mehreren Gründen technisch und wirtschaftlich sinnvoll:

1. Methan hat pro m<sup>3</sup> unter Normaldruck eine um den Faktor 3,33 höhere Energiedichte als Wasserstoff, d.h. CH<sub>4</sub>-Speicher benötigen bei gleichem Druck nur 1/3 des Volumens von H<sub>2</sub>-Speichern.
2. Bei der Methansynthese aus Wasserstoff wird CO<sub>2</sub> zumindest kurzzeitig gebunden.
3. Für Methangas besteht schon eine Infrastruktur (Erdgasnetz), die durch geringfügige Anpassungen des Synthesegases als Speicher- und Energieverteilungssystem genutzt werden könnte.
4. Die unmittelbare energetische Nutzung des synthetischen Methangases in Gas- und Dampf-Kombikraftwerken (GUD-Kraftwerken) wäre mit vergleichbar guten Wirkungsgraden wie eine Nutzung in Brennstoffzellen möglich (Bild 3-19).

Eine Pilotanlage zur Stromspeicherung durch Wasserelektrolyse und Umwandlung des Wasserstoffs in Methan (Schema siehe Bild 3-20) lief bereits seit November 2009 im Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) in Stuttgart, welches die Anlage in Kooperation mit dem Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES und der Firma Solar-Fuel entwickelt hat.

In der Wasserelektrolyse wird im ersten Schritt Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Im zweiten Schritt wird der Wasserstoff mit CO<sub>2</sub> direkt zu Methan (CH<sub>4</sub>) umgesetzt.

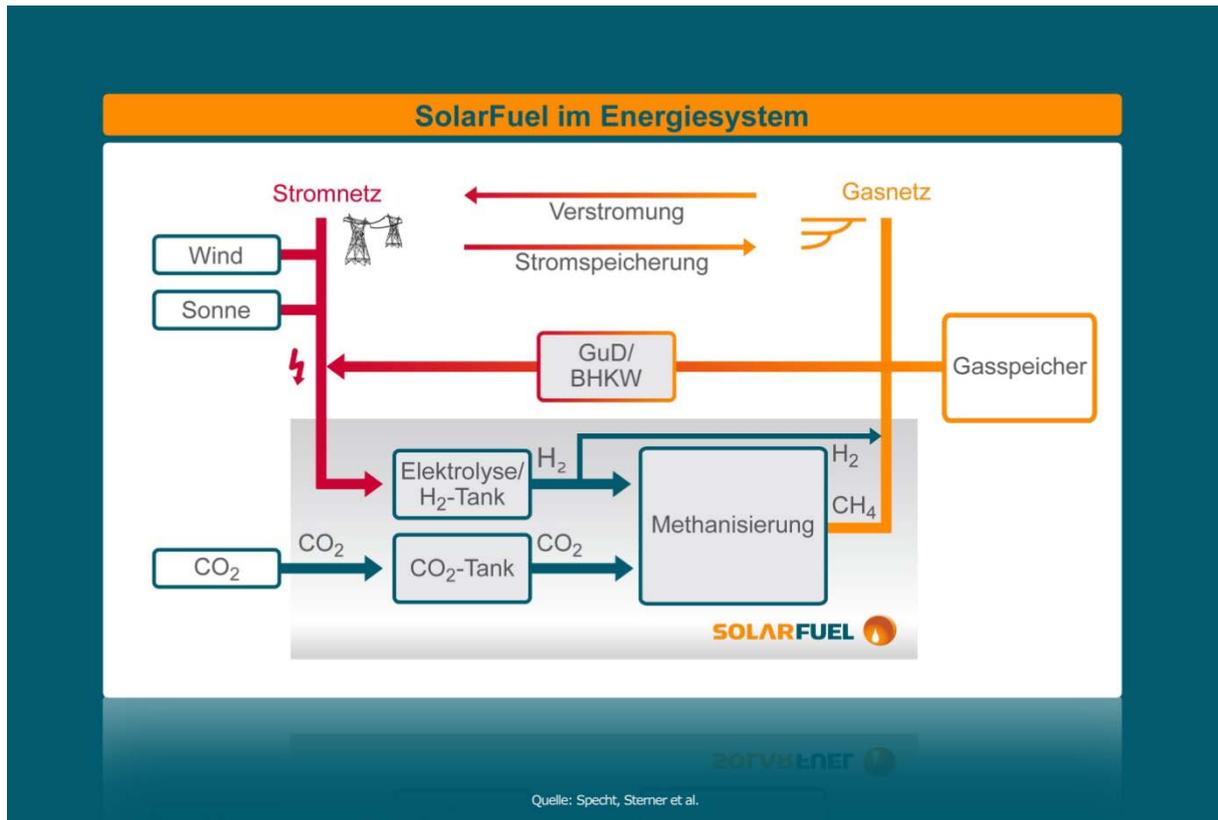
Die Effizienz des Prozesses ist im nachfolgenden Bild 3-19 zusammen mit den Gasinhaltsstoffen vor und nach der Synthese dargestellt [38].



**Bild 3-19: Konvertierungsraten und Volumenabnahme bei der Methansynthese [38]**

Die Beteiligten sind für diese Entwicklung mit dem Hauptpreis der deutschen Gaswirtschaft für Innovation und Klimaschutz 2010 ausgezeichnet worden. Die Preisverleihung fand am 29. September 2010 in Berlin statt [39].

Eine Laboranlage mit einer elektrischen Anschlussleistung von 25 kW wurde im März 2011 in der Morbacher Energielandschaft im Hunsrück eingeweiht [40].



**Bild 3-20:** Schema der Energiespeicherung durch aus Wasserstoff synthetisch hergestelltem Methan [39]

### 3.4.5.2 Methanherstellung aus Calciumcarbonat und Wasserstoff

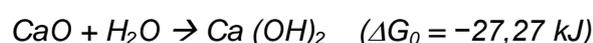
Außer der vorgenannten Methode kann Methan auch aus Calciumcarbonat und Wasserstoff synthetisiert werden [41]. Dieser Prozess wurde 2007-2009 im europäischen Forschungsprojekt Hythec näher untersucht.

Bei Temperaturen oberhalb von 800 °C wird unter Zugabe von Wasserstoff und eines Metallkatalysators bei der thermischen Zersetzung von Calciumcarbonat direkt Methan gebildet. Die Produktion von Methan erfolgt dann direkt, ohne den Umweg von Kohlenstoffdioxid. Das wiederum führt zu niedrigeren Standardbildungsenthalpien.

800 °C



Das bei der Methanherstellung anfallende Calciumoxid wird durch eine exotherme Reaktion mit Wasser zu Calciumhydroxid gelöscht und dem Prozess zur Ausfällung von Calciumcarbonat wieder zugefügt.



## 4 Technische Möglichkeiten der H<sub>2</sub>-Nutzung auf Kläranlagen

### 4.1 Stationäre Nutzung

#### 4.1.1 Brennstoffzellen

Entdeckt wurde das Prinzip der Brennstoffzelle bereits 1839 durch den Physiker Sir William Robert Grove. Die weitere Erforschung und technische Umsetzung von Brennstoffzellensystemen erfolgte jedoch erst viel später seit Mitte des 20. Jahrhunderts.

Die Brennstoffzelle wandelt nach dem Prinzip der galvanischen Zelle die chemische Energie des eingesetzten Brennstoffs unter Vorhandensein eines Oxidationsmittels direkt in elektrische Energie um. Hierdurch unterscheidet sich die Brennstoffzelle signifikant von konventionellen Verbrennungskraftmaschinen, welche die chemische Energie über thermische und mechanische Energie in elektrische Energie umwandeln.

Eine Brennstoffzelle besteht prinzipiell aus zwei Elektroden, welche durch eine Membran oder einen Elektrolyt separiert werden. Die Elektroden sind zumeist aus einem elektrisch leitenden Metall oder einer Karbonverbindung. Zur Verbesserung der katalytischen Reaktion kann in der Elektrode Platin oder Palladium eingesetzt werden. Als Elektrolyten werden Laugen, Säuren, Alkalicarbonatschmelzen, Keramiken oder Membranen eingesetzt.

Die Energie liefernde Reaktion erfolgt durch die Oxidation des Wasserstoffs mit dem Sauerstoff. Je nach Ausführung der Brennstoffzelle können anstelle von reinem Wasserstoff auch Kohlenwasserstoffe und Alkohole wie Methan oder Methanol im Feedstrom eingesetzt werden, welche in der Brennstoffzelle zu Wasserstoff reformiert werden. Der wasserstoffreiche Brennstoff wird kontinuierlich der Anode zugeführt, wo er in Wasserstoffionen (H<sup>+</sup>) und Elektronen (e<sup>-</sup>) gespalten wird. In Abhängigkeit des eingesetzten Elektrolyten bilden sich in sauren Elektrolyten Protonen (H<sup>+</sup>) sowie in alkalischen Elektrolyten Hydroxylionen (OH<sup>-</sup>). Die Ionen wandern durch den permeablen Elektrolyten zur Kathode, wo sie unter Anwesenheit von Sauerstoff zu Wasser (H<sub>2</sub>O) oxidiert werden. Bedingt durch die Potentialdifferenz fließen die Elektronen von der Anode über einen externen Stromkreislauf zur Kathode, wodurch ein Gleichstrom erzeugt wird. Mittels Wechselrichter kann dieser in einen Wechselstrom umgerichtet werden.

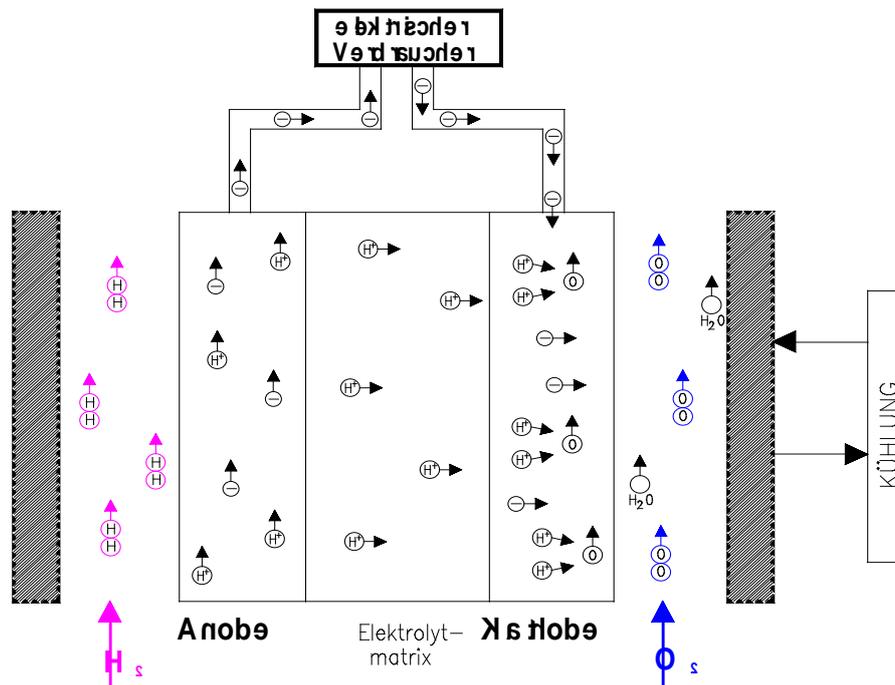
Anodenreaktion:



Kathodenreaktion:



In dem folgenden Bild 4-1 ist das Prinzip der Anoden- und Kathodenreaktion einer Brennstoffzelle mit saurem Elektrolyten schematisch dargestellt.



**Bild 4-1: Prinzip einer Brennstoffzelle mit saurem Elektrolyten [42]**

Die gelieferte Spannung liegt theoretisch bei 1,23 V für die Wasserstoff-Sauerstoff-Zelle bei einer Temperatur von 25 °C. In der Praxis werden jedoch abhängig von Elektrolyt, Temperatur und den Feedgasströmen lediglich Spannungen von 0,6 bis 0,9 V erreicht [42]. Zur Steigerung der erzielbaren Spannung werden mehrere Zellen zu Stacks (Stapeln) elektrisch in Reihe geschaltet.

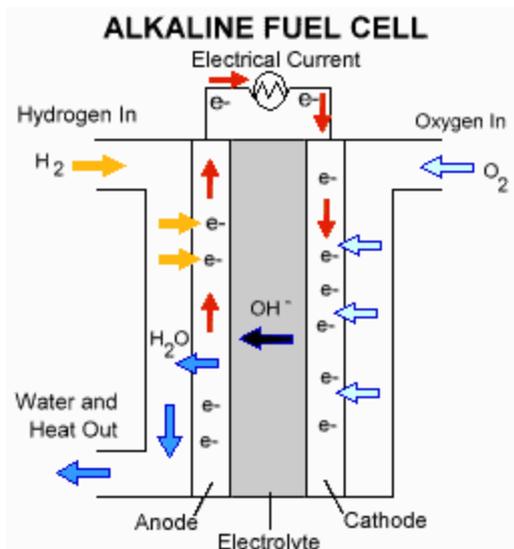
Die nach eingesetzten Elektrolyten unterschiedenen Brennstoffzellentypen werden in den nachfolgenden Unterkapiteln in ihrer Wirkungsweise einzeln beschrieben.

#### 4.1.1.1 Alkalische Brennstoffzelle (AFC)

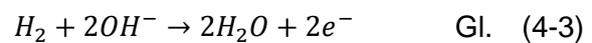
Bei den Bestrebungen in der Mitte des 20. Jahrhunderts, das Prinzip der Brennstoffzelle technisch umzusetzen, waren alkalische Brennstoffzellen (alkaline fuel cell, AFC) eine der ersten Technologien. Insbesondere im Raumfahrtprogramm wurden diese Zellen eingesetzt, um sowohl elektrische Energie als auch Trinkwasser herzustellen.

Bei AFC wird Kaliumhydroxid (3-50 Gew.-%) in wässriger Lösung als Elektrolyt verwendet. Sowohl Edel- als auch Nicht-Edelmetalle (Nickelträger) können als Katalysator auf der Anode bzw. Kathode eingesetzt werden. Häufig werden kostengünstige Elektroden aus Raney-Nickel, Raney-Silber oder mittels Edelmetall aktivierter Kohlenstoff eingesetzt. Neben den ursprünglich entwickelten Hochtemperatur-AFC (100 – 250 °C) sind heute auch Niedertemperatur-Zellen mit Betriebstemperaturen von 20 – 90 °C am Markt verfügbar. Bedingt durch

die schnelle und reversible Kinetik der Sauerstoffreduktion in alkalischen Elektrolyten sind sehr hohe elektrische Systemwirkungsgrade möglich. In der Raumfahrttechnik konnten Wirkungsgrade über 70 % realisiert werden. Für den Betrieb der Zelle werden jedoch sowohl H<sub>2</sub> als auch O<sub>2</sub> in hochreiner Form benötigt. Insbesondere Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) führt durch Bildung von Kaliumkarbonat schnell zu einem Blockieren der Gasdiffusionselektroden, was eine kostenintensive Aufreinigung der H<sub>2</sub>- und O<sub>2</sub>-Feedgasströme erforderlich macht. Korrosionsprobleme begrenzen die Lebensdauer aktuell noch stark auf etwa ein Jahr. Bedingt durch die hohe CO<sub>2</sub>-Störanfälligkeit wurden in Europa die meisten Forschungsvorhaben im Bereich der AFC eingestellt [43].



Anodenreaktion:



Kathodenreaktion:



**Bild 4-1:** Wirkungsprinzip einer AFC [44]

#### 4.1.1.2 Protonen-Austausch-Membran-Brennstoffzelle (PEMFC)

Ebenfalls zu den Niedertemperatur-Brennstoffzellen (60-80 °C) zählt die Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC), welche als Elektrolyt eine Kationenaustauschmembran verwendet. Dieses perfluorierte, sulfonierte Polymer dient der Elektronenübertragung und Gas-separation sowie ebenfalls als Träger für die anodischen und kathodischen Katalysatoren.

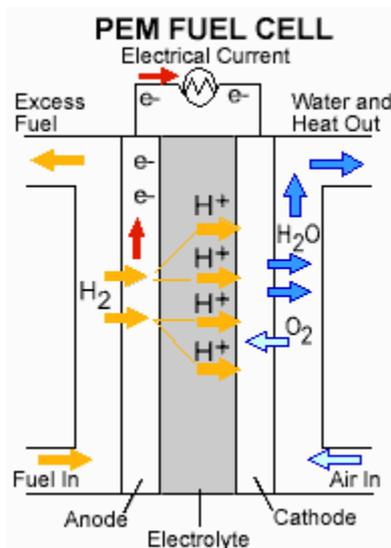
Bedingt durch die niedrigen Arbeitstemperaturen weisen PEMFC sehr gute Kaltstarteigenschaften auf. Als Brennstoff wird Wasserstoff oder CO<sub>2</sub>-haltiges Reformatgas eingesetzt. Als Oxidationsmittel an der Kathode kann Luftsauerstoff verwendet werden. Gute Leitungsfähigkeit und sehr geringe Dicke der Membran (20-150 µm) bewirken eine sehr hohe Leistungsdichte der PEMFC. Einzelne Zellen werden über elektrisch leitende Bipolarplatten zu Stacks zusammengeschaltet.

Bei dem Betrieb mit reformierten Kohlenwasserstoffen als Brennstoff können durch das enthaltene Spurengas CO Störungen auftreten. Denn der anodische Platinkatalysator absorbiert

CO und wird hierdurch deaktiviert. Auch mittels Shift-Konvertierung aufgereinigtes Reformatgas liegt mit CO-Anteilen von etwa 1 % noch in einem problematischen Bereich. Daher muss bei dieser Brennstoffzellenanwendung eine weitere CO-Abscheidung bis auf 10-20 ppm erfolgen [43].

Aktuelle Entwicklungen der PEMFC zielen vor allem auf eine störungsfreie Energieversorgung von Gebäuden mit Leistungsbereichen von 1-10 kW<sub>el</sub>. Stationäre Anwendungen mit höheren Leistungen (200 kW, Ballard) sind jedoch auch am Markt verfügbar. Eine Weiterentwicklung bezüglich des Betriebs mit Reformatgas erfolgte mit der Hochtemperatur-PEMFC durch die Firma PEMEAS (heute BASF). Deren Membranen bestehen aus hochtemperaturstabilem Polybenzimidazol (PBI) und arbeiten bei Temperaturen von 120 – 200 °C. Vorteile aus dem hohen Temperaturniveau ergeben sich aus der höheren CO-Toleranz, welche eine Feinreinigung erübrigt sowie aus besseren Wirkungsgraden bei voller Ausnutzung der Kraft-Wärme-Kopplung [45].

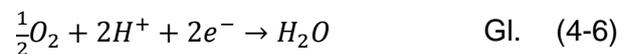
Nachteilig wirken sich die betriebstemperaturbedingte, schlechte Nutzbarmachung der Wärme sowie die zum Betrieb notwendige hohe Reinheit des Wasserstoffs aus. Brennstoffzellensysteme mit einer elektrischen Leistung bis zu 80 kW sind in Deutschland von der Firma ProtonMotor GmbH beziehbar. Weiter arbeiten die Firmen P21 GmbH (Deutschland), Ballard Power Systems, Hydrogenics (Kanada), IFC, UTC Fuel Systems, Plug Power und Nuvera (USA) an der Entwicklung von PEM-Brennstoffzellen. Ein von der Firma Alstom mit einem Ballard Power Brennstoffzellensystem ausgerüstetes BHKW auf Erdgasbasis mit einer elektrischen Leistung von 250 kW wird von der Bewag betrieben [46]. Dort wird ein elektrischer Systemwirkungsgrad von 40 % genannt. PEMFC sind vor allem wegen der hohen Katalysatorbelegung (Platin) der Polymerelektrolytmembranen sehr teuer.



Anodenreaktion:



Kathodenreaktion:

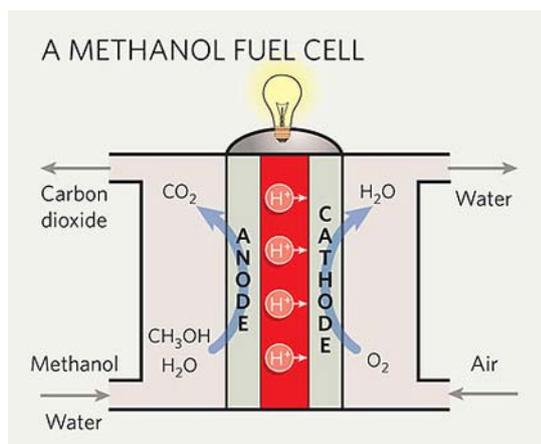


**Bild 4-2: Wirkungsprinzip einer PEMFC [44]**

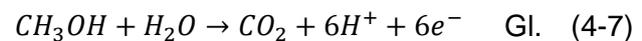
### 4.1.1.3 Direktmethanol-Brennstoffzelle (DMFC)

Der Einsatz von Methanol als Treibstoff hat den Vorteil, dass es ohne Dampfreformierung unmittelbar elektrochemisch oxidiert werden kann. Dieses Prinzip wird in der Entwicklung der DMFC aufgegriffen. Hier wird das Methanol direkt der Anode zugeführt sowie Luftsauerstoff als Oxidationsmittel der Kathode. Ebenfalls vorteilhaft ist die Tatsache, dass bei der Methanoloxidation die reversible Zellspannung mit 1,215 V fast die der Wasserstoffoxidation von 1,23 V erreicht.

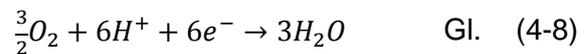
Die direkte Katalyse des Methanols erzielt gute Kaltstarteigenschaften, da keine hohen Betriebstemperaturen für eine Dampfreformierung wie bei Kohlenwasserstoffen benötigt werden. Jedoch ist die katalytische Aktivität der Anode noch sehr begrenzt. Essentiell nachteilig wirken sich bei dem Einsatz von Methanol als Brennstoff die auftretenden Diffusions- und Elektrosmoseprozesse aus. Hierbei gelangt katalytisch nicht aufgeschlossenes Methanol durch die Membran von der Anoden- auf die Kathodenseite. Für die Konstruktion der Elektroden wird ein großer Anteil an Edelmetallen benötigt, wodurch die Herstellungskosten der Zelle steigen [43].



Anodenreaktion:



Kathodenreaktion:



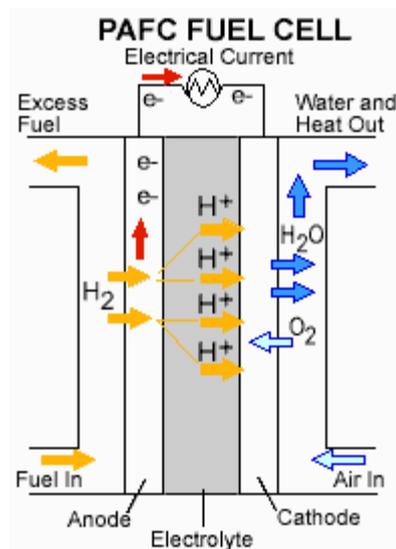
**Bild 4-3:** Wirkungsprinzip einer DMFC [47]

### 4.1.1.4 Phosphorsäure-Brennstoffzelle (PAFC)

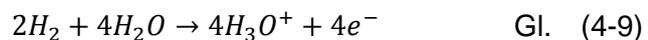
PAFC gehören mit Betriebstemperaturen um 200 °C zu den Mitteltemperaturbrennstoffzellen. Bedingt durch dieses höhere Temperaturniveau ist die Toleranz gegenüber CO höher als bei der PEMFC. Wird reformierter Wasserstoff als Brennstoff eingesetzt, kann mittels Shift-Konverter ein CO-Grenzwert von 1 Vol.-% eingehalten werden. Als Elektrolyt wird eine Säure eingesetzt; daher können im Gegensatz zur AFC auch CO<sub>2</sub>-haltige Feedgase eingesetzt werden, ohne die Zelle zu schädigen [43].

Der Elektrodenaufbau von PAFC besteht aus Carbongewebefasern, auf welche nanodisperse Platinkatalysatoren aufgebracht werden. Phosphorsäure, welche als Elektrolyt verwendet wird, ist als Gel in einer teflongebundenen Siliziumkarbid-Matrix fixiert.

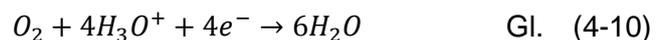
Die funktionelle Betriebstauglichkeit von PAFC wurde bereits in zahlreichen Anwendungen untersucht und nachgewiesen. Die amerikanische Firma ONSI hat global bereits über 250 PAFC-Anlagen des Typs PC 25 auf Erdgasbasis mit einer elektrischen Leistung von 200 kW und einer thermischen Leistung von 220 kW installiert; Anwendungen auf Klärgasbasis sind ebenfalls verfügbar (siehe auch Kapitel 5).



Anodenreaktion:



Kathodenreaktion:



**Bild 4-4:** Wirkungsprinzip einer PAFC [44]

#### 4.1.1.5 Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (MCFC)

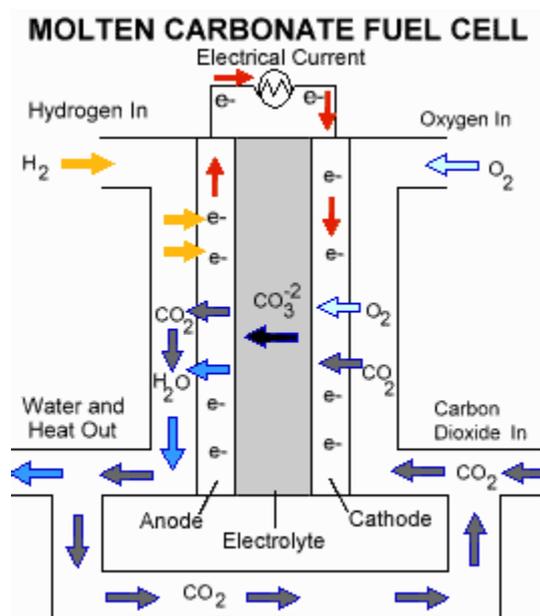
Mit einer Betriebstemperatur von ca. 650 °C gehört die Molten-Carbonate Fuel Cell (MCFC) zu den Hochtemperatur-Brennstoffzellen. Da in der Zellreaktion CO<sub>2</sub> benötigt wird, eignet sich die MCFC besonders gut zur energetischen Umsetzung von Kohlenwasserstoffen.

Schmelzflüssige Alkalikarbonate (Li<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>), welche in einer keramischen Matrix aus LiAlO<sub>2</sub> fixiert sind, bilden den Elektrolyt. Bei der Auswahl des Elektrodenmaterials wird meist auf Nickel zurückgegriffen, wodurch auf kostenintensive Edelmetalle verzichtet werden kann. Beim Aufheizen der Zelle oxidiert das Nickel der Kathode zu Nickeloxid (NiO). Merkmal der MCFC ist die Rückführung der CO<sub>2</sub>-haltigen Abluft in das Feedgas der Kathode. Im Kathodenraum reagiert das CO<sub>2</sub> mit O<sub>2</sub> zu Karbonationen (CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>), welche als Elektronentransporter durch den Elektrolyt dienen.

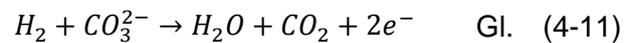
Problematisch bei der technischen Umsetzung erweist sich jedoch die Auswahl geeigneter Werkstoffe, da die eingesetzte Karbonatschmelze auf eine Vielzahl von Materialien korrosiv wirkt. Weitere Probleme verursacht die NiO-Kathode, welche Ni-Ionen an die

Karbonatschmelze abgibt. Diese Ionen reduzieren im Bereich der Anode wieder zu metallischem Nickel. So kann bei längeren Betriebszeiten durch Brückenbildung von der Kathode zur Anode durch den Elektrolyten die Gefahr eines Kurzschlusses entstehen.

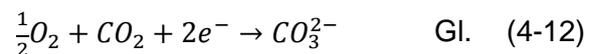
Global wurde bereits eine Reihe von MCFC-Anlagen mit Leistungsfähigkeiten von mehreren hundert Kilowatt bis zu Megawatt realisiert. Auf dem europäischen Markt wurde seit Beginn der 90er die MCFC-Technologie von der Firma MTU Friedrichshafen GmbH unter Lizenznahme der amerikanischen FuelCell Energy intensiv vorangetrieben. Es wurde die HotModule-Technik entwickelt, an der sich 2003 auch die RWE-Fuel Cells GmbH beteiligte [43]. Seit 2011 hat sich die MTU, welche heute Tochtergesellschaft der Tognum AG ist, aus Gründen der Rentabilität und der aus Sicht des Firmenvorstandes fehlenden Perspektive aus dem Brennstoffzellengeschäft zurückgezogen [48].



Anodenreaktion:



Kathodenreaktion:

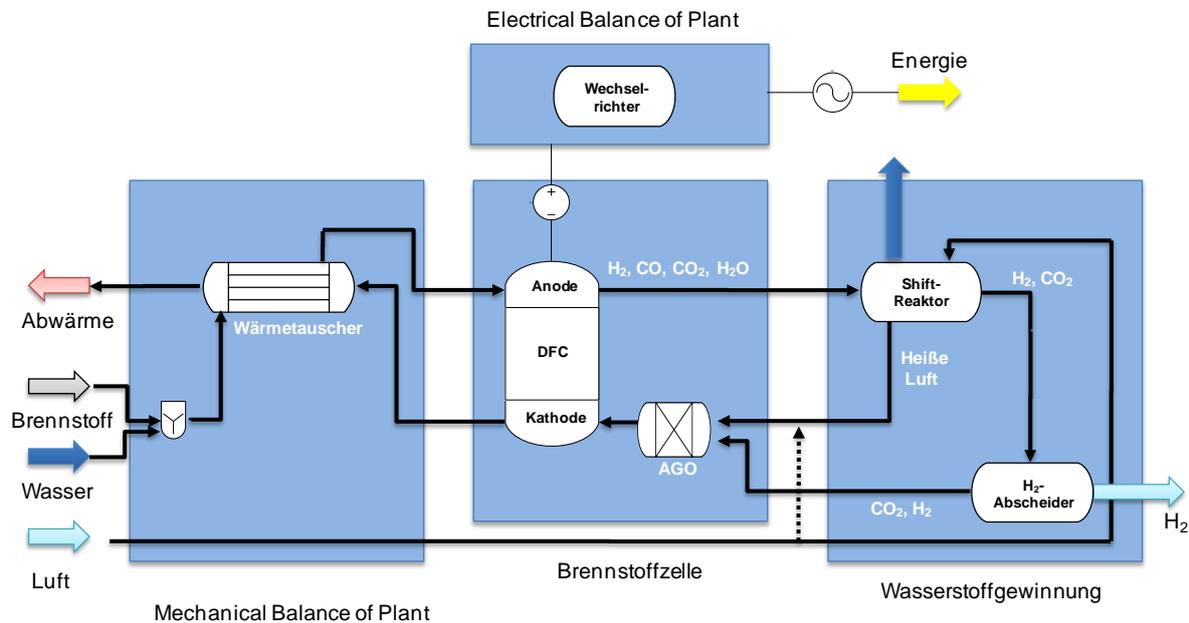


**Bild 4-5: Wirkungsprinzip einer MCFC [44]**

#### 4.1.1.6 Direktbrennstoffzellen (DFC) mit integrierter H<sub>2</sub>-Gewinnung

Eine Weiterentwicklung der bisher vertriebenen MCFC mit dem Vertriebsnamen Direkt-Brennstoffzelle (DFC) erfolgte in den letzten Jahren durch FuelCell Energy. Wie in Bild 4-6 dargestellt, wird die DFC anodenseitig mit dem Brennstoff (Erdgas oder aufgereinigtem Faulgas), welcher intern reformiert wird, zur Stromerzeugung versorgt. Nach Herstellerangaben besteht das Anodenabgas im Durchschnitt aus 10 % H<sub>2</sub>, 40 % H<sub>2</sub>O, 5 % CO sowie 45 % CO<sub>2</sub>, wodurch eine H<sub>2</sub>-Rückgewinnung rentabel erscheint. Hierzu wird mittels Wasser-gas-Shift-Reaktion die CO-Fraktion zu CO<sub>2</sub> oxidiert, während der H<sub>2</sub>-Gehalt gesteigert wird. Anschließend wird die H<sub>2</sub>-Fraktion zur weiteren Nutzung abgeschieden während das CO<sub>2</sub>-reiche Gas der Kathode zurückgeführt wird. Das H<sub>2</sub>-Produktgas verlässt nach Angabe von

FuelCell Energy das System mit einer Reinheit von 99,99 Vol.-% mit CO-Verunreinigungen unter einem ppm bei etwa 7 bar Überdruck. Hierdurch sollen etwa 80 bis 85 % des H<sub>2</sub> rückgewonnen werden [49].



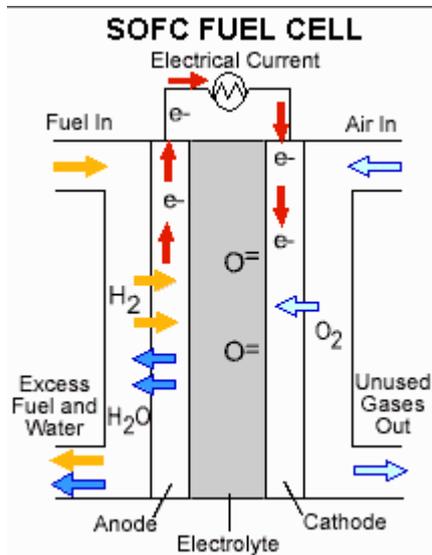
**Bild 4-6:** Verfahrensschema der DFC mit H<sub>2</sub>-Gewinnung nach [50]

#### 4.1.1.7 Oxidkeramische Brennstoffzelle (SOFC)

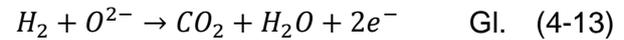
SOFC gehören mit Betriebstemperaturen zwischen 800 und 1.000 °C ebenfalls zu den Hochtemperatur-Brennstoffzellen. Hierbei besteht der Elektrolyt aus festem Yttrium-stabilisiertem Zirkonoxid, welches die Oxidionen leitet. Oberhalb von 750 °C weist diese Keramik eine gute Leitfähigkeit für die Oxidionen auf, während sie für Gase und Elektronen praktisch impermeabel bleibt. Für die Elektroden wird auf der Anodenseite ein Nickel-Zirkonoxid-Katalysator eingesetzt sowie auf der Kathodenseite Mischoxide wie Lanthan-Strontium-Manganat. Die hohe Temperatur sowie geringe Elektrolytwiderstände verbessern die Zellreaktionen gegenüber der MCFC, wodurch höhere Stromdichten realisiert werden können.

An der Weiterentwicklung der SOFC-Technologie wird weltweit geforscht. Bisherige Demonstrationsanlagen arbeiten jedoch lediglich im Leistungsbereich von 10 bis 25 kW. Problematisch ist - bedingt durch die hohen Temperatureinflüsse - die konstruktive Gestaltung der Zelle. Das Expansionsverhalten der keramischen und metallischen Werkstoffe muss aufeinander abgestimmt werden, um innere Spannungen zu minimieren. Konzeptionell wird aktuell zwischen dem Röhren- und dem Flachzellenkonzept unterschieden. Eine in der Entwicklung führende Rolle nimmt Siemens Westinghouse mit dem Röhrenkonzept ein. Hierbei werden Röhrenbündel mit einer Länge von 1,5 m und einem Einzelnendurchmesser von 2,2 cm

zusammengeschaltet. Das Oxidationsmittel (Luft) wird durch das Innere der Röhre geleitet sowie in den Rohrzwischenräumen der Brennstoff. Bei dem Flachzellenkonzept hingegen werden analog zum Aufbau anderer Brennstoffzellentypen ebene Strukturen bipolar in Stapeln angeordnet [43].



Anodenreaktion:



Kathodenreaktion:



**Bild 4-7: Wirkungsprinzip einer SOFC [44]**

#### 4.1.1.8 Zusammenstellung der Brennstoffzellen-Varianten

Die Basisdaten zu den in den vorangegangenen Unterkapiteln erläuterten und nach eingesetzten Elektrolyten unterschiedenen Brennstoffzellentypen werden in Tabelle 4-1 zusammenfassend gegenübergestellt.

**Tabelle 4-1: Basisdaten zu den Brennstoffzellen-Varianten [51]**

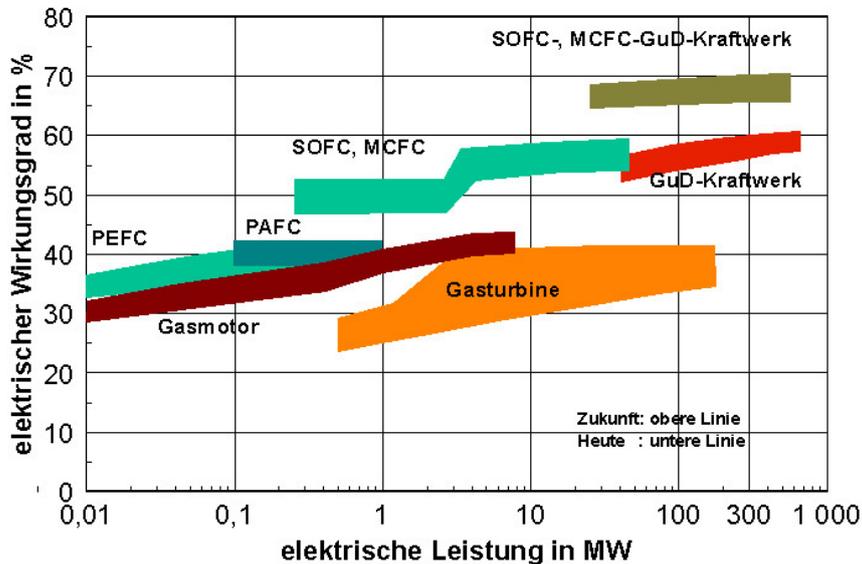
	AFC Alkalische Brennstoffzelle	PEMFC Protonen- Austausch- Membran- Brennstoff- zelle	DMFC Direktmethanol- Brennstoffzelle	PAFC Phosphorsaure Brennstoffzelle	MCFC Schmelz- karbonat- Brennstoffzelle	SOFC Oxidkeramische Brennstoffzelle
Elektrolyt	Kalilauge (30 %)	Protonenleitende Membran (z.B. Nafion R 117.Dow)		Konzentrierte Phosphorsäure	Alkalikarbonat- schmelzen	YSZ (ZrO <sub>2</sub> /YO <sub>3</sub> )
Betriebs- temperatur [°C]	60-120	80	80-130	200	650	800-1.000
Elektroden	Ni/Ag Pt/Pt	Pt PtRu / Pt		Pt/Pt	Ni/NiO	Ni-YSZ (LaSt/MnO <sub>3</sub> )
Anodenreaktion	$H_2 + 2OH^- \rightarrow 2H_2O + 2e^-$	$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$	$CH_3OH + H_2O \rightarrow CO_2 + 6H^+ + 6e^-$	$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$	$H_2 + CO_3^{2-} \rightarrow H_2O + CO_2 + 2e^-$	$H_2 + O^{2-} \rightarrow H_2O + 2e^-$
Kathodenreaktion	$0,5O_2 + H_2O \rightarrow 2e^- + 2HO^-$	$2H^+ + 0,5O_2 + 2e^- \rightarrow H_2O$	$1,5O_2 + 6H^+ + 6e^- \rightarrow 3H_2O$	$2H^+ + 0,5O_2 + 2e^- \rightarrow H_2O$	$0,5O_2 + CO_2 + 2e^- \rightarrow CO_3^{2-}$	$0,5O_2 + 2e^- \rightarrow O^{2-}$
Gesamtreaktion	$H_2 + 0,5O_2 \rightarrow H_2O$		$CH_3OH + 1,5O_2 + H_2O \rightarrow CO_2 + 3H_2O$	$H_2 + 0,5O_2 \rightarrow H_2O$	$H_2 + 0,5O_2 + CO_2 \rightarrow H_2O + CO_2$	$H_2 + 0,5O_2 \rightarrow H_2O$
Brennstoffe	H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> , CH <sub>3</sub> OH, CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub> , CH <sub>3</sub> OH	H <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , Kohlegas
Erreichbarer Zellwirkungsgrad	60-70 %	50-68 %	20-30 %	55 %	65 %	60-65 %
Vorteile	Sehr hohe Leistungsdichte, sehr zuverlässig	Kurze Anlaufzeiten, korrosionsbeständig		Kein reines H <sub>2</sub> notwendig	Verschiedene Brennstoffe nutzbar, Abwärmenutzung zur Stromerzeugung möglich, Toleranz gegenüber CO	
Nachteile	H <sub>2</sub> und O <sub>2</sub> in hochreiner Form nötig	Teure Katalysatoren erforderlich		teure Pt Kat. Niedrige Leis- tungsdichte	Hohe Temperaturbelastung, lange Anlaufzeiten	
Anwendungen	Militär, Raumfahrt	Stationäre und mobile Anwendungen		Stationäre Anwendungen, Kraftwerke		

#### 4.1.2 Eignung unterschiedlicher Arten von Brennstoffzellen für den Einsatz im Abwasserreinigungsprozess

Für den Einsatz der Brennstoffzellentechnologie auf Kläranlagen spricht insbesondere die energetische Verwertung des ohnehin vorhandenen Klärgases. Da Brennstoffzellen die im Brennstoff chemisch gebundene Energie direkt in elektrische Energie umwandeln, sind sie nicht – wie traditionelle Energieumwandlungsprozesse durch Verbrennung – durch den Carnot-Prozess im Wirkungsgrad begrenzt. Hierin liegt der entscheidende Vorteil im Vergleich zur konventionellen Klärgasnutzung in Verbrennungs-BHKW. Elektrische Wirkungsgrade von über 50 % sind so möglich. Weitere prinzipielle Vorteile eines Brennstoffzellensystems sind

- hohe Wirkungsgrade auch bei kleinen Anlagenleistungen
- Wirkungsgradkonstanz bei Teillast
- einfacher und modularer Aufbau
- kein mechanischer Verschleiß
- keine Schadstoffemissionen beim Betrieb mit Wasserstoff

Dabei hat die Hochtemperatur-MCFC (Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle z.B. HotModule von MTU) einen noch höheren Wirkungsgrad (Bild 4-2) als die Niedertemperaturbrennstoffzellen (PAFC und PEMFC).



**Bild 4-2: Wirkungsgrade von Brennstoffzellen im Vergleich mit anderen Stromerzeugern nach [52]**

Auch bei Brennstoffzellensystemen fällt während des Umwandlungsprozesses zeitgleich Wärme an. Sie lässt sich zur Wärmeversorgung von Gebäuden oder zur Bereitstellung von Prozesswärme (z.B. für die Klärschlammheizung/-trocknung) nutzen. Durch den Betrieb als Kraft-Wärme-Kopplungsanlage lässt sich der Anlagenwirkungsgrad deutlich steigern. Wird für die Stromerzeugung im Abwärmestrom der Organic-Rancine-Cycle-Prozess eingesetzt, kann die elektrische Energieausbeute noch weiter gesteigert werden. Hierbei handelt es sich um eine Turbine, welche mit leichtsiedenden organischen Verbindungen betrieben wird. Durch den Einsatz von Leichtsiedern kann hierbei die benötigte Verdampfungstemperatur gesenkt werden.

Im Gegensatz zum konventionellen Verbrennungs-BHKW kann das anfallende Faulgas jedoch nicht direkt in der Brennstoffzelle genutzt werden. Je nach eingesetztem Zellentyp muss das Faulgas vorher weitestgehend aufgereinigt oder zu Wasserstoff reformiert werden. Anforderungen und Nutzungsmöglichkeiten hierzu werden auch im DWA-Merkblatt M 299 erläutert [42]. Einzuhaltende Grenzwerte für den Betrieb unterschiedlicher Brennstoffzellen mit Faulgas sind in Tabelle 4-2 aufgeführt.

