

Kraftstoffstudie

Zukünftige Kraftstoffe für Verbrennungsmotoren und Gasturbinen

Abschlussbericht

Gemeinsame Forschung.
Gemeinsamer Erfolg.



Das Urheberrecht an diesem Bericht mit sämtlichen Beilagen verbleibt der FVV.

Die FVV übernimmt keine Gewähr für die Richtigkeit, die Genauigkeit und Vollständigkeit der Angaben sowie die Beachtung privater Rechte Dritter. Ohne schriftliche Genehmigung der FVV darf der Bericht weder kopiert noch vervielfältigt werden.



ZUKÜNFTIGE KRAFTSTOFFE FÜR VERBRENNUNGSMOTOREN UND GASTURBINEN

EINE EXPERTISE FÜR DIE
FORSCHUNGSVEREINIGUNG VERBRENNUNGSKRAFTMASCHINEN E.V. (FVV)

Uwe Albrecht
Patrick Schmidt
Werner Weindorf
Reinhold Wurster
Werner Zittel

Abschlussbericht
30. Oktober 2013



ludwig bölkow
systemtechnik

www.lbst.de

Haftungsausschluss

Der Mitarbeiterstab der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH hat diesen Bericht erstellt.

Die Sichtweisen und Schlüsse, die in diesem Bericht ausgedrückt werden, sind jene der Mitarbeiter der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Alle Angaben und Daten sind sorgfältig recherchiert. Allerdings gibt weder die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH noch irgendeiner ihrer Mitarbeiter, Vertragspartner oder Unterauftragnehmer irgendeine ausdrückliche oder implizierte Garantie oder übernimmt irgendeine rechtliche oder sonstige Verantwortung für die Korrektheit, Vollständigkeit oder Nutzbarkeit irgendeiner Information, eines Produktes oder eines enthaltenen Prozesses, oder versichert, dass deren Nutzung private Rechte nicht verletzen würden.

Danksagung

Dieser Bericht ist das Ergebnis einer wissenschaftlichen Forschungsaufgabe, die vom Vorstand der Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e.V. initiiert und gestellt und von der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, München, bearbeitet wurde.

Wir danken allen am Projekt beteiligten Unternehmen und Personen, die den Bearbeitern der Studie mit Rat und Tat zur Seite standen und zum Teil auch interne Unterlagen und Studien zur Verfügung stellten.

Unseren besonderen Dank möchten wir der FVV-Arbeitsgruppe aussprechen, die die Entstehung der Studie begleitet hat und in mehreren Sitzungen durch ihre Beratung und ihr Fachwissen direkt am Erfolg beteiligt war.

Namentlich waren dies:

- Hermann Seelinger, *ALSTOM Power GmbH*
- Reiner Mangold, *Audi AG*
- Roland Heigl, *Audi AG*
- Dr. Vittorio Cappello, *AVL List GmbH*
- Dr. Michael Becker, *BorgWarner. Inc*
- Dr. Rolf Leonhard, *Robert Bosch GmbH*
- Heinz Stutzenberger, *Robert Bosch GmbH*
- Eberhard Holder, *Daimler AG*
- Wolfgang Maus, *Emitec Gesellschaft für Emissionstechnologie mbH*
- Dr. Eberhard Jacob, *Emitec Gesellschaft für Emissionstechnologie mbH*
- Dr. Andreas Schamel, *Ford Research Center*
- Dr. Ulrich Kramer, *Ford-Werke GmbH*
- Christian Hatz, *Motorenfabrik Hatz GMBH & CO. KG*
- Steffen Pöhlmann, *IAV GmbH*
- Herbert Knorr, *MAN Truck & Bus AG*
- Dr. Christoph Teetz, *MTU Friedrichshafen GmbH*
- Dr. Manuel Boog, *MTU Friedrichshafen GmbH*
- Dr. Ulrich Eberle, *Adam Opel AG*
- Arndt Döhler, *Adam Opel AG*
- Dr. Tobias Lösche-ter Horst, *Volkswagen AG*
- Dr. Frank Seyfried, *Volkswagen AG*
- Dr. Martin Lohrmann, *Volkswagen AG*

Thorsten Herdan und Dietmar Goericke
Geschäftsführer

Ralf Thee
Projektleiter

FVV e.V. / Frankfurt, 01. November 2013

Zur Forschungsvereinigung für Verbrennungskraftmaschinen e.V. (FVV)

Die FVV wurde 1956 gegründet und hat sich zum weltweit einmaligen Netzwerk der Motoren- und Turbomaschinenforschung entwickelt. Sie treibt die gemeinsame, vorwettbewerbliche Forschung in der Branche voran und bringt Industrieexperten und Wissenschaftler an einen Tisch, um die Wirkungsgrade und Emissionswerte von Motoren und Turbinen kontinuierlich zu verbessern – zum Vorteil von Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft. Außerdem fördert sie den wissenschaftlichen Nachwuchs. Mitglieder sind kleine, mittlere und große Unternehmen der Branche: Automobilunternehmen, Motoren- und Turbinenhersteller sowie deren Zulieferer.

INHALT

TABELLEN	III
ABBILDUNG	VII
EXKURSE	XI
ABKÜRZUNGEN	XII
EXECUTIVE SUMMARY	XIV
ZUSAMMENFASSUNG	XX
1 STUDIENHINTERGRUND UND VORGEHEN.....	26
2 CHARAKTERISIERUNG NEUER KRAFTSTOFFPFADE	28
2.1 Biokraftstoffe	29
2.1.1 Biomethan.....	29
2.1.2 Biodiesel (FAME).....	30
2.1.3 Bioethanol.....	32
2.1.4 Biokerosin (HVO).....	34
2.1.5 Zusammenfassende Einordnung	35
2.2 Fossile Kraftstoffe aus unkonventionellen Öl- und Gasressourcen.....	38
2.2.1 Zusammenfassende Einordnung	39
2.3 Synthetische Kraftstoffe und Wasserstoff	41
2.3.1 Coal-to-Liquid (CTL)	42
2.3.2 Gas-to-Liquid (GTL)	43
2.3.3 Biomass-to-Liquid (BTL)	44
2.3.4 Power-to-Liquid und andere Verfahren	45
2.3.5 Zusammenfassende Einordnung	46
2.4 Ergebnis.....	47
3 DETAILLIERTE BEWERTUNG AUSGEWÄHLTER KRAFTSTOFFPFADE	49
3.1 Umweltwirkungen	49
3.1.1 Methodenbasis	49
3.1.2 Flüssige Kraftstoffe und DME.....	51



3.1.3	Gasförmige Kraftstoffe.....	77
3.1.4	Zusammenfassende Einordnung	110
3.2	Marktumfeld	111
3.2.1	Regulatorischer Rahmen	111
3.2.2	Geopolitik	125
3.2.3	Energieversorgungssicherheit	131
3.2.4	Zusammenfassende Einordnung	132
3.3	Wirtschaftlichkeit.....	133
3.3.1	Flüssige Kraftstoffe und DME.....	134
3.3.2	Gasförmige Kraftstoffe.....	152
3.3.3	Zusammenfassende Einordnung	165
3.4	Verfügbarkeit und Potenziale.....	166
3.4.1	Verfügbarkeit fossiler Ressourcen	166
3.4.2	Technische Potenziale erneuerbarer Energien	174
3.4.3	Zusammenfassende Einordnung	179
3.5	Infrastrukturanforderungen	179
3.5.1	Zusammenfassende Einordnung	180
4	ANWENDUNGSFELDER	181
5	SCHLUSSFOLGERUNGEN	184
6	LITERATUR	188

TABELLEN

Tabelle 1:	Vorbewertung von Biomasse basierten Kraftstoffpfaden	38
Tabelle 2:	Vorbewertung fossiler konventioneller und unkonventioneller Kraftstoffpfade	41
Tabelle 3:	Vorbewertung synthetischer Kraftstoffpfade und Wasserstoff	47
Tabelle 4:	Ausgewählte Kraftstoffpfade für die detaillierte Analyse	48
Tabelle 5:	Umweltwirkungen verschiedener Gase	51
Tabelle 6:	Dichte und Energiegehalt von Benzin, Kerosin und Diesel	51
Tabelle 7:	Energieeinsatz und Emissionen bei der Bereitstellung von Benzin, Kerosin und Diesel aus Rohöl	52
Tabelle 8:	Dichte und Energiegehalt von Methanol	54
Tabelle 9:	Energieströme und Emissionen der Methanol-Anlage.....	55
Tabelle 10:	Dichte und Energiegehalt von Diesel über „Gas-to- Liquids“ (GTL) auf Basis der Fischer-Tropsch-Synthese	56
Tabelle 11:	Energieströme und Emissionen der GTL-Anlage.....	57
Tabelle 12:	Kraftstoffverbrauch und Emissionen des Produktentankers (inklusive Rückfahrt, leer)	57
Tabelle 13:	Stromverbrauch Algenanlage.....	59
Tabelle 14:	Energie- und Stoffströme aus der Flockungsanlage	59
Tabelle 15:	Energie- und Stoffströme aus dem Zellaufschluss durch einen Homogenisator	60
Tabelle 16:	Energie- und Stoffströme aus der Ölabtrennung.....	61
Tabelle 17:	Hydrotreating über NEx-BTL-Prozess.....	61
Tabelle 18:	Energie- und Massenströme aus der Produktion von Methanol aus H ₂ und CO ₂	63
Tabelle 19:	Produktzusammensetzung MtSynfuels-Prozess [Lurgi 2005]	64
Tabelle 20:	Energieströme und Emissionen aus der Produktion von flüssigen Kohlenwasserstoffen aus Methanol über den MtSynfuels-Prozess	64
Tabelle 21:	Dichte und Energiegehalt von DME	65
Tabelle 22:	Energie- und Massenströme aus der Produktion von DME	66
Tabelle 23:	Dichte und unterer Heizwert von OME.....	67
Tabelle 24:	Energie- und Massenströme sowie die Emissionen aus der Formaldehydsynthese	69
Tabelle 25:	Energie- und Massenströme sowie die Emissionen aus der Synthese von Methylal (Dimethoxymethan).....	69
Tabelle 26:	Energie- und Massenströme aus der Trioxansynthese.....	70

Tabelle 27:	Energieströme und Emissionen aus der OME-Synthese (Mischung aus 0,5 g/g OME3 und 0,5 g/g OME4).....	70
Tabelle 28:	Energieflüsse und Emissionen bei der Förderung und Aufbereitung von Erdgas	77
Tabelle 29:	Maximal zulässige Permeation von H ₂ -Tanks [HySafe 2009].....	80
Tabelle 30:	Energieströme und Emissionen bei der Produktion von H ₂ über Erdgasdampfreformierung	80
Tabelle 31:	Ausgewählte Substanzen, die als Fracking-Chemikalien in Niedersachsen eingesetzt wurden und Einstufung nach Global Harmonised System (GHS)	89
Tabelle 32:	In den USA regelmäßig verwendete Fracking-Chemikalien entsprechend dem Chemical Disclosure Registry „FracFocus“	91
Tabelle 33:	Geländevorbereitung	93
Tabelle 34:	Basisannahmen für die Bohraktivitäten	94
Tabelle 35:	Spezifischer Energieeinsatz und Emissionen aus den Bohraktivitäten (pro MJ gefördert Gas)	94
Tabelle 36:	Basisannahmen für den Fracking-Prozess	95
Tabelle 37:	Spezifische Inputdaten und Emissionen für den Fracking-Prozess.....	95
Tabelle 38:	Spezifische CO ₂ - und CH ₄ -Emissionen aus der Komplettierung	96
Tabelle 39:	Basisannahmen für die Abwasserbehandlung	96
Tabelle 40:	Spezifischer Stromverbrauch und Transportbedarf für die Abwasserbehandlung.....	97
Tabelle 41:	Energieströme und Emissionen aus der Erdgasverarbeitung.....	97
Tabelle 42:	Energieströme und Treibhausgasemissionen aus der Förderung und Aufbereitung von Schiefergas in den USA.....	97
Tabelle 43:	Energie und Stoffströme bei der Produktion von Methan aus H ₂ und CO ₂	100
Tabelle 44:	Dichte und Energiegehalt von LNG im Vergleich zu Benzin und Diesel	101
Tabelle 45:	Energieströme und Treibhausgasemissionen aus der Erdgasverflüssigung (LNG-Anlage).....	102
Tabelle 46:	Kraftstoffverbrauch und Emissionen aus dem Transport des LNG nach EU über eine Entfernung von 5.500 nautische Meilen.....	103
Tabelle 47:	Zusammenfassende qualitative Bewertung der Umweltwirkungen.....	110

Tabelle 48:	Übersicht über Energie- und klimapolitische Ziele bis 2050 (EU, Deutschland) (Quelle: LBST auf Basis von [dena 2012])	113
Tabelle 49:	Fahrzeugklassen.....	115
Tabelle 50:	Grenzwerte für Schadstoffemissionen von PKW und leichten Nutzfahrzeugen in verschiedenen Regionen.....	118
Tabelle 51:	Grenzwerte für Schadstoffemissionen von schweren Nutzfahrzeugen nach Euro 6.....	119
Tabelle 52:	Grenzwerte für NO _x bei Schiffsmotoren in Abhängigkeit von der Nenndrehzahl des Motors in (g/kWh _{mech}).....	120
Tabelle 53:	Umrechnungsfaktoren in Nm ³ Abgas pro kWh Brennstoff	122
Tabelle 54:	Grenzwerte für Luftschadstoffe bei stationären Verbrennungskraftmaschinen	123
Tabelle 55:	Produktion und Verbrauch von Rohöl 2012	126
Tabelle 56:	Produktion, Verbrauch und Importabhängigkeit bei Rohöl	127
Tabelle 57:	Produktion, Verbrauch und Importabhängigkeit bei Erdgas.....	127
Tabelle 58:	Zusammenfassende qualitative Bewertung des Marktumfeldes.....	132
Tabelle 59:	Energiepreisannahmen	133
Tabelle 60:	Annahmen für die Kosten für Stromtransport und Verteilung	134
Tabelle 61:	Kosten Benzin und Diesel frei Tankstelle (ohne Steuern)	134
Tabelle 62:	Technische und ökonomische Daten Methanolanlage	135
Tabelle 63:	Technische und ökonomische Daten Produktentanker.....	135
Tabelle 64:	Technische und ökonomische Daten Tanksattelanhänger.....	136
Tabelle 65:	Technische und ökonomische Daten Zugmaschine	136
Tabelle 66:	Technische und ökonomische Daten einer Methanoltankstelle	137
Tabelle 67:	Technische und ökonomische Daten GTL-Anlage.....	137
Tabelle 68:	Technische und ökonomische Daten Dieseltankstelle	138
Tabelle 69:	Technische und ökonomische Daten für die Algenanlage	139
Tabelle 70:	Technische und ökonomische Daten NEx-BTL-Anlage.....	140
Tabelle 71:	Investitionsbedarf für die Produktion von E-Benzin, -Kerosin und -Diesel	141
Tabelle 72:	Investitionsbedarf für die Produktion von E-DME	142
Tabelle 73:	Investitionsbedarf für die Produktion von E-OME	145
Tabelle 74:	Investitionsbedarf für die Produktion von E-Methanol.....	146
Tabelle 75:	CNG-Tankstelle	153
Tabelle 76:	CGH ₂ -Tankstelle 2020 für H ₂ aus Erdgasdampfpreformierung vor Ort.....	154
Tabelle 77:	Investitionsbedarf für die Produktion von E-Methan.....	156



Tabelle 78:	Technische und ökonomische Daten LNG-Anlage	156
Tabelle 79:	Technische und ökonomische Daten LNG-Tankschiff inklusive Hafenanlagen	157
Tabelle 80:	Technische und ökonomische Daten Tanksattelanhänger für den Transport von LNG	157
Tabelle 81:	CGH ₂ -Tankstelle 2020 für H ₂ aus Wasserelektrolyse vor Ort	158
Tabelle 82:	Zusammenfassende qualitative Bewertung der Wirtschaftlichkeit	165
Tabelle 83:	Zusammenfassende qualitative Bewertung der Verfügbarkeit	179
Tabelle 84:	Zusammenfassende qualitative Bewertung der Infrastrukturanforderungen	180
Tabelle 85:	Kraftstoff-Eignungs-Matrix („tank-to-use“) für den Zeithorizont 2020/2030	182

ABBILDUNG

Abbildung 1:	Vereinfachte Darstellung von Kraftstoffen sowie Herstellungsverfahren (Bild: LBST)	28
Abbildung 2:	Prozessschema Biogasherstellung und –aufbereitung (Bild: LBST)	29
Abbildung 3:	Prozessschema Biodieselherstellung und –aufbereitung (Bild: LBST).....	31
Abbildung 4:	Prozessschema Bioethanolherstellung und –aufbereitung (Bild: LBST).....	32
Abbildung 5:	“Flex Fuel”-Motorrad, Modell CG150 TITAN MIX [Honda 2009]	33
Abbildung 6:	Prozessschema Herstellung und Aufbereitung von Biokerosin (Bild: LBST)	34
Abbildung 7:	Performance-Matrix von technischem Reifegrad über technisches Mengenpotenzial für Biomasse basierte Kraftstoffpfade.....	36
Abbildung 8:	Performance-Matrix von technischem Reifegrad über technisches Mengenpotenzial für fossile Kraftstoffpfade.....	40
Abbildung 9:	Prozessschema CTL-Herstellung (Bild: LBST)	42
Abbildung 10:	Prozessschema GTL-Herstellung (Bild: LBST).....	43
Abbildung 11:	Prozessschema BTL-Herstellung (Bild: LBST)	44
Abbildung 12:	Performance-Matrix von technischem Reifegrad über technisches Mengenpotenzial für synthetische Kraftstoffpfade und Wasserstoff	46
Abbildung 13:	Berücksichtigung von Nebenprodukten am Beispiel BHKW	50
Abbildung 14:	Extraktions-Dekanter [GEA 2013]	60
Abbildung 15:	Prozessschema zur Herstellung von E-Benzin/-Kerosin/- Diesel (Bild: LBST)	62
Abbildung 16:	OME Prozessschema für Route „B“ nach [Burger 2012] (Berechnung: LBST)	68
Abbildung 17:	Treibhausgasemissionen für die Bereitstellung und Nutzung ausgewählter flüssiger Kraftstoffe sowie DME	72
Abbildung 18:	Versauerung (aus SO ₂ und NO _x) für die Bereitstellung („well-to-tank“) ausgewählter flüssiger Kraftstoffe sowie DME	73
Abbildung 19:	Eutrophierung (aus NO _x) aus der Bereitstellung („well-to- tank“) ausgewählter flüssiger Kraftstoffe sowie DME	74

Abbildung 20:	Kumulierter Energieaufwand für die Bereitstellung und Nutzung ausgewählter flüssiger Kraftstoffe sowie DME differenziert nach Prozessschritten.....	75
Abbildung 21:	Kumulierter Energieaufwand für die Bereitstellung und Nutzung ausgewählter flüssiger Kraftstoffe sowie DME differenziert nach Primärenergiequelle (erneuerbar, nuklear, fossil)	76
Abbildung 22:	Vereinfachte Darstellung einer Bohrung für die Förderung von Schiefergas.....	84
Abbildung 23:	CH ₄ -Emissionen bei der Exploration, Förderung und Aufbereitung von Schiefergas in den USA.....	85
Abbildung 24:	Methan- und Ethankonzentration im Trinkwasser von Häusern in der Nähe von Schiefergasbohrungen [Jackson et al 2013].....	86
Abbildung 25:	Emission von Schadstoffen und natürlich vorkommende radioaktive Substanzen (NORM) in Luft und Wasser bei der Exploration, Förderung und Aufbereitung von Schiefergas in den USA	87
Abbildung 26:	Verdampfung der rückgespülten Fracking-Flüssigkeit in die Luft [Clark 2013]	88
Abbildung 27:	Mögliche Emission von Schadstoffen und NORM in Luft und Abwasser bei der Exploration, Förderung und Aufbereitung von Schiefergas in der EU	88
Abbildung 28:	Power-to-Gas-Anlage mit Methanisierung und CO ₂ aus Biogasaufbereitung.....	99
Abbildung 29:	Methanisierungsanlage in Werlte, Niedersachsen (Bild: Audi AG in [MAN 2013]).....	99
Abbildung 30:	Prinzipieller Aufbau einer CGH ₂ -Tankstelle	104
Abbildung 31:	Treibhausgasemissionen für die Bereitstellung und Nutzung ausgewählter gasförmiger Kraftstoffe	105
Abbildung 32:	Versauerung (aus SO ₂ und NO _x) aus der Bereitstellung („well-to-tank“) ausgewählter gasförmiger Kraftstoffe.....	106
Abbildung 33:	Eutrophierung (aus NO _x) aus der Bereitstellung („well-to-tank“) ausgewählter gasförmiger Kraftstoffe	107
Abbildung 34:	Kumulierter Energieaufwand für die Bereitstellung und Nutzung ausgewählter gasförmiger Kraftstoffe differenziert nach Prozessschritten.....	108
Abbildung 35:	Kumulierter Energieaufwand für die Bereitstellung und Nutzung ausgewählter gasförmiger Kraftstoffe differenziert nach Primärenergiequelle (erneuerbar, nuklear, fossil)	109

Abbildung 36:	Ziele von EU und Bundesregierung für CO ₂ -Emissionen aus PKW	114
Abbildung 37:	Neue Europäischer Fahrzyklus (NEFZ) [Majewski et al 2013/1]	115
Abbildung 38:	US EPA Urban Dynamometer Driving Schedule (FTP-75) [Majewski et al 2013/2]	117
Abbildung 39:	Grenzwerte für NO _x bei Schiffsmotoren in Abhängigkeit von der Nenndrehzahl des Motors in (g/kWh _{mech}).....	121
Abbildung 40:	An- und Abfahren eines großen Gasmotorenkraftwerks [Wärtsilä 2011]	125
Abbildung 41:	CNG-Tankstelle in Brasilien (Bild: Mariordo Mario Roberto Duran Orti, 2009).....	131
Abbildung 42:	In der Wirtschaftlichkeitsanalyse berücksichtigte Investitionsbedarfe sowie Kosten für Wartung und Instandhaltung (grün = berücksichtigt; rot = keine Daten).....	144
Abbildung 43:	Kosten für die Bereitstellung ausgewählter flüssiger Kraftstoffe und DME, Rohölpreis nach [IEA 2012]	147
Abbildung 44:	Kosten für die Bereitstellung ausgewählter flüssiger Kraftstoffe und DME, Rohölpreis nach [GWS 2012]	148
Abbildung 45:	Zusammenfassung Kosten für die Bereitstellung ausgewählter flüssiger Kraftstoffe und DME, Rohölpreis nach [IEA 2012]	149
Abbildung 46:	Zusammenfassung Kosten für die Bereitstellung ausgewählter flüssiger Kraftstoffe und DME, Rohölpreis nach [GWS 2012]	150
Abbildung 47:	THG-Vermeidungskosten flüssiger Kraftstoffe und DME (auf Basis eines Rohölpreis von 78 €/bbl nach [IEA 2012])	151
Abbildung 48:	THG-Vermeidungskosten flüssiger Kraftstoffe und DME (Rohölpreis 158 €/bbl in 2020 nach [GWS 2012])	152
Abbildung 49:	Kosten für die Bereitstellung ausgewählter gasförmiger Kraftstoffe, Ölpreisannahmen nach [IEA 2012]	159
Abbildung 50:	Kosten für die Bereitstellung ausgewählter gasförmiger Kraftstoffe, Ölpreisannahmen nach [GWS 2012].....	160
Abbildung 51:	Zusammenfassung Kosten für die Bereitstellung ausgewählter gasförmiger Kraftstoffe, Ölpreisannahmen nach [IEA 2012]	161
Abbildung 52:	Zusammenfassung Kosten für die Bereitstellung ausgewählter gasförmiger Kraftstoffe, Ölpreisannahmen nach [GWS 2012]	162

Abbildung 53:	THG-Vermeidungskosten gasförmiger Kraftstoffe (Erdgasvergleichspreis = 80% des Rohölpreises nach [IEA 2012])	163
Abbildung 54:	THG-Vermeidungskosten gasförmiger Kraftstoffe (Erdgasvergleichspreis = 80% des Rohölpreises nach [GWS 2012])	164
Abbildung 55:	Weltölförderung 2000-2035 im IEA New Policies Scenario [IEA 2012]	167
Abbildung 56:	Ölfunde versus Anzahl der fündigen Bohrungen, ohne Nordamerika (sogenannte „Creaming curves“)	168
Abbildung 57:	Ölproduktion versus Ölpreis	169
Abbildung 58:	Reserven- und Ressourcenangaben für konventionelle und unkonventionelle Gasquellen (Bild: LBST auf Basis von Daten [BGR 2012], [BGR 2012a])	170
Abbildung 59:	Weltweite Gasförderung, Vergangenheit und Szenario [Zittel 2013]	171
Abbildung 60:	Schiefergas Produktionsprofil von Einzelfeldern in Fayetteville, USA (LBST auf Datenbasis State of Arkansas, Oil and Gas Commission, Mai 2010)	172
Abbildung 61:	Vergangenheit und Szenario einer zukünftigen US-Gasförderung (Historische Daten: Texas Railroad Commission, US-EIA)	173
Abbildung 62:	Technische realisierbare Potenziale erneuerbarer Energiequellen Welt im Vergleich zum heutigen Primärenergieverbrauch	175
Abbildung 63:	Strom und Kraftstoffenergieertrag pro ha Landfläche und Jahr für unterschiedliche erneuerbare Energiequellen	176
Abbildung 64:	Notwendige Nennkapazitäten EE-Anlagen, um den derzeitigen PKW-Bestand unter Annahme effizienter Antriebstechnologie mit Verbrennungsmotor in Deutschland mit Kraftstoff zu versorgen	177
Abbildung 65:	Gegenüberstellung der gravimetrischen und volumetrischen Energiedichte verschiedener Kraftstoffe [Schaub et al. 2013]	181
Abbildung 66:	Drei prototypische Entwicklungslinien	186

EXKURSE

Methanschlupf bei Verbrennungsmotoren	78
Wasserstoff im Druckspeicher.....	79
Wasserstoff im Pkw-Verbrennungsmotor	81
E-Methan in Kombination mit Gasmotor oder Gasturbine als Stromspeicher.....	100
Schiff: Schwerölverwendung und Mitteldestillate.....	121
Kommerzielle Pilotanlage erneuerbarer Strom-zu-Methanol.....	141
Machbarkeitsuntersuchung von E-DME auf Island	143

ABKÜRZUNGEN

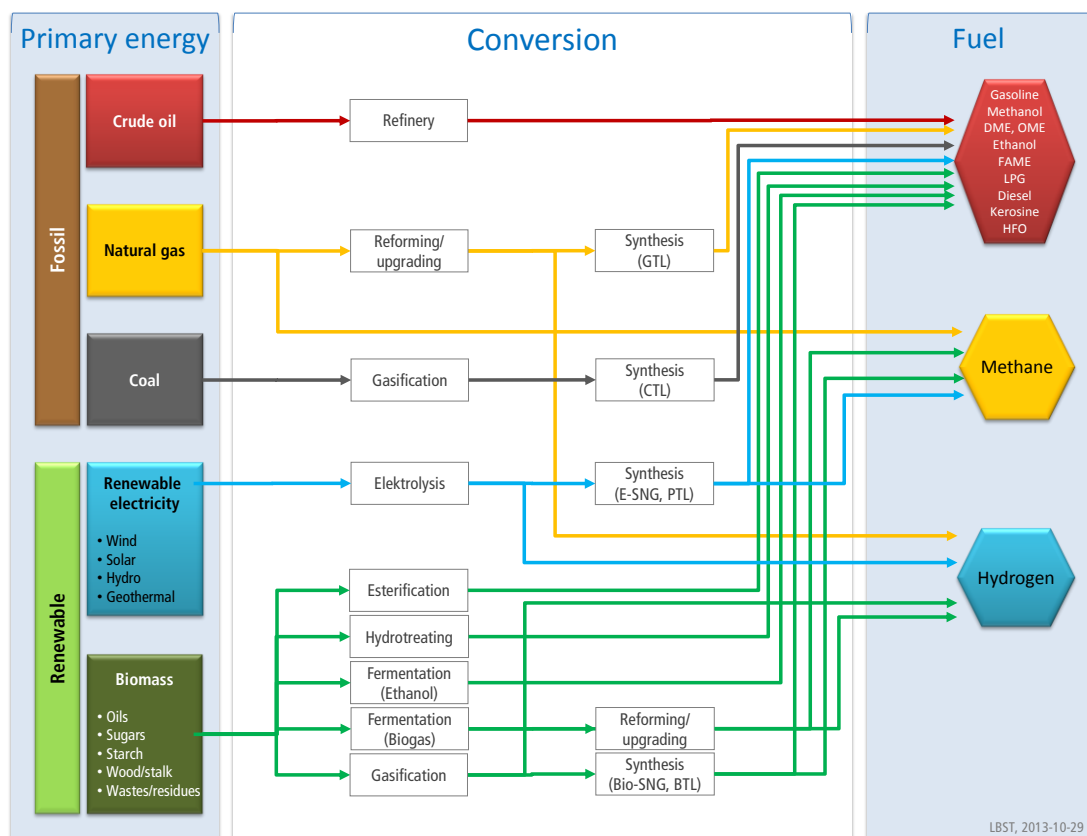
a	Jahr
BHKW	Blockheizkraftwerk
BTL	Biomass-to-Liquid
CARB	California Air Resources Board
CGH ₂	Compressed Gaseous Hydrogen (Druckwasserstoff)
CH ₄	Methan
CMG	Compressed Methane Gas (aufbereitetes Biomethan)
CNG	Compressed Natural Gas
CO	Kohlenmonoxid
CO ₂	Kohlendioxid
CTL	Coal-to-Liquid
DME	Dimethylether
ECAs	Emission Control Areas
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EIA	Energy Information Administration
EPA	Environmental Protection Agency
FA	Formaldehyd
FAEE	Fatty acid ethyl ester
FAME	Fatty acid methyl ester
FT	Fischer-Tropsch
FVV	Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e.V.
GMO	Gentechnisch modifizierte Organismen
GT	Gasturbine
GTL	Gas-to-Liquid
GuD	Gas- und Dampfturbine
H ₂	Wasserstoff
HFO	Heavy Fuel Oil (Schweröl)
H _i	Unterer Heizwert
HVO	Hydrotreated Vegetable Oil
ICP	In-situ Conversion Process
IEA	Internationale Energieagentur
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LBST	Ludwig-Bolkow-Systemtechnik GmbH
LCA	Life-Cycle Assessment (Lebenszyklusbilanz)
LCFS	Low Carbon Fuel Standard
LKW	Lastkraftwagen

LNG	Liquefied Natural Gas
LPG	Liquefied Petroleum Gas
MEA	Monoethanolamin
MeOH	Methanol
MJ	Megajoule
Mtoe	Million tonnes oil-equivalents (Millionen Tonnen Öl-Äquivalente)
N	Stickstoff
N ₂ O	Distickstoffoxid (Lachgas)
NEFZ	Neuer Europäischer Fahrzyklus
NGL	Natural Gas Liquids
NGVA	Natural & bio Gas Vehicle Association
NMVOG	Non-Methane Organic Compounds
NO _x	Stickoxide
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OME	Oxymethylenether
PBR	Photobioreaktor
PKW	Personenkraftwagen
PM	Particulate Matter (dt. Partikel)
PSA	Pressure Swing Adsorption (Druckwechseladsorption)
PtG	Power-to-Gas
PTL	Power-to-Liquid
RED	Renewable Energy Directive
RTFO	Renewable Transport Fuels Obligation
SCO	Synthetic Crude Oil
SDWA	Safe Drinking Water Act
SECAs	SO _x Emission Control Areas
SNG	Synthetic Natural Gas
SO ₂	Schwefeldioxid
THC	Total Hydrocarbons
THG	Treibhausgase
TTW	Tank-to-Wheel
VAE	Vereinigte Arabische Emirate
VKM	Verbrennungskraftmaschine
WHSC	Worldwide Harmonised Steady state Cycle
WHTC	World Harmonized Transient Driving Cycle
WTT	Well-to-Tank
WTW	Well-to-Wheel (Straße, Schiene), Well-to-Wing (Luftfahrt)
ZEV	Zero Emission Vehicle

EXECUTIVE SUMMARY

With a view to globally and locally changing energy landscapes members of the Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e.V. (FVV Research Association for Combustion Engines) seek to understand which fuels may become relevant in the foreseeable future in order to derive research and development needs for next generation combustion engines and turbines.

In a first step, a scoping exercise has been done for fuels that could be used in gas engines and turbines in the next decades. For this, relevant new fuels and fuel production pathways have been defined and characterised, including fossil fuels from conventional and unconventional sources and renewable fuels based on biomass and renewable power. The following diagram gives a schematic overview of fuel pathways.



Comprehensive analyses of both promising and exemplary fuels in order to cover the range of possible developments.

From the multitude of fuels, together with the accompanying FVV task force, a roster of fuels were selected which may require further research and development when used in combustion engines or gas turbines. FVV is already very active on biofuels topics, thus, the fuel selection focussed on fuels that are complementary to the existing FVV research

programme. The following 10 fuel pathways have been selected for more detailed analyses:

- GTL from natural gas
- HVO from algae
- E-gasoline/E-kerosine/E-diesel
- E-DME
- E-OME
- E-methanol
- CNG from shale gas
- E-methane
- LNG from natural gas
- CGH₂ via electrolysis of renewable power

For their use in combustion engines and turbines, the above fuel pathways have been comprehensively assessed with regard to

- environmental performance;
- market aspects;
- economics;
- availability and potentials; and
- infrastructure requirements.

The analyses cover a time horizon until 2020 with a perspective towards 2030. In the course of the study, three meetings were held with the FVV task force and one meeting with the FVV board.

Centrepieces for the detailed assessment of the ten pathways are analyses regarding emission limits, fuel costs (incl. production, transport, and distribution) as well as cumulative primary energy efforts, greenhouse gas emissions, and selected pollutant emissions 'well-to-tank'. Natural gas and crude-oil derived gasoline, kerosine, and diesel served as fossil fuel comparators. In addition, methanol and hydrogen derived from natural gas have been included as benchmarks in the economic and environmental assessments.

Key results from the fuel study are compiled below.

Through technology innovation, combustion engines and turbines must be prepared for a range of future fuels.

Plotting the ten selected fuels in a technical ‘fit for purpose’ matrix results in a mixed picture (see table). Just four out of the ten selected fuels are of ‘drop-in’ quality. Most of the fuels selected for detailed analyses differ significantly in their physical/chemical properties from the reference fuels established today. Especially with regard to energy density and handling, many fuel options only partially fit into current applications having evolved and undergone technical optimisation over decades.

Fuel	Cars	Duty vehicles	Ships	Aircrafts	Power / Stationary machines	Mobile machines
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gas to liquids (GTL) ▪ Hydrotreated veg. oils (HVO) ▪ E-gasoline/E-kerosine/E-diesel ▪ Heavy fuel oil to middle distillates 						
Dimethyl ether (DME)	Like LPG	Like LPG				
Oxy-methylene ether (OME)	Blend	Blend	Blend			
Methanol (MeOH)					Handling?	
Compressed natural gas (CNG)		Long distance				
Liquefied natural gas (LNG)	Dor-mancy	Dor-mancy?				Dor-mancy?
Hydrogen (CGH2)				LH2?	Existing fleet?	

Already in the past, there was not ‘the one’ fuel to power all possible stationary and mobile applications, not least because the availability of energy resources differs by world region. Considering the transformation processes underway in the energy landscapes worldwide, the number of different fuels may be expected to increase further also in the midterm future.

Combustion engines and turbines continue to take key roles in the future.

Combustion engines and turbines can address many of the upcoming challenges in meaningful ways that arise from changes in the energy system in general and specific applications therein, e.g. with regard to emission reductions.

For the further development and application of combustion engines and turbines, new future fuels bear both challenges and opportunities. Challenges arise from the often deviating fuel characteristics in terms of handling requirements and combustion behaviour and the higher market uncertainties in terms of potentials, relevance, and user acceptance. Opportunities lie in technology innovation to further foster a key role for engines and

motors in future energy systems and applications, possibly even providing for a broader market perspective also in countries that today still lack energy supplies and uses.

Technology innovation in combustion engines and turbines also includes embedding them in new application contexts.

In the stationary sector, combustion engines and turbines allow for high operational flexibility. With that, they can become pillars in the transformation of the energy system towards high shares of fluctuating renewable energies. In mobile applications with high performance requirements, combustion engines and turbines operating with energy-rich liquid fuels will remain indispensable for the foreseeable future. For applications in the transportation sector, internal combustion engines can benefit from complementary technologies, especially with regard to electric drivetrains. This does not only apply to cars, but also e.g. to ships or trains on non-electrified tracks.

Alternative fuels and uses having been discussed in the past but not adopted yet should be re-assessed in the light of new applications and requirements.

Examples include

- Efficient neat fuels, especially also gaseous fuels in connection with hybridisation.
- Fuel admixtures for improving combustion processes, e.g. oxygen-rich compounds or hydrogen.
- Methanol in industrial applications for stationary energy storage.
- Wankel engines in conjunction with hybridisation or with otherwise challenging combustibles like hydrogen.

Novel fuels are by no means fast-selling items, but are driven by changing framework conditions.

Out of the ten fuels selected for the detailed analyses, in the short to medium term only GTL and LNG from natural gas are cost competitive. The full costs ('well-to-tank') of the renewable fuels assessed are significantly higher than those of the respective fossil reference fuels within the time horizon until 2020. Fossil and renewable costs will prospectively converge through cost reductions with renewable energies, increasing use efficiency, and increasing costs of fossil energy sources.

In a long term sustainable energy system, renewable electricity is a main pillar because of its technical potentials worldwide.

Against the backdrop of growing availability of renewable electricity in the long run, there is an increasingly important role to take for the direct use of electricity and electricity-based fuels, across all energy sectors and uses. Particularly 'power-to-gas' pathways are likely to play a more prominent role in the future – E-H₂ and synthetic methane (E-CH₄)

derived from renewable power are favourable with regard to emissions, potential overall volume, and energy yield per area.

The synthesis of electrolytic hydrogen with CO₂ or CO including subsequent further processing to fuels with higher compound complexity is possible and has e.g. been demonstrated in the case of E-methanol in Iceland. It has to be noted, though, that, electricity-based fuels with increasing molecular complexity generally demand higher process and energy efforts for their production, thus driving costs with respect to the primary energy consumed and necessary hardware to be invested.

Future research and development efforts in combustion engines and gas turbines should consider a broad range of target fuels (neat and blends).

With an increasing number of fuel options being rolled out or still in the R&D pipeline today, singling out a 'winner fuel' obviously is a risky bet.

The study authors recommend to FVV to consider the following fuel pathways in their plans for a short to medium term research programme for future combustion engines and gas turbines:

- E-H₂ (neat; admixed to methane or diesel; as an input in oil refineries)
- E-OME (admixture to diesel)
- E-kerosine (complementary option to efficiency improvements and the use of biomass)
- Algae (validation in demos)

Corresponding research is recommended because of the potentials of these fuel pathways to solve upcoming challenges and because of the differing characteristics to fuels commonly used in combustion engines and gas turbines today.

In a project meeting with the accompanying FVV industry task force, a number of further topics have been identified for the development of an FVV research programme:

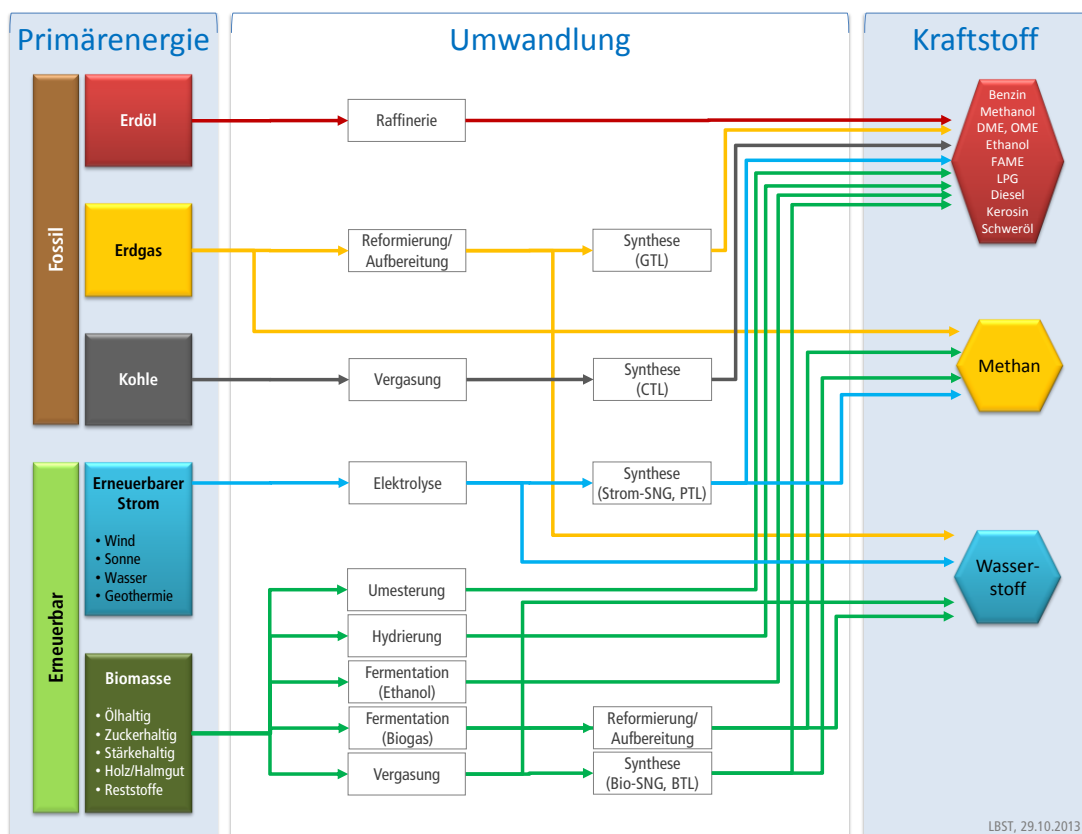
- Methane (CNG)
 - Methane slip with dual-fuel (methane/diesel) engines
 - Efficiency potentials from CNG hybridisation
- Options, potentials, and limits for the admixture of
 - OME to diesel
 - Hydrogen in diesel combustion processes
 - Hydrogen to CNG (HCNG, 'Hythane')
- Dimethyl ether (DME) as a neat fuel
- Neat fuel hydrogen in stationary gas turbines and gas engines

Research needs in the use of novel fuels – be it neat or blended – in optimised combustion engines and gas turbines are evident, especially with regard to novel system contexts (e.g. hybridisation), application contexts (e.g. fluctuating renewable supply, assured power provision), and targets (efficiency, emissions, costs). The resulting broad research and development portfolio will provide an excellent basis for future combustion engines and gas turbines which are robust, efficient, low in emission, and economic.

ZUSAMMENFASSUNG

Für die Mitglieder der Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e.V. stellt sich im Zuge der Veränderungen auf den internationalen Energiemärkten die Frage, welche neuen Kraftstoffe in den nächsten Jahren relevant werden könnten, um hieraus mögliche neue und erweiterte Forschungsbedarfe für Verbrennungskraftmaschinen zu identifizieren.

In der vorliegenden Studie werden daher Kraftstoffe analysiert, die in den nächsten Jahrzehnten für die verschiedenen Anwendungsbereiche der Verbrennungsmotoren und Gasturbinen grundsätzlich in Frage kommen. Dazu wurden relevante neue Kraftstoffe bzw. Herstellungsverfahren aus den Kategorien Fossile – konventionelle, unkonventionelle – und Erneuerbare – basierend auf Biomasse oder erneuerbaren Strom – benannt und charakterisiert. Die nachfolgende Grafik zeigt eine schematische Übersicht.



Umfassende Betrachtung vielversprechender sowie exemplarischer Kraftstoffe um die Bandbreite möglicher Entwicklungen darzustellen.

Aus der Vielfalt an Kraftstoffen wurden gemeinsam mit dem FVV-Arbeitskreis Kraftstoffpfade ausgewählt, für die sich weitere Forschungsbedarfe im Rahmen von Verbrennungskraftmaschinen ergeben könnten. Im Bereich Biokraftstoffe ist die FVV schon sehr aktiv und sieht sich gut aufgestellt. Da diese Themen im Forschungsprogramm

schon fest verankert sind, wurde bei der Auswahl der Kraftstoffpfade auf den Forschungsbedarf fokussiert, der über das aktuelle Forschungsprogramm der FVV hinausgeht. Daher wurden folgende 10 Kraftstoffpfade ausgewählt:

- GTL aus Erdgas
- HVO aus Algen
- E-Benzin/E-Kerosin/E-Diesel
- E-DME
- E-OME
- E-Methanol
- CNG aus Schiefergas
- E-Methan
- LNG aus Erdgas
- CGH_2 via Elektrolyse von erneuerbarem Strom

Diese zehn Kraftstoffpfade wurden hinsichtlich ihrer möglichen Bedeutung für die Nutzung in Verbrennungskraftmaschinen umfassend hinsichtlich

- Umweltwirkungen,
- Marktumfeld,
- Wirtschaftlichkeit,
- Verfügbarkeit und Potenziale, sowie
- Infrastrukturanforderungen analysiert.

Dabei wurde ein Zeithorizont bis 2020 mit Perspektive bis 2030 gewählt. Im Verlauf fanden drei Treffen mit dem FVV-Arbeitskreis sowie ein Treffen mit dem FVV-Vorstand statt.

Im Zentrum der Analysen standen die Emissionsregularien, Kraftstoffkosten (Produktion, Transport, Verteilung) sowie Lebenszyklusbilanzen für Energieaufwand, Treibhausgasemissionen und Emissionen von Schlüsselschadstoffen über die gesamte Bereitstellungskette („well-to-tank“). Benzin, Kerosin und Diesel aus Rohöl, d.h. heute marktgängige fossile Kraftstoffe, wurden vergleichend als Referenz betrachtet. Als fossile Vergleichskraftstoffe wurden für die ökologische und ökonomische Bewertung darüber hinaus auch Methanol aus Erdgas sowie Wasserstoff aus Erdgas herangezogen.

Im Folgenden sind Kernergebnisse der Kraftstoffstudie zusammengefasst.

Verbrennungskraftmaschinen müssen durch Technologieinnovation auf eine Reihe möglicher zukünftiger Kraftstoffe eingestellt sein.

Die technische Eignung der zehn untersuchten Kraftstoffpfade ergab ein gemischtes Bild, da zukünftige Kraftstoffe z.T. stark abweichende physikalisch-chemische Eigenschaften aufweisen. Insbesondere hinsichtlich Energiedichte und Handhabbarkeit vieler Kraftstoffoptionen passen diese nur bedingt in den Kontext heute etablierter, oftmals über Jahrzehnte gewachsener Anwendungen und hierfür optimierten technischen Lösungen (siehe nachfolgende Eignungsmatrix).

Kraftstoff	Pkw	Nutzfahrzeuge	Schiff	Flugzeug	Strom / stationäre Maschinen	Mobile Maschinen
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Syn. Flüssigkraftstoffe (GTL) ▪ Hydriertes Pflanzenöl (HVO) ▪ E-Benzin/E-Kerosin/E-Diesel ▪ Schweröl zu Mitteldestillaten 						
Dimethylether (DME)	wie LPG	wie LPG				
Oxymethylenether (OME)	Blend	Blend	Blend			
Methanol (MeOH)					Handhabung?	
Druckerdgas (CNG)		Fern-Lkw				
Flüssigerdgas (LNG)	Haltezeit	Haltezeit?				Haltezeit
Wasserstoff (CGH2)				Langfristig LH2?	Bestand?	

Wie in der Vergangenheit schon, so wird auch für die Zukunft nicht „der eine“ Kraftstoff für alle denkbaren stationären und mobilen Anwendungen zu erwarten sein. Aufgrund der Veränderungen im Energiesystem ist mittelfristig eher mit einer zunehmenden Vielfalt an Kraftstoffen zu rechnen, insbesondere während der Übergangsphase hin zu einem langfristig nachhaltigen Energiesystem.

Verbrennungskraftmaschinen nehmen auch zukünftig wichtige Schlüsselrollen ein.

Verbrennungskraftmaschinen können viele der zukünftigen Herausforderungen in geeigneter Weise adressieren, die sich unter anderem aus den Veränderungen des Energiesystems und den konkreten Anwendungen darin, als auch aus dem Erfordernis weiterer Emissionsminderungen ergeben.

Zukünftige Kraftstoffe sind für die kommende Entwicklung und den Einsatz von Verbrennungskraftmaschinen zugleich Herausforderung und Chance. Die Herausforderungen ergeben sich durch neue Kraftstoffe mit oft anderen Anforderungen an die Handhabung sowie abweichenden Verbrennungseigenschaften und aus den Unsicherheiten bezüglich Potenzial, Relevanz und Marktakzeptanz zukünftiger Kraftstoffe. Die Chancen liegen in einer mit Technologieinnovation verbundenen Festigung der

Schlüsselrolle von Verbrennungskraftmaschinen im zukünftigen Energiesystem und den konkreten Anwendungen darin sowie einer perspektivisch zunehmenden Marktbasis auch in Ländern mit heute noch unzureichenden Energiestrukturen wie Erzeugung, Transport, Verteilung und Nutzung in den verschiedenen Anwendungsbereichen.

Technologieinnovation bei Verbrennungskraftmaschinen erfordert insbesondere auch die Betrachtung neuer Anwendungssysteme.

Im stationären Bereich können Verbrennungskraftmaschinen durch ihre hohe Flexibilität zu essenziellen stützenden Elementen der Energiewende werden. In mobilen Märkten mit hohen Anforderungen an die Performanz werden effiziente Motoren und Turbinen, die mit Kraftstoffen hoher Energiedichte betrieben werden, auch auf absehbare Zeit nicht durch andere Technologien zu ersetzen sein. Für Anwendungen im Verkehr bieten sich Chancen für Verbrennungsmotoren insbesondere auch in Verbindung mit elektrischen Antriebskonzepten. Dies gilt nicht nur für Straßenfahrzeuge sondern z.B. auch für Schiffe oder auch für Züge auf nichtelektrifizierten Strecken.

In der Vergangenheit untersuchte und nicht am Markt umgesetzte Kraftstoff- oder Antriebsoptionen sollten im Licht neuer Anforderungen und Anwendungen neu bewertet werden.

Beispiele hierfür sind:

- Effiziente Reinkraftstoffe, z.B. insbesondere auch gasförmige Kraftstoffe in Verbindung mit Hybridisierung.
- Kraftstoffbeimischungen zur Verbesserung von Verbrennungsprozessen, z.B. von sauerstoffhaltigen Verbindungen oder Wasserstoff.
- Methanol im industriellen Umfeld als stationärer Energiespeicher.
- Wankelmotor im Rahmen hybrider Antriebssysteme oder auch zur Nutzung verbrennungstechnisch schwieriger Kraftstoffe wie Wasserstoff.

Neue Kraftstoffe sind keine ökonomischen Selbstläufer, sondern getrieben durch sich verändernde Randbedingungen.

Von den zehn untersuchten neuen Kraftstoffen sind kurz bis mittelfristig nur mit GTL und LNG aus fossilem Erdgas wirtschaftlich. Die Vollkosten („well-to-tank“) der mit Zeithorizont 2020 untersuchten Kraftstoffe auf Basis erneuerbarer Energien sind deutlich höher als die heute etablierter Kraftstoffe. Die Differenz verringert sich allerdings perspektivisch durch sinkende Kosten bei Erneuerbaren, steigender Effizienz in der Nutzung und nicht zuletzt auch durch steigende Kosten fossiler Energien.

Erneuerbarer Strom wird langfristig zur tragenden Säule des nachhaltigen Energiesystems aufgrund der globalen Verfügbarkeitspotenziale.

Vor diesem Hintergrund begründet sich eine zunehmend wichtigere Rolle der direkten Stromnutzung und die Nutzung von strombasierten Kraftstoffen über alle Anwendungsbereiche hinweg. Insbesondere sog. Power-to-Gas (PtG) Kraftstoffe wie Wasserstoff (E-H₂) oder synthetisches Methan (E-CH₄) auf Basis erneuerbaren Stroms sind favorabel hinsichtlich Emissionen, EE-Potenzial und Flächeneffizienz.

Die Synthese auch komplexer Moleküle aus Elektrolysewasserstoff mit CO₂ oder CO ist darüber hinaus möglich. Allerdings steigt bei solchen strombasierten Kraftstoffen mit zunehmender Molekülkomplexität typischerweise der Energieaufwand und damit in erster Näherung auch die Gestehungskosten aufgrund des höheren Primärenergieeinsatzes und des verfahrenstechnischen Aufwands.

Die weitere Forschung im Bereich Verbrennungskraftmaschinen sollte eine breite Palette an Kraftstoffoptionen (Reinform und Mischungen) berücksichtigen.

Bei steigender Kraftstoffvielfalt stehen die „Gewinnerkraftstoffe“ noch lange nicht fest.

Die Studienautoren empfehlen der FVV sich mit folgenden Kraftstoffpfaden im Rahmen der kurz- bis mittelfristigen Forschungsplanung im Bereich Verbrennungskraftmaschinen (Motor, Turbine) näher zu beschäftigen:

- E-H₂ (in Reinform, als Beimischung zu Methan oder Diesel sowie auch als Einsatzstoff in der Ö Raffinerie)
- E-OME (Beimischung zu Diesel)
- E-Kerosin (Komplementäroption zu Effizienz- und Biomassepotenzialen)
- Algen (Validierung in Demos)

Forschungsbedarf besteht insbesondere, weil für diese Kraftstoffe relevante Potenziale vor dem Hintergrund zukünftiger Herausforderungen bestehen, und sie sich von den heute verwendeten Kraftstoffen in ihren Eigenschaften beim Einsatz in Verbrennungskraftmaschinen z.T. signifikant unterscheiden.

Im Rahmen eines Treffens des industriebegleitenden FVV-Arbeitskreises wurde darüber hinaus für die Entwicklung eines FVV-Forschungsprogrammes für zukünftige Verbrennungskraftmaschinen eine Reihe weiterer spezifischer Themen identifiziert:

- Methan (CNG)
 - Methanschluß in Dual-fuel (Methan/Diesel) Motoren
 - Effizienzpotenziale CNG-Hybridisierung
- Optionen, Potenziale und Grenzen der Beimischung von

- OME als Dieseladditiv
- Wasserstoff in Diesel-Verbrennungskraftprozessen
- Wasserstoff zu CNG (HCNG, „Hythane“)
- Dimethylether (DME) als Kraftstoff
- Reinwasserstoffnutzung in stationären Gasturbinen und Gasmotoren

Der Forschungsbedarf für die Verwendung neuer Kraftstoffe in angepassten Verbrennungskraftmaschinen ist groß, gerade auch hinsichtlich neuen System-einbettungen (z.B. Hybridisierung), Anwendungskontexten (z.B. fluktuierende Erneuerbare, gesicherte Leistung) und Zielen (Effizienz, Emissionen, Kosten). Mit einem thematisch breit aufgestellten Forschungs- und Entwicklungsportfolio ist daher die Voraussetzung geschaffen für auch zukünftig robuste, effiziente, emissionsarme und wirtschaftliche Verbrennungskraftmaschinen.

1 STUDIENHINTERGRUND UND VORGEHEN

Verbrennungskraftmaschinen (VKM) waren der Motor technischer Entwicklungen und Antrieb der modernen Gesellschaft der letzten Jahrzehnte. Sie werden zunehmend ergänzt durch neue, alternative Technologien. Dennoch können Verbrennungskraftmaschinen auch in Zukunft eine zentrale und in vielen Segmenten auch tragende Rolle in Verkehr, Industrie und Stromerzeugung einnehmen.

Maschinen benötigen Energie zu ihrer Nutzung. Heute etablierte fossile flüssige und gasförmige Kraftstoffen (z.B. Schweröl, Diesel, Kerosin, Benzin, Erdgas) stehen zunehmend unter dem Druck ihres eigenen Erfolges. Die umfangreiche Nutzung konventioneller Energieressourcen führt mit steigender Ausschöpfung zunehmend zu steigenden Kosten. Schärfere Anforderungen hinsichtlich Umweltverträglichkeit ergeben sich aus negativen Umweltwirkungen.

Aktuell werden zahlreiche weitere Optionen an alternativen fossilen Rohstoffquellen (Schiefergas, Schieferöl, Teersand, etc.) sowie auch Biokraftstoffe und synthetische Kraftstoffe diskutiert, letztere insbesondere wenn sie aus erneuerbarem¹ Strom aus fluktuierenden Energiequellen wie Wind oder Sonne stammen. Übergeordnete Treiber sich mit neuen und nachhaltigen Kraftstoffoptionen zu beschäftigen sind Emissionsminderung (Treibhausgase und Schadstoffe), Reduzierung anderer Umweltwirkungen (z.B. Biodiversität, Bodenqualität, Wasser) und die Perspektive auf eine zunehmende Verfügbarkeit von auch betriebswirtschaftlich rentablen erneuerbaren Energien.

Im Zuge der Energiewende² hat sich ein vielschichtiges Bild und vielstimmiger Diskurs mit diversen Hype-Zyklen an präferierten – und Jahre später bereits wieder relativierten – Energieoptionen entwickelt. Die Kette an Technologiehypes ist insbesondere beim Fahrzeug lang: Batteriestrom (70er/80er Jahre), Wasserstoff (Ende 90er/Anfang 00er Jahre), Agrokraftstoffe (Mitte 00er Jahre) und zuletzt wieder Batterien (Ende 00er Jahre).

Ziel der Studie ist, diese „neuen“ Kraftstoffoptionen bzgl. ihrer zukünftigen Relevanz zu bewerten, besonders aussichtsreiche Kraftstoffe zu identifizieren und gemeinsam mit dem studienbegleitenden Arbeitskreis der FVV den ggf. erforderlichen VKM-Forschungsbedarf

¹ Die Begriffe „erneuerbar“, „Erneuerbare“, „nachhaltig“, „nachhaltig verfügbar“ sowie vergleichbare Formulierungen werden in dieser Studie zur besseren Allgemeinverständlichkeit als synonym erachtet. Differenzierte Betrachtungen finden sich u.a. in [Maus et al 2012], [BT-Enquête 1998], [Wuppertal 1996]

² Die Wurzel der Energiewende reicht zurück auf das Stromeinspeisegesetz (1991) und das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, 2000). Die politische Entscheidung zum Kernenergieausstieg erfolgte im Jahr 2000. Mit der Entscheidung zu einem verkürzten Kernenergieausstieg im Nachgang zu Fukushima wurde im Jahr 2012 diese Entwicklung noch einmal forciert.

mit Blick auf die wichtigsten Anwendungsfelder zu benennen. Der Zeithorizont für diese Betrachtungen liegt bei 2020 mit Perspektive 2030.

Die Bearbeitung der Fragestellung erfolgt in drei Schritten. In einem ersten Schritt (Kapitel 2) wird ein Überblick über relevante neue Kraftstoffe gegeben und diese werden charakterisiert. In Zusammenarbeit mit dem FVV-Arbeitskreis wurden hieraus Pfade ausgewählt und bezüglich ihrer möglichen Bedeutung für die Nutzung in Verbrennungskraftmaschinen im betrachteten Zeithorizont bewertet (Kapitel 3). Abschließend ist die Eignung ausgewählter Kraftstoffe für ihre Anwendung in Verbrennungsmotoren und Gasturbinen dargestellt (Kapitel 4).

2 CHARAKTERISIERUNG NEUER KRAFTSTOFFPFADE

Eine Vielzahl von Kraftstoffen und Beimischungsoptionen wird aktuell diskutiert. Abbildung 1 zeigt eine Übersicht, reduziert auf charakterisierende Prozessschritte,

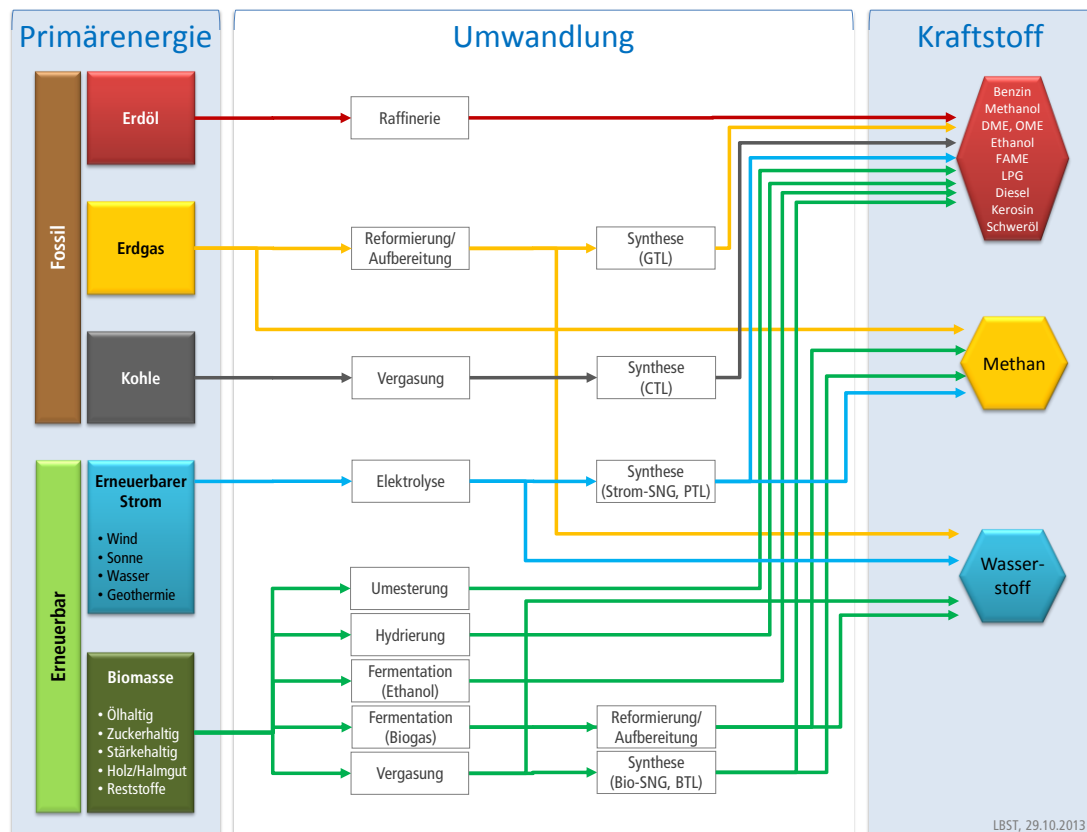


Abbildung 1: Vereinfachte Darstellung von Kraftstoffen sowie Herstellungsverfahren (Bild: LBST)

Diese resultierenden Kraftstoffe unterscheiden sich zum Teil chemisch von heute gängigen fossilen Kraftstoffen. Im Rahmen dieses Kapitels werden aus den drei Bereichen

- Biokraftstoffe,
- Kraftstoffe aus alternativen fossilen Quellen und
- Synthetische Kraftstoffe

im Weiteren typische Stellvertreterpfade beschrieben. Diese umfassen jeweils die ursprüngliche Energiequelle („Feedstock“), den Verarbeitungsprozess und den resultierenden Kraftstoff.

2.1 Biokraftstoffe

Ausgangsmaterialien und Herstellungspfade von Biokraftstoffen sind ausgesprochen vielfältig, mitunter eng gekoppelt („Bioraffinerie“) vergleichbar heutigen fossilen Raffinerien und komplex in ihren Rückwirkungen hinein in andere Nutzungssysteme biogener Ressourcen (Futtermittel, Nahrungsmittel, stoffliche Nutzung). Die resultierenden Kraftstoffe unterscheiden sich in unterschiedlicher Weise in ihren physikalisch-chemischen Parametern von heute gängigen fossilen Kraftstoffen und sind zum Teil nur eingeschränkt oder gar nicht beimischungsfähig.

2.1.1 Biomethan

Abbildung 2 zeigt die Herstellung und Aufbereitung von Biogas zu Biomethan.

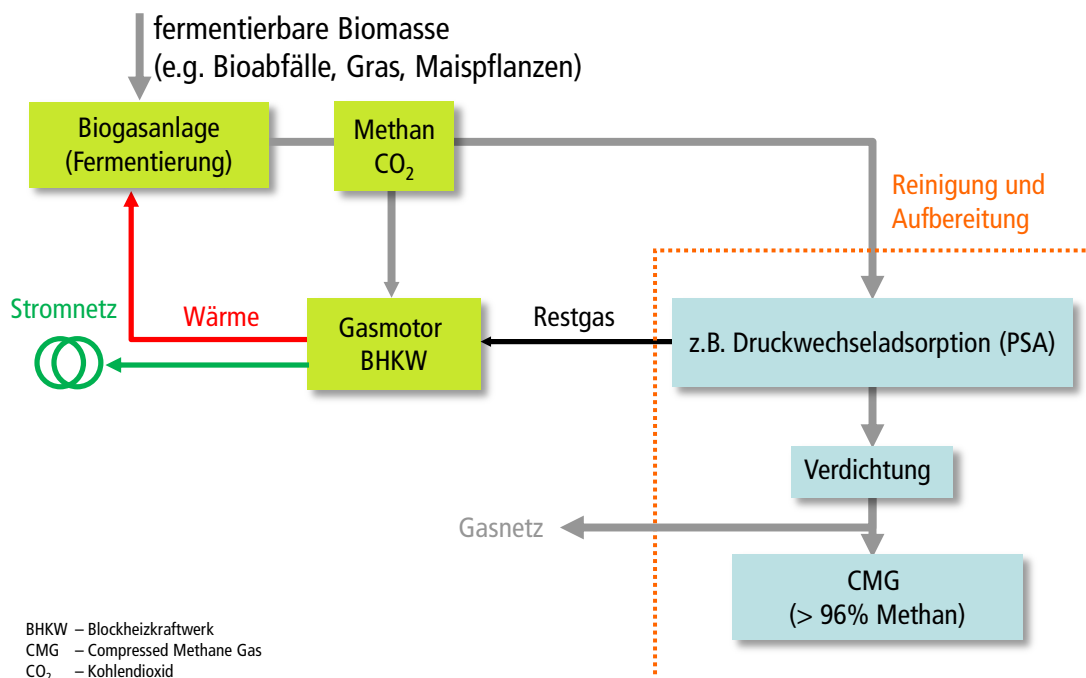


Abbildung 2: Prozessschema Biogasherstellung und -aufbereitung (Bild: LBST)

Zunächst wird Biogas über die Vergärung von organischem Material hergestellt. Als Ausgangs-/Rohstoffe dienen Energiepflanzen (z.B. Mais) sowie Rest-/Abfallstoffe (z.B. Klärschlamm, Gülle, Bioabfälle). Abhängig von der je nach Anwendung geforderten Kraftstoffqualität wird anschließend der Methananteil in einer Biogasaufbereitung auf knapp 100% angereichert und von störenden anderen Verbindungen wie Schwefel befreit.

Der resultierende Kraftstoff kann als Druckgas (CNG) via Erdgaspipeline, Lkw-Druckgasanhängern sowie nach einer Verflüssigung auch in Form von flüssigem Methan (LNG) transportiert, verteilt und in Gasmotoren sowie Turbinen in stationären sowie



mobilen Anwendungen genutzt werden. Die Kraftstoffe entsprechend dabei den Spezifikationen von herkömmlichen CNG/LNG aus Erdgas.

Die Biogasproduktion ist aktuell insbesondere in der EU eine gängige Praxis und zunehmend auch in anderen Ländern der Welt anzutreffen, z.B. auch zur Abfallbehandlung oder Energiegewinnung aus Abwässern.

Aktuelle Verwendungen von Biomethan sind deren Nutzung in Blockheizkraftwerken (BHKWs) zur Erzeugung von Strom und Wärm (und mittels Absorbertechnik auch Kälte); Einspeisung ins Erdgasnetz für verschiedenliche Nutzungen; sowie als Kraftstoff für Straßenfahrzeuge (CNG), in ersten Ansätzen Lkw (CNG/LNG) und möglicherweise zukünftig auch in Flugzeugen (Überlegungen von Boeing).

Im Zusammenhang mit Biomethan zu nennende Themen sind insbesondere Roh-/Reststoffpotenziale, Flächenkonkurrenz sowie Monokulturen bei Einsatz von Energiepflanzen.

2.1.2 Biodiesel (FAME³)

Typische Stellvertreterkraftstoffe aus dem Bereich „Biodiesel“ sind FAME (Fatty Acid Methyl Ester) und FAEE (Fatty Acid Ethyl Ester). Im deutschsprachigen Raum wird für FAME aus Rapsöl auch die Abkürzung „RME“ (Rapsölmethylester) verwendet. Die Biodieselherstellung und -aufbereitung erfolgt vereinfacht nach Abbildung 3.

³ Fatty Acid Methyl Esther (Fettsäuremethylester)

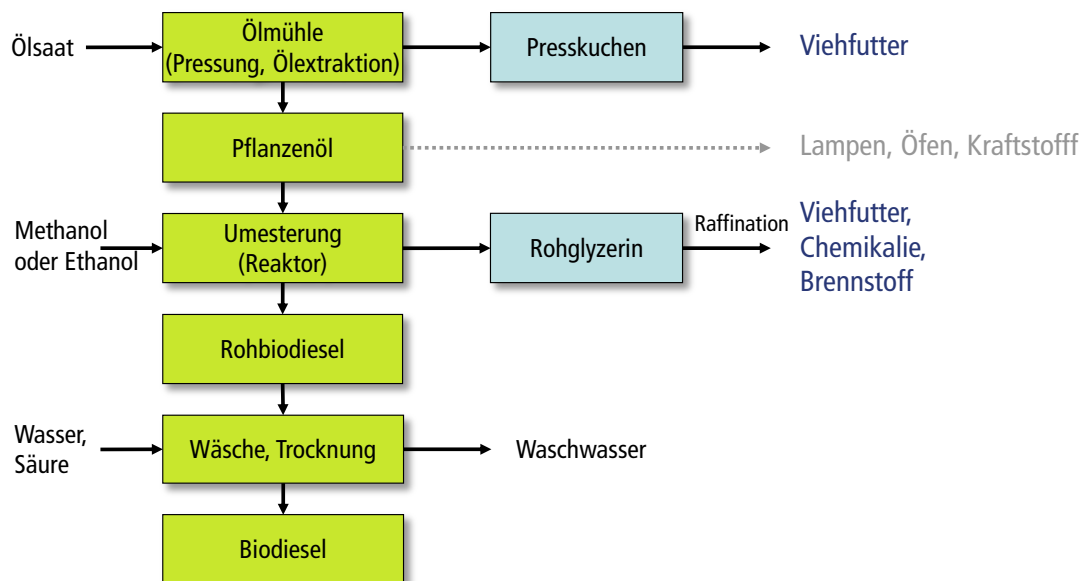


Abbildung 3: Prozessschema Biodieselherstellung und –aufbereitung (Bild: LBST)

Als Ausgangs-/Rohstoffe für Biodiesel wird eine Reihe von Pflanzen bzw. deren ölhaltigen Früchte eingesetzt: Raps, Sonnenblumen, Ölpalme, Soja, Jatropha, Leindotter (Camelina) und andere Ölpflanzen (z.B. Algen). Reststoffe wie z.B. Tierfette und Speiseölreste werden ebenfalls eingesetzt. Roh- und Hilfsstoffe für die Herstellung sind Pflanzenöl, Methanol oder Ethanol.

Die bevorzugten Ausgangs-/Rohstoffe für die Biodieselproduktion richten sich nach geografischer Verfügbarkeit, z.B.

- Raps: Deutschland, Frankreich
- Ölpalme: Malaysia, Indonesien
- Soja: Argentinien, Brasilien, USA

Darüber hinaus spielt die Kosten und Transportierbarkeit eine Rolle für die Wahl der Rohstoffe. Insbesondere Pflanzenöl aus Ölpalmen sowie Soja werden auch über lange Distanzen zur Weiterverarbeitung transportiert.

Resultierende Kraftstoffprodukte bzw. Qualitäten sind B7 und B100 EN 14214. Über Beimischungsanteile von mehr als 7 Vol.-% im Diesel wird insbesondere in Deutschland diskutiert. „B7 + x“ ist im Straßenverkehr technisch möglich, kann z.B. in der existierenden Flotte in Deutschland jedoch mit technischen Unverträglichkeiten verbunden sein.

Die aktuellen Märkte und Anwendungen von „Biodiesel“ sind Dieselmotoren in PKW, LKW und (Binnen-)Schiff sowie in Blockheizkraftwerken für die stationäre Strom-/Wärme-/Kälteproduktion (BHKWs; vormals insbesondere aus Palmöl).

Relevante Themen in Verbindung mit der Herstellung von „Biodiesel“ sind Fruchtfolgerestriktionen (Raps, Sonnenblumen), Flächenkonkurrenz, Monokulturen, Landnutzungsänderungen (direkt und indirekt).

2.1.3 Bioethanol

Abbildung 4 zeigt zwei Verfahren für die Herstellung und Aufbereitung von Bioethanol.

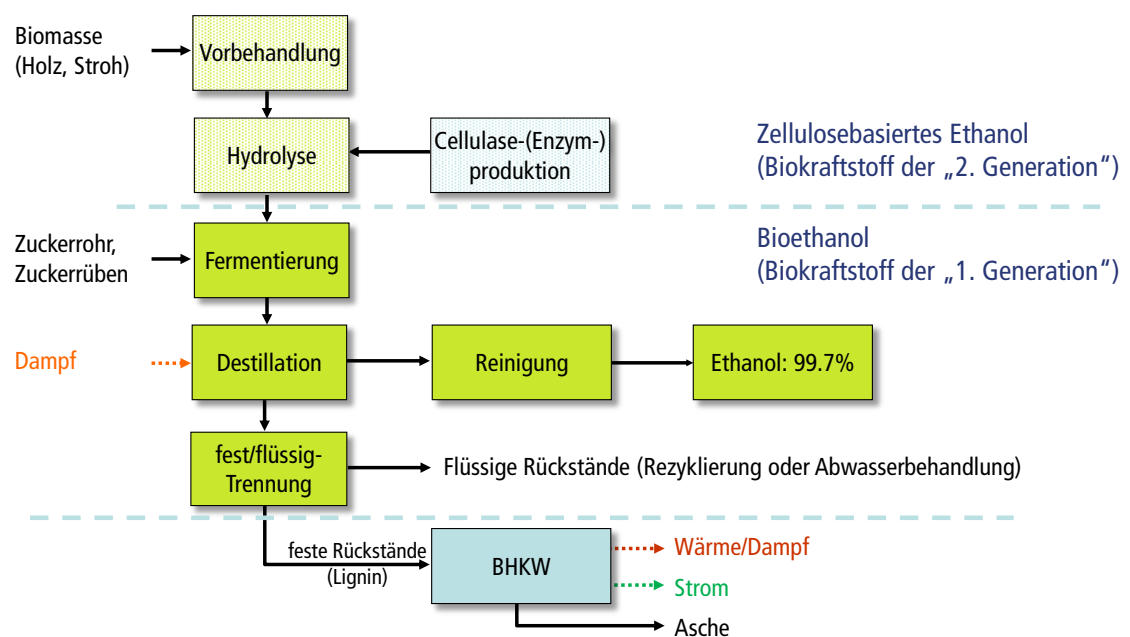


Abbildung 4: Prozessschema Bioethanolherstellung und –aufbereitung (Bild: LBST)

Prinzipiell kann für die Herstellung von Bioethanol jede Quelle von Kohlenhydraten eingesetzt werden, die erst vergoren und dann destilliert wird.

Etabliert ist der Prozess der sog. „1. Generation“. Aus zuckerhaltigen Pflanzen (Zuckerrohr, Zuckerrübe) oder stärkehaltige Pflanzen (Mais, Weizen) wird Bioethanol über Fermentierung hergestellt und anschließend durch Destillation gewonnen. Die für diesen Prozess verwendeten Rohstoffe unterscheiden sich je nach Geographie. In Europa werden überwiegend Zuckerrüben für die Bioethanolherstellung eingesetzt; in Nordamerika ist es überwiegend Mais; und in Südamerika traditionell das Zuckerrohr.

Erste Anlagen der sogenannten „2. Generation“ wurden realisiert, insbesondere in den USA, in denen auch holzartige Biomasse und Stroh (Lignocellulose) als Roh-

/Ausgangsstoff einzusetzen. Hierfür wird der Fermentations-Stufe eine Hydrolyse-Vorbehandlung vorgeschaltet zum Aufschluss der Lignocellulose.

An den Tankstellen wird Ethanol wird in der Regel als Mischungen mit Benzin abgegeben. Gängige Mischungen werden mit E5, E10, E15, E25, E50, E85 und E100 bezeichnet, wobei die Zahl den Anteil von Ethanol in Volumenprozent angibt (Vol.-%). Nach EN 228 ist eine Beimischung von Ethanol zu herkömmlichen Benzin von bis zu 5% zulässig (E5). Konventionelle Benzinmotoren (auch ältere Modelle) können ohne Modifikation mit E5 betrieben werden. Bei höheren Ethanolanteilen kann es zu Problemen wie Korrosion an Aluminiumbauteilen und zu Problemen mit Dichtungen und Gummischläuchen kommen. „Flexible Fuel Vehicle“ (FFV) können mit beliebigen Ethanol-Benzin-Mischungen zwischen 0 und 85 Vol.-% Ethanol betrieben werden. Ein Anteil von 15 Vol.-% Benzin ist erforderlich, um einen zuverlässigen Kaltstart zu gewährleisten.

In Brasilien werden PKW und Motorräder mit Ottomotor als „Flexible Fuel Vehicle“ angeboten.



Abbildung 5: "Flex Fuel"-Motorrad, Modell CG150 TITAN MIX [Honda 2009]

In Brasilien wird aber auch Kraftstoff mit einem Ethanolgehalt mit nahezu 100 Vol.-% (E100) angeboten. Aufgrund der Neigung von Ethanol Feuchte aufzunehmen (Hygroskopie), handelt es sich bei E100 typischerweise um ein Gemisch aus 94,7 Vol.-% Ethanol und 5,3 Vol.-% Wasser. E100 funktioniert aber aufgrund der sonst auftretenden Kaltstartprobleme nur in warmen Regionen. In USA und Europa ist Kraftstoff mit maximal 85 Vol.-% Ethanol erhältlich. Der Standardkraftstoff für Fahrzeuge mit Ottomotor in Brasilien ist E25. In Europa und USA sind E5 und E10 üblich.

Relevante Themen sind unter anderen die Flächenkonkurrenz mit dem Anbau von Lebensmitteln, Monokulturen und die damit verbundenen Umweltwirkungen, CO₂-Emissionen aus direkter und indirekter Landnutzungsänderung sowie der mögliche Einsatz genetisch modifizierte Organismen (GMO). Ein weiterer Aspekt ist der hohe Energieverbrauch bei der Kraftstoffherstellung für die Destillation, um aus dem Wasser-Ethanol-Gemisch möglichst reines Ethanol zu gewinnen.

2.1.4 Biokerosin (HVO⁴)

Durch „Hydrotreating“ kann aus Pflanzenöl (oder auch Altöl und Altfett z.B. aus Kantinen) sowie Algenöl ein Kraftstoff erzeugt werden, der ähnliche Eigenschaften hat wie über Fischer-Tropsch-Synthese erzeugter synthetischer Dieselmotorkraftstoff oder auch wie konventioneller Dieselmotorkraftstoff oder konventionelles Kerosin aus Rohöl. Von einem Hersteller „Neste Oil“ wird dieser Kraftstoff daher auch „NExBTL“ genannt und so als Markennamen vertrieben.

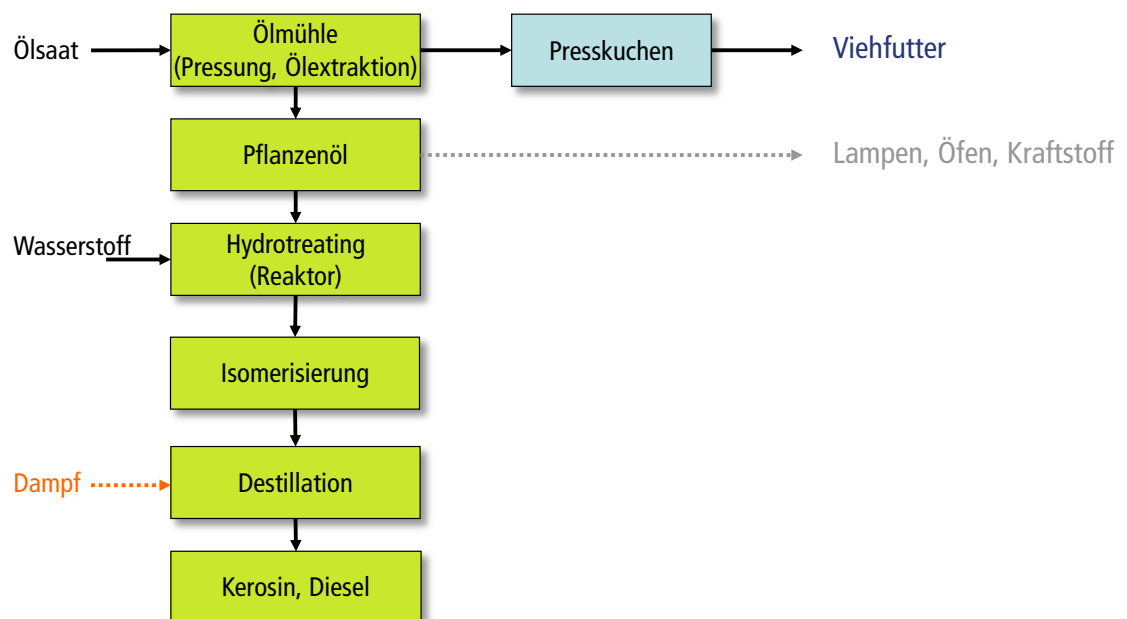


Abbildung 6: Prozessschema Herstellung und Aufbereitung von Biokerosin (Bild: LBST)

Je nach Prozessbedingungen und nachgeschalteten weiteren Prozessen (z.B. Isomerisierung zur Verbesserung der Kälteeigenschaften) kann ein dem konventionellem Kerosin und dem konventionellem Diesel ähnlicher Kraftstoff erzeugt werden.