Niedertemperaturbrennstoffzellen wie AFC und PEMFC erweisen sich gegenüber CO<sub>2</sub>, CO und Spurengasen nicht ausreichend resistent, und ihre Betriebstemperaturen sind für eine effektive interne Dampfreformierung zu gering. Neue Entwicklungen im Bereich der Hochtemperatur-PEMFC lassen auch einen Betrieb mit Shift-konvertiertem Reformatfaulgas zu. Dennoch werden zusätzliche Komponenten wie PSA und Reformer benötigt, welche zusätzliche Kosten und eine Wirkungsgradreduzierung verursachen. Ob der Einsatz von DMFC auf

Kläranlagen sinnvoll ist, müssen u.a. die Ergebnisse der Untersuchungen zur Methanolsynthese aus Biogas zeigen, welche im Arbeitsbereich II erstellt werden. Gelingt die technische Synthese auf Kläranlagen, ergeben sich für die DMFC unterschiedliche Anwendungsfelder. Durch die bessere Speicherfähigkeit von Methanol im Gegensatz zu Wasserstoff sind DMFC-Anwendungen im mittleren Leistungsbereich in Form von Notstromaggregaten oder mobilen Energiequellen möglich.

Für den Einsatz phosphorsaurer Systeme (PAFC) spricht neben der seriellen Verfügbarkeit der Zelle das günstige Temperaturniveau des Abwärmestroms, welcher direkt zur Versorgung von Kläranlagen mit thermischer Energie genutzt werden kann. Reinigungseinrichtungen zur Entfernung von CO<sub>2</sub> aus dem Brenngas entfallen. Ungünstig ist dagegen das zur wirtschaftlichen Dampfreformierung des Klärgases notwendige Temperaturniveau von etwa 400-600 °C [53], das weit oberhalb der Betriebstemperatur von 200 °C liegt, wodurch ein zusätzlicher Wärmekreislauf erforderlich wird. In der Praxis wird diese Aufgabe durch Nachverbrennung des Anodenabgases in einem Brenner gelöst. Ein großer Nachteil der PAFC ist der für stationäre Brennstoffzellen relativ geringe elektrische Gesamtwirkungsgrad von höchstens 40 %. Die Klärgasverstromung mittels PAFC-Technologie wurde 2000 im Klärwerk Köln-Rodenkirchen der Stadtentwässerungsbetriebe Köln erprobt (siehe auch Kapitel 5.1.4). Unter anderem aus Kostengründen ist die Weiterentwicklung der PAFC von der Herstellerfirma mittlerweile eingestellt worden [54].

**Tabelle 4-2: Repräsentative Zusammensetzung von Faulgas und Anforderungen an die Faulgasreinigung [42]**

Zusammensetzung von Faulgas		Anforderungen an die Faulgasreinigung			
Gaskomponente	Anteil im Faulgas	PAFC (UTC, ehemals ONSI PC 25)	PEMFC (Ballard)	MCFC (MTU)	SOFC (Siemens)
Methan	60-70 Vol.-%	> 50 %	> 90 %	*)	*)
Kohlenstoffdioxid	30-40 Vol.-%	< 45 %	< 3 %	*)	*)
Sauerstoff	< 4 Vol.-%	< 3,5 %	< 3,5 %	*)	*)
Schwefelwasserstoff	< 1 Vol.-%	< 4 ppm	< 6 ppm	< 10 ppm	< 10 ppm
Siloxane	< 50 mg/m <sup>3</sup>	< 1,2 mg/m <sup>3</sup>	< 1,2 mg/m	< 1,2 mg/m	< 1,2 mg/m
Halogen-Wasserstoffe	< 20 ppm	< 10 ppm	< 1 ppm	< 0,1 ppm	< 1 ppm
Chlor gesamt	1-12 ppm	1 ppm	k. A.	0,1 ppm	1 ppm
Fluor gesamt	0,5-5,0 ppm	k. A.	k. A.	0,01 ppm	k. A.
Ammoniak	< 500 ppm	< 0,5 ppm	< 0,5 ppm	k. A.	k. A.
Staub	k. A.	k. A.	k. A.	1 g/ m <sub>N</sub> <sup>3</sup>	k. A.

k. A.: keine Angabe

\*) : faulgasübliche Konzentrationen sind im Betrieb unproblematisch

Nach: [55][51][56][57][58][59][60][61][62][63][64][65][66][67]

Die Hochtemperatursysteme MCFC und Festoxidbrennstoffzelle SOFC sind gegenüber CO und CO<sub>2</sub> tolerant, so dass eine entsprechende Reinigungsstufe ebenfalls nicht erforderlich ist. Bei der MCFC ist CO<sub>2</sub> sogar essentielle Komponente des Zellstoffwechsels. Wegen der hohen Betriebstemperaturen (MCFC: ca. 650 °C, SOFC: ca. 850 °C) ist eine interne Dampfreformierung des Klärgases möglich.

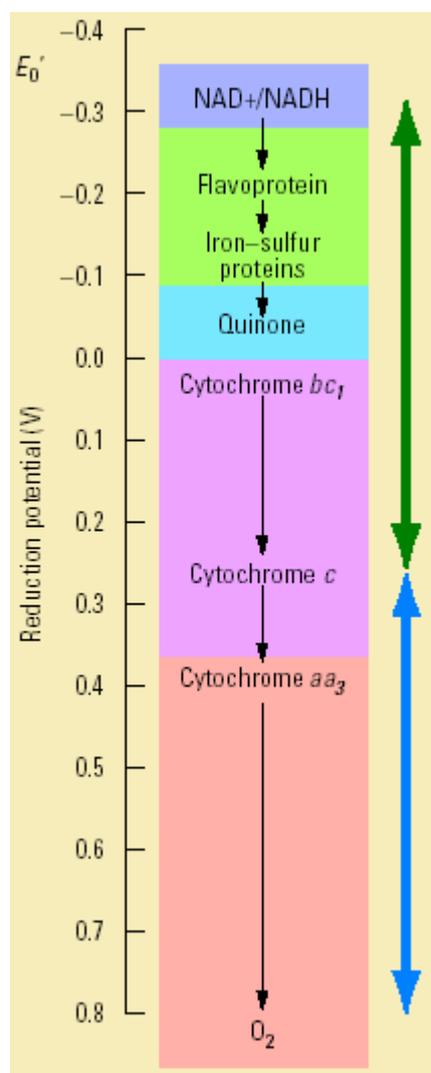
Der elektrische Gesamtwirkungsgrad von Hochtemperaturbrennstoffzellen liegt - bei Erdgasbetrieb - nahe 50 %. Bei höheren Anteilen von Nichtmethan- / Nichtwasserstoffbestandteilen im Brennstoff kann in der Folge der elektrische Wirkungsgrad bedingt durch eine Brenngasverdünnung auf der Anodenseite absinken. Bei der MCFC-Technologie kann dieser Effekt durch verbesserten Stoffübergang auf der Kathodenseite gemindert werden. Hierzu ist ein möglichst hoher CO<sub>2</sub>-Anteil erforderlich, wie er in Klär- oder Biogas enthalten ist.

Gegenüber den optimalen Randbedingungen für den Zellblock alleine, wie sie unter Laborbedingungen gelten, verringert sich der elektrische Gesamtwirkungsgrad durch den Stromverbrauch der Peripheriegeräte (z. B. Pumpen, Gebläse, Inverter etc.), Degradation und vom Systemhersteller noch nicht ausgeschöpfte Potenziale des Gesamtkonzepts weiter. In der Praxis der Klärgasnutzung mit Hochtemperaturbrennstoffzellen können für den elektrischen Gesamtwirkungsgrad Werte zwischen 40 und 55 % erwartet werden [68]. Derzeit sind Hochtemperaturbrennstoffzellen in Leistungsgrößen ab 200 kW<sub>elektr.</sub> (SOFC) bzw. 250 und 300 kW<sub>elektr.</sub> (MCFC) verfügbar. Für SOFC-Anlagen sind Modulgrößen von 125 kW<sub>elektr.</sub> in Planung.

Neben aufbereitetem Faulgas können Brennstoffzellen auch direkt mit elektrolytisch hergestelltem Wasserstoff betrieben werden (vgl. Kapitel 4.1.1). Der Vorteil bei dem Einsatz von Wasserelektrolyse-Wasserstoff ergibt sich aus der hohen Ausgangsreinheit (99,9 Vol.-%), Verunreinigungen ergeben sich primär aus den Spurengasen Sauerstoff, Stickstoff und Wasserdampf. Insbesondere der Wasserdampfanteil wird jedoch bereits vor der Kompression während einer Gastrocknung und –aufbereitung abgeschieden, wodurch Reinheiten von 99,998 Vol.-% erzielt werden [9]. Daher ist die Zuführung bei allen Wasserstoff-Brennstoffzellen-Systemen problemlos möglich. Elektrolyse-Wasserstoff wird jedoch unter Einsatz elektrischer Energie erzeugt, wodurch im Hinblick auf den energiewirtschaftlichen Aspekt die Brennstoffzelle bezüglich des maximal erzielbaren elektrischen Wirkungsgrades zu wählen ist.

### 4.1.3 Mikrobielle Brennstoffzelle (MFC)

Die biologische Reinigung von kommunalem Abwasser erfolgt in aller Regel aerob/anoxisch mit Hilfe von Mikroorganismen und künstlicher Belüftung. Diese Technologien sind bewährt und seit Jahrzehnten erfolgreich im Einsatz. Neben einer guten Reinigungsleistung zeichnen sie sich allerdings auch durch einen hohen Energieverbrauch aus, der besonders im Zuge der aeroben Prozesse anfällt. Der Energieverbrauch kann nur zum Teil durch Energieeinsparmaßnahmen im Betrieb und durch die Nutzung von Biogas, das im Zuge der Fermentation von Faulschlamm gewonnen wird, reduziert werden. Das ist insofern bedauerlich, als dass es der Energiegehalt des Abwassers grundsätzlich ermöglichen würde, weitaus mehr Energie aus dem Abwasser zu gewinnen und letztendlich zu energieautarken bzw. energie-



produzierenden Kläranlagen zu kommen. Dies kann durch die mikrobielle Brennstoffzelle (microbial fuel cell, MFC) gelingen.

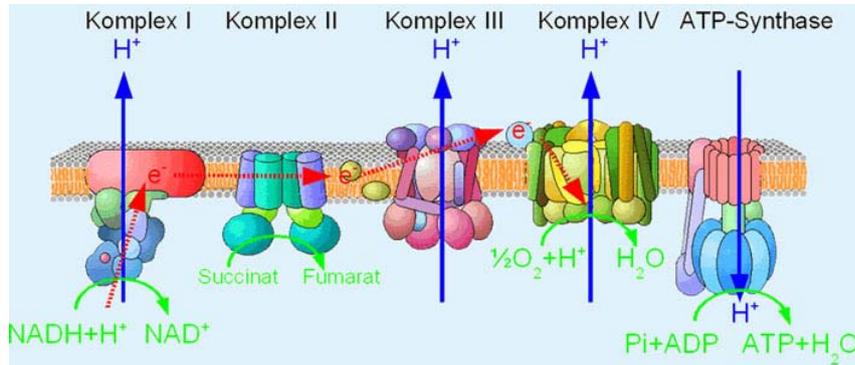
In der MFC wird chemische Energie durch die katalytische Aktivität von Mikroorganismen in Elektrizität umgewandelt. Der Vorteil beim Einsatz in Abwasserbehandlungsanlagen liegt in der Erzeugung elektrischer Energie bei gleichzeitiger Reduzierung der organischen Kohlenstoffverbindungen (CSB).

Das Prinzip der MFC birgt ein sehr hohes Energiepotential, da die direkte Umsetzung organischer Verbindungen in elektrische Energie hohe Wirkungsgrade ermöglicht. In einer MFC werden organische Substrate von fakultativ anaeroben Mikroorganismen oxidiert, welche die Fähigkeit besitzen, eine Elektrode als terminalen Elektronenakzeptor zu verwenden. Die Elektronen fließen über einen äußeren Stromkreis und werden schließlich an einer zweiten Elektrode auf einen Oxidanten (z.B. O<sub>2</sub>) übertragen. Protonen (H<sup>+</sup>), die ebenfalls bei der Oxidation entstehen, erreichen den Kathodenraum durch eine Elektrolytmembran, um den Stromkreis zu vervollständigen. So kann die chemische Energie des Substrates direkt in elektrische Energie umgewandelt werden.

**Bild 4-3: Spannungspotential der Atmungskette [69]**

Bakterien gewinnen Energie durch die Katalyse chemischer Reaktionen. Die Energie wird in Form von Adenosin Triphosphat (ATP) gespeichert. Manche Mikroorganismen oxidieren Substrat und transferieren Elektronen zu Nicotinsäureamid-Adenin-Dinukleotid (NADH), welches ein Elektronen und Proton übertragendes Koenzym ist. Die Elektronen durchlaufen die

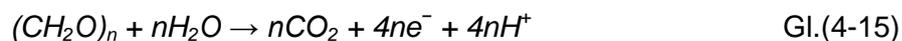
Atmungskette, und es werden dabei Protonen (H<sup>+</sup>) freigesetzt. Am Ende der Atmungskette geht das Elektron auf einen terminalen Elektronenakzeptor über, z.B. Nitrat, Sulfat oder Sauerstoff (Bild 4-4). Das maximale Potential der Reaktion liegt bei 1,2 V für die Potentialdifferenz von NADH, als Elektronenträger und Sauerstoff.



**Bild 4-4: Schema der Zellatmungskette [70]**

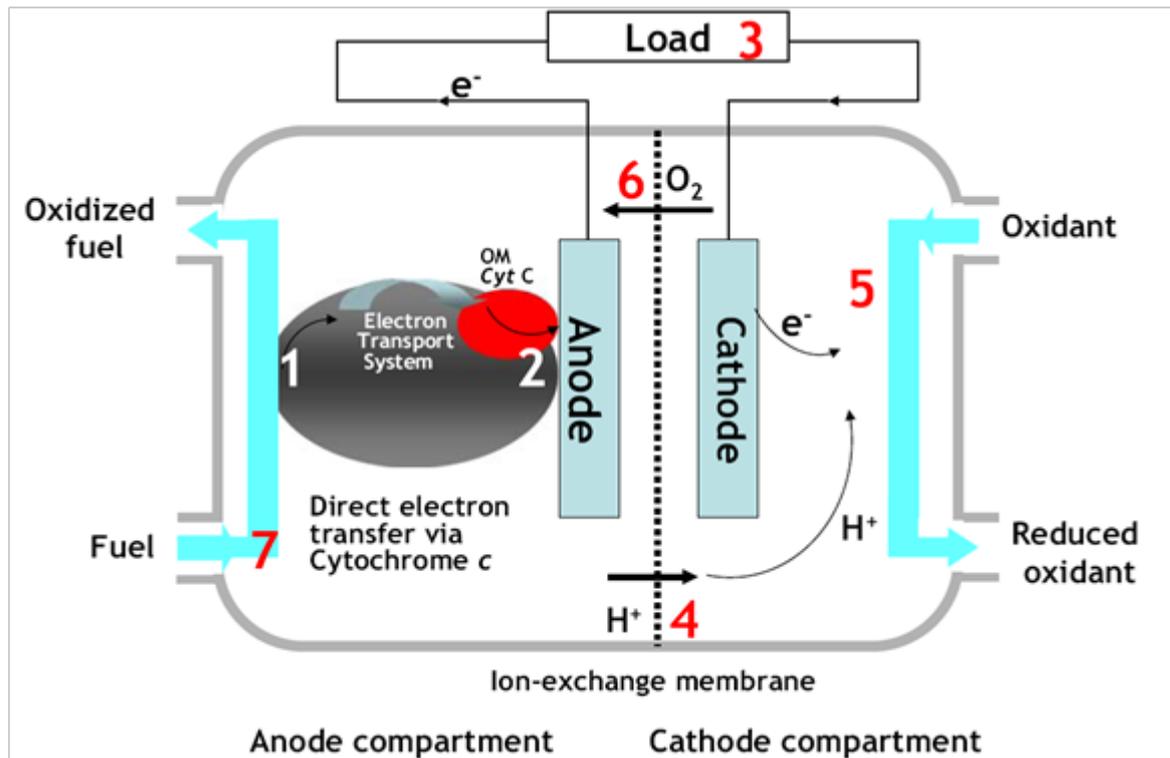
Einige Bakterien sind in der Lage Metalloxide, wie Eisen(III)-Oxid (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) und Mangan(IV)-Oxid (Mn<sub>3</sub>O<sub>4</sub>) als Elektronenakzeptor zu nutzen. Wenn Elektronen nun die Atmungskette bei einem geringeren Reduktionspotential als dem von Sauerstoff verlassen, gewinnt die Zelle weniger ATP. Diese Potentialdifferenz kann in der MFC auf den sekundären Elektronenakzeptor übertragen und zur Gewinnung elektrischer Energie genutzt werden. In Bild 4-5 ist das Prinzip einer MFC zur Stromerzeugung dargestellt. Die in der Anodenkammer befindliche Biomasse ist in der Lage, die beim Substratabbau gebildeten Reduktionsäquivalente durch Abgabe der Elektronen an die Anode zu regenerieren. Hierdurch wird eine elektrische Spannung erzeugt. Während der Elektronenproduktion werden Protonen (H<sup>+</sup>) gebildet, welche durch eine PEM zur Kathodenkammer diffundieren. Die Elektronen wandern von der Anode durch einen externen Widerstand oder Verbraucher zur Kathode, wo sie mit dem finalen Elektronenakzeptor (Sauerstoff) und den Protonen zu Wasser reagieren.

Anodenreaktion:



Kathodenreaktion:





1: Brennstoff Oxidation

2: Elektronentransfer zur Elektrode

3: Widerstand

4: Protonendiffusion

5: Kathoden Reaktion

6: Sauerstoffdiffusion

7: Nicht idealer Brennstofffluss

**Bild 4-5: Prinzip einer MFC [71]**

Eine Weiterentwicklung der MFC-Technologie für eine Anwendung auf nordrhein-westfälischen Kläranlagen ist Gegenstand von Untersuchungen in einem ebenfalls vom MKULNV geförderten Parallelvorhaben „Optimierung der Brennstoffzellentechnik für den Kläranlagenbetrieb – MBZ NRW“ (Aktenzeichen IV-7-042 600 003 H), das maßgeblich an der Ruhr-Universität Bochum durchgeführt wird. Die erste Projektphase ist abgeschlossen; in einer zweiten Anschlussphase erfolgt die Umsetzung der gewonnenen Erkenntnisse auf einer Kläranlage der Emschergenossenschaft in halbtechnischem Maßstab.

#### 4.1.3.1 Thermodynamische Grundlagen

Die Funktionsweise einer MFC entspricht der einer galvanischen Zelle und kann entsprechend beschrieben werden. Bei einer galvanischen Zelle wird die zugehörige chemische Reaktion „reversibel“ betrieben. Es gilt:

$$\Delta G_r = \Delta G_r^0 + RT \ln \prod_i a_i^{v_i} \quad [\text{J/mol}] \quad \text{Gl.(4-17)}$$

mit:  $\Delta G_r$  = freie Enthalpie

$\Delta G_r < 0$ : exogene Reaktion (Reaktion läuft in der natürlichen Richtung, d. h. „von selbst“ ab)

$\Delta G_r > 0$ : endogene Reaktion (Reaktion läuft unter Energiezufuhr entgegen der natürlichen Richtung ab)

$\Delta G_r^0$  = freie Enthalpie unter Standardbedingungen (298,15 K und 1013 hPa)

R = Universelle Gaskonstante [J/(mol\*K)]

T = Temperatur [K]

$\prod a_i^{v_i}$  = Produkt über die Aktivitäten der Reaktanden i

$v_i$  = stöchiometrischer Faktor des Reaktanden i  
[ $v_i < 0$  Edukte,  $v_i > 0$  Produkte]

$a_i^{v_i}$  = Aktivität des Reaktanden i

Mit dem Zusammenhang  $\Delta G = -n \cdot F \cdot E$  folgt unmittelbar die Nernstsche Gleichung für die „Elektromotorische Kraft“:

$$E_{emf} = E_{emf}^0 - \frac{R \cdot T}{n \cdot F} \ln(\prod_i a_i^{v_i}) \text{ [V]} \quad \text{Gl.(4-18)}$$

mit der Standard-EKM (298,15 K und 1013 hPa):

$$E_{emf}^0 \equiv -\frac{\Delta G_r^0}{n \cdot F} \text{ [V]} \quad \text{Gl.(4-19)}$$

mit: n = Anzahl der an der Reaktion beteiligten Elektronen pro Ion  
F = Faraday-Konstante [C/mol]

Die EMK ist die maximale Spannung (stromloser Zustand) einer galvanischen Zelle - gemessen zwischen den beiden Halbzellen (Kathode und Anode). Bei Stromfluss liegt die tatsächlich erreichbare Spannung einer galvanischen Zelle niedriger als die EMK.

Diese allgemeine Gleichung ist für die Halb-Reaktion an Anode bzw. Kathode gültig [72]. Dieser Wert stellt die maximale Spannung der Zelle dar, die tatsächliche Leistung der MFC liegt bedingt durch Verluste unterhalb von diesem Wert.

Unterschiedliche Bedingungen an den Elektroden führen zu signifikanten Abweichungen von Gl. (4-19) und somit zu Änderungen der Leistung einer galvanischen Zelle (der MFC). Bei einem Leistungsvergleich zwischen unterschiedlichen MFC ist dies zu berücksichtigen.

#### 4.1.3.2 Leerlaufspannung (OCV)

Die EMF ist ein thermodynamisch ermittelter Wert, welcher keine internen Verluste berücksichtigt. Die Leerlaufspannung (Open Circuit Voltage, OCV) beschreibt die Spannung in der Zelle, welche messbar ist, wenn kein Strom fließt. Theoretisch nähert sich der OCV der EFM an. In der Praxis ist der Wert jedoch aufgrund von Spannungsverlusten erheblich niedriger

als die EMF der Zelle. Die Differenz aus EMF und OCV unter Gleichgewichtsbedingungen wird als Spannungsverlust oder Überspannung (Overpotential) bezeichnet.

#### 4.1.3.3 Spannungsverluste

Die theoretisch maximal erreichbare Spannung in einer MFC liegt im Bereich von 1,1 V. Bedingt durch Spannungsverluste wurde bisher aber erst eine OCV von 0,8 V erzielt [73]. Während der Stromerzeugung wurden Spannungen von 0,62 V erreicht [74]. Die Verluste sind als Summe von den Überspannungen der Elektroden und elektrischen Widerständen des Systems definiert:

$$E_{cell} = E_{emf} - (\Sigma \eta_a + |\Sigma \eta_k| + IR_{\Omega}) [V] \quad \text{Gl.(4-20)}$$

Hierbei sind  $\Sigma \eta_a$  und  $\Sigma \eta_k$  die Überspannungen der Elektroden und  $IR_{\Omega}$  die Summe der Ohm'schen Verluste in Abhängigkeit vom erzeugten Strom (I) und dem elektrischen Widerstand im System ( $R_{\Omega}$ ).

Die Ohm'schen Verluste resultieren aus dem Widerstand auf den Stromfluss durch die Elektroden und dem Widerstand in der Membran und den Elektrolyten auf den Ionenfluss. Diese Verluste können durch eine verringerte Elektrodengröße und Wahl einer Membran mit geringem Durchgangswiderstand herabgesetzt werden. Sofern die Mikrobiologie es zulässt, kann auch ein Elektrolyt mit höherer Leitfähigkeit gewählt werden. Bei der Überspannung wird zwischen drei Verlusten unterschieden:

#### Aktivierungsverluste

Infolge der benötigten Aktivierungsenergie für eine Oxidations- bzw. Reduktionsreaktion kommt es zu einer Aktivierungspolarisation während des Elektronentransfers einer Verbindung, welche an der Elektrodenoberfläche reagiert. Diese Verluste können durch eine größere Elektrodenoberfläche, bessere katalytische Bedingungen, höhere Betriebstemperaturen und eine Biofilmanreicherung an den Elektroden herabgesetzt werden.

#### Verluste durch den biologischen Metabolismus

Zur Energiegewinnung transportieren Bakterien Elektronen mit einem geringen Potential über die Atmungskette zum Elektronenakzeptor mit einem höheren Potential. In der MFC ist die Anode der finale Elektronenakzeptor dessen Potenzial den Energiegewinn der Mikroorganismen bestimmt. Je größer die Differenz zwischen dem Redoxpotential des Substrats und dem Potential der Anode ist, desto höher ist der metabolische Energiegewinn der Bakterien. Dies führt jedoch dazu, dass die maximal mögliche Spannung der MFC herabgesetzt wird. Um eine größtmögliche Spannung an der MFC zu gewährleisten, sollte das Potenzial

der Anode möglichst gering sein. Ein zu niedriges Anodenpotenzial führt jedoch dazu, dass der Elektronentransport nicht mehr möglich ist.

### **Konzentrationspolarisation**

Wenn der Massentransport eines chemischen Stoffes zur Elektrode die Stromproduktion limitiert, wird dies als Konzentrationsverlust bezeichnet. Dies geschieht meist bei hohen Stromdichten. An der Anode verursacht ein begrenzter Abfluss der oxidierten Stoffe von der Elektrodenoberfläche fort oder der reduzierten Stoffe zur Elektrode hin eine Konzentrationspolarisation. Hierdurch wird das Verhältnis von oxidierten zu reduzierten Stoffen an der Elektrodenoberfläche verschoben und kann zu einer Steigerung der Elektrodenspannung führen [75] [76]. An der Kathode kann der entgegengesetzte Effekt auftreten. Dies führt zu einem Abfall der Spannung an der Kathode. In schlecht durchmischten Systemen können Diffusionsgradienten in der Flüssigkeit auftreten. Ein eingeschränkter Massentransport in der Flüssigkeit führt zu einem ungenügenden Substratfluss zum Biofilm als separate Form der Verlustform.

#### **4.1.3.4 Elektrodenpotential**

Das Potential einer Elektrode kann nur ermittelt werden, wenn die Spannung an einer Referenzelektrode mit bekanntem Potential anliegt [77]. Die Standard Wasserstoff Elektrode (SHE) aus Platin in einer wasserstoffgesättigten, sauren Lösung wird per Definition ein Potential von 0 Volt zugeordnet. Aufgrund von praktischen Erwägungen wird in den meisten Untersuchungen von MFC jedoch eine Silber-Silberchlorid-Elektrode (Ag/AgCl) als Referenzelektrode eingesetzt, da sie einfach zu handhaben, stabil und ungiftig ist. In einer gesättigten Kaliumchloridlösung bei 25 °C entwickelt die (Ag/AgCl)-Elektrode ein Potential von +0,197 Volt gegen die SHE.

Das Potential einer Elektrode ist meist stark vom pH-Wert der verwendeten Lösung abhängig. Daher muss dieser immer mit erfasst werden. Beim Vergleich von Literaturquellen ist immer darauf zu achten, welche Referenzelektrode verwendet wurde, bei welchem pH-Wert der Prozess lief, und welche Konzentration der Elektronenakzeptor aufwies.

#### **4.1.3.5 Leistung der MFC**

Die Leistungsfähigkeit einer MFC wird in der Regel neben der Coulomb'schen Effizienz durch den Energiefluss definiert. Die Leistung der Brennstoffzelle berechnet sich zu:

$$P = IE_{MFC} \text{ [Watt]} \quad \text{Gl.(4-21)}$$

Die Spannung wird meist über einen externen Widerstand ( $R_{ext}$ ) gemessen. Nach dem Ohm'schen Gesetz ( $I = U/R$ ) mit  $I$ : Strom [A],  $U$ : Spannung [V] und  $R$ : Widerstand [ $\Omega$ ] ergibt sich die Leistung der Zelle zu:

$$P = \frac{E_{MFC}^2}{R_{ext}} [\text{Watt}] \quad \text{Gl.(4-22)}$$

Dieser Wert entspricht der direkt gemessenen elektrischen Leistung.

#### 4.1.3.6 Leistungsdichte

Um die Leistung unterschiedlicher Systeme vergleichen zu können muss sie normalisiert werden. Normalerweise wird die Leistung auf die projizierte Anodenoberfläche normalisiert, da dort die biochemische Reaktion abläuft [78], [79], [80], [81]. Demnach berechnet sich die Leistungsdichte auf Basis der Anodenfläche  $A_{An}$  [m<sup>2</sup>] zu:

$$P_{An} = \frac{E_{MFC}^2}{A_{An} R_{ext}} [W/m^2] \quad \text{Gl.(4-23)}$$

Sollte die Fläche der Anode schwer zu bestimmen sein (z. B. bei Granulaten), oder die Reaktion an der Kathode für die Leistungsfähigkeit maßgeblich sein [82], [83], kann die Leistungsdichte ( $P_{Kat}$ ) auch auf die Kathodenfläche ( $A_{Kat}$ ) bezogen werden.

Um die Größe und Kosten eines Reaktors abzuschätzen, und als Vergleichswert zu konventionellen Brennstoffzellen, wird die Leistung auf das gesamte Reaktorvolumen ( $V$  [m<sup>3</sup>]) bezogen [84]:

$$P_V = \frac{E_{MFC}^2}{VR_{ext}} [W/m^3] \quad \text{Gl.(4-24)}$$

Beim Vergleich von Ein- und Zweikammer MFC ist es unter Umständen sinnvoll, die Leistung auf das Volumen der Anodenkammer zu beziehen.

#### 4.1.3.7 Coulomb'sche Effizienz

Die Coulomb'sche Effizienz  $\epsilon_C$  ist das Verhältnis von der gesamten Ladung (Coulomb), welche zur Anode transferiert wird, zum maximal möglichen Ladungsfluss bei vollständigem Substratumsatz. Die Ladung ist definiert als Integral des Stroms über die Zeit. Für eine MFC

im fed-batch Betrieb mit der Laufzeit  $t_b$  berechnet sich die Coulomb'sche Effizienz  $\varepsilon_{Cb}$  wie folgt [85], [86]:

$$\varepsilon_{Cb} = \frac{M \int_0^{t_b} Idt}{FbV_{An}\Delta CSB} \quad \text{Gl.(4-25)}$$

mit:	M:	Molmasse von O <sub>2</sub> = 32 g/mol
	F:	Faraday-Konstante [C/mol]
	b:	Zahl der übertragenen Elektronen pro Molekül Sauerstoff = 4
	V <sub>An</sub> :	Flüssigkeitsvolumen in der Anodenkammer [L]
	ΔCSB:	Änderung der CSB-Masse über die Zeit t <sub>b</sub> [g/(L·s)]

Für kontinuierliche Systeme gilt auf Basis des erzeugten Stromflusses unter stationären Bedingungen:

$$\varepsilon_{Cb} = \frac{MI}{Fbq\Delta CSB} \quad \text{Gl.(4-26)}$$

mit:	q:	Volumenstrom des Substrats
	ΔCSB:	Änderung der CSB-Konzentration zwischen Zu- und Abfluss

Die Coulomb'sche Effizienz wird verringert, wenn die Bakterien alternative Elektronenakzeptoren verwenden, welche entweder im Medium vorhanden sind oder durch die CEM diffundieren. Das bakterielle Wachstum und im System ablaufende konkurrierende Prozesse setzen die Effizienz ebenfalls herab. Organismen, welche die Elektrode nicht als Elektronenakzeptor verwenden können, nutzen das Substrat zur Fermentation/Methanogenese. Solange die Anode, bedingt durch das Potential, attraktiv genug für die Organismen ist, werden alternative Elektronenakzeptoren jedoch nicht verwendet. Lediglich Verbindungen mit hohem Potential, wie Nitrat (+0,55 V) werden fast immer umgesetzt.

#### 4.1.3.8 Behandlungseffizienz

Neben dem Energiegewinn aus den eingesetzten Substraten ist die Nährstoffelimination ein wichtiger Aspekt, um die Effektivität der Brennstoffzellen zu beschreiben. Als Summenparameter wird hier der CSB herangezogen. Neben Abwasser können auch weitere Substrate verwendet werden. Um die Effektivität der Brennstoffzellen mit unterschiedlichen Substraten zu beurteilen, wird die Substratkonzentration immer als CSB-Äquivalent angegeben. Die CSB-Abbauleistung ist das Verhältnis zwischen entfernter CSB-Fracht und der Konzentration

im Zulauf. Dieser Parameter zeigt, wie viel „Brennstoff“ in der Zelle umgesetzt wird (in elektrischen Strom, durch alternative Elektronenakzeptoren, oder zu Biomasse).

Die organische Belastung des Klärschlammes wird bezogen auf den Volumenstrom als  $B_v$  in kg CSB/(m<sup>3</sup>·d) ausgedrückt. Eine typische Größenordnung für heutige Abwasserbehandlungsanlagen liegt bei 3 kg CSB/(m<sup>3</sup>·d). Im Vergleich dazu weisen hoch belasteter Faulschlamm 8 – 20 kg CSB/(m<sup>3</sup>·d) und Belebtschlamm 0,5-2 kg CSB/(m<sup>3</sup>·d) auf [87]. Die Belastungsrate muss auf das Volumen der Anodenkammer bezogen werden um eine Vergleichsgröße für Verfahren mit suspendierter Biomasse zu erhalten. Für den Vergleich mit Biofilmverfahren wird die Belastungsrate auf die Anodenoberfläche bezogen. Die spezifische Abbaurrate der Anodenoberfläche von MFCs liegt bei 25-35 g CSB/(m<sup>2</sup>·d) und liegt damit deutlich höher als beispielsweise ein Scheibentauchkörper (10-20 g CSB/(m<sup>2</sup>·d) [88].

#### 4.1.3.9 Energieeffizienz

Um die energetische Leistung einer MFC zu beurteilen, muss die Energieeffizienz ermittelt werden. Die Energieeffizienz  $\varepsilon_E$  errechnet sich als Verhältnis der über einen definierten Zeitraum produzierten Energie zum Brennwert des organischen Materials, welches in dem Zeitraum zugeführt wurde:

$$\varepsilon_E = \frac{\int_0^t E_{MFC} Idt}{\Delta H \cdot m_{in}} [-] \quad \text{Gl.(4-27)}$$

mit:  $\Delta H$ : Brennwert [J/kg]

$m_{in}$ : Menge des zugeführten Substrats [kg]

Die Energieeffizienz kann jedoch nur berechnet werden, wenn der Brennwert  $\Delta H$  bekannt ist. Brennwerte von Stoffen und Stoffgemischen können im Bedarfsfall durch entsprechende Messungen bestimmt werden. Die Effizienz reicht von 2 % bis 50 %; werden leicht abbaubare Substrate verwendet, sind auch noch höhere Leistungen zu erzielen [87], [83].

#### 4.1.3.10 Wachstumsrate der Biomasse

Das Zellwachstum reduziert die Effektivität der MFC, da Elektronen in der Biomasse gespeichert werden. Der Substratumsatz für das Wachstum kann über die Netto-Zellzunahme bestimmt werden.

$$Y = \frac{X}{\Delta CSB} \quad \text{Gl.(4-28)}$$

mit: X: Biomassezunahme (g CSB) über die Zeit (hydraulische Verweilzeit  $t_b$ )

Ein Vorteil der MFC gegenüber herkömmlichen aeroben Prozessen ist ein geringes Zellwachstum, da hierfür weniger Energie zur Verfügung steht. Der Großteil des Substrats wird in elektrische Energie umgesetzt. Beobachtet wurden Wachstumsraten von 0,07 bis 0,22 g Biomasse pro g Substrat) für MFC, im Vergleich zu typischen aeroben Raten von 0,4 g Biomasse pro g Substrat) auf Kläranlagen [89]. Vorteilhaft erscheint die Tatsache besonders im Hinblick auf die Kosten, welche bei der Klärschlammentsorgung anfallen.

#### 4.1.3.11 CSB-Bilanz

Sind Energieeffizienz und Produktionsrate der Biomasse bestimmt, kann der CSB-Abbau durch unbekannte Nebenprozesse  $\varphi$  wie folgt ermittelt werden:

$$\varphi = 1 - \varepsilon_c - Y \quad \text{Gl.(4-29)}$$

Hinsichtlich der Energieeffizienz der MFC laufen aktuelle Bemühungen in der Forschung dahingehend, diese CSB-Abbauprozesse zu minimieren, da sie bei den existierenden Laboranlagen häufig noch einen Großteil des CSB-Umsatzes ausmachen [72].

#### 4.1.3.12 Einsatzmöglichkeiten der MFC auf Kläranlagen

Um zukünftig MFC zur Abwasserbehandlung und Energieerzeugung auf Kläranlagen einsetzen zu können ist es notwendig, diese mit einem kontinuierlichen Abwasserstrom zu beschießen. Die meisten aktuell eingesetzten Laboranlagen sind jedoch für den Batch-Betrieb ausgelegt. Der häufig im Labormaßstab eingesetzte Zwei-Kammer-Reaktor wird aufgrund der Bauweise nur schwer auf die Anforderungen der kontinuierlichen Abwasserbehandlung angepasst werden können. Eine Sonderform der MFC ist das Maritime Sediment System, welches entwickelt wird, um Energie aus den Sedimenten der Meere zu gewinnen. Hierbei wird ein Carbonblock im anaeroben Sediment (Anode) platziert. Ein zweiter Carbonblock befindet sich weiter oberhalb im Sauerstoff reicheren Wasser und dient als Kathode [90]. Für die Abwasserbehandlung scheidet dieses System jedoch wegen des hohen Bedarfs an sauerstoffgesättigtem Wasser und der geringen Löslichkeit von Sauerstoff aus. Der MFC Reaktor benötigt für die kontinuierliche Energieerzeugung auf Kläranlagen eine große Anodenoberfläche, auf welcher sich ein Biofilm ausbildet. Gleichzeitig muss das Porenvolumen der Zelle so gewählt werden, dass eine Verblockung durch Feststoffpartikel vermieden wird. Für diese

Anforderungen in der Abwassertechnik sind nach aktuellem Forschungsstand Ein-Kammer-Röhrenreaktoren am geeignetsten. Die Ausführung mit einer Füllbett- oder Gestängeanoden ermöglicht hohe spezifische Oberflächen, während über die Dimensionierung der Fließlänge die benötigten hydraulischen Verweilzeiten erreicht werden können. Für die Behandlung der Abwassermengen von Kläranlagen, die bei mehreren tausend Kubikmetern am Tag liegen, sind die derzeit in der Forschung eingesetzten Materialien zu kostenintensiv. Für einen wirtschaftlichen Einsatz wird noch nach kostengünstigen Alternativen geforscht werden müssen, welche im Großmaßstab genutzt werden können. Die bisherigen Versuche mit Abwasser wurden im mesophilen Temperaturoptimum der Organismen bei 30 °C durchgeführt [83], [91], [92]. Einflüsse auf die Umsatzleistung bei Abwassertemperaturen von 15 °C müssen ebenfalls noch weitergehend untersucht werden. Die Auswirkungen von einem Langzeitbetrieb auf die einzelnen Komponenten wurden noch nicht hinreichend untersucht. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die MFC einem Membranfouling-Prozess unterliegt, wie er bei Filtrationsmembranen auftritt [93]. Für die Praxis wären mehrere parallel geschaltete MFC-Module notwendig, um bei Wartung einzelner Module einen kontinuierlichen Betrieb zu gewährleisten.

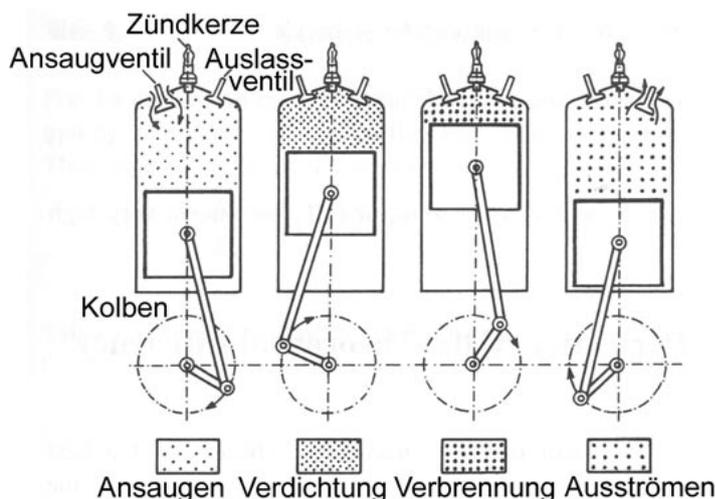
Als Substratquelle der MFC erweist sich die leicht abbaubare, gelöste CSB-Fraktion als gut geeignet. Bei geringen hydraulischen Verweilzeiten wird bei dieser CSB-Fraktion eine gute Umsatzleistung erzielt [83]. Bei der Behandlung von Brauereiabwässern in einer MFC wurden schon CSB-Abbauraten von über 80 % erzielt [92]. Bedingt durch die hohe Verweilzeit wäre die Dimensionierung des Reaktors jedoch nicht mehr wirtschaftlich. Daher wird vermutlich auch langfristig die herkömmliche anaerobe Faulung nicht durch die MFC-Technologie abgelöst. Da die Anaerobtechnik auch mit relativ geringen Kosten hohe CSB-Frachten mit einer energetischen Umsatzeffizienz über 90 % erzielt [94], wäre die MFC-Integration als ergänzende Energiequelle denkbar. Da mit der MFC keine ökonomische totale CSB-Elimination durchgeführt werden kann, sollten die Module auf Kläranlagen so angeordnet werden, dass sie nur einen Abwasserteilstrom behandeln. Ein vollständiger CSB-Abbau würde zwangsweise zu einem Kohlenstoffmangel in der Denitrifikation führen. Dadurch wird das Zudosieren einer externen Kohlenstoffquelle notwendig, was wieder laufende Kosten mit sich bringt. Ein möglicher Anordnungspunkt innerhalb der Kläranlage wäre beispielsweise nach der Vorklärung, vor dem Zufluss des Rücklaufschlammes. Partikuläre Stoffe sind mit dem Primärschlamm aus dem System abgeführt, und somit ist das Risiko einer Verblockung vermindert. Das feststofffreie Abwasser enthält noch etwa 70 % der CSB-Konzentration des Zulaufs [95] und ist damit als Substrat für die MFC gut geeignet.

Bei hydraulischen Verweilzeiten von ein bis drei Stunden werden bei Versuchen mit Abwasser etwa 30 bis 40 % des CSB abgebaut [91]. Der theoretische Energiegehalt von 1 kg CSB liegt bei etwa 4,16 kWh [96]. Bedingt durch die unterschiedlichen Verluste beim Betrieb der MFC ist die Coulomb'sche Effizienz heute noch nicht hoch genug, um diesen Energiegehalt aus der Fracht zu gewinnen.

#### 4.1.4 Wasserstoff-Verbrennungskraftmaschinen

Prinzipiell unterscheidet sich die Wasserstoff-Verbrennungskraftmaschine nur in geringem Maße von konventionellen stationären Faulgas-Verbrennungskraftmaschinen (BHKW). Ein Verbrennungsmotor kann auch mit Wasserstoff betrieben werden. Bedingt durch die hohen Verbrennungstemperaturen von Wasserstoff in konventionellen Motoren werden auch Stickoxide (NO<sub>x</sub>) gebildet. Maßgeblichen Einfluss auf die NO<sub>x</sub>-Bildung hat insbesondere das stöchiometrische O<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>-Verhältnis ( $\lambda$ ) im Verbrennungsprozess. Bei hohen Drehleistungen im stöchiometrischen Brennstoffverhältnis  $\lambda = 1$  tritt die NO<sub>x</sub>-Bildung verstärkt auf. Daher wird dem Verbrennungsprozess meist überstöchiometrisch O<sub>2</sub> zugeführt. Das zusätzliche Luftgemisch sorgt für einen Abtransport der Wärme, wodurch sowohl die NO<sub>x</sub>-Bildung als auch die Gefahr von Fehlzündungen verhindert wird [97]. Bei der Verbrennung von Wasserstoff mit Luft in Verbrennungsmotoren und Gasturbinen entstehen bei geeigneter Verbrennungsführung nur sehr geringe bis vernachlässigbare Emissionen. Kohlenwasserstoff- und Kohlenstoffmonoxid-Emissionen können, wenn überhaupt, nur in Spuren durch die Verbrennung von Motorenöl im Brennraum von Verbrennungsmotoren entstehen.