Ausgangs-/Rohstoffe:

- Öl aus Raps, Sonnenblumen, Ölpalme, Soja, Jatropha, Leindotter (Camelina), andere Ölpflanzen (Algen)
- Tierfette, Speiseölrreste

Geographische Schwerpunkte (Herkunft der Rohstoffe):

⁴ Hydrotreated Vegetable Oil (hydriertes Pflanzenöl)

- Raps: Deutschland, Frankreich
- Ölpalme: Malaysia, Indonesien
- Soja: Argentinien, Brasilien, USA

Zunächst wird aus der Ölpflanze oder der Algenbiomasse das Öl durch Pressung mit nachgeschalteter Extraktion abgetrennt. Danach wird das Öl raffiniert und dem Hydrotreating zugeführt.

Hydriertes Pflanzenöl wird aktuell in Europa und in Asien produziert und eingesetzt. Anlagen zur Produktion von hydriertem Pflanzenöl stehen unter anderen in Porvoo (Neste Oil: 2 Anlagen mit je 190.000 t/a „NExBTL“), Rotterdam (Neste Oil: 800.000 t/a „NExBTL“), Singapur (Neste Oil: 800.000 t/a „NExBTL“) [Neste Jacobs 2013].

Hydriertes Pflanzenöl kann wie konventioneller Dieselmotoren (z.B. für Straßenfahrzeuge, Schiffe, Stromerzeugung), Gasturbinen und in Flugzeugturbinen eingesetzt werden.

Relevante Themen sind u.a. Fruchtfolgerestriktionen (Raps, Sonnenblumen); Flächenkonkurrenz mit dem Anbau von Lebensmitteln; Monokulturen und die damit verbundenen Umweltwirkungen; CO₂-Emissionen aus direkten und indirekten Landnutzungsänderungen sowie der mögliche Einsatz gentechnisch modifizierter Organismen (GMO).

2.1.5 Zusammenfassende Einordnung

Das technische Potenzial für Biomasse für Bioenergie (Untermenge der verfügbaren Biomasse), und damit auch für Biokraftstoffe (Untermenge der zur energetischen Nutzung verfügbaren Biomasse), ist begrenzt. Die Energieertragspotenziale von Biomasse liegen um Größenordnungen unter denen von Primärenergie EE-Strom, siehe Photosynthese mit ca. 1% Wirkungsgrad Sonne-zu-Biomasse im Vergleich zur Photovoltaik mit einem Wirkungsgrad von etwa 15% Sonne-zu-Stromeinspeisung (sowie 100% Exergie).

Eine Diskussion der Biomassepotenziale weltweit ist hochkomplex. Die meisten Studien gehen auch für die langfristige Zukunft von weiteren hohen Ertragssteigerungen im Bereich von Nahrungs- und Futtermitteln aus, z.B. durch Intensivierung. Die hierdurch frei werdenden Flächen werden in Biomassepotenzialstudien wie aktuell z.B. [MKS 2013] für den Anbau von nachwachsenden Rohstoffen verwendet. Eine Intensivierung ist gegenüber Entwicklungstrends bei Bodenqualität, Wasserverfügbarkeit, Phosphatverbrauch sowie Folgen des Klimawandels und Wetterextremen abzuwägen.

Ein signifikantes Indiz für die begrenzte Verfügbarkeit nachhaltiger Biokraftstoffen vis-à-vis dem heutigen Kraftstoffverbrauch sind die aktuellen Diskussionen auf der EU-Ebene. Die Beiträge durch Biokraftstoffe zum 10%-Ziel der Erneuerbarenrichtlinie (RED) könnten laut einem Entwurf zur Überarbeitung der RED bei 6% gedeckelt werden. Treiber hierfür ist insbesondere die Diskussion um indirekte Landnutzungsänderungen (iLUC) im Zuge

steigender Nachfragen nach Rohstoffen für die Bioenergieproduktion, und das bereits auf dem heute noch vergleichsweise niedrigen Anteil im Kraftstoffmix.

Sogenannte „Biokraftstoffe der 1. Generation“ (FAME aus Raps-, Sonnenblumen-, Palm-, und Sojalöl) basieren auf ausgereiften Konversionstechnologien. Bei hydriertem Pflanzenöl (HVO) ist der letzte Verarbeitungsschritt (das Hydrotreating), in Kombination mit biogenen Einsatzstoffen eine relativ neue Technologie. Bereits seit Jahrzehnten wird Hydrotreating in der Erdölverarbeitung zur Verarbeitung der schwereren Fraktionen eingesetzt.

Zu den sogenannten „Biokraftstoffen der 2. Generation“ zählen Ethanol aus Lignocellulose (Stroh, Holz) und über Vergasung von fester Biomasse (Lignocellulose) mit nachgeschalteter Fischer-Tropsch-Synthese erzeugte Biokraftstoffe. Für die Produktion von Ethanol aus Lignocellulose existieren erste Pilot- und Demonstrationsanlagen. Zum Beispiel betreibt logen betreibt in Ottawa eine Demonstrationsanlage, die pro Tag 5 bis 6 m³ Ethanol aus 20 bis 30 t Biomasse (hauptsächlich Stroh) erzeugt [logen 2013]. Abengoa Bioenergy kündigte 2011 den Bau einer Anlage in Hugoton in Kansas in den USA an, die aus 350.000 t Biomasse pro Jahr 25 Mio. US Gallonen Ethanol (ca. 95.000 m³ Ethanol) produzieren soll. Die Anlage soll Ende 2013/Anfang 2014 in Betrieb gehen [Abengoa 2011].

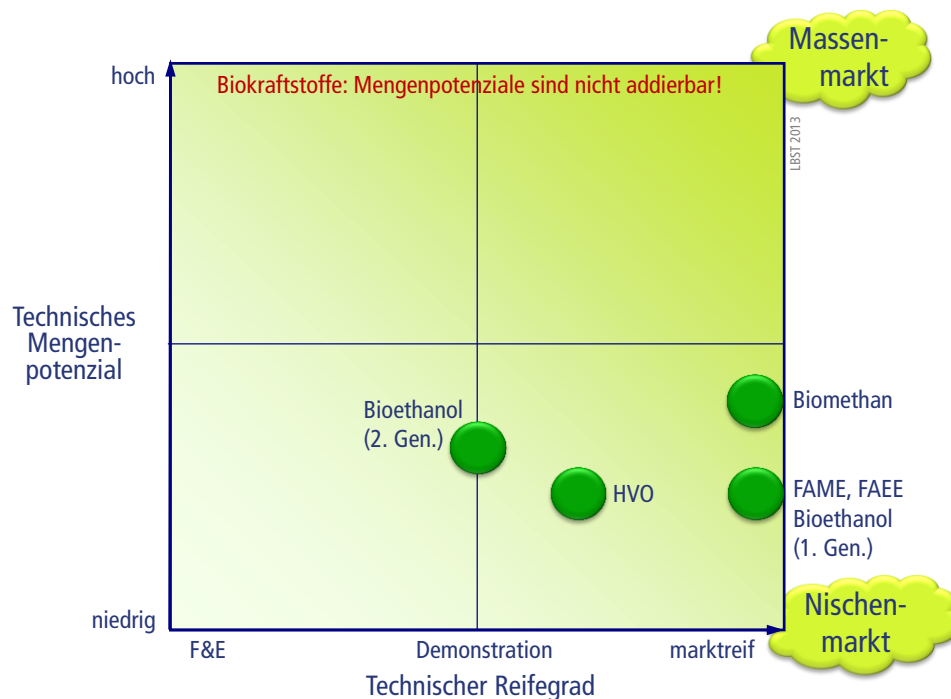


Abbildung 7: Performance-Matrix von technischem Reifegrad über technisches Mengenpotenzial für Biomasse basierte Kraftstoffpfade

Die Bereitstellung von Biomethan aus biogenen Reststoffen ist bei guter fachlicher Praxis mit nur geringen Auswirkungen auf die Umwelt verbunden. Biomethan aus Energiepflanzen kann bei Beachtung ökologischer Restriktionen und bei Integration in einer weiten Fruchtfolge einen sinnvollen Beitrag zur Energieversorgung leisten. Teilweise werden beim Anbau von Energiepflanzen bereits heute Fruchtfolgegrenzen überschritten, was zu einem erhöhten Einsatz von Pestiziden führt. Ein niedriger Konversionswirkungsgrad verstärkt bei gleicher mengenmäßiger Nachfrage die negativen Umweltwirkungen. Biomethan aus Energiepflanzen wurde als Grenzfall angesehen. In der Abbildung unten wurde in der Kategorie „Umwelt“ Biomethan aus biogenen Reststoffen sowie Biomethan aus Energiepflanzen mit „grün“ markiert. Alle anderen Biokraftstoffe wurden aus Umweltgesichtspunkten mit „gelb“ markiert.

Bei Lignocellulose-Ethanol bestehen Risiken in Verbindung mit dem Einsatz gentechnisch modifizierter Organismen (GMO). Der Einsatz von GMOs kann dabei bei der Biomasseverwertung in der Anlage als auch beim Anbau der Biomasse erfolgen, sofern bei Letzterem nicht Reststoffe eingesetzt werden. In [Hinchee et al 2009] wird der Anbau gentechnisch veränderter Bäume mit höherem Zellulosegehalt und leichter abtrennbarer Zellulose für die Produktion von Lignocellulose-Ethanol vorgeschlagen. Risiken beim Einsatz von Gentechnik sind ökologischer aber auch ökonomischer Art, bei beispielsweise unsicherer oder gar fehlender gesellschaftlicher Akzeptanzbasis.

Beim „Marktumfeld“ wurden auch soziale Aspekte wie die mögliche Konkurrenz mit dem Anbau von Lebensmitteln berücksichtigt. Biomethan aus Reststoffen weist in diesem Bereich keine Probleme aus und wurde daher mit „grün“ markiert. Biogasanlagen sind eher dezentrale Anlagen. Dadurch ist die Gefahr geringer, dass in Biomethan aus dem Anbau von Energiepflanzen in Regionen mit Lebensmittelknappheit nach Europa importiert wird. Bei Ethanol aus Reststroh (Lignocellulose-Ethanol) handelt es sich wiederum um den Einsatz von Reststoffen.

Die Produktion von Ethanol aus Lignocellulose ist mit hohem apparativem Aufwand verbunden und dürfte daher auch langfristig zu höheren Kosten führen als die Produktion der anderen Biokraftstoffe. Insgesamt dürften die Kosten von allen Biokraftstoffen steigen, da das Potenzial begrenzt ist. Biomethan aus Reststoffen könnte eine Ausnahme sein, da Bioabfälle z.B. aus Haushalten und Kantinen in jedem Fall entsorgt werden müssen, unabhängig davon, ob eine energetische Nutzung erfolgt oder die Bioabfälle nur kompostiert werden.

Das technische Potenzial von Biomasse und damit von den daraus erzeugten Biokraftstoffen ist begrenzt im Vergleich zum heutigen Verbrauchsniveau. Daher werden Biokraftstoffe mindestens mit „gelb“ bewertet. Aufgrund hoher spezifischer Kraftstoff-erträge hat Biomethan aus der Vergärung von Energiepflanzen ein höheres technisches Potenzial und weist damit eine höhere Verfügbarkeit als die anderen Biokraftstoffe auf. Mit Ausnahme von Biomethan sind alle Biokraftstoffe mit „orange“ markiert.

Die Infrastruktur ist bei allen Optionen entweder bereits vorhanden oder einfach zu realisieren. Bei CNG ist das Erdgasnetz in vielen der hier betrachteten Regionen (EU, USA oftmals vorhanden. CNG-Tankstellen sind etablierte Technologie und einigen Ländern als rudimentäres Netz vorhanden, wie z.B. in Italien oder Deutschland (ca. 900 Tankstellen). Bei Ethanol müssen Dichtungen, Schläuche und Bauteile angepasst werden. Bei mehr als 7 Vol.-% Biodieselbeimischung kann es bei existierenden Straßenfahrzeugen zu technischen Unverträglichkeiten kommen.

Tabelle 1: Vorbewertung von Biomasse basierten Kraftstoffpfaden

Herstellungspfad	Umwelt	Markt- umfeld	Kosten	Verfüg- barkeit	Infrastruktur
Biomethan aus Reststoffen	Stärken/Chancen	Stärken/Chancen	Stärken/Chancen	Schwächen/Risiken	Stärken/Chancen
Biomethan aus Energiepflanzen	Stärken/Chancen	Stärken/Chancen	Unbestimmt/Relativ	Unbestimmt/Relativ	Stärken/Chancen
Biodiesel (FAME, FAEE)	Unbestimmt/Relativ	Unbestimmt/Relativ	Unbestimmt/Relativ	Schwächen/Risiken	Stärken/Chancen
Bioethanol aus Zuckerrüben	Unbestimmt/Relativ	Unbestimmt/Relativ	Unbestimmt/Relativ	Schwächen/Risiken	Stärken/Chancen
Bioethanol aus Zuckerrohr	Unbestimmt/Relativ	Unbestimmt/Relativ	Unbestimmt/Relativ	Schwächen/Risiken	Stärken/Chancen
Bioethanol aus Getreide	Unbestimmt/Relativ	Unbestimmt/Relativ	Unbestimmt/Relativ	Schwächen/Risiken	Stärken/Chancen
Bioethanol aus Lignocellulose	Unbestimmt/Relativ	Stärken/Chancen	Schwächen/Risiken	Schwächen/Risiken	Stärken/Chancen
Benzin, Kerosin, Diesel über HVO	Unbestimmt/Relativ	Unbestimmt/Relativ	Unbestimmt/Relativ	Schwächen/Risiken	Stärken/Chancen

Legende:

Stärken/Chancen
Unbestimmt/Relativ
Schwächen/Risiken

Die Einordnung erfolgt relativ zu allen betrachteten Energieoptionen sowie relativ zum Referenzpfad (z.B. Kerosin aus Rohöl). Innerhalb von Herstellungspfaden gibt es Bandbreiten.

2.2 Fossile Kraftstoffe aus unkonventionellen Öl- und Gasressourcen

Unter dem Begriff „unkonventionelle Öl- und Gasressourcen“ werden Öl- und Gasressourcen bezeichnet, die nicht durch konventionelle Fördertechniken erschlossen werden können. Zu den unkonventionellen Öl- und Gasressourcen zählen:

- Schiefergas (Shale Gas)
- Ölsand (Oil Sand)/Teersand (Tar Sand)
- Ölschiefer (Oil Shale; Tight Oil)

Bei **Schiefergas** handelt es sich um Gas, das in sehr dichtem und undurchlässigem Gestein gebunden ist. Das Schiefergas kann daher nur durch „Fracking“ (Erzeugung von Spalten und Rissen im Gestein durch Einpressen eines Sand-Wasser-Chemikalien-

Gemisches mit hohem Druck) für die Gasförderung zugänglich gemacht werden kann. Die Förderung von Schiefergas erfolgt heute ausschließlich in den USA. Weitere Details zur Prozesskette von Schiefergas sind in Kapitel 3 beschrieben.

Die in **Ölsanden** gebundenen Kohlenwasserstoffe bestehen hauptsächlich aus Bitumen. Die Förderung von Ölsand erfolgt heute hauptsächlich im Tagebau (ähnlich wie beim Braunkohletagebau) und anschließender Abtrennung des Bitumen sowie Aufbereitung zu „synthetischen Rohöl“ („Synthetic Crude Oil“) unter anderen über Hydrocracking-Anlagen und Coker. Darüber hinaus gibt es Verfahren zur „In-situ“-Abtrennung von Bitumen. Der größte Teil der Ölsandförderung erfolgt heute hauptsächlich in Kanada.

Die in **Ölschiefer** gebundenen Kohlenwasserstoffe stellen eine Vorstufe zu konventionellem Rohöl („Kerogen“) dar. Die Gewinnung von Ölschiefer erfolgt heute hauptsächlich im Tage- und im Untertagebau. Der Großteil der Ölschiefergewinnung erfolgt heute in Estland und in China. Anschließend werden die Ölschiefer einer Retorte zugeführt um über Pyrolyse Schieferöl zu gewinnen, das über Hydrierung zu synthetischem Rohöl umgesetzt wird. Darüber hinaus gibt es in den USA ein Pilotprojekt zur „In-situ“-Produktion von synthetischem Rohöl aus Ölschiefer (Mahogany Research Project) [Shell 2013]. Die Weiterverarbeitung zu Benzin, Kerosin und Diesel erfolgt in einer konventionellen Rohölraffinerie.

Aus der Verarbeitung der o.g. unkonventionellen Öl- und Gasquellen wird vor allem Benzin, Diesel und Kerosin bzw. Erdgas gewonnen, die praktisch identisch mit den heute verfügbaren fossilen Kraftstoffen sind.

2.2.1 Zusammenfassende Einordnung

Kraftstoffe auf Basis von Rohöl sind technisch ausgereift und werden heute im großen Umfang eingesetzt. Bei CNG gibt es zwar ein Tankstellennetz, ein engmaschiges Tankstellennetz fehlt jedoch noch. Fossile Energieressourcen sind endlich. Durch sinkende Erdöl- und Erdgasförderung sinkt das zur Verfügung stehende technische Mengenpotenzial. Das gilt auch für unkonventionelle Erdöl- und Erdgasressourcen.

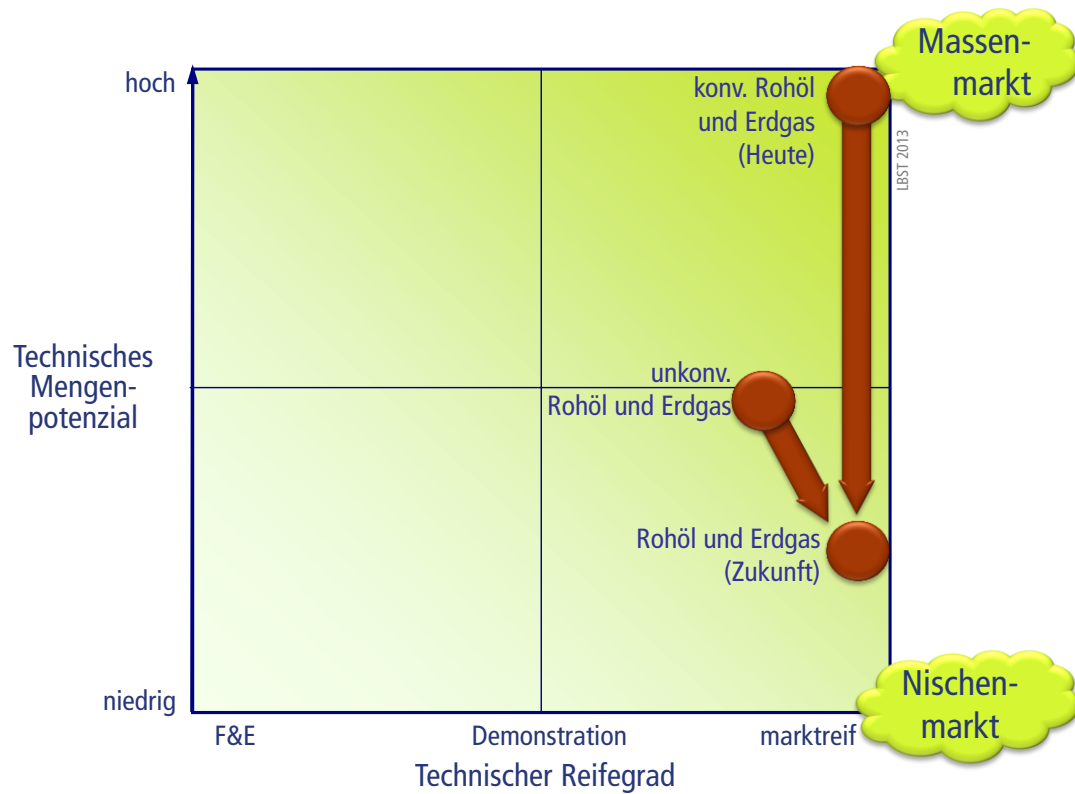


Abbildung 8: Performance-Matrix von technischem Reifegrad über technisches Mengenpotenzial für fossile Kraftstoffpfade

Eine qualitative Einordnung und Bewertung der unterschiedlichen fossilen konventionellen sowie unkonventionellen Kraftstoffpfade ist in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Vorbewertung fossiler konventioneller und unkonventioneller Kraftstoffpfade

Herstellungspfad	Umwelt	Markt- umfeld	Kosten	Verfügbarkeit	Infrastruktur
REFERENZ: Benzin, Kerosin, Diesel aus Rohöl	Yellow	Green	Green	Diagonal stripes (Heute/Zukunft)	Green
Benzin, Kerosin, Diesel aus Ölschiefer	Orange	Yellow	Orange	Orange	Green
Benzin, Kerosin, Diesel aus Ölsanden/Teersanden	Orange	Yellow	Orange	Orange	Green
REFERENZ: CNG aus konventionellem Erdgas	Yellow	Green	Green	Diagonal stripes (Heute/Zukunft)	Green
CNG aus Schiefergas	Orange	Yellow	Yellow	Orange	Green

Legende:

Stärken/Chancen
Unbestimmt/Relativ
Schwächen/Risiken

Die Einordnung erfolgt relativ zu allen betrachteten Energieoptionen sowie relativ zum Referenzpfad (z.B. Kerosin aus Rohöl). Innerhalb von Herstellungspfaden gibt es Bandbreiten.

2.3 Synthetische Kraftstoffe und Wasserstoff

In dieser Rubrik werden als Kraftstoff verwendbare Kohlenwasserstoffe betrachtet, die synthetisch aus Kohle oder Wasserstoff hergestellt werden bzw. aus Ausgangssubstanzen, die Kohlenwasserstoffe enthalten. Dabei werden auch strombasierte Erzeugungspfade betrachtet, bei denen elektrische Energie via Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt wird, der in weiteren Prozessstufen mit CO₂ (z.B. aus der Aufbereitung von Biogas oder aus der Luft) zu länger-kettigen Kraftstoffen wie Benzin und Diesel synthetisiert werden kann.

Die folgenden Pfade sind ausführlich in Kapitel 3 beschrieben und diskutiert:

- Power to Gas: E-Wasserstoff, E-Methan (SNG⁵)
- Power-to-DME
- Power-to-Liquid:
 - E-Benzin, E-Diesel, E-Kerosin
 - E-OME
 - E-Methanol

⁵ Synthetic Natural Gas (synthetisches Erdgas)

2.3.1 Coal-to-Liquid (CTL)

Kohle wird durch Vergasung zunächst in Synthesegas, einem Gemisch aus CO und Wasserstoff, umgewandelt. Das Synthesegas wird dann über Fischer-Tropsch-Synthese zu flüssigen Kohlenwasserstoffen umgesetzt. Um eine möglichst hohe Ausbeute an flüssigen Kohlenwasserstoffen und möglichst wenig gasförmigen Produkten zu erhalten, werden die Betriebsbedingungen (Druck, Temperatur) und der Katalysator bei Fischer-Tropsch-Synthese so gewählt, dass zunächst möglichst lange Kohlenwasserstoffketten erzeugt werden. Durch Hydrocracking werden anschließend aus den langkettigen Kohlenwasserstoffen die gewünschten Produkte Naphtha, Kerosin und Diesel produziert.

Beim „Shell Middle Distillate Syntheses“-Verfahren (SMDS) wird bei einer Kettenwachstumswahrscheinlichkeit in der Fischer-Tropsch-Synthese von $\alpha = 90\%$ ein Dieselanteil 60%, ein Kerosinanteil von 25% und ein Naphthaanteil von 15% erreicht [Senden et al 1996], wenn die Anlage im „Diesel-Modus“ betrieben wird. Wird die Anlage im „Kerosin-Modus“ betrieben, beträgt der Kerosinanteil 50%, der Dieselanteil 25% und der Naphthaanteil ebenfalls 25%.

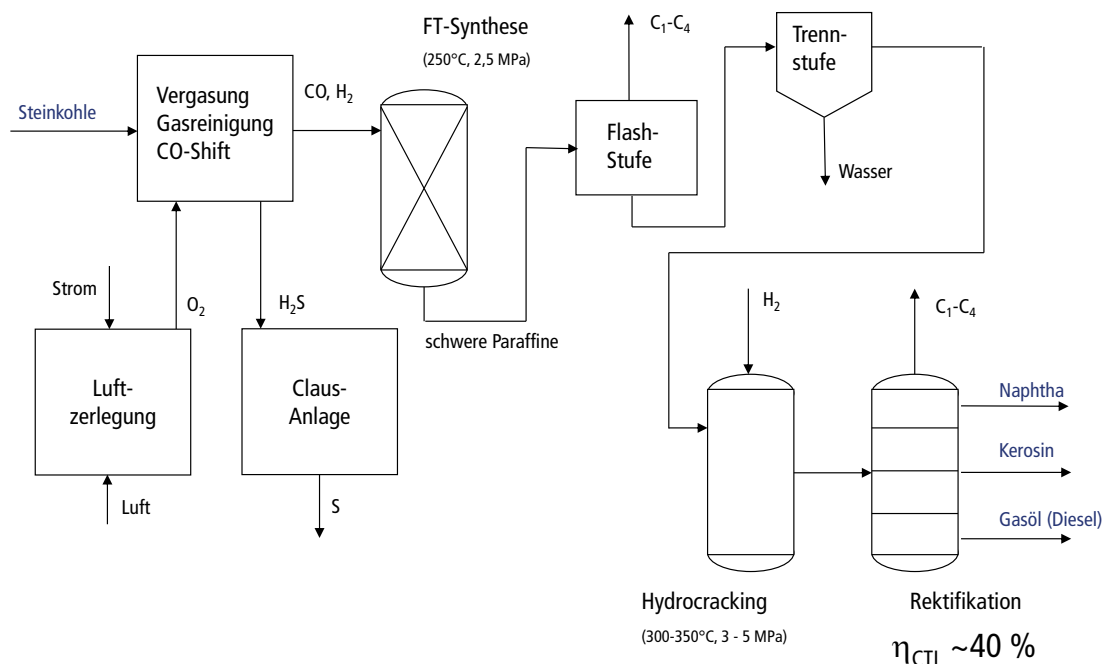


Abbildung 9: Prozessschema CTL-Herstellung (Bild: LBST)

Die Naphthafraktion weist für den Einsatz in Ottomotoren eine zu niedrige Oktanzahl auf. Soll das Fischer-Tropsch-Naphtha als Ottokraftstoff (Benzin) eingesetzt werden, ist eine weitere Verarbeitung (z.B. Isomierisierung) erforderlich.

Die Dieselfraktion weist eine sehr hohe Cetanzahl von 75 und einen niedrigen Gehalt an Aromaten von weniger als 0,1 Vol.-% auf und ist daher als Dieseldieselkraftstoff gut geeignet. Bei der Kerosinfraktion ist für den Einsatz in Flugzeugturbinen zumindest für einen Teilstrom eine nachgeschaltete Isomerisierung zur Verbesserung der Fließeigenschaften bei Kälte erforderlich. Der geringe Anteil an Aromaten kann bei älteren Flugzeugturbinen zu Problemen mit Dichtungen führen.

In Südafrika werden Anlagen zur Produktion von Benzin, Diesel und Kerosin über Vergasung von Steinkohle mit nachgeschalteter Fischer-Tropsch-Synthese seit etwa 1955 betrieben. Heute werden in Sekunda zwei CTL-Anlagen (Sasol II und Sasol III) betrieben. Sasol I in Sasolburg wurde inzwischen zu einer GTL-Anlage („Gas-to-Liquid“-Anlage) umgerüstet.

Relevante Themen sind unter anderen die Emission von Treibhausgasen und Schadstoffen.

2.3.2 Gas-to-Liquid (GTL)

Bei GTL wird Erdgas über partielle Oxidation zu einem Synthesegas umgesetzt und anschließend über Fischer-Tropsch-Synthese mit nachgeschaltetem Hydrocracking zu Naphtha, Kerosin und Diesel umgesetzt.

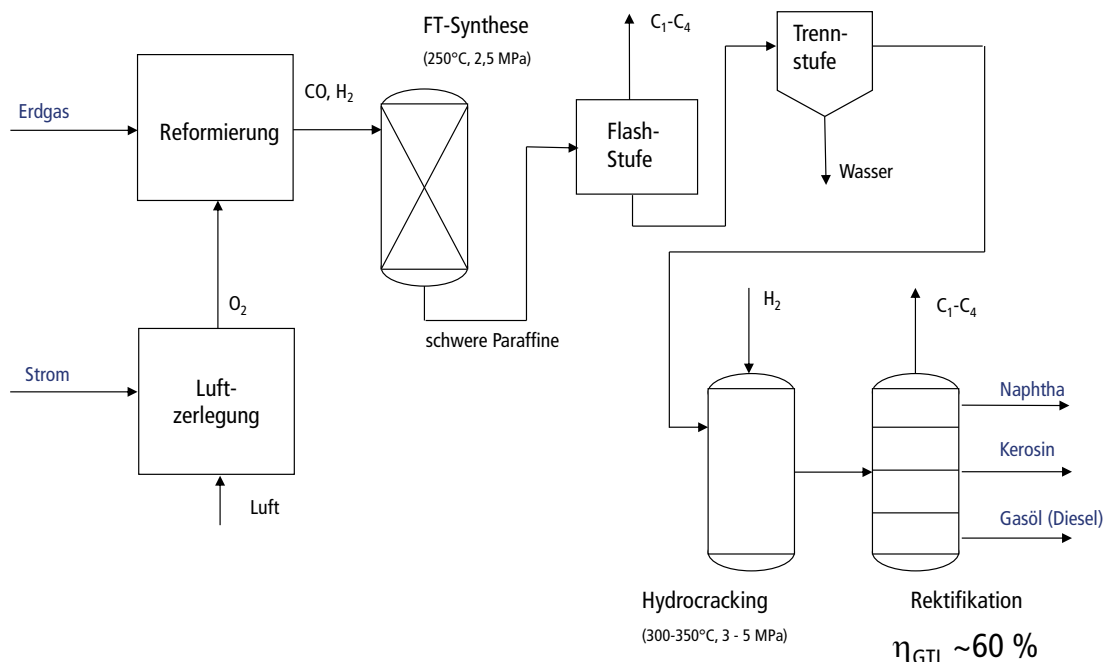


Abbildung 10: Prozessschema GTL-Herstellung (Bild: LBST)

Die erzeugten Produkte Naphtha, Kerosin und Diesel haben die gleichen Eigenschaften wie bei CTL.

GTL-Anlagen existieren in Malaysia, Qatar und Südafrika. GTL-Anlagen werden bevorzugt an Standorten mit großen Erdgasfeldern errichtet. Darüber hinaus werden zum Teil mobile GTL-Anlagen (z.B. auf Schiffen montiert) in der Nähe von Ölfeldern errichtet, um das sonst abzufackelnde Gas zu nutzen.

Relevante Themen sind unter anderem die Emission von Treibhausgasen und die Verfügbarkeit Erdgas.

Das Verfahren ist in Kapitel 3.1.2.3 (Umweltwirkungen) und Kapitel 3.3.1.3 (Wirtschaftlichkeit) detailliert beschrieben.

2.3.3 Biomass-to-Liquid (BTL)

Ähnlich wie Kohle bei einer CTL-Anlage wird bei einer BTL-Anlage lignocellulosehaltige Biomasse (Holz, Stroh) durch Vergasung zunächst in Synthesegas, einem Gemisch aus CO und Wasserstoff, umgewandelt. Das Synthesegas wird dann über Fischer-Tropsch-Synthese zu flüssigen Kohlenwasserstoffen umgesetzt.

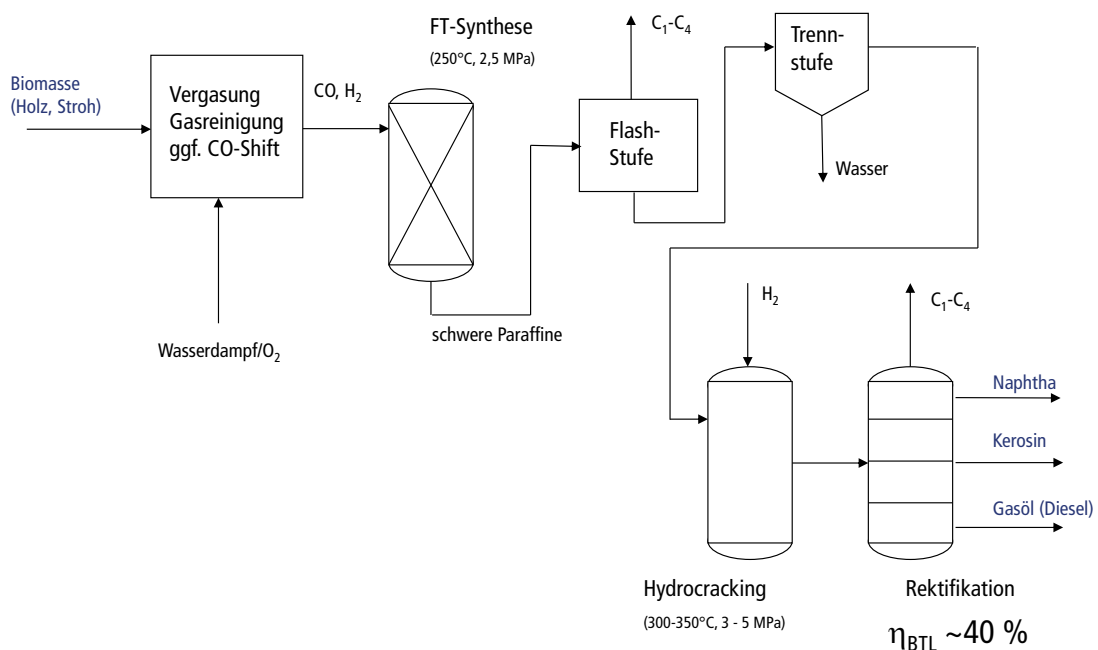


Abbildung 11: Prozessschema BTL-Herstellung (Bild: LBST)

Als Einsatzstoffe kommen Holzhackschnitzel aus Reststoffen und aus schnellwachsenden Bäumen (Kurzumtriebsplantagen) in Frage. Daneben wird auch der Einsatz von Reststroh

vorgeschlagen. Biomasse unterscheidet sich von Kohle. Der Forschungs- und Entwicklungsbedarf liegt in der Vergasung von Biomasse.

Es wurde inzwischen eine Vielzahl von Vergasungstechnologien entwickelt. Relativ weit entwickelte Verfahren sind unter anderen das FICFB-Verfahren und die Flugstromvergasung.

Beim FICFB-Verfahren („Fast Internally Circulating Fluidised Bed“) erfolgt die Vergasung bei Umgebungsdruck (0,1 MPa) mit Wasserdampf als Vergasungsmittel (allotherme Vergasung) in einem Zweibett-Wirbelschichtreaktor. Der Prozess wurde in Zusammenhang mit der Technischen Universität Wien entwickelt und im Biomasseheizkraftwerk in Güssing realisiert. Das ähnlich aufgebaute Silvagas-Rentech-Verfahren basiert auf dem vom „Battelle-Columbus-Laboratory“ (BCL) in den USA entwickelten Vergasungsverfahren. Das Verfahren eignet sich für Holz und grundsätzlich auch für Stroh bis zu einem Anteil von 25 Massen-%.

Bei Stroh ist der niedrige Ascheerweichungspunkt zu beachten, der zu einer Verschlackung in der Anlage führen kann. Beim vom Karlsruhe Institut für Technologie (KIT) entwickeltem bioliq-Verfahren wird das Stroh zunächst über Schnellpyrolyse in ein Gemisch aus Pyrolyseöl und Pyrolysekoks („Slurry“) umgewandelt, das anschließend zu einer zentralen Vergasungsanlage transportiert wird. Die Synthesegaserzeugung erfolgt über Flugstromvergasung mit Sauerstoff als Vergasungsmittel. Das von Choren in Sachsen in Deutschland entwickelte Vergasungsverfahren basiert ebenfalls auf Flugstromvergasung.

Die Vergasung von Biomasse befindet sich im Stadium der Forschung und Entwicklung (F&E).

Relevante Themen sind unter anderem die Nutzungskonkurrenz bei den Einsatzstoffen (z.B. bestehende Produktion von Strom- und Wärme in Biomasseheizkraftwerken) und Flächenkonkurrenz im Fall von Energiepflanzen.

2.3.4 Power-to-Liquid und andere Verfahren

Aktuell und teilweise seit vielen Jahren befinden sich weitere Verfahren zur Herstellung von Benzin, Kerosin und Diesel aus erneuerbaren Energien in der Diskussion:

- Niedertemperaturelektrolyse und Methanolroute (Einzelkomponenten industriell etabliert, z.B. Lurgi und Hydrogenics; Anlagenintegration noch nicht demonstriert)
- Niedertemperaturelektrolyse, CO-Gewinnung und Fischer-Tropsch (Einzelkomponenten industriell etabliert; Anlagenintegration noch nicht demonstriert)
- Hochtemperaturelektrolyse in Kombination mit Fischer-Tropsch (Labor/Demo der Firma Sunfire)
- Biomassevergasung und Fischer-Tropsch (Demo der Firma Choren)

- Thermochemische Zyklen (Grundlagenforschung) und Synthese
- Künstliche Photosynthese (Grundlagenforschung)

Aus Gründen des Technologiestands und Datenverfügbarkeit ist die Niedertemperatur-elektrolyse und Methanolroute für die weitere Betrachtung ausgewählt worden. Das Verfahren ist in Kapitel 3.1.2.5 (Umwelt) und 3.3.1.5 (Wirtschaftlichkeit) detailliert beschrieben.

2.3.5 Zusammenfassende Einordnung

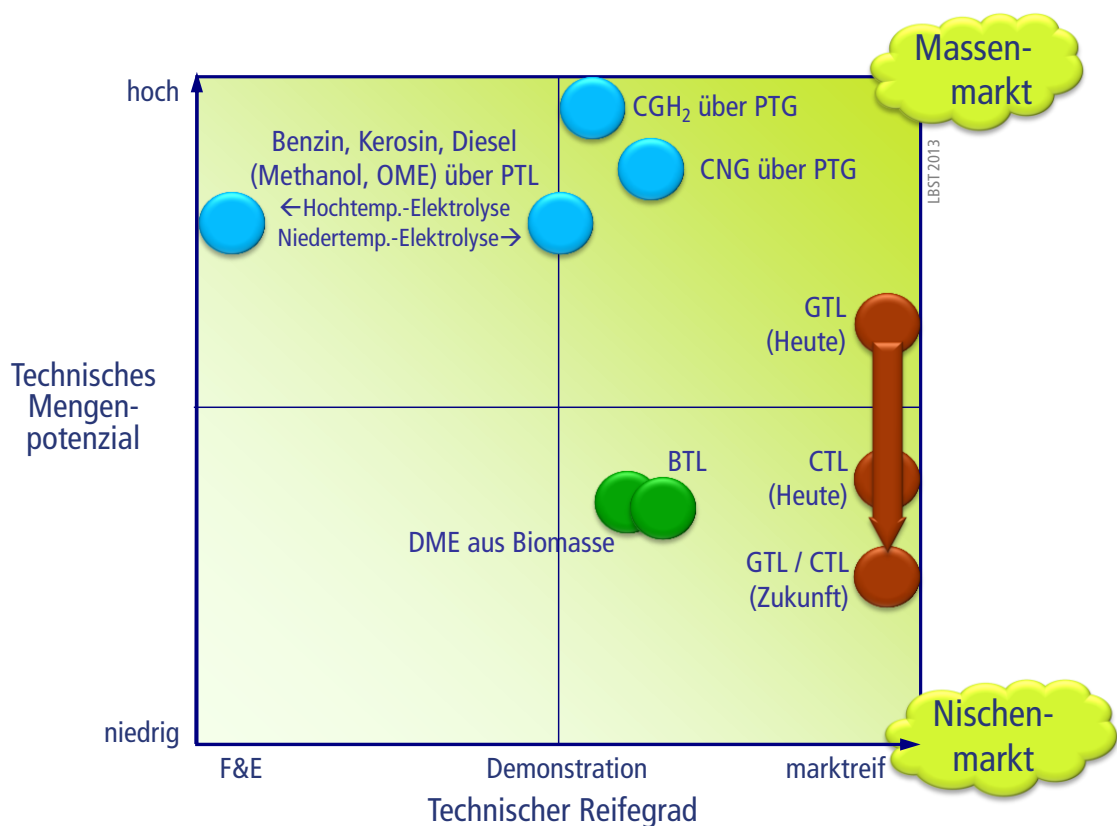


Abbildung 12: Performance-Matrix von technischem Reifegrad über technisches Mengenpotenzial für synthetische Kraftstoffpfade und Wasserstoff

Eine qualitative Einordnung und Bewertung der unterschiedlichen fossilen konventionellen sowie unkonventionellen Kraftstoffpfade ist in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Vorbewertung synthetischer Kraftstoffpfade und Wasserstoff

Herstellungspfad	Umwelt	Markt- umfeld	Kosten	Verfügbarkeit	Infrastruktur
CGH ₂ über Power-to-Gas	Stärken/Chancen	Unbestimmt/Relativ	Schwächen/Risiken	Stärken/Chancen	Schwächen/Risiken
CNG über Power-to-Gas und Synthese	Stärken/Chancen	Unbestimmt/Relativ	Schwächen/Risiken	Stärken/Chancen	Schwächen/Risiken
Methanol über Power-to-Gas und Synthese	Unbestimmt/Relativ	Schwächen/Risiken	Schwächen/Risiken	Stärken/Chancen	Schwächen/Risiken
Benzin, Kerosin, Diesel über Power-to-Liquid	Stärken/Chancen	Schwächen/Risiken	Schwächen/Risiken	Stärken/Chancen	Unbestimmt/Relativ
Benzin, Kerosin, Diesel über Biomass-to-Liquid (BTL)	Stärken/Chancen	Unbestimmt/Relativ	Unbestimmt/Relativ	Schwächen/Risiken	Unbestimmt/Relativ
Benzin, Kerosin, Diesel über Gas-to-Liquid (GTL)	Schwächen/Risiken	Stärken/Chancen	Stärken/Chancen	Schwächen/Risiken	Stärken/Chancen
Benzin, Kerosin, Diesel über Coal-to-Liquid (CTL)	Schwächen/Risiken	Stärken/Chancen	Stärken/Chancen	Schwächen/Risiken	Stärken/Chancen
DME aus Biomasse über Vergasung und Synthese	Stärken/Chancen	Unbestimmt/Relativ	Unbestimmt/Relativ	Schwächen/Risiken	Schwächen/Risiken

Legende:

Stärken/Chancen
Unbestimmt/Relativ
Schwächen/Risiken

Die Einordnung erfolgt relativ zu allen betrachteten Energieoptionen sowie relativ zum Referenzpfad (z.B. Kerosin aus Rohöl). Innerhalb von Herstellungspfaden gibt es Bandbreiten.

2.4 Ergebnis

Auf Basis der Charakterisierung der vorangegangenen Pfade sowie Diskussionen hierzu auf dem ersten Arbeitstreffen am 3. Mai 2013 in Frankfurt a.M. wurde von den Mitgliedern des FVV-Arbeitskreises definierte Kraftstoffpfade für die detaillierte Betrachtung und Bewertung in der 2. Projektphase ausgewählt (siehe Tabelle 4). Der Fokus lag dabei auf Kraftstoffpfaden, die vergleichsweise neu in der Diskussion und viel versprechend hinsichtlich Emissionsminderung und erneuerbare Primärenergiepotenziale sind.

Tabelle 4: Ausgewählte Kraftstoffpfade für die detaillierte Analyse

Flüssige Kraftstoffe und DME	Benzin/Kerosin/Diesel aus Rohöl (Referenz)
	Methanol aus Erdgas (Referenz)
	GTL aus Erdgas
	HVO aus Algen
	E-Benzin/-Kerosin/-Diesel
	E-DME
	E-OME
	E-Methanol
Gasförmige Kraftstoffe	CNG aus Erdgas (Referenz)
	CGH ₂ aus Erdgas (Referenz)
	CNG aus Schiefergas
	E-Methan
	LNG aus Erdgas
	CGH ₂ via Elektrolyse von erneuerbarem Strom
EXKURS: HFO-Umwandlung zu Mitteldestillaten	

Ausgewählt
auf dem 1.
AK-Treffen

Die detaillierte Analyse und Bewertung der o.g. Pfade ist im nachfolgenden Kapitel 3 dargestellt.

3 DETAILLIERTE BEWERTUNG AUSGEWÄHLTER KRAFTSTOFFPFADE

In diesem Kapitel erfolgt die detaillierte Bewertung ausgewählter Kraftstoffe bzw. Herstellungspfade bzgl. ihrer möglichen Bedeutung für die Nutzung in VKM im betrachteten Zeithorizont bis 2020 mit Perspektive 2030. Der geographische Betrachtungsschwerpunkt liegt dabei auf Europa, Nordamerika sowie den BRIC-Staaten. Die Analysen erfolgen hinsichtlich Umweltwirkungen, Wirtschaftlichkeit, Marktumfeld, Infrastrukturanforderungen und Verfügbarkeit.

3.1 Umweltwirkungen

Es wurden die Emission von Treibhausgasen und Luftschadstoffen und die damit verbundenen Umweltwirkungen (Treibhauseffekt, Versauerung, Eutrophierung) quantitativ ermittelt. Darüber hinaus wurden bei Schiefergas weitere Umweltwirkungen z.B. auf Grund- und Oberflächenwasser qualitativ bewertet.

3.1.1 Methodenbasis

Die Berechnung der Vorketten erfolgte nach Maßgabe der Basisnormen für Lebenszyklusbilanzen, i.e. ISO 14040 und ISO 14044. Im Folgenden wird auf einige allgemeine methodische Aspekte eingegangen.

3.1.1.1 Wirkungsgradmethode

Entsprechend dem Vorgehen internationaler Organisationen (IEA, EUROSTAT, ECE) und auch dem Vorgehen der AG Energiebilanzen (AGEB) wird für die Berechnung des Primärenergieeinsatzes das sogenannte Wirkungsgradprinzip angewendet.

Demnach wird der Stromerzeugung aus Wasserkraft und anderen erneuerbaren Energieträgern, denen kein Heizwert beigemessen werden kann (Windkraft, Photovoltaik), der jeweilige Energieeinsatz dem „Heizwert“ der erzeugten elektrischen Energie gleichgesetzt. Das impliziert jeweils einen „Wirkungsgrad“ von 100 %.

Demnach wird für die Bewertung der Kernenergie von der durch die Kernreaktion freiwerdenden Wärme ausgegangen. Der Wirkungsgrad für die Erzeugung von Strom aus Kernenergie wird dabei zu 33 % angenommen.

3.1.1.2 Berücksichtigung von Nebenprodukten

Werden mehr als ein Produkt erzeugt, wird die Substitutionsmethode verwendet. Beispiel: Bei der Produktion von Strom in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) wird sowohl Strom als auch Wärme erzeugt. Für die Berechnung des Energieeinsatzes und der damit verbundenen Emission von Treibhausgasen wird der Strom als Hauptprodukt und die Wärme als Nebenprodukt angenommen. Die Wärme aus dem BHKW ersetzt Wärme aus einem Brennwertkessel.

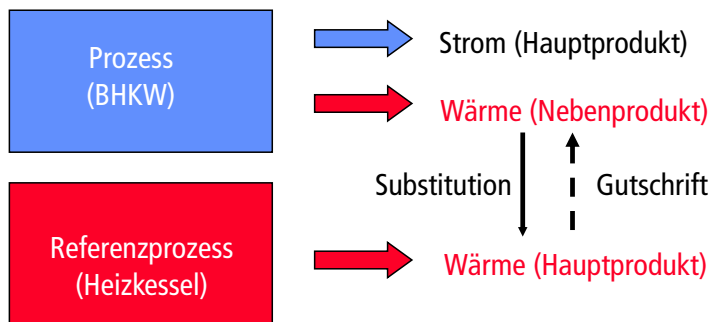


Abbildung 13: Berücksichtigung von Nebenprodukten am Beispiel BHKW

3.1.1.3 „Graue Energien“ und „graue Emissionen“

Analog zu [JEC 2011] und [JEC 2013] wird der Energieaufwand für den Bau von Anlagen und Fahrzeugen (sog. „Graue Energien“) und die damit verbundenen Treibhausgasemissionen nicht berücksichtigt. „Graue Energien“ spielen bei der Strom- und Kraftstoffbereitstellung in der Regel nur eine untergeordnete Rolle. Mit zunehmenden Anteilen erneuerbaren Stroms und erneuerbarer Wärme sinken die mit dem Bau von Kraftwerken, Infrastrukturen und Fahrzeugen verbundenen energiebedingten Emissionen ebenfalls. Ausnahmen können nicht energiebezogene Umweltwirkungen darstellen, wie z.B. beim Abbau von Rohmaterialien (Bergbau).

3.1.1.4 Treibhausgasemissionen, Versauerung und Eutrophierung

Zu den Treibhausgasen zählen Kohlendioxid (CO_2), Methan (CH_4) und Lachgas (N_2O)⁶. Die Klimawirksamkeit wird nach CO_2 -Äquivalenten bewertet. Die Versauerung wird nach SO_2 -Äquivalenten und die Eutrophierung nach PO_4^{3-} -Äquivalenten bewertet.

Die Treibhausgaswirksamkeit wird für einen Betrachtungszeitraum von 100 Jahren nach den Vorgaben des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) [IPCC 2007] betrachtet.

Tabelle 5 zeigt die Treibhausgaswirksamkeit für die oben angegebenen Treibhausgase, die Versauerungspotenziale für SO_2 und NO_x sowie das Eutrophierungspotenzial von NO_x . Die Wichtungsfaktoren für die Versauerung und Eutrophierung wurden aus [Borken et al 1999] entnommen.

⁶ Andere Treibhausgase wie z.B. SF_6 , CH_4 und $\text{C}_2\text{H}_2\text{F}_4$ (R134a) spielen hier eine untergeordnete Rolle

Tabelle 5: Umweltwirkungen verschiedener Gase

Treibhausgas	Treibhausgaswirksamkeit (g CO ₂ -Äquivalent/g)	Versauerung (g SO ₂ -Äquivalent/g)	Eutrophierung (g PO ₄ ³⁻ -Äquivalent)
CO ₂	1	-	-
CH ₄	25	-	-
N ₂ O	298	-	-
SO ₂	-	1	-
NO _x (als NO ₂)	-	0,7	0,13

3.1.2 Flüssige Kraftstoffe und DME

3.1.2.1 Benzin, Kerosin und Diesel aus Rohöl (Referenz)

Benzin, Kerosin und Diesel sind die heute am weitest verbreiteten Kraftstoffe für Otto- und Dieselmotoren sowie für Flugzeugturbinen.

Tabelle 6: Dichte und Energiegehalt von Benzin, Kerosin und Diesel

Parameter	Einheit	Benzin	Kerosin (Jet A)	Diesel
Dichte	kg/l	0,745	0,8	0,832
Unterer Heizwert	MJ/kg	43,20	42,80	43,13
	MJ/l	32,18	34,24	35,88
	kWh/l	8,94	9,51	9,97
Quelle	-	JEC 2013	ExxonMobil 2008	JEC 2013

Für die Bereitstellung von Benzin und Diesel wurden die gleichen Annahmen getroffen wie in [JEC 2013]. In [JEC 2013] wurden keine Schadstoffemissionen ermittelt. Die Schadstoffemissionen der aus der Rohölproduktion wurden aus [ETSU 1996], aus dem Rohöltransport aus [Ökoinventare 1996] und aus der Erdölraffinerie aus [FEA 1999] abgeleitet. Dazu kommen noch Schadstoffemissionen aus der Verteilung der Kraftstoffe inklusive des Stromverbrauchs der Tankstellen. Die Verdampfungsverluste aus Lagerung und Fahrzeugbetankung wurden aus [Krause 2002] abgeleitet.

Die Kerosinfraktion ist etwas leichter als der in Diesel-PKW eingesetzte Dieseldieselkraftstoff, aber schwerer als Ottokraftstoff. Laut Angaben eines Fahrzeugherstellers können Dieselfahrzeuge prinzipiell auch mit Kerosin betrieben werden. Die verbrennungstechnischen Eigenschaften von Kerosin sind daher denen von Dieseldieselkraftstoff ähnlich. Für Bereitstellung von Kerosin und die damit verbundenen Emissionen wurden die gleichen Annahmen getroffen wie Diesel.

Tabelle 7: Energieeinsatz und Emissionen bei der Bereitstellung von Benzin, Kerosin und Diesel aus Rohöl

	Einheit	Benzin	Diesel/Kerosin
Energieeinsatz nichterneuerbar	MJ/MJ	1,19	1,21
Emissionen			
CO ₂	g/MJ	13,1	14,6
CH ₄	g/MJ	0,028	0,029
N ₂ O	g/MJ	0,000	0,000
NMVOG	g/MJ	0,053	0,025
NO _x	g/MJ	0,037	0,040
SO ₂	g/MJ	0,028	0,031
CO	g/MJ	0,009	0,010
Staub/Partikel	g/MJ	0,001	0,001

Bei der Verbrennung von Benzin entstehen 73,3 g CO₂ pro MJ Kraftstoff. Bei der Verbrennung von Kerosin entstehen etwa 73,2 g pro MJ Kraftstoff. Bei dem vom JEC-Konsortium (JRC, EUCAR, CONCAWE) aus Robustheitsgründen gewählte Marginalbetrachtung der Rohölraffinerieprodukte⁷ resultieren bei Benzin gegenüber Diesel/Kerosin geringfügig geringere Treibhausgasemissionen. Andere Bilanzierungsansätze⁸ führen im Ergebnis zu geringfügig höheren bzw. gleichen Treibhausgasemissionen von Benzin gegenüber Diesel/Kerosin. Eine ausführliche Begründung für den gewählten Methodenansatz ist in [JEC 2011, S. 24] ausgeführt. Die Treibhausgasemissionen von Benzin und Diesel einschließlich Verbrennung unterscheiden sich um 1,6%, was bei Lebenszyklusanalysen üblicherweise unterhalb der allgemeinen Unsicherheit liegt.

3.1.2.2 Energetische Verwendung von Methanol und Methanol aus Erdgas (Referenz)

a) Energetische Verwendung von Methanol

Methanol wurde in der Vergangenheit als Kraftstoff für Fahrzeuge diskutiert und zwar für Brennstoffzellenfahrzeuge mit Reformierung an Bord und für Fahrzeuge mit Ottomotor und mit Dieselmotor:

- 1970er-1990er: MAN Stadtbusse mit Otto- und Dieselmotor. Für Fahrzeuge mit Ottomotor wurde Methanol als Mischung von 85 Vol.-% Methanol und 15 Vol.-% Benzin als „M-85“ an die Fahrzeuge abgegeben.
- 1990er: Methanol-Brennstoffzelle (Daimler NECAR 5)
- Seit 2013: Tests für den Einsatz von Methanol in Gasturbinen in Israel [Josefa 2013]

⁷ i.e. Marginalbetrachtung (sog. „marginal approach“)

⁸ Allokation von Einzelprozessen innerhalb der Raffinerie; Allokation nach Energieinhalt der Endprodukte der Gesamtraffinerie

In China sind im konventionellen Ottokraftstoff in einigen Provinzen (Shanxi, Shaanxi, Zhejiang, Guizhou, Heilongjiang) 15 bis 20 Vol.-% enthalten, typisch sind 15 Vol.-% (M-15) [Nesheiwat 2013].

Für Methanol können Pro- und Contra-Argumente angeführt werden.

Pro:

- Herstellung auch aus erneuerbarem Strom möglich
- Methanol ist bei Raumtemperatur flüssig; leichtere Handhabbarkeit gegenüber Druckgasen, einschließlich LPG.
- Weitgehend kompatibel mit heutigen Verbrennungsmotorkonzepten
- Verbrennungsmotoren können auf Reinkraftstoff optimiert werden; weniger Abgasaufbereitungsaufwand bei Euro 5/Euro 6
- Nach Freisetzung leichter biologisch abbaubar als Benzin, Diesel, ETBE, MTBE

Contra:

- Sicherheits-/Risikoprofil vergleichbar LPG und DME, d.h. noch ungünstiger als bei Benzin oder Diesel
- Toxizität: leichte Aufnahme von Methanol über die Haut; die Hautresorption „wird durch Kraftstoffe für Ottomotoren (Vergaserkraftstoff-Methanol-Gemische) noch verstärkt“ [DGUV 2009]
- Reduktion der Reichweite im Vergleich zu Benzin/Diesel
- Kein Nullemissionsfahrzeug möglich; die Wirkungsbewertung von Emissionen und Aufnahme von insbesondere kleinen Partikel befinden sich im Fluss, weiter steigende Anforderungen sind zu erwarten.
- Kupfer(legierungen), Zink (z.B. verzinkter Stahl) oder Aluminium sind für die Lagerung von Methanol ungeeignet (Korrosion). Neue/modifizierte Infrastruktur ist notwendig (Pipeline, Tanklaster, Tanks, Schläuche, ...).
- Erhöhte Anforderungen für Werkstätten (Ausbildung, Ausstattung) und Servicevorgang (eventuell Einschicken ganzer Komponenten zur Wartung/Reparatur durch den Hersteller)
- Energiedichte von 40% bis 50% von Diesel resp. Benzin
- Langfristbetrachtung: Energieaufwand zur Herstellung von synthetischem Methanol (E-MeOH) höher im Vergleich zu Wasserstoff (E-H₂) und synthetischem Methan (E-CH₄)

Fazit:

Verfügbare Infrastruktur bzw. leichte Anpassung existierender Infrastruktur alleine ist kein Treiber für die Einführung eines neuen Kraftstoffes, siehe mehrere hundert Methanol-Tankstellen (Reinkraftstoff) in Kalifornien in den 1990er Jahren, bei denen u.a. auch Volkswagen (VW) und Audi mitwirkten. Industriell-großtechnisch ist Methanol sicher handhabbar und wird auch im großen Stil gemacht, jedoch kritisch bei energie-wirtschaftlich relevanten Mengen in Privathand und Gewerbe.

Tabelle 8 zeigt die Dichte und den Energiegehalt von Methanol.

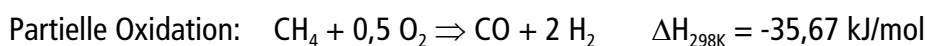
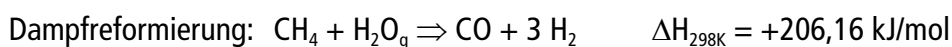
Tabelle 8: Dichte und Energiegehalt von Methanol

Parameter	Einheit	Methanol	Benzin (Referenz)	Diesel (Referenz)
Dichte	kg/l	0,79	0,745	0,832
Unterer Heizwert	MJ/kg	19,95	43,20	43,13
	MJ/l	15,76	32,18	35,88
	kWh/l	4,38	8,94	9,97
Quelle	-	JEC 2013	JEC 2013	JEC 2013

a) Methanol aus Erdgas (Referenz)

Für die Bereitstellung von Methanol wurden die gleichen Annahmen getroffen wie für Pfad „GRME1“ in [JEC 2013].

Die Methanolanlage befindet sich in der Nähe eines Erdgasfeldes außerhalb der EU. Das Erdgas wird heute in großtechnischen Anlagen über kombinierte Reformierung zu Synthesegas umgesetzt. Bei der kombinierten Reformierung werden ein Teilstrom des eingesetzten Erdgases zunächst einer Dampfreformierung und anschließend einer partiellen Oxidation zugeführt. Der andere Teilstrom wird direkt der partiellen Oxidation zugeführt.



Die Dampfreformierungsreaktion verläuft endotherm, die partielle Oxidationsreaktion exotherm. Die Luftzerlegung für die partielle Oxidation erfolgt am Standort der Methanolanlage. Durch die Kombination der zwei Reformierverfahren entsteht ein für die Methanolsynthese optimale Stöchiometrie-Zahl, das die Produktion von Methanol mit minimalem Anfall von Nebenprodukten erlaubt.

$$\text{Stöchiometriezahl} = \frac{\text{H}_2 - \text{CO}_2}{\text{CO}_2 + \text{CO}} \approx 2$$

Die Methanolsynthese erfolgt bei einer Temperatur von 250 bis 300°C und einem Druck von 5 bis 10 MPa (Niederdruckverfahren) nach den folgenden simultan ablaufenden Reaktionen.



Die Reaktionen laufen exotherm ab. Es wird Wärme freigesetzt. Die Wärme wird unter anderen in Dampfturbinen zur Bereitstellung von Strom für die Komprimierung des Synthesegases und für die Luftzerlegung verwendet. Die Anzahl der Moleküle auf der Produktseite ist niedriger als bei der Eduktseite. Daher sind hohe Drücke erforderlich, um das chemische Gleichgewicht zur Seite der Produkte zu verschieben.

Der Erdgaseinsatz für die Methanolanlage wurde aus [Larsen 1998] entnommen und basiert auf der Methanolanlage Tjeldbergodden in Norwegen. Die CO₂-Emissionen wurden aus der Kohlenstoffbilanz berechnet. Die Anlage ist energieautark. Sämtliche Hilfsenergie wird anlagenintern erzeugt. Es wird kein Strom importiert und auch kein Strom exportiert. Der Wirkungsgrad beträgt etwa 68% bezogen auf den unteren Heizwert, d.h. etwa 68% des unteren Heizwertes des eingesetzten Erdgases finden sich im Produkt Methanol wieder.

Tabelle 9: Energieströme und Emissionen der Methanol-Anlage

	I/O	Einheit	Wert
Erdgas	Input	MJ/MJ	1,463
Methanol	Output	MJ	1,000
Emissionen			
CO ₂	-	g/MJ	11,5
CH ₄	-	g/MJ	0,000
N ₂ O	-	g/MJ	0,000
NMVOG	-	g/MJ	0,000
NO _x	-	g/MJ	0,007
SO ₂	-	g/MJ	0,000
CO	-	g/MJ	0,001
Staub/Partikel	-	g/MJ	0,000

Die Erdgasfelder und die Methanolanlage befinden sich in Hafennähe. Das Methanol wird mit einem Produktentanker über eine Entfernung von 5.500 nautische Meilen (10.186 km) nach Europa transportiert und dort in einem Tanklager gelagert. Von dort wird das

Methanol über eine Entfernung von 250 per Bahn zu einem Tanklager im Landesinneren transportiert und dort zwischengespeichert. Von dort wird das Methanol über eine Entfernung von 250 km per LKW zu den Tankstellen transportiert.

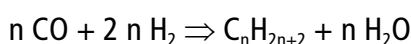
3.1.2.3 GTL aus Erdgas

GTL hat bezüglich der massen- und volumenspezifischen Energiedichte ähnliche Eigenschaften wie Benzin, Kerosin und Diesel aus Rohöl. Fischer-Tropsch-Naphtha hat für den Einsatz in Ottomotoren eine zu geringe Oktanzahl, die durch weitere Verarbeitungsschritte erhöht werden muss. Alternativ kann synthetisches Benzin, Kerosin und Diesel aus Erdgas auch über die Methanolroute (z.B. über den von Lurgi entwickelten MtSynfuels-Prozess) produziert werden. Die Naphthafraktion weist beim MtSynfuels-Prozess eine ausreichend hohe Oktanzahl auf. Die Diesel- und Kerosinfraktion hat ähnliche Eigenschaften wie die Produkte aus der Fischer-Tropsch-Synthese.

Tabelle 10: Dichte und Energiegehalt von Diesel über „Gas-to-Liquids“ (GTL) auf Basis der Fischer-Tropsch-Synthese

Parameter	Einheit	FT-Diesel	Benzin (Referenz)	Diesel (Referenz)
Dichte	kg/l	0,78	0,745	0,832
Unterer Heizwert	MJ/kg	44,00	43,20	43,13
	MJ/l	34,32	32,18	35,88
	kWh/l	9,53	8,94	9,97
Quelle	-	JEC 2013	JEC 2013	JEC 2013

Die GTL-Anlage befindet sich nahe dem Erdgasfeld. Der Energiebedarf und die Emissionen für die Erdgasförderung und -aufbereitung entsprechen denen für die Bereitstellung von Erdgas über Erdgaspipeline. Das aufbereitete Erdgas wird in über partielle Oxidation zunächst zu Synthesegas (einem Gemisch aus CO und H₂) umgesetzt. Das Synthesegas wird anschließend in über Fischer-Tropsch-Synthese zu flüssigen Kohlenwasserstoffen umgesetzt. Im Fall der Synthese von Alkanen erfolgt die Fischer-Tropsch-Reaktion wie folgt:



Die Reaktion verläuft exotherm.

Um eine möglichst hohe Ausbeute an flüssigen Kohlenwasserstoffen zu erreichen, wird die Fischer-Tropsch-Synthese so betrieben, dass möglichst langkettige Kohlenwasserstoffe erzeugt werden. Anschließend werden die langkettigen Kohlenwasserstoff über „Hydrocracking“ in die gewünschten Produkte umgesetzt. Analog zu [JEC 2013] wurde

für die GTL-Anlage ein Wirkungsgrad von 65% angenommen. Sämtliche Hilfsenergie wird anlagenintern erzeugt. Es wird kein Strom von außen bezogen und auch kein Strom exportiert.

Tabelle 11: Energieströme und Emissionen der GTL-Anlage

	I/O	Einheit	Wert
Erdgas	Input	MJ/MJ	1,539
GTL	Output	MJ	1,000
Emissionen			
CO ₂	-	g/MJ	13,9

Die Erdgasfelder und die GTL-Anlage befinden sich in Hafennähe (ähnlich bei der „Pearl GTL plant“ in Qatar). Der Stromverbrauch der Tanklager am Hafen beträgt 0,00084 MJ pro MJ Diesel. Der durch die GTL-Anlage erzeugte Dieselmotorkraftstoff wird mit einem Produktentanker über eine Entfernung von 5.500 nautische Meilen (10.186 km) nach Europa transportiert und dort in einem Tanklager gelagert. Tabelle 12 zeigt den Kraftstoffverbrauch und die Emissionen für den Produktentanker. Die Rückfahrt (leer) ist bei den Angaben berücksichtigt.

Tabelle 12: Kraftstoffverbrauch und Emissionen des Produktentankers (inklusive Rückfahrt, leer)

	I/O	Einheit	Menge
Schweröl	Input	MJ/tkm	0,124
Transportdienstleistung	Output	tkm	1,000
Emissionen			
CO ₂	-	g/tkm	9,9
CH ₄	-	g/tkm	
N ₂ O	-	g/tkm	
NO _x	-	g/tkm	0,188
Staub/Partikel	-	g/tkm	0,008
SO ₂	-	g/tkm	0,188
NM VOC	-	g/tkm	0,007
CO	-	g/tkm	0,024

Der Schwerölverbrauch wird mit der Bereitstellung von Schweröl verknüpft. Die Verteilung des GTL-Kraftstoffs erfolgt wie bei Benzin und Diesel aus Rohöl.

3.1.2.4 Hydriertes Pflanzenöl aus Algen

In diesem Pfad wird Algenöl aus Algenbiomasse erzeugt und anschließend über Hydrotreating zu einem Kraftstoff umgesetzt, der ähnliche Eigenschaften wie Fischer-Tropsch-Diesel aufweist.

Für die Berechnung des Energieeinsatzes und der Emissionen wurde auf Angaben in [Stephenson et al 2010] zurückgegriffen. Wie in [Stephenson et al 2010] wurden zwei Varianten betrachtet:

- Offene Teiche („Raceway Ponds“)



- Geschlossene Photobioreaktoren (PBR), z.B. mit Glasrohren (links) oder Kunststoffsäcken (rechts)



Darüber hinaus wurde der Ölgehalt der Algenbiomasse variiert. In [Stephenson et al 2010] wurde ein Ölgehalt von 40% angenommen. Andere Veröffentlichungen gehen von einem erheblich niedrigeren Ölgehalt von 20% aus. In [ANL 2012] wurde von einem Ölgehalt von 25% ausgegangen. In dieser Studie wurde ein Ölgehalt von 20 bis 40% angenommen.

In [Stephenson et al 2010] wurde der Strombedarf für den geschlossenen Photobioreaktor mit 68 GJ pro t „Biodiesel“ (FAME) angegeben. Bei einem Ölgehalt von 40% und einer Biomasseausbeute von 95% aus dem Zellaufschluss ergeben sich daraus 25,84 GJ pro t Biomasse. Der untere Heizwert der Algenbiomasse mit einem unteren Heizwert von 40% beträgt 24,50 MJ pro kg Trockensubstanz. Der Energiegehalt der Algenbiomasse mit einem Ölgehalt von 20% bezogen auf den unteren Heizwert der Trockensubstanz beträgt etwa 20 MJ/kg. Die Nährstoffe (N, K, P) werden über das ausgegorene Substrat der

Biogasanlage vollständig wieder zurückgeführt, so dass kein zusätzlicher Dünger zugeführt werden muss.

In [Stephenson et al 2010] wurde der Strombedarf für die offenen Teiche mit 7,2 GJ pro t „Biodiesel“ (FAME) angegeben. Bei einem Ölgehalt von 40%, einer Biomasseausbeute von 95% durch die Zentrifugen und einer Biomasseausbeute von 95% aus dem Zellaufschluss ergeben sich daraus 2,60 GJ pro t Biomasse.

Tabelle 13: Stromverbrauch Algenanlage

	Einheit	„Raceway Ponds“		Photobioreaktor	
		20%	40%	20%	40%
Ölgehalt	-	20%	40%	20%	40%
Strom	MJ/kg _{TS}	2,60		25,84	
	MJ/MJ	0,130	0,106	1,2920	1,0548

TS: Trockensubstanz

Durch Zugabe von Flockungsmittel und anschließender Abtrennung der ausgeflockten Algenbiomasse wird der Trockensubstanzgehalt von 0,83% (Ausgang Photobioreaktor) bzw. 0,17% (Ausgang „Raceway Ponds“) auf 22% (im Fall des Photobioreaktors) erhöht. Im Fall der „Raceway Ponds“ sind noch Zentrifugen nachzuschalten, um auf die 22% Trockensubstanzgehalt zu kommen. Die elektrische Leistungsaufnahme des Rührwerks beträgt etwa 100 W pro m³ Algenbiomasse-Wassergemisch. Der Verbrauch von Flockungsmittel beträgt 0,15 kg pro m³ Algenbiomasse-Wassergemisch [Stephenson et al 2010].

Tabelle 14: Energie- und Stoffströme aus der Flockungsanlage

	I/O	Einheit	Ölgehalt 20%	Ölgehalt 40%
Algenbiomasse	Input	MJ/MJ	1,0000	1,0000
Strom	Input	MJ/MJ	0,0022	0,0018
Al ₂ (SO ₄) ₃	Input	kg/MJ	0,000904	0,000738
Algenbiomasse	Output	MJ	1,0000	1,0000

im Fall von offenen Teichen („Raceway Ponds“) ist aufgrund des niedrigeren Trockensubstanzgehaltes zusätzlich noch eine weitere Entwässerung durch Zentrifugen erforderlich. In [Stephenson et al 2010] wurde angenommen, dass 5% der Algenbiomasse in dieser Stufe verlorengehen. Der Stromverbrauch der Zentrifugen beträgt 28,8 MJ pro m³ Algenbiomasse-Wassergemisch, die der Anlage zugeführt wird.

Pro kg FAME sind 1,7 MJ Strom erforderlich. Rückrechnung aus dem in [Stephenson et al 2010] angenommenem Ölgehalt von 40% und einer Biomasseausbeute von 95% beim Zellaufschluss ergeben 0,646 MJ Strom pro kg Algenbiomasse. Bezogen auf den unteren

Heizwert der Trockensubstanz der Algenbiomasse ergeben sich bei Algenbiomasse mit einem Ölgehalt von 20% daraus 0,0323 MJ Strom pro MJ Algenbiomasse. Bei Algenbiomasse mit einem Ölgehalt von 40% ergeben sich 0,0264 MJ Strom pro MJ Algenbiomasse. Die Ursache für den unterschiedlichen energiebezogenen Stromverbrauch liegt im unterschiedlichen Energiegehalt der Algenbiomasse. Die Algenbiomasse mit dem höheren Ölgehalt hat einen höheren Energiegehalt.

Um das Algenöl abtrennen zu können, müssen die Zellen der Algenbiomasse aufgebrochen werden. In [Stephenson et al 2010] wird das durch einen GEA Ariete Homogenisator NS-3037 durchgeführt. Der Stromverbrauch beträgt 67 MJ pro m³ Algen-Wasser-Gemisch und Stufe. Die Homogenisation erfolgt in zwei hintereinander geschalteten Stufen, so dass 134 MJ Strom pro m³ Algenbiomasse-Wasser-Gemisch erforderlich sind.

Tabelle 15: Energie- und Stoffströme aus dem Zellaufschluss durch einen Homogenisator

	I/O	Einheit	Ölgehalt 20%	Ölgehalt 40%
Algenbiomasse	Input	MJ/MJ	1,0526	1,0526
Strom	Input	MJ/MJ	0,0305	0,0249
Algenbiomasse	Output	MJ	1,0000	1,0000

Die Abtrennung des Algenöls aus der Algenbiomasse erfolgt nach [Stephenson et al 2010] über Extraktions-Dekanter (Westfalia, Modell CA 226-29).

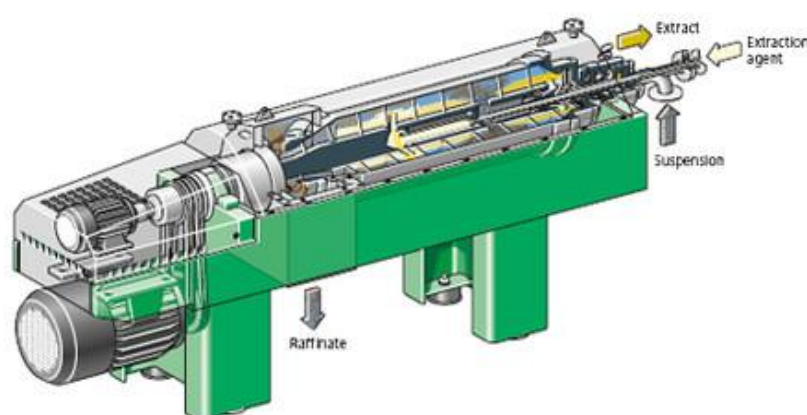


Abbildung 14: Extraktions-Dekanter [GEA 2013]

Der Stromverbrauch wird mit 20 MJ pro m³ Algenbiomasse-Wasser-Gemisch, der Wärmebedarf mit 1,6 kJ pro kg Algenöl angegeben [Stephenson et al 2010]. Der untere Heizwert des Algenöls wird mit 36 MJ pro kg angenommen.

Tabelle 16: Energie- und Stoffströme aus der Ölabtrennung

	I/O	Einheit	Ölgehalt 20%	Ölgehalt 40%
Ölgehalt	-	-	20%	40%
Algenbiomasse	Input	MJ/MJ	2,9240	1,7011
Strom	Input	MJ/MJ	0,0133	0,0066
Wärme	Input	MJ/MJ	0,000044	0,000044
Algenöl	Output	MJ	1,0000	1,0000

Die Nicht-Öl-Algenbiomasse wird einer Biogasanlage zugeführt. Etwa 80% des Energiegehalts der Biomasse wird zu Biogas umgesetzt. Der elektrische Nettowirkungsgrad des BHKW wird mit 30% angenommen. Daneben fällt noch Wärme an, die zur Deckung des Wärmebedarfs der Biogasanlage und zur Deckung des Wärmebedarfs der Algenanlage eingesetzt wird.

Die Algenbiomasse wird über Hydrotreating auf Basis des von Neste Oil entwickelten NExBTL-Prozesses zu einem Kraftstoff umgesetzt, der nach Angaben des Herstellers ähnliche Eigenschaften wie Fischer-Tropsch-Diesel aufweist (BTL-ähnlicher Dieselkraftstoff). Die Energie- und Stoffströme wurden aus [Reinhardt et al 2006] entnommen mit Ausnahme des Wasserstoffeinsatzes, der aus der Zusammensetzung des Algenöls berechnet wurde.

Tabelle 17: Hydrotreating über NEx-BTL-Prozess

	I/O	Einheit	Wert
Algenöl	Input	MJ/MJ _{Diesel}	1,0341
H ₂	Input	MJ/MJ _{Diesel}	0,1120
H ₃ PO ₄	Input	kg/MJ _{Diesel}	1,70 10 ⁻⁵
NaOH	Input	kg/MJ _{Diesel}	2,72 10 ⁻⁵
BTL-ähnlicher Dieselkraftstoff	Output	MJ	1,0000
Strom	Output	MJ/MJ _{Diesel}	0,0016
Dampf	Output	MJ/MJ _{Diesel}	0,0080

Der Wasserstoff wird aus einer großen Erdgasdampfpreformieranlage mit einem Wirkungsgrad von 76% bezogen auf den unteren Heizwert bezogen.

Der produzierte Dieselkraftstoff wird über eine mittlere Transportentfernung von 150 km per LKW zu einem Tanklager transportiert und dort zwischengespeichert. Vom Tanklager wird der Dieselkraftstoff über eine mittlere Entfernung von 150 km per LKW zu den Tankstellen transportiert.

3.1.2.5 E-Benzin, -Kerosin und -Diesel

In diesem Pfad werden Benzin, Kerosin und Diesel über Wasserstoff aus Wasserelektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen hergestellt („Power-to-Liquid“).

Abbildung 15 stellt das vereinfachte Prozessschema für die Niedertemperaturelektrolyse mit anschließender Methanolsynthese und MtSynfuels-Prozess dar.

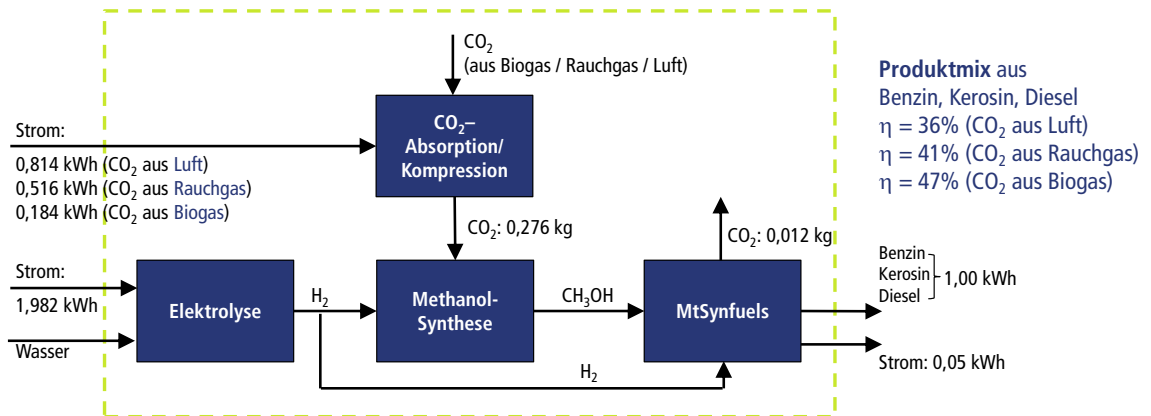


Abbildung 15: Prozessschema zur Herstellung von E-Benzin/-Kerosin/-Diesel (Bild: LBST)

Der Wirkungsgrad der Elektrolyse wurde analog zu [JEC 2011] und [JEC 2013] mit 65% bezogen auf den unteren Heizwert angenommen. Der erzeugte Wasserstoff wird zunächst mit CO₂ zu Methanol umgesetzt.



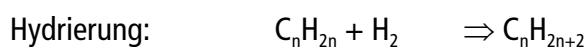
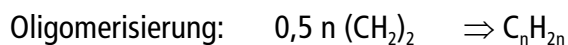
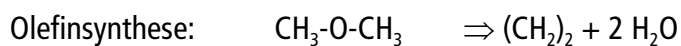
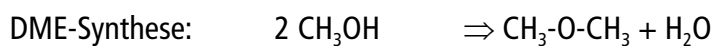
Die Reaktion verläuft exotherm. Der untere Heizwert von H₂ beträgt 241,83 kJ/mol und der untere Heizwert von Methanol beträgt 638,53 kJ/mol. Bezogen auf den unteren Heizwert finden sich somit etwa 88% des Energieinhalts des eingesetzten Wasserstoffs im Methanol wieder. Der Rest ist Wärme.

Tabelle 18 zeigt die Energie- und Massenströme aus der Produktion von Methanol aus Strom und CO₂. Der Stromverbrauch wurde aus [Specht 1999] entnommen. Der H₂ und CO₂-Bedarf ergibt sich aus der Reaktionsgleichung.

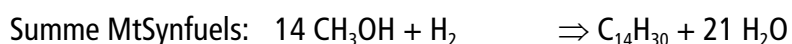
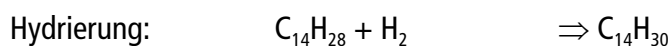
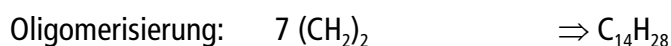
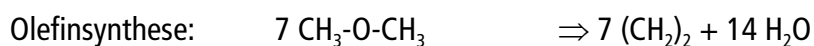
Tabelle 18: Energie- und Massenströme aus der Produktion von Methanol aus H₂ und CO₂

	I/O	Einheit	Wert
H ₂	Input	MJ/MJ	1,136
CO ₂	Input	kg/MJ	0,248
Strom (H ₂ - und CO ₂ -Verdichtung)	Input	MJ/MJ	0,165
Methanol	Output	MJ	1,000

Anschließend wird über Olefinsynthese, Oligomerisierung und Hydrierung das Methanol zu synthetischen flüssigen Kraftstoffen umgesetzt. Das Verfahren wird von der Firma Lurgi als „MtSynfuels“ angeboten. Die Olefinsynthese erfolgt über den Zwischenschritt DME-Synthese.