Im Gegensatz zu Brennstoffzellen wird bei Verbrennungskraftmaschinen der Wirkungsgrad thermodynamisch durch den Carnot-Kreisprozess beschränkt. Hierbei wird über die Verbrennung das Brennstoff-Luft-Gemisch von der Temperatur  $T_1$  auf  $T_2$  erwärmt. Das heiße Gas treibt den Hubkolben adiabatisch an und kühlt auf die Temperatur  $T_3$  ab. Nach dem Ausstoß der Abgase wird ein neues Brennstoffgemisch bei  $T_4$  angesaugt und unter Energieverlust komprimiert. Die adiabatische Kompression führt zu einer Temperaturerhöhung auf das Niveau  $T_1$  [98].

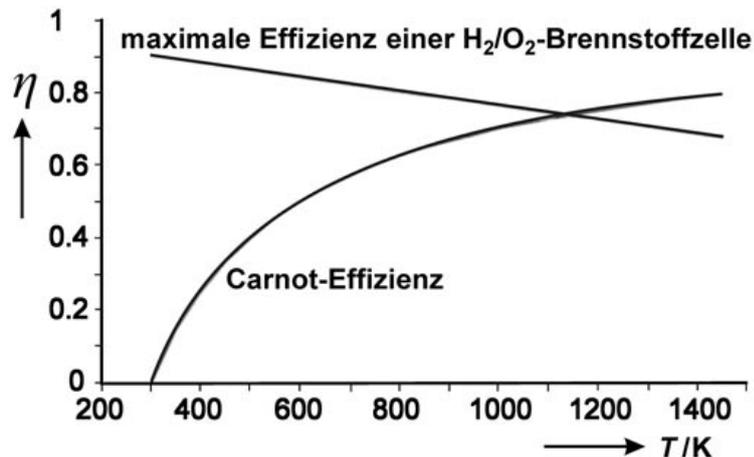


**Bild 4-8: Zyklen eines vier-Takt-Verbrennungsmotors [98]**

Der aus dem Verbrennungsprozess maximal zu erzielende Wirkungsgrad ist der Carnot-Wirkungsgrad. Dieser ergibt sich als Funktion aus den Größen  $T_1$  und  $T_2$ . Limitiert durch die Werkstoffeigenschaften kann die adiabatische Temperaturerhöhung  $T_1$  nicht beliebig hoch sein. Ebenso begrenzt die Wärmeleitung im System die untere Temperaturgrenze von  $T_2$ .

Bild 4-9 zeigt den maximal erzielbaren Wirkungsgrad des Carnot-Prozesses im Vergleich zu einer H<sub>2</sub>/O<sub>2</sub>-Brennstoffzelle abhängig von der Betriebstemperatur.

$$\eta = \frac{T_2 - T_1}{T_2} \quad \text{Gl.(4-30)}$$



**Bild 4-9: Vergleich zwischen BZ und Carnot-Wirkungsgrad [98]**

Bisherige Entwicklungen und Pilotprojekte zur Wasserstoffnutzung in Verbrennungskraftmaschinen erfolgten vornehmlich für den mobilen Sektor, da eine relativ einfache Umrüstung konventioneller Verbrennungsmotoren möglich ist. Tendenziell wird jedoch für die mobile Nutzung der Einsatz von Wasserstoffbrennstoffzellen als Energiequelle präferiert. Für den stationären Betrieb sind aktuell nur wenige wasserstoffbetriebene Verbrennungskraftmaschinen am Markt verfügbar. Prinzipiell besteht auf Kläranlagen die Möglichkeit, vorhandene Verbrennungs-BHKW auf Wasserstoffbetrieb umzurüsten. Bedingt durch die geringen Wirkungsgrade der Wasserstoffbereitstellung, insbesondere bei Reformatgas, bis zur Verbrennung wäre dieser Nutzungspfad unter energetischen und ökonomischen Gesichtspunkten vermutlich eher als Notstromaggregat bzw. zur energetischen Nutzung von Wasserstoffüberschüssen geeignet.

Ähnliche Einsatzmöglichkeiten ergeben sich bei der Nutzung von Elektrolyse-Wasserstoff. Bei der diskontinuierlichen Umsetzung geringer Wasserstoffmengen ergeben sich aus der robusten Betriebsweise, den geringen Anforderungen an die Wasserstoffqualität und den geringeren Investitionskosten Vorteile gegenüber dem Einsatz einer Brennstoffzelle, trotz des geringeren elektrischen Wirkungsgrades.

## 4.2 Mobile Nutzung

Fast sämtliche Fahrzeuge, die heute im Einsatz sind, werden durch fossile Brennstoffe in Form von Benzin oder Diesel angetrieben. Die Verbrennung dieses Treibstoffes verursacht Umweltbelastungen in Form von Schwefel- und Stickoxiden, Feinstäuben sowie Treibhausgasemissionen. Aber nicht nur die Umweltschädigung allein, sondern auch die weltweit immer knapper werdenden Erdölreserven werden mittel- bis langfristig den Einsatz innovativer und regenerativer Energiequellen notwendig machen. Neben der energetischen Optimierung durch verbesserte Verbrennungsmotoren und Einsatz von Hybrid-Technik wird auch die Entwicklung neuer Antriebskonzepte vorangetrieben. Hierbei sind vor allem konventionelle Verbrennungsmotoren mit regenerativen Treibstoffen (Biodiesel, Biomethanol) zu nennen, aber auch Elektroautos mit Batteriespeicher sowie Wasserstofffahrzeuge. Bedingt durch die begrenzte Bereitstellbarkeit von Biotreibstoffen und die lange Ladedauer, beschränkte Kapazität und hohe Kosten entsprechender Batteriesysteme birgt die Wasserstofftechnologie das Potential als ökologisch ökonomische Energiequelle des zukünftigen Transportwesens. Aktuelle Studien und Pilotprojekte zur mobilen H<sub>2</sub>-Nutzung setzen sowohl H<sub>2</sub>-Verbrennungsmotoren als auch Elektrofahrzeuge mit Brennstoffzellen als Energielieferant ein.

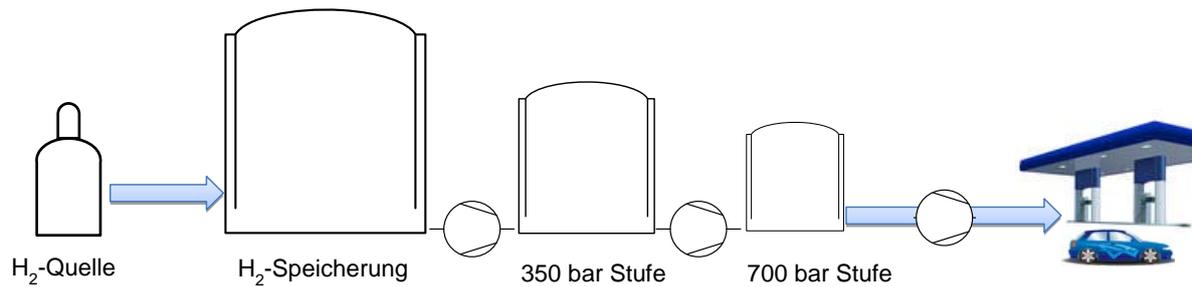
### 4.2.1 H<sub>2</sub>-Speicherung

Für den Betrieb von H<sub>2</sub>-Fahrzeugen ist es energetisch am günstigsten im Tanksystem direkt H<sub>2</sub> einzusetzen und nicht etwa eine Reformierung von Kohlenwasserstoffen „on board“ vorzunehmen. Für die H<sub>2</sub> Bereitstellung sind spezielle Tankstellen notwendig, welche den Wasserstoff vorhalten und über geeignete Schnittstellen den Wasserstofftank des Fahrzeuges füllen.

#### 4.2.1.1 H<sub>2</sub>-Tankstellen

Bei dem Einsatz von H<sub>2</sub>-Fahrzeugen wird eine geeignete H<sub>2</sub>-Tankstelle für die Treibstoffversorgung benötigt. Die Dimensionierung und Ausführung der Tankstelle ist hierbei stark von den geplanten Betriebsbedingungen abhängig: je nach Art des Fahrzeugtanks (Druck- oder Flüssigspeicher; siehe auch Kapitel 3.4) ist die H<sub>2</sub>-Speicherdimensionierung der Tankstelle vorzunehmen. Bei Fahrzeugen mit Druckgasspeicher müssen entsprechend der Fahrzeugspeicherdrücke (350 bar, 700 bar) höhere Tankstellenspeicherdrücke zur Druckausgleichsbetankung vorgesehen werden. Da die Druckausgleichsbetankung recht langwierig ist, ist sie in erster Linie für Nutz- und Betriebsfahrzeuge geeignet. Ist auch die Betankung von privaten Fahrzeugen geplant, wird zur schnelleren Betankung ein zwischengeschalteter Booster be-

nötigt. Bei der Betankung mit Flüssiggas wird eine Speicherung des Wasserstoffs auf einem Temperaturniveau unterhalb von 20,4 K (-252,7 °C) notwendig.



**Bild 4-10:** Schematische Darstellung einer Wasserstofftankstelle zur Druckbetankung mit Booster



**Bild 4-11:** Wasserstofftankstelle in Berlin [99]

#### 4.2.1.2 H<sub>2</sub>-Fahrzeugspeicher

Bei der Nutzung von Wasserstoff als Energiequelle im Antrieb von Fahrzeugen ergibt sich eine Reihe von Anforderungen an das Speichersystem im Fahrzeug. Insbesondere im Hinblick eines breiten Einsatzes der Wasserstofftechnologie im privaten Personenverkehr ergeben sich eine Reihe von Forderungen bezüglich Sicherheit, Komfort und finanziellen Aspekten. Anforderungen wurden von [43] wie folgt zusammengefasst:

- hohe volumetrische und gravimetrische Speicherdichte  
In der mobilen Wasserstoffnutzung ergibt sich technisch ein sehr begrenztes Tankvolumen; um hinreichende Fahrzeugreichweiten zu gewährleisten, muss eine möglichst hohe Masse an Wasserstoff im Fahrzeugtank gespeichert werden.
- hohe Sicherheit

- hohe Lebensdauer
- keine Nutzungseinschränkungen
- schnelle und einfache Betankung
- niedrige Kosten

Hinsichtlich der möglichen Wasserstoffspeicherung werden folgende Systeme unterschieden (vgl. Kapitel 3.4).

- Flüssigwasserstoffspeicher (LH<sub>2</sub>)
- Druckwasserstoffspeicher (CGH<sub>2</sub> bzw. CH<sub>2</sub>)
- Wasserstoffspeicherung in reversiblen Metallhydriden (MH)
- Wasserstoffspeicherung in chemischen Hydriden
- Carbon-Nanofaserverspeicherung

Alle Wasserstoffspeicher sind heute bedingt durch technische Möglichkeiten noch stark beschränkt und reduzieren die maximale Reichweite der Fahrzeuge. Hinzu kommt, dass Wasserstoff das höchste Diffusionsvermögen besitzt und somit ein stetiger Kraftstoffverlust auftritt. Insbesondere bei LH<sub>2</sub>-Speichern mit Speichertemperaturen unter 20,4 K treten durch Wärmeeintrag Abdampf-Effekte auf (boil-off). Abhängig von der Tankgröße liegen diese Boil-off-Verluste bei einigen Prozent pro Tag [43]. Längere Standzeiten können somit zu einem deutlichen Kraftstoffverlust führen.

#### 4.2.2 H<sub>2</sub>-Verbrennungsmotor in Fahrzeugen

Wasserstoffverbrennungsmotoren in der Fahrzeugtechnik beruhen prinzipiell ebenso wie die H<sub>2</sub>-Verbrennungs-BHKW auf der Technik konventioneller Verbrennungsmotoren, welche für den Betrieb mit Wasserstoff modifiziert wurden [100]. In den 30er Jahren des 20. Jahrhunderts wurden die ersten Wasserstoffverbrennungsmotoren, wie beispielsweise der Erren-Motor entwickelt [101]. Der Wirkungsgrad bei der mobilen Nutzung wird hierbei ebenfalls maßgeblich von der Carnot-Effizienz bestimmt. In den letzten Jahren wurde das Prinzip Wasserstoffverbrennungsmotor bedingt durch die Rohstoffverknappung wieder aufgenommen. Durch die geringe volumetrische Energiedichte von Wasserstoff unter Normalbedingungen und des hohen  $\lambda$ -Wertes im Verbrennungsbetrieb liegt die erzielbare Leistungsdichte unterhalb von konventionellen Verbrennungsmotoren. Der Vorteil beim Einsatz von für den Wasserstoffbetrieb modifizierten Ottomotoren liegt in der Möglichkeit des bivalenten Betriebs. In diesem Fall können die Verbrennungsmotoren sowohl mit Wasserstoff als auch mit konventionellem Treibstoff betrieben werden [100]. Die Bayerischen Motorenwerke haben nach diesem Prinzip Fahrzeuge der Baureihe 7 mit einem bivalenten Wasserstoffmotor sowie einem 8 kg Flüssigwasserstofftank ausgerüstet. Da die maximale Reichweite des Was-

serstofftanks bei etwa 200 km liegt, verfügt das Fahrzeug zusätzlich über einen 74 L Benzin-tank, welcher nach Herstellerangaben die Reichweite um 500 km erhöht [99].

### 4.2.3 H<sub>2</sub>-Brennstoffzellen in Fahrzeugen

Im Gegensatz zu Fahrzeugen mit Wasserstoff-Verbrennungsmotoren basieren Brennstoffzellen-Fahrzeuge auf dem elektromotorischen Antriebsprinzip. Hierbei dient die Brennstoffzelle, welche Wasserstoff in elektrische Energie umwandelt, als Stromquelle für den Elektromotor. Diese kombinierte Antriebseinheit wurde in den letzten Jahren soweit optimiert, dass sie in Größe und Gewicht mit konventionellen Verbrennungsmotoren vergleichbar ist [43]. Da die Brennstoffzelle bei Teillastarbeit höhere Wirkungsgrade erzielt als bei Volllast, ist sie insbesondere im Stadtverkehr deutlich effektiver als konventionelle Verbrennungsmotoren.

### 4.2.4 Methanol-Brennstoffzellen in Fahrzeugen

Nach dem gleichen Prinzip wie H<sub>2</sub>-Brennstoffzellen-Fahrzeuge arbeiten auch Methanol-Brennstoffzellen-Fahrzeuge. Entscheidender Unterschied ist jedoch der eingesetzte Brennstoff Methanol, welcher ein deutlich einfacheres Handling ermöglicht. Da der gleiche Aggregatzustand wie bei konventionellen Kraftstoffen vorliegt ergibt sich eine einfache Betankung und Speicherung des Methanols, wodurch keine gravierende Änderung der bestehenden Kraftstoffinfrastruktur erforderlich wäre. Methanol besitzt zudem mit einer Energiedichte von 15,9 MJ/L einen Vorteil gegenüber komprimiertem Wasserstoff bei 700 bar mit 4,7 MJ/L [102]. Heutige DMFC können in Größe und Leistungsfähigkeit (80 kW) mit konventionellen Verbrennungsmotoren mithalten. Problematisch sind noch die relativ hohen Kosten, das Kaltstartverhalten (16 sec. bei – 20 °C) und insbesondere die kurze Lebensdauer von etwa 5.000 Stunden [103].

## **5 Bestehende Projekte zum Wasserstoff- und Brennstoffzelleneinsatz in der Abwasserwirtschaft**

### **5.1 Nationale Projekte**

In den nachfolgenden Kapiteln werden auf deutschen Kläranlagen umgesetzte Wasserstoffprojekte zusammengestellt. Es sei darauf hingewiesen, dass nur in den Projekten Barth, Köln-Rodenkirchen und EuWaK (siehe Kapitel 5.1.1, 5.1.4 und 5.1.3) in Brennstoffzellen bzw. in einem Gasmotor echter Wasserstoff verarbeitet wird. Bei den Schmelzkarbonat-Brennstoffzellenprojekten (MCFC, siehe Kapitel 5.1.2, 5.1.5, 5.1.6 und 5.1.7) wird nur indirekt Wasserstoff genutzt – das Biogas ( $\text{CH}_4$ ) wird intern in der MCFC zu Wasserstoff reformiert. Zu den letztgenannten MCFC-Projekten sei noch angemerkt, dass der Hersteller die Produktion der Brennstoffzellen-BHKW zwischenzeitlich eingestellt hat [48].

#### **5.1.1 Kläranlage Barth (PEMFC-Bus)**

Die Wasserstoff-Initiative Vorpommern (WIV; heute WTI Wasserstofftechnologische Initiative Mecklenburg-Vorpommern e.V.) hat 2003 auf der Kläranlage Barth einen Wasserelektrolyseur der Firma Proton Energy in Betrieb genommen. Der PEM-Wasserelektrolyseur (Proton Exchange Membrane) vom Typ HOGEN® 380 besitzt eine Nennleistung von 60 kW (entsprechend rd.  $10 \text{ m}^3 \text{ H}_2/\text{h}$  rd.  $0,9 \text{ H}_2 \text{ kg/h}$ ). Der produzierte Wasserstoff aus diesem Generator wird verdichtet und bei Hochdruck von 280 bar gespeichert und dient schließlich dem Antrieb eines Brennstoffzellenbusses.

Der Brennstoffzellenbus (Midibus der Fa. Proton Motor Fuel Cell GmbH) ist ein Hybrid-Fahrzeug, das neben dem PM 600 Brennstoffzellensystem über eine Traktionsbatterie zur Bremsenergie rückgewinnung verfügt. Der Kraftstoff wird gasförmig in zwei Tanks (jeweils 320 Liter) bei 200 bar gespeichert. Der Bus erreicht eine Höchstgeschwindigkeit von 70 Stundenkilometern (80 kW) und verfügt über eine Reichweite von 180 Kilometern. Als einziges Abgas wird Wasserdampf abgeben.

Der im Wasserelektrolyseur ebenfalls erzeugte Sauerstoff (rd.  $5 \text{ m}^3 \text{ O}_2/\text{h}$ ,  $7,2 \text{ kg O}_2/\text{h}$ ) wird komprimiert und bei einem Druck von 60 bar gespeichert. Der Sauerstoff ist auf der Kläranlage Barth zur Spitzenlastabdeckung erforderlich.

Auf dem Kläranlagengelände ist zudem ein Solarpark zur Erzeugung von Energie mit einer Leistung von 97 kW installiert. Die erzeugte Energie wird ins regionale Netz eingespeist, aus welchem gleichwohl die Energie für den Wasserelektrolyseur bezogen wird.



**Bild 5-1: PEM-Midibus der Proton-Motor-Fuel [4]**

### 5.1.2 Kläranlage Stuttgart-Möhringen (MCFC)

Ende 2007 wurde auf dem Klärwerk Stuttgart-Möhringen (Bild 5-2) die Hochtemperatur-Brennstoffzelle HotModule der CFC Solutions GmbH in Betrieb genommen. Die elektrische Nennleistung des Moduls beträgt 280 kW.

Entscheidend für die Umsetzung des Projektes war der höhere elektrische Wirkungsgrad des Moduls (Bild 5-3), der mit ca. 50 % konventionelle Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen um mehr als 10 % übersteigt.

Die Räume für die Faulgasreinigung und Faulgasdruckerhöhung sind mit Frostschutzheizungen versehen. Der Aufstellraum für die Brennstoffzelle erhält eine Notheizung. In den Räumen zur Aufstellung der Gasreinigungsanlagen und der Brennstoffzelle werden technische Lüftungsanlagen vorgesehen [104].



**Bild 5-2: Lage der Kläranlage Stuttgart-Möhringen [104]**



**Bild 5-3: MCFC-HotModule auf der Kläranlage Stuttgart-Möhringen [104]**

Vorreiter für das Projekt war die MCFC-Brennstoffzellenanlage auf der Kläranlage Ahlen (siehe Kapitel 5.1.7), die bis dato die einzige dieser Art in Europa war. Im Gegensatz zu der Ahlener Anlage, die wahlweise mit Erdgas betrieben werden konnte, dient beim Stuttgarter HotModule ausschließlich Faulgas als Brennstoff.

### 5.1.3 Kläranlage Bottrop, Projekt EuWaK

Im Pilotvorhaben EuWaK (**E**rdgas **u**nd **W**asserstoff **a**us **K**läranlagen) wird ein Teilstrom des Faulgases der Kläranlage Bottrop (maximal  $120 \text{ m}_N^3/\text{h}$ ) in einem zweistufigen Aufbereitungsprozess zu Biomethangas und hochreinem Wasserstoff aufbereitet [105].

Als Zwischenprodukt nach einer Druckwechseladsorption entsteht Biomethangas ( $73 \text{ m}_N^3/\text{h}$ ), das für die Betankung von Erdgasfahrzeugen der Emschergenossenschaft (siehe Bild 5-5) und zur Erzeugung von Wasserstoff durch Wasserdampfreformierung und weiterer Druckwechseladsorption genutzt wird. Der Wasserstoff (rd.  $70 \text{ m}^3/\text{h}$ ) wird über eine beschichtete DN 100 Stahlrohrleitung zu einem ca. 1 km entfernten Schulzentrum transportiert. Ein im Schulzentrum installierter Wasserstoffmotor mit 70 kW elektrischer Leistung (siehe Bild 5-6) trägt zur Strom- und Wärmeversorgung des Schulzentrums bei. Somit wird erstmalig die komplette dezentrale Wasserstoff-Infrastruktur vom nachhaltigen Primärenergieträger Klärschlamm bis zum Wasserstoff-Endverbraucher umgesetzt.



**Bild 5-4: Anlieferung der Wasserstoff- und Biomethanaufbereitungsanlage auf der KA Bottrop am 27.08.2007 (eigenes Bild)**

Die Anlage wurde 2007-2008 errichtet (siehe Bild 5-4) und ist seit März 2008 in Betrieb. Das Projekt EuWaK wurde im Jahr 2008 mit dem 1. Preis des Project Innovation Award der International Water Association (IWA) ausgezeichnet.

Einen Methanschluß hat die Gasaufbereitungsanlage nicht, da das  $\text{CO}_2\text{-CH}_4$ -Abgas der Biomethanaufbereitungsanlage (BGA) zum Faulgasbehälter zurückgeführt wird, und das Restmethan der Aufbereitungsanlage in den konventionellen Gasmotoren der Kläranlage Bottrop genutzt wird.

Inzwischen wurde an der Kläranlage Bottrop eine Wasserstofftankstelle gebaut, die derzeit noch mit Wasserstoffbündeln der Fa. Air-Liquide versorgt wird. Bei Bestätigung der ausreichenden Wasserstoffreinheit der EuWaK-Anlage (wird derzeit in einer 2. Phase des EuWaK-Projektes geprüft) für die Nutzung in PEM-Brennstoffzellen soll mittel- bis langfristig ein (Teil-) Strom des in der EuWaK-Anlage erzeugten Wasserstoffs auch für die Wasserstofftankstellenversorgung genutzt werden.

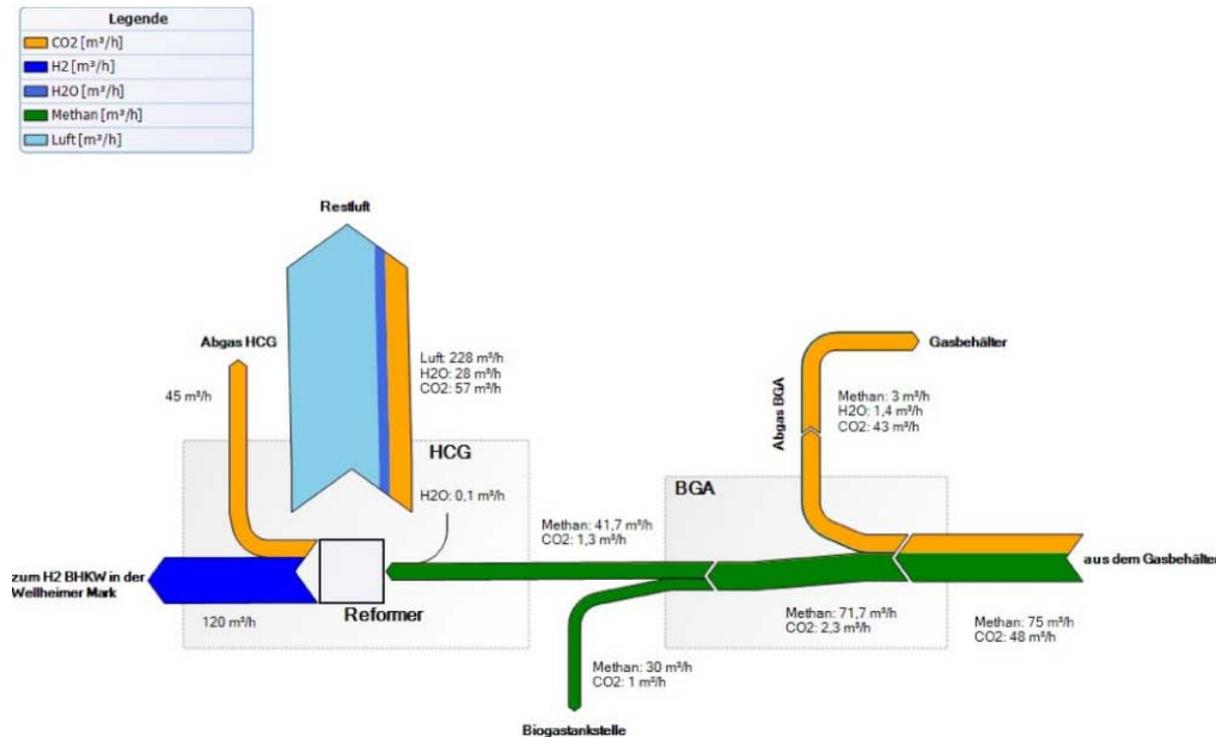


**Bild 5-5: Biomethan-Gastankstelle an der KA Bottrop (eigenes Bild)**



**Bild 5-6: Wasserstoff-BHKW im Container am Schulzentrum in der Welheimer Mark (eigenes Bild)**

In Bild 5-7 sind die Stoffströme in der Gasaufbereitungsanlage (BGA: Aufbereitung zu Biomethangas; HGC: Aufbereitung zu Wasserstoff) des EuWaK-Projektes dargestellt.



**Bild 5-7: Sankey-Diagramm der Stoffströme in der Gasaufbereitungsanlage EuWaK**

### 5.1.4 Kläranlage Köln-Rodenkirchen (PAFC)

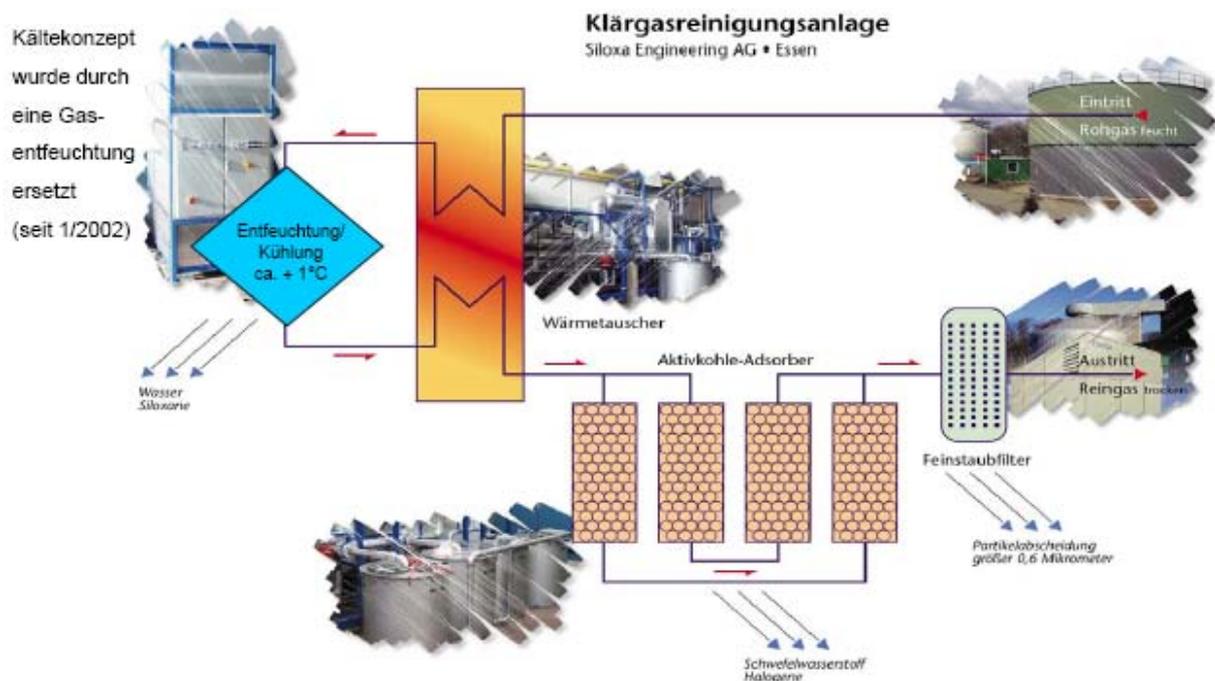
Auf der Kläranlage Köln-Rodenkirchen wurde von März 2000 bis April 2009 eine Brennstoffzelle des Typs PC C25 der Firma UTC (früher: ONSI) mit einer elektrischen Nennleistung von 200 kW und einer thermischen Nennleistung von 205 kW mit dem Faulgas der Kläranlage betrieben. Bild 5-8 zeigt die Brennstoffzelleneinheit.



**Bild 5-8: PAFC Typ PC 25C auf der Kläranlage Köln-Rodenkirchen [106]**

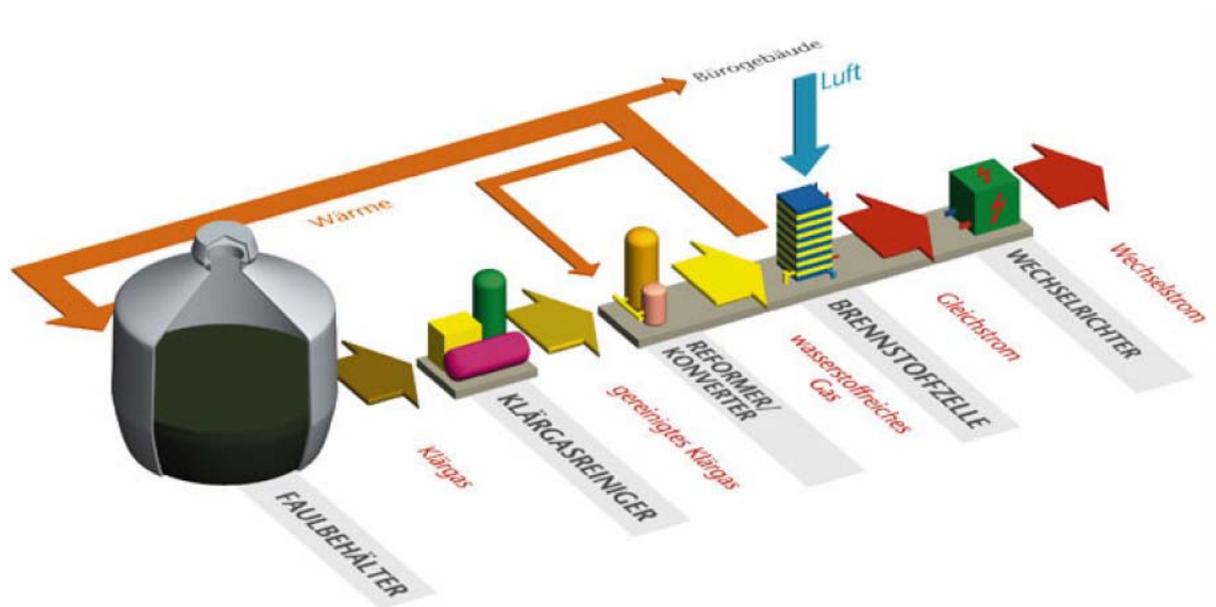
Die Brennstoffzelle als Prototyp für den Faulgasbetrieb hat in den rd. 9 Jahren in 48.000 Betriebsstunden 6.120 MWh Strom erzeugt. Dabei wurden rd. 2,9 Mio. m<sup>3</sup> Faulgas benötigt, der elektrische Anlagenwirkungsgrad lag bei 35,3 %.

Die Innovation dieses Projektes lag in der Reinigung des Klärgases durch Kühlung des Gases und Aktivkohleadsorption (siehe Bild 5-9). Die ursprünglich als Tiefkühlung konzipierte Gasreinigung wurde ab Januar 2002 durch eine Gasentfeuchtung ersetzt. Mit der Aufbereitung wurden sämtliche Verunreinigungen wie Schwefel und halogenhaltige Substanzen aus dem Faulgas entfernt.



**Bild 5-9: Blockschema der Gasreinigungsanlage Rodenkirchen [106]**

Nach der Reinigung wird das CO<sub>2</sub>-haltige Faulgas in einem der Brennstoffzelle vorgeschalteten Reformier zu Wasserstoff, CO<sub>2</sub> und CO umgesetzt. Durch Zinkoxidstaubpatronen werden das CO und Restschwefel eliminiert, anschließend kann in der phosphorsauren Brennstoffzelle der Wasserstoff des gereinigten CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>-Gasgemischs in Gleichstrom und Wärme umgewandelt werden. Durch einen Wechselrichter erfolgt die Umwandlung in Wechselstrom (siehe Bild 5-10).



**Bild 5-10: Verfahrensbild der PAFC-Brennstoffzellenanlage Rodenkirchen [107]**

### 5.1.5 Kläranlage Kohlfurth (MCFC)

Auf der Kläranlage Kohlfurth des Wupperverbandes wurde 2004 ein MCFC-Teststand mit einer elektrischen Nennleistung von 1 kW<sub>elektr.</sub> betrieben (Bild 5-12).

Die Faulgasaufbereitung (Bild 5-11) basiert auf einem mehrstufigen Prozess mit den folgenden adsorptiven und katalytischen Teilprozessen [108]:

- A-Kohle I (adsorptiv) zur Abscheidung von halogenierten und schwefelhaltigen Verbindungen sowie Salzsäure (HCl), Flusssäure (HF) und Benzol, Toluol, Ethylbenzol, Xylole (BTEX)
- A-Kohle II (adsorptiv) zur Siloxan- und BTEX-Abscheidung
- Zinkoxidstufen I und II zur Abscheidung von Schwefelwasserstoff
- Optional: katalytische Sauerstoffentfernung

Die Untersuchungen zeigen, dass mit der Gasreinigung über nur drei Stufen die geforderte Qualität für den Betrieb einer Hochtemperatur-Brennstoffzelle erzielt wird.

Zudem wurden Versuche zum Adsorptionsvermögen für einzelne Schadstoffe sowie zur wechselseitigen Beeinflussungen der Adsorption dieser Schadstoffe durchgeführt.



**Bild 5-11:        Installierte Gasreinigungsanlage auf der Kläranlage Wuppertal-Kohlfurth [108]**

Die Versuchsanlage besteht aus folgenden Hauptkomponenten:

- MCFC-Stack,
- Externer Reformer,
- Katalytischer Brenner (CB),
- Verdampfer,
- Kathodengebläse (C-BL),
- Luftreinigung,
- Wasserentsalzung,
- MCFC-Stack-Instrumentierung,
- Elektrische Heizer und Steuerung, Messdatenerfassung.

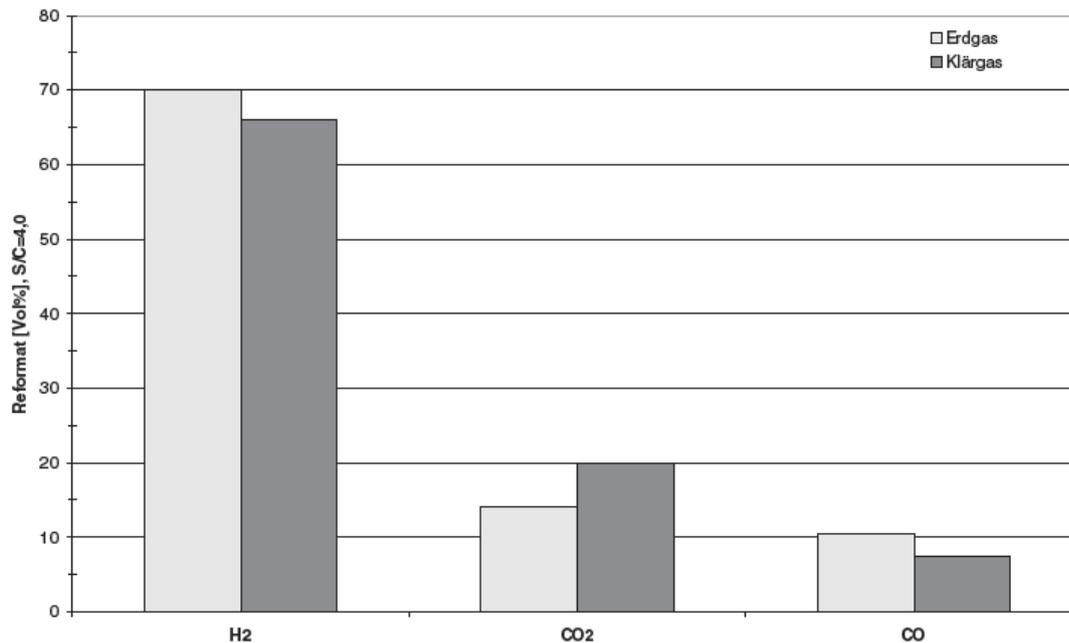


**Bild 5-12: Transportabler MCFC-Teststand auf der Kläranlage Wuppertal-Kohlfurth [108]**

Das gereinigte Faulgas wird mit einer definierten Menge Wasserdampf gemischt und gelangt nach Aufheizen auf Reaktortemperatur in den Reformier. Das Brenngas tritt mit ca. 650 °C in den Anodenraum der Schmelzkarbonatbrennstoffzelle ein, indem der Wasserstoff zu Wasserdampf umgesetzt wird. Aus der Anode strömt das Gas in die Nachverbrennung. Dort werden nicht umgesetzte Komponenten (Restwasserstoff, Restgehalte CO und CH<sub>4</sub>) unter Zuzumischung der heißen Abluft aus der Kathode vollständig oxidiert.

Durch Zufuhr von Frischluft wird die Brennstoffzelle gekühlt und Sauerstoff zugeführt. Im Kathodenraum reagieren Kohlendioxid und Sauerstoff miteinander. Das Abgas enthält noch Stickstoff, Sauerstoff, Kohlendioxid und Wasserdampf.

Vor dem Betrieb des Brennstoffzellensystems mit Klärgas wurden sowohl ein Betrieb mit Erdgas als auch ein separater Reformierbetrieb gefahren. Der Kohlendioxidgehalt im Faulgasreformat ist höher als im Erdgasbetrieb (Bild 5-13). Die hohe Konzentration an Wasserstoff im Faulgasreformat verdeutlicht aber die Eignung des Reformiers auch mit Faulgas betrieben werden zu können.



**Bild 5-13: Vergleich Reformatzusammensetzung („trocken“) für Erdgas und Faulgas [108]**

### 5.1.6 Kläranlage Moosburg/Leonberg (MCFC)

Im Rahmen einer Neukonzeption zur Energieerzeugung wurde 2006 auf der Kläranlage Moosburg ein neues Blockheizkraftwerk (BHKW) mit einer elektrischen Leistung von 190 kW installiert. Der zweite Schritt war die Integration der Brennstoffzellenanlage. Ende 2007 wurde die Hochtemperaturbrennstoffzelle HotModule der CFC Solutions GmbH (heute: MTU-Onsite-Energy-Fuelcells GmbH, 10 % Tognum AG) mit einer elektrischen Leistung von 250 kW in Betrieb genommen [48]. Die Brennstoffzelle deckt die Grundlast und wird möglichst auf einer Laststufe betrieben. Die Brennstoffzelle könnte auch leistungsgeregelt zwischen 65 - 250 kW betrieben werden.

Die Brennstoffzelle besitzt einen elektrischen Wirkungsgrad von 47 % und kann Wärme (Abluft) mit einem hohen Temperaturniveau von rund 400 °C bereitstellen. Die Wärme wird über einen Thermoöl-Kreislauf zur Klärschlamm-trocknung genutzt. Der vormals für die Klärschlamm-trocknung eingesetzte Zweistoff-Brenner (Klärgas und Heizöl) wird lediglich als Reserve-Wärmespende eingesetzt.



**Bild 5-14: Hochtemperaturbrennstoffzelle der KA Moosburg [109]**

### 5.1.7 Kläranlage Ahlen (MCFC)

Die Kläranlage Ahlen besitzt eine Ausbaugröße von ca. 126.500 Einwohnerwerten [110]. Die tägliche Klärgasproduktion liegt bei rund 1.500 m<sup>3</sup> [111].

Im Sommer 2005 wurde eine Schmelzkarbonatbrennstoffzelle mit einer elektrischen Nennleistung von 245 kW in Betrieb genommen, die in Abhängigkeit vom Klärgasanfall etwa 170 kW – 210 kW elektrische und 100 kW thermische Energie liefert. Der Gesamtwirkungsgrad beträgt ca. 90 % bei einem elektrischen Wirkungsgrad (Netzeinspeisung) von 47 %. Das Abwasserwerk der Stadt Ahlen, die Konzerne RWE Fuel Cells GmbH und Daimler Chrysler AG sowie das Land Nordrhein-Westfalen haben sich an dem Pilotprojekt beteiligt.

Die Abwärmtemperatur des HotModules beträgt ca. 400°C. Über einen Wärmetauscher wird die Energie zur Aufheizung der Faulbehälter genutzt, wobei die Vorlauftemperatur 80 °C beträgt. Eine mit Erdgas betriebene Heizungsanlage kann bei unzureichender Wärmezufuhr zugeschaltet werden [112].

Das Klärgas wird in einem Kältewäscher getrocknet und in zwei Aktivkohlebehältern gereinigt. Hierdurch werden die für die MCFC schädlichen Sulfate, Halogene und Siloxane aus dem Gas entfernt. Nach der Reinigungsstufe gelangt das Gas in das so genannte „Media Supply“, in welchem das Gas aufbereitet wird [110].



**Bild 5-15: MCFC der Kläranlage Ahlen [48]**

Die Anlage wurde nach nur kurzer Betriebsdauer inzwischen durch ein konventionelles Faulgas-BHKW ersetzt.

## 5.1.8 Zusammenstellung nationaler Brennstoffzellenprojekte

In Tabelle 5-1 sind die bislang auf deutschen Kläranlagen realisierten Brennstoffzellenprojekte mit ihren wesentlichen Kenndaten zusammengestellt.

**Tabelle 5-1: In Deutschland realisierte Brennstoffzellen für die Klärgasnutzung**

Firma	Kläranlage	Brennstoffzellentyp	Elektrische Leistung	Gasaufbereitung	Inbetriebnahme Anzahl Betriebsstunden	Quelle
UTC	Köln-Rodenkirchen	PAFC	200 kW	H <sub>2</sub> S und Halogen-Abscheidung	Jahr 2000 30.000 Std. 5.006 Std. unterbrechungsfrei	[106]
FuelCell Energy, MTU, CFC Solutions	Ahlen	MCFC	245 kW	Intern	Jahr 2005	[112]
FuelCell Energy, MTU, CFC Solutions	Moosburg/Leonberg	MCFC	250 kW	Intern	Jahr 2007	
Ansaldo	Wuppertal-Kohlfurth	MCFC	1 kW	zweistufige A-Kohle zweistufige Zinkoxidstufe katalytische O <sub>2</sub> -Entfernung	Jahr 2004	[108]
FuelCell Energy, MTU, CFC Solutions	Stuttgart-Möhringen	MCFC	280 kW	Intern	Jahr 2007	

## 5.2 Internationale Entwicklungen

### 5.2.1 Wasserelektrolyse-Technologie auf Kläranlagen

Im Rahmen des durch EU-Mittel (LIFE 08 ENV/E/000118) geförderten Projektes „Greenlysis“ wird die Wasserelektrolysetechnologie zur Erzeugung von Wasserstoff und Sauerstoff auf einer Kläranlage in Spanien eingesetzt. Unter Federführung des spanischen Forschungsinstitutes CETaqua erfolgt die Umsetzung in Kooperation mit dem Institut CIRSEE (Frankreich), dem Photovoltaikhersteller Tombak Solar (Spanien) als auch dem Batteriehersteller Saft (Frankreich). Der eingesetzte PEM-Wasserelektrolyseur wird durch einen Teilstrom des Kläranlagenablaufs gespeist, welcher mittels Membran-Destillation (MD) aufgereinigt wird. Die thermische Energie zum Betrieb der MD wird über einen Solarkollektor bereitgestellt. Elektrische Energie zum Betrieb der Wasserelektrolyse und des Wasserstoffverdichters liefern eine zusätzliche Photovoltaik- und eine Windkraftanlage. Zum Ausgleich von Leistungsschwankungen wird ein Batteriemodul eingesetzt. An einer Tankstelle soll der erzeugte Wasserstoff an entsprechende Fahrzeuge abgegeben werden. Der bei der Wasserelektrolyse anfallende Reinsauerstoff wird ebenfalls gespeichert und soll zur Versorgung einer Beleuchtungsstufe im Pilotmaßstab eingesetzt werden.