Der Kohlenstoffgehalt von FT-Diesel wird mit etwa 85,0 Massenprozent angegeben. Der Rest ist Wasserstoff. Der Kohlenstoffgehalt von C₁₄H₃₀ beträgt etwa 84,8 Massenprozent. Somit kann C₁₄H₃₀ als Modellsubstanz für Dieselkraftstoff herangezogen werden. Daraus ergeben sich theoretisch folgende Reaktionsgleichungen:



Es wurden 14 mol CH₃OH mit einer Molmasse von 32,04216 g/mol und 1 mol H₂ mit einer Molmasse von 2,01588 g/mol benötigt, um 1 mol C₁₄H₃₀ mit einer Molmasse von 198,3922 g/mol zu produzieren. Somit sind für die Produktion von 1 kg C₁₄H₃₀ etwa 2,26 kg Methanol und 0,01 kg Wasserstoff erforderlich. Der untere Heizwert von Methanol

beträgt etwa 19,95 MJ/kg und der untere Heizwert von Dieselkraftstoff beträgt etwa 44 MJ/kg. Somit finden sich etwa 98% des Energiegehalts des eingesetzten Methanols im produzierten Dieselkraftstoff wieder. Bezogen auf den für die Produktion von Methanol und für die Hydrierung eingesetzten Wasserstoff sind es theoretisch etwa 84%. In der Praxis entsteht ein Produktspektrum von LPG, Benzin, Kerosin und Diesel.

Die Diesel- und Kerosinfraktion weist ähnliche Eigenschaften auf wie Produkte aus der Fischer-Tropsch-Synthese. Die Naphtha-Fraktion kann als Ottokraftstoff eingesetzt werden. Die Produktzusammensetzung kann im MtSynfuels-Prozess nach [Lurgi 2005] je nach Bedarf und Fahrweise variiert werden, siehe Tabelle 19.

Tabelle 19: Produktzusammensetzung MtSynfuels-Prozess [Lurgi 2005]

	Max. Diesel/Kerosin (m-%)	Max. Benzin (m-%)
Diesel	36,5	18,3
Kerosin	44,6	26,5
Benzin	10,3	46,6
LPG	8,6	8,6

Für die Berechnung der Energieströme der MtSynfuels-Anlage wurde auf Angaben in [Liebner et al 2004] zurückgegriffen. Die LPG-Fraktion wurde in einem Gaskraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 50% zu Strom umgesetzt.

Tabelle 20 zeigt die Energieströme und die Emissionen aus der Produktion von Benzin, Kerosin und Diesel aus Methanol über den MtSynfuels-Prozess. Der Methanol- und Wasserstoffeinsatz wurde aus [Liebner et al 2004] abgeleitet.

Tabelle 20: Energieströme und Emissionen aus der Produktion von flüssigen Kohlenwasserstoffen aus Methanol über den MtSynfuels-Prozess

	I/O	Einheit	Wert
Methanol	Input	MJ/MJ	1,113
H ₂	Input	MJ/MJ	0,025
Benzin, Kerosin, Diesel	Output	MJ	1,000
Strom	Output	MJ/MJ	0,050
Emissionen			
CO ₂	-	g/MJ	5,84

Für die Bereitstellung des CO₂ für die Methanolsynthese wurden drei Varianten betrachtet:

- CO₂ aus Biogasaufbereitung
- CO₂ aus Abgas (z.B. Biomassekraftwerk)
- CO₂ aus Luft

Im Fall von CO₂ aus der Biogasaufbereitung ergibt sich nur ein relativ geringfügiger Energieaufwand für die Komprimierung des CO₂. Im Fall von CO₂ aus Luft ist zusätzlich Strom für die Abtrennung des CO₂ aus der Luft (bzw. der Regenerierung des Absorptionsmittels über Elektrodialyse) erforderlich.

Die erzeugten Produkte werden über eine mittlere Transportentfernung von 150 km per LKW zu einem Tanklager transportiert und dort zwischengespeichert. Vom Tanklager werden die Produkte über eine mittlere Entfernung von 150 km per LKW zu den Tankstellen transportiert.

3.1.2.6 E-DME

Dimethylether (DME) wird als Kraftstoff für Dieselmotoren diskutiert und beispielsweise in Schweden in ersten LKWs auch eingesetzt. Hauptmotivation für den Einsatz von DME als Kraftstoff ist die Reduktion der Schadstoffemissionen, insbesondere der Partikelemissionen. DME ist bei Raumtemperatur gasförmig und wird bei Druckerhöhung flüssig (ähnlich wie LPG). DME ist schwerer als Luft und hat daher ähnliche sicherheitstechnische Eigenschaften wie LPG.

Tabelle 21: Dichte und Energiegehalt von DME

Parameter	Einheit	DME	Benzin (Referenz)	Diesel (Referenz)
Dichte	kg/l	0,67*	0,745	0,832
Unterer Heizwert	MJ/kg	28,43	43,20	43,13
	MJ/l	19,04	32,18	35,88
	kWh/l	5,29	8,94	9,97
Quelle	-	JEC 2013	JEC 2013	JEC 2013

* 0,51 MPa, 20°C

In diesem Pfad wird Dimethylether über Wasserstoff aus Wasserelektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen hergestellt.

Der Wirkungsgrad der Elektrolyse wurde analog zu [JEC 2011] und [JEC 2013] mit 65% bezogen auf den unteren Heizwert angenommen. Der erzeugte Wasserstoff wird mit CO₂ über Methanol zu DME umgesetzt.

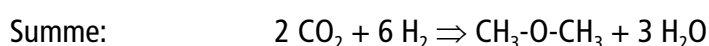
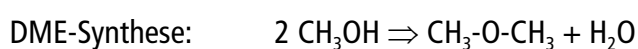
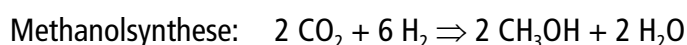


Tabelle 22 zeigt die Energie- und Massenströme aus der Produktion von DME aus Strom und CO₂. Der Stromverbrauch wurde aus [Specht 1999] abgeleitet und an die veränderten Stoff- und Energieströme gegenüber der Produktion von Methanol angepasst. Der H₂ und CO₂-Bedarf ergibt sich aus der Reaktionsgleichung.

Tabelle 22: Energie- und Massenströme aus der Produktion von DME

	I/O	Einheit	Wert
H ₂	Input	MJ/MJ	1,108
CO ₂	Input	kg/MJ	0,242
Strom (H ₂ - und CO ₂ -Verdichtung)	Input	MJ/MJ	0,161
DME	Output	MJ	1,000

Wie bei Benzin, Kerosin und Diesel über Power-to-Liquid wird für die Bereitstellung des CO₂ für die Methanolsynthese drei Varianten betrachtet:

- CO₂ aus Biogasaufbereitung
- CO₂ aus Abgas (z.B. Biomassekraftwerk)
- CO₂ aus Luft

Das produzierte DME wird über eine mittlere Transportentfernung von 150 km per LKW zu einem Tanklager transportiert und dort zwischengespeichert. Vom Tanklager wird das DME über eine mittlere Entfernung von 150 km per LKW zu den Tankstellen transportiert.

3.1.2.7 E-OME

Oxymethylenether⁹ (OME) wird als Kraftstoffzusatz für Dieselmotoren vorgeschlagen [Lumpp et al 2011]. Im Motorenversuch wird die stark rußmindernde Wirkung von OME-Beimischungen quantifiziert, die bei OME als Reinkraftstoff sogar vollständig vermieden werden können. Der Grund liegt im Sauerstoffgehalt des OME, der den Kohlenstoff daran hindert, Rußpartikel zu bilden.

Die chemische Formel von OME lautet $H_3C-O-(CH_2-O)_n-CH_3$. Als Kraftstoff für Dieselmotoren werden OME mit n von 3 bis 5 vorgeschlagen. Die Berechnung über die Standardbildungsenthalpien von Verbrennungsprodukten und eingesetztem OME ergibt einen unteren Heizwert von etwa 19,11 MJ/kg und einen oberen Heizwert von 20,98 MJ/kg. Nach [Pellegrini et al 2012] beträgt der untere Heizwert auf Basis von Messungen 20,89 MJ/kg, was genau dem berechneten Wert für den oberen Heizwert entspricht. Die Messung der Verbrennungswärme wird nach ASTM D240 in einem Bombenkalorimeter eingesetzt, wobei für die Ermittlung des unteren Heizwerts eine

⁹ Anderer Name: Polyoxymethylen-Dimethylether

„Wasserkorrektur“ vorgenommen wird. Der Unterschied zwischen berechneten Wert und gemessenen Wert konnte bisher nicht erklärt werden. Eine Vermutung ist, dass versehentlich der obere Heizwert eingetragen wurde.

Tabelle 23: Dichte und unterer Heizwert von OME

	Einheit	OME n = 3	OME n = 4	OME n = 5	OME Mix ¹⁾	OME Mix
Dichte	kg/l	1,035	1,078	1,079	1,063	1,073
Unterer Heizwert	MJ/kg	19,77	18,97	18,42	19,11	20,89
	MJ/l @ 15°C	20,47	20,46	19,87	20,31	22,41
Im Vergleich zu Diesel	(MJ/l)/(MJ/l)	57%	57%	55%	57%	62%
Oberer Heizwert	MJ/kg	21,71	20,83	20,22	20,89	k.A.

¹⁾ Mischung aus 36% OME mit n = 3, 37% OME mit n = 4 und 37% OME mit n = 5, unterer Heizwert auf Basis von Berechnung

²⁾ Mischung aus 36% OME mit n = 3, 37% OME mit n = 4 und 37% OME mit n = 5, unterer Heizwert nach [Pellegrini et al 2012]

OME kann in bestehende Infrastruktur über separate Tanks und Zapfsäulen an die Fahrzeuge abgegeben werden. Zu prüfen wäre, ob Dichtungen und Schläuche ausgetauscht werden müssen. OME könnte auch als Zumischkomponente zu konventionellem Dieselmotorkraftstoff verwendet werden.

Die Toxizität von OME mit n = 3 und darüber soll nach Angaben des Herstellers niedriger sein als die von Methylal¹⁰ (Methylal entspricht OME mit n = 1). Die systemische Toxizität für bestimmtes Zielorgan von Methylal wird nach Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 mit dem Gefahrenzeichen GHS07 („Ausrufezeichen“, bedeutet „reizend“) gekennzeichnet [ACROS 2010]. Im Vergleich dazu wird die systemische Toxizität für bestimmtes Zielorgan von Methanol mit dem Gefahrenzeichen GHS06 („Totenkopf“) und GHS08 („Gesundheitsgefahr“) gekennzeichnet. Methanol ist darüber hinaus akut toxisch und zwar dermal (über die Haut), oral und inhalativ.

In dieser Studie wird der OME-Herstellungspfad über Wasserstoff aus Wasserelektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen („Power-to-Liquid“) betrachtet, siehe Abbildung 16.

¹⁰ Andere Name: Dimethoxymethane

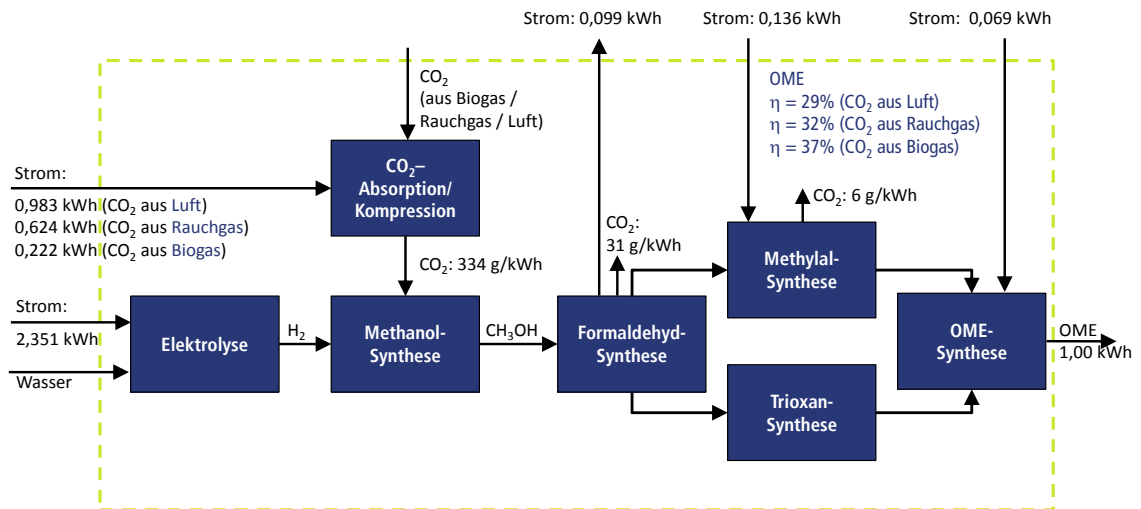
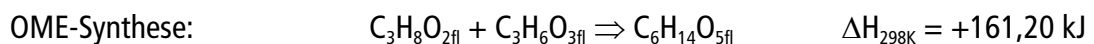
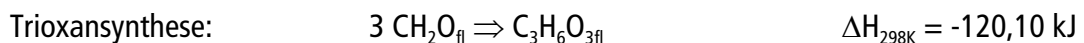
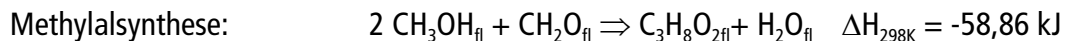
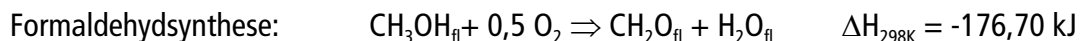
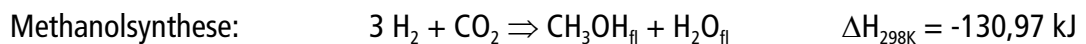


Abbildung 16: OME Prozessschema für Route „B“ nach [Burger 2012] (Berechnung: LBST)

Der Wirkungsgrad der Elektrolyse wurde analog zu [JEC 2011] und [JEC 2013] mit 65% bezogen auf den unteren Heizwert angenommen. OME wird dabei beginnend mit der Synthese von Methanol über mehrere Prozessschritte und Reaktionen erzeugt.



Die Methanolsynthese, die Formaldehydsynthese, die Methylalsynthese und die Trioxansynthese verlaufen exotherm. Die OME-Synthese verläuft endotherm. Bezogen auf den unteren Heizwert finden sich somit etwa 65% des Energieinhalts des eingesetzten Wasserstoffs im OME wieder, wenn für die Formaldehyd- und Methylalsynthese Anlagendaten von [INEOS 2013] verwendet werden. Theoretische Berechnung über die Stöchiometrie der Reaktionsgleichungen ergibt etwa 74% des unteren Heizwertes des eingesetzten Wasserstoffs.

Das skizzierte OME-Produktionsverfahren basiert entsprechend aktuellen Akteursinformationen auf der Nutzung des Wasserstoffs zur Prozesswärmebereitstellung [Jacob 2013a]. Kann der anfallende Wasserstoff aus der Formaldehydsynthese in der Methanolsynthese eingesetzt werden, so ist insgesamt weniger Wasserstoff erforderlich. In welchem Umfang die benötigten Wärmemengen und Temperaturniveaus durch zusätzliche Wärmeerzeuger bereitgestellt werden müssen, ist im Rahmen einer detaillierten Verfahrensanalyse zu untersuchen.

Nach Schätzungen von [Jacob 2013b] wurde im Rahmen einer Pilotanlage der Firma BASF bisher ca. 1 m³ OME mit n = 3 und n = 4 produziert. OME mit n = 1 ist Methylal, das heute vor allem als Lösemittel und in der Produktion von Parfüm, Harzen, Farblösern und Schutzanstrichen eingesetzt wird.

Der Wirkungsgrad der Elektrolyse wurde analog zu [JEC 2011] und [JEC 2013] mit 65% bezogen auf den unteren Heizwert angenommen.

Die Energie- und Massenströme für die Produktion von Methanol aus H₂ und CO₂ sind in Tabelle 18 (Kapitel 3.1.2.5) dargestellt. Die Energie- und Massenströme der weiteren in Abbildung 16 dargestellten Prozessschritte werden in den folgenden Tabellen dieses Kapitels dargestellt.

Tabelle 24: Energie- und Massenströme sowie die Emissionen aus der Formaldehydsynthese

	I/O	Einheit	Wert
Methanol	Input	kg	8.640
Strom	Input	kWh	910
Wärme	Input	kWh	5.000
Luft	Input	Nm ³	10.000
Formaldehyd	Output	kg	7.000
Strom (aus Prozessgasen)	Output	kWh	1.000
Wärme (aus Reaktion)	Output	kWh	3.000
Dampf (0,5 MPa, gesättigt)	Output	t (GJ)	10 (25,6)
Emissionen			
CO ₂ (aus Kohlenstoffbilanz)	-	g/kg	230

Tabelle 25: Energie- und Massenströme sowie die Emissionen aus der Synthese von Methylal (Dimethoxymethan)

	I/O	Einheit	Wert
Methanol	Input	kg	865
Formaldehyd	Input	kg	420
Strom	Input	kWh	50
Wärme	Input	MJ	5453
Methylal	Output	kg	1000
Wasser	Output	kg	240
Emissionen			
CO ₂ (aus Kohlenstoffbilanz)	-	g/kg	69,2

Tabelle 26: Energie- und Massenströme aus der Trioxansynthese

	I/O	Einheit	Wert
Formaldehyd	Input	kg/kg	1
Strom	Input	MJ/kg	k.A.
Trioxan	Output	kg	1

Tabelle 27: Energieströme und Emissionen aus der OME-Synthese (Mischung aus 0,5 g/g OME3 und 0,5 g/g OME4)

	I/O	Einheit	Wert
Methylal	Input	kg/kg	0,4842
Trioxan	Input	kg/kg	0,5158
Wärme	Input	MJ/kg	1,345
OME	Output	kg	1,0000

Sämtlicher Wärme- und Dampfbedarf wird durch mit Strom betriebenen Wärme- und Dampferzeugern mit einem Wirkungsgrad von 100% gedeckt. Wärmeüberschuss wird gegen Wärme aus Strom bilanziert.

Für die OME-Produktion wurde nach [Burger 2012] eine Mischung aus 50 Massenprozent OME mit $n = 3$ und 50 Massenprozent OME mit $n = 4$ verwendet. Um energiebezogene Werte für die Einsatzstoffe zu berechnen, ist der untere Heizwert der in [Burger 2012] betrachteten OME-Mischung erforderlich. In [Burger 2012] wurde der untere Heizwert von 18 MJ/kg angegeben, der sich aber als zu niedrig herausstellte. Der untere Heizwert der OME-Mischung wurde daher auf Basis der Standardbildungsenthalpien berechnet und beträgt 19,37 MJ/kg. Der Wert in [Pellegrini et al 2012] (20,89 MJ/kg) konnte aufgrund anderer Zusammensetzung des OME nicht verwendet werden.

Das OME wird über eine mittlere Transportentfernung von 150 km per LKW zu einem Tanklager transportiert und dort zwischengespeichert. Vom Tanklager wird das OME über eine mittlere Entfernung von 150 km per LKW zu den Tankstellen transportiert und dort an Dieselfahrzeuge abgegeben.

3.1.2.8 E-Methanol

Die Eigenschaften von Methanol als Kraftstoff sind bei E-Methanol die gleichen wie bei Methanol aus Erdgas (Kapitel 3.1.2.2).

In diesem Pfad wird Methanol über Wasserstoff aus Wasserelektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen hergestellt.

Der Wirkungsgrad der Elektrolyse wurde analog zu [JEC 2011] und [JEC 2013] mit 65% bezogen auf den unteren Heizwert angenommen. Der erzeugte Wasserstoff wird mit CO₂ zu Methanol umgesetzt.

Für die Methanolsynthese und die Bereitstellung des CO₂ werden die gleichen Annahmen getroffen wie in Kapitel 3.1.2.5, wo Benzin, Kerosin und Diesel über die Methanolroute aus H₂ und CO₂ erzeugt wird.

Das produzierte Methanol wird über eine mittlere Transportentfernung von 150 km per LKW zu einem Tanklager transportiert und dort zwischengespeichert. Vom Tanklager wird das Methanol über eine mittlere Entfernung von 150 km per LKW zu den Tankstellen transportiert.

3.1.2.9 Ergebnis

Abbildung 17 zeigt die Treibhausgasemissionen aus der Bereitstellung und Nutzung (vollständige Verbrennung des erzeugten Kraftstoffs ohne Berücksichtigung eines Wirkungsgrades¹¹) ausgewählter flüssiger Kraftstoffe und DME im Vergleich mit konventionellen Kraftstoffen auf Basis von Rohöl.

¹¹ Gerne werden Lebenszyklusbilanzen von Kraftstoffen unterschieden $WTT + TTW = WTW$. Ein reiner WTT-Vergleich führt jedoch zu einer verzerrten Darstellung der Treibhausgasemissionen verschiedener Kraftstoffbereitstellungen wenn nicht gleichzeitig WTW dargestellt wird. Daher wird im Rahmen dieser Studie die Treibhausgasbilanz über die Bereitstellung und im Kraftstoff enthaltenen Kohlenstoffe dargestellt (pro MJ).

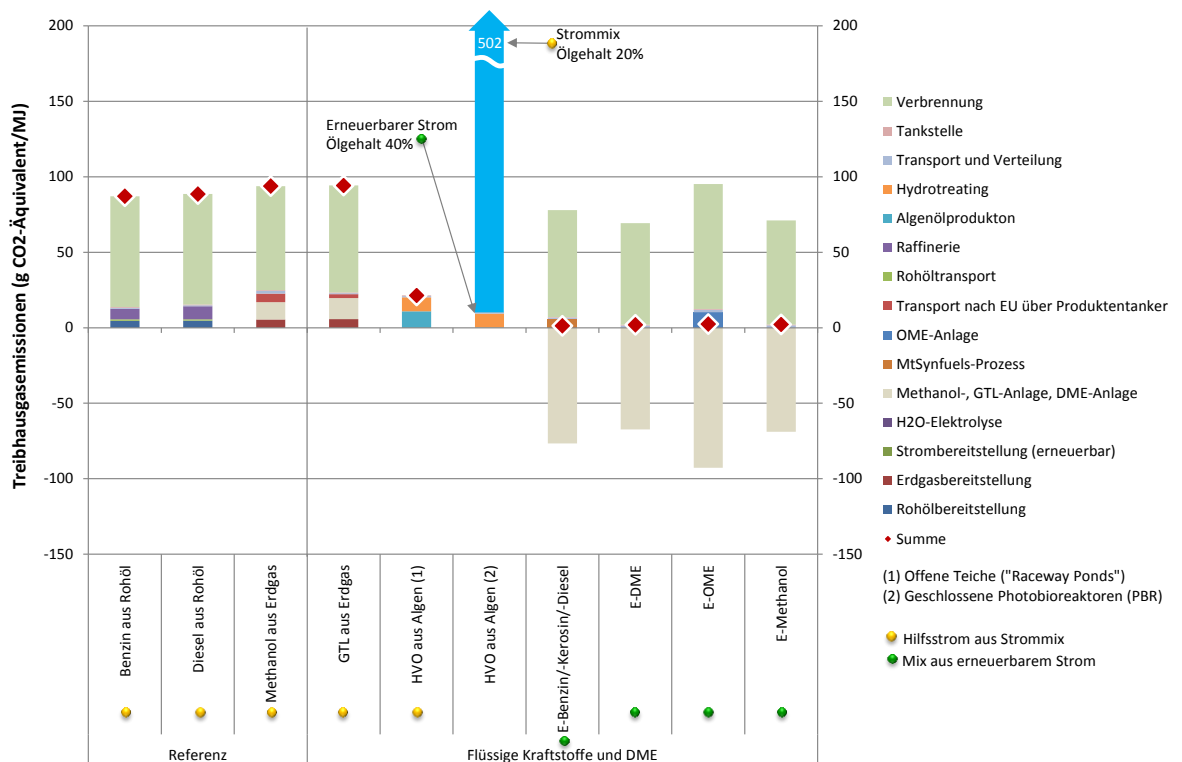


Abbildung 17: Treibhausgasemissionen für die Bereitstellung und Nutzung ausgewählter flüssiger Kraftstoffe sowie DME

Bei Algenanlagen mit geschlossenen Photobioreaktoren ist der spezifische Stromverbrauch für das Durchpumpen des Wasser-Algenbiomasse-Gemisches durch die Rohre sehr hoch. Wird Strom aus dem Strommix EU verwendet, ergeben sich sehr hohe Treibhausgasemissionen pro MJ aus Algenbiomasse erzeugtem Kraftstoff. Bei Einsatz von erneuerbarem Strom sinken die Treibhausgasemissionen auf sehr niedrige Werte.

Das gleich gilt auch für die Emission von SO₂ und NO_x und die daraus resultierenden Werte für die Versauerung und Eutrophierung aus der Bereitstellung der flüssigen Kraftstoffe und DME (Abbildung 18 bzw. Abbildung 19).

Für die Bereitstellung und Nutzung (Verbrennung) von DME aus Erdgas ergeben sich nach [JEC 2013] geringfügig niedrigere Treibhausgasemissionen als für die Bereitstellung und Nutzung von Methanol (89,3 g CO₂-Äquivalent pro MJ DME versus 94,0 g CO₂-Äquivalent pro MJ Methanol). Für DME aus Biomassevergasung mit nachgeschalteter Synthese ergeben inklusive Biomassebereitstellung (Holzhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen) und Verteilung des erzeugten Kraftstoff ergeben sich etwa 6,5 g CO₂-Äquivalent pro MJ DME [JEC 2013]. Das Potenzial von Biomasse ist allerdings begrenzt.

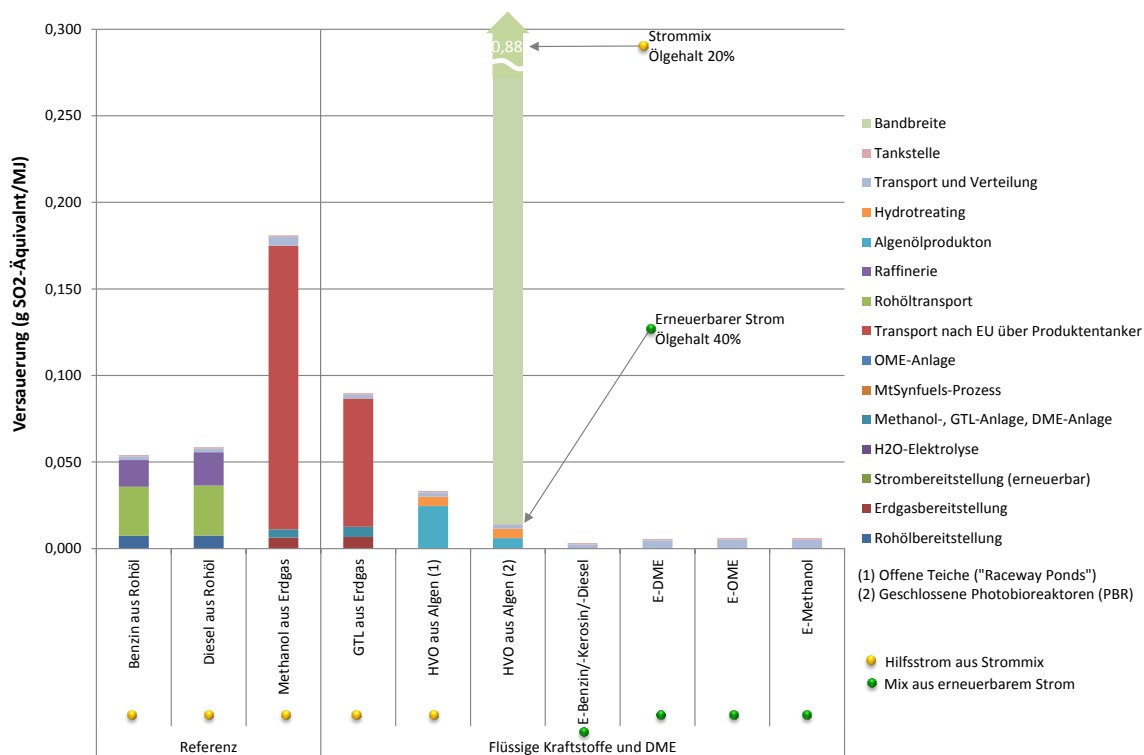


Abbildung 18: Versauerung (aus SO₂ und NO_x) für die Bereitstellung („well-to-tank“) ausgewählter flüssiger Kraftstoffe sowie DME

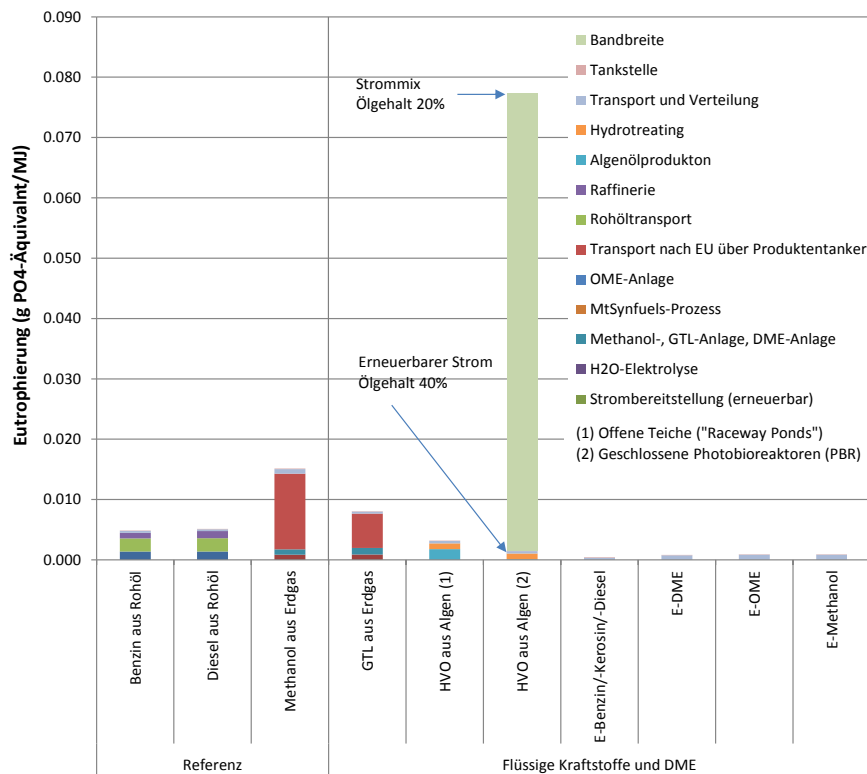


Abbildung 19: Eutrophierung (aus NO_x) aus der Bereitstellung („well-to-tank“) ausgewählter flüssiger Kraftstoffe sowie DME

Bei Methanol aus Erdgas wirkt sich der Transport des Methanols über Produktentanker über eine Entfernung von 5.500 nautische Meilen (einfach) erheblich auf die Emission von SO₂ und NO_x aus, was zu hohen Werten für die Versauerung führt. Bei GTL sind die spezifischen Werte für die Versauerung aus dem Transport niedriger aufgrund der im Vergleich zu Methanol mehr als doppelt so hoher Energiedichte (44 MJ/kg im Vergleich zu 19,95 MJ/kg im Fall von Methanol).

Abbildung 20 zeigt den kumulierten Energieaufwand für die Bereitstellung und Nutzung ausgewählter flüssiger Kraftstoffe und DME im Vergleich mit konventionellen Kraftstoffen auf Basis von Rohöl, aufgeteilt in einzelne Prozessschritte.

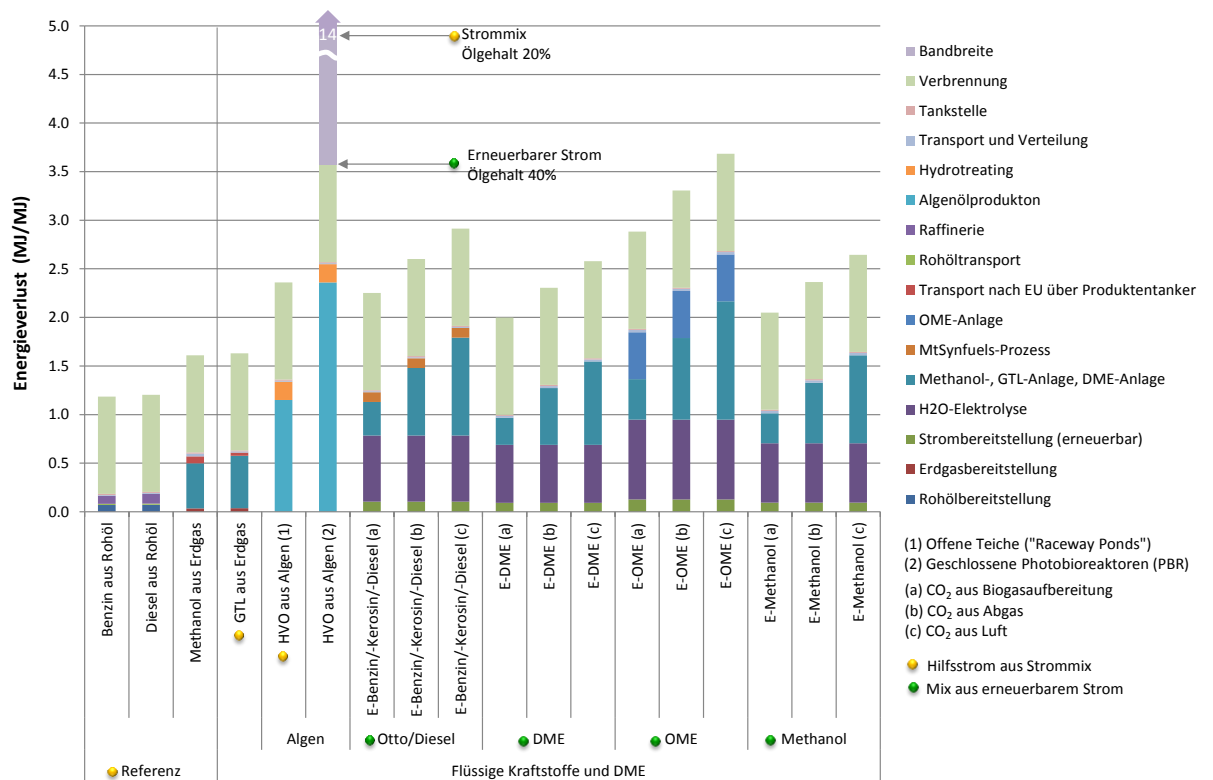


Abbildung 20: Kumulierter Energieaufwand für die Bereitstellung und Nutzung ausgewählter flüssiger Kraftstoffe sowie DME differenziert nach Prozessschritten

Bei der Algenanlage mit geschlossenen Photobioreaktoren wirkt sich der hohe Stromverbrauch auf die Energiebilanz aus. Selbst bei Einsatz von erneuerbarem Strom beträgt der Energieeinsatz etwa 3,6 MJ pro MJ Kraftstoff aus Algen und ist damit höher als bei den meisten anderen flüssigen Kraftstoffen und DME auf Basis von erneuerbarem Strom.

Abbildung 21 zeigt den kumulierten Energieeinsatz, aufgeteilt in fossile, nukleare und fossile Energie.

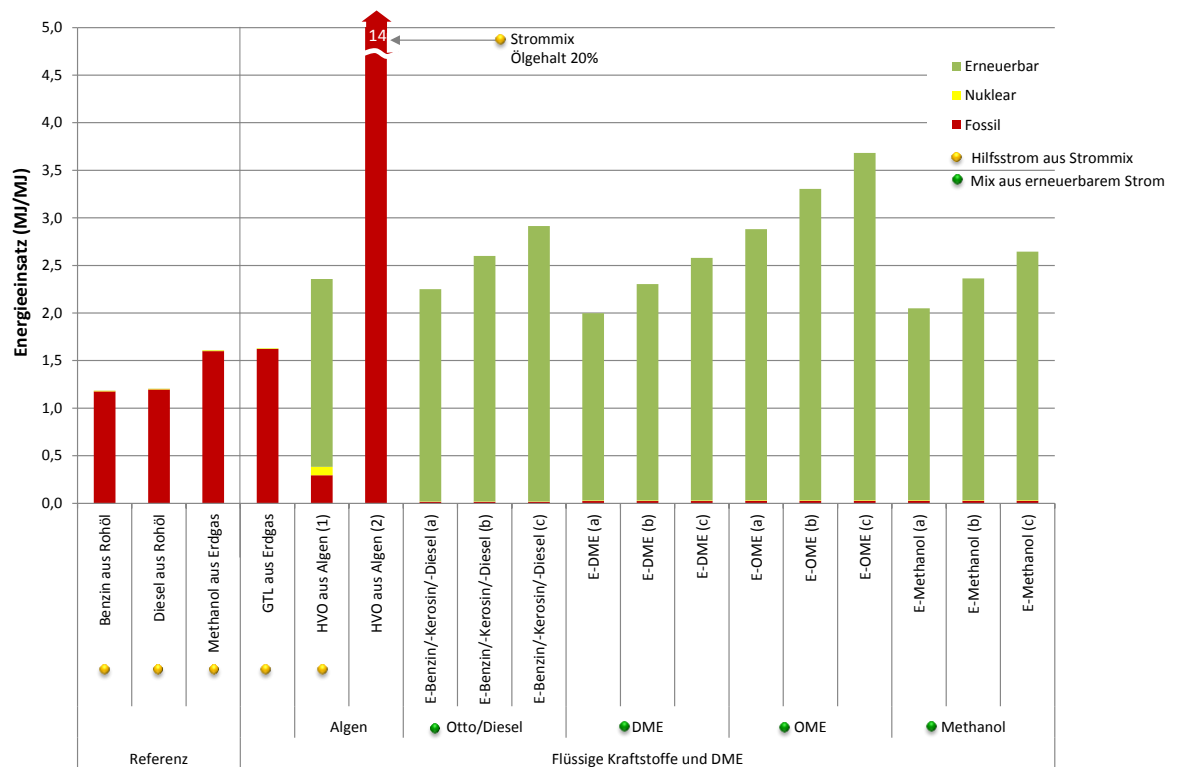


Abbildung 21: Kumulierter Energieaufwand für die Bereitstellung und Nutzung ausgewählter flüssiger Kraftstoffe sowie DME differenziert nach Primärenergiequelle (erneuerbar, nuklear, fossil)

Abbildung 20 und Abbildung 21 zeigt, dass die Bereitstellung zukünftiger Kraftstoffe mit signifikant höheren Energieaufwänden verbunden im Vergleich zu den Referenzkraftstoffen. Darüber hinaus zeichnet sich bei den Strom basierten Synthesekraftstoffen ein Zusammenhang zwischen Molekülkomplexität, Prozess- und damit verbunden auch Energieaufwand ab.

Der Einsatz erneuerbarer Primärenergien ist allerdings nicht direkt zu vergleichen mit dem Einsatz von fossilen Ressourcen da hier zwischen zwei unterschiedliche Ressourcenqualitäten (erneuerbare vs. endlich) unterschieden werden muss.

Perspektivisch wird sich das Energiesystem in der Zukunft „auf den Kopf“ stellen. Waren Kraftstoffe bisher quasi Primärenergie (Kohle, Öl, Erdgas), so werden Kraftstoffe zukünftig zunehmen aus der Primärenergie „Erneuerbarer Strom“ (Wind, Solar) hergestellt da global hier die großen EE-Potenziale liegen.

3.1.3 Gasförmige Kraftstoffe

3.1.3.1 CNG aus Erdgas (Referenz)

Erdgas wird in entfernten Gasfeldern gefördert und aufbereitet. Der hierfür notwendige Energiebedarf und Treibhausgasemissionen wurden nach [JEC 2013] angenommen. Die Luftschadstoffemissionen wurden aus Angaben in [ETSU 1996] abgeleitet.

Tabelle 28: Energieflüsse und Emissionen bei der Förderung und Aufbereitung von Erdgas

	I/O	Einheit	Wert
Erdgas aus Erdgasfeld	Input	MJ/MJ	1,024
Erdgas	Output	MJ	1,000
Emissionen			
CO ₂	-	g/MJ	1,65
CH ₄	-	g/MJ	0,083
N ₂ O	-	g/MJ	0,000
NMVOG	-	g/MJ	0,001
NO _x	-	g/MJ	0,005
SO ₂	-	g/MJ	0,001
CO	-	g/MJ	0,004
Staub/Partikel	-	g/MJ	0,000

Der Energie-Input bezieht sich auf den unteren Heizwert des gelieferten Erdgases, d.h. der Energie-Input ist umgekehrt proportional zum Wirkungsgrad. Das aufbereitete Erdgas wird über eine Entfernung von 4.000 km über Pipeline vom Erdgasfeld in die EU transportiert¹².