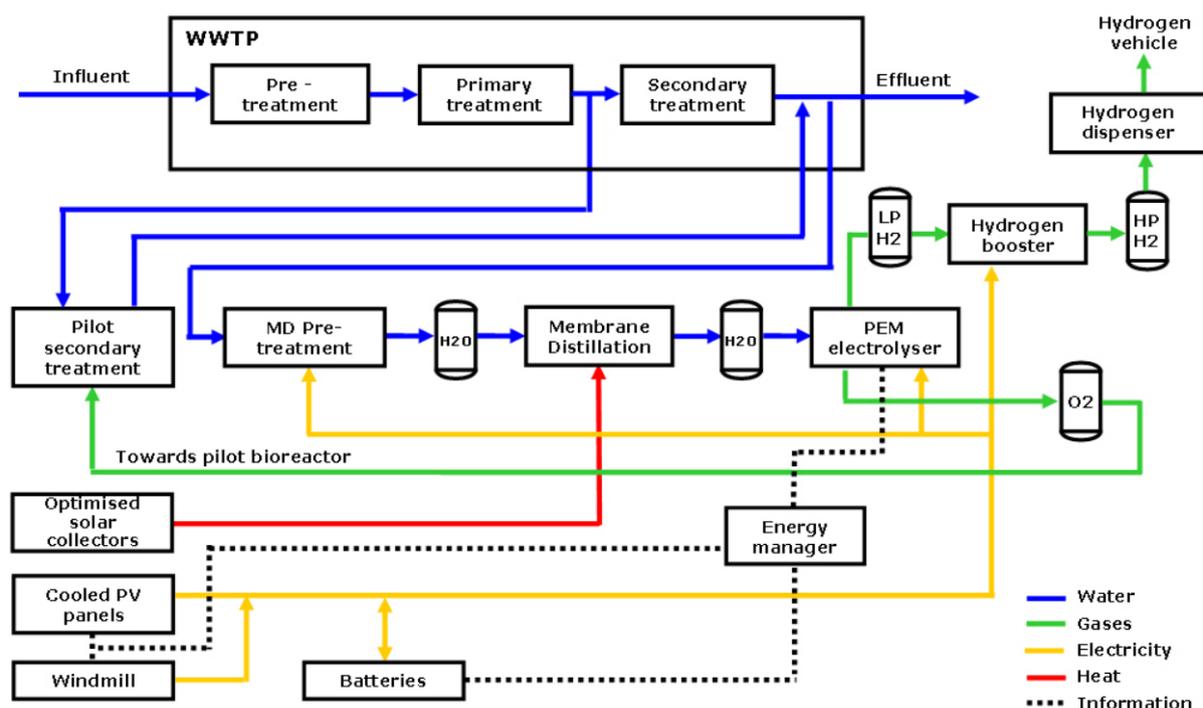


Bild 5-1: Fließschema des Greenlysis-Projektes [113]

Tabelle 5-2: Projektdaten Greenlysis

Projektnummer	LIFE08 ENV/E/000118
Laufzeit	01.01.2010 – 31.12.2012
Gesamtbudget	1.594.833 €
EU-Fördermittel	797.416 €
Projektstandort	Katalonien

## 5.2.2 Faulgasreformierung

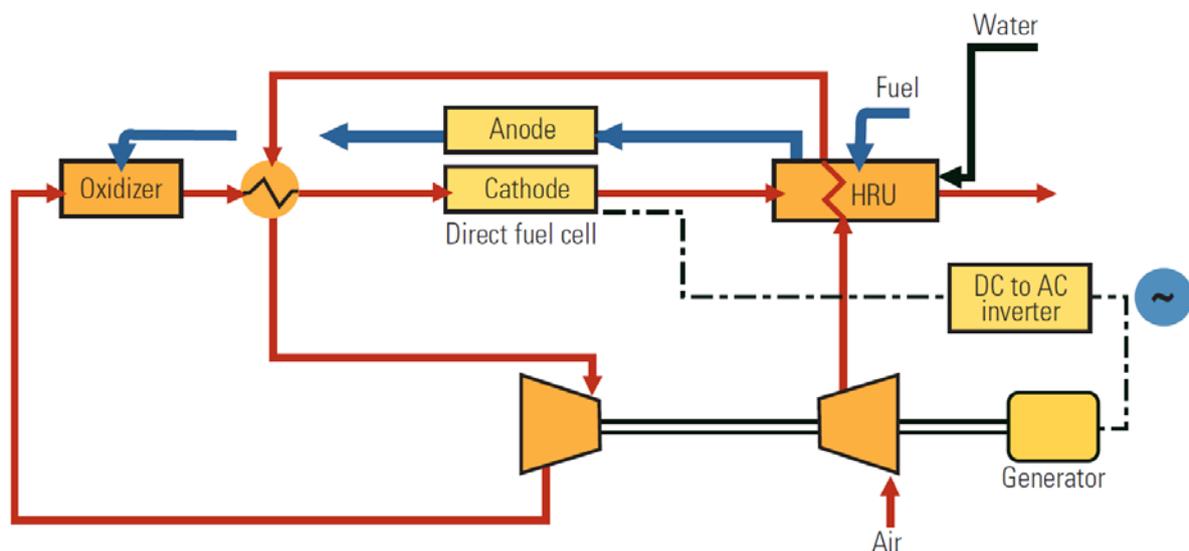
Im Rahmen des durch EU-Mittel geförderten Projektes „Biocell“ wird bei der Faulung erzeugtes Klärgas zur Erzeugung elektrischer Energie in PEMFC und SOFC genutzt. Unter Federführung des spanischen Forschungsinstitutes CETaqua erfolgt die Umsetzung an den Kläranlagenstandorten Murcia und Catalunya. Auf der KA Murcia ist der Betrieb einer PEMFC (5-10 kW) geplant. Der benötigte Wasserstoff soll aus gereinigtem und katalytisch reformiertem Faulgas (5-10 m<sup>3</sup>/h) bereitgestellt werden. Zur direkten energetischen Nutzung des aufbereiteten Faulgases soll eine SOFC (5-10 kW) zum Einsatz kommen.

**Tabelle 5-3: Projektdaten Biocell**

Projektnummer	LIFE07 ENV/E/000847
Laufzeit	01.01.2009 – 31.12.2011
Gesamtbudget	2.415.937 €
EU-Fördermittel	1.207.343 €
Projektstandort	Murcia, Catalunya - Spanien

### 5.2.2.1 Brennstoffzellenbetrieb auf Basis von Klär- und Biogas

Im Zuge energetischer Optimierungsmaßnahmen wurden im Jahr 2005 von der Sierra Nevada Brewing Company in den USA vier 250 kW MCFC (DFC300A) auf dem Firmengelände errichtet. Diese MCFC wurde zunächst direkt mit Erdgas bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 50 % und einem Gesamtwirkungsgrad von 70 % betrieben. Das heiße Abgas wird sowohl zum Betrieb einer nachgeschalteten Turbine als auch zur Versorgung des Wärmebedarfes der Brauerei eingesetzt. Nach Angaben der Betreiber konnte im Jahr 2006 durch die Klärgasnutzung ( $31,45 \text{ MJ/m}_N^3$ ) der betriebseigenen Kläranlage 40 % des Erdgasbedarfs substituiert werden [114].



**Bild 5-2: Verfahrensschema der MCFC auf dem Gelände der Sierra Nevada Brewing Company [114]**

Auf der Kläranlage Palmdale in Kalifornien ist seit 2005 eine MCFC (DFC 300A) der Firma FuelCell Energy mit einem Investitionsvolumen von \$ 1,9 Mio. in Betrieb. Die Kläranlage mit einem täglichen Zulauf von etwa 36.000 m<sup>3</sup> erzeugt durchschnittlich 3.200 m<sup>3</sup> Klärgas (55 Vol.-% Methan) pro Tag. 70-80 % des erzeugten Faulgases werden zur Speisung der MCFC eingesetzt, während mit dem überschüssigen Faulgas ein Boiler zur Wärmeversorgung der Faultürme eingesetzt wird. Für den Betrieb müssen Siloxane, Schwefelverbindun-

gen und Chloride aus dem Klärgas abgeschieden werden. Hierzu wird das Faulgas filtriert, abgekühlt und mittels dreistufiger Adsorption behandelt. Die Adsorptionsstufe besteht aus Kokosnussschalen-Aktivkohle, Aktivkohle sowie imprägnierter Aktivkohle, wodurch die Spurenstoffe auf den Bereich der Nachweisgrenze reduziert werden können [115]. Im Betrieb erzielt die MCFC elektrische Wirkungsgrade von 47 % bei einem Gesamtwirkungsgrad von 73 % [116].

Eine Zusammenstellung international realisierter Brennstoffzellenprojekte auf Basis von Faul- oder Biogas erfolgt in Tabelle 5-4.

**Tabelle 5-4: International realisierte Brennstoffzellenprojekte im Bereich der Klär- und Biogasnutzung**

Hersteller	Standort	Brennstoffzellentyp	Elektrische Leistung	Gasaufbereitung	Inbetriebnahme Anzahl Betriebsstunden	Quelle
Ballard	Tomakomai, Japan Kläranlage	PEMFC	190 kW	CO <sub>2</sub> Abscheidung	Jahr 2001 3478 Std.	
FujiElectric Co.	Yamagata, Japan Faulgas	PAFC	2x 100 kW		Jahr 2002	[117]
FuelCell Energy Marubeni	Tokyo, Japan Betriebs- Kläranlage Kirin Brauerei	MCFC	250 kW		Jahr 2002	[118]
Fuel Cell Energy	Santa Barbara, USA Kläranlage	MCFC	2x 250 kW		Jahr 2004	[119]
FuelCell Energy	Fukuoka, Japan Kläranlage	MCFC	250 kW		Jahr 2003	[120]
FuelCell Energy	Tokyo Super Eco Town, Japan Biogas	MCFC	250 kW		Jahr 2005	
FuelCell Energy	King County, USA Kläranlage	MCFC	1 MW	Entfernung von H <sub>2</sub> S, CS <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub>	Jahr 2003	[121]
FuelCell Energy POSCO	Korea Kläranlage	MCFC	250 kW		Jahr 2005	[122]
FuelCell Energy	Los Angeles, USA Kläranlage	MCFC	3x 250 kW		Jahr 2003 6.781 Std.	[123]
UTC	Westchester County, USA Kläranlage	PAFC	200 kW		Jahr 1997 44.670 Std.	[124]
UTC	New York (Brooklyn), USA Biogas	PAFC	2x 200 kW		Jahr 2003 29.230 Std.	[124]
UTC	New York (State Island), USA Biogas	PAFC	200 kW		Jahr 2004 11.820 Std.	[124]
UTC	New York (Brooklyn), USA Biogas	PAFC	2x 200 kW		Jahre 2003 und 2004 11.820 Std. 11.001 Std.	[124]
UTC	New York (Hunt's), USA Biogas	PAFC	3x 200 kW		Jahr 2005 16.600 Std.	[124]
UTC	Portland, USA Kläranlage	PAFC	320 kW		Jahr 1999	[125]
FuelCell Energy	Riverside, USA Kläranlage	MCFC	1 MW		Jahr 2007	[126]
FuelCell Energy	Tulare, USA Kläranlage	MCFC	3x 250 kW		Jahr 2007	[127]

## 6 Wirtschaftlichkeitsbewertung für vorliegende Erfahrungen

Die **Investitionskosten** von Wasserstoffherstellung, -Speicherung, -Verteilung und -Nutzung sind entsprechend der bisher vorliegenden Erfahrungen mit sehr großen Unsicherheiten kalkulierbar. Zum einen sind bisher nur wenige Anlagen, z.T. im Pilotmaßstab, gebaut und betrieben worden, zum anderen kann die Auswirkung von Lerneffekten und Preissteigerung bei einzelnen Anlagenkomponenten (Materialpreissteigerung, Strompreissteigerung, Personalaufwand) nur schwer prognostiziert werden.

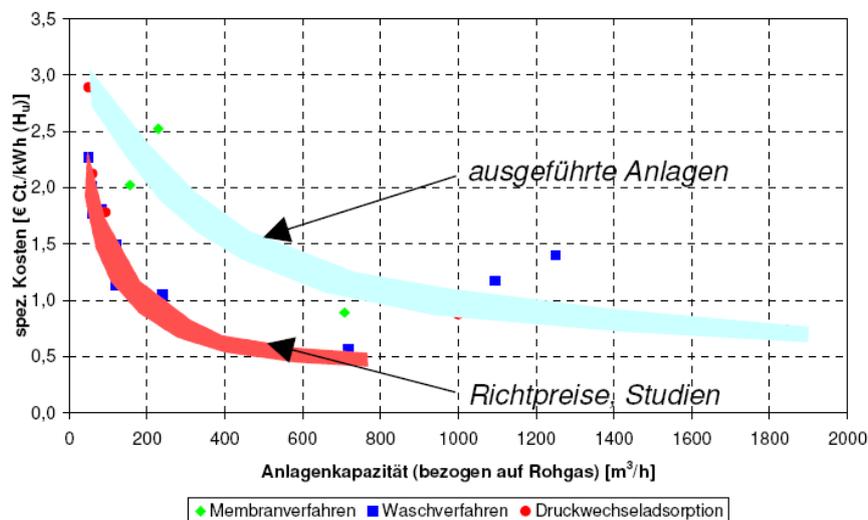
Bei den **Jahreskosten und daraus ermittelten H<sub>2</sub>-mengenspezifischen Kosten** sind die zu Grunde gelegten Investitionskosten sowie die Anlagenkapazitäten und Jahresbetriebsstunden entscheidende Faktoren, die spezifischen Kosten in weiten Bereichen schwanken lassen. Trotzdem sollen nachfolgend die Kosten der Wasserstofftechnologie, im Wesentlichen auf kg H<sub>2</sub> normiert, mit den primären Einflussparametern dargestellt werden.

### 6.1 Wasserstoffherstellung

Die Kosten für die Herstellung von Wasserstoff werden am stärksten von den Kapitalkosten der Herstellungsanlagen (Reformer, Wasserelektrolyseur) sowie der Gasreinigungsverfahren (Aktivkohlefilter, Druckwechseladsorption, Shift-Reaktor, etc.) bestimmt. Bei der Dampfreformierung sind weiterhin die Produktkosten des Ausgangsgases und bei der Wasserelektrolyse der Strompreis entscheidend.

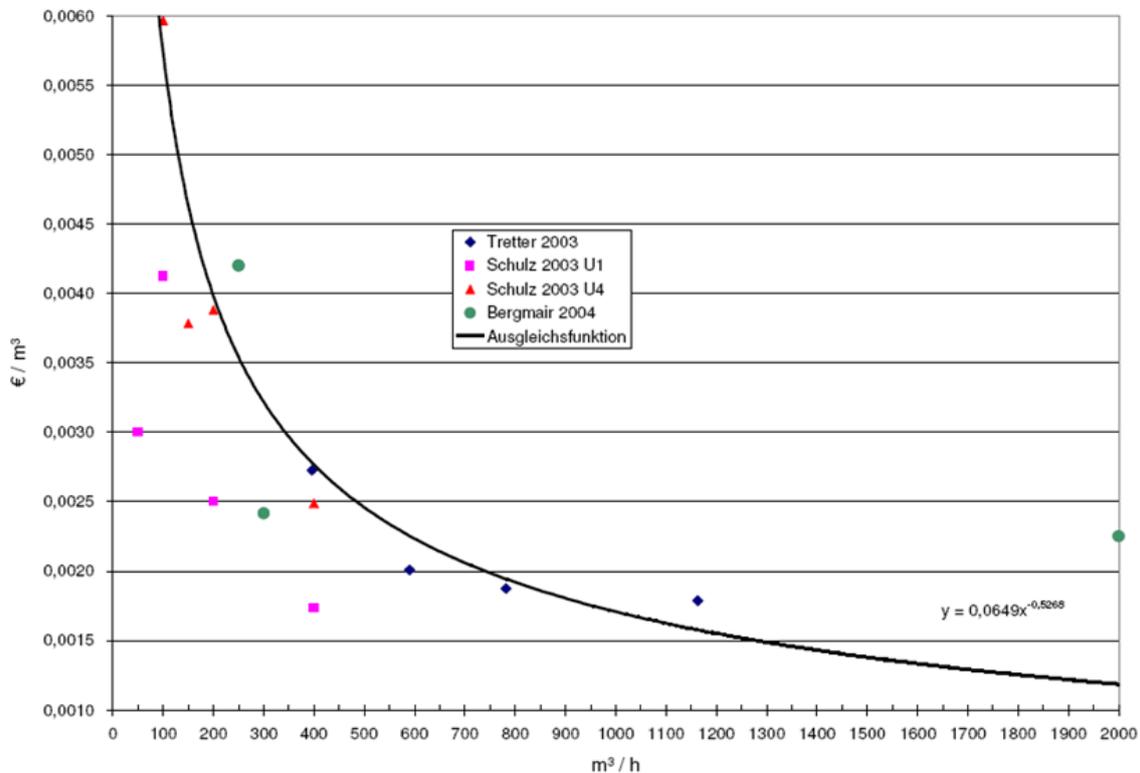
Für die Dampfreformierung von Faulgas sollte im ersten Schritt das Gas getrocknet und in einer Gasreinigung Schwefel, Staub und Siloxane abgeschieden werden. Dieser Behandlung folgt eine Entfernung des CO<sub>2</sub>-Anteils von rd. 35 %.

Die spezifischen Aufbereitungskosten von Anlagen zur **CO<sub>2</sub>-Abscheidung** aus Faulgas sind als Funktion der Aufbereitungskapazität in Bild 6-1 dargestellt.



**Bild 6-1: Spezifische Aufbereitungskosten für die CO<sub>2</sub>-Abtrennung aus Faulgas [107]**

Die spezifischen Investitionskosten für **PSA-Aufbereitungsanlagen** von Faulgas zu Biome-  
than sind in Bild 6-2 ebenfalls in Abhängigkeit der Anlagenkapazität dargestellt.



**Bild 6-2: Spezifische Investitionskosten für PSA-Anlagen zur Biomethanproduktion in Abhängigkeit von der Anlagengröße [128]**

### 6.1.1 Dampfreformierung

Die Angaben zu Investitionskosten von **Reformeranlagen** streuen in weiten Bereichen.

Für die im EuWaK-Projekt [129] genutzte Anlage zur Erzeugung von 100 m<sub>N</sub><sup>3</sup>/h (Leistung 300 kW<sub>H<sub>2</sub></sub>, 9 kg GH<sub>2</sub>/h, 16 bar) betragen die Investitionskosten mit anteiligen EMSR- und Planungskosten 1,6 Mio. € (brutto), d.h. rd. 181.000 €/(kg·h).

Tabelle 6-1 gibt eine Übersicht zu Leistungsdaten und Kosten für Dampfreformeranlagen. Die Investitionskosten der Anlage mit einer Leistung von 159 kW<sub>H<sub>2</sub></sub> (53 Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub>) beruhen auf einem Angebot des Anlageherstellers und betragen 1,3 Mio. € inklusive Installationskosten (0,1 Mio. €) [32]. Des Weiteren wurden Kosten für die Jahre 2015 und 2030 mit einer Anlagengröße von 667 kW<sub>H<sub>2</sub></sub> von den Autoren rechnerisch ermittelt. Für das 2015 wird von einem Investitionsbedarf von 3,55 Mio. € ausgegangen. Für das Jahr 2030 wird eine deutliche Kostenreduktion um 50 % erwartet, so dass die Investitionskosten dann ca. 1,77 Mio. € betragen. Zukünftig wird ebenfalls von einer Reduktion der für Wartung und Instandhaltung auf 5 % ausgegangen [32].

**Tabelle 6-1: Investitions- und Betriebskosten von Dampfreformierungsanlagen zur Wasserstoffherzeugung [32]**

	Einheit	Betrachtungszeitpunkt			
		2007	2007	2015	2030
Leistung	kW <sub>H2</sub>	159	804	667	667
Input Erdgas	kWh/kWh <sub>H2</sub>	1,45	1,32	1,45	1,32
Input Strom	kWh/kWh <sub>H2</sub>	0,094	0,031	0,094	0,031
Input Wasser	kg/kWh <sub>H2</sub>	0,49	0,49	0,49	0,49
CO <sub>2</sub> -Emissionen	g/kWh <sub>H2</sub>	287	261	287	261
Investitionskosten	Mio. €	1,30 <sup>1)</sup>	k. A.	3,55 <sup>2)</sup>	1,77 <sup>3)</sup>
Abschreibungsdauer	a	15	15	15	15
Jahresvollbenutzungsdauer	h/a	6.000	6.000	6.000	6.000
Wartung, Instandhaltung	% der Invest./a	7,4	k. A.	5,0	5,0

<sup>1)</sup> Ermittlung auf Grundlage Herstellerangaben Fa. H<sub>2</sub>Gen

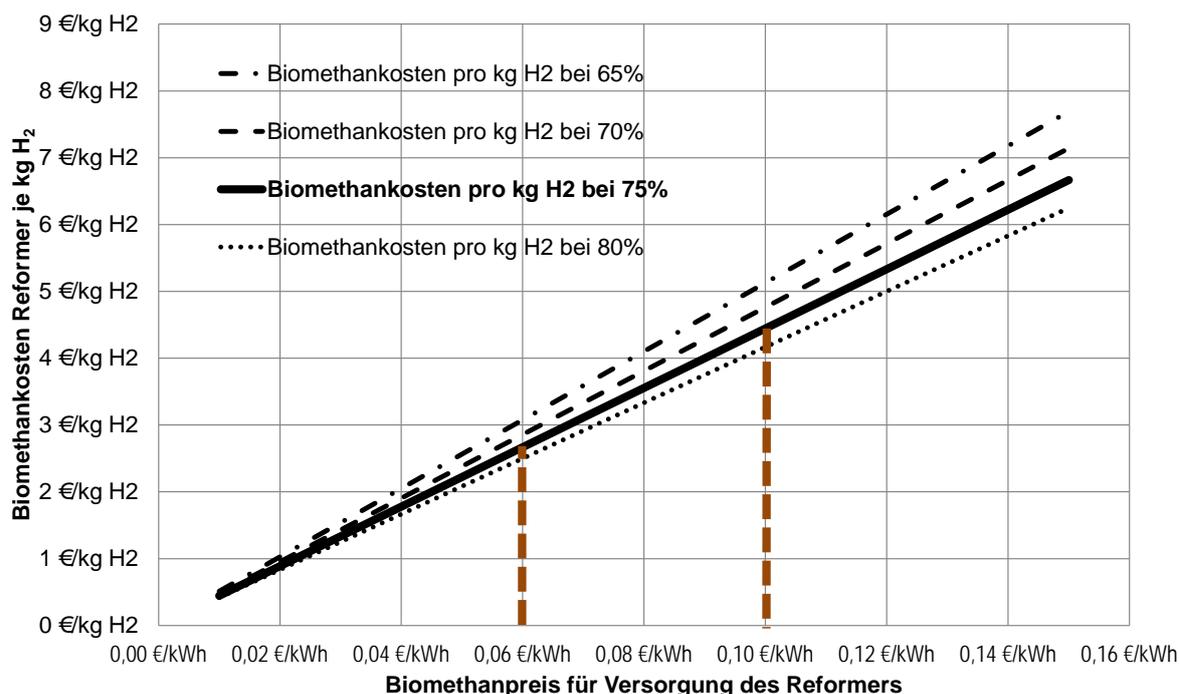
<sup>2)</sup> rechnerische Ermittlung auf Grundlage der Kosten für Anlagegröße 159 kW<sub>H2</sub>:

$$I_2 = I_1 / (P_2/P_1)^{0,7} = 1,3 \text{ Mio.€} / (667 \text{ kW}_{H2} / 159 \text{ kW}_{H2})^{0,7}$$

<sup>3)</sup> Annahme: 50 % Kostenreduktion im Vergleich zum Jahr 2015

Die anteiligen Erd- bzw. Biogaskosten beeinflussen den Wasserstoffpreis entsprechend der Darstellung in Bild 6-3 mit 2,5 €/kg H<sub>2</sub> bis 5 €/kg H<sub>2</sub> für 0,06 bis 0,10 €/kWh Biomethan.

Dabei hat natürlich der energetische Wirkungsgrad (65 bis 80 % in Bild 6-3) einen Einfluss auf den spezifischen Biomethanverbrauch der Dampfreformierungsanlage.

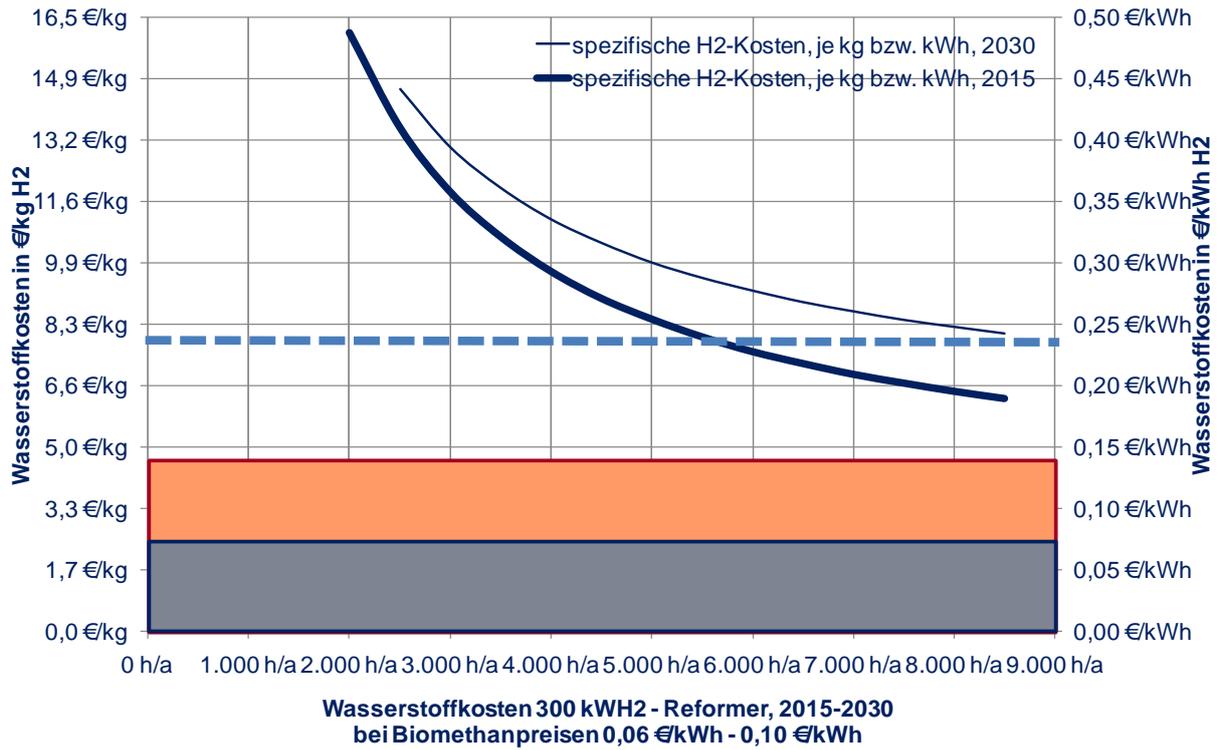


**Bild 6-3: Anteilige Biomethankosten je kg H<sub>2</sub> als Funktion der Biomethanpreise**

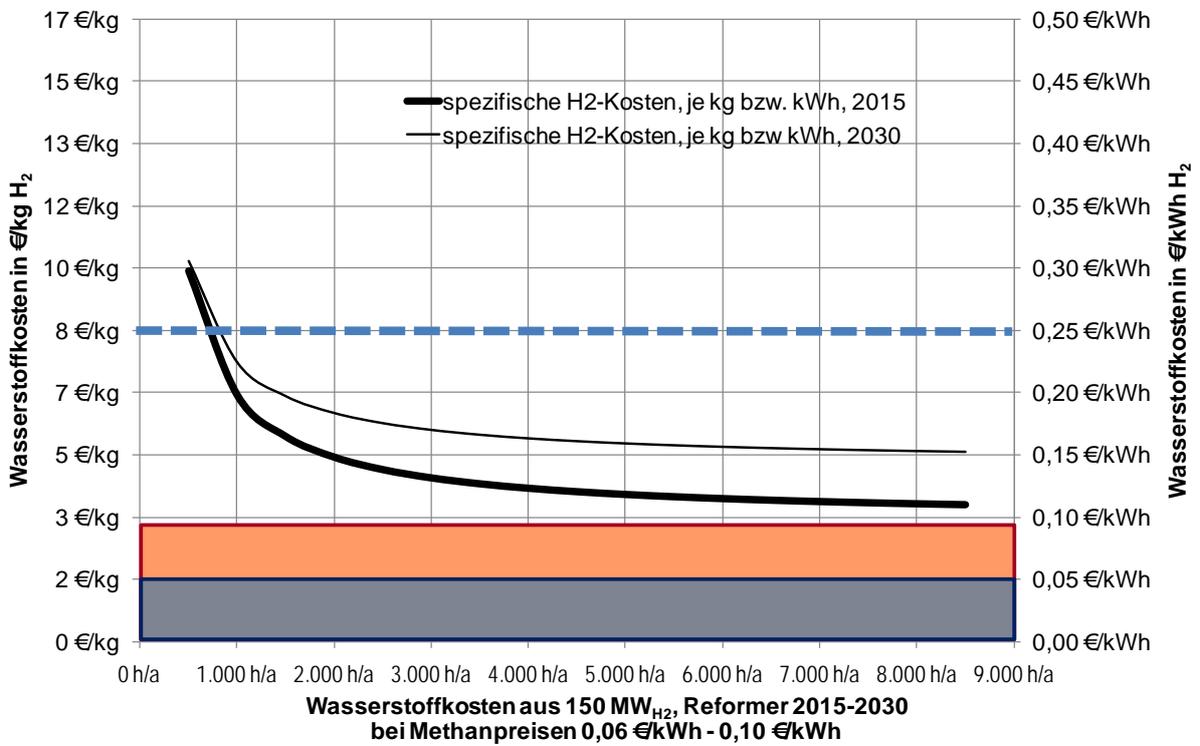
Die spezifischen Wasserstoffproduktionskosten (€/kg und €/kWh<sub>H<sub>2</sub></sub>) sind für die Anlagengrößen 300 kW<sub>H<sub>2</sub></sub> und 150 MW<sub>H<sub>2</sub></sub> in Abhängigkeit der Betriebsstunden pro Jahr in Bild 6-4 und Bild 6-5 dargestellt. Der Biomethankosten wurden für das Jahr 2015 mit 0,06 €/kWh und für 2030 mit 0,10 €/kWh angesetzt. Bezogen auf die Wasserstoffkosten würden sich diese Biomethankosten zu 2,67 €/kg H<sub>2</sub> in 2015 und 4,17 €/kg H<sub>2</sub> im Jahr 2030 auswirken. Die weiteren Ausgangsdaten für die Kostenkalkulationen sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengestellt. Für das Jahr 2030 wurden die Investitionskosten durch den Lerneffekt günstiger angenommen als im Jahr 2015.

**Tabelle 6-2: Ausgangsdaten für die Kalkulation spezifischer H<sub>2</sub>-Kosten in Bild 6-4 und Bild 6-5**

	im Jahr 2015	im Jahr 2030
Investitionskosten 300 kW H <sub>2</sub> -Dampfreformierung	1.600.000 €	1.400.000 €
Investitionskosten 150 MW H <sub>2</sub> -Dampfreformierung	124.000.000 €	100.000.000 €
Abschreibungsdauer	15,00 Jahre	15,00 Jahre
Kalkulatorischer Zinssatz	4,0 %	4,0 %
(Bio)-Methanpreis	2,67 €/kg H <sub>2</sub>	4,17 €/kg H <sub>2</sub>
Reparaturkosten in % der Investitionskosten	2,5 %	2,5 %
Produktionskosten, Wasser, Neko	0,05 €/m <sup>3</sup> H <sub>2</sub>	0,10 €/m <sup>3</sup> H <sub>2</sub>



**Bild 6-4:** Spezifische Wasserstoffkosten einer zentralen Dampfreformierungsanlage mit einer Kapazität von 300 kW<sub>H2</sub>



**Bild 6-5:** Spezifische Wasserstoffkosten einer Zentralen Dampfreformierungsanlage mit einer Kapazität von 150 MW<sub>H2</sub>

## 6.1.2 Wasserelektrolyse

Die Investitions- und Betriebskosten von **Wasserelektrolyseuren** werden in [32] für die Leistungsklasse 667 kW<sub>H<sub>2</sub></sub> mit 1,31 Mio. € ausgewiesen (Tabelle 6-3). Perfektisch wird für das Jahr 2030 von einer deutlichen Kostenreduktion auf 0,82 Mio. € ausgegangen. Für 60 MW-Anlagen werden für 2015 Investitionskosten von ca. 100 Mio. € und für 2030 von 62,5 Mio. € ausgewiesen.

**Tabelle 6-3: Investitions- und Betriebskosten von Wasserstoff-Wasserelektrolyseuren mit Gasreinigung nach [32]**

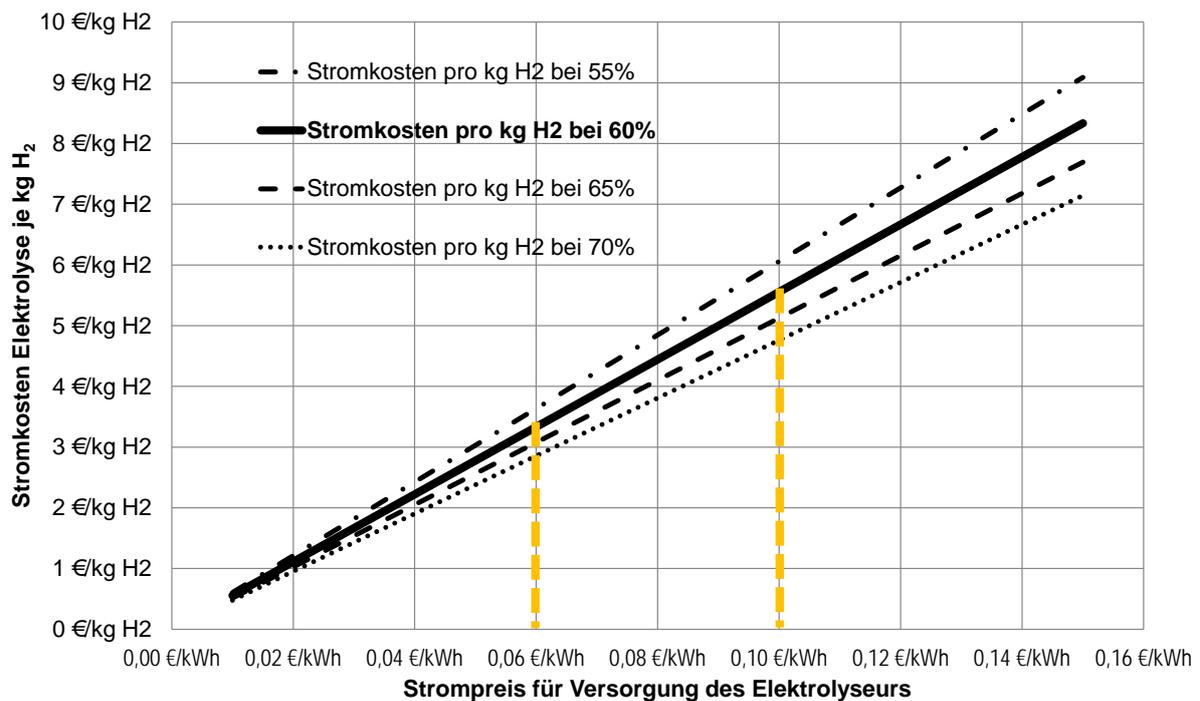
	Einheit	Onsite		Zentral	
		2015	2030	2015	2030
Leistung	MW <sub>H<sub>2</sub></sub>	0,667	0,667	60	60
Input Strom	kWh/kWh <sub>H<sub>2</sub></sub>	1,60	1,60	1,43	1,43
Input Wasser	kg/kWh <sub>H<sub>2</sub></sub>	0,27	0,27	0,27	0,27
Investitionsbedarf	Mio. €	1,31	0,82	100	62,5
Abschreibungsdauer	a	20	20	30	30
Jahresvollbenutzungsdauer	h/a	6.000	6.000	3.250 <sup>1)</sup>	3.250 <sup>1)</sup>
Wartung, Instandsetzung	% der Invest./a	0,9	0,9	3,0	3,0

<sup>1)</sup> Jahresvollbenutzungsdauer des Offshore-Windparks

Die spezifischen Wasserstoffkosten für die Wasserelektrolyse sind stark von den Strombezugskosten abhängig. Bild 6-6 stellt den anteiligen spezifischen Wasserstoffpreisanteil des Strompreises bei unterschiedlichen Wirkungsgraden dar.

Ein Arbeitspreis für den Bezug elektrischer Energie von 0,06 €/kWh bzw. 0,10 €/kWh bedingt anteilige Bezugskosten im spezifischen Wasserstoffpreis je kg von 3 bis 6 €/kg H<sub>2</sub> (vgl. Markierung in Bild 6-6). Hierbei wurde der reine Arbeitspreis für gewerbliche Abnehmer regenerativ erzeugter elektrischer Energie und daher ohne Stromsteuer der Betrachtung zu Grunde gelegt.

Der derzeitig erreichbare energetische Wirkungsgrad der Wasserelektrolyse liegt bei 60 % (alkalische Wasserelektrolyse). Durch die energetische Nutzung des Sauerstoffs auf Kläranlagen (Ersatz vReinsauerstoff aus der Wasserelektrolyse zur Belüftung) kann der Wirkungsgrad um etwa 10 % auf 70 % gesteigert werden (siehe gepunktete Linie in Bild 6-6). Dadurch können die spezifischen Bezugskosten elektrischer Energie der Wasserelektrolyse je kg Wasserstoff entsprechend gesenkt werden.



**Bild 6-6: Spezifische Stromkostenanteile je kg H<sub>2</sub> in Abhängigkeit vom Wirkungsgrad der Wasserelektrolyse sowie den spezifischen Strompreisen**

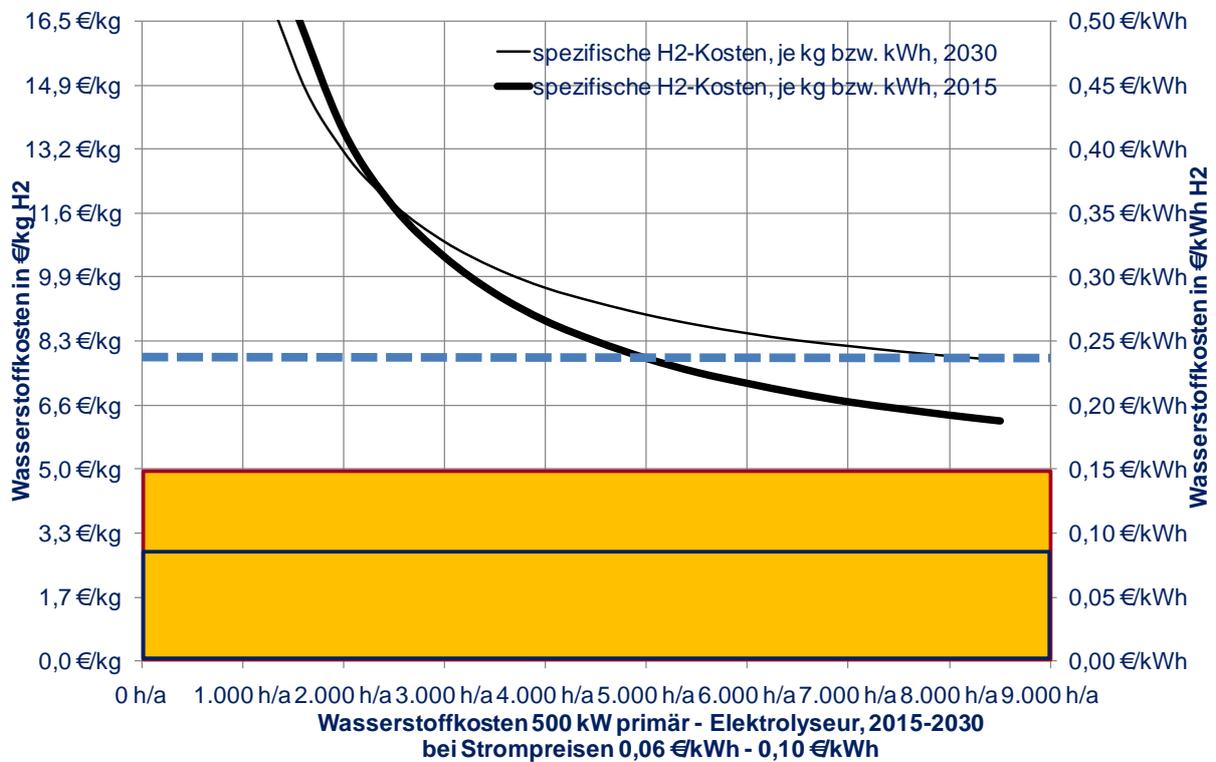
In Bild 6-7 und Bild 6-8 sind die kalkulierten spezifischen Wasserstoffkosten jeweils aus einem 500 kW bzw. 60 MW Wasserelektrolyseur in €/kg (Primärachse) und €/kWh (Sekundärachse) in Abhängigkeit der Volllastnutzungsstunden pro Jahr für die Jahre 2015 und 2030 dargestellt. Die Ausgangsdaten der Kalkulation sind in Tabelle 6-4 zusammengestellt.

Für das Jahr 2030 wurden infolge des Lerneffektes geringere Investitionskosten sowie ein gestiegener Strompreis (von 0,06 auf 0,10 €/kWh) prognostiziert. Der Wirkungsgrad wurde für 2015 zu 60 %, für das Jahr 2030 zu 70 % (mit energetischer O<sub>2</sub>-Nutzung) angenommen.