Der Erdgastransport via Pipeline über eine Entfernung von 4.000 km benötigt eine mechanische Arbeit von ca. 0,36 MJ/tkm [JEC 2013]. Der untere Heizwert von Erdgas beträgt ca. 50 MJ/kg. Erdgasverluste durch Leckagen entlang der Transportroute wurden nach [Wuppertal 2004] angenommen. Die Annahmen von [JEC 2013] entsprechen in etwa den Daten aus [Wuppertal 2008].

Die mechanische Arbeit für den Erdgastransport in Pipelines wird durch Gasturbinen erbracht, die mit Erdgas betrieben werden. Es wurde eine Gasturbine mit einem Wirkungsgrad von ca. 30% angenommen. Der Energiebedarf und die Emissionen für die Gasturbine wurden aus [GEMIS 2011] entnommen.

Analog zu [JEC 2013] wurde die mittlere Entfernung für die Verteilung von Erdgas über das Hochdruckpipelinennetz mit 500 km angenommen. Die mittlere Entfernung für die

¹² Die 4.000 km werden von [JEC 2013] auf der Basis eines „marginal gas“-Ansatzes festgelegt, bei dem Erdgas zukünftig aus zunehmend weiter entfernten Quellen nach Europa transportiert wird.

Erdgasverteilung über das lokale Pipelinennetz wurde mit 10 km angenommen. Methanverluste entlang der Verteilung von Erdgas über das Hochdrucknetz liegen nach [GEMIS 2002] bei ca. 0,0006% pro 100 km. Die für die Zwischenverdichtung benötigte mechanische Arbeit liegt bei etwa 0,003 MJ pro MJ Erdgas. Der Wirkungsgrad der für die Bereitstellung der mechanischen Arbeit eingesetzten Gasturbinen wurde hier mit 31% angenommen. Der Druck des lokalen Erdgasnetzes, an dem die CNG-Tankstellen angeschlossen sind, liegt bei 0,5 MPa.

Der Stromverbrauch der CNG-Tankstellen beträgt 0,022 MJ pro MJ CNG. Der Strom wird aus dem Strommix EU (0,4 KV-Ebene) bezogen.

METHANSCHLUPF BEI VERBRENNUNGSMOTOREN

Der Methanschluß bei Verbrennungsmotoren ist häufig Gegenstand von Diskussionen.

Bei **stationären** Magermixmotoren, wie sie in der Regel in Biogasanlagen eingesetzt werden, ist mit einem Methanschluß von 1 bis 2% des eingesetzten Methans zu rechnen, was zu Emissionen von 0,72 bis 1,44 g CH₄ bzw. etwa 18 bis 36 g CO₂-Äquivalent pro kWh Brennstoff (8,5 g CO₂-Äquivalent pro MJ) führt. Nach [Woess-Gallasch et al 2010] wurde aus Messreihen in Gasmotoren von Biogasanlagen in Österreich ein durchschnittlicher Methanschluß von 1,78% ermittelt. Der Methanschluß kann durch Oxidationskatalysatoren vermindert werden [Lahl et al 2010]. Stationäre λ -1-Motoren mit geregelter Katalysator weisen hingegen sehr niedriger Methanemissionen von weniger als 0,11 g CH₄ bzw. 2,8 g CO₂-Äquivalent pro kWh Methaninput auf.

Bei einem CNG-PKW der „Golf-Klasse“ betragen die CH₄-Emissionen maximal etwa 1,8 g CO₂-Äquivalent pro km bei 107,6 g CO₂-Äquivalent pro km insgesamt (Hybrid: 80,7 g CO₂-Äquivalent pro km) [JEC 2011]. Die genannten Methanemissionen wurden aus dem Grenzwert für unverbrannte Kohlenwasserstoffe (HC) nach Euro IV und folgende abgeleitet (CNG: 80 Massen-% der HC sind CH₄).

Bei **Nutzfahrzeugen** wird intensiv an sog. Dual-fuel Konzepten entwickelt (Daimler, MAN, Scania, Volvo et al.), bei denen ein vom Lastfall abhängiges Gemisch aus Erdgas und Diesel in einem Dieselmotor eingesetzt wird. Bei Dual-fuel Konzepten tritt aufgrund der Ventilüberschneidung Methanschluß auf. Dieser steht in einem gegenläufigen Verhältnis zu anderen Optimierungsparametern, insbesondere zum Kraftstoffverbrauch. Die Firma Westport hat hierzu das „Diesel Pilot Injection“ Konzept entwickelt, das jedoch keinen Betrieb mit 100% Diesel mehr ermöglicht. Die Firma Iveco verfolgt dagegen den Einsatz von CNG-optimierten Ottomotoren, bei denen der Methanschluß vernachlässigbar ist.

Der Methanschluß bei **Schiffmotoren** kann durch neue Motorentechnologie auf nahe null reduziert werden [MAN 2012].

3.1.3.2 CGH₂ aus Erdgas (Referenz)

Wasserstoff weist eine Energiedichte von 10,8 MJ pro Nm³ auf. Daher wird Wasserstoff in Drucktanks gespeichert. Im Fahrzeugbereich geht der Trend zu zwei unterschiedlichen Druckniveaus, 35 MPa und 70 MPa. Bei einem Druck von 35 MPa wird eine Energiedichte von 2,88 MJ pro l Behältervolumen erreicht, bei 70 MPa sind es etwa 4,83 MJ pro l Behältervolumen.

Die Selbstentzündungstemperatur von Wasserstoff liegt bei 560°C. Ab einem H₂-Gehalt von 4% kann ein H₂-/Luft-Gemisch entzündet werden. Die obere Zündgrenze liegt bei 75%. In einem Wasserstofftank befindet sich kein Sauerstoff, mit dem der Wasserstoff verbrennen könnte. Darin unterscheidet er sich von einem Benzintank, in dem die verbrauchte Flüssigkeit durch Luft ersetzt wird.

WASSERSTOFF IM DRUCKSPEICHER

Häufig wird behauptet, dass H₂ durch alles hindurchdiffundiert, weil das Molekül so klein ist (He: 0,266 nm; H₂: **0,276 nm**; H₂O: 0,289 nm; CH₄: 0,324 nm) und es daher so schwierig sei, H₂ zu speichern. Seit einem Jahrhundert jedoch wird Wasserstoff in Stahlflaschen bei 20 MPa und mehr von den Industriegasanbietern gespeichert, transportiert, beim Kunden abgeliefert und dort gespeichert, ohne dass es dabei zu Problemen kommt. Im Dezember 1998 fand man bei Abrissarbeiten auf dem Gelände einer Chemiefirma bei Frankfurt zwei große Gasflaschen mit Wasserstoff, die seit den 1930er Jahren dort gestanden hatten. Von dort aus waren nämlich die Zeppeline auf dem Frankfurter Flughafen mit Wasserstoff versorgt worden. Als nach dem Hindenburg-Unglück von 1937 kein Gas mehr gebraucht wurde, hatte man die beiden Behälter offenbar einfach vergessen. Sie waren immer noch voll.

Bei modernen Verbundmaterialflaschen, die einen Kunststoffinnenbehälter, einen sogenannten „Liner“ aus HDPE und um diesen herum gewickelt Kohlenstofffasern haben (Typ-IV-Tanks) und die Betriebsdrücke von 70 MPa erlauben, liegen die Diffusionsraten grundsätzlich höher als bei Metallen. Sie sind aber immer noch in der Praxis vernachlässigbar. Das Projekt HySafe [HySafe 2009] hat Untersuchungen zu zulässigen Permeationsraten vorgenommen bzw. Informationen zusammengetragen und bewertet. Für neue Fahrzeugspeichertanks wurden die in Tabelle 29 angegebenen maximal zulässigen Permeationsraten in Normmilliliter pro Stunde und Liter Behältervolumen (Nml/h/l) vorgeschlagen.

Tabelle 29: Maximal zulässige Permeation von H₂-Tanks [HySafe 2009]

Quelle	Tank neu/alt	Temperatur	Max. zulässige Permeation
Vorschlag HySafe	Neu	10°C	3,1 Nml/h/l
Vorschlag HySafe	Neu	15°C	4,6 Nml/h/l
Vorschlag HySafe	Neu	20°C	6,0 Nml/h/l
SAE J2579 Januar 2009	Ende der Lebensdauer	>55°C	150 Nml/min und Fahrzeug

Bei einer gleichmäßigen Permeationsrate von 150 Nml/min bzw. 0,009 Nm³/h und Fahrzeug würde ein CGH₂-Speichersystem mit 4 kg H₂ nach etwa 29 Wochen leer sein. Bei einem neuen Fahrzeug und einer Temperatur von 20°C würde der CGH₂-Tank erst nach 8,5 Jahren leer sein. In der Realität ist die Permeation niedriger.

Wasserstoff ist wie Methan leichter als Luft. Es sammelt sich im Gegensatz zu LPG und DME bei Leckagen nicht am Boden an.

Es wurden die gleichen Annahmen getroffen wie für Pfad „GPCH1b“ in [JEC 2013]. Die Bereitstellung des Erdgases erfolgt nach den gleichen Annahmen wie für CNG. Die Produktion des Wasserstoffs über Erdgasdampfreformierung erfolgt an der Tankstelle. Für den Betrieb der Reformieranlage muss das Erdgas von 0,5 MPa auf einen Druck von 1,6 MPa komprimiert werden. Der Stromverbrauch beträgt etwa 0,006 MJ pro MJ Erdgas. Die technischen und ökonomischen Daten für die in dieser Studie verwendete Reformieranlage basieren auf einem Angebot von Haldor Topsoe aus 1998. Tabelle 30 zeigt die Energieströme und Emissionen bei der Produktion von Wasserstoff über Erdgasdampfreformierung vor Ort an der Tankstelle.

Tabelle 30: Energieströme und Emissionen bei der Produktion von H₂ über Erdgasdampfreformierung

	I/O	Einheit	Wert
Erdgas	Input	MJ/MJ	1,4406
Strom	Input	MJ/MJ	0,0161
H ₂	Output	MJ	1,0000
Emissionen			
CO ₂	-	g/MJ	79,3
CH ₄	-	g/MJ	0,021
N ₂ O	-	g/MJ	0,000
NMVOG	-	g/MJ	0,000
NO _x	-	g/MJ	0,015
SO ₂	-	g/MJ	0,000
CO	-	g/MJ	0,029
Staub/Partikel	-	g/MJ	0,000

Bei einer Jahresvollbenutzungsdauer von 6.000 Stunden pro Jahr können mit der oben beschriebenen Anlage etwa 36 Mio. MJ Kraftstoff (ca. 1 Mio. l Dieseläquivalent) bereitgestellt werden, die für den Betrieb von etwa 1.750 H₂-PKW mit Verbrennungsmotor ausreichen (Verbrauch: 1,485 MJ/km bzw. 4,1 l Dieseläquivalent pro 100 km; Jahresfahrleistung: 14.000 km/a).

Der Stromverbrauch der H₂-Tankstelle inklusive Komprimierung des Wasserstoffs von 1,5 MPa (Ausgang Druckwechseladsorption Reformieranlage) auf einen Druck von 88 MPa (für die Betankung von 70 MPa-Fahrzeugtanks) und Vorkühlung beträgt 0,092 MJ pro MJ Wasserstoff. Der Strom wird aus dem Stromnetz (Strommix EU) nach [JRC 2013] bezogen.

WASSERSTOFF IM PKW-VERBRENNUNGSMOTOR

Neben Brennstoffzellenfahrzeugen werden auch Wasserstoffverbrennungsmotoren für PKW entwickelt, z.B. von der Firma Alset. Der Alset H₂-Verbrennungsmotor wurde in einen Aston Martin integriert und demonstriert (Verbrauch: 4,3 Liter^{Dieseläquivalent}/100km; Reichweite: 250 km; Speicherdruck: 35 MPa; Speichermenge: 3,23 kg CGH₂).



The Aston Martin Hybrid Hydrogen Rapide S race car

For further information visit www.astonmartin.com/media
May 2013



Abbildung: H₂-Fahrzeug mit Verbrennungsmotor: Aston Martin Hybrid Hydrogen Rapide S

Bei dem Aston Martin Hybrid handelt es sich um einen reinen verbrennungsmotorischen Antrieb mit sog. „Flex fuel“ von Wasserstoff und Benzin. Eine Elektroantriebskomponente ist dabei noch nicht enthalten.

Die chinesische Binnenschifffahrt setzt bereits nennenswert auf den Dual-Fuel-Betrieb mit LNG und Diesel. Informell ist bekannt, dass es in China bereits auch erste Überlegungen gibt, einen H₂-Dual-Fuel-Betrieb anzugehen.

3.1.3.3 CNG aus Schiefergas

Schiefergas („Shale Gas“) zählt neben Kohleflözgas („Coal Bed Methane“) und „Tight Gas“ zu den sogenannten unkonventionellen Erdgasquellen. „Tight Gas“ bezeichnet Gasvorkommen in dichten Gesteinsschichten, die aber nicht so dicht sind wie bei Schiefergas, aber dichter sind als bei konventionellem Erdgas.

Kohlenwasserstoffvorräte in geologischen Formationen sind unter bestimmten Bedingungen aus organischen Ablagerungen in Meeressedimenten entstanden. Konventionelle Erdöl- und Erdgasvorkommen sind durch thermochemische Prozesse im Sedimentgestein entstanden. Mit zunehmender Tiefe wird es wärmer, im Mittel 30°C pro km. Das organische Material wurde zu Öl umgesetzt, nachdem eine Temperatur von 360°C erreicht wurde. Eine weitere Temperaturerhöhung führt zu Gas. Mit zunehmender Tiefe und mit zunehmender Temperatur werden die Kohlenwasserstoffketten weiter aufgespalten bis schließlich der einfachste Kohlenwasserstoff, das Methan (CH₄) entsteht.

Abhängig von der geologischen Formation wandern die flüssigen und gasförmigen Kohlenwasserstoffe vom Quellgestein und sammeln sich in porösen und durchlässigen Schichten, die von einer undurchlässigen Deckschicht überdeckt sind. In diesem Fall handelt es sich um konventionelle Erdöl- und Erdgasvorkommen.

Es gibt aber Erdöl- und Erdgasvorkommen, die sich in wenig porösem und sehr undurchlässigem Gestein befinden. Diese Erdöl- und Erdgasvorkommen werden „Tight Oil“ und „Tight Gas“ genannt. Die Permeabilität des Gesteins ist 10 bis 100-mal niedriger als bei konventionellen Erdöl- und Erdgasfeldern.

Es gibt aber auch Erdöl- und Erdgasvorkommen in Gestein mit sehr niedriger Permeabilität. Diese Erdöl- und Erdgasvorkommen werden Ölschiefer und Schiefergas genannt. Ölschiefer enthält kein Rohöl, sondern eine Vorläufersubstanz, das Kerogen. Kerogen weist eine Molmasse von 1000 g/mol und darüber sowie einen Sauerstoffgehalt von etwa 6% auf.

Kohleflözgas befindet sich in den Poren von Kohleflözen.

Wie konventionelles Erdgas kann Schiefergas neben CH₄ auch Ethan (C₂H₆), Propan (C₃H₈), Butan (C₄H₁₀), höhere Kohlenwasserstoffe, Kohlendioxid (CO₂), Schwefelwasserstoff (H₂S) und radioaktive Substanzen wie Radon enthalten.

Allen unkonventionellen Kohlenwasserstoffvorkommen ist gemeinsam, dass der Gasgehalt pro Gesteinsvolumen klein ist gegenüber konventionellem Vorkommen, dass sie über eine große Fläche von Tausenden von km³ verteilt sind und dass die Permeabilität des Gesteins niedrig ist. Daher sind spezielle Methoden der Erdöl- und Erdgasförderung erforderlich. Die Fördermenge pro Bohrung ist erheblich niedriger als bei konventionellen Vorkommen. Nicht das Gas ist unkonventionell, sondern die Methoden der Exploration und Förderung.

Die Exploration und Produktion von Schiefergas besteht aus den Einzelprozessen Geländevorbereitung, Bohren, Fracking, Komplettierung, Abwasserbehandlung, Förderung und Gasaufbereitung.

Nach der Vorbereitung des Geländes wird eine horizontale Bohrung mit einer Tiefe von bis zu 5000 m eingebracht. Anschließend wird eine horizontale Bohrung mit einer Länge von 500 bis 2000 m eingebracht. Stahlrohre werden in die Bohrung eingeführt und mit Zement zwischen dem Gestein und der Stahlwand abgedichtet, um Gasleckagen zu vermeiden. In den horizontalen Rohren werden durch Sprengungen Löcher erzeugt. Anschließend wird eine Mischung aus Wasser, Sand und Chemikalien (Fracking-Flüssigkeit) mit hohem Druck in die Bohrung gepresst, um Risse im Gestein um die horizontalen Rohre zu erzeugen. Dieser Vorgang wird „Fracking“ genannt. Nach Druckentlastung strömt ein großer Teil der Fracking-Flüssigkeit wieder an die Oberfläche zurück und wird entweder in offenen Teichen (USA) oder in geschlossenen Behältern (vorgeschlagen für Schiefergasprojekte in der EU) für den nächsten Fracking-Vorgang gelagert.

Abbildung 22 zeigt eine vereinfachte Darstellung für den Aufbau einer Bohrung für die Förderung von Schiefergas.

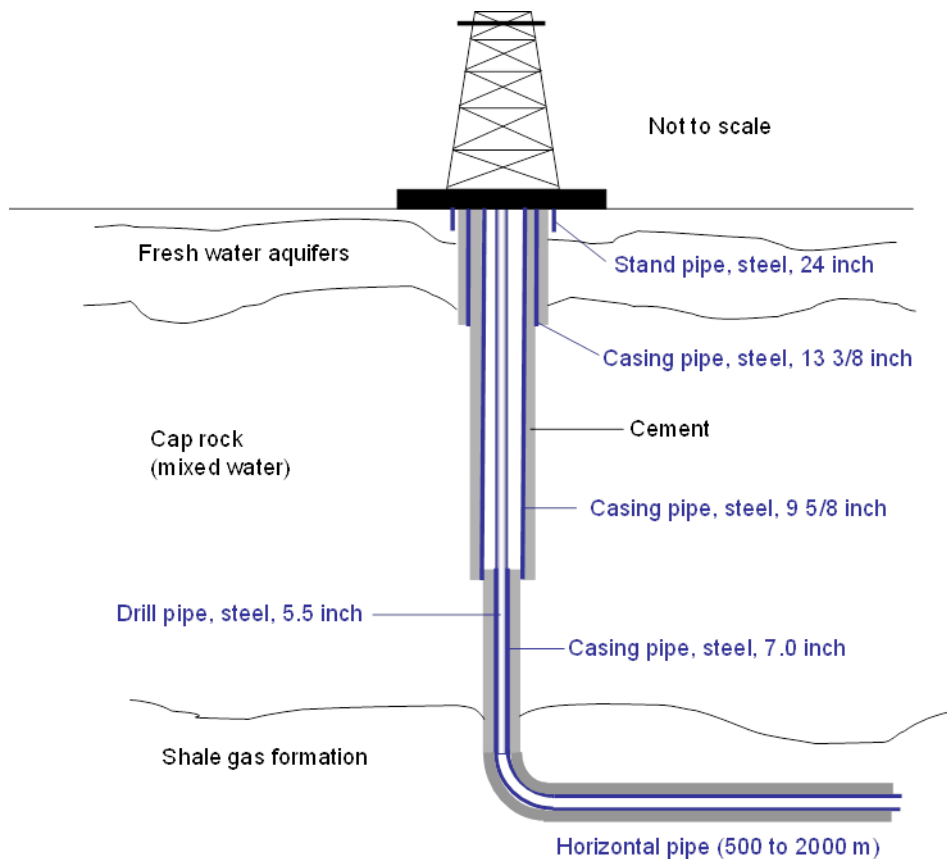


Abbildung 22: Vereinfachte Darstellung einer Bohrung für die Förderung von Schiefergas

CO₂-Emissionen entstehen aus Verbrennungsprozessen in Gasturbinen, Dieselmotoren, Heizkesseln, die für die Exploration, Förderung und Aufbereitung von Schiefergas erforderlich sind. Abhängig vom CO₂-Gehalt des geförderten Gases entstehen darüber hinaus noch CO₂-Emissionen bei der Erdgasaufbereitung. Der CO₂-Gehalt des geförderten Schiefergases kann bis zu 30% betragen [Goodman et al 2008], was zusätzlich zu etwa 24 g CO₂ pro MJ geförderten Gas führen würde. Dabei ist zu beachten, dass es auch konventionelle Erdgasfelder gibt, deren Gas hohe CO₂-Gehalte aufweisen [Rojey et al 1997].

Darüber hinaus wird Methan (CH₄) freigesetzt, das ein Treibhausgaspotenzial von 25 g CO₂-Äquivalent pro g CH₄ aufweist (nach IPCC für einen Zeithorizont von 100 Jahren). Während der Explorationsphase treten CH₄-Emissionen unter anderen beim Einbringen der Bohrung, während des Rückspülens der Fracking-Flüssigkeit nach Druckentlastung und während der Bohrkomplettierung auf. Während der Schiefergasförderung und -aufbereitung kommt es durch Undichtigkeiten in Ventilen und Kompressoren zu CH₄-Emissionen. CH₄-Emissionen können ebenfalls beim Entladen von vorher abgetrennten flüssigen Kohlenwasserstoffen für den Abtransport über LKW auftreten. Defekte

Bohrungen können ebenfalls zu hohen CH_4 -Emissionen führen. Es wird geschätzt, dass in den USA 15 bis 25% der Bohrungen undicht sind.

In den USA trägt die Schiefergasexploration (Einbringung der Bohrung, Rückspülung der Fracking-Flüssigkeit und Bohrkompletterung) zu einem hohen Anteil der CH_4 -Emissionen bei der Schiefergasbereitstellung bei.

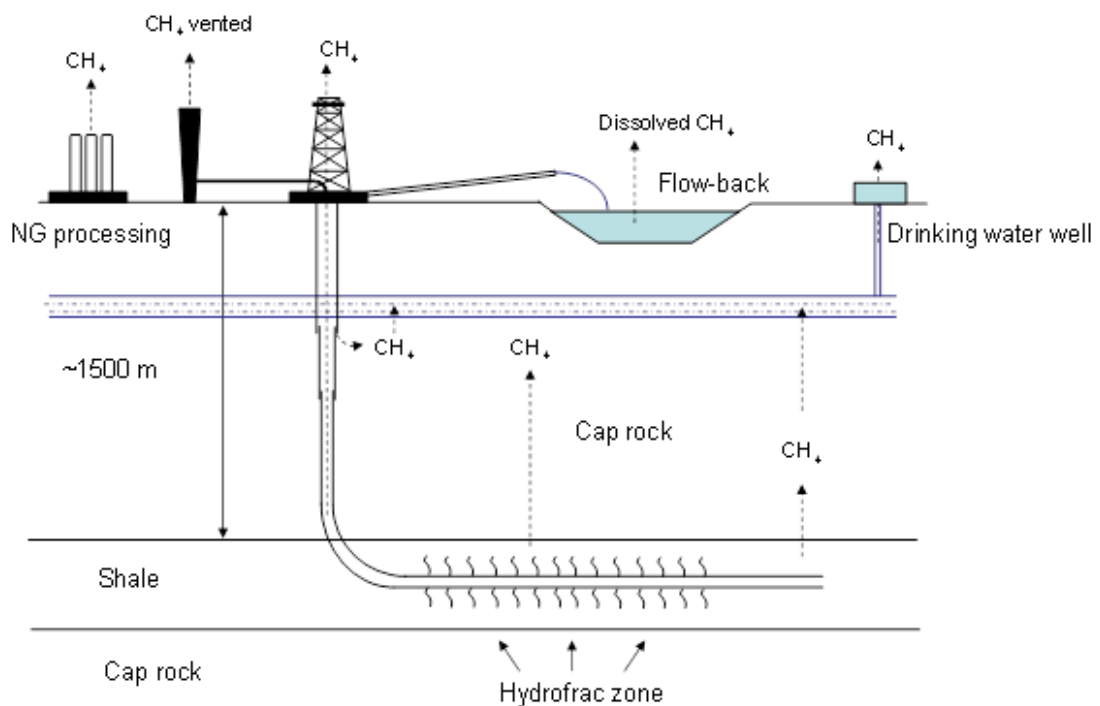


Abbildung 23: CH_4 -Emissionen bei der Exploration, Förderung und Aufbereitung von Schiefergas in den USA

In der Gegend des Appalachen-Plateaus im Nordosten Pennsylvanias in den USA wurden in 82% von 141 untersuchten Trinkwasserquellen in der Nähe von Schiefergasbohrungen erhöhte Werte an CH_4 gemessen. Unter dem Appalachen-Plateau liegt auch die Marcellus-Schiefergas-Formation (Marcellus Shale). Im Mittel lag die CH_4 -Konzentration im Trinkwasser von Häusern, die in weniger als einem Kilometer zur nächsten Schiefergasbohrung lagen, beim 6-fachen der Konzentrationen von Häusern, die weiter entfernt lagen (bei Ethan war die Konzentration sogar 23-mal so hoch und in 10 Trinkwasserquellen wurde sogar Propan gefunden) [Jackson et al 2013].

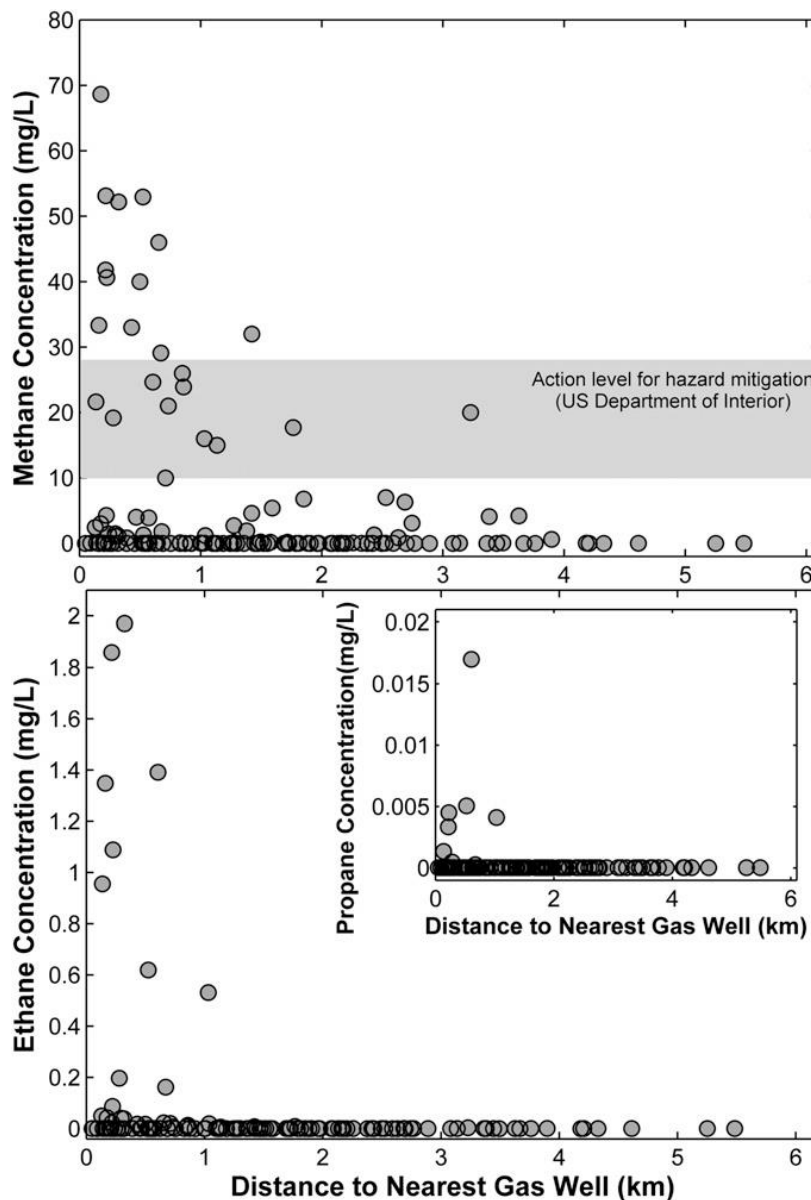


Abbildung 24: Methan- und Ethankonzentration im Trinkwasser von Häusern in der Nähe von Schiefergasbohrungen [Jackson et al 2013]

In der EU ist eine bessere Zementierung der Bohrung zur Vermeidung von CH_4 -Emissionen und der Vermeidung der Kontamination von Grundwasser mit giftigen Substanzen vorgeschrieben. Darüber hinaus ist bei Projekten in Nord-Rhein-Westfalen der Einsatz geschlossener Behälter statt offenen Teichen für die Lagerung der rückgespülten Fracking-Flüssigkeit geplant.

Andererseits muss die Installation neuer Bohrungen sehr schnell erfolgen, um eine signifikante Gasproduktion über längere Zeit halten zu können. Umfangreiche Maßnahmen zum Umweltschutz führten aber zu einer längeren Realisierungszeiten pro

Bohrung und damit zu höheren Kosten. Dadurch steigt der Druck seitens der Betreiber von Schiefergasfeldern, die Umweltstandards zu senken. Dieser Konflikt ist Gegenstand von Debatten in vielen Ländern. Frankreich und Bulgarien haben ein Moratorium für Fracking beschlossen. Der Schiefergas-Boom in den USA erfolgte erst nach der Befreiung der Schiefergasförderung von Auflagen des „Safe Drinking Water Act“ (SDWA).

Der Betrieb von Gasturbinen, Dieselmotoren, Fackeln und Dampferzeugern ist auch eine Quelle für die Emission von Luftschadstoffen wie NO_x , SO_2 und Partikel. Schädliche Substanzen aus der Fracking-Flüssigkeit und Bohrchemikalien können in das Grund- und Oberflächenwasser eindringen. Zuvor im Gestein gebundenen natürlich vorkommende radioaktive Substanzen (NORM¹³) werden zusammen mit dem Erdgas an die Oberfläche befördert.

Darüber hinaus können auch NMVOC aus der in offenen Teichen gelagerten rückgespülten Fracking-Flüssigkeit entweichen.

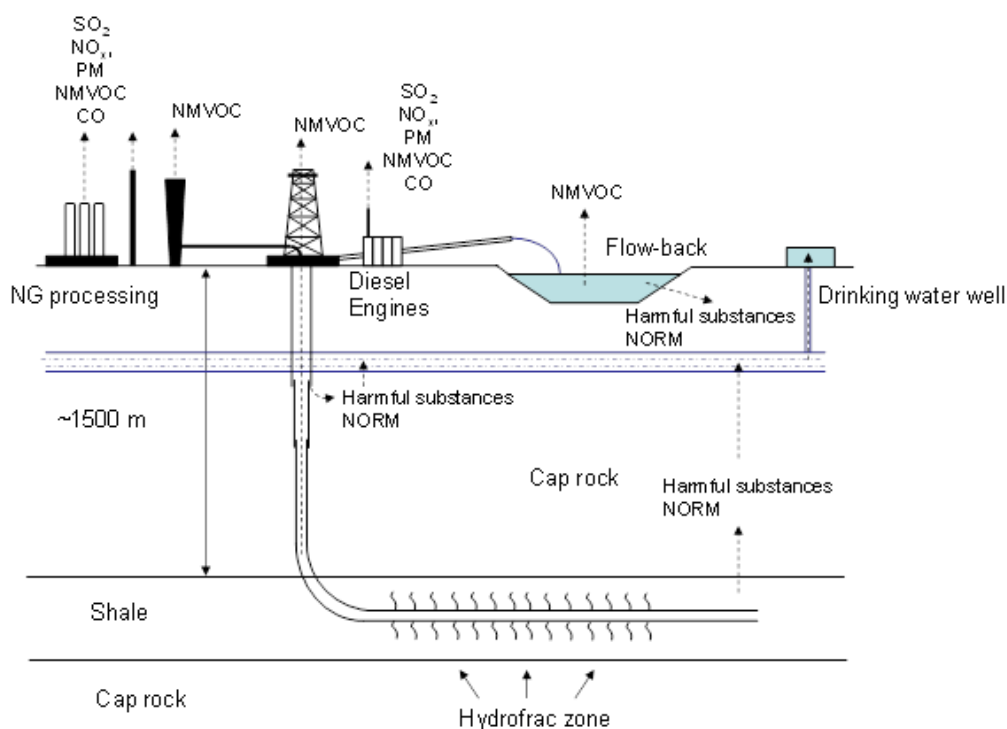


Abbildung 25: Emission von Schadstoffen und natürlich vorkommende radioaktive Substanzen (NORM) in Luft und Wasser bei der Exploration, Förderung und Aufbereitung von Schiefergas in den USA

¹³ Naturally Occurring Radioactive Materials

In den USA wird zur Volumenreduzierung die rückgespülte Fracking-Flüssigkeit sogar versprüht (Abbildung 26). Dadurch werden giftige und zum Teil krebserregende Substanzen wie Benzol verstärkt freigesetzt [The Network for Public Health Law 2013].



Abbildung 26: Verdampfung der rückgespülten Fracking-Flüssigkeit in die Luft [Clark 2013]

Abbildung 27 zeigt den möglichen Aufbau einer Anlage zur Exploration, Förderung und Aufbereitung von Schiefergas in der EU mit einem geschlossenen Behälter für die Lagerung der Fracking-Flüssigkeit.

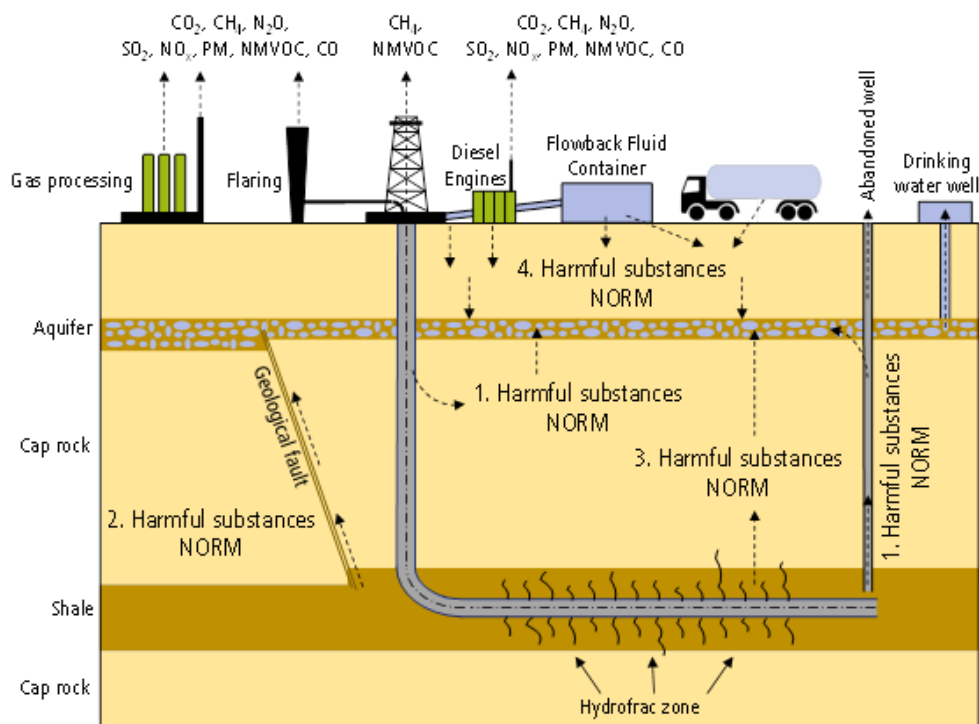


Abbildung 27: Mögliche Emission von Schadstoffen und NORM in Luft und Abwasser bei der Exploration, Förderung und Aufbereitung von Schiefergas in der EU

Tabelle 31 zeigt einige ausgewählte Fracking-Chemikalien wie sie in Niedersachsen eingesetzt wurden.

Tabelle 31: Ausgewählte Substanzen, die als Fracking-Chemikalien in Niedersachsen eingesetzt wurden und Einstufung nach Global Harmonised System (GHS)

CAS-Nr.	Substanz	Formel	Effekt	GHS
111-76-2	2-Butoxy-Ethanol	$C_6H_{14}O_2$	Giftig	GHS07
26172-55-4	5-Chloro-2-Methyl-4-isothiazolin-3-on	C_4H_4ClNOS	Giftig	GHS05 GHS08 GHS09
2682-20-4	2-Methylisothiazol-3(2H)-on	C_4H_5NOS	Giftig	GHS05 GHS08 GHS09
9016-45-9	Nonylphenol-ethoxylate	$C_m(H_2)_{m+1}-C_6H_4OH(CH_2CH_2O)_n$	Giftig	GHS05 GHS07 GHS09
75-57-0	Tetramethylammoniumchlorid	$C_4H_{12}ClN$	Giftig	GHS06 GHS07

Für die USA weist die Transparenzplattform „FracFocus“ eine Reihe von Fracking-Chemikalien aus, siehe nachfolgende



Tabelle 32.

**Tabelle 32: In den USA regelmäßig verwendete Fracking-Chemikalien
 entsprechend dem Chemical Disclosure Registry „FracFocus“¹⁴**

Chemical Name	CAS	Chemical Purpose	Product Function
Hydrochloric Acid	007647-01-0	Helps dissolve minerals and initiate cracks in the rock	Acid
Glutaraldehyde	000111-30-8	Eliminates bacteria in the water that produces corrosive by-products	Biocide
Quaternary Ammonium Chloride	012125-02-9	Eliminates bacteria in the water that produces corrosive by-products	
Quaternary Ammonium Chloride	061789-71-1	Eliminates bacteria in the water that produces corrosive by-products	
Tetrakis Hydroxymethyl-Phosphonium Sulfate	055566-30-8	Eliminates bacteria in the water that produces corrosive by-products	
Ammonium Persulfate	007727-54-0	Allows a delayed break down of the gel	Breaker
Sodium Chloride	007647-14-5	Product Stabilizer	
Magnesium Peroxide	014452-57-4	Allows a delayed break down the gel	
Magnesium Oxide	001309-48-4	Allows a delayed break down the gel	
Calcium Chloride	010043-52-4	Product Stabilizer	
Choline Chloride	000067-48-1		Clay Stabilizer
Tetramethyl ammonium chloride	000075-57-0	Prevents clays from swelling or shifting	
Sodium Chloride	007647-14-5		Corrosion Inhibitor
Isopropanol	000067-63-0	Product stabilizer and / or winterizing agent	
Methanol	000067-56-1	Product stabilizer and / or winterizing agent	
Formic Acid	000064-18-6	Prevents the corrosion of the pipe	
Acetaldehyde	000075-07-0	Prevents the corrosion of the pipe	
Petroleum Distillate	064741-85-1		
Hydrotreated Light Petroleum Distillate	064742-47-8	Carrier fluid for borate or zirconate crosslinker	Crosslinker
Potassium Metaborate	013709-94-9		
Triethanolamine	101033-44-7		
Zirconate	001303-96-4	Maintains fluid viscosity as temperature increases	
Sodium Tetraborate	001333-73-9		
Boric Acid	113184-20-6		
Zirconium Complex	N/A		
Borate Salts			
Ethylene Glycol	000107-21-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Friction Reducer
Polyacrylamide	009003-05-8	"Slicks" the water to minimize friction	
Petroleum Distillate	064741-85-1	Carrier fluid for polyacrylamide friction reducer	
Hydrotreated Light Petroleum Distillate	064742-47-8	Carrier fluid for polyacrylamide friction reducer	
Methanol	000067-56-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	
Ethylene Glycol	000107-21-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	
Guar Gum	009000-30-0	Thickens the water in order to suspend the sand	Gelling

¹⁴ <http://fracfocus.org/chemical-use/what-chemicals-are-used>

Chemical Name	CAS	Chemical Purpose	Product Function
Petroleum Distillate	064741-85-1	Carrier fluid for guar gum in liquid gels	Agent
Hydrotreated Light Petroleum Distillate	064742-47-8	Carrier fluid for guar gum in liquid gels	
Methanol	000067-56-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	
Polysaccharide Blend	068130-15-4	Thickens the water in order to suspend the sand	
Ethylene Glycol	000107-21-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	
Citric Acid	000077-92-9		
Acetic Acid	000064-19-7	Prevents precipitation of metal oxides	Iron Control
Thioglycolic Acid	000068-11-1		
Sodium Erythorbate	006381-77-7		
Lauryl Sulfate	000151-21-3	Used to prevent the formation of emulsions in the fracture fluid	Non-Emulsifier
Isopropanol	000067-63-0	Product stabilizer and / or winterizing agent.	
Ethylene Glycol	000107-21-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	
Sodium Hydroxide	001310-73-2		
Potassium Hydroxide	001310-58-3	Adjusts the pH of fluid to maintains the effectiveness of other components, such as crosslinkers	pH Adjusting Agent
Acetic Acid	000064-19-7		
Sodium Carbonate	000497-19-8		
Potassium Carbonate	000584-08-7		
Copolymer of Acrylamide and Sodium Acrylate	025987-30-8	Prevents scale deposits in the pipe	Scale Inhibitor
Sodium Polycarboxylate	N/A		
Phosphonic Acid Salt	N/A		
Lauryl Sulfate	000151-21-3	Used to increase the viscosity of the fracture fluid	
Ethanol	000064-17-5	Product stabilizer and / or winterizing agent.	
Naphthalene	000091-20-3	Carrier fluid for the active surfactant ingredients	Surfactant
Methanol	000067-56-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	
Isopropyl Alcohol	000067-63-0	Product stabilizer and / or winterizing agent.	
2-Butoxyethanol	000111-76-2	Product stabilizer	

In [Perks et al 2012] wurde die Treibhausgasbilanz für die potenzielle Bereitstellung von Schiefergas in der EU und Nutzung in einem Erdgaskraftwerk mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 52,5% berechnet. Die Treibhausgasbilanz beinhaltet die Vorbereitung des Geländes und den Energieaufwand und die damit verbundenen Treibhausgasemissionen für die Produktion der Stahlrohre. Dabei wurde die beste verfügbare Technik angenommen.

In dieser Studie wurde für die Berechnung des Energieaufwands und der Emission von Treibhausgasen für die Exploration, Förderung und Aufbereitung von Schiefergas zunächst auf Angaben in [Perks et al 2012] zurückgegriffen. Daneben wurde eine Variante für die Bereitstellung von Schiefergas unter den Bedingungen in den USA betrachtet.

Tabelle 33 zeigt die Basisannahmen für die Berechnung des Energieaufwands und der Emissionen aus der Vorbereitung des Baugeländes für die Schiefergasförderung für die Szenarien „Base case“ und „Low productivity“ nach [Perks et al 2012].

Tabelle 33: Geländevorbereitung

	Einheit	„Base Case“	„Low productivity“
Ertrag	Mio. Nm ³ /Bohrung	56,6	28,3
Unterer Heizwert gefördert Erdgas	MJ/Nm ³	37,27	37,27
Anzahl der Quellen pro Plattform („Pad“)	-	6	6
Landfläche	ha/pad	3	3
CO ₂ aus Landnutzungsänderung	t/ha	167	167
	g/MJ _{Erdgas}	0,0396	0,0792
Anzahl Planierraupen	-	6	6
Mech. Leistung Dieselmotor Planierraupe	kW	250	250
Mittlere Last Dieselmotor Planierraupe	-	50%	50%
Anzahl Bagger	-	1	1
Mech. Leistung Dieselmotor Bagger	kW	119	119
Mittlere Last Dieselmotor Bagger	-	50%	50%
Betriebsdauer Planierraupe und Bagger	d/ha	1	1
Mechanische Arbeit	MJ/MJ _{Erdgas}	1.656 10 ⁻⁵	3.313 10 ⁻⁵

Die Bereitstellung der mechanischen Arbeit erfolgt durch einen Dieselmotor mit einem Wirkungsgrad von 30%. Die CO₂-Emissionen wurden aus dem Kohlenstoffgehalt des Dieselmotorkraftstoffs nach [JEC 2013] berechnet. Die Emission von CH₄, N₂O und Schadstoffen wurde aus [GEMIS 2011] entnommen.

In [Perks et al 2012] wurde angenommen, dass die Bohrung 2.678 m vertikal und 1.200 m horizontal erfolgt. Im Basisfall „base case“ beträgt der Gasertrag 56,6 Mio. Nm³ pro Bohrung. Somit sind etwa 685 10⁻⁷ m Bohrung pro Nm³ Gas erforderlich. Im Vergleich dazu werden in [Ecoinvent 2007] für die konventionelle Erdgasförderung 12 10⁻⁷ m (Niederlande, onshore) bzw. 70 10⁻⁷ m (Niederlande, offshore) angegeben. Für den Basisfall in [Perks et al 2012] sind somit 10- bis 57-mal so viele Bohrmeter erforderlich wie für die konventionelle Erdgasförderung. Falls der Gasertrag nur 28,3 Mio. Nm³ beträgt (Szenario „low productivity“ in [Perks et al 2012]) wären es 10- bis 114-mal so viele Bohrmeter wie bei der konventionellen Erdgasförderung.

Die eingesetzten Materialien (z.B. Stahl für Bohrung) verbleiben nach Beendigung der Gasförderung im Boden. Darüber hinaus kann nur für kurze Zeit größere Mengen an Gas gefördert werden. Die eingesetzten Materialien können somit als Verbrauchsmaterial betrachtet werden. Daher wird die Produktion von Stahl, Zement, Kies, und Asphalt

analog zu [Perks et al 2012] bei der Berechnung des Energieeinsatzes und der damit verbundenen Emissionen mit berücksichtigt.

Tabelle 34 zeigt die Annahmen für die Bohraktivitäten nach [Perks et al 2012] mit Ausnahme der Nutzlast des LKW. Für die Berechnung der Anzahl der LKW-Ladungen wurde die Nutzlast des LKW mit 26 t angenommen.

Tabelle 34: Basisannahmen für die Bohraktivitäten

	Einheit	Menge
Leistung Dieselmotor	$\text{kW}_{\text{mech}}/\text{Bohrung}$	3.356
Betriebsdauer	Wochen/Bohrung	4
Wirkungsgrad Dieselmotor	-	33%
Wasserbedarf	$\text{m}^3/\text{Bohrung}$	455
Bentonit	$\text{kg}/\text{Bohrung}$	13.000
Nutzlast LKW (netto)	t	26
Anzahl LKW-Ladungen	-	17
Mittlere Entfernung Materialtransport (einfach)	km	100
CO ₂ -Emissionen aus der Produktion von Stahl, Zement, Kies und Asphalt	t/Bohrung	1.051

Die Schadstoffemissionen des Dieselmotors wurden aus einem Dieselgenerator von Caterpillar, Modell CAT 3516, abgeleitet.

Tabelle 35 zeigt den spezifischen Energieeinsatz und die Emissionen aus den Bohraktivitäten.

Tabelle 35: Spezifischer Energieeinsatz und Emissionen aus den Bohraktivitäten (pro MJ gefördertes Gas)

	Unit	Base case (56,6 MNm ³)	Low productivity (28,3 MNm ³)
Diesel für Bohrprozess	MJ/MJ	0,00576	0,01153
Transportleistung, bereitgestellt durch LKW	tkm/MJ	$2,303 \cdot 10^{-5}$	$4,607 \cdot 10^{-5}$
Emissionen			
CO ₂	g/MJ	0,92	1,84
NO _x	g/MJ	0,0070	0,0141
CO	g/MJ	0,00038	0,00076
Partikel	g/MJ	0,000044	0,000088
NM VOC	g/MJ	0,000095	0,000189

Der Dieseleinsatz ist verknüpft mit der Bereitstellung von Diesel aus Rohöl. Der Transportbedarf ist verknüpft mit einem LKW mit einem zulässigen Gesamtgewicht von 40 t und einer Nutzlast von 26 t.

Tabelle 36 zeigt die Basisannahmen für den Fracking-Prozess wie in [Perks et al 2012] angegeben mit Ausnahme des Wirkungsgrads des Dieselgenerators und der Nutzlast des LKW.

Tabelle 36: Basisannahmen für den Fracking-Prozess

	Einheit	Menge
Leistung Dieselpumpen	$\text{kW}_{\text{mech}}/\text{Bohrung}$	6,935
Betriebsdauer Dieselpumpen	h/Bohrung	70
Wirkungsgrad Dieselmotor Pumpen	-	33%
Leistung Dieselgenerator	$\text{kW}_{\text{el}}/\text{Bohrung}$	895
Mittlere Last Dieselgenerator	-	50%
Betriebsdauer Dieselgenerator	h/Bohrung	70
Wirkungsgrad Dieselgenerator (CAT 3516)	-	39%
Wasserbedarf	$\text{m}^3/\text{Bohrung}$	18,184
Zusammensetzung Fracking-Flüssigkeit		
Quarzsand	-	9 m-%
HCl	-	0.11 m-%
Erdöldestillate	-	0.08 m-%
Isopropanol	-	0.08 m-%
Mittlere Entfernung Materialtransport (einfach)	km	100
Nutzlast LKW (netto)	t	26
Anzahl LKW-Ladungen	-	766

Die Schadstoffemissionen des Dieselmotors wurden aus einem Dieselgenerator von Caterpillar, Modell CAT 3516, abgeleitet. Es wurde angenommen, dass der untere Heizwert der Erdöldestillate gleich dem unteren Heizwert von Dieselmotorkraftstoff aus Erdöl ist. Darüber hinaus wurde angenommen, dass die Erdöldestillate vollständig zu CO_2 abgebaut werden (z.B. in einer Kläranlage). Die in Tabelle 36 dargestellten Basisannahmen führen zu den in Tabelle 37 dargestellten spezifischen Werten.

Tabelle 37: Spezifische Inputdaten und Emissionen für den Fracking-Prozess

	Unit	Base case (56,6 MNm ³)	Low productivity (28,3 MNm ³)
Diesel für Pumpen und Dieselgenerator	MJ/MJ	0,00295	0,00589
Transportleistung, LKW 40 t	tkm/MJ	0,00102	0,00203
Wasser	kg/MJ	0.0086	0.0172
HCl	kg/MJ	$10,4 \cdot 10^{-5}$	$2,08 \cdot 10^{-5}$

Emissionen			
CO ₂	g/MJ	0,216	0,432
NO _x	g/MJ	0,0032	0,0064
CO	g/MJ	0,00017	0,00034
Partikel	g/MJ	0,000020	0,000040
NMVOC	g/MJ	0,000043	0,000086

Während der Komplettierung nach dem Fracking-Prozess werden 312.008 Nm³ Gas mit einem Methangehalt von 83% freigesetzt. Davon werden 15% abgefackelt und der Rest unverbrannt in die Atmosphäre emittiert. Tabelle 38 zeigt die spezifischen CO₂- und CH₄-Emissionen aus der Komplettierung.

Tabelle 38: Spezifische CO₂- und CH₄-Emissionen aus der Komplettierung

	Unit	Base case (56,6 MNm ³)	Low productivity (28,3 MNm ³)
CH ₄	g/MJ	0,0745	0,1491
CO ₂	g/MJ	0,108	0,215

Tabelle 39 zeigt die Basisannahmen für die Abwasserbehandlung und die Entsorgung des Bohrschlammes wie in [Perks et al 2012] angegeben mit Ausnahme der Nutzlast des LKW, die daraus resultierenden Werte pro MJ Gas.

Tabelle 39: Basisannahmen für die Abwasserbehandlung

	Einheit	Menge
Fracking-Wasser	m ³ /Bohrung	18.184
Anteil des Fracking-Wassers, das als Abwasser anfällt	-	50%
Strom für Umkehrosmose	kWh/m ³	4
Transportentfernung zur Abwasserbehandlung (einfach)	km	100
Entfernung Transport Bohrschlamm (einfach)	km	100
Nutzlast LKW (netto)	t	26
Anzahl LKW-Ladungen für Abwassertransport	-	350
Anzahl LKW-Ladungen für den Abtransport des Bohrschlammes	-	28

Tabelle 40: Spezifischer Stromverbrauch und Transportbedarf für die Abwasserbehandlung

	Unit	Base case (56,6 MNm ³)	Low productivity (28,3 MNm ³)
Stromverbrauch	MJ/MJ	1,72 10 ⁻⁵	3,44 10 ⁻⁵
Transportleistung, LKW 40 t	tkm/MJ	0,000464	0,000928

Das geförderte Schiefergas wird einer Erdgasaufbereitung zugeführt. In [Perks et al 2012] wurde die gleiche Erdgaszusammensetzung angenommen wie bei konventionellem Erdgas in Erdgasfeldern in Großbritannien. Die Treibhausgasemissionen wurden aus [Perks et al 2012] entnommen, die Schadstoffemissionen aus [Ecoinvent 2007].

Tabelle 41: Energieströme und Emissionen aus der Erdgasverarbeitung

	I/O	Einheit	Menge
Gas aus Schiefergasförderung	Input	MJ/MJ	1,0114
Erdgas	Output	MJ	1,0000
Emissionen			
CO ₂	-	g/MJ	0,700
CH ₄	-	g/MJ	0,030
NO _x	-	g/MJ	0,0028
CO	-	g/MJ	0,0014
Partikel	-	g/MJ	0,000014
NMVOC	-	g/MJ	0,000033

In dieser Studie wurde darüber hinaus noch eine Variante mit maximalen Treibhausgasemissionen nach [Horwath 2011] angenommen wie sie für die USA typisch sind (Tabelle 42), jedoch mit gleicher Erdgasverteilung wie bei den Varianten für die EU.

Tabelle 42: Energieströme und Treibhausgasemissionen aus der Förderung und Aufbereitung von Schiefergas in den USA

	I/O	Einheit	Menge
Gas aus Schiefergasvorkommen	Input	MJ/MJ	1,0726
Diesel	Input	MJ/MJ	0,0130
Erdgas	Output	MJ	1,0000
Emissionen			
CO ₂	-	g/MJ	6,60
CH ₄	-	g/MJ	0,454

Wie bei konventionellem Erdgas wurde angenommen, dass die mittlere Entfernung für die regionale Erdgasverteilung über das Hochdruckpipeline-Netz bei 500 km liegt und anschließend eine lokale Verteilung über 10 km zu den CNG-Tankstellen erfolgt. Der Druck des lokalen Erdgasnetzes, an dem die CNG-Tankstellen angeschlossen sind, liegt bei 0,5 MPa.

Der Stromverbrauch der CNG-Tankstellen beträgt 0,022 MJ pro MJ CNG. Der Strom wird aus dem Strommix EU (0,4 kV-Ebene) bezogen.

3.1.3.4 E-Methan

In diesem Pfad wird Methan über Wasserstoff aus Wasserelektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen hergestellt („Power-to-Gas“).

Der Wirkungsgrad der Elektrolyse wurde analog zu [JEC 2011] und [JEC 2013] mit 65% bezogen auf den unteren Heizwert angenommen. Der erzeugte Wasserstoff wird mit CO₂ zu Methan umgesetzt.



Die Reaktion verläuft exotherm. Der untere Heizwert von H₂ beträgt 241,83 kJ/mol (oberer Heizwert: 285,84 kJ/mol) und der untere Heizwert von Methan beträgt 802,32 kJ/mol (oberer Heizwert: 890,34 kJ/mol). Bezogen auf den unteren Heizwert finden sich somit etwa 83% des Energieinhalts des eingesetzten Wasserstoffs im Methan wieder (78% bezogen auf den oberen Heizwert). Der Rest ist Wärme.

Nach Angabe des Herstellers erfolgt die katalytische Methanisierung bei einem Druck von 0,5 MPa.

Für den Fall, dass das für die Methanisierung erforderliche CO₂ aus der Biogasanlage kommt wurde angenommen, dass die Biogasanlage bereits mit einer Anlage zur Aufbereitung von Biogas zu reinem Methan für die Einspeisung in das Gasnetz ausgerüstet ist. Der Strombedarf der CO₂-Bereitstellung stammt aus der Komprimierung des CO₂ von Umgebungsdruck auf das Druckniveau von 0,5 MPa der Methanisierungsanlage.

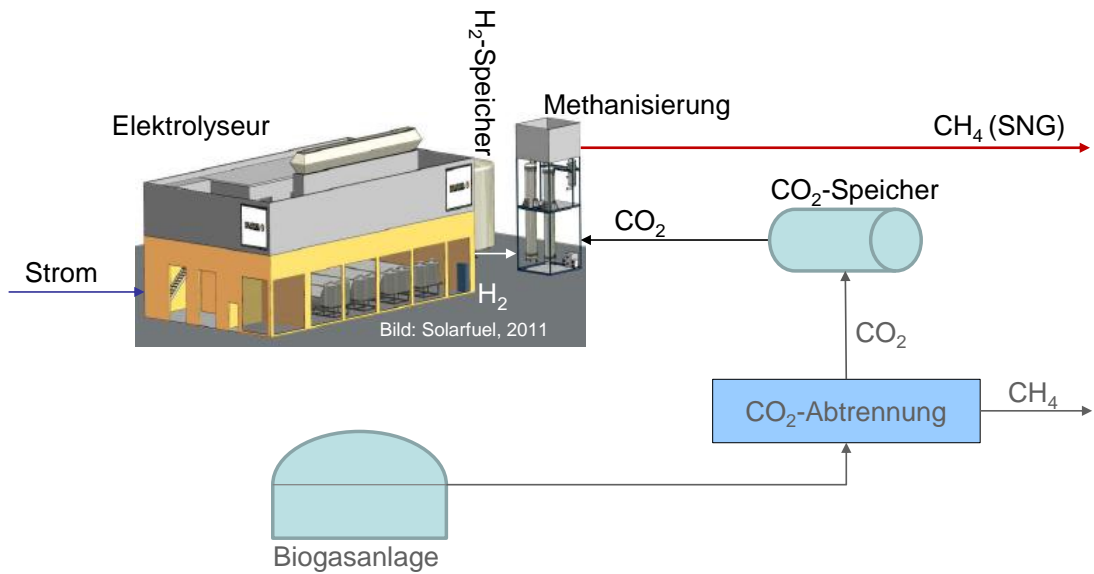


Abbildung 28: Power-to-Gas-Anlage mit Methanisierung und CO₂ aus Biogasaufbereitung



Abbildung 29: Methanisierungsanlage in Werlte, Niedersachsen (Bild: Audi AG in [MAN 2013])

Die CO₂-Abtrennung aus Abgas erfolgt über Auswaschung mit Monoethanolamin (MEA). Für die Regenerierung des Waschmittels und der Abtrennung des CO₂ sind 4,3 MJ Wärme erforderlich [Specht et al 1995]. Daneben sind noch 0,0334 kWh Strom für den Betrieb von Pumpen und Lüftern erforderlich [Socolow et al 2011]. Anschließend wird das CO₂ von Umgebungsdruck auf 0,5 MPa komprimiert. Der Wärmebedarf wird zum Teil aus der bei der Methanisierungsreaktion freigesetzten Wärme gedeckt.

Die CO₂-Abtrennung aus Luft erfolgt über Auswaschung mit Kalilauge (KOH) und Regenerierung des Waschmittels über Elektrodialyse. Der Stromverbrauch beträgt 8,2 MJ pro kg CO₂ [Sterner 2009]. Anschließend wird das CO₂ von Umgebungsdruck auf 0,5 MPa komprimiert.

Tabelle 43 zeigt die Energie- und Stoffströme für die Produktion von Methan aus H₂ und CO₂.

Tabelle 43: Energie und Stoffströme bei der Produktion von Methan aus H₂ und CO₂

	I/O	Einheit	CO ₂ aus BGA	CO ₂ aus Abgas	CO ₂ aus Luft
H ₂	Input	MMJ/MJ	1.200	1,200	1,200
CO ₂	Input	kg/MJ	0,055	0,055	0,055
Strom für CO ₂ -Bereitstellung	Input	MJ/MJ	0,0080	0,0098	0,4590
Wärme für CO ₂ -Bereitstellung	Input	MJ/MJ	-	0,2365	-
CH ₄	Output	MJ	1,000	1,000	1,000
Wärme	Output	MJ/MJ	0,200	0,200	0,200

BGA: Biogasanlage

Die „Power-to-Gas-Anlagen“ sind aufgrund ihrer Leistungsgröße (ca. 10 MW Strominput) dezentrale Anlagen. Das produzierte Methan wird über das lokale Erdgasnetz (mittlere Entfernung 10 km) zu den Tankstellen transportiert. Der Stromverbrauch der CNG-Tankstellen beträgt 0,022 MJ pro MJ CNG. Der Strom wird aus dem Strommix EU (0,4 kV-Ebene) bezogen.

E-METHAN IN KOMBINATION MIT GASMOTOR ODER GASTURBINE ALS STROMSPEICHER

Mit steigenden Anteilen an fluktuierenden erneuerbaren Energien wie Windenergie oder Photovoltaik stellt sich die Frage nach der Integration dieses Angebots in das Energiesystem. Dabei ist zwischen Zeiten mit EE-Überdeckung und Zeiten mit EE-Unterdeckung im Verhältnis zur Stromnachfrage zu unterscheiden.

Zu Zeiten mit hohem Solar- und Windstromaufkommen kann dieses zur Wasserstoffherzeugung genutzt werden und ggf. direkt verwendet oder mit CO₂ zu E-Methan synthetisiert werden.

Denkbar ist beispielsweise, E-Methan dezentral z.B. in Röhrenspeichern oder in Ballonspeichern zu speichern und zu Zeiten niedrigem Solar- und Windstromaufkommens bei gleichzeitig hoher Stromnachfrage in einem Gasmotor oder Gasturbine wieder rückzuverstromen. Das bei der Verbrennung des Methans freiwerdende CO₂ kann dabei mit einem geeigneten Waschmittel (MEA) aus dem Abgasstrom abgetrennt und zwischengespeichert werden. Die bei der Methanisierung freiwerdende Wärme kann dabei zur Regenerierung des Waschmittels eingesetzt werden, um das CO₂ für die Methanisierung verfügbar zu machen. Alternativ kann das CO₂ bereits bei Rückverstromung mit Hilfe der Abwärme des Verbrennungsmotors oder der Gasturbine aus dem Waschmittel abgetrennt werden und das CO₂ unter Druck in einem Behälter gespeichert werden.

3.1.3.5 LNG aus Erdgas

LNG („Liquefied Natural Gas“) wird durch Abkühlung von Methan auf unter -161,5°C erzeugt und in Kryotanks gespeichert. Tabelle 44 zeigt Dichte und Energiegehalt von LNG im Vergleich zu Benzin und Diesel aus Rohöl.

Tabelle 44: Dichte und Energiegehalt von LNG im Vergleich zu Benzin und Diesel

Parameter	Einheit	LNG	Benzin (Referenz)	Diesel (Referenz)
Dichte	kg/l	0,42	0,745	0,832
Unterer Heizwert	MJ/kg	50	43,20	43,13
	MJ/l	21	32,18	35,88
	kWh/l	5,83	8,94	9,97
Quelle	-	JEC 2013	JEC 2013	JEC 2013

Es wurden die gleichen Annahmen getroffen wie für Pfad „GRLG1“ in [JEC 2013]. Die LNG-Anlage befindet sich nahe dem Erdgasfeld. Der Energiebedarf und die Emissionen für die Erdgasförderung und -aufbereitung entsprechen denen für die Bereitstellung von Erdgas über Erdgaspipeline.

Der Stromverbrauch großer Erdgasverflüssigungsanlagen beträgt etwa 0,036 MJ pro MJ LNG [Bauer et al 1996]. Daneben gibt es noch energetische Verluste aus der Abtrennung von unerwünschten Gasbestandteilen, die einer Fackel zugeführt werden sowie Methanverluste [Masake 1997].

Tabelle 45: Energieströme und Treibhausgasemissionen aus der Erdgasverflüssigung (LNG-Anlage)

	I/O	Einheit	Menge
Erdgas	Input	MJ/MJ	1,0130
Strom	Input	MJ/MJ	0,0360
LNG	Output	MJ	1,0000
Emissionen			
CO ₂	-	g/MJ	0,62
CH ₄	-	g/MJ	0,034

Der Stromverbrauch der LNG-Anlage wird aus einem mit Erdgas betriebenen Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk (GuD-Kraftwerk) mit einem Wirkungsgrad von 58,1% betrieben. Die CO₂-Emissionen des GuD-Kraftwerks wurden aus dem Kohlenstoffgehalt des eingesetzten Erdgases nach [JEC 2013] berechnet. Die Nicht-CO₂-Treibhausgasemissionen und die Schadstoffemissionen wurden aus [GEMIS 2011] entnommen.

Das produzierte LNG wird in einem Tanklager am Exportterminal gespeichert. Der Stromverbrauch des Tanklagers beträgt etwa 0,001 MJ pro MJ LNG. Darüber hinaus werden über die Fackel etwa 0,55 g CO₂ pro MJ LNG emittiert. Mit einem LNG-Tankschiff wird das LNG über eine Entfernung von 5.500 nautische Meilen (10.186 km) nach EU transportiert und dort in einem Tanklager am Import-Terminal umgeladen.

Das während der Fahrt verdampfende LNG (0,15% pro Tag) trägt zur Deckung des Kraftstoffbedarfs des Tankschiffs bei. Der Rest wird mit Schweröl mit einem Schwefelgehalt von 1,8% gedeckt.

Tabelle 46: Kraftstoffverbrauch und Emissionen aus dem Transport des LNG nach EU über eine Entfernung von 5.500 nautische Meilen

	I/O	Einheit	Menge
LNG	Input	MJ/MJ	1,0365
Schweröl	Input	MJ/MJ	0,0309
LNG	Output	MJ	1,0000
Emissionen			
CO ₂	-	g/MJ	4,46
CH ₄	-	g/MJ	0,00018
N ₂ O	-	g/MJ	0,00013
NMVOC	-	g/MJ	0,00018
NO _x	-	g/MJ	0,0083
SO ₂	-	g/MJ	0,0304
CO	-	g/MJ	0,0023
Staub/Partikel	-	g/MJ	0,0022

Vom Import-Terminal wird das LNG mit LKW über eine Entfernung von 500 km zu den Tankstellen transportiert.

3.1.3.6 CGH₂ über Elektrolyse mit erneuerbarem Strom

In diesem Pfad wird Wasserstoff aus Wasserelektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen vor Ort an der H₂-Tankstelle hergestellt. Der Wirkungsgrad der Elektrolyse wurde analog zu [JEC 2011] und [JEC 2013] mit 65% bezogen auf den unteren Heizwert angenommen.

Der produzierte Wasserstoff wird auf 30 MPa komprimiert und in einem Flaschenbündel gespeichert. Zur Befüllung des Hochdruck-H₂-Pufferspeichers und des Fahrzeugs wird der Wasserstoff auf einen Druck von 88 MPa komprimiert. Dadurch wird die Temperaturerhöhung bei der Schnellbefüllung berücksichtigt und ein Druck von 70 MPa bei 15°C im vollbefüllten Fahrzeugtank in jedem Fall zu gewährleistet.

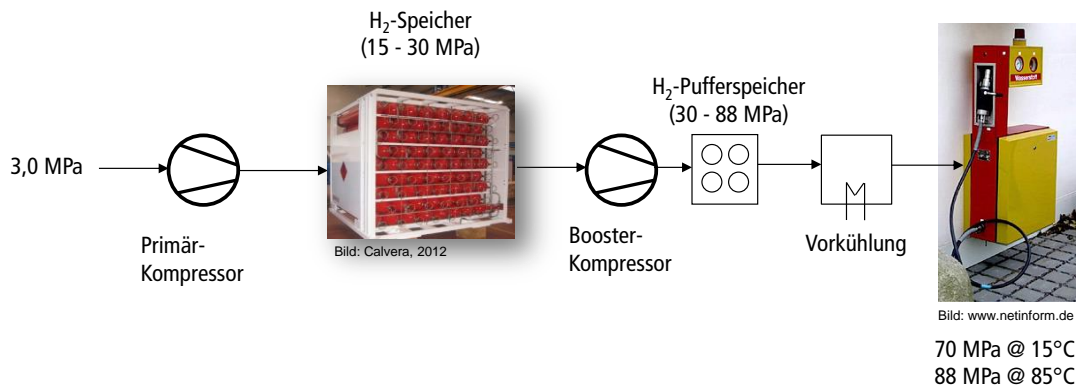


Abbildung 30: Prinzipieller Aufbau einer CGH₂-Tankstelle

Der Stromverbrauch der H₂-Tankstelle inklusive Komprimierung des Wasserstoffs und Vorkühlung beträgt etwa 0,079 MJ pro MJ Wasserstoff. Der Strom für die Tankstelle wird ebenfalls aus erneuerbaren Stromerzeugungsquellen bezogen. Die H₂-Tankstelle zusammen mit der Elektrolyseanlage ist an das Mittelspannungsnetz angeschlossen (elektrische Anschlussleistung > 1 MW).

3.1.3.7 Ergebnis

Abbildung 31 zeigt die Treibhausgasemissionen aus der Bereitstellung und Nutzung (Verbrennung¹⁵) ausgewählter gasförmiger Kraftstoffe.

¹⁵ siehe Fußnote 11 des erzeugten Kraftstoffs ohne Berücksichtigung eines Wirkungsgrades des erzeugten Kraftstoffs ohne Berücksichtigung eines Wirkungsgrades

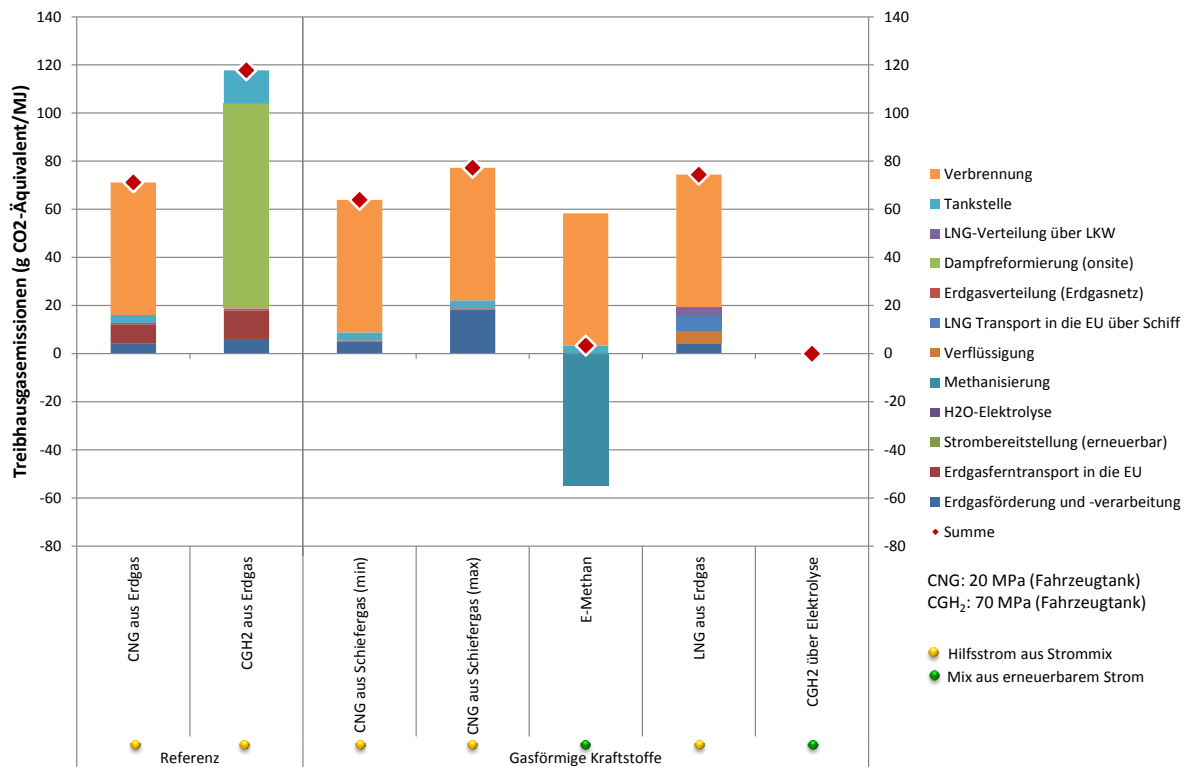


Abbildung 31: Treibhausgasemissionen für die Bereitstellung und Nutzung ausgewählter gasförmiger Kraftstoffe

Die Treibhausgasemissionen bei der Bereitstellung und Nutzung von CNG und LNG aus Erdgas liegen in etwa auf dem gleichen Niveau. Das gilt auch für Schiefergas, wenn man die aktuell „beste verfügbare Technik“ (BAT – best available technology) unterstellt und verbleibende Unsicherheiten und Risiken nicht berücksichtigt. Zudem sind bei Schiefergas andere Umweltwirkungen, wie zum Beispiel die Belastung von Grund- und Oberflächenwasser, ebenfalls von großer Bedeutung. Bei CGH₂ aus Erdgas wirken sich der Umwandlungsschritt der Erdgasdampfreformierung und die damit verbundenen Energieverluste negativ auf die Treibhausgasbilanz aus.

Der negative Wert bei E-Methan resultiert aus dem Entzug von CO₂ aus der Atmosphäre (entweder indirekt über die Produktion von Biogas und die Abtrennung des CO₂ oder der direkten Abtrennung von CO₂ aus der Luft). Bei der Verbrennung des Kraftstoffs wird das CO₂ wieder freigesetzt, so dass netto nur noch das CO₂ emittiert wird, das aus fossilen Quellen stammt (z.B. aus dem EU Strommix für den Betrieb der CNG-Tankstelle).

Abbildung 32 zeigt die aus der Emission von SO₂ und NO_x resultierende Versauerung.

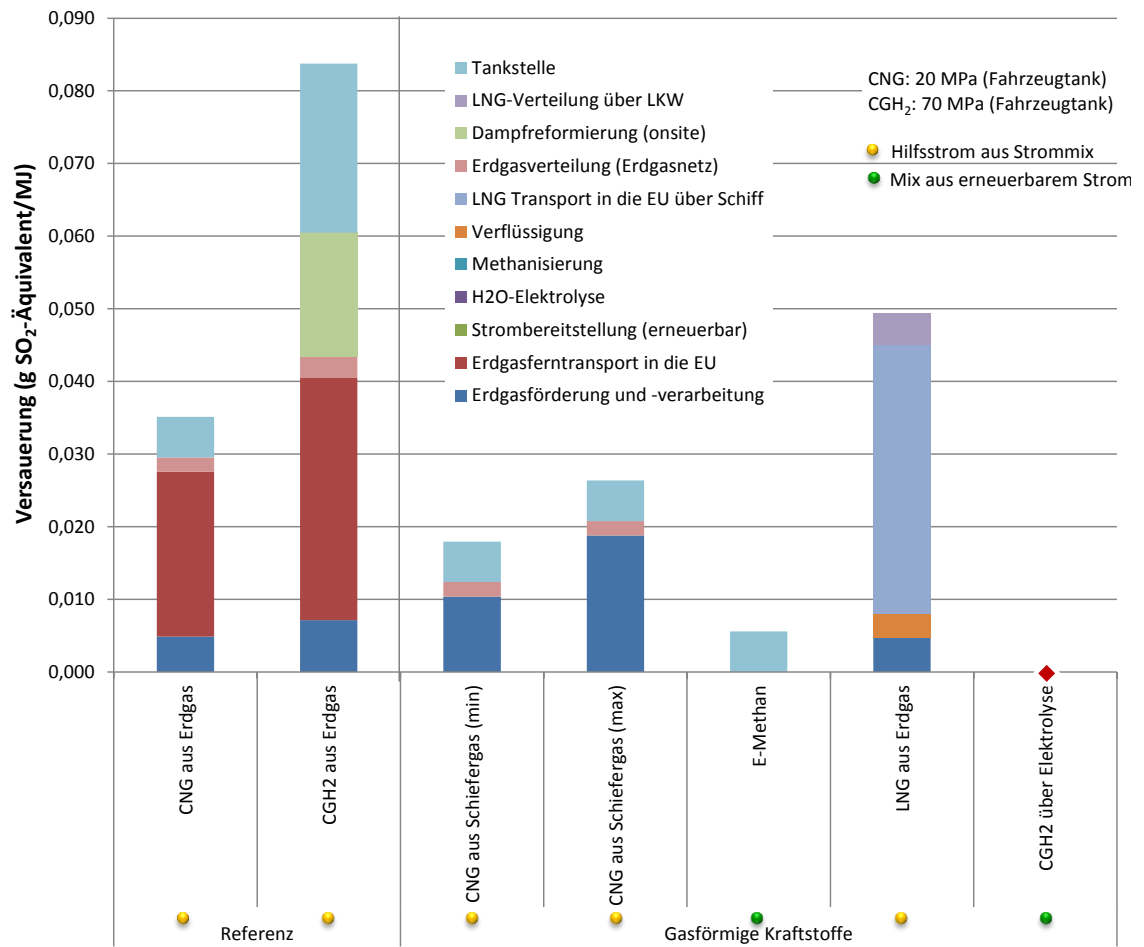


Abbildung 32: Versauerung (aus SO₂ und NO_x) aus der Bereitstellung („well-to-tank“) ausgewählter gasförmiger Kraftstoffe

Abbildung 33 zeigt die aus der Emission von NO_x resultierende Eutrophierung.

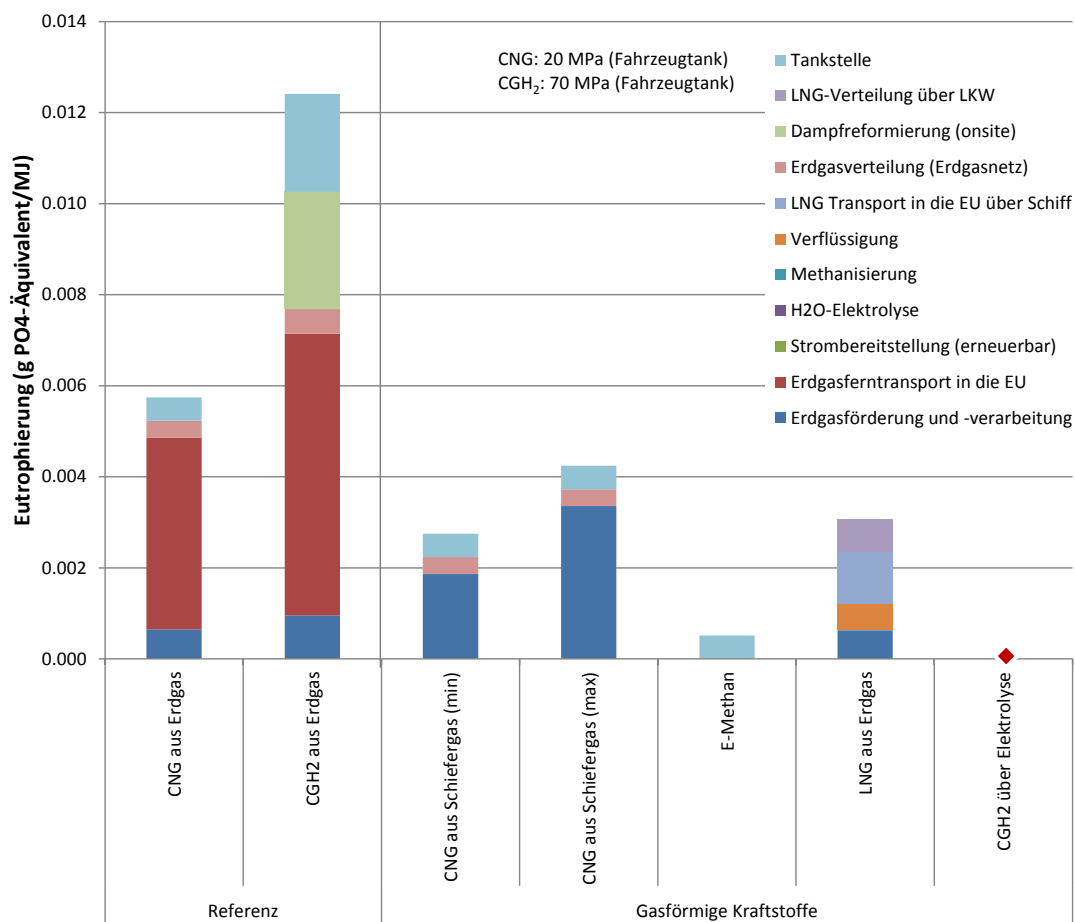


Abbildung 33: Eutrophierung (aus NO_x) aus der Bereitstellung („well-to-tank“) ausgewählter gasförmiger Kraftstoffe

Die aus dem Erdgastransport resultierende Versauerung und Eutrophierung ergibt sich aus der Emission von NO_x beim Betrieb von Gasturbinen für den Antrieb der Erdgaskompressoren für den Erdgastransport über Pipeline.

Abbildung 34 zeigt den Energieeinsatz für die Bereitstellung und Nutzung gasförmiger Kraftstoffe, aufgeteilt in die einzelnen Prozessschritte.