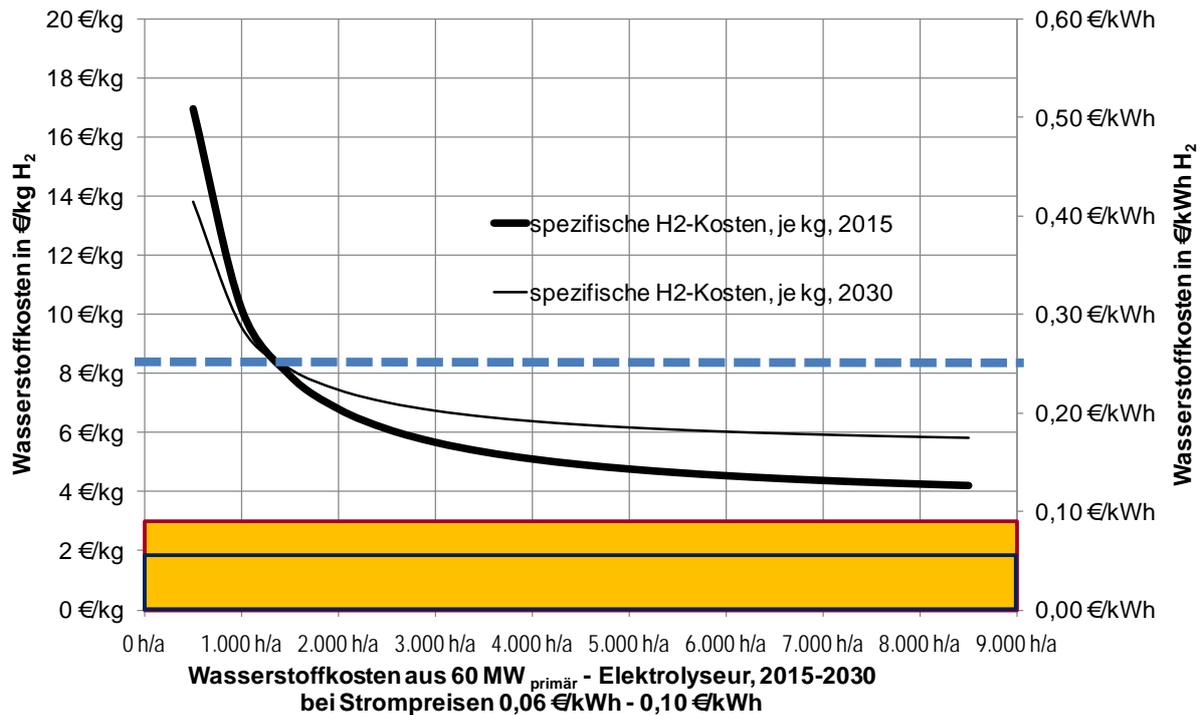
Es wird deutlich, dass kleine Wasserelektrolyseure spezifisch höhere H<sub>2</sub>-Erzeugungskosten aufweisen. Die für die Speicherung bei niedrigem Strompreis erforderlichen geringen Jahresbetriebsstunden verteuern die Wasserstoffproduktionskosten. Offensichtlich ist eine wirtschaftliche Wasserstoffproduktion zur Energiespeicherung nur mit Großwasserelektrolyseuren im MW-Bereich (< 8 €/kg H<sub>2</sub>, siehe gerade Linie in Bild 6-7 und Bild 6-8) bei Volllastbetriebsstunden > 2.000 h/a möglich.

**Tabelle 6-4: Ausgangsdaten der Kalkulation spezifischer H<sub>2</sub>-Kosten für die Wasserelektrolyse in Bild 6-7 und Bild 6-8**

Ausgangsdaten Wasserelektrolysekosten		im Jahr 2015	im Jahr 2030
Investitionskosten 500 kW Wasserelektrolyseur	100 m <sup>3</sup> N/h	1.600.000 €	1.400.000 €
Investitionskosten, 60 MW Wasserelektrolyseur	14.000 m <sup>3</sup> N/h	100 Mio. €	62.Mio. €
Abschreibungsdauer		30,00 Jahre	30,00 Jahre
Kalk. Zins:		4,0 %	4,0 %
Strompreis:	0,06 - 0,10 €/kWh	2,86 €/kg	4,76 €/kg
Reparaturen in % der Investitionskosten:		2,5 %	2,5 %
Produktionskosten, Wasser, Nebenkosten		0,05 €/m <sup>3</sup> H <sub>2</sub>	0,05 €/m <sup>3</sup> H <sub>2</sub>



**Bild 6-7: Spezifische Wasserstoffkosten eines 500 kW-Wasserelektrolyseurs in Abhängigkeit der Vollastbetriebsstunden**



**Bild 6-8: Spezifische Wasserstoffkosten eines 60 MW-Wasserelektrolyseurs in Abhängigkeit der Volllastbetriebsstunden**

## 6.2 Wasserstoffspeicherung

### 6.2.1 Kompression und Druckgasspeicherung

Die Investitionskosten von Druckgasspeichern für Tankstellen sind in [130] dargestellt und liegen für Druckniveaus von 300 bar bis 500 bar im Bereich von 193 bis 350 €/kg H<sub>2</sub> (Tabelle 6-5). Diese spezifischen Investitionskosten wären bei sehr großen Wasserstoffspeichern in Salzstöcken für einen Bruchteil dieser Kosten realisierbar.

**Tabelle 6-5: Spezifische Kosten von Druckgasspeichern**

Druckstufe	Kosten bez. auf geometrisches Volumen	Speicher H <sub>2</sub> -Gewicht pro L	Kosten bezogen auf Wasserstoff	Bündel mit 5,0 kg CGH <sub>2</sub>	Geometr. Vol.
30 MPa	3,86 €/L	20 g/L	0,193 €/g	965 €	250 L
50 MPa	10,50 €/L	30 g/L	0,350 €/g	1.750 €	167 L

Zielgrößen für Wasserstofftanks in Fahrzeugen mit 5 kg H<sub>2</sub> werden bei 1.000 €/Tankssystem von der Fahrzeugindustrie für vertretbar gehalten.

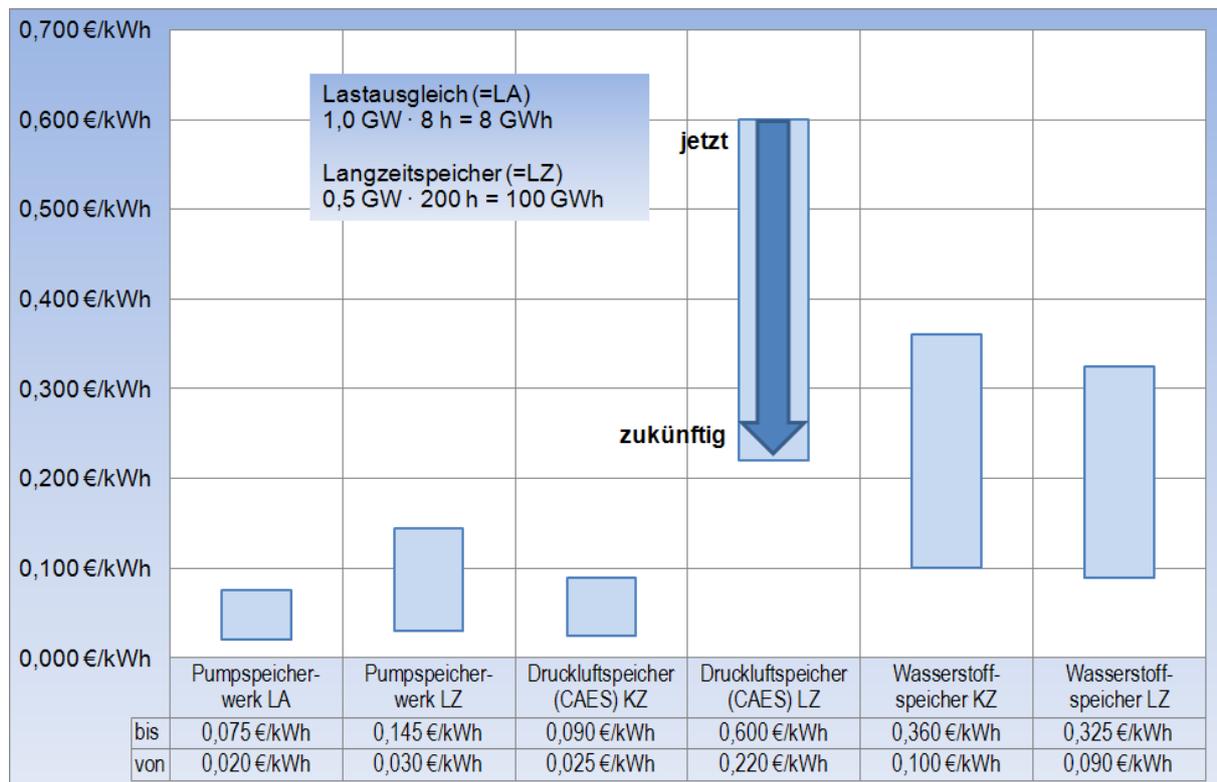
Die auf die Speicherung von 1 kg H<sub>2</sub> bezogenen Kosten sind von der Art der Speichernutzung abhängig. Jahresspeicher sind dabei teilweise nur einmal im Jahr vollständig nutzbar. Ein Tank für Fahrzeuge wäre je nach Fahrzeugnutzung sicher 20- bis 50-mal im Jahr zu füllen. Dadurch würden die spezifischen Speicherkosten bei der Bezugsgröße kg H<sub>2</sub> jeweils

zwischen 1/20 bis 1/50 der Kapitalkosten aus den spezifischen Speicherinvestitionskosten betragen.

Bei Speicherkosten von 193 bis 350 €/kg H<sub>2</sub> würden die Kapitalkosten bei 12,5 Jahre Nutzung und 4 % kalk. Zins rd. 10 % der Speicherkosten betragen (19,3 bis 35 €/kg H<sub>2</sub>-Speicher). Auf die genutzte Wasserstoffmenge bezogen würde dies 0,40 bis 1,80 €/kg H<sub>2</sub> kosten.

Wegen der durch die Kompression benötigten rd. 14 bis 18 % des Energieinhaltes vom Wasserstoff erhöhen sich die Kosten der Wasserstoffspeicherung in mobilen und kleinen stationären Druckgasspeichern auf **0,47 €/kg H<sub>2</sub> bis 2,20 €/kg H<sub>2</sub>** entsprechend dem Energiegehalt:  $0,47 / 33 = 0,01 \text{ €/kWh bis } 0,07 \text{ €/kWh}$ .

Für Großspeicher wurden zum Vergleich in [131] die spezifischen Speicherkosten bei der Energiespeicherung (Output) einer kWh Strom zu **0,09 bis 0,36 €/kWh** berechnet. Dabei wird zwischen Lastausgleich (8 GWh entsprechend 16 GWh = 484 t H<sub>2</sub>, Wirkungsgrad Energierückgewinnung 50 %) und Langzeitspeicherung (100 GWh → 200 GWh = 6.061 t H<sub>2</sub>) unterschieden. Dabei sind in der Berechnung neben Druckerhöhungs- und Speicherkosten auch die Stromrückgewinnungskosten (siehe Kapitel 6.1: **0,07 bis 0,11 €/kWh**) einkalkuliert.



**Bild 6-9: Spezifische Kosten zur Speicherung einer kWh Strom in Großspeichern [131]**

## 6.2.2 Wasserstoffverflüssigung und Flüssiggasspeicherung

Die Wasserstoffverflüssigung kann die Energiedichte des Wasserstoffs von 3 kWh/m<sup>3</sup> auf 2.360 kWh/m<sup>3</sup> steigern. Für die Speicherung von Flüssigwasserstoff ist allerdings eine energetisch aufwendige Wasserstoffverflüssigung erforderlich (siehe Kapitel 3.4.2).

Die Investitionskosten für Wasserstoffverflüssigungsanlagen sind in Tabelle 6-6 dargestellt.

**Tabelle 6-6: Investitionskosten von Wasserstoffverflüssigungsanlagen [32]**

	Einheit	EQHPP 1991 <sup>1)</sup>	NHEG 1992 <sup>1)</sup>	Magog 1990 <sup>2)</sup>	Quack 2001	Leuna 2005 <sup>2)</sup>	2015	2030
Leistung	MW <sub>H<sub>2</sub></sub>	62,5	63,5	18,9		6,9	300	300
Input H <sub>2</sub>	kWh/kWh <sub>H<sub>2</sub></sub>	1,046	1,04	1,00		1,00	1,00	1,00
Input Strom	kWh/kWh <sub>H<sub>2</sub></sub>	0,48	0,40	0,37		0,45	0,3	0,21
Vordruck	MPa	0,1	2,1	k. A.	0,21			
Investitionsbedarf	Mio.€	140	80,5	k. A.	0,1	20	239	239
Abschreibungs- dauer	a	-	-	-	-	-	15	15
Jahresvollbenut- zungsdauer	h/a	8.300	8.300	k. A.	-	-	8.000	8.000
O&M	% der Invest./a	2,5	3,2	k. A.	-	-	2,9	2,9

<sup>1)</sup> Auslegung H<sub>2</sub>-Verflüssigungsanlage durch Air Liquide; <sup>2)</sup> Errichtung durch Linde

Flüssigwasserstoffspeichersysteme im mobilen Bereich umfassen die in Kapitel 3.4.2 dargestellten Elemente.

Bei geschätzten Speicherkosten von 2.000 € für ein 120 L-Kryotanksystem (8,5 kg LH<sub>2</sub>) entsprechend 235 €/kg H<sub>2</sub>, würden die Kapitalkosten bei einer Nutzungsdauer von 12,5 Jahren und einem kalkulatorischem Zins von 4 % circa 10 % der Speicherkosten betragen (23,5 €/kg H<sub>2</sub>-Speicher). Bezogen auf die genutzte Wasserstoffmenge liegen die Kosten bei etwa 0,50 bis 1,20 €/kg H<sub>2</sub>. Zusätzlich müssen die Energiekosten für die Verflüssigung des Wasserstoffes berücksichtigt werden. Circa 30 % des Energieinhaltes von Wasserstoff sind für die Verflüssigung erforderlich, so dass die Kosten 0,71 bis 2,50 €/kg H<sub>2</sub> betragen.

In großen stationären Speichern werden entsprechend der niedrigeren spezifischen Investitionskosten je nach Füllhäufigkeit pro Jahr eventuell niedrigere Verflüssigungs- und Speicherkosten auftreten. Bei dieser Kostenabschätzung wurde der Einfluss der Wasserstoffverdampfung (Boil-off) nicht berücksichtigt. Die Kosten der Flüssigwasserstoffspeicherung werden dadurch um einen Faktor proportional der durchschnittlichen Verluste pro Speicherzyklus höher anzusetzen sein.

### 6.2.3 Hydridspeicher

Zu den Hydridspeichern gibt es noch wenig belastbare Kostenangaben, wobei meist nur Zielvorgaben aufgezeigt werden, z.B. für das Jahr 2010: 133 \$/kg H<sub>2</sub>; 2015: 67 \$/kg H<sub>2</sub> [34]. Mit einer Umrechnung von 1,4 US\$ pro € liegen die Investitionskosten bei 95 €/kg H<sub>2</sub> bis 48 €/kg H<sub>2</sub>. Bei 12-jähriger Nutzungsdauer und 4 % kalkulatorischem Zins würden sich die Kapitalkosten auf rd. 10 % der Investitionskosten (Annuität), d.h. 10 bis 5 €/(kg H<sub>2</sub>·a) belaufen.

Auf eine jährlich 20- bis 50-malige Be- und Entladung bezogen würden die spezifischen Kosten von Hydridspeichern damit **0,10 €/kg H<sub>2</sub>** (entspricht 5 €/(kg H<sub>2</sub>·a)/50) **bis 0,50 €/kg H<sub>2</sub>** (entspricht 10 €/(kg H<sub>2</sub>·a)/20) betragen.

## 6.3 Wasserstofftransport und -verteilung in Tankstellen

### 6.3.1 Wasserstofftransport in Trailern

In Wasserstofftrailern mit Druckgas kann ein 40 t-LKW rund 600 kg Wasserstoff (6.845 m<sub>N</sub><sup>3</sup> bei 200 bar-Niveau (z.B. Wasserstofftrailer der Westfalengas) transportieren. Bei geschätzten Kapitalkosten von 80 €/d, Personalkosten von 200 €/d, Dieseldkosten von 140 €/d, 70 €/d Versicherung, Steuer, etc. und 2 Stunden Be- und Entladezeiten kann von einer täglichen Transportweite von 6 h · 66 km/h = 400 km (d.h. 1 bis 4 Be-/Entladungen im 200 bis 50 km Radius) ausgegangen werden.

Die Kosten für den Wasserstofftransport je Trailer ergeben sich für 200 km Transportentfernung zu:

$$490 \text{ €}/(0,6 \text{ t} \cdot 1 \cdot 200 \text{ km}) = 4,08 \text{ €/tkm}$$

Bei einer Entfernung von 50 km Transportentfernung reduzieren sich die Kosten deutlich zu:

$$490 \text{ €}/(4 \cdot 0,6 \text{ t} \cdot 4 \cdot 50 \text{ km}) = 1,02 \text{ €/tkm}$$

Der Transport bei 50 km bis 200 km Transportentfernung von der zentralen Wasserstoffherzeugung bis zum Verbraucher erhöht die Kosten des Wasserstoffes somit um 0,05 €/kg bis 0,82 €/kg.

Vergleichend zu dieser Beispielberechnung sind in Tabelle 6-7 [130] Transportkosten für Fahrzeuge mit Kapazitäten von 320 kg und 492 kg Wasserstoff und einer Transportentfernung von 50 km aufgeführt. Diese liegen bei 0,37 und 0,57 €/kg.

Im Vergleich dazu ist der Transport über Pipelines bei entsprechender Auslastung der Pipelinetransportkapazitäten mit 0,19 bis 1,85 €/tkm – entsprechend 0,04 bis 0,38 €/kg (Tabelle 10-4) kostengünstiger.

**Tabelle 6-7: Berechnung Transportkosten für CGH<sub>4</sub> [130]**

	Variante A	Variante B
LKW Kosten	1,28 EUR/km	1,28 EUR/km
Entfernung	50 km	50 km
gesamte Fahrstrecke	100 km	100 km
Netto CGH <sub>2</sub> -Transportkapazität	10.700 kWh <sub>CGH<sub>2</sub></sub> / 320 kg	16.400 kWh <sub>CGH<sub>2</sub></sub> / 492 kg
Lieferfahrten pro Jahr	240	240
Arbeitskosten Betankung / Entleerung Trailer pro Fahrt	50 EUR	50 EUR
gesamte spezifische Transportkosten	0,017 EUR/kWh <sub>CGH<sub>2</sub></sub> / 0,567 EUR/kg	0,011 EUR/kWh <sub>CGH<sub>2</sub></sub> / 0,367 EUR/kg

Gegenüber dem Transport von Heizöl in 20 m<sup>3</sup>-Nutzinhalt-LKW kann in Wasserstofftrailern somit nur rd. 1/10 der Energie als Nutzlast transportiert werden: rd. 6.845 m<sup>3</sup>N·3 kWh/m<sup>3</sup>N = ca. 20.000 kWh bei dem CGH<sub>2</sub>-Trailer und 20.000 L·10 kWh/L = 200.000 kWh beim Dieseltransporter.

In doppelwandig isolierten Flüssigwasserstoff-Trailern können bei weniger als 40 t Gesamtgewicht ca. 3.370 kg H<sub>2</sub> und somit rund 5 bis 6 Mal mehr als in Druckgastrailer (600 kg, s.o.) gefasst werden [132].

### 6.3.2 Wasserstoffverteilung in Pipelines

Die Kosten von Wasserstoffpipelines werden von folgenden Faktoren bestimmt:

- a. Umfang und Auflagen des Genehmigungsverfahrens
- b. (erforderliche Gutachten und Honorare)
- c. Grunderwerb und Leitungsrechte
- d. Lage (städtischer Verlauf, ländliche Verlegung, onshore/offshore)
- e. Länge der Pipeline
- f. Verlegetiefe, Rohrbettung und Kennzeichnungsaufwand
- g. Umfang der zu kreuzenden anderen Rohrleitungen und Gewässer
- h. Durchmesser und Nenndruck der Rohrleitung
- i. Bodenarten (Aushub und Wiederverfüllung des Grabens)
- j. Rohrmaterial und Schutzart der Rohrleitung (innen, außen, kathodischer Schutz)
- k. Leckagekontrollart
- l. Kathodischer Korrosionsschutz
- m. Art und Menge der erforderlichen Rohrarmaturen (Schieber, Ventile, Abzweige, Überdrucksicherungen, On-Line-Messgeräte)

Am Beispiel der Wasserstoffpipeline des EuWaK-Projektes in Bottrop mit rund 1 km Leitungslänge (DN 100, PN 16) [133] sind nachfolgend die tatsächlich, in diesem Projekt entstandenen, Kostenanteile qualitativ dargestellt. Die Kosten für die Genehmigungsverfahren wurden anteilig auf die EuWaK-Teillose umgelegt. Daraus lassen sich unter Nutzung von Standardkalkulationswerten für größere Pipelinelängen Kostenstrukturen ableiten, die eine Prognose von Leitungssystemkosten ermöglichen. Der Netznutzungsanteil (€/kg H<sub>2</sub>), wird auf Grundlage der Jahreskosten (Kapitaldienst, Betriebskosten siehe Kapitel 3.4.4.3) und des verteilten Wasserstoff (kg/a) bestimmt.

Dabei sind die Abschätzungen der Kosten wegen der teilweise neuen oder noch nicht vorhandenen technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen nur in einer großen Bandbreite möglich. Insbesondere bei Offshore-Anlagen stellt sich die Kalkulation diffizil dar.

Die im EuWaK-Projekt (vgl. Kapitel 5.1.3) entstandenen Kosten für den Bau der Wasserstoffleitung sind in Tabelle 6-8 entsprechend der Hauptpositionen aufgeteilt. Die Kosten für Ingenieurhonorare, Bodengutachten, TÜV-Überwachung, Bauleitung, etc. sind berücksichtigt. Die Leitung wurde als nahtlose Stahlleitung DN 100, PN 16 mit PE-Ummantelung ausgeführt.

**Tabelle 6-8: Kosten der Wasserstoffrohrleitung im EuWaK-Projekt (brutto, ohne Förderung)**

	Spez. Kosten	Kostenanteile
Baustelleneinrichtung	10,76 €/m	3,59 %
Wasserhaltung	0,73 €/m	0,24 %
Baumschutz, Rodungen	3,20 €/m	1,07 %
Straßen- / Wegeaufbruch + Wiederherstellung	26,88 €/m	8,96 %
Grabenaushub und Wiederverfüllung	36,36 €/m	12,12 %
Kabelverlegung	1,25 €/m	0,42 %
Kabelleerrohre	0,40 €/m	0,13 %
Rohrleitungen DN 100 St, PN 16 für Wasserstoff	128,80 €/m	42,93 %
Schachtbauwerke	2,10 €/m	0,70 %
Kath. Korrosionsschutz	12,63 €/m	4,21 %
Molchsystem	4,74 €/m	1,58 %
Leckageüberwachung, Messgeräte + PLS-Anteil	23,70 €/m	7,90 %
Gutachten, Genehmigungen, Ing. Hon.	35,45 €/m	11,81 %
Leitungs- und Wegerechte, Grunderwerbsanteil	9,01 €/m	3,00 %
<b>Summe, brutto</b>	<b>300,05 €/m</b>	<b>100,0 %</b>

Eine weitere detailliertere Darstellung der Kostenzusammensetzung und der Einflussgrößen ist dem Anhang zu entnehmen.

### 6.3.3 Wasserstofftankstellen

Die Kosten von Wasserstofftankstellen sind in der DWV-Roadmap von 2005 [130] unter Berücksichtigung der Wasserstoffherstellung bzw. der Anlieferungsart wie z.B.:

- Wasserelektrolyse
- Erdgasreformer
- Methanolreformer
- Biomassevergaser
- Pipeline
- Traileranlieferung

ermittelt worden.

Als Tankstellengrößenklassen wurden von den Autoren die folgenden drei Größenklassen unterschieden:

- 50 kg/d
- 500 kg/d
- 1.300 kg/d.

Bei der Tankstellenkonzeption wurden die folgenden Typen unterschieden:

- 35 MPa Mehrbanksystem
- 35 MPa Boosterkonzept
- 70 MPa Boosterkonzept.

Die Investitionskosten je Tankstelle belaufen sich entsprechend Tabelle 6-9 je nach Größe und Ausstattung zwischen 380.000 € (kleine Tankstelle, Traileranlieferung) bis zu 7.045.000 € (große Tankstelle, onsite-H<sub>2</sub>-Herstellung aus Biogas).

**Tabelle 6-9: Tankstellen-Investitionskostenbereiche [130]**

Größe	von	Bis	im Mittel
50 kg/d	380 Tsd. €	1.454 Tsd. €	917 Tsd. €
500 kg/d	970 Tsd. €	5.460 Tsd. €	3.215 Tsd. €
1.300 kg/d	2.149 Tsd. €	7.045 Tsd. €	4.597 Tsd. €

Der Bedarf an Wasserstofftankstellen in Deutschland wird mittel- bis langfristig mit etwa 2.000 Stück geschätzt.

Die Betriebskosten von Wasserstofftankstellen setzen sich aus den Kapitalkosten, den Stromkosten für Verdichtung (Booster und Speicherbankauffüllungen), Beleuchtung, MSR-Verbrauch), Personalkosten sowie Reparatur und Wartung (z.B. Druckbehälterprüfungen) zusammen.

Ausgehend von Investitionskosten für eine Tankstelle mit 1.000.000 bis 2.000.000 € ohne die Wasserstoffherzeugung und den Transport (Pipeline, Trailer etc.), ergeben sich überschlägige Kapitalkosten von 120.000 €/a bis 240.000 €/a (12 % i.M. für Abschreibung auf 10 Jahre und Verzinsung 4 %). Bei 200.000 kg/a Wasserstoffverkauf an der Tankstelle ergibt sich ein Kapitalkostenanteil von 0,6 €/kg H<sub>2</sub> bis 1,20 €/kg H<sub>2</sub>. Unter Berücksichtigung der Stromverbrauchs-, Personal-, Wartungs- und Reparaturkosten kann davon ausgegangen werden, dass die H<sub>2</sub>-Kosten bei 1 bis 2 €/kg H<sub>2</sub> liegen werden.

## 6.4 Energetische Wasserstoffnutzung

In den nachfolgenden Abschnitten sind zur Verdeutlichung der Kosten bei der Wasserstoffwandlung zu elektrischer Energie und Wärme zwei Beispielberechnungen durchgeführt worden. Diese können zur Diskussion der Kostenanteile dieses Umwandlungsschrittes dienen.

Zur Vereinfachung wurde auf eine anteilige Berechnung der Wärmeerzeugungskosten verzichtet, da die Wärmenutzung bei größeren Kraftwerken oft nur teilweise (im Winter, nachts) möglich ist und die spezifischen Kosten von Wärme nur 1/3 bis 1/2 der Kosten der elektrischen Energie betragen. Qualitativ könnten die unten ermittelten spezifischen Preise um eine Wärmegutschrift (bei 0,06 €/kWh Wärme je nach thermischem Wirkungsgrad) wie folgt ergänzt werden:

**Tabelle 6-10: Wärmegutschriften für Brennstoffzellen und BHKW bezogen auf die elektrisch erzeugte Energie**

Wärmegutschrift	Ist 2011	Ziel 2020
Brennstoffzelle	0,04 €/kWh	0,03 €/kWh
H <sub>2</sub> -BHKW	0,12 €/kWh	0,06 €/kWh

### 6.4.1 Energienutzung in Brennstoffzellen

Die derzeitigen Kosten der Energienutzung in Brennstoffzellen setzen sich ausschließlich aus Abschreibung und Verzinsung sowie Kosten für Reparaturen und Wartung der Brennstoffzellen zusammen. Nachfolgend werden daher aus den Investitionskosten von Brennstoffzellen, bezogen auf 1 kg Wasserstoffnutzung die spezifischen Kosten hergeleitet. Diese Kosten wurden bewusst ohne die Kosten für H<sub>2</sub>-Herstellung, Transport sowie Bereitstellung kalkuliert, damit ein Vergleich der Systeme Brennstoffzelle – Wasserstoffmotor möglich wird.

Die Kosten von Brennstoffzellensysteme liegen derzeit bei rd. 8.000 – 5.000 €/kW elektrische Outputleistung mit einem elektrischem Wirkungsgrad von 40 bis 60 %.

Auf dieser Basis würde ein PEM-Brennstoffzellensystem mit 200 kW elektrischer Leistung und einem H<sub>2</sub>-Verbrauch von 200 kWh/h / 50 % / 33 kWh/kg H<sub>2</sub> = 12,1 kg H<sub>2</sub>/h (96.800 kg H<sub>2</sub>/a bei 8.000 h/a Betriebszeit) rd. 1.000.000 € kosten.

Mit einer Standzeit des Brennstoffzellenstacks von 3 Jahren und 4 % kalkulatorischem Zinssatz ergeben sich 360.000 €/a Kapitalkosten zuzüglich 25.000 €/a für Reparaturen und Wartung (2,5 % der Investitionskosten), d.h. auf den Wasserstoffverbrauch (Input) bezogene spezifische Kosten von

$$360.000 \text{ €/a} / 96.800 \text{ kg H}_2 / \text{a} = \mathbf{3,98 \text{ €/kg H}_2}$$

für die Brennstoffzellennutzung.

Je kWh Stromerzeugung (Output) ergeben sich spezifische Kosten von

$$360.000 \text{ €/a} / 1.600.000 \text{ kWh/a} = \mathbf{0,24 \text{ €/kWh}_{\text{elektrisch}}}$$

Zu diesen Umwandlungskosten kämen je nach Wasserstoffbereitstellungskosten, z.B. bei 1,50 €/kg = 4,55 c/kWh bei 50 % elektrischem Wirkungsgrad  $4,55/0,50 = 9,1 \text{ c/kWh}_{\text{elektrisch}}$  für den Wasserstoffverbrauch hinzu. Hieraus ergeben sich Gesamtstromgestehungskosten der stationären Brennstoffzellennutzung von  $0,24 + 0,09 = 0,33 \text{ €/kWh}_{\text{elektrisch}}$ .

Um die spezifischen Kosten der energetischen Wasserstoffnutzung auf ein, den derzeitigen Strompreisen entsprechendes, Niveau (z.B.  $0,07 \text{ €/kWh}_{\text{elektrisch}}$ ) zu senken, müssten z.B.

- die Kapitalkosten auf rd. ein Viertel (um 75 %) der derzeitigen Kosten sinken und
- der elektrische Wirkungsgrad auf 60 % (von derzeit 40 bis 50 %) verbessert werden.

Dadurch könnten die Stromgestehungskosten bei einem Wasserstoffverbrauch von  $1,67 \text{ kWh}_{\text{H}_2} / \text{kWh}_{\text{Strom}}$ ,  $0,05 \text{ kg H}_2 / \text{kWh}_{\text{Strom}}$  (bei z.B. 1,50 €/kg H<sub>2</sub> entstehen Verbrauchskosten von  $1,5 \cdot 0,05 = 0,08 \text{ €/kWh}$ , 60 % Wirkungsgrad)  $0,07 + 0,08 = 0,15 \text{ €/kWh}$  betragen.

Die spezifischen Kosten werden evtl. durch Größendegression (Brennstoffzelle im MW-Bereich, Wirkungsgradverbesserung auf 60 %) sinken.

Bei einem aktuellen thermischen Wirkungsgrad von 30 % bis 35 % (bei einem prognostizierten, verbesserten elektrischen Wirkungsgrad von 60 %) würden die spezifischen Kosten der elektrischen Energie durch die Nutzung der Wärme um  $0,04 \text{ €/kWh}$  bis  $0,03 \text{ €/kWh}$  reduziert werden.

#### 6.4.2 Energienutzung in konventionellen Gasmotoren

Der Wasserstoffmotor im EuWaK-Projekt mit einer elektrischen Leistung von 65 kW verursachte 2008 Kosten in Höhe von rd. 3.500 €/kW. Der elektrische Wirkungsgrad des Wasserstoffmotors lag i. M. bei 30 % (Volllast 32,4 %, Teillast 27,0 %).

Damit hat der Wasserstoffmotor mit 65 kW elektrischer Leistung und einem H<sub>2</sub>-Verbrauch von  $65 \text{ kWh/h} / 30 \% / 33 \text{ kWh/kg H}_2 = 6,6 \text{ kg H}_2 / \text{h}$  ( $52.800 \text{ kg H}_2 / \text{a}$ ) rd. 227.500 € gekostet.

Für eine Standzeit des Motors von zehn Jahren bei einer Betriebszeit von 8.000 h/a und 4 % kalkulatorischem Zinssatz ergeben sich daraus 27.300 €/a Kapitalkosten zuzüglich 5.688 €/a

für Reparaturen und Wartung (2,5 % der Investitionskosten), d.h. auf den Wasserstoffverbrauch (Input) bezogene spezifische Kosten von

$$32.988\text{ €/a} / 52.800 \text{ kg H}_2 / \text{a} = \mathbf{0,62 \text{ €/kg H}_2}$$

allein für die Wasserstoffmotorennutzung.

Je kWh Stromerzeugung (Output) ergeben sich nur für Motornutzung spezifische Kosten von

$$32.988 \text{ €/a} / 520.000 \text{ kWh/a} = \mathbf{0,06 \text{ €/kWh}_{\text{elektrisch}}}$$

Zu diesen Umwandlungskosten kämen je nach Wasserstoffbereitstellungskosten, z.B. bei 1,50 €/kg = 4,55 ct/kWh bei 30 % elektrischem Wirkungsgrad  $4,55/0,30 = 15 \text{ c/kWh}_{\text{elektrisch}}$  für den Wasserstoffverbrauch hinzu, so dass sich Gesamtstromgestehungskosten bei der stationären Gasmotorennutzung zu  $0,06 + 0,15 = \mathbf{0,21 \text{ €/kWh}_{\text{elektrisch}}}$  ergeben würden.

Um die spezifischen Kosten der stationären energetischen Wasserstoffnutzung in BHKW auf einen den derzeitigen Energiepreisen entsprechenden Bereich (z.B.  $0,04 \text{ €/kWh}_{\text{elektrisch}}$ ) zu senken müssten z.B.

- die Kapitalkosten auf 2/3 der derzeitigen Kosten sinken und
- der elektrische Wirkungsgrad auf 40 % erhöht werden.

Dadurch könnten die Stromgestehungskosten für die energetische BHKW-Nutzung bei einem Wasserstoffverbrauch von  $2,50 \text{ kWh}_{\text{H}_2} / \text{kWh}_{\text{Strom}} = 0,08 \text{ kgH}_2 / \text{kWh}_{\text{Strom}}$  (bei z.B. 1,50 €/kg H<sub>2</sub> entstehen Verbrauchskosten von  $1,5 \cdot 0,08 = 0,08 \text{ €/kWh}$ )

$$0,07 + 0,08 = \mathbf{0,15 \text{ €/kWh}}$$
 betragen.

Eine Kostenreduzierung könnte durch die Größendegression (BHKW im MW-Bereich) oder Serienfertigung erreicht werden.

Bei einem thermischen Wirkungsgrad der H<sub>2</sub>-BHKW von aktuell 50 % bis 55 % (bei einem prognostizierten, verbesserten elektrischen Wirkungsgrad von 40 %) würden die spezifischen Kosten der elektrischen Energie durch die Nutzung der Wärme um 0,11 €/kWh bis 0,08 €/kWh sinken.

## 6.5 Kostenzusammenstellung für Erzeugung, Speicherung, Transport und Nutzung regenerativ erzeugten Wasserstoffs

In der nachfolgenden Tabelle 6-11 sind die spezifischen Kostenbereiche für Erzeugung, Speicherung, Transport, Tankstellen sowie Nutzung der vorgenannten Kapitel zusammengestellt.

**Tabelle 6-11: Spezifische Kosten der Wasserstofftechnologie nach Bereichen und Teilprozessen**

Bereich	Teilprozess	Technik Kapitel	Kosten Kapitel	Spez. Kosten min (€/kg H <sub>2</sub> )	Spez. Kosten max. (€/kg H <sub>2</sub> )
Erzeugung	Dampfreformierung	3.1	7.1.1	4,00	5,00
	Wasserelektrolyse	3.2	7.1.2	1,50 <sup>1)</sup>	20,00
Speicherung	Druckgas	3.4.1	6.2.1	0,47	2,20
	Flüssiggas	3.4.2	6.2.2	0,71	2,50
	Hydrid	3.4.3	6.2.3	0,10	0,50
Transport	Pipelines <sup>3)</sup>	3.4.4	6.3.2	0,02 <sup>2)</sup>	0,20 <sup>2)</sup>
	Trailer CGH <sub>2</sub>	3.4.5	6.3.1	0,37 <sup>2)</sup>	0,57 <sup>2)</sup>
	Trailer LH <sub>2</sub>			0,07 <sup>2)</sup>	0,11 <sup>2)</sup>
Nutzung	Tankstellen	4.2.1.1	6.3.3	1,00	2,00
	PEMFC stationär	4.1.1.2	6.4.1	0,06	0,24
	H <sub>2</sub> -Motor	4.1.4	6.4.2	0,03	0,06
	PEMFC mobil	4.2.3	6.5	0,06	0,24

<sup>1)</sup> Wasserelektrolyseminimalkosten, kostenloser Bezug elektrischer Energie (z.B. Windstromüberschüsse)

<sup>2)</sup> Auf eine mittlere Transportentfernung von 100 km Wasserstofftransport bezogen

<sup>3)</sup> Pipelines haben neben der Transport- auch immer eine zusätzliche Speicherfunktion

An dem Kraftstoffkostenvergleich

Diesel und Benzin rd. **0,15 bis 0,18 €/kWh**, davon 2/3 Steuern

gegenüber Wasserstoff **0,24 €/kWh**, (= 8,0 €/kg H<sub>2</sub> / 33 kWh/kg H<sub>2</sub>)

ist erkennbar, dass die Kosten einer Wasserstoffinfrastruktur derzeit noch höher als die Kosten der derzeitigen Kraftstoffversorgungsinfrastruktur sind.

Trotzdem wird durch die um den Faktor 2 höhere Effizienz der Brennstoffzellenantriebe (Wirkungsgrade von 40-60 % statt 20-30 %) und wegen der durch die Verknappung der fossilen Ressourcen bedingte Preissteigerungstendenz bei den konventionellen Kraftstoffen der Wasserstoff schon kurz- bis mittelfristig wirtschaftlicher im Einsatz bei mobilen Anwendungen sein.

Ob dies auch für stationäre Anwendungen des Wasserstoffs in der Energiewirtschaft gilt, hängt entscheidend von den technisch/wirtschaftlichen Entwicklungen in den Techniken der Wasserstoffspeicherung, des Wasserstofftransports und der Wasserstoffnutzung im MW-Bereich ab.

## 6.6 Kosten von Wasserstoffprojekten auf Kläranlagen

Die Kosten des Projektes auf der Kläranlage Barth (Kapitel 5.1.1) werden mit 2,7 Mio. € angegeben.

Die Investitionskosten für die Gesamtanlage EuWaK I (Kapitel 5.1.3) bestehend aus der Gasaufbereitung zu Biomethangas, Biomethangastankstelle, Wasserstoffaufbereitungsanlage, Wasserstoffleitung und Wasserstoff-BHKW mit übergeordneter Steuerung (EMSR-Technik) betragen 3,7 Mio. €.

Die Kosten der PAFC-Brennstoffzelle auf der Kläranlage Köln-Rodenkirchen (Kapitel 5.1.4) werden mit 1,2 Mio. € (rd. 6.000 €/kW<sub>el</sub>) angegeben [106]. Die Betriebskosten der PAFC-Brennstoffzelle werden mit 35.000 €/a angegeben [106]. Darin sind jedoch keine größeren Reparatur-/Ergänzungsinstallationsarbeiten enthalten. Im April 2007 z.B. wurde für 440.000 € der Stellstapel der Brennstoffzelle gewechselt, damit die Laufzeit der Anlage verlängert werden konnte.

Die Investitionskosten der Brennstoffzelle in Ahlen werden mit 3.200.000 € entsprechend 15.240 €/kW<sub>el</sub> angegeben [134]. Die Betriebskosten betragen ca. 70.000 €/a (davon ca. 45,5 % für Inertisierungsstickstoff).

## 7 Einsatzkriterien für den Einsatz der Wasserstofftechnologie auf Kläranlagen

Kläranlagen können in der Übergangsphase von einer heute kohlenstoffbasierten zu einer zukünftig möglicherweise Wasserstoff basierten Energiewirtschaft einen nicht zu vernachlässigenden Beitrag leisten. Durch die H<sub>2</sub>-Erzeugung können Kläranlagen künftig auch als Energieerzeuger, -speicher und -verteiler auftreten und auf diese Weise den Ausbau einer Wasserstoffwirtschaft unterstützen. Als großer Stromverbraucher, aber auch als Stromproduzent bieten Kläranlagen insbesondere in der Implementierungsphase eines neuen Energiemarktes die Chance, die mit der Energiewende zukünftig notwendige Interaktion zwischen dezentralen Stromverbrauchern und Stromerzeugern einerseits und den umgebenden regionalen Energienetzen andererseits zu optimieren. Energie kann auf Kläranlagen chemisch gespeichert (Elektrolyse, Methanol) oder biochemisch veredelt (Methan, Wasserstoff) und im regionalen Energieverbund bedarfsorientiert bewirtschaftet werden.

Die in den vorangegangenen Kapiteln ausführlich beschriebenen H<sub>2</sub>-Technologien samt Praxisbeispielen werden an dieser Stelle hinsichtlich ihrer Einsatzmöglichkeiten auf Kläranlagen beschrieben (siehe tabellarische Zusammenfassung auf den nachfolgenden Seiten). Dabei werden die einzelnen Bereiche Erzeugung, Speicherung, Transport und Nutzung mit ihren verschiedenen technischen Varianten einzeln betrachtet.

Grundsätzlich stehen im technischen Maßstab für die Erzeugung die Verfahren Dampfreformierung und Wasserelektrolyse zur Verfügung. Sowohl bei der Dampfreformierung als auch bei der Wasserelektrolyse kann auf Kläranlagen die produzierte Energie in Form von Wasserstoff gespeichert und bei Bedarf vielfältig genutzt werden.

Im Rahmen der Dampfreformierung wird Wasserstoff aus erneuerbaren Energien erzeugt, in dem das bei der Schlammfäulung anfallende Faul-/Biogas zunächst aufwändig aufbereitet und anschließend reformiert wird. Die Dampfreformierung steht in Konkurrenz zur konventionellen Faulgasnutzung in Faulgas-BHKW. Da auf vielen Kläranlagen das Faulgas bereits in installierten BHKW genutzt wird, sind zudem selten Überschüsse vorhanden.

Die Wasserelektrolyse bietet durch die Nutzbarmachung überschüssiger Windenergie ebenfalls die Möglichkeit, Wasserstoff aus erneuerbaren Energien zu erzeugen. Die Kläranlagenstandorte bieten hier durch die oftmals isolierten Standorte günstige Voraussetzungen für den Einsatz von Windkraft. Ein Standortvorteil für den Einsatz einer Wasserelektrolyse auf Kläranlagen liegt in der Produktion von Reinsauerstoff während des Wasserelektrolyseprozesses. Dieser wird im Prozess der Abwasserreinigung zur Oxidation der organischen Inhaltsstoffe des Abwassers benötigt und kann aufgrund der hohen Reinheit (99 Vol.-%) mit einem geringeren Energieaufwand im Vergleich zur konventionellen Belüftung mit Luftsauerstoff in das Abwasser eingetragen werden.

Eine überschlägliche Aussage zu den möglichen Einsatzbereichen der beiden Wasserstoff-erzeugungsvarianten „Dampfreformierung“ und „Wasserelektrolyse“ in Abhängigkeit von der Kläranlagengröße anhand einiger Kennzahlen erfolgt in Tabelle 7-1.

**Tabelle 7-1: Zuordnung der Wasserstoffproduktionskapazitäten zu Kläranlagenan-schlussgrößen**

	Größenklasse der KA	GK 1 bis	GK 2 bis	GK 3 bis	GK 4 bis	GK 5 > 100.000 EW			
		1.000 EW	5.000 EW	10.000 EW	100.000 EW	300.000 E	500.000 E	800.000 E	
Reformer	20 l/(E·d)	Faulgasanfall	20 m <sup>3</sup> /d	100 m <sup>3</sup> /d	200 m <sup>3</sup> /d	2.000 m <sup>3</sup> /d	6.000 m <sup>3</sup> /d	10.000 m <sup>3</sup> /d	16.000 m <sup>3</sup> /d
		Faulgasanfall	1 m <sup>3</sup> /h	4 m <sup>3</sup> /h	8 m <sup>3</sup> /h	<b>83 m<sup>3</sup>/h</b>	250 m <sup>3</sup> /h	417 m <sup>3</sup> /h	667 m <sup>3</sup> /h
	65%	Biomethan	1 m <sup>3</sup> /h	3 m <sup>3</sup> /h	5 m <sup>3</sup> /h	54 m <sup>3</sup> /h	163 m <sup>3</sup> /h	271 m <sup>3</sup> /h	433 m <sup>3</sup> /h
	2,45 m <sup>3</sup> H <sub>2</sub> /m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	Wasserstoff	1 m <sup>3</sup> /h	7 m <sup>3</sup> /h	13 m <sup>3</sup> /h	133 m <sup>3</sup> /h	398 m <sup>3</sup> /h	664 m <sup>3</sup> /h	1.062 m <sup>3</sup> /h
	0,09 kg/m <sup>3</sup>	Wasserstoff	0 kg/h	1 kg/h	1 kg/h	12 kg/h	36 kg/h	60 kg/h	96 kg/h
Elektrolyse	175 gO <sub>2</sub> /(E·d)	O <sub>2</sub> -Bedarf	175 kg/d	876 kg/d	1.752 kg/d	17.520 kg/d	52.560 kg/d	87.600 kg/d	140.160 kg/d
			7 kg/h	37 kg/h	73 kg/h	730 kg/h	2.190 kg/h	3.650 kg/h	5.840 kg/h
	0,143 kgO <sub>2</sub> /kWh	Elektr. Anschl.	51 kW	255 kW	<b>511 kW</b>	5.108 kW	15.325 kW	25.542 kW	40.868 kW
	0,018 kgH <sub>2</sub> /kWh	Wasserstoff	1 kg/h	5 kg/h	9 kg/h	92 kg/h	276 kg/h	460 kg/h	736 kg/h

Daraus lassen sich folgende Schlussfolgerungen ableiten:

1. Reformer sind derzeit erst für einen Faulgasinput > 120 m<sup>3</sup>/h technisch verfügbar und damit auf Kläranlagen > 100.000 E einsetzbar; wirtschaftlich werden erst Größenordnungen von 800.000 E (96 kg H<sub>2</sub>/h).
2. Wasserelektrolyse könnte zur vollen Bedarfsdeckung des Sauerstoffs der biologischen Stufe für Kläranlagen ab 10.000 E einsetzbar sein (511 kW-Wasserelektrolyseur, Dauerbetrieb) <sup>1</sup>. Die Wirtschaftlichkeit und die energetische Sinnhaftigkeit erhöhen sich bei Nutzung von Spotstrom bzw. Überschussstrom bei Starkwindphasen, da ggf. alternativ Windkraftträder bei zu großem Wind-/Stromanfall abgeschaltet werden müssten. Für den energetisch sinnvollen Einsatz „Lastmanagement und Energiespeicherwirtschaft“ werden Wasserelektrolyseure also erst im MW-Bereich und damit auf Kläranlagen ab 60.000 E (< 3.000 h/a) einsetzbar.
3. Tankstellen sollten 5 kg H<sub>2</sub> in weniger als 10 min betanken können, was einer Tankkapazität einer Zapfstelle von 30 kg/h entspricht (6 Tankvorgänge/h, 14.600 pro Jahr, entsprechend 73.000 kg/a). Damit wären H<sub>2</sub>-Tankstellen erst ab 300.000 E für Reformer und ab 30.000 E für Wasserelektrolyseure wirtschaftlich. <sup>2</sup>
4. Eine Kombination von Dampfreformierung und Wasserelektrolyse zur Wasserstoffbereitstellung für eine H<sub>2</sub>-Tankstelle wird ggf. die betriebliche Wirtschaftlichkeit verbessern und somit eine Anreizfunktion für eine Umsetzung geben können.

<sup>1</sup> Eine Kläranlage mit einer Anschlussgröße von 6.524 E würde vom Sauerstoffbedarf einen 333 kW Wasserelektrolyseur benötigen (8.760 h/a). Bei einem Drittel der Jahresbenutzungsstunden (2.920 h/a) müsste der Wasserelektrolyseur 3x leistungsstärker sein.

<sup>2</sup> Eine 1 Mio. € teure öffentliche Wasserstofftankstelle würde vom Kapitaldienst rd. 100.000 €/a kosten – bei 73.000 kg H<sub>2</sub>/a ergeben sich Kosten durch den Tankvorgang von über 1,37 €/kg H<sub>2</sub>.

Die H<sub>2</sub>-Speicherung kann auf Kläranlagen in Druckgas-, Flüssig- oder Hydridspeichern erfolgen. Druckgas- und Flüssigspeicher sind sowohl für die stationäre Nutzung als auch im mobilen Bereich einsetzbar. Für den Druckspeicher ist aufgrund der geringen volumetrischen Energiedichte eine Kompression auf 50 – 700 bar erforderlich. Die Speicherung von flüssigem Wasserstoff erfordert eine Vorkühlung auf 20 °K und besitzt eine deutlich höhere volumetrische Energiedichte als komprimierter Wasserstoff in Druckspeichern. Hydridspeicher sind aufgrund ihres hohen Gewichts lediglich im stationären Bereich einzusetzen, und somit für Kläranlagen ebenfalls geeignet. Der Entwicklungsstand zeigt aufgrund limitierten Be-/Entladungsvorgänge Optimierungspotential.

Der Transport von der H<sub>2</sub>-Erzeugung auf den Kläranlagen zu potentiellen externen Endverbrauchern könnte – sobald aufgebaut und vorhanden - über Wasserstoffpipelines erfolgen. Die Pipelines können neben der Transportfunktion auch Speicherfunktionen übernehmen und ggf. einen Wasserstoffspeicher substituieren. Auch können Kläranlagen in einer künftigen Wasserstoffwirtschaft untereinander durch Pipelines vernetzt werden.

Die direkte Nutzung des erzeugten Wasserstoffs kann auf Kläranlagen sowohl stationär in einer PEM-Brennstoffzelle bzw. in einem H<sub>2</sub>-Gasmotor oder mobil in Brennstoffzellenfahrzeugen erfolgen. Die PEM-Brennstoffzelle hat mit einem potentiellen Wirkungsgrad von 70-80 % deutliche Vorteile gegenüber dem H<sub>2</sub>-Gasmotor. Der aktuelle Stand der Technik zeigt bisher erreichte Wirkungsgrade von 38-42 %. Im mobilen Bereich können Kläranlagen künftig aufgrund ihrer gleichmäßigen Verteilung in Deutschland entscheidend den Aufbau einer dezentralen Wasserstoffinfrastruktur in Form einer Wasserstoffversorgung mittels Wasserstofftankstellen auf/am Kläranlagen-Standort unterstützen.

Neben der oben beschriebenen direkten Nutzung von Wasserstoff können auch weitere Energieträger, z.B. in Form von Methanol, Erdgas, Biogas, Faulgas und Abwasser in Brennstoffzellen im mobilen Bereich (PEMFC, DMFC) und stationären Bereich (PEMFC, PAFC, MCFC, SOFC, mikrobielle Brennstoffzelle) auf Kläranlagen genutzt werden. Außer der PAFC (Marktprodukt) befinden sich alle weiteren Brennstoffzellen im Bereich der Grundlagenforschung bzw. Demonstrationsphasen. Allerdings haben die marktführenden Hersteller die Produktion (MCFC) oder die Weiterentwicklung (PAFC) wegen fehlender Marktperspektive zwischenzeitlich einstellen müssen.

Einsatzkriterien für den Einsatz der H <sub>2</sub> -Technologie auf Kläranlagen									
	Erzeugung								
	Ausbaugröße KA	Input	Output	Prozessstabilität	Abhängigkeiten	Entwicklungsstand	Wirkungsgrad	Wirtschaftlichkeit	Sonstige Anforderungen
Klärgas Dampferformierung Kapitel 3.1	> 100.000 EW (derzeitige Verfügbarkeitsgrenze)	> 80 m <sup>3</sup> /h Faulgas kontinuierlicher Gasanfall	> 130 m <sup>3</sup> /h H <sub>2</sub> nach Gasaufbereitung nutzbar, z.B. in Brennstoffzellen	zeitintensiver Anfahrvorgang (> 6 h), dann kontinuierl. Betrieb erforderlich	Faulgasnutzung/-anfall auf KA H <sub>2</sub> -Abnahme Endverbraucher Anpassung Volumen Wasserstoffspeicher, selten Faulgasüberschüsse vorhanden, da anfallendes Faulgas bereits genutzt wird (Faulgas-BHKW)	Marktprodukt, Optimierungspotential vorhanden	80 %	> 800.000 EW	in Abhängigkeit der Faulgaszusammensetzung (Spurengase) und den Anforderungen des Endverbrauchers (z.B. Brennstoffzelle) aufwändige Aufbereitung des Faulgases notwendig
Wasserelektrolyse Kapitel 3.2	> 60.000 EW	> 3.000 kW, Bezug aus Stromnetz und/oder regenerativen Energien (z.B. Windkraft) Spotstromnutzung > 1,5 m <sup>3</sup> /h H <sub>2</sub> O	> 55 kg/h H <sub>2</sub> > 440 kg/h O <sub>2</sub> nach Gasreinigung nutzbar, z.B. in Brennstoffzellen	kontinuierlicher und diskontinuierlicher Betrieb (z.B. bei Stromversorgung mit Windkraft) möglich	Art der Stromversorgung (Stromnetz / erneuerbare Energien) H <sub>2</sub> -Abnahme Endverbraucher O <sub>2</sub> -Bedarf / Verfahrenstechnik der Belüftung der biologischen Stufe der KA ergänzende Funktion zu weiteren Verfahrenseinheiten (z.B. Dampferformierung) möglich Anpassung Volumen Wasserstoff-/Sauerstoffspeicher	Marktprodukt, Optimierungspotential vorhanden	60 – 70 % Gesamtwirkungsgrad ggf. erheblich höher bei Nutzung von Spotstrom, da ggf. alternativ Windkraftträder bei zu großem Wind-/Stromanfall abgeschaltet werden müssten	nicht wirtschaftlich bei hohem Strompreis sinnvoller Einsatz für Überschussstrom, bspw. bei Starkwindphasen	Entfeuchtung / O <sub>2</sub> -Eliminierung des Wasserstoffs erforderlich bei Nutzung in einer Brennstoffzelle Auf Kläranlagen O <sub>2</sub> -Nutzung möglich; dies trägt dann erheblich zur Substitution der stromintensiven Belüftung bei → Effizienzsteigerung und Stromsubstitution

Einsatzkriterien für den Einsatz der H <sub>2</sub> -Technologie auf Kläranlagen								
	Speicherung							
	Input	Output	Verfügbarkeit/ Betrieb	Abhängigkeiten	Entwicklungsstand	Wirkungsgrad	Wirtschaftlich- keit	Sonstige Anfor- derungen
Flüssiggas Kapitel 3.4.2	GH <sub>2</sub>	LH <sub>2</sub>	kontinuierlicher und diskontinuierlicher Betrieb	Bemessung Volumen nach H <sub>2</sub> -Bedarf Abnehmer	Marktprodukt	22 - 70 %	Hohe Kosten Anschaffung/Betrieb H <sub>2</sub> -Schlupf	Vorkühlung erforderlich auf 200° K
Druck- speicher Kapitel 3.4.1	GH <sub>2</sub>	GH <sub>2</sub>	diskontinuierlicher Betrieb	Bemessung Volumen nach H <sub>2</sub> -Bedarf Abnehmer	Marktprodukt	82 – 86 %, abhän- gig von Druckstufe und Abnehmer		Kompression erforderlich auf 50-700 bar
Hydrid- speicher Kapitel 3.4.3	GH <sub>2</sub>	GH <sub>2</sub>	diskontinuierlicher Betrieb	Bemessung Volumen nach H <sub>2</sub> -Bedarf Abnehmer	Marktprodukt, Optimie- rungspotential vorhanden (Begrenzung Be- /Entladung auf 1.000 – 1.500 Zyklen)	70 – 90 %	Hohe Kosten Anschaffung	Kompressi- on/Erwärmung erforderlich
	Transport							
	Funktion				Abhängigkeiten			
Pipelines Kapitel 3.4.4	neben Transportfunktion auch Speicherfunktion, ggf. Ersatz eines Speichers Vernetzungsfunktion durch Verbindung von KA untereinander				bei fehlendem/geringen Wasserstoffspeicher hohe Druckstufe/ Nenndurchmesser zu empfehlen Betriebsdruck abhängig von Erzeugung und Abnahme			

Einsatzkriterien für den Einsatz der H <sub>2</sub> -Technologie auf Kläranlagen						
	Nutzung					
	Input	Leistungsbereich	Einsatzbereiche	Anforderungen Gasqualität	Entwicklungsstand	Elektr. Systemwirkungsgrad
PEMFC Kapitel 4.1.2	H <sub>2</sub>	Gewöhnlich 1-10 kW <sub>elektr.</sub> aber auch 200 kW <sub>elektr.</sub>	Mobiler, portabler und stationärer Bereich	Entfernung von CO <sub>2</sub> , CO und Spurengase	Prototypen, Feldversuche Optimierungspotential vorhanden	Potential 70-80 % Aktueller Stand: 38 – 42 %
Mobile Nutzung Kapitel 4.2.1.1	GH <sub>2</sub> , LH <sub>2</sub>		Betankung 200/350/700 bar Busse, Kfz, sonstige Fahrzeuge	Entfernung von CO <sub>2</sub> , CO und Spurengase	Marktprodukt Nur wenige Hersteller	
H <sub>2</sub> -Motor Kapitel 4.2.2	H <sub>2</sub>		Notstromaggregat, energetische Nutzung von Wasserstoffüberschüssen	Entfernung von CO <sub>2</sub> , CO und Spurengase	Marktprodukt	Thermodynamische Begrenzung durch Carnot-Prozess Potential: 45 % Aktueller Stand: 35%
DMFC Kapitel 4.1.2	Methanol Luft, reiner Sauerstoff		Mobiler, portabler, stationärer Bereich, Notstromaggregate		Grundlagenforschung	20 – 30 % (Zelle)
PAFC Kapitel 4.1.2	Erdgas, Biogas, Faulgas Luft, reiner Sauerstoff	50 - 200 kW <sub>elektr.</sub>	stationärer Bereich, direkte Versorgung des Klärwerks mit thermischer Energie möglich (Gebäude/Faultürme)	Entfernung Spurengase Einsatz CO <sub>2</sub> -haltiger Gase bis 45 % möglich	Marktprodukt	38 – 40 %
MCFC Kapitel 4.1.2	Erdgas, Biogas, Kohlegas, Faulgas Luft, reiner Sauerstoff	100 - 300 kW <sub>elektr.</sub>	stationärer Bereich, thermische Energie nicht direkt nutzbar aufgrund zu hoher Temperaturen	Entfernung Spurengase N <sub>2</sub> und CO <sub>2</sub> -Konzentrationen wie im Faulgas üblich stellen keine Gefährdung dar	Demonstrationsanlagen (Prototyp)	bis 65 %
SOFC Kapitel 4.1.2	Erdgas, Biogas, Kohlegas Luft, reiner Sauerstoff	10 - 25 kW <sub>elektr.</sub> Planung: 125 kW <sub>elektr.</sub>	stationärer Bereich	Entfernung Spurengase N <sub>2</sub> und CO <sub>2</sub> -Konzentrationen wie im Faulgas üblich stellen keine Gefährdung dar	Demonstrationsanlagen	bis 65 %
Methanolsynthese Band II	H <sub>2</sub> , CO <sub>2</sub> bzw. CO		mobiler Bereich (DMFC, Verbrennungsmotor), chemische Industrie, Petrochemie	Entschwefelung	Marktprodukt bei der Synthese auf Erdgasbasis, Optimierungspotential vorhanden  Keine Erfahrungen für alternative Synthesegase wie Bio- oder Klärgas	

Einsatzkriterien für den Einsatz der H <sub>2</sub> -Technologie auf Kläranlagen							
	Nutzung						
	Input	Leistungsbereich	Einsatzbereiche	Anforderungen Abwasser	Entwicklungsstand	Elektr. Wirkungsgrad, bezogen auf CSB <sub>abb.</sub> (CE-Wert)	Wirtschaftlichkeit
Mikrobielle Brennstoffzelle Kapitel 4.1.3	kommunales und industrielles Abwasser (Ablauf Vorklä- rung)	2 kWh <sub>elektr.</sub> /kg CSB <sub>abb.</sub> (theoretisch bis 4 kWh <sub>elektr.</sub> /kg CSB <sub>abb.</sub> )	Integration in den Abwasserreinigungs- prozess Ablauf Vorklä- rung (Teilstrombehand- lung)	CSB > 300 mg/L, Temperaturbereich zwischen 12 und 20 °C, pH-Wert > 6,5	Halbtechnik	je nach Substratart zwischen 40 – 70 %	keine externe Belüftung, keine Zufuhr von elektr. Energie Stabile biologische Prozesse

## 8 Rechtsvorgaben, Lenkungs- und Fördermaßnahmen

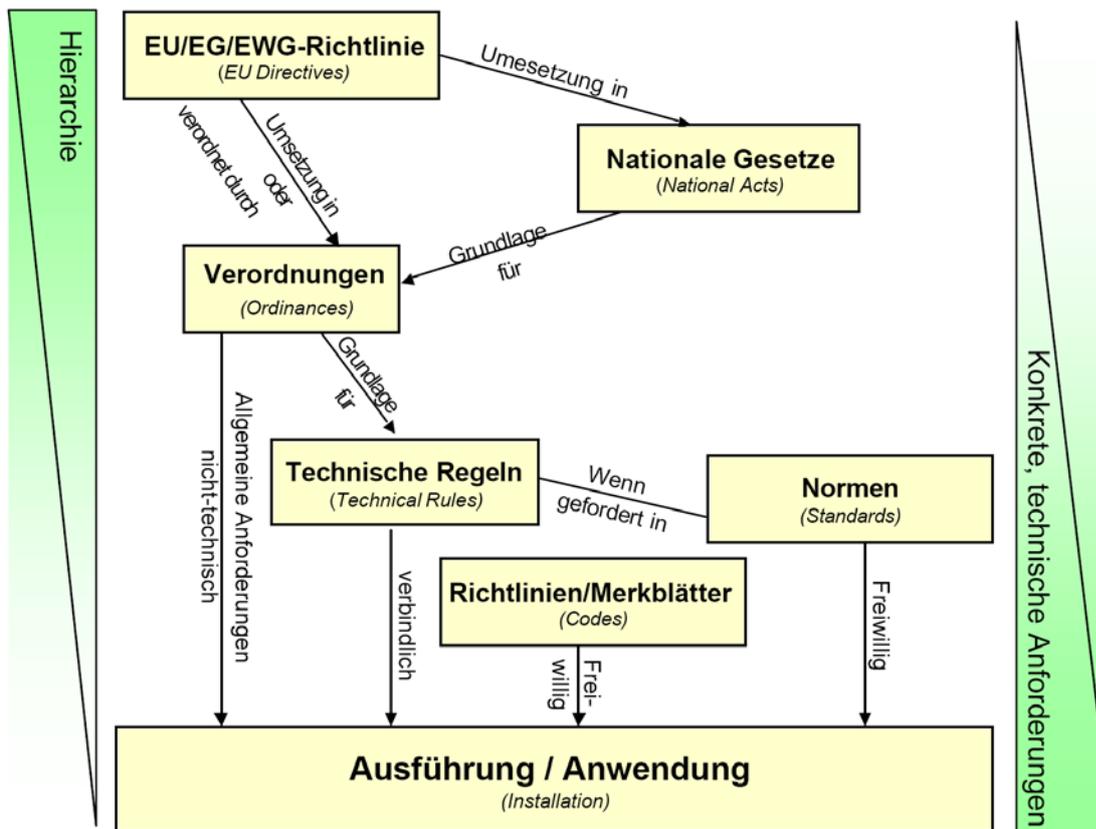
### 8.1 Allgemeines

Zahlreiche EU-Richtlinien, Gesetze, Verordnungen, technische Regeln, Normen und Merkblätter geben spezifische Rahmenbedingungen für die Planung, die Genehmigung, den Bau und den Betrieb von technischen Anlagen im Allgemeinen vor.

Für den Einsatz von technischen Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Transport oder Nutzung von Wasserstoff seien diese beispielhaft in einer unvollständigen Aufzählung benannt:

- EU-Richtlinien:
  - ATEX-Produktrichtlinie 94/9/EG
  - ATEX-Betriebsrichtlinie 1999/92/EG
  - Druckausrüstungsdirektive (PED) 97/23/EC
  - Maschinenrichtlinie 2006/42/EG
  - etc.
- Gesetze:
  - Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz BImSchG)
  - Gesetz über technische Arbeitsmittel (Gerätesicherheitsgesetz GSG)
  - Gesetz über die Durchführung von Maßnahmen des Arbeitsschutzes zur Verbesserung der Sicherheit und des Gesundheitsschutzes der Beschäftigten bei der Arbeit (Arbeitsschutzgesetz ArbSchG)
  - Bauordnung für das Land Nordrhein-Westfalen, Landesbauordnung (BauO NRW),
  - etc.
- Verordnungen:
  - Verordnung über Sicherheit und Gesundheitsschutz bei der Bereitstellung von Arbeitsmitteln und deren Benutzung bei der Arbeit, über Sicherheit beim Betrieb überwachungsbedürftiger Anlagen und über die Organisation des betrieblichen Arbeitsschutzes (Betriebssicherheitsverordnung BetrSichV)
  - Verordnung über Gashochdruckleitungen (GasHDrLtgV)
- Technische Regeln:
  - Berufsgenossenschaftliche Regel für Sicherheit und Gesundheit bei der Arbeit - Explosionsschutzregel (BGR 104)
  - Technische Regeln für Druckbehälter (TRB 801)
  - etc.

Eine allgemeine Übersicht über die Regelwerke, deren Zusammenhang und Hierarchie zeigt das nachfolgende Bild 8-1. Die Regelwerke sind entsprechend ihrer Hierarchie von oben nach unten dargestellt. Je fachlich konkreter die Anweisungen bzw. technischen Anforderungen im Regelwerk beschrieben bzw. gefordert sind, desto weiter unten sind diese in der Abbildung beschrieben [135]. Weitergehende Betrachtungen mit umfangreichen Detaildarstellungen und –bewertungen zur Anwendung der Regelwerke bei der Realisierung einer Wasserstofftankstelle sind der H2-ROADMAP [135] zu entnehmen.



**Bild 8-1: Allgemeine Übersicht der Regelwerke und deren Hierarchie [135]**

In zahlreichen der vorgenannten EU-Richtlinien, Gesetze, Verordnungen, technischen Regeln, Normen und Merkblätter sind bislang **keine hinreichenden spezifischen Vorgaben** für Planung, Genehmigung, Bau und Betrieb von Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Transport und Nutzung von Wasserstoff als Energieträger enthalten.

Die fehlenden bzw. unzureichenden gesetzlichen Vorgaben führen zu unverhältnismäßigen Aufwendungen bei der Planung, Genehmigung und Realisierung. Häufig werden zur Prüfung und Bewertung aufwendige Einzelgutachten notwendig, um die bestehenden Lücken in den Gesetzen und Verordnungen aufklären und bewerten zu können.

Die nachfolgend aufgeführten Gesetze greifen unter anderem mittelbar lenkend in den wirtschaftlichen Bau und den wirtschaftlichen Betrieb von technischen Anlagen zur Erzeugung und der Nutzung von Wasserstoff als Energieträger ein:

- Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG)
- Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz EEWärmeG)
- Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz KWKG)
- Stromsteuergesetz (StromStG)
- Energiesteuergesetz (EnergieStG)

Im Folgenden werden die genannten Gesetze hinsichtlich ihrer Berücksichtigung von technischen Anlagen zur Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff als Energieträger näher betrachtet.

## 8.2 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien

Der Zweck des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG [136]) wird in EEG § 1 wie folgt definiert:

- (1) Zweck dieses Gesetzes ist es, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern.
- (2) Um den Zweck des Absatzes 1 zu erreichen, verfolgt dieses Gesetz das Ziel, den Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30 Prozent und danach kontinuierlich weiter zu erhöhen.

Im EEG wird dabei im Wesentlichen geregelt, dass bei der Einspeisung elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen in öffentliche Versorgungsnetze dem Einspeisenden Vergütungen proportional der eingespeisten elektrischen Energie zustehen.

Als erneuerbare Energiequellen sind im EEG wie folgt definiert:

- Strom aus Wasserkraft
- Strom aus Deponiegas
- Strom aus Klärgas
- Strom aus Grubengas
- Strom aus Biomasse
- Strom aus Geothermie
- Strom aus Windenergieanlagen (auch Off-Shore etc.)

- Strom aus solarer Strahlungsenergie

Im EEG ist keine Regelung darüber enthalten, wenn aus einem der vorgenannten regenerativen Quellen Wasserstoff erzeugt und nach dessen Zwischenspeicherung elektrische Energie erzeugt würde. Generell ist **Wasserstoff als Energieträger im EEG nicht berücksichtigt**. Lediglich bei dem Einsatz einer Brennstoffzelle ist ein Technologiebonus zugesichert (EEG, Anlage 1), der jedoch nur bei Nutzung einer der vorgenannten Energiequellen berücksichtigt werden kann. Damit erfolgt derzeit auch keine entsprechende Vergütung oder Förderung über das EEG für den Einsatz von Wasserstoff.

### 8.3 Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich

Der Zweck und das Ziel des Gesetzes zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz - EEWärmeG [137]) wird unter EEWärmeG § 1 wie folgt definiert:

(1) Zweck dieses Gesetzes ist es, insbesondere im Interesse des Klimaschutzes, der Schonung fossiler Ressourcen und der Minderung der Abhängigkeit von Energieimporten, eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Wärme aus Erneuerbaren Energien zu fördern.

(2) Um den Zweck des Absatzes 1 unter Wahrung der wirtschaftlichen Vertretbarkeit zu erreichen, verfolgt dieses Gesetz das Ziel, dazu beizutragen, den Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme (Raum-, Kühl- und Prozesswärme sowie Warmwasser) bis zum Jahr 2020 auf 14 Prozent zu erhöhen.

Im EEWärmeG wird dabei im Wesentlichen geregelt, dass grundsätzlich die Eigentümer von Gebäuden, die neu errichtet werden, den Wärmebedarf durch die anteilige Nutzung von Erneuerbaren Energien mit vorgegebenen Prozentanteilen decken müssen (unter Beachtung der entsprechenden Detail-Bedingungen).

Erneuerbare Wärmequellen im Sinne des EEWärmeG sind:

- Geothermie
- aus Luft oder Wasser entnommene Wärme (mit Ausnahme Abwärme)
- solare thermische Strahlungsenergie
- aus fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse erzeugte Wärme (bspw. aus Biomasse nach Biomasseverordnung, biologisch abbaubare Anteile von Abfällen aus Haushalt und Industrie, Deponiegas, Klärgas, Klärschlamm nach Klärschlammverordnung)

Im EEWärmeG ist keine Regelung darüber enthalten, wenn aus einem der vorgenannten regenerativen Quellen Wasserstoff erzeugt und nach dessen Zwischenspeicherung thermische Energie erzeugt würde. Generell ist **Wasserstoff als Energieträger im EEWärmeG nicht berücksichtigt**.

## **8.4 Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung**

Der Zweck des Gesetzes für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, KWKG [138]) wird unter KWKG § 1 wie folgt definiert:

- Zweck des Gesetzes ist es, einen Beitrag zur Erhöhung der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung in der Bundesrepublik Deutschland auf 25 Prozent durch den befristeten Schutz, die Förderung der Modernisierung und des Neubaus von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen), die Unterstützung der Markteinführung der Brennstoffzelle sowie die Förderung des Neu- und Ausbaus von Wärmenetzen, in die Wärme aus KWK-Anlagen eingespeist wird, im Interesse der Energieeinsparung, des Umweltschutzes und der Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung zu leisten.

Im KWKG wird dabei im Wesentlichen geregelt, ob und ggf. in welchem Umfang die Betreiber von Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung für die gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in elektrische Energie und in Nutzwärme in einer ortsfesten technischen Anlage Zuschläge erhält. Die Zuschläge sind im Wesentlichen abhängig von Effizienz, Bauform, Inbetriebsetzung, Sanierung, Nennleistung der betreffenden Anlage. Die Zuschläge (Vergütungen) erfolgen proportional zu der erzeugten elektrischen Energie und sind unabhängig vom eingesetzten Primärbrennstoff. Brennstoffzellen erhalten unabhängig vom eingesetzten Brennstoff, der Baugröße und der Bauart den maximalen Zuschlag von 5,11 Cent je erzeugter Kilowattstunde elektrischer Energie.

## **8.5 Stromsteuergesetz**

In §1 des Stromsteuergesetzes (StromStG [139]) ist definiert, dass elektrischer Strom im Gebiet der Bundesrepublik Deutschland ohne das Gebiet von Büsingen und ohne die Insel Helgoland der Stromsteuer unterliegt. Die Stromsteuer ist eine Verbrauchsteuer im Sinne der Abgabenordnung. Die Stromsteuer beträgt 20,50 €/Megawattstunde.

Von der Steuer ist im Wesentlichen befreit (StromStG § 9):

- Strom aus erneuerbaren Energieträgern, wenn dieser aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird;
- Strom, der zur Stromerzeugung entnommen wird;
- Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt erzeugt wird und

- vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird oder
- von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher geleistet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnehmen;
- Strom, der in Anlagen erzeugt wird, soweit diese der vorübergehenden Stromversorgung im Falle des Ausfalls oder der Störung der sonst üblichen Stromversorgung dienen (Notstromanlagen);
- Strom, der auf Schiffen oder in Luftfahrzeugen erzeugt und eben dort verbraucht wird, sowie Strom, der in Schienenfahrzeugen im Schienenbahnverkehr erzeugt und zu begünstigten Zwecken nach Absatz 2 Nr. 2 entnommen wird.

Hierbei ist der aus erneuerbaren Energieträgern erzeugte Strom wie folgt definiert (StromStG § 2):

- Strom, der ausschließlich aus Wasserkraft, Windkraft, Sonnenenergie, Erdwärme, Depo-niegas, Klärgas oder aus Biomasse erzeugt wird, ausgenommen Strom aus Wasserkraftwerken mit einer installierten Generatorleistung über zehn Megawatt.

Im StromStG ist keine Regelung darüber enthalten, wenn aus einem der vorgenannten erneuerbaren Energiequellen Wasserstoff erzeugt und nach dessen Zwischenspeicherung elektrische Energie erzeugt würde. Generell ist **Wasserstoff als Energieträger im StromStG nicht berücksichtigt**.

## 8.6 Energiesteuergesetz

Im Energiesteuergesetz (EnergieStG) § 1 Abs. 1 ist unter anderem definiert, dass Energieerzeugnisse im Steuergebiet der Energiesteuer unterliegen. Steuergebiet ist das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland ohne das Gebiet von Büsingen und ohne die Insel Helgoland. Die Stromsteuer ist eine Verbrauchsteuer im Sinne der Abgabenordnung. [140]

Als Energieerzeugnisse im Sinne dieses Gesetzes sind gemäß EnergieStG § 1 Abs. 2 unter anderem die bekannten fossilen Kraft – und Heizstoffe (Kohle, Mineralstoffe etc.) sowie zahlreiche pflanzliche und tierische Fette und Öle definiert. Wasserstoff ist nicht explizit aufgeführt. Jedoch ist unter EnergieStG § 1 Abs. 3 definiert, dass als Energieerzeugnisse im Sinne dieses Gesetzes auch alle anderen Waren gelten, die zur Verwendung als Kraftstoff bestimmt sind oder als solche zum Verkauf angeboten oder verwendet werden.

Die Steuertarife sind unter EnergieStG § 2 Abs. 1 bis Abs. 3 explizit für diverse Energieerzeugnisse definiert. Wasserstoff ist hierin nicht aufgeführt. Jedoch ist gemäß EnergieStG § 2 Abs. 1 Nr. 8, § 2 Abs. 2 Nr. 2 bzw. § 2 Abs. 3 Nr. 5 eine Energiesteuer für Flüssiggase defi-

niert (zwischen 60,60 € bis 1.217,00 € für 1.000 kg Flüssiggas abhängig von Einsatzzeitraum und Nutzung). Hierunter fällt demnach auch flüssiger Wasserstoff.

Gemäß EnergieStG § 2 Abs. 4 unterliegen andere als in EnergieStG Abs. 1 bis Abs. 3 genannten Energieerzeugnisse der gleichen Steuer wie die Erzeugnisse, denen sie nach ihrer Beschaffenheit und ihrem Verwendungszweck am nächsten stehen. Unabhängig von der einzustufenden Beschaffenheit, dem Verwendungszweck und daraus folgenden Zuordnung unterliegt damit auch Wasserstoff in gasförmigem Zustand grundsätzlich der Energiesteuer.

Eine grundlegende Steuerbefreiung ist nach EnergieStG §28 wie folgt definiert [140]:

Zu den in § 2 Abs. 3 Satz 1 genannten Zwecken dürfen steuerfrei verwendet werden:

1. gasförmige Kohlenwasserstoffe, die aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Erzeugnissen der Land- und Forstwirtschaft oder von Abfällen gewonnen werden, die bei der Tierhaltung, bei der Lagerung von Abfällen oder bei der Abwasserreinigung anfallen oder die aus Gründen der Luftreinhaltung und aus Sicherheitsgründen bei der Lagerung oder Verladung von Energieerzeugnissen, beim Betanken von Fahrzeugen, bei der Entgasung von Transportmitteln, bei Verfahren der chemischen Industrie, ausgenommen bei der Herstellung von Energieerzeugnissen, und beim Kohleabbau aufgefangen werden,
2. Energieerzeugnisse der Position 2705 der Kombinierten Nomenklatur.

Im EnergieStG ist keine Regelung darüber enthalten, wenn aus einer erneuerbaren Energiequelle oder den nach EnergieStG § 28 definierten gasförmigen Kohlenwasserstoffen bzw. Energieerzeugnissen Wasserstoff erzeugt und nach dessen Zwischenspeicherung als Kraft- oder Heizstoff verwendet würde.

Daraus folgt schließlich, dass Wasserstoff gemäß EnergieStG grundsätzlich und unabhängig von der Herstellung der Energiesteuer unterliegt.

**Generell ist Wasserstoff als Energieerzeugnis im EnergieStG nicht berücksichtigt.**

## 8.7 Kurzfazit

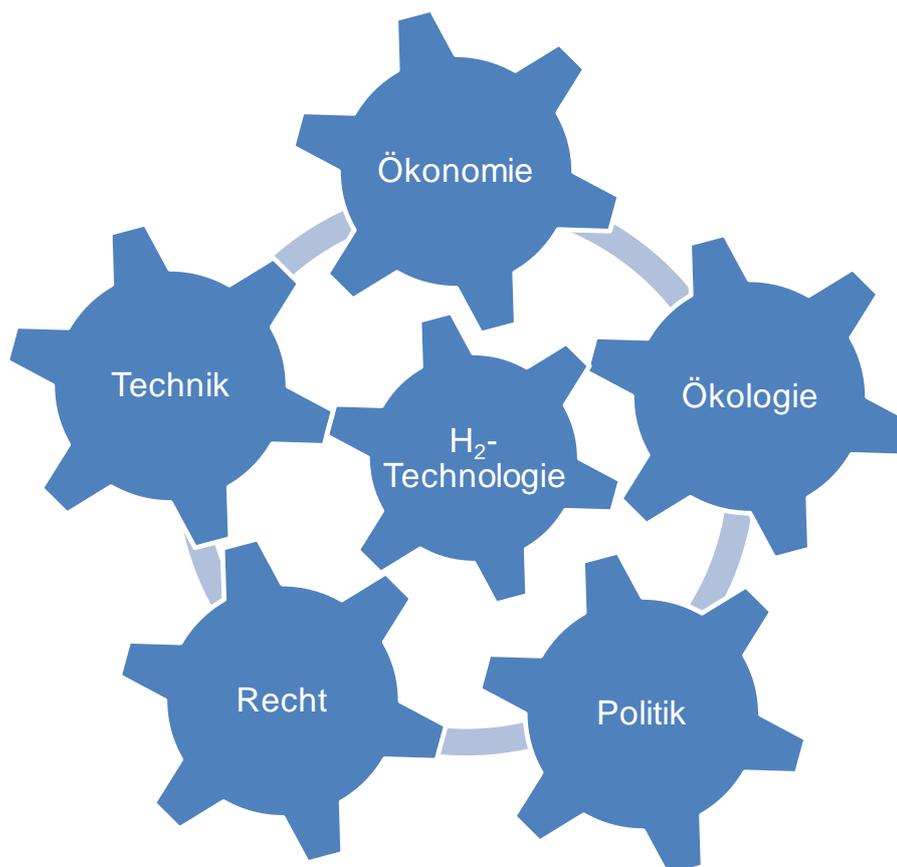
Insgesamt lässt sich feststellen, dass Regeln für Planung, Genehmigung und Bau von Wasserstoffanlagen noch unklar und unübersichtlich sind. Regenerativ erzeugter Wasserstoff wird bis dato in den genannten Gesetzen weder berücksichtigt noch gefördert. Eine Gleichstellung mit anderen regenerativen Energien ist somit nicht gegeben.

## 9 Optimierungspotentiale und Handlungsbedarf zur Implementierung der H<sub>2</sub>-Technologie auf Kläranlagen in NRW

### 9.1 Triebfedern zur Implementierung der H<sub>2</sub>-Technologie

Aufbauend auf dem in den vorangegangenen Kapiteln dargestellten Entwicklungsstand der H<sub>2</sub>-Technologie wird hier dargestellt, welche Optimierungspotentiale bzw. Optimierungspotentiale für eine Implementierung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie bestehen und welcher Handlungsbedarf sich daraus ableiten lässt. Optimierungspotentiale ergeben sich auf den Ebenen

- Technik: Optimierungspotentiale bei Lebensdauer, Leistungsfähigkeit und Speicherfähigkeit
- Ökonomie: Kostenvergleich insbesondere zu konventionellen Technologien
- Ökologie: Ökologische Auswirkungen der H<sub>2</sub>-Technologie
- Recht: Rechtliche Optimierungspotentiale zur Förderung der H<sub>2</sub>-Technologie
- Politik: Politische Optimierungspotentiale zur Förderung der H<sub>2</sub>-Technologie



**Bild 9-1:** Schematische Darstellung der Triebkräfte zur Implementierung der Wasserstofftechnologie

Letztlich ergibt sich aus dem optimalen Zusammenspiel sowohl der technischen als auch politischer und gesellschaftlicher Komponenten die Grundlage für die breite Einführung der

Wasserstofftechnologie. In der folgenden Analyse werden die Optimierungspotentiale aller Wasserstoffanwendungsbereiche gruppiert nach den in Bild 9-1 aufgezeigten Triebkräften dargelegt.

### 9.1.1 Technische Entwicklungspotentiale und Forschungsbedarf

Die Wasserstofftechnologie hat in den letzten Jahren sowohl in den Bereichen Erzeugung als auch Speicherung, Transport und Nutzung deutliche Fortschritte gemacht, dennoch bleiben eine Reihe von Optimierungspotentialen, insbesondere im Vergleich zur konventionellen Klärgasnutzung. Vor allem die Wirkungsgradverluste der einzelnen Komponenten ergeben aktuell in der gesamten Prozesskette noch einen schlechten Vergleichswert.

So wird von der Klärgas-Dampfreformierung über die Speicherung bis zur Verstromung in H<sub>2</sub>-Brennstoffzellen ein großer Teil des ursprünglichen Energiegehalts des Klärgases in Sekundärprozessen verbraucht. Für die Nutzung von H<sub>2</sub> sind bei einzelnen Brennstoffzellenprozessen sehr hohe Reinheitsgrade (99,9998 Vol.-%) notwendig, wodurch eine intensive Reinigung des Reformatgases erforderlich ist. Unter wirtschaftlichen sowie betrieblichen Aspekten ergeben sich daher noch deutliche Vorteile aus der vergleichsweise einfachen Faulgasreinigung und energetischen Verwertung in konventionellen Gas-BHKW mit elektrischen Wirkungsgraden in der Größenordnung von 35 – 40 %. Wird das Faulgas in Hochtemperaturdirektbrennstoffzellen mit interner Reformierung eingesetzt, entfällt die vorherige Dampfreformierung und der Gesamtwirkungsgrad steigt. Der direkte Einsatz besitzt jedoch hohe Anforderungen an die Faulgasqualität, wodurch mehrstufige Aufbereitungsschritte (Entschwefelung, Elimination der Halogene) notwendig werden. Weiterhin benötigen Hochtemperaturbrennstoffzellen lange Anlaufzeiten, wodurch ein flexibler Betrieb erschwert wird.

Im Gegensatz zum Reformat-H<sub>2</sub> fällt Wasserelektrolyse-H<sub>2</sub> in reinerer Form an, muss jedoch für die anschließende Speicherung und Nutzung weiter aufbereitet werden. Da die Wasserelektrolyse mit elektrischer Energie betrieben wird und großtechnische Anlagen maximale Wirkungsgrade im Bereich von 65 % erzielen ist die Wahl der Energiequelle ein entscheidendes Kriterium. Da ein Teil der eingesetzten Energie nicht nutzbringend umgesetzt wird, erscheint der Einsatz zeitweilig überschüssiger regenerativer Energie als am Geeigneten. Daher ist zu prüfen, ob am Kläranlagenstandort regenerative Energie z.B. mittels Photovoltaik-, Windkraft- oder Wasserkraftanlagen gewonnen werden kann, wobei eine Direktnutzung immer Vorrang hat. Ein möglicher Anreiz besteht auch in einer Kooperation mit der Energiewirtschaft. Energieüberschüsse können zu verbrauchsarmen Zeiten des Stromnetzes auf der Kläranlage nutzbringend zur Wasserstoff- und Sauerstofferzeugung eingesetzt werden.

Problematischer als die H<sub>2</sub>-Erzeugung erweist sich momentan noch die Speicherung. Bedingt durch den sehr geringen volumetrischen Energiegehalt (weniger als 1/3 gegenüber z.B. Methan und weniger als 1/3.333 gegenüber Diesel) ist eine hohe Kompression des H<sub>2</sub> erforderlich. Aktuelle Speicherdrücke von bis zu 700 bar machen den Einsatz speziell geeigneter

Werkstoffe notwendig, wodurch entsprechende Kosten verursacht werden. Bedingt durch das stark diffuse Verhalten von H<sub>2</sub> in Verbindung mit hohem Speicherdruck entsteht ein H<sub>2</sub>-Schlupf, welche die mittel- bis langfristige Speicherung erschwert.

Als Alternative zur Druckspeicherung wird ebenfalls die Flüssiggasspeicherung bei einer Temperatur unterhalb von 20,4 K betrieben. Der Energieeinsatz zur Erzielung dieses Temperaturniveaus ist jedoch noch größer als die benötigte Kompressionsenergie bei der Druckspeicherung. Ein weiteres Problem ergibt sich aus der notwendigen Isolation. Trotz neuer Entwicklungen verdampfen in Abhängigkeit von der Flüssiggastankgröße zum Teil mehrere Prozent des H<sub>2</sub>-Inhaltes pro Tag auf Grund der Wärmeeinstrahlung.

Die Problemstellungen der Wasserstoffspeicherungsmöglichkeiten wirken sich insbesondere im mobilen Bereich aus, da H<sub>2</sub>-Tankkapazitäten noch sehr begrenzt sind, wodurch nur geringe Fahrzeugreichweiten realisiert werden können.

Zusammenfassend zeigt sich, dass die technischen Entwicklungspotentiale weitgehend im Bereich von einzelnen Systemkomponenten bzw. Verfahren der Wasserstofferzeugung, -Verteilung und -Nutzung begründet sind.