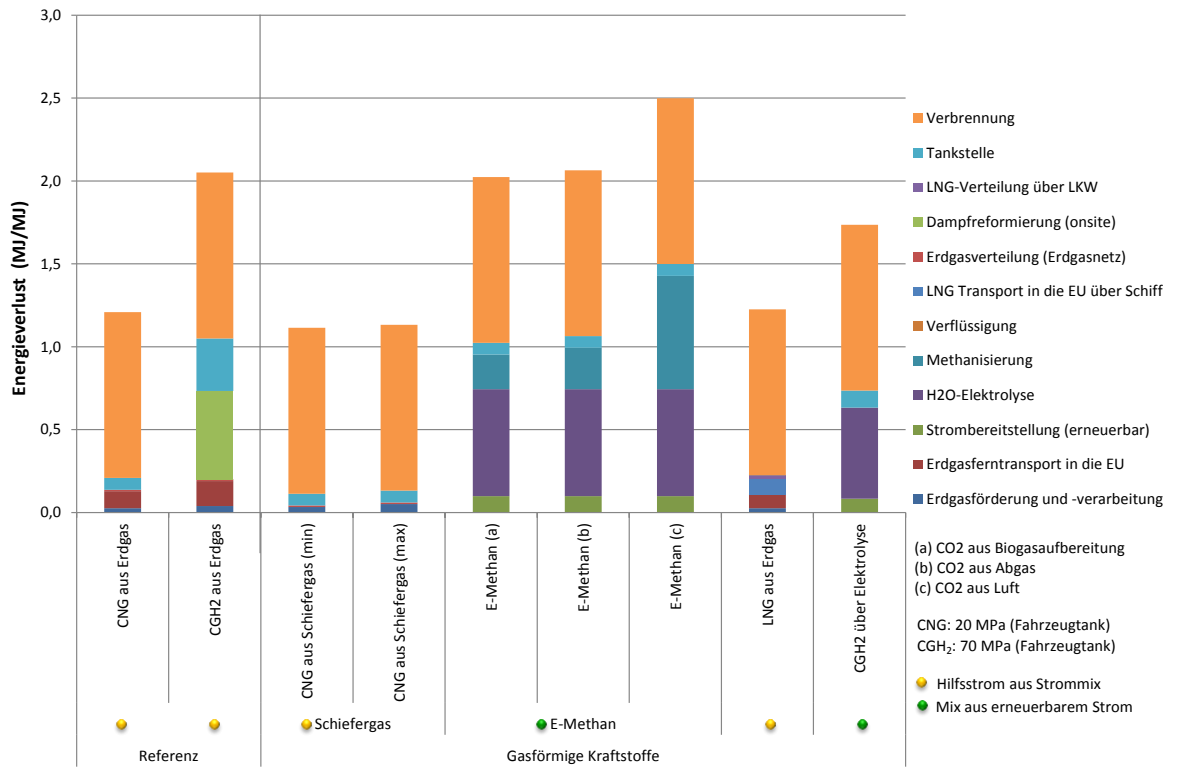


Abbildung 34: Kumulierter Energieaufwand für die Bereitstellung und Nutzung ausgewählter gasförmiger Kraftstoffe differenziert nach Prozessschritten

Abbildung 35 zeigt den Energieeinsatz für die Bereitstellung und Nutzung gasförmiger Kraftstoffe, aufgeteilt in fossiler, nuklearer und erneuerbarer Primärenergie.

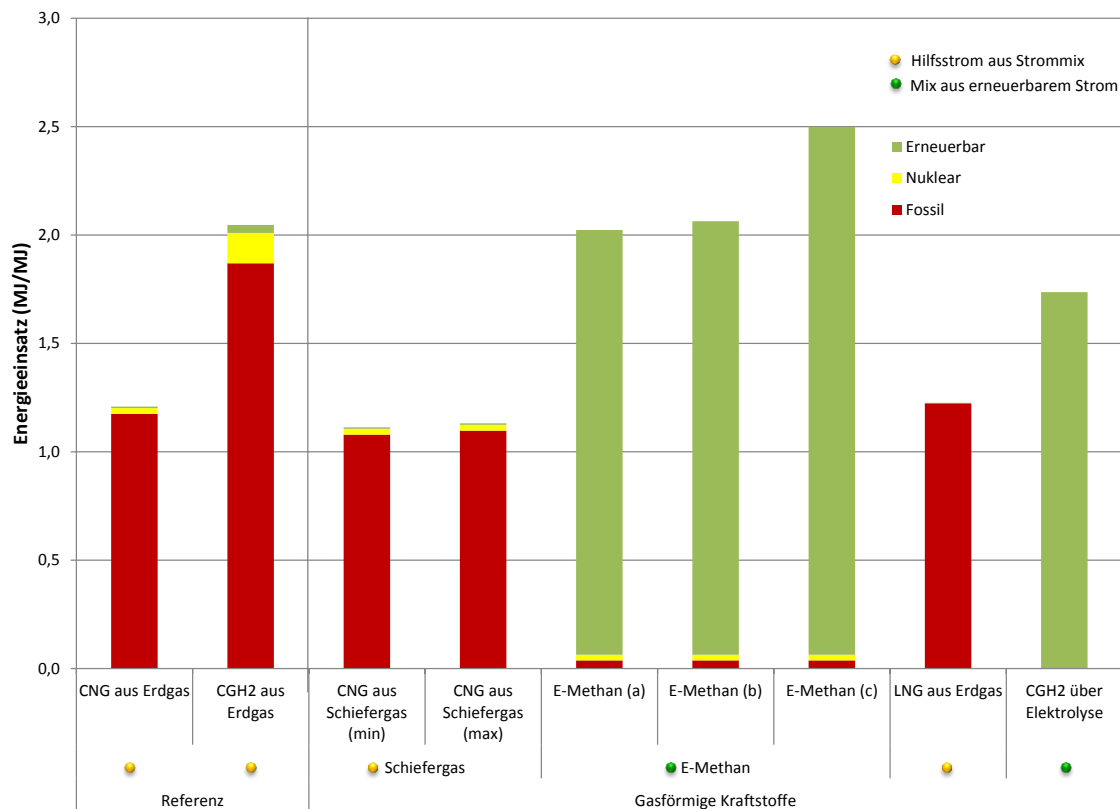


Abbildung 35: Kumulierter Energieaufwand für die Bereitstellung und Nutzung ausgewählter gasförmiger Kraftstoffe differenziert nach Primärenergiequelle (erneuerbar, nuklear, fossil)

Bei E-Methan ergibt sich der fossile und nukleare Energieeinsatz ausschließlich aus dem Strombedarf der CNG-Tankstelle, der durch Strom aus dem Strommix EU gedeckt wird. Bei CGH_2 aus erneuerbarem Strom erfolgt die H_2 -Produktion an der Tankstelle. Die Tankstelle wird ebenfalls mit erneuerbarem Strom betrieben.

Abbildung 34 und Abbildung 35 zeigen, dass die Bereitstellung zukünftiger Kraftstoffe mit signifikant höheren Energieaufwänden verbunden im Vergleich zu den Referenzkraftstoffen. Darüber hinaus zeichnet sich bei den Strom basierten Synthesekraftstoffen ein Zusammenhang zwischen Molekülkomplexität, Prozess- und damit verbunden auch Energieaufwand ab.

Der Einsatz erneuerbarer Primärenergien ist allerdings nicht direkt zu vergleichen mit dem Einsatz von fossilen Ressourcen da hier zwischen zwei unterschiedliche Ressourcenqualitäten (erneuerbare vs. endlich) unterschieden werden muss.

Perspektivisch wird sich das Energiesystem in der Zukunft „auf den Kopf“ stellen. Waren Kraftstoffe bisher quasi Primärenergie (Kohle, Öl, Erdgas), so werden Kraftstoffe zukünftig zunehmen aus der Primärenergie „Erneuerbarer Strom“ (Wind, Solar) hergestellt da global hier die großen EE-Potenziale liegen.

3.1.4 Zusammenfassende Einordnung

Tabelle 47 gibt eine qualitative-vergleichende Einordnung der untersuchten Pfade hinsichtlich ihrer Umweltwirkungen.

Tabelle 47: Zusammenfassende qualitative Bewertung der Umweltwirkungen

Herstellungspfad	Umwelt	Bemerkung
REFERENZ: Benzin/Kerosin/Diesel aus Rohöl		zunehmend unkonventionelle Ölquellen
REFERENZ: Methanol aus Erdgas		zunehmend unkonventionelle Erdgasquellen
GTL aus Erdgas		zunehmend unkonventionelle Erdgasquellen
HVO aus Algen	Herstellung	
E-Benzin/-Kerosin/-Diesel	EE-Strom	
E-DME	EE-Strom	
E-OME	EE-Strom	
E-Methanol	EE-Strom	
REFERENZ: CNG aus Erdgas		zunehmend unkonventionelle Erdgasquellen
REFERENZ: CGH ₂ aus Erdgas	VKM	zunehmend unkonventionelle Erdgasquellen
CNG aus Schiefergas		Andere Umweltwirkungen relevant (tox. Risiken)
E-Methan	EE-Strom	Stromquelle bestimmt Umweltperformance
LNG aus Erdgas		
CGH ₂ via Elektrolyse von erneuerbarem Strom	EE-Strom	Stromquelle bestimmt Umweltperformance



Die Bewertung erfolgt relativ zu den betrachteten Kraftstoffpfaden bzw. relativ zum Referenzpfad. Innerhalb von Herstellungspfaden gibt es Bandbreiten.

3.2 Marktumfeld

Gesellschaftliche und geopolitische Entwicklungen (Marktumfeld) münden in vielen Fällen in nationale und internationale Regelungen und Gesetze, die Märkte für bestimmte Kraftstoffe zum Teil signifikant beeinflussen. Dabei geht es z.B. um den Schutz der Umwelt (siehe Kapitel 3.1 oben) oder den Wunsch nach Versorgungssicherheit.

3.2.1 Regulatorischer Rahmen

a) Treibhausgasemissionen und Erneuerbare Energien

In der EU und auch auf Ebene der einzelnen EU-Staaten wurden Ziele zur Energieeinsparung und zur Reduktion der Treibhausgasemissionen beschlossen. Diese bauen auf den wissenschaftlichen und gesellschaftlichen Diskurs im Rahmen des IPCC (International Panel on Climate Change) auf. Im Rahmen dieser wurde eine Temperaturerhöhung von nicht mehr als 2°C gegenüber dem globalen Mittel vor der Industrialisierung als gerade noch beherrschbar angesehen. Dieses Temperaturziel kann mit einer Wahrscheinlichkeit von 50% erreicht werden, wenn nach [IPCC 2007a, S. 67, Tabelle 5.1] die globale CO₂-Äquivalent Konzentration in der Atmosphäre von etwa 450 ppm langfristig nicht überschritten wird (aktuell ca. 400 ppm für CO₂ alleine, vorindustriell ca. 280 ppm für CO₂ alleine). Um eine 66-90%ige Wahrscheinlichkeit das 2°C-Ziel zu erreichen, ist langfristig eine Konzentration an CO₂-Äquivalenten von weniger als 400 ppm anzustreben [EU-CCEG 2008]. Aus den CO₂-Konzentrationszielen lassen sich Treibhausgasminderungsanforderungen für 2050 ableiten. Zur Erreichung des 2°C-Ziels mit 50% Wahrscheinlichkeit (450 ppm) ist demnach eine globale Reduktion der jährlichen Treibhausgasemissionen bis 2050 um 85% gegenüber dem Basisjahr 2000 notwendig. Über das Jahr 2050 hinaus sind weitere Treibhausgasminderungen notwendig zur Stabilisierung der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre.

Erneuerbare Energien, Energieeffizienz in der Energieerzeugung und Energienutzung sowie Suffizienz sind die maßgeblichen Mittel zur Zielerreichung. Darüber hinaus werden Technologien zur Extraktion und ‚Entsorgung‘ von CO₂ diskutiert (CCS – Carbon Capture and Storage).

Tabelle 48 zeigt eine Übersicht über die energie- und klimapolitischen Ziele in der EU und in Deutschland.

Tabelle 48: Übersicht über Energie- und klimapolitische Ziele bis 2050 (EU, Deutschland) (Quelle: LBST auf Basis von [dena 2012])

Ziel	Gültig	Sektor	2020	2030	2040	2050	Quelle
Minderung Treibhausgasemissionen	EU	alle	20 – 30% bzw. 25% ggü. 1990	40% ggü. 1990		60 – 80% bzw. 80 – 95% ggü. 1990	Entscheidung der EU über die Anstrengungen der Mitgliedstaaten zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen, 2009; Fahrplan der EU für eine kohlenstoffarme Wirtschaft in 2050, 2011
	EU	Verkehr		ca. 20% ggü. 2008		mind. 60% ggü. 1990	Weißbuch der EU zum europäischen Verkehrsraum, 2011
	D	alle	40% ggü. 1990	55% ggü. 1990	70% ggü. 1990	mind. 80% ggü. 1990	Energiekonzept der Bundesregierung, 2010 und Energiewende, 2011
Reduktion Endenergieverbrauch	EU	alle	20% ggü. 1990				Entscheidung der EU über die Anstrengungen der Mitgliedstaaten zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen, 2009
	D	Verkehr	10% ggü. 2005			40% ggü. 2005	Energiekonzept der Bundesregierung, 2010 und Energiewende, 2011
Anteil regenerativer Energien	EU	alle	20% (Brutto-Endenergieverbrauch)				Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (2009/28/EG), 2009
	EU	Verkehr	10% (Endenergieverbrauch aller Verkehrsträger)				Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (2009/28/EG), 2009
	D	Bruttoendenergieverbrauch	18%	30%	45%	60%	Energiekonzept der Bundesregierung, 2010; [EEG 2012, §1 (3)]
	D	Bruttostromverbrauch	35%	50%	65%	80%	[EEG 2012, §1 (2)]

Maßnahmen zur Treibhausgasemissionsminderung, z.B.

- Auto: CO₂-Flottenziele (EU), ZEV Requirement (Kalifornien), Congestion Charge (London für >75 g_{CO2}/km ab 1.7.2013)
- Luftfahrt: Steigerung der Turbineneffizienz, Einsatz von erneuerbaren Treibstoffen sowie Optimierung von Flugabläufen für ein „Emissionsneutrales Wachstum“ (-50% CO₂ in 2050 ggü. 2005)

Ziele für Treibhausgasemissionsminderung bzw. Erneuerbare im Kraftstoff, z.B.

- EU Erneuerbarenrichtlinie (RED)
- UK Renewable Transport Fuels Obligation (RTFO)
- CARB Low Carbon Fuel Standard (LCFS)

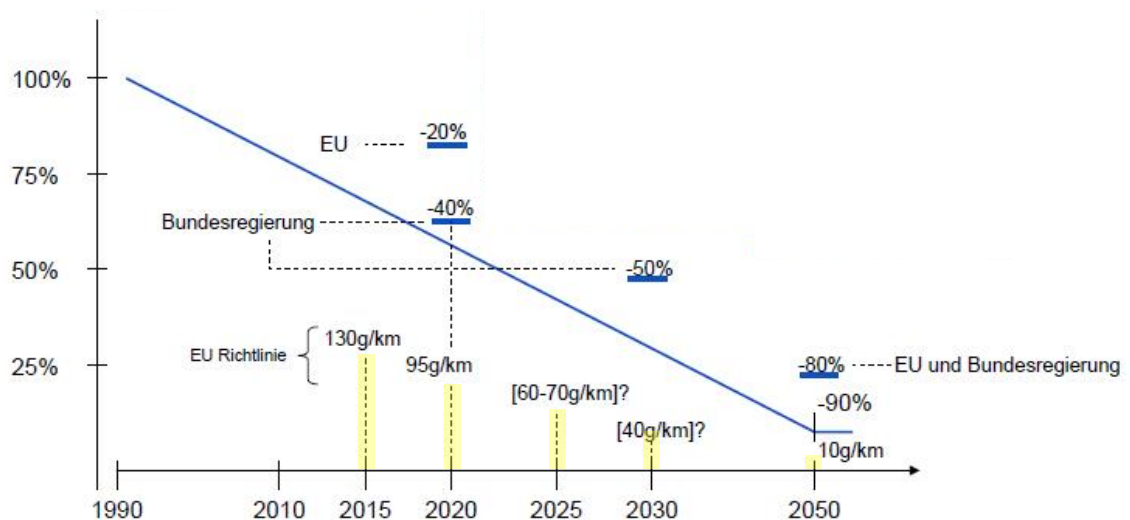


Abbildung 36: Ziele von EU und Bundesregierung für CO₂-Emissionen aus PKW

b) Schadstoffemissionen

Weltweit existieren sich verschärfende Vorschriften zur Verminderung der Emission von Luftschadstoffen (NMVOC, NO_x, SO₂, CO, Partikel), z.B.:

- Fahrbeschränkungen für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor (z.B. London)
- EU: Euro 6+
- China: National V
- Kalifornien, USA: Zero Emission Vehicle (ZEV) Production Requirements

In der EU gelten nach Verordnung (EG) Nr. 715/2007 ab 1. September 2014 für neue Typengenehmigungen die Grenzwerte nach Euro 6 für die **Fahrzeugklassen** M (PKW) und N₁ Gruppe I (leichte Nutzfahrzeuge bis einer Bezugsmasse¹⁶ von 1.305 kg). Für die Fahrzeugklassen N₁ Gruppe II und III (leichte Nutzfahrzeuge mit einer Bezugsmasse von mehr als 1.305 kg) sowie N₂ gelten die Grenzwerte nach Euro 6 ab 1. September 2015 [EU 2007].

Tabelle 49: Fahrzeugklassen

Bezeichnung	Fahrzeugklasse
Limousine, Schräghecklimousine, Kombi, Coupé, Cabrio, Mehrzweckfahrzeug (SUV)	M
LKW bis zu einem zulässigem Gesamtgewicht von 3,5 t (Bezugsmasse <2610 kg)	N ₁
LKW von einem Zulässigem Gesamtgewicht von mehr als 3,5 t bis 12 t	N ₂

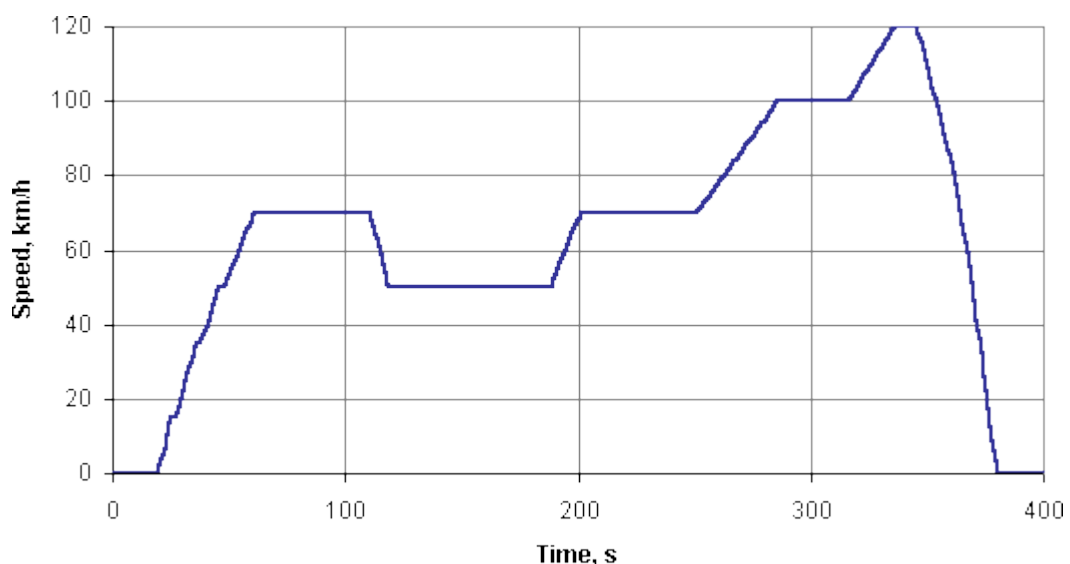


Abbildung 37: Neue Europäischer Fahrzyklus (NEFZ) [Majewski et al 2013/1]

In den USA wird in „Tier II Standard“ nicht unterschieden zwischen Ottomotor und Dieselmotor bei Fahrzeugen mit einem maximal zulässigem Gesamtgewicht von 8.500 lbs. (ca. 3.850 kg), das in etwa einem Leergewicht von etwa 2.500 kg entspricht (oder etwa der Bezugsmasse von 2.500 kg). Das beinhaltet die meisten PKW, Kleinbusse, Kleintransporter und Geländewagen. Der „Tier II Standard“ gilt seit 2009 für alle oben genannten Fahrzeuge. Dabei muss für NO_x ein Grenzwert von 0,07 g pro Meile (0,044

¹⁶ Bezugsmasse (RM): Bezugsmasse des fahrbereiten Fahrzeugs abzüglich Pauschalmasse des Fahrers von 75 kg und zuzüglich Pauschalmasse von 100 kg

g/km) über eine Fahrleistung von 120.000 Landmeilen (193.080 km) und 10 Jahren für die Fahrzeugflotte eines Herstellers erreicht werden. Für die Grenzwerte gibt es Schadstoffklassen von „Bin 8“ (mit höheren Grenzwerten) bis „Bin 2“ (mit niedrigeren Grenzwerten), die die einzelnen Fahrzeuge aufweisen dürfen und aus denen ein Flottenmix der verkauften Fahrzeuge ermittelt wird, der die oben genannten 0,07 g NO_x nicht überschreiten darf. In den USA gibt es einen separaten Grenzwert für Formaldehyd (HCHO) [Delphi 2012].

Darüber hinaus haben einige US-Bundesstaaten weitergehende Regelungen. Zum Beispiel gibt es in Kalifornien das „Zero Emission Vehicle (ZEV) Production Requirements“. Seit 2011 müssen Hersteller mit mehr als 60.000 verkauften Fahrzeugen pro Jahr in Kalifornien einen bestimmten Anteil der verkauften Fahrzeuge als Null-Emissions-Fahrzeuge ausliefern wie zum Beispiel batterieelektrische Fahrzeuge und mit Wasserstoff betriebene Brennstoffzellenfahrzeuge. 2011 mussten es 11% der verkauften Fahrzeuge sein. Ab 2018 müssen es 16% der verkauften Fahrzeuge sein [DOE 2013]. Allerdings besteht die Möglichkeit der Anrechnung besonders schadstoffarme Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor („Partial Zero Emission Vehicle“) und alternative Kraftstoffe (CNG, CGH₂) über Gutschriften („Credits“), so dass der geforderte Anteil von Nullemissionsfahrzeugen erheblich niedriger ist als zum Beispiel die 16% für 2018 [CARB 2009].

In Brasilien gelten ab 1. Januar 2014 für alle neuen PKW-Modelle und ab 1. Januar 2015 für alle neu zugelassenen PKW die Grenzwerte nach PROCONVE L6. Für leichte Nutzfahrzeuge mit Dieselmotor gelten die Grenzwerte nach PROCONVE L6 seit 1. Die Grenzwerte müssen über eine Laufleistung von 80.000 km und einem Zeitraum von 5 Jahren eingehalten werden. Januar 2013. Für die Ermittlung der Schadstoffemissionen wird der „US EPA Urban Dynamometer Driving Schedule“ (FTP-75) verwendet (Abbildung 38). PKW mit Dieselmotoren werden in Brasilien nicht zugelassen [DieselNet 2012].

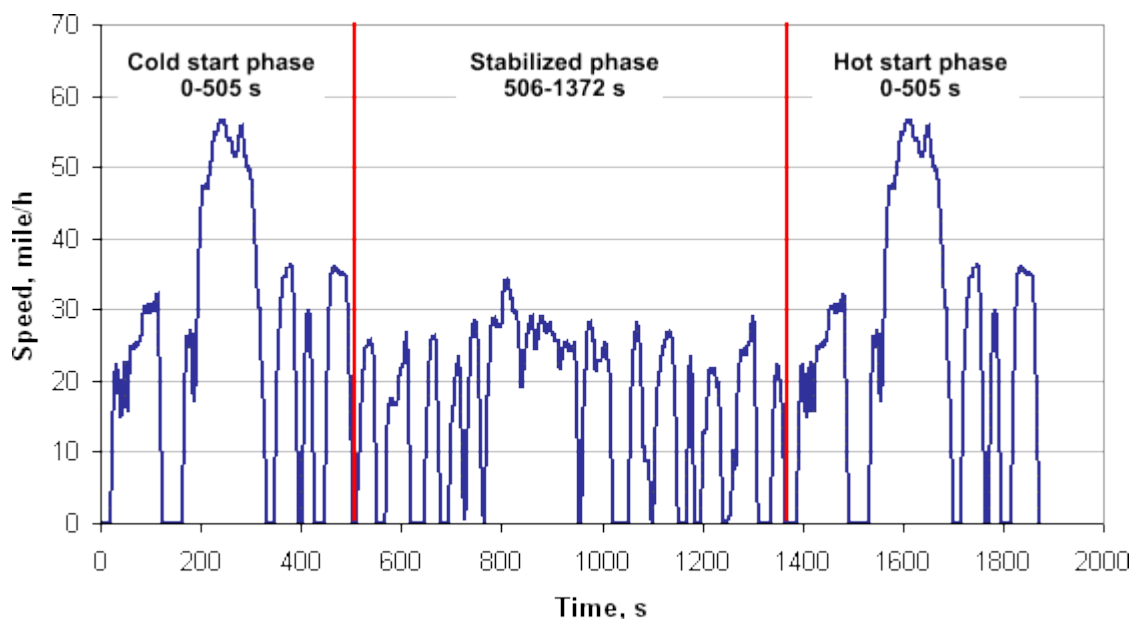


Abbildung 38: US EPA Urban Dynamometer Driving Schedule (FTP-75)
[Majewski et al 2013/2]

China und Indien lehnen sich an die Regelungen der EU an. Seit 1. Juli 2011 müssen neu zugelassene PKW in China die Grenzwerte nach Euro 4 einhalten. Darüber hinaus gibt es in einigen Provinzen strengere Grenzwerte, die schon seit längerer Zeit in Kraft sind. In Peking sind PKW und leichte Nutzfahrzeuge mit Dieselmotor verboten. In Indien gelten seit Oktober 2010 die Grenzwerte „Bharat Stage III“, die den Grenzwerten nach Euro 3 entsprechen. Allerdings beträgt die Höchstgeschwindigkeit beim Test in Indien nur 90 km/h statt 120 km/h wie beim Neuen Europäischen Fahrzyklus (NEFZ). In 13 Städten in Indien gelten die Grenzwerte nach „Bharat Stage III“ (Euro 4) [Delphi 2012].

Tabelle 50 zeigt einen Vergleich der Grenzwert für Schadstoffemissionen für PKW und leichte Nutzfahrzeuge in den verschiedenen Regionen.

Tabelle 50: Grenzwerte für Schadstoffemissionen von PKW und leichten Nutzfahrzeugen in verschiedenen Regionen

	EU (g/km)	USA (g/km) ¹⁾	Brasilien	China (g/km)	Indien (g/km)
PKW (Klasse M) und leichte Nutzfahrzeuge (N₁ Gruppe I) mit Ottomotor					
CO	1,000 (Euro 4/5/6)	2,610	1,300	1,000 (Euro 4)	2,300 (Euro 3)
THC	0,100 (Euro 4/5/6)	-	0,3 (0,5) ²⁾	0,100 (Euro 4)	0,200 (Euro 3)
NMVOG	0,068 (Euro 5/6)	0,056	0,050	-	-
HCHO	-	0,011	0,020	-	-
NO _x	0,060 (Euro 5/6)	0,044	0,080	0,080 (Euro 4)	0,150 (Euro 3)
Partikel	0,0045 (Euro 5/6) ²⁾	0,0062	-	-	-
PKW (Klasse M) und leichte Nutzfahrzeuge (N₁ Gruppe I) mit Dieselmotor					
CO	0,500 (Euro 5/6)	2,610	- ³⁾	0,640 (Euro 3)	0,640 (Euro 3)
THC	0,090 (Euro 6)	-	- ³⁾	0,060 (Euro 3)	0,060 (Euro 3)
NMVOG	-	0,056	- ³⁾	-	-
HCHO	-	0,011	- ³⁾	-	-
NO _x	0,080 (Euro 6)	0,044	- ³⁾	0,500 (Euro 3)	0,500 (Euro 3)
Partikel	0,0045 (Euro 5/6)	0,0062	- ³⁾	0,050 (Euro 3)	0,050 (Euro 3)
Leichte Nutzfahrzeuge (Klasse N₁ Gruppe II) mit Ottomotor					
CO	1,810 (Euro 5/6)	2,610	1,300	1,810 (Euro 4)	4,170 (Euro 3)
THC	0,130 (Euro 5/6)	-	0,3 (0,5) ²⁾	0,130 (Euro 4)	0,250 (Euro 3)
NMVOG	0,090 (Euro 5/6)	0,056	0,050	-	-
HCHO	-	0,011	0,020	-	-
NO _x	0,075 (Euro 5/6)	0,044	0,080	0,100 (Euro 4)	0,180 (Euro 3)
Partikel	0,0045 (Euro 5/6) ²⁾	0,0062	-	-	-
Leichte Nutzfahrzeuge (Klasse N₁ Gruppe II) mit Dieselmotor					
CO	0,630 (Euro 5/6)	2,610	-	0,800 (Euro 3)	0,800 (Euro 3)
THC	0,090 (Euro 6)	-	0,3	0,070 (Euro 3)	0,070 (Euro 3)
NMVOG	-	0,056	0,050	-	-
HCHO	-	0,011	0,020	-	-
NO _x	0,105 (Euro 6)	0,044	0,080	0,650 (Euro 3)	0,650 (Euro 3)
Partikel	0,0045 (Euro 5/6)	0,0062	0,025	0,070 (Euro 3)	0,070 (Euro 3)
Leichte Nutzfahrzeuge (Klasse N₁ Gruppe III und Klasse N₂) mit Ottomotor					
CO	2,270 (Euro 5/6)	2,610	2,0	2,270 (Euro 4)	5,220 (Euro 3)
THC	0,160 (Euro 5/6)	-	0,3 (0,5) ²⁾	0,160 (Euro 4)	0,290 (Euro 3)
NMVOG	0,108 (Euro 5/6)	0,056	0,060	-	-
HCHO	-	0,011	0,03	-	-
NO _x	0,082 (Euro 5/6)	0,044	0,25	0,110 (Euro 4)	0,210 (Euro 3)
Partikel	0,0045 (Euro 5/6) ²⁾	0,0062	-	-	-
Leichte Nutzfahrzeuge Klasse N₁ Gruppe III und Klasse N₂) mit Dieselmotor					
CO	0,740 (Euro 5/6)	2,610	-	0,950 (Euro 3)	0,950 (Euro 3)
THC	0,090 (Euro 6)	-	0,3	0,080 (Euro 3)	0,080 (Euro 3)
NMVOG	-	0,056	-	-	-
HCHO	-	0,011	0,03	-	-
NO _x	0,125 (Euro 6)	0,044	0,25	0,780 (Euro 3)	0,780 (Euro 3)
Partikel	0,0045 (Euro 5/6)	0,0062	0,03	0,100 (Euro 3)	0,100 (Euro 3)

- ¹⁾ Auf g/km umgerechnet, „Bin 5“ hält 0,07 g NO_x/Landmeile ein über eine Laufleistung von 120.000 km
²⁾ Wert in Klammern: Erdgas
³⁾ Keine Diesel-PKW in Brasilien

Darüber hinaus wird nach Verordnung (EG) Nr. 692/2008 und Verordnung (EG) Nr. 459/2012 ab Euro 6 für Dieselfahrzeuge und für Fahrzeuge mit Ottomotor mit Direkteinspritzung die Anzahl der Partikel auf 6,0 10¹¹ pro km begrenzt [EU 2012].

Für Fahrzeuge mit Ottomotor sind in der EU Grenzwerte für die gesamte Emission an Kohlenwasserstoffe (THC) und für die Emission an Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffen (NMVOC) angegeben. Die Differenz besteht aus der Emission von Methan. Beim PKW mit Ottomotor sind das zum Beispiel 0,032 g/km. Die daraus resultierenden Treibhausgasemissionen würden dann bei 0,8 g CO₂-Äquivalent/km liegen, was im Vergleich zu den CO₂-Emissionen aus der Verbrennung (Zielwert: 130 g/km bis 2015) sehr niedrig ist. Somit sind bei Ottomotoren auch die Methanemissionen begrenzt auf niedrigem Niveau.

Die Grenzwerte für schwere Nutzfahrzeuge werden in g pro kWh mechanische Arbeit angegeben statt in g pro km. Tabelle 51 zeigt die Emissionsgrenzwerte für schwere Nutzfahrzeuge nach Euro 6 [EU 2011].

Tabelle 51: Grenzwerte für Schadstoffemissionen von schweren Nutzfahrzeugen nach Euro 6

	CO (g/kWh)	THC (g/kWh)	NMHC (g/kWh)	CH ₄ (g/kWh)	NO _x (g/kWh)	NH ₃ (ppm)	PM (g/kWh)	PM-Zahl (1/kWh)
WHSC (CI)	1,5	0,130	-	-	0,400	10	0,010	8,0 10 ¹¹
WHTC (CI)	4,0	0,130	-	-	0,460	10	0,010	6,0 10 ¹¹
WHTC (PI)	4,0	-	0,160	0,500	0,460	10	0,010	*

WHSC: Worldwide Harmonized Steady State Cycle (weltweit harmonisierter stationärer Fahrzyklus)

WHTC: Worldwide Harmonized Transient Driving Cycle (weltweit harmonisierter instationärer Fahrzyklus) CI: Compression Ignition (Dieselmotoren)

PI: Positive Ignition (Gasmotoren)

* Bis zum 31. Dezember 2012 soll ein Grenzwert für die Anzahl der Partikel auch für Gasmotoren eingeführt werden

Mit Euro 6 soll nicht nur die Partikelmasse, sondern auch die Anzahl der Partikel begrenzt werden.

In einigen Städten gibt es Fahrbeschränkungen für motorisierten Individualverkehr. In die Innenstadt von London kann nur noch dann gegen eine Gebühr („Congestion Charge“) hineingefahren werden. Von der Gebühr befreit sind Fahrzeuge, die weniger als 75 g CO₂ pro km emittieren und mindestens Euro 5 einhalten. Von der Gebühr befreit sind darüber hinaus batterieelektrische Fahrzeuge und Plug-In-Hybride [TfL 2013].

In Mailand wurde ebenfalls eine Gebühr für die Einfahrt in die Innenstadt eingeführt, von der elektrische betriebene Fahrzeuge (batterie-elektrisch oder mit H₂ betriebenen Brennstoffzellen), CNG- und LPG-Fahrzeuge sowie Hybridfahrzeuge (Elektromotor und Verbrennungsmotor) befreit sind. Darüber hinaus ist die Einfahrt mit Diesel-PKW verboten, die nicht mindestens die Emissionsgrenzwerte nach Euro 4 einhalten [Milano 2013].

Daneben gibt es in vielen europäischen Städten „Umweltzonen“, in denen erhöhte Mindestanforderungen bezüglich der Emissionsstandards von Fahrzeugen gestellt werden.

Für stationäre Motoren und Gasturbinen sowie für Motoren in Schiffen existieren ebenfalls Grenzwerte in verschiedenen Ländern und weltweit.

Der Schwefelgehalt von in **Hochseeschiffen** eingesetzter Kraftstoffe wird nach MARPOL Annex VI in „SO_x Emission Control Areas“ (SECAs) von heute 1,0 Massen-% auf 0,1% in 2015 gesenkt. Außerhalb der SECAs wird weltweit spätestens 2025 der Schwefelgehalt von heute maximal 3,5 auf 0,5 Massenprozent gesenkt [DieselNet 2011].

Tabelle 52 und Abbildung 39 zeigen die Grenzwerte für die Emission von NO_x aus Schiffsmotoren nach MARPOL Annex VI.

Tabelle 52: Grenzwerte für NO_x bei Schiffsmotoren in Abhängigkeit von der Nenndrehzahl des Motors in (g/kWh_{mech})

Stufe	Gültig ab	n < 130	130 ≤ n < 2000	n ≥ 2000
Tier I	2000	17,0	45 n ^{-0,2}	9,8
Tier II	2011	14,4	44 n ^{-0,23}	7,7
Tier III	2016 (nur ECAs)	3,4	9 n ^{-0,2}	1,96

ECAs: Emission Control Areas

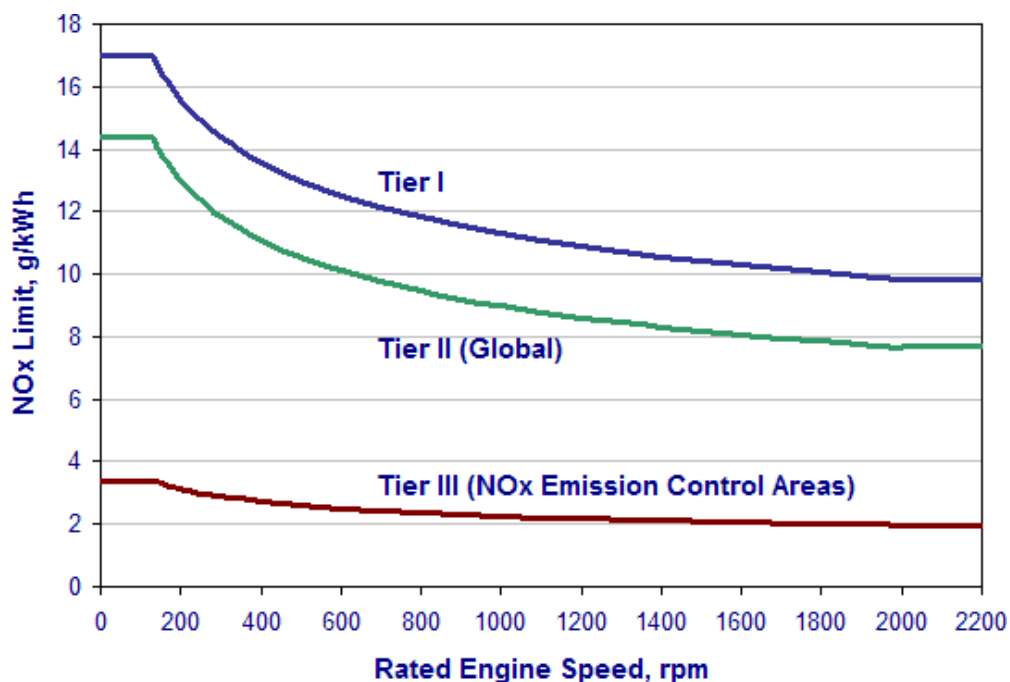


Abbildung 39: Grenzwerte für NO_x bei Schiffsmotoren in Abhängigkeit von der Nenndrehzahl des Motors in (g/kWh_{mech})

Die ECAs („Emission Control Areas“) umfassen die Ostsee (SO_x), die Nordsee (SO_x) sowie Großteil der US-amerikanischen und kanadischen Küsten (SO_x, NO_x) inklusive der Küsten einiger karibischer Inseln (Puerto Rico, US-amerikanische Jungferninseln).

SCHIFF: SCHWERÖLVERWENDUNG UND MITTELDESTILLATE

Die Verschärfung von Umweltstandards bei der Schifffahrt führt zu einer Reihe von Anforderungen an die Kraftstoffqualität bei Schiffen:

- Reduktion des Schwefelgehalts von Schiffkraftstoffen
- Reduktion der Emission von SO₂, NO_x, Partikeln und Schwermetallen
- Schwefelarme Mitteldestillate statt Schweröl für den Betrieb von Schiffen

Die Anforderungen führen dazu, dass zukünftig immer weniger Schweröl aus Erdölraffinerien in Schiffen genutzt werden. Das Schweröl aus Raffinerien kann jedoch anderweitig genutzt werden, z.B. zur

- Vergasung zu Synthesegas und Nutzung zur Stromproduktion (Integrated Gasification Combined Cycle)
- Vergasung und Produktion von Wasserstoff, z.B. zur Verwendung als Kraftstoff

Doch woher kann das an Stelle von Schweröl zusätzlich benötigte Mitteldestillat (Diesel) für den Schiffbetrieb herkommen? Mitteldestillate können aus Schweröl via Hydrocracking und Hydrotreating erzeugt werden. Der für das Hydrotreating notwendige Wasserstoff kann dabei entweder aus der Vergasung von Schweröl gewonnen werden oder durch externe Zuführung von Wasserstoff aus Erdgasreformierung oder Wasserelektrolyse. Stammt der Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen (EE-Strom, Biomethan), so kann dies auch zur Zielerfüllung gemäß EU-Kraftstoffqualitätsrichtlinie (FQD) dienen.

Für **stationäre Motoren** gelten Grenzwerte für den Schwefelgehalt des eingesetzten Kraftstoffs und Grenzwert für die Emission von SO_2 und NO_x . In Deutschland gelten die Grenzwerte nach der „Technischen Anleitung Luft“ (TA Luft). Als Empfehlung gibt es noch die „IFC Thermal Power Plants EHS Guidelines“, die von der International Finance Corporation (IFC) und der Weltbank erstellt wurden.

Die Abgasgrenzwerte werden dabei in der Regel pro Nm^3 trockenes Abgas bei einem definiertem Sauerstoffanteil und Normbedingungen (0,1013 MPa, 173,15 K) angegeben. Für die Umrechnung in energiebezogene Werte wurde die Umrechnungsfaktoren nach [Nitsch et al 1999] verwendet.

Tabelle 53: Umrechnungsfaktoren in Nm^3 Abgas pro kWh Brennstoff

	15% O_2	5% O_2
Gasmotor	3,02	1,13
Dieselmotor	3,10	1,16
Gasturbine	3,02	1,13

Tabelle 54 zeigt die Emissionsgrenzwerte für verschiedene Regionen und verschiedene Emissionsstandards [TA Luft 2002], [Boij 2011]

Tabelle 54: Grenzwerte für Luftschadstoffe bei stationären Verbrennungskraftmaschinen

Einheit		EU	Indien (Land)	Indien (Stadt)	Welt (IFC EHS)
S-Gehalt		1% (> 300 MW _{th}) 0,1% (TA