Die Implementierung der Wasserstofftechnologie wird daher wesentlich von den zukünftigen Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen beeinflusst. Wann und in welchem Umfang zukünftig technische Fortschritte erzielt werden, wird von den im Wasserstofftechnologiesektor befassten Unternehmen und Institutionen geleistet und damit von deren Engagement bestimmt werden. Es handelt sich hierbei jedoch überwiegend um privatwirtschaftliche Unternehmen, die dem Druck der Marktwirtschaft unterliegen. Unternehmerisch gesehen stehen den erforderlichen Entwicklungsaufwendungen noch keine hinreichenden Marktchancen und mithin keine hinreichend gesicherten Ertragsaussichten gegenüber. Es wird daher angesichts des gesamtwirtschaftlichen Nutzens eine intensive staatliche Förderung empfohlen. Dieser Sachverhalt gilt sowohl für die Produktinnovationen von Einzelkomponenten wie insbesondere auch für angewandte Forschung von Verfahren und deren Zusammenwirken im Sinne der kompletten flächendeckenden Wasserstoffinfrastruktur. Neben der grundsätzlichen Entscheidung, die weitergehende Entwicklung der Wasserstofftechnologie öffentlich zu fördern, erhebt sich zwangsläufig die Frage nach deren materiellem Umfang.

Ein erster Schritt wurde in NRW mit dem Förderprogramm „Ressourceneffiziente Abwasserbeseitigung in NRW (ResA)“ angestoßen. Hierbei werden seit dem 1.1.2012 im Förderbereich 2 neben Energieanalysen ebenfalls bauliche Maßnahmen wie die Nutzung von Bewegungsenergie, Mikroturbinen, Brennstoffzellen, Blockheizkraftwerke (erstmalige Errichtung und erstes Blockheizkraftwerk am Standort) sowie vergleichbare Maßnahmen finanziell unterstützt.

Berücksichtigt man, dass bereits einige Unternehmen aus wirtschaftlichen Gründen erfolgreiche Entwicklungsanstrengungen einstellen mussten, erscheint es aus gesellschaftlicher

Verantwortung geboten, die bislang existierenden öffentlichen Fördermaßnahmen und -projekte weiter zu intensivieren. Entsprechend Kapitel 3.2 ergibt sich mit dem Einsatz eines Wasserelektrolyseurs ein unmittelbar auf Kläranlagen zugeschnittenes Einsatzgebiet. Der Wasserelektrolyseeinsatz auf einer Kläranlage ermöglicht neben der Wasserstoffproduktion im Wesentlichen die synergetische Nutzung des anfallenden Sauerstoffs in der Belebungsstufe als Sauerstoffanreicherung, Reinsauerstoffeintrag als auch der Ozonung und substituiert damit die konventionell energieintensive Belüftung. Die zusätzliche Zwischenspeicherung des Sauerstoffs kann sowohl zur Abdeckung von Frachtspitzen beitragen, als auch seitens des Wasserelektrolyseurs die Nutzung einer nur zeitweise verfügbaren regenerativen Energiequelle ermöglichen. Das breite und flexible Einsatzspektrum der Sauerstoffnutzung eines Wasserelektrolyseurs auf der Kläranlage trägt damit erheblich zur Effizienzsteigerung einer Abwasserreinigungsanlage bei gleichzeitiger Nutzung regenerativer Energiequellen bei. Bislang gibt es lediglich den im Abschnitt 5.1.1 erläuterten Einsatzfall der Kläranlage Barth, der jedoch keine kontinuierliche Sauerstoffintegration bzw. Reinsauerstoffnutzung umgesetzt hat. Zudem sind bislang die unterschiedlichen Optionen zur Bewirtschaftung und Vorhaltung des Sauerstoffs, der Integration in die Abwasserreinigung (bspw. Teilstrombehandlung) sowie die Verfügbarkeit noch nicht im praktischen Einsatz untersucht worden.

Es erscheint zielgerichtet, diese vielversprechende Möglichkeit des synergetischen Zusammenwirkens von elektrolytischer Wasserstofferzeugung und kläranlagenspezifischer Sauerstoffintegration in der angewandten Forschung weitergehend einzusetzen, um belastbare Ergebnisse der Praxis verfügbar machen zu können.

Die technischen Optimierungspotentiale werden in Tabelle 9-1 zusammengefasst.

**Tabelle 9-1: Optimierungspotentiale bei technologischen Entwicklungen und Möglichkeiten zur Wasserstoffherzeugung und –nutzung auf Kläranlagen**

Technik				
	Erzeugung			
<b>Klärgas Dampf- formierung</b> Kapitel 3.1	Energieverluste von 20-30 %	Anforderungen an das Feedgas: - Feinentschwefelung - Siloxan - Trocknung		Aufbereitung aufwendig, da viele Spurengase
<b>Wasserelektrolyse</b> Kapitel 3.2	Wirkungsgrad: 60-70 % Steigerung durch O <sub>2</sub> -Nutzung	Anforderungen an Feed: - DI-Wasser		Aufbereitung von Spurengasen Trocknung
	Speicherung			
<b>Flüssiggas</b> Kapitel 3.4.2	Energieeinsatz 30-80 %	Energiedichte 12 Gew.-%		Speicherverluste: Einige Prozent pro Tag
<b>Druckspeicher</b> Kapitel 3.4.1	Energieeinsatz 14-18 %	Energiedichte 5-6 Gew.-%		
<b>Hydridspeicher</b> Kapitel 3.4.3	Zu hohes Gewicht für mobile Anwendungen außer Schiffe	Energiedichte 6-9 Gew.-%		Garantierte Lebensdauer: < 1.000 - 1.500 Ladezyklen
	Transport			
<b>Pipelines</b> Kapitel 3.4.4	Derzeit noch kein flächendeckendes Versorgungsnetz vorhanden	Erst wirtschaftlich bei großem Bedarf	Hoch-, Mittel- und Nieder- drucknetz analog dem Erdgasnetz	Leckagekontrolle ist aufwendig Hohe Sicherheitsanforderungen
<b>Trailer</b>	Zur Versorgung kleiner Gasmen- gen	Übergangslösung bis Pipeline wirtschaftlich wird		
	Nutzung			
<b>H<sub>2</sub>-BZ</b> Kapitel 4.1.2	Wirkungsgrad 40-70 %	Anforderung-Feed: - sehr hohe Reinheit	Anlaufzeit kurz	Betriebsdauer ca. 3.500 h
<b>CH<sub>4</sub>-BZ</b> Kapitel 4.1.2	Wirkungsgrad 40-65 %	Anforderung-Feed: - Entfernung aller Spurengase	Anlaufzeit Lang	Betriebsdauer ca. 30.000 h
<b>Mobile Nutzung</b> Kapitel 4.2.1.1	Tankstelle Speicher- problematik	Fahrzeug: Geringe Reichweiten Geringe Verfügbar- keit		
<b>H<sub>2</sub>-Motor</b> Kapitel 4.2.2	Wirkungsgrad < 35 %	Anforderung-Feed	Anlaufzeit < 5 Min mit Netzsynchro- nisation	
<b>Methanolsynthese</b> Band II	Wirkungsgrad	Anforderung-Feed	Anforderungen an Materialien und Arma- turen	Katalysatorenstandzeiten Sicherung gegen Leckagen, Vergif- tungsgefahren

### 9.1.2 Politische und rechtliche Optimierungspotentiale

In den für Planung, Genehmigung, Bau und Betrieb zu berücksichtigenden einschlägigen EU-Richtlinien, Gesetzen, Verordnungen, technischen Regeln, Normen und Merkblättern sind bislang teilweise keine hinreichenden spezifischen Vorgaben für Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Transport und Nutzung von Wasserstoff als Energieträger enthalten (vgl. Kapitel 5.1). Diese Situation fehlender bzw. überwiegend unzureichender gesetzlicher Vorgaben führt zu unverhältnismäßigen Aufwendungen bei der Planung, Genehmigung und Realisierung. Im Einzelfall führt dies zu erheblichen Verzögerungen und beachtlichen monetären Aufwendungen, um die bestehenden Lücken in den Gesetzen und Verordnungen durch Einzelfallbetrachtungen bewerten und füllen zu können.

Der Gesetzgeber sollte daher die gesetzlichen Rahmenbedingungen zeitnah den Entwicklungen der angestrebten Wasserstoffinfrastruktur anpassen. Als geeignete kurzfristige Maßnahme wäre die Bündelung und Auswertung von Erkenntnissen und Erfahrungen etc. aus bereits mit dem Thema befassten Arbeitskreisen von Fach- und Berufsverbänden, Forschungs- und Entwicklungsvorhaben sowie von Gutachten und Behördenvertretern angeraten. Hieraus könnten die Grundlagen für die erforderlichen Anpassungen der Gesetze und Verordnungen sowie Erfahrungen aus Genehmigungsverfahren und der Überwachungstätigkeit gezogen werden.

Die nachfolgenden Gesetze dienen unter anderem politisch motivierten Lenkungsmaßnahmen, insbesondere der Förderung regenerativer Energiekonzepte bzw. Maßnahmen zur Effizienzsteigerung (vgl. Kapitel 5.2 bis Kapitel 5.6):

- Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG)
- Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz EEWärmeG)
- Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz KWKG 2002)
- Stromsteuergesetz (StromStG)
- Energiesteuergesetz (EnergieStG).

Da jedoch der Energieträger Wasserstoff, insbesondere dessen Erzeugung auf regenerativer Basis in den vorgenannten Gesetzen, bislang keine hinreichende Berücksichtigung gefunden hat, wird der Einsatz von Wasserstoff entgegen den aus der Energiewende resultierenden Zielsetzungen teilweise erheblich benachteiligt. Diese Situation schwächt die Entwicklungspotentiale regenerativ-wasserstoffbasierter Energiekonzepte ganz erheblich.

Zukünftig könnten auch in der Abwasserwirtschaft weitere Einsatzfälle in Nordrhein-Westfalen hinzukommen, die bezüglich des regenerativ erzeugten Wasserstoffeinsatzes durch die vorgenannten Gesetze benachteiligt werden würden, wie beispielsweise mittels regenerativer Quellen elektrolytisch erzeugter Wasser- und Sauerstoff auf Kläranlagen (vgl.

Kapitel 3.2) oder der Einsatz von Wasserstoff-Brennstoffzellen auf Kläranlagen (vgl. Kapitel 4.1).

Damit der Gesetzgeber in die Lage versetzt wird, die erforderlichen Gesetzgebungsänderungen erkennen und umsetzen zu können, wäre als notwendige kurzfristige Maßnahme eine Bestandserfassung und -bewertung heute und absehbar zukünftig verfügbarer Wasserstoffenergiekonzepte aus regenerativen Quellen angeraten.

**Tabelle 9-2: Optimierungspotentiale bei politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen zur Wasserstoffherzeugung und –nutzung auf Kläranlagen**

<b>Politik</b>	
	<b>Erzeugung</b>
Allgemeine gesetzliche Rahmenbedingungen Kapitel 8.1	Gesetzliche Vorgaben: In Gesetzen und Verordnungen sind bislang überwiegend keine spezifischen Vorgaben für den Bau und Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff als Energieträger enthalten
	<b>Speicherung</b>
Allgemeine gesetzliche Rahmenbedingungen Kapitel 8.1	Gesetzliche Vorgaben: In Gesetzen und Verordnungen sind bislang teilweise keine spezifischen Vorgaben für den Bau und Betrieb von Anlagen zur Speicherung von Wasserstoff als Energieträger enthalten
	<b>Transport</b>
Allgemeine gesetzliche Rahmenbedingungen Kapitel 8.1	Gesetzliche Vorgaben: In Gesetzen und Verordnungen sind bislang teilweise keine spezifischen Vorgaben für den Bau und Betrieb von Anlagen zum Transport von Wasserstoff als Energieträger enthalten
	<b>Nutzung</b>
Allgemeine gesetzliche Rahmenbedingungen Kapitel 8.1	Gesetzliche Vorgaben: In Gesetzen und Verordnungen sind bislang teilweise keine spezifischen Vorgaben für den Bau und Betrieb von Anlagen zur Nutzung von Wasserstoff als Energieträger enthalten
Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien Kapitel 8.2	Regelung fehlt für Nutzung aus regenerativen Quellen erzeugtem Wasserstoff. Generell ist Wasserstoff als Energieträger im EEG nicht berücksichtigt.
Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich Kapitel 8.3	Regelung fehlt für Nutzung aus regenerativen Quellen erzeugtem Wasserstoff. Generell ist Wasserstoff als Energieträger im EEWärmeG nicht berücksichtigt.
Stromsteuergesetz Kapitel 8.5	Regelung für Nutzung aus erneuerbaren Energiequellen erzeugtem Wasserstoff. Generell ist Wasserstoff als Energieträger im StromStG nicht berücksichtigt.
Energiesteuer-gesetz Kapitel 8.6	Regelung für Nutzung aus erneuerbaren Energiequellen erzeugtem Wasserstoff. Generell ist Wasserstoff als Energieträger im EnergieStG nicht berücksichtigt.

### 9.1.3 Ökonomische Optimierungspotentiale

Die bisher eingesetzten Systemkomponenten werden bislang in sehr geringen Stückzahlen produziert bzw. quasi als Prototypen im Rahmen großtechnischer Versuchsanlagen realisiert. Das bedingt daher vergleichsweise hohe Investitionskosten. Es kann davon ausgegangen werden, dass die diesbezüglich hohen Investitionskosten bei steigenden Produktionszahlen im Zuge der Einführung einer umfassenden Wasserstoffinfrastruktur und einer fortschreitenden Entwicklung von Systemkomponenten und Systemprozessen signifikant fallen werden. Ein unmittelbarer Handlungsbedarf erscheint daher aus ökonomischer Sicht im Wesentlichen hinsichtlich der identifizierten technischen Optimierungspotentiale gegeben (vgl. Kapitel 9.1.1). Eine im Zeitverlauf degressiv fallende Anschubfinanzierung oder Steuerbefreiung im mobilen und stationären Bereich könnte den Entwicklungsprozess fördern.

Die vergleichsweise hohen Betriebskosten werden hauptsächlich von geringen Wirkungsgraden der Systemkomponenten bzw. der Systemprozesse beeinflusst. Insoweit werden diesbezüglich die ökonomischen Optimierungspotentiale unmittelbar von technischen Optimierungspotentiale bestimmt. Der hieraus resultierende Handlungsbedarf ist im Kapitel 5 eingehend erläutert.

Die hohen abschreibungsbedingten Jahreskosten werden durch das Zusammenwirken der bislang vergleichsweise hohen Investitionskosten und der im Einzelfall geringen Betriebszeiten hervorgerufen. Insbesondere die geringen Betriebszeiten aufgrund von stör- und optimierungsbedingten Betriebsunterbrechungen sind, soweit diese dem Forschungs- und Entwicklungszielen von Systemkomponenten und Systemprozessen dienen, unvermeidbar und mit hin sogar zwingend erforderlich. Insoweit ist aus den vorliegenden abschreibungsbedingten hohen Jahreskosten bei Forschungsprojekten kein unmittelbarer Handlungsbedarf aus ökonomischer Sicht ableitbar.

Die ökonomische Bilanzierung des Einsatzes regenerativer Quellen bei der Wasserstoffherzeugung würde sich durch die in Kapitel 8 diskutierten Anpassungen der aufgeführten Gesetze erheblich verbessern und den damit verbundenen faktischen ökonomischen Benachteiligung gegenüber fossilen Brennstoffen entgegenreten.

**Tabelle 9-3: Optimierungspotentiale bei ökonomischen Rahmenbedingungen zur Wasserstofferzeugung und –nutzung auf Kläranlagen**

<b>Ökonomie</b>	
	<b>Erzeugung</b>
<b>Dampfreformierung</b>	Hohe Erdgas-, Biogaspreise
<b>Wasserelektrolyse</b>	Nicht wirtschaftlich bei hohem Strompreis
<b>Gasaufbereitung</b>	Aktivkohlereinigung ist teuer
	<b>Speicherung</b>
<b>Flüssiggas</b>	Teuer in Anschaffung und Betrieb
<b>Druckspeicher</b>	Kostengünstige Einführung des 700 bar-Druckniveaus notwendig.
<b>Hydridspeicher</b>	Suche nach kostengünstigen Hydriden
	<b>Transport</b>
<b>Pipelines</b>	Spezifische Kosten hoch bei geringer Auslastung
<b>Trailertransport</b>	Geringe Transportkapazitäten. Durch 700 bar Transport evtl. kostengünstiger.
	<b>Nutzung</b>
<b>H<sub>2</sub>-BZ</b>	Spezifische hohe Investitionskosten (5 - 10.000 €/kW) Betriebskosten durch Gasaufbereitung hoch
<b>CH<sub>4</sub>-BZ</b>	Spezifische hohe Investitionskosten (7-10.000 €/kW) Gasaufbereitungskosten geringer
<b>Tankstelle</b>	Nur wirtschaftlich > 10.000 Tankvorgänge 250 – 350 – 700 bar Tankstellenkosten derzeit rd. > 1.000.000 €
<b>H<sub>2</sub>-Motor</b>	Wirkungsgrad könnte verbessert werden Nur wenige Prototypen bisher erstellt
<b>Methanolsynthese</b>	Bisher keine technische Anlage für Biogassynthese vorhanden.

### 9.1.4 Ökologische Optimierungspotentiale

Prinzipiell ergeben sich beim Einsatz der Wasserstofftechnologie keine wesentlichen ökologischen Optimierungspotentiale im Vergleich zur bisherigen konventionellen Technologien der Energiewirtschaft.

Ausschlaggebend sind hinsichtlich der Wasserstofferzeugung jedoch in erster Linie die eingesetzten Energiequellen sowie der Einsatz an Verbrauchsmaterialien. Beispielsweise ergibt sich bei der Dampfreformierung eine ökologisch negative Bilanzierung bezüglich der CO<sub>2</sub>-Emission, sofern fossiles Erdgas anstelle regenerativ erzeugten Biogases eingesetzt wird. Entsprechend ergibt sich auch bei der Wasserelektrolyse eine ökologisch negative Bilanzierung, wenn fossil oder atomar erzeugte elektrische Energie anstelle regenerativ erzeugter elektrischer Energie eingesetzt wird. Steigende Anforderungen an die Wasserstoffgasqualität bedingen zusätzlichen Energie- und Materialeinsatz (Kondensationskolonnen, Aktivkohlefiltration, etc.) und damit auch ökologische Nachteile durch eine zusätzliche Ressourcenbeanspruchung. Die Aufwendungen zur Speicherung von Wasserstoff werden von dem gewählten Verfahren der Wasserstofferzeugung, des geforderten Speicherdrucks bzw. des geforderten Wasserstoffaggregatzustand (gasförmig oder flüssig) bestimmt, was unterschiedlich hohen Energie- und damit Ressourceneinsatz erforderlich macht. Der Handlungsbedarf beschränkt sich insoweit allgemein auf den Einsatz regenerativer Energiequellen zur Wasserstofferzeugung und dem allgemeinen Ziel, die Wasserstoffaufbereitung und Wasserstoffspeicherung auf das anwendungsspezifisch notwendige Maß zu begrenzen.

Vereinzelt mussten in der Vergangenheit bereits aufgrund regional großer Windstärken (überwiegend küstennahe Bereiche), unzureichend bestehender überregionaler elektrischer Versorgungsnetze und regional geringen Energiebezugs zeitweise die Leistung von Windkraftanlagen und –parks reduziert werden. Selbst wenn künftig überregionale elektrische Versorgungsnetze ausgebaut würden, könnte der angestrebte weitere Ausbau von Windkraftanlagen und –parks dazu führen, dass weiterhin Windkraftanlagen zeitweise bei steigenden Windstärken abgeschaltet werden müssten. Der Einsatz von Wasserelektrolyseuren zur Wasserstofferzeugung könnte diese Erzeugungsüberschüsse aus ökologischer Sicht sinnvoll nutzen. Diesbezüglich wäre es zweckmäßig zu prüfen und festzustellen, welche Bezugskosten für die Abnahme von vergleichbaren Erzeugungsüberschüssen mindestens notwendig würden, um daraus den ökonomischen und ökologischen Nutzen identifizieren zu können.

**Tabelle 9-4: Optimierungspotentiale bei ökologischen Auswirkungen der Wasserstoffherzeugung und –nutzung auf Kläranlagen**

<b>Ökologie</b>	
	<b>Erzeugung</b>
<b>Dampferformierung</b>	<p style="text-align: center;"><b>CH<sub>4</sub>-Quelle</b> Einsatz von fossilem Erdgas anstelle Biogas ist zu vermeiden</p>
<b>Wasserelektrolyse</b>	<p style="text-align: center;"><b>Energiequelle</b> Einsatz fossil / atomar erzeugter elektrischer Energie anstelle regenerativ erzeugter elektrischer Energie ist zu vermeiden</p>
<b>Gasaufbereitung</b>	<p style="text-align: center;"><b>Energie- und Materialinput</b> Hoher Aufwand in der Gasaufbereitung und somit im Ressourcenverbrauch</p>
	<b>Speicherung</b>
<b>Flüssiggas</b>	<p style="text-align: center;"><b>Energieinput</b> Umwandlung in Flüssiggas bedingt zusätzliche Energieaufwendungen und Ressourcenbeanspruchung</p>
<b>Druckspeicher</b>	<p style="text-align: center;"><b>Energieinput</b> Erhöhung der Wasserstoffdichte bedingt zusätzliche Energieaufwendungen und Ressourcenbeanspruchung</p>

## 9.2 Zusammenfassender Handlungsbedarf und Empfehlungen

Aus den aktuellen technischen sowie gesellschaftlichen Rahmenbedingungen und Optimierungspotentiale ergibt sich ein vielfältiger Handlungsbedarf. Hierbei ist vor allem das Ineinandergreifen der unterschiedlichen Einflussfelder zu berücksichtigen.

Es gibt Optimierungspotentiale und entsprechenden Handlungsbedarf, die mit dem Ziel der Einführung einer wasserstoffbasierten Energieinfrastruktur allgemein bzw. gesamtwirtschaftlich verbunden sind. Es sind dies bspw. die Wirkungsgrad- und Verfügbarkeitssteigerung von Systemkomponenten in den Bereichen Wasserstofferzeugung, -speicherung, -transport und -nutzung, der Ausbau von Wasserstoffnetzen, die Berücksichtigung von Belangen der Wasserstoffwelt in Gesetzen und Verordnungen sowie die steuerliche Gleichstellung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff als Energieträger, die Optimierungs- und Ausbaupotenziale öffentlich geförderter Maßnahmen u. v. m..

Diese allgemeinen Optimierungspotentiale können jedoch durch den Einsatz von Wasserstoff auf Kläranlagen nicht wesentlich behoben oder gar ausgeräumt werden. Die Handlungsempfehlungen zum Wasserstoffeinsatz auf Kläranlagen müssen sich daher auf die mit den Kläranlagen notwendigerweise verknüpften Einsatzgebiete oder Zielsetzungen beziehen. Deshalb konzentriert sich der aktuelle Handlungsbedarf in Nordrhein-Westfalen im Bereich der Abwasserwirtschaft auf folgende Bereiche:

1. Fortführung und Intensivierung der begonnenen Projekte (Kapitel 5) sowie Implementierung neuer Wasserstoffdemonstrationsvorhaben, Erweiterung der öffentlich geförderten Vorhaben der angewandten Forschung wie bspw. der Einsatz eines mit regenerativer Energiequelle gespeisten Wasserelektrolyseures zur Wasserstofferzeugung und synergetischer Integration der Sauerstoffnutzung im Abwasserreinigungsprozess. Diese Methodik der Wasserstofferzeugung in Verbindung mit der gleichermaßen ökonomisch und ökologisch synergetischen Sauerstoffnutzung innerhalb der Kläranlage ist ausschließlich in einer Abwasserreinigungsanlage anwendbar und bietet daher eine landesweite Übertragbarkeit (siehe Kapitel 3.2).
2. Bündelung und Auswertung von Erkenntnissen und Erfahrungen etc. aus Demonstrationsvorhaben auf Kläranlagen (Kapitel 5) bezüglich Optimierung von Gesetzen und Verordnungen, insbesondere in Bezug auf Genehmigungsverfahren auch unter enger Zusammenarbeit mit Behördenvertretern. Die bestehenden Gesetze führen faktisch zu einer Benachteiligung wasserstoffbasierter Energiekonzepte. Dies trifft im Bereich der Abwasserreinigung insbesondere die wasserstoffbasierten Alternativen zu konventionellen Faulgasnutzungskonzepten (Faulgas-BHKW). Insoweit werden die Anstrengungen zur Berücksichtigung von wasserstoffbasierten Energiekonzepten in den einschlägigen Gesetzen auch der Abwasserwirtschaft von Nutzen sein können (siehe Kapitel 9.1.1). Damit der Gesetzgeber in die Lage versetzt wird, die erforderlichen Gesetzgebungsänderungen erkennen und umsetzen zu können, ist als notwendige

kurzfristige Maßnahme eine Bestandserfassung und -bewertung heute und absehbar zukünftig verfügbarer Wasserstoffenergiekonzepte aus regenerativen Quellen ange-raten,

Zur Steigerung der Akzeptanz hinsichtlich der Entwicklung und Nutzung muss grundsätzlich der Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur, mit entsprechenden Knotenpunkten, vorangetrie-ben werden. Mit einer politisch geförderten H<sub>2</sub>-Infrastruktur kann der Anreiz zur Steigerung der Betriebsfähigkeit und Marktverfügbarkeit auf Herstellerseite sowie nachlaufend zur Nut-zung auf Betreiberseite gesteigert werden. Der Beitrag der Abwasserbeseitigung ist dabei im Wesentlichen auf die Umsetzung von Demonstrationsvorhaben und die Nutzung entwickelter Technologien beschränkt, allerdings mit dem Vorteil eines weitreichenden Anwendungsfel-des und damit der Möglichkeit zur pilothaften Implementierung von Gesamtkonzepten samt Abbildung und Lösung der grundsätzlich aus Schnittstellenanpassungen resultierenden Her-ausforderung.

## 10 Literaturverzeichnis

1. Campbell, C. J.: the association for the study of peak oil and gas. (2009)
2. Radke, S.: Verkehr in Zahlen 2009/2010. Deutscher Verkehrs-Verlag, Hamburg (2009)
3. Bayer, W.: Energie auf einen Blick., Wiesbaden (2009)
4. Netzwerk Brennstoffzelle und Wasserstoff NRW: Wasserstoff - Schlüssel zu weltweit nachhaltiger Energiewirtschaft - Beispiele aus NRW von der Produktion zur Anwendung. Broschüre, Ministerium für Mittelstand und Energie NRW - [www.exzellenz.nrw](http://www.exzellenz.nrw) (2009)
5. Geitmann, S. In: H<sub>2</sub>-Hydrogenität der Wasserstoffguide. (Accessed 2010) Online: <http://www.hydrogenit.de/wasserstoff.htm>
6. WS-Reformer: Dokumentation WSFloX-Reformer m100., Renningen (2007)
7. WS-Reformer: Dezentrale Reformierung. In: <http://www.wsreformer.com>. (Accessed 2010)
8. Weber, R.: Wasserstoff: wie aus Ideen Chancen werden IZE-Reportagen edn. IZE, Informationszentrale der Elektrizitätswirtschaft, Frankfurt (1988)
9. Hydrogenics: Produktbeschreibung HySTA- 60., Gladbeck (2010)
10. Hydrogenics: Alkaline electrolyser HySTAT - Hydrogenics. (Accessed 2010) Online: [http://www.hydrogenics.com/hydro/hystat\\_a](http://www.hydrogenics.com/hydro/hystat_a)
11. Wedeco: Produktbeschreibung Ozongenerator SMO 900 S., Herford (2010)
12. Tonn, A., Junge, H.: Photokatalytische Spaltung von Wasser - Light2Hydrogen-Projekt. Hzwei - Das Magazin für Wasserstoff und Brennstoffzellen, 12-13 (Januar 2011)
13. Junge, H.: Light2Hydrogen. (2011)
14. Rössler, J., Messerer, S.: Brennstoffzellentechnik Herstellung von Wasserstoff. Studienarbeit, Darmstadt (2005)
15. Pregger, T., Graf, D., Kreiwitt, W., Sattler, Christian, Möller, S.: Perspektiven solarthermischer Verfahren zur Wasserstoffherzeugung., Deutsches Zentrum für Luft

- und Raumfahrttechnik e.V., Stuttgart (2008)
16. Krewitt, W., Schmid, S.: Fuel Cell technologies and hydrogen production/distribution options. Abschlussbericht, Stuttgart (2005)
  17. Rölle, R., Götzelmann, W.: Erfahrungen bei dem Pilotprojekt Vergasung von Klärschlamm., Dr.-Ing. W. Götzelmann & Partner, Stuttgart (2002)
  18. Greil, C., Hirschfelder, H.: Brenngas aus Reststoffen. Vieweg Verlag (Entsorgungspraxis), Wiesbaden (1999)
  19. Netz, H.: Verbrennung und Gasgewinnung bei Festbrennstoffen. Techn. Verlag Resch, München (1982)
  20. Tramm-Werner, D.: Wasserstoffproduktion in hochzellichten Rhodobacterkulturen. (1998)
  21. Müllner, T., Happe, K.: Biokraftstoffe aus Algen-Photobiologische Wasserstoffproduktion und CO<sub>2</sub>-Fixierung., Bochum (2003) 153-164
  22. VDI-Nachrichten: Algen produzieren Energie - Energieforschung: Wasserstoff wird regenerativ erzeugt - Vorstufe der industriellen Herstellung. VDI Nachrichten Chemnitz, 1 (18.06.2004)
  23. top\_agrar\_online: In Köthen entsteht neuartiger Algen-Reaktor. In: top agrar online. (Accessed March 08, 2011) Online: <http://www.topagrar.com/news/Neue-Energie-News-In-Koethen-entsteht-neuartiger-Algen-Reaktor-316436.html>
  24. Cusick, R. D., Bryan, B., Parker, D. S., Merrill, M., Mehanna, M., Kiely, P. D., Liu, G., Logan, B. E.: Performance of a pilot-scale continuous flow microbial electrolysis cell fed winery wastewater. Applied Microbiol. Biotechnol. 89(6), 2053–2063 (2011)
  25. Hobein, B.: Physical Hydrogen Storage Technologies - a Current Overview Hydrogen anf Fuel Cells edn. Wiley-Vch Verlag, Weinheim (2010)
  26. Trage, S.: Erneuerbare Energien und der Wachstumsmarkt der Smart Grids. Pictures of the Future, 2 (2009)
  27. Stolten, D.: Hydrogen and Fuel Cells, Fundamentals, Technologies and Applications. Wiley-Vch Verlag GmbH & Co KG, Weinheim, Weinheim (2010)

28. Möller, S.: Energiespeicherung des 21. Jahrhunderts – Wasserstoff H<sub>2</sub>., p.22 (2007)
29. Wolf, J.: Verflüssigung und Speicherung von Wasserstoff. Energiewelt Wasserstoff, TÜV Süddeutschland Holding AG (2010)
30. Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband e.V. (DWV): <http://www.dwv-info.de/>. (Accessed 2010) Online: [http://www.dwv-info.de/wissen/fakten\\_mythen.html#Mythen%20JT](http://www.dwv-info.de/wissen/fakten_mythen.html#Mythen%20JT)
31. Mezger, T.: Verflüssigung von Wasserstoff., München (2004)
32. Wietschel, M., Bünger, U.: Vergleich von Strom und Wasserstoff als CO<sub>2</sub>-freie Endenergieträger, Endbericht Studie im Auftrag der RWE AG., Karlsruhe (2010)
33. Neubauer, Severin: Vergleich von Energiesystemen zum Antrieb von Elektrofahrrädern unter Einbeziehung einer Brennstoffzelle als Hybridsystem. [http://www.extraenergy.org/files/Diplomarbeit\\_Severin\\_Neubauer\\_2006\\_BZ\\_Akku\\_bike.pdf](http://www.extraenergy.org/files/Diplomarbeit_Severin_Neubauer_2006_BZ_Akku_bike.pdf), Berlin (25.10.2006)
34. Akiba, E.: Metal Hydrides. In : Hydrogen and fuel cells. Wiley-Vch, Weinheim (2010) 395-413
35. Linde Group: Der Energieträger Wasserstoff: Emissionsarme und effiziente Mobilität. [http://www.whec2010.com/fileadmin/Content/Press/Press\\_Conference/WHEC2010PM\\_Linde\\_Papier\\_H2\\_dt.pdf](http://www.whec2010.com/fileadmin/Content/Press/Press_Conference/WHEC2010PM_Linde_Papier_H2_dt.pdf) (2010)
36. Gottsberg, U.: Leckfrüherkennung in Pipelines. Die neue Generation von Lecksuchmolchen. Mehr Sicherheit durch Multi-Spektral-Analyse. 3R International, 31-35 (2010)
37. DieBrennstoffzelle.de: DieBrennstoffzelle.de. (Accessed April 07, 2000-2011) Online: <http://www.diebrennstoffzelle.de/wasserstoff/speicherung.shtml>
38. Rieke, S.: Regenerative Vollversorgung – von der Vision zur Praxis. In : Vortrag, Hannover, 4.4.2011, Hannover, p.19 (2011)
39. Solarfuel: Auszeichnung für neue Technik zur Speicherung von Ökostrom - SolarFuel erhält Hauptpreis der deutschen Gaswirtschaft. Presseinformation der Solarfuel, 1 (2010)

40. juwi; Solarfuel: Erdgas aus Ökostrom-juwi und SolarFuel testen Verfahren zur Stromspeicherung. Presseinformation, 1 (21. März 2011)
41. Borm, O.: Ansatz zur regenerativen Herstellung von Methan. (2007)
42. DWA: DWA-M 299 - Einsatz von Brennstoffzellen auf Kläranlagen., Hennef (2006)
43. Ledjeff-Hey, K., Mahlendorf, F., Roes, J.: Brennstoffzellen. Entwicklung, Technologie, Anwendung. Müller Verlag, Heidelberg (2006)
44. Renewable Energy Institute (Accessed 2006) Online:  
<http://www.molten carbonate fuel cell.com/>
45. Pawlik, J., Henschel, C.: Fuel Membrane-Electrode-Assemblies for Reformed Hydrogen Fuel Cells (RHFC). In : Fuel Cell Seminar, San Antonio, Texas, USA (2004)
46. Bewag: Erfahrungsbericht Brennstoffzellen-Demonstrationsprojekt 2000-2003.
47. Nature: Assault on batteries. Nature, 1046-1047 (2006)
48. MTU Onsite Energy GmbH - Fuel Cell Systems: Firmenmitteilung., München (Dezember 2010)
49. Patel, P., Lipp, L., Jahnke, F., Holcomb, F., Abdallah, T., Heydorn, E.: Co-production of Renewable Hydrogen and Electricity: Technology Development and Demonstration. In : Fuel Cell Seminar and Exposition Successes, Orlando (2009)
50. Foster, B.: Clean Power from Commercial Stationary Fuel Cell Systems using waste-derived Fuels. In : IPHE Briefing – Joint 12th IPHE Implementation and Liaison (ILC) & Steering Committee (SC) Meeting, Washington, DC (2009)
51. VIK: Brennstoffzellen., Essen (1999)
52. Steinborn, F.: Brennstoffzelle als Blockheizkraftwerk (BHKW). (Accessed 2002) Online:  
[http://www.bhkw-info.de/brennstoffzellen/uebersicht/brennstoffzelle\\_bhkw.html](http://www.bhkw-info.de/brennstoffzellen/uebersicht/brennstoffzelle_bhkw.html)
53. Metzger, J.: Untersuchung der Stoffumsätze an mit Methan betriebenen Festelektrolyt-Brennstoffzelle. Universität Erlangen-Nürnberg, Erlangen-Nürnberg (1998)
54. Donnerbauer, R.: PEM-Brennstoffzelle setzt sich zunehmend durch. VDI-Nachrichten(47) (2002)

55. Agis, H.: Energieoptimierung in Kläranlagen unter Berücksichtigung der Faulgasnutzung., Tulln (2001)
56. Thomé-Kozmienski, K. H.: Biologische Abfallbehandlung. EF-Verlag für Energie- und Umwelttechnik, Berlin (1995)
57. Godehardt, K., Köhler, H.: Emissionsminderungen bei der Verbrennung von Klärgas in Gasmaschinen. Korrespondenz Abwasser, 778 ff. (1991)
58. Kraus: Persönliche Mitteilung. MTU Friedrichshafen GmbH, Friedrichshafen (1999)
59. Langes: Persönliche Mitteilung. Siemens AG (Juli 2001)
60. Martin, P., Ellersdorfer, E., Zemann, A.: Auswirkung flüchtiger Siloxane in Abwasser und Klärgas auf Verbrennungsmotoren. Korrespondenz Abwasser, 1574 ff. (1996)
61. ONSI: Betriebs- und Wartungshandbuch der PC 24.
62. Winkelmann: Biogasnutzung in der Brennstoffzelle. In : Einsatz von Brennstoffzellen - 6. Fachforum OTTI Technologie-Kolleg, Leipzig (1999)
63. Dienhart, H., Pehnt, M., Nitsch, J.: Vorgaben für MCFC-Feed-Gas. DLR, Stuttgart (1999)
64. Wellinger, A.: Neue Entwicklungen der Biogasaufbereitung. In : Biogas - Brennstoffzellen Systeme; Symposium über den Stand der Entwicklung und die Perspektiven, Steyer (2001)
65. Srinivasan, D.: Overview of Fuel Cell Technology. Fuel Cell Systems Parthasarathy Plenum Press, New York (1993)
66. United States Department of Energy: Fuel Cell Handbook - 5th edition. United States Department of Energy - Office of Fossil Energy, Morgantown (2000)
67. Koschowitz: Einsetzbare Energieträger - Erdgas. Energiebertatung GmbH, Essen (1999)
68. Keicher, K., Krampe, J., Rott, U., Ohl, M., Blesl, M., Fahl, U.: Systemintegration von Brennstoffzellen auf Kläranlagen – Potenzialabschätzung für Baden-Württemberg. Schlussbericht, Stuttgart (2004)

69. Logan, B., Hamelers, H., Rozendal, R., Schröder, U., Keller, J., Freguia, S., al., e.: Microbial fuel cells: methodology and technology. *Environmental Science & Technology* 40(17), 5181–5192
70. Fakultät für Biologie: [www.uni-duesseldorf.de](http://www.uni-duesseldorf.de). Online: <http://www.uni-duesseldorf.de/WWW/MathNat/Biologie/Didaktik/Zellatmung/dateien/atmung.html>
71. Kim, B., Chang, S., Gadd, G.: Challenges in microbial fuel cell development and operation. *Applied Microbiology and Biotechnology* 76, 485–494 (2007)
72. Logan, B., Hamelers, H., Rozendal, R., Schröder, U., Keller, J., Freguia, S., al., e.: Microbial fuel cells: methodology and technology. *Environmental Science & Technology* 40(17), 5181–5192 (2006)
73. Liu, H., Cheng, S., Logan, B.: Production of electricity from acetate or butyrate using a single-chamber microbial fuel cell. *Environmental Science & Technology*(39), 658–662 (2005)
74. Rabaey, K., Clauwaert, P., Aelterman, P., Verstraete, W.: Tubular microbial fuel cells for efficient electricity generation. *Environmental Science & Technology* 39(20), 8077–8082 (2005)
75. Hoogers, G.: *Fuel Cell Technology Handbook*. CRC Press, Boca Raton (2003)
76. Larminie, J., Dicks, A.: *Fuel Cell Systems Explained*. John Wiley & Sons, Chichester (2000)
77. Bard, A., Faulkner, L.: *Electrochemical Methods: Fundamentals and Applications* 2nd edn. John Wiley & Sons, New York (2001)
78. Rabaey, K., Boon, N., Siciliano, S., Verhaege, M., Verstraete, W.: Biofuel cells select for microbial consortia that self-mediate electron transfer. *Applied and Environmental Microbiology*(70), 5373–5382 (2004)
79. Park, D., Zeikus, J.: Improved fuel cell and electrode designs for producing electricity from microbial degradation. *Biotechnology and Bioengineering*(81), 348–355. (2003)
80. Park, D., Laivenieks, M., Guettler, M., Jain, M., Zeikus, J.: Microbial utilization of electrically reduced neutral red as the sole electron donor for growth and metabolite production. *Appl. and Environmental Microbiology*(65), 2912–2917 (1999)

81. Liu, H., Logan, B.: Electricity generation using an air-cathode single chamber microbial fuel cell in the presence and absence of a proton exchange membrane. *Environmental Science & Technology*(38), 4040–4046 (2004)
82. Cheng, S., Liu, H., Logan, B.: Power densities using different cathode catalysts (Pt and CoTMPP) and polymer binders (Nafion and PTFE) in single chamber microbial fuel cells. *Environmental Science & Technology*(40), 364–369 (2006)
83. Liu, H., Ramnarayanan, R., Logan, B.: Production of electricity during wastewater treatment using a single chamber microbial fuel cell. *Environmental Science & Technology*(28), 2281–2285 (2004)
84. Bullen, R., Arnot, T., Lakeman, J., Walsh, F.: Biofuel cells and their development. *Biosensors and Bioelectronics*(21), 2015–2045 (2006)
85. Cheng, S., Liu, H., Logan, B.: Increased power generation in a continuous flow MFC with advective flow through the porous anode and reduced electrode spacing. *Environmental Science & Technology*(40), 2426–2432. (2006)
86. Rabaey, K., Verstraete, W.: Microbial fuel cells: novel biotechnology for energy generation. *Trends in Biotechnology* 23(6), 291–298 (2005)
87. Rabaey, K., Lissens, G., Verstraete, W.: Microbial fuel cells: performances and perspectives.
88. Tchobanglous, G., Burton, F. L.: *Wastewater Engineering, Treatment, Disposal, Use* 3rd edn. McGraw-Hill, New York (1991)
89. Rabaey, K., Ossieur, W., Verhaege, M., Verstraete, W.: Continuous microbial fuel cells convert carbohydrates to electricity. *Water Science & Technology* 52(1), 512–523 (2005)
90. Bond, D. R., Holmes, D. E., Tender, L. M., Lovley, D. R.: Electrode-reducing microorganisms that harvest energy from marine sediments. *Science* 295(5554), 483–485 (2002)
91. Min, B., Logan, B.: Continuous electricity generation from domestic wastewater and organic substrates in a flat plate microbial fuel cell. *Environmental Science & Technology* 38(21), 5809–5814 (2004)

92. Feng, Y., Wang, X., Logan, B., Lee, H.: Brewery wastewater treatment using air-cathode microbial fuel cells. *Applied Microbiology and Biotechnology* 78, 873–880 (2008)
93. Metzger, U., Le-Clech, P., Stuetz, R., Frimmel, F., Chen, V.: Characterisation of polymeric fouling in membrane bioreactors and the effect of different filtration modes. *Journal of Membrane Science* 301, 180–189 (2007)
94. Angenent, L., Karim, K., Al-Dahhan, M., Wrenn, B., Domínguez-Espinosa, R.: Production of bioenergy and biochemicals from industrial and agricultural wastewater. *Trends in Biotechnology* 22(9), 477–485 (2004)
95. Neitzel, V., Iske, U.: *Abwasser – Technik und Kontrolle*. Wiley-CVH, Weinheim (1998)
96. Pham, T., Rabaey, K., Aelterman, P., Clauwaert, P., De Schampelaire, L., Boon, N., Verstraete, W.: Microbial Fuel Cells in Relation to Conventional Anaerobic Digestion Technology. *Engineering in Life Sciences*(6), 285–292 (2006)
97. Salchenegger, S.: Emissionen von Wasserstofffahrzeugen - Abschätzung der Emissionen von wasserstoff- und benzenstoffzellenbetrieben Fahrzeugen. Umweltbundesamt Österreich, Wien (2006)
98. Kunze, J., Stimming, U.: *Energietechnologie: Elektrochemie gegen Wärmekraftmaschinen - ein Tribut an Wilhelm Ostwalds visionäre Aussagen*. *Angewandte Chemie*, 9394-9401 (2009)
99. BMW Group: [www.bmw.de](http://www.bmw.de). (Accessed 2006)
100. Eichseder, H., Klell, A.: *Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik*. Vieweg + Teubner Verlag, Wiesbaden (2008)
101. Erren, R.: Der Erren-Wasserstoffmotor. *Automobiltechnische Zeitschrift ATZ* 41, 523-524 (1939)
102. Mergel, J., Wilhelm, J.: *DMFC Hybridsysteme für leichte Traktion.*, Forschungszentrum Jülich (2010)
103. Tillmetz, W., Benz, U.: Methanol Fuel Cell Power Train. In : *European Biofuel Congress*, Essen (2006)

104. DWV: H2-ROADMAP, AP1 "PRINZIPIELLE ANFORDERUNGEN AN DIE INFRASTRUKTUR". Studie des DWV, Berlin (2003)
105. EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S.2074), zuletzt geändert durch das Gesetz vom 11. August 2010 (BGBl. I S. 1170). (2010)
106. EEWärmeG: Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vom 7. August 2008 (BGBl. I. S. 1658), das durch Artikel 3 des Gesetzes vom 15. Juli 2009 (BGBl. I S. 1804) geändert worden ist. (2009)
107. KWKG: Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870) geändert worden ist. (2010)
108. StromStG: Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378), das zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 15. Juli 2009 (BGBl. I S. 1870) geändert worden ist. (2009)
109. EnergieStG: Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660; 1007), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 1. März 2011 (BGBl. I S. 282) geändert worden ist. (2011)
110. Stadt Stuttgart In: <http://www.stuttgart-baut.de>. (Accessed 2010) Online: [http://www.stuttgart-baut.de/bauprojekte.cgi?a=projekt\\_uebersicht&id=255](http://www.stuttgart-baut.de/bauprojekte.cgi?a=projekt_uebersicht&id=255)
111. Kraft, A., Meyer, H., Rossol, D.: Nutzung von Erdgas und Wasserstoff aus Faulgas zur Fahrzeugversorgung. KA – Abwasser, Abfall 2004 (51) Nr. 6, 657-663 (2004)
112. Saure, T.: Erfahrungen mit der klärgasbetriebenen Brennstoffzelle Rodenkirchen. In Rheinenergie, ed. : BioBZ-Workshop , Potsdam (2005)
113. TBE: Abschlussbericht zum Betrieb der Brennstoffzellenanlage im Klärwerk Köln-Rodenkirchen, Berichtszeitraum März 2000 bis April 2009. (2010)
114. Böcker, K., Brandenburg, H., Hiller, R., Schröder, M.: Einsatz von Brennstoffzellen auf Kläranlagen. KA – Abwasser, Abfall 2004 (51) Nr. 6, 650-656 (2004)
115. Bode, M.: Custom made solutions for high-potential fuel cell applications based on mcfc., CREA Fair, Verona (2008)
116. Hydro Ingenieure: Klärwerk Ahlen - Die Einbindung der Brennstoffzelle. Online: <http://www.hydro->

- ingenieure.de/img/pdf\_brennstoffzelle/Einbindung\_Brennstoffzelle.pdf
117. Böning, T., Lohse, M., Döding, B.: Erfahrungen mit einer Hochtemperaturbrennstoffzelle auf der Kläranlage Ahlen. In : Stuttgarter Berichte zur Siedlungswasserwirtschaft. Oldenburg Industrieverlag GmbH, München (2007) 69-81
  118. Dunker, R.: Klärgas Erfolgreicher Einsatz in Ahlen. Brennstoffzellen Magazin (2005)
  119. CETaqua: [www.life-greenlysis.eu](http://www.life-greenlysis.eu). (Accessed Januar 17, 2011) Online: [www.life-greenlysis.eu](http://www.life-greenlysis.eu)
  120. FuelCell Energy: 1-MW fuel cell cogenerational project, Sierra Brewing Co., Chico, California. Power - Business and technology for the global generation industry (2006)
  121. Stahl, J.: The Power of Innovation — Antelope Valley Green Energy Program. American Academy of Environmental Engineers (2006)
  122. Clean Water Clean Energy: Palmdale's Water Treatment Plant. Energy & Power Management (2005)
  123. Kenji Yago, Y.: Fuel Cell for Sludge-gas Utilization System. UJI ELECTRIC JOURNAL ( 2002)
  124. Sweet, W.: A Connecticut Fuel Cell In South Korea's Grid. *iee Spectrum* (2008)
  125. Waste Energy Solutions In: <http://www.fromwastetoenergy.com>. (Accessed 2005)
  126. Eschbach, S.: FuelCell Energy Power Plant Fueled with Sewage Digester Gas Certified Efficient, Grid-Safe and Ultra-Clean by Key Japanese Industry Group. *Business Wire* (2006)
  127. King County; FuelCell Energy; U.S. Environmental Protection Agency; CH2M HILL; Brown and Caldwell; Hawk Mechanical: King County Fuel Cell Demonstration Project., Seattle (2006)
  128. Hong, S.-A.: Hydrogen & Fuel Cell Activities in Korea. In : National RD&D Organization for Hydrogen and Fuel Cell (2006)
  129. Los Angeles Department of Water and Power: LADWP Fuel Cell Demonstration Project., Los Angeles (2004)

130. UTC Power: The New York Power Authority (NYPA) Creates Clean Power with Free Fuel from Anaerobic Digester Gas. UTC Power Press Releases (2005)
131. Sanger, D.: CHP Case Studies in the Pacific Northwest., Columbia (2005)
132. FueCell Energy: FuelCell Energy to Power Wastewater Treatment Plant With 1.0 MW of Renewable Power. (2007)
133. Infusino, B.: GREEN POWER. GOVERNMENT & INFRASTRUCTURE, 17-18 (2010)
134. Hornbacher, H.: Biogas-Netzeinspeisung. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 19(BMVIT Österreich) (2005)
135. bte, EGLV: Energetische Optimierung einer Kläranlage unter besonderer Berücksichtigung der Energieträger Erdgas und Wasserstoff (EuWaK). Abschlussbericht zu Phase I, Beratungsteam Energie und Verfahrenstechnik, Emschergenossenschaft, Essen, Aachen (2008)
136. Altmann, M., Landinger, H., Weindorf, W., Wurster, R., Zerta, M.: H2-ROADMAP-AP1 "PRINZIPIELLE ANFORDERUNGEN AN DIE INFRASTRUKTUR"., Berlin, Ottobrunn (2003)
137. Crotofino, F., Donadei, S., Bünger, U., Landinger, H.: Large-Scale Hydrogen Underground Storage for Securing Future Energy Supplies. In : 18th World Hydrogen Energy Conference 2010, Essen (2010)
138. Wolf, J.: Elemente der Wasserstoff-Infrastruktur von der Herstellung bis zum Tank - Medienforum Deutscher Wasserstofftag. In : Handout zum Vortrag von Dr. Joachim Wolf, Executive Director Hydrogen Solutions, Linde Gas, München (2009)
139. Kramer Bauunternehmung: Geprüfte Schlußrechnung zum Bau der Gasrohrleitungen im EuWaK-Projekt Kläranlage Bottrop. (27.02.2008)
140. we-consult In: [www.we-consult.eu](http://www.we-consult.eu). (Accessed 2010) Online: [http://www.we-consult.eu/de/references\\_archive.php#movie\\_start](http://www.we-consult.eu/de/references_archive.php#movie_start)
141. Rode, G.: Dokumentation Bau einer Gasaufbereitungsanlage - Gasrohrleitungen Kläranlage Bottrop., Emschergenossenschaft (2007)
142. Plümecke, K.: Preisermittlung für Bauarbeiten 24th edn. Verlagsgesellschaft Rudolf

- Müller, Köln (1995)
143. Höhle, B., Grube, T., Reijerkerk, J., Aicher, T.: Wasserstofflogistik – verteilen, speichern und betanken. FVS Themen 2004, 152-161 (2004)
144. Reijerkerk, Valentin, Rechler: Diplomarbeiten., München
145. Budge, R., Ramesohl, S., Rostrup-Nielsen, J., Scheuerer, K., Stevens, P., Wolf, J.: Key questions to be solved to develop an EU Hydrogen Policy. In : The Hydrogen Economy – a Bridge to Sustainable Energy, Brüssel (2003)
146. The National Academies Press: The Hydrogen Economy. National Research Council and National Academy of Engineering ( 2004)
147. Garcke, J.: Batteriesysteme als Speicheroption im Energiesystem der Zukunft. In : 10. Jahrestreffen des NRW-Netzwerks Brennstoffzellen und Wasserstoff, Düsseldorf (2010)
148. Frank Richert, G.: Mit Windenergie ins Solarzeitalter – Offshore Windparks zur Wasserstoffherzeugung. [http://www.oecos.com/CEM/cem8-1\\_richert.htm](http://www.oecos.com/CEM/cem8-1_richert.htm) (2008)
149. Chena, Z., Poa, F., Gracea, J., Lima, C., Elnashaieb, S., Mahecha-Botero, A., Rakiba, M., Shirasakic, Y., Yasudac, I.: Sorbent-enhanced/membrane-assisted steam-methane reforming. Chemical Engineering Science 63 (2008) 170 – 182, 170-182 (2008)
150. Richert, F., GEO-mbH, Enge-Sande: Mit Windenergie ins Solarzeitalter – Offshore Windparks zur Wasserstoffherzeugung. Workshop-Bericht, 5./6. September 2002, Universität Lüneburg (2002)
151. Energieportal24: Wasserstofftankstelle in Barth/Mecklenburg-Vorpommern. In: [http://www.energieportal24.de/artikel\\_488.htm](http://www.energieportal24.de/artikel_488.htm). (Accessed Februar 11, 2003)
152. Schröder, U.: From Wastewater to Hydrogen: Biorefineries Based on Microbial Fuel-Cell Technology. Chemistry & Sustainability Energy & Materials 1(4), 281–282 (2008)
153. Emschergenossenschaft: Entwicklung einer Pilotanlage zur biologischen Wasserstoffproduktion (Pilot BioHyMeth) - Antrag auf Gewährung einer Zuwendung. (2008)
154. Mazurkevich, A.: Eisenerz macht Nabucco immer kostspieliger. RIA Novosti (2011)

155. Aschenbrenner, N.: Siemens AG - Regenerativer Strom soll Wasserstoff erzeugen. (Accessed 2011) Online:  
[http://www.siemens.com/innovation/de/news\\_events/ct\\_pressemitteilungen/index/research\\_news/2011/022\\_resnews\\_1107\\_2.htm](http://www.siemens.com/innovation/de/news_events/ct_pressemitteilungen/index/research_news/2011/022_resnews_1107_2.htm)
156. Erdmann, G.: Erdgasleitungen in Europa & Deutschland. (Accessed 2011) Online:  
[http://www.energieverbraucher.de/de/Energiebezug/Erdgas/Gaswirtschaft/Erdgasleitungen\\_\\_1897/](http://www.energieverbraucher.de/de/Energiebezug/Erdgas/Gaswirtschaft/Erdgasleitungen__1897/)
157. bte: Kombiniertes Einsatz von Wasserstofftechnologie und regenerativen Energieträgern zur Energie- und Verfahrensoptimierung von Abwasserreinigungsanlagen. Forschungsbericht, Aachen (2000)
158. bte, EG: Energetische Optimierung einer Kläranlage unter besonderer Berücksichtigung der Energieträger Erdgas und Wasserstoff. Schlussbericht zum Forschungsvorhaben EuWaK I (2008)

# ANHANG

## **DISKUSSION DER KOSTENBEEINFLUSSENDEN FAKTOREN DER EUWAK-WASSERSTOFFLEITUNG**

### **Umfang und Auflagen des Genehmigungsverfahrens (erforderliche Gutachten und Honorare)**

Das Genehmigungsverfahren für die Wasserstoffleitung erfolgte nach der Gashochdruckleitungsverordnung. Dabei wurden im Verlauf dieser Genehmigung und des Baus eine TÜV-Begutachtung, ein Bodengutachten sowie zwei Wasserrechtsanträge für den Bau an und in Gewässern (zwei Querungen mit Bachläufen) sowie drei Leitungsquerungsanträge an externe Versorgungsnetzbetreiber (Querung von Wasserstoff-, Sauerstoff-, Erdgas-, und Acetylenleitung) und für eine Bahnbrückenkreuzung gestellt. Bei der Prüfung auf Kampfmittel wurde eine Bombe im Bereich der Rohrleitung gefunden, deren Beseitigung mit rund 20.000 € (20 €/m) als außerordentliche Maßnahme nicht in den Kosten einkalkuliert wurde.

Für die Leitungsverlegung in städtischem Gelände (Straße in der Welheimer Mark) wurde von der Stadt Bottrop ein Nutzungsrecht beantragt und förmlich genehmigt.

### **Grunderwerb und Leitungsrechte**

Bei den Leitungsrechten waren die Kosten für die EuWaK-Anlage gering, da die meisten genutzten Grundstücke im Eigentum der Projektbeteiligten (Emschergenossenschaft und Stadt Bottrop) waren und daher nur an zwei Stellen externe Grundstückseigentümer von der Emschergenossenschaft entschädigt werden mussten.

### **Lage (städtischer Verlauf, ländliche Verlegung, onshore/offshore)**

Die EuWaK-Rohrleitung verläuft zum überwiegenden Teil unterhalb befestigter Flächen (Straßen, Wege), wodurch sich hinsichtlich Erdaushub und Wiederherstellung der Straßenflächen höhere Kosten ergaben. Eine mehr ländliche Verlegung kann durch den Wegfall der Position Straßenaufbruch und Wiederherstellung rund 9 % sowie gegebenenfalls bei Bodenaushub und Wiederverfüllung spezifisch deutlich günstiger werden.

### **Länge der gebauten Pipeline**

Die Länge der Rohrleitung ist mit 1 km recht gering, bei einer längeren Rohrleitung wäre sicher eine Kostendegression bei den Positionen Rohrleitungseinkauf, Schweißen, Überwachung und Anteil des kathodischen Rohrschutzes möglich gewesen. Das vorhandene Aushubmaterial verursachte zum Teil hohe Entsorgungskosten (Altlasten ca. 120 t).

### **Verlegetiefe, Rohrbettung und Kennzeichnungsaufwand**

Die Verlegetiefe wirkte sich bei der mit 1,20 m frostsicheren Verlegung und wegen der günstigen Topografie ohne Höhengsprünge eher günstig auf die Kosten aus. Lediglich im Bereich der Rohrquerungen (rund 20 von 1.000 m) musste die Verlegetiefe auf über zwei Meter unter Geländekante (Grabenverbau erforderlich) abgesenkt werden.

### **Durchmesser und Nenndruck der Rohrleitung**

Für die geplanten rund 8 kg/h Wasserstoff wäre für den kontinuierlichen Betrieb eine DN 50 Rohrleitung als ausreichend anzunehmen. Zur Flexibilisierung der Steuerung von Produktions- (DWA+Reformer) und Verbrauchseinrichtung (H<sub>2</sub>-BHKW) musste jedoch ein Speicher geschaffen werden, der durch eine Querschnittserhöhung auf DN 100 kostengünstiger anzusetzen war als ein separater Speicher. Weiterhin ist eine Kapazitätserhöhung der Leitung angedacht.

Der Nenndruck PN 16 wurde während der Druckwechseladsorption als Maximaldruck der Wasserstoffproduktion erzeugt und sollte daher auch in der Leitung zur Erhöhung des Puffervolumens genutzt werden.

### **Leckagekontrollart**

Im Zuge des Genehmigungsverfahrens nach Gashochdruckleitungsverordnung wurde eine Leckageüberwachung mit ständiger Input-/Output-/Speicherinhalt-Bilanzierung verlangt. Dazu wurden an der Produktionsstelle sowie vor dem Verbraucher Massestrommessgeräte für die Input- und Outputmessung sowie Druck- und Temperaturmessungen für die Speichervolumenberechnung erfasst und im Prozessleitsystem so ausgewertet, dass eine automatische Sperrung der Leitung sowie eine Unterbrechung der Wasserstoffproduktion erfolgt, wenn die Wasserstoffmassenbilanz, die im Sekundentakt ermittelt wird, eine Abweichung von mehr als 80 g aufweist.

Neuere Methoden der Leckfrüherkennung in Pipelines durch eine neue Generation von Lecksuchmolchen mit Multi-Spektral-Analyse werden in [36] beschrieben. Hierdurch lassen sich die Kosten der Lecküberwachung in komplexeren Pipelinesystemen reduzieren.

### **Art und Menge der erforderlichen Rohrarmaturen (Schieber, Ventile, Abzweige, Überdrucksicherungen, On-Line-Messgeräte)**

Der Anteil an Formteilen der Leitung war bedingt durch die städtische Verlegung, der eingesetzten On-Line-Messgeräte und Schieber an Einspeise- und Nutzungspunkt sowie durch die Molch-Stationen anteilig eher hoch. Es wurde ein Übergabeschacht am BHKW erstellt, in dem neben einer zweistufigen Druckminderung auch die Molchschleuse frost- und vandalismussicher untergebracht werden konnten. Es wurden auf der rund 1 km langen Trasse 24 Bögen, 7 Vorschweißflansche, 2 Isolierflansche, 2 T-Stücke sowie 5 Reduzierstücke eingebaut. Hierzu wurden 124 Schweißnähte gesetzt [141].

### **Förderungen**

Eine Projektförderung kann die Kosten eines Projektes wirtschaftlich gestalten. Projektförderungen sollten aber grundsätzlich nur als Marktanreiz gewährt werden, damit Prototypen und innovativen Produkten einen Einstieg in den Markt ermöglicht wird. Langfristig sollte jedoch eine erhöhte Nachfrage zu spezifisch günstigeren Kosten und damit auch zu günstigeren

Marktpreisen führen. Förderungen können nicht für langfristige Kostenbewertungen herangezogen werden.

### **HERLEITUNG KALKULATORISCHER KOSTEN FÜR ANDERE NENNWEITEN UND DRUCKSTUFEN**

Aus den Rohrleitungskosten (rund 43 %, siehe Tabelle 10-1) bestehend aus Lieferung, Transport zur Einbaustelle, Formteilen, Schweißungen, Einbau, Grabenaushub- und Wiederverfüllung (mit Oberflächenwiederherstellung rund 21 %) lassen sich durch Zuschlagskalkulation die übrigen Pipelinekosten bzw. Gesamtleitungskosten mit einem Zuschlag von 15 % bis 56 % entsprechend der Faktoren Z1 bis Z4, wie in der Tabelle 10-1 dargestellt, abschätzen.

**Tabelle 10-1: Zuschlagskalkulation auf der Basis von Graben- und Rohrkosten**

Zuschlagsfaktoren Z1-Z4 auf Basiskosten B1+B2		Zuschlag		
	Bezeichnung der anteiligen Leistung	von	bis	Anteile
<b>B1</b>	Grabenaushub, Straßen-/Wegeaufbruch, Wiederherstellung	64 %		21 %
<b>B2</b>	Rohrleitung für Wasserstoff			43 %
<b>Z1</b>	Baustelleneinrichtung, Wasserhaltung, Wegerechte etc.	5 %	12,5 %	8 %
<b>Z2</b>	Kath. Korrosionsschutz, Schächte, Kabel + Kabelleerrohre	1 %	12,5 %	8 %
<b>Z3</b>	Molchsystem Leckageüberwachung, Messgeräte + PLS-Anteil	1 %	12,5 %	8 %
<b>Z4</b>	Gutachten, Genehmigungen, Ing. Hon.	8 %	18,8 %	12 %
	<b>Summe brutto</b>	<b>15 %</b>	<b>56,3 %</b>	<b>100 %</b>

Die Basiswerte B1 können aus Kalkulationstabellen, zum Beispiel [142] und B2 aus den Preislisten der Rohrleitungslieferwerke zuzüglich Einbaukosten hergeleitet werden.

Dabei ist jedoch zu beachten, dass die tatsächlichen Aushubkosten in Abhängigkeit

- vom Anteil der durch Hindernisse erforderlichen Handschachtung (Aufwandswerte siehe unter Pkt. 3.38 in Tabelle 10-2),
- durch Felsanteile oder hoch anstehendes Grundwasser im Boden oder
- durch im Boden vorgefundene Altlasten oder archäologische Funde

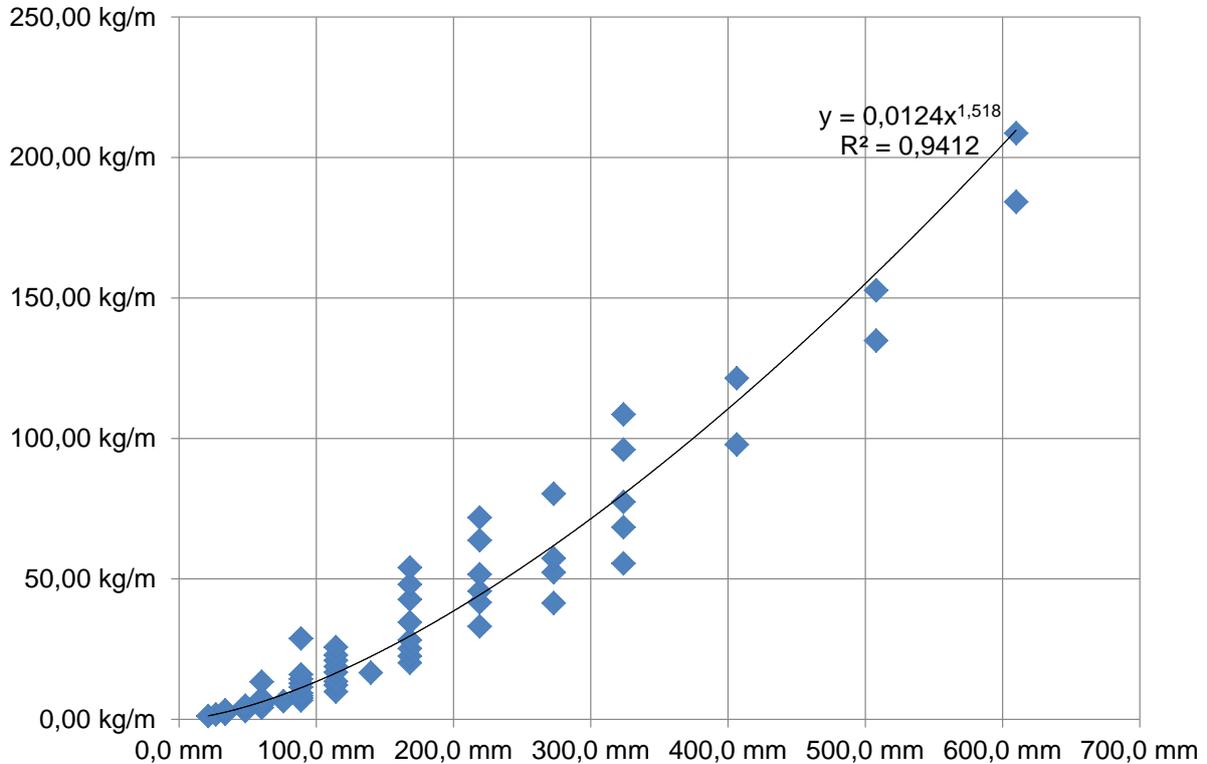
bis zu 50 % ansteigen können. Ein Bodengutachten sowie genaue Leitungsnetzauskünfte der übrigen Rohr- und Leitungsnetzbetreiber können diese Risiken deutlich vermindern.

**Tabelle 10-2: Aufwandszahlen für Grabenaushub nach [142]**

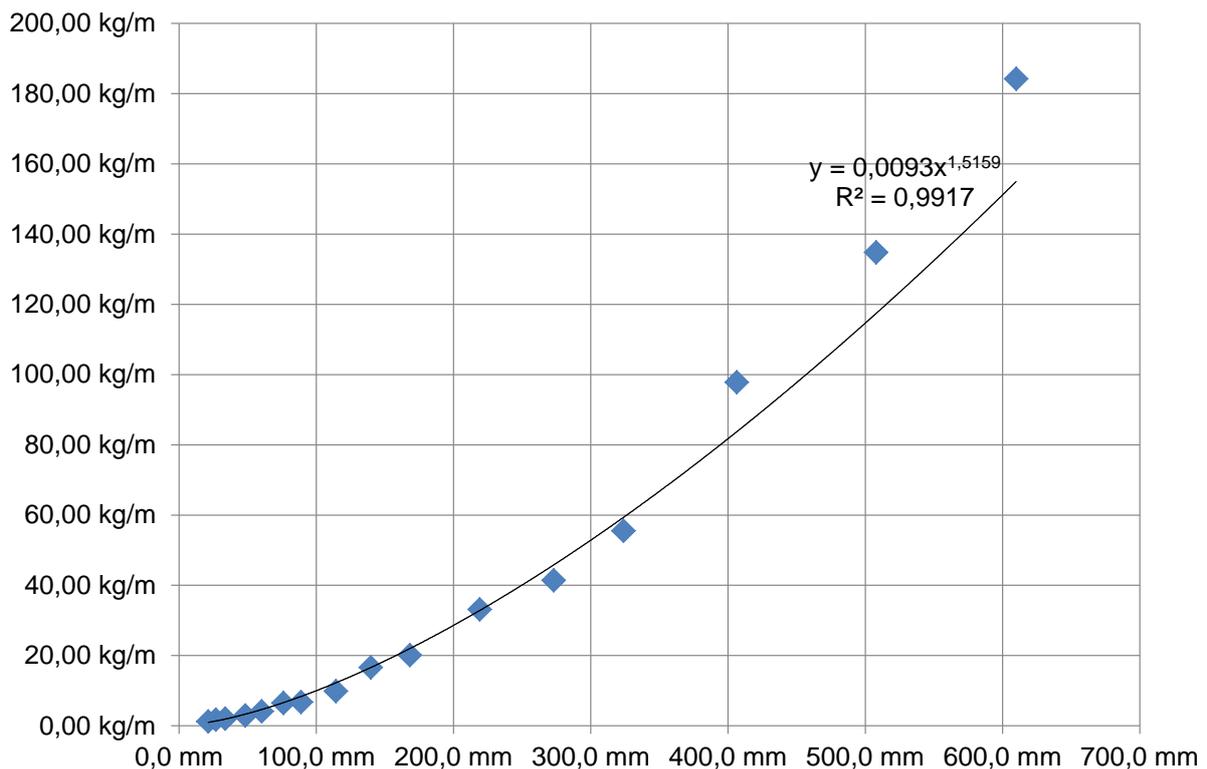
Nr.	Beschreibung der Teilleistung	Einheit	Arbeitszeit- bedarf h/E	Arbeitszeit- Masch.
	<b>Grabenaushub für Leitungen einschließlich Verfüllen</b>			
3.35	Boden der Gräben profilgerecht ausheben, Aushub seitlich lagern, Aushubtiefe bis 1,25 m, Sohlenbreite der Gräben über 0,50 m, mit Bagger, Grabgefäßinhalt bis 0,40 m <sup>3</sup>			
	Klasse 3 leicht lösbare Bodenarten	m <sup>3</sup>	0,30 h/m <sup>3</sup>	0,15 h/m <sup>3</sup>
	Klasse 4 mittelschwer lösbare Bodenarten	m <sup>3</sup>	0,32 h/m <sup>3</sup>	0,15 h/m <sup>3</sup>
	Klasse 5 schwer lösbare Bodenarten	m <sup>3</sup>	0,40 h/m <sup>3</sup>	0,20 h/m <sup>3</sup>
	Klasse 6 leicht lösbarer Fels	m <sup>3</sup>	0,52 h/m <sup>3</sup>	0,26 h/m <sup>3</sup>
3.36	Boden der Gräben profilgerecht ausheben, Aushub seitlich lagern, Aushubtiefe bis 1,25 m, Sohlenbreite der Gräben über 0,50 m, mit Bagger, Grabgefäßinhalt bis 0,70 m <sup>3</sup>			
	Klasse 3 leicht lösbare Bodenarten	m <sup>3</sup>	0,25 h/m <sup>3</sup>	0,13 h/m <sup>3</sup>
	Klasse 4 mittelschwer lösbare Bodenarten	m <sup>3</sup>	0,26 h/m <sup>3</sup>	0,13 h/m <sup>3</sup>
	Klasse 5 schwer lösbare Bodenarten	m <sup>3</sup>	0,34 h/m <sup>3</sup>	0,17 h/m <sup>3</sup>
	Klasse 6 leicht lösbarer Fels	m <sup>3</sup>	0,40 h/m <sup>3</sup>	0,20 h/m <sup>3</sup>
3.37	Boden der Gräben profilgerecht ausheben, Aushub seitlich lagern, Aushubtiefe bis 1,25 m, Sohlenbreite der Gräben über 0,50 m, mit Löffelbagger, Grabgefäßinhalt bis 1,00 m <sup>3</sup>			
	Klasse 3 leicht lösbare Bodenarten	m <sup>3</sup>	0,20 h/m <sup>3</sup>	0,10 h/m <sup>3</sup>
	Klasse 4 mittelschwer lösbare Bodenarten	m <sup>3</sup>	0,22 h/m <sup>3</sup>	0,11 h/m <sup>3</sup>
	Klasse 5 schwer lösbare Bodenarten	m <sup>3</sup>	0,26 h/m <sup>3</sup>	0,13 h/m <sup>3</sup>
	Klasse 6 leicht lösbarer Fels	m <sup>3</sup>	0,34 h/m <sup>3</sup>	0,17 h/m <sup>3</sup>
3.38	Boden der Gräben profilgerecht ausheben, Aushub seitlich lagern, Aushubtiefe bis 1,25 m, Sohlenbreite der über 0,50 m, von Hand, Aushubtiefe bis Gräben 0,80 m			
	Klasse 3 leicht lösbare Bodenarten	m <sup>3</sup>	1,75 h/m <sup>3</sup>	
	Klasse 4 mittelschwer lösbare Bodenarten	m <sup>3</sup>	2,05 h/m <sup>3</sup>	
	Klasse 5 schwer lösbare Bodenarten	m <sup>3</sup>	2,60 h/m <sup>3</sup>	
	Klasse 6 leicht lösbarer Fels	m <sup>3</sup>	3,65 h/m <sup>3</sup>	
3.39	Boden der Gräben verfüllen und verdichten Klasse 3 und 4 leicht lösbare und mittelschwer lösbare Bodenarten			
	mit Raupe	m <sup>3</sup>	0,18 h/m <sup>3</sup>	0,09 h/m <sup>3</sup>
	mit Bagger	m <sup>3</sup>	0,30 h/m <sup>3</sup>	0,15 h/m <sup>3</sup>
3.40	Boden der Gräben verfüllen und verdichten, von Hand			
	Klasse 3 leicht lösbare Bodenarten	m <sup>3</sup>	1,30 h/m <sup>3</sup>	0,20 h/m <sup>3</sup>
	Klasse 4 mittelschwer lösbare Bodenarten	m <sup>3</sup>	1,60 h/m <sup>3</sup>	0,24 h/m <sup>3</sup>
	Verdichten von Gründungssohlen			
3.41	Gründungssohle verdichten, in Baugruben, Bodenklasse 5			
	Schnellstampfer 0,16 t	m <sup>2</sup>	0,030 h/m <sup>2</sup>	0,030 h/m <sup>2</sup>
	Rüttelverdichter 0,76t	m <sup>2</sup>	0,005 h/m <sup>2</sup>	0,005 h/m <sup>2</sup>
	Rüttelverdichter 1,70 t	m <sup>2</sup>	0,003 h/m <sup>2</sup>	0,003 h/m <sup>2</sup>
	Rüttelwalze 0,56 t	m <sup>2</sup>	0,004 h/m <sup>2</sup>	0,004 h/m <sup>2</sup>
	Rüttelwalze 1,25 t	m <sup>2</sup>	0,003 h/m <sup>2</sup>	0,003 h/m <sup>2</sup>

Die Rohrkosten sind abhängig von Durchmesser, Qualität (Stahlsorte, Beschichtung innen/außen, Wandstärke und Marktsituation) und lassen sich überschlägig durch die spezifischen Kosten pro kg Rohrgewicht abschätzen. So kostete die Rohrleitung DN 100 in Bottrop 129 €/m, das bedeutet die gewichtsspezifischen Kosten für Rohre mit Rohrlieferung, Ab-

laden, Transport, Schweißung, Schweißnahtnachbearbeitung, Nachbearbeitung Ummantelung, Rohreinbau auf 9,83 kg/m bezogen 13 €/kg. Für größeren Rohrdurchmesser (DN 200 bis DN 600) wird eine Kostendegression in der Richtung des Stahlmaterialpreises (rund 2 €/kg) zugrunde gelegt (13,00-3,40 €/kg) (siehe auch Bild 10-1 und Bild 10-2).



**Bild 10-1: Gewichte von nahtlosen Rohrleitungen (Hochdruck) aus Rohrtabellen**



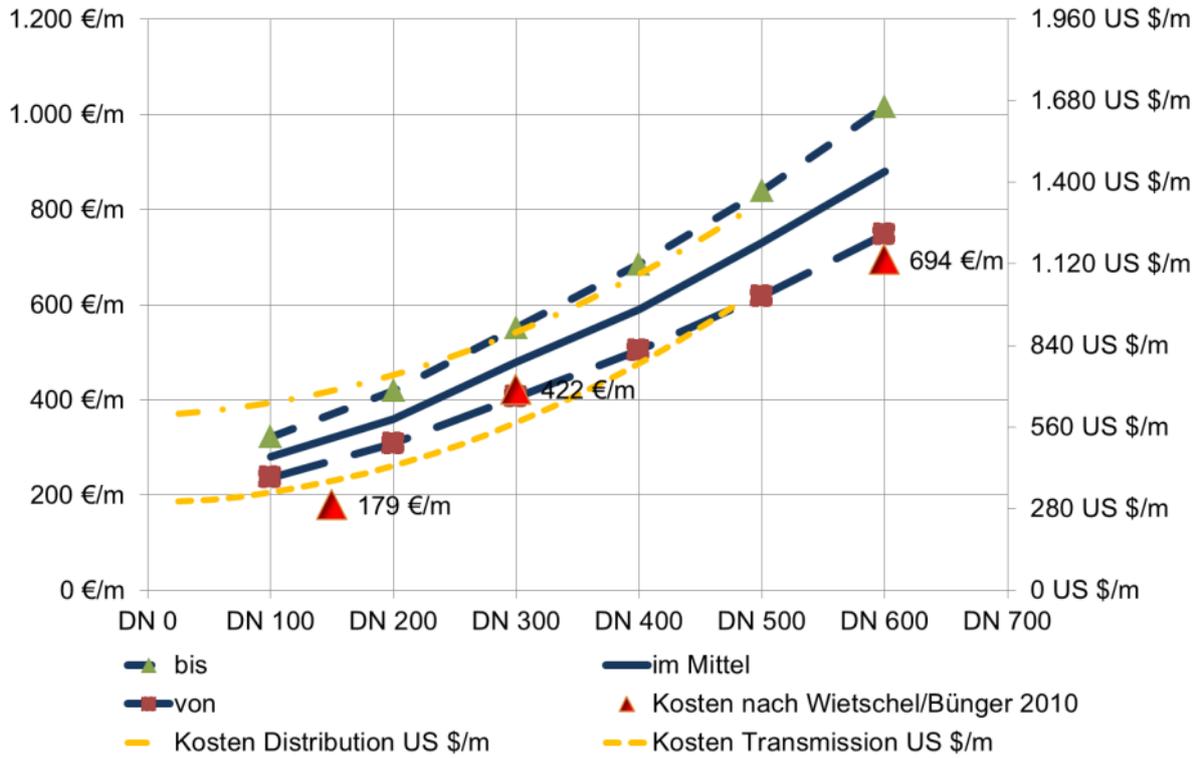
**Bild 10-2: Gewichte von nahtlosen Rohrleitungen (Mitteldruck) aus Rohrtabellen**

Mit den vorgenannten Berechnungen und Kalkulationsgrundlagen wurden Wasserstoffpipelinekosten für den Mitteldruckbereich (16 bar) wie in der Tabelle 10-3 dargestellt abgeschätzt. Für den Hochdruckbereich würden die in Tabelle 10-3 angegebenen Kosten material- und schweißaufwandsbedingt (siehe Bild 10-1 und Bild 10-2) entsprechend den Gewichtsunterschied um ca. 20-25 % höher sein.

**Tabelle 10-3: Berechnete Wasserstoffpipelinekosten (DN 100 bis DN 600; Mitteldruck) inklusive Nebenkosten**

Geschätzte Wasserstoffpipelinekosten	von	bis
DN 100	237 €/m	322 €/m
DN 200	308 €/m	419 €/m
DN 300	406 €/m	552 €/m
DN 400	504 €/m	685 €/m
DN 500	618 €/m	839 €/m
DN 600	748 €/m	1.016 €/m

In Bild 10-3 sind Wasserstoffpipelinekosten (Tabelle 10-3) im Vergleich zu Literaturwerten dargestellt. In [26] sind die Kosten für die Distributions- und Transmissionsrohrleitungen unterschieden in \$/km dargestellt. Diese Kosten wurden zum Vergleich mit einer Skalierung auf der sekundären Y-Achse von 1,4 €/€ (Mittelkurs € im Jahr 2007) zu der primären Y-Achse in Bild 10-3 eingefügt. Zudem wurden zu Vergleichszwecken die in [32] angegebenen Kosten (Angaben von 1995 und 2001 Pipelinekosten für DN 150 DN 300 und DN 600: 179 – 422 und 694 €/m) in Bild 10-3 dargestellt.

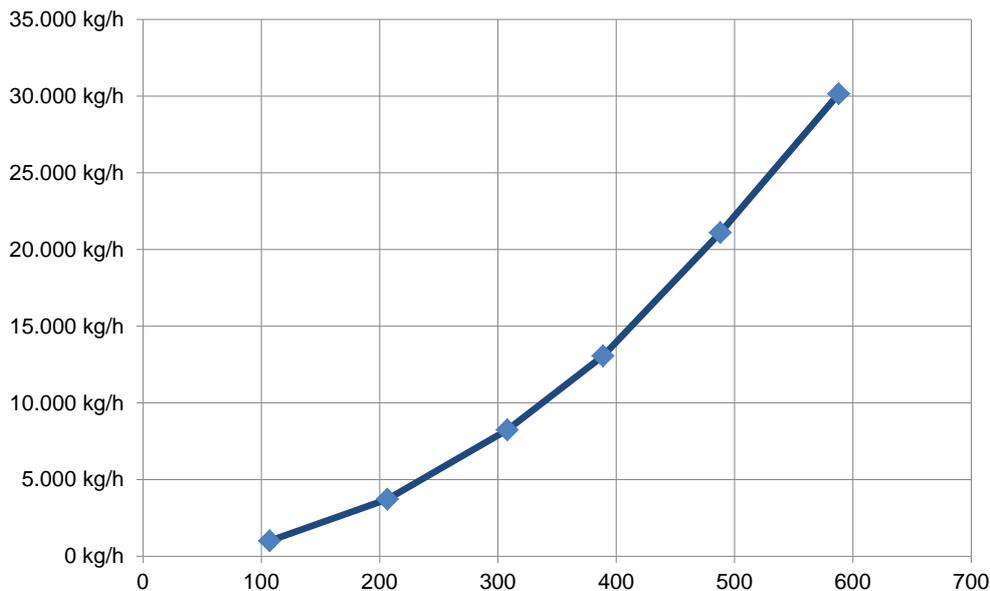


**Bild 10-3: Rohrleitungskosten für H<sub>2</sub>-Mitteldrucksystem mit Kostenkurven nach [26] sowie Kostenangaben nach [32]**

**KAPAZITÄTEN UND DARAUS HERGELEITETE SPEZIFISCHE TRANSPORTKOSTEN**

**Kapazitäten von Wasserstoffpipelinesystemen**

Die Kapazitäten von 25 bar Mitteldruckpipelines bei einer Fließgeschwindigkeit von 15 m/s sind in Bild 10-4 dargestellt.



**Bild 10-4: Kapazitäten von Mitteldruckpipelines (25 bar) bei rund 15 m/s Fließgeschwindigkeiten**

Hochdruckpipelines könnten bei 100 bar Druck und DN 600 Leitungsquerschnitt eine Kapazität von 116 t/h für den Wasserstoff erreichen.

### Spezifische Transportkosten Wasserstoff in Rohrleitungen

Aus den Investitionskosten der Pipelines (DN 100 bis 600 Mitteldruck und für DN 600 auch Hochdruck) wurden Jahreskapitalkosten auf der Basis von 5 % Zins und 40 Jahren Betriebsdauer berechnet.

Auf dieser Basis lassen sich spezifische Transportkosten (ohne Druckerhöhung und Pipelinebetriebskosten) für den Wasserstofftransport gemäß Tabelle 10-4 ableiten.

Es ist erkenntlich, dass die spezifischen Transportkosten mit zunehmendem Rohrdurchmesser fallen, und mit den in [143] (vgl. Tabelle 10-5, 5. Spalte Transport) angegebenen Kosten für den Transport decken.

Bei Hochdrucktransportleitungen werden die spezifischen Jahreskapitalkosten am geringsten. Es wurde von einer Vollausslastung der Pipelines ausgegangen, der Teillastbetrieb wird die spezifischen Kosten entsprechend erhöhen.

**Tabelle 10-4: Kapitalkosten, Kapazitäten und daraus hergeleitete spezifische Transportkosten nach vorgenannten eigenen Berechnungen**

Nennweite	Kapitalkosten	Kapazität/h	Kap./a	Spez. Kosten
DN 100	16.318 €/(a•1000 m)	1.005 kg/h	8.804 t/a	1,85 €/(t•km)
DN 200	20.980 €/(a•1000 m)	3.719 kg/h	32.578 t/a	0,64 €/(t•km)
DN 300	27.974 €/(a•1000 m)	8.241 kg/h	72.191 t/a	0,39 €/(t•km)
DN 400	34.384 €/(a•1000 m)	13.065 kg/h	114.449 t/a	0,30 €/(t•km)
DN 500	42.543 €/(a•1000 m)	21.105 kg/h	184.880 t/a	0,23 €/(t•km)
DN 600	51.285 €/(a•1000 m)	30.150 kg/h	264.114 t/a	0,19 €/(t•km)

**Tabelle 10-5: Kosten für Herstellung und Transport von Wasserstoff [143]**

	Herstellung €/ kg	Verflüssigung €/ kg	Kompression €/ kg	Transport €/ kg	Betankung €/ kg	Summe €/ kg
Z-SMR 100 t/d <sup>1)</sup> G-Bündel; G-B HTAS: 216 t/d <sup>4)</sup>	1,02 0,55		0,42	0,66	0,75	2,8 (0,023 €/MJ)
Z-SMR 200 t/d <sup>1)</sup> L-Transport; L-B	0,92	1,01		0,21	0,26 US: 0,6-0,3	2,4 (0,02 €/MJ)
Onsite-SMR G-B <sup>1)</sup> On-Site-E G-B <sup>2)</sup>	2,00 4,40				0,89 0,72	2,9 5,1 <sup>2)</sup> 2,9 <sup>3)</sup>
Z-SMR 28 t/d <sup>1)</sup> Pipeline; G-B 50% Quote 107 t/d <sup>1)</sup> US: 1200 t/d <sup>5)</sup>	1,27 1,01 1,03		0,14 0,14 s. Herst.	2,73 0,67 (290 km) 0,42 (600 km)	0,80 0,80 0,54	4,9 2,6 2,0

Z: Zentral; SMR-Erdgas-Reformierung; E: Elektrolyse; G: Druck H<sub>2</sub>; L: Flüssig H<sub>2</sub>; G/L-B Gas/Flüssig-Betankung)

<sup>1)</sup> [12]; On-Site SMR 200 Nm<sup>3</sup>/h bei 1000 Stück und 777 €/kW Invest, Erdgas 7 €/GJ (On-Site); ~4-5 €/GJ (Z-SMR)

<sup>2)</sup> On-Site-Elektrolyse nach RECHLER [12] bei Strom 6 Ct/kWh;

<sup>3)</sup> On-Site-Elektrolyse nach RECHLER [12] bei Strom 2 Ct/kWh

<sup>4)</sup> [14] Z-SMR Erdgas 3,5 \$/GJ;

<sup>5)</sup> [15] Z-SMR Erdgas 4,5 \$/GJ, 150 km Pipeline, 600 000 \$/km, 2,5 t/d H<sub>2</sub>

In dieser Tabelle entsprechen die Zitate den folgenden Literaturstellen: [12] = [144]; [14] = [145] und [15] = [146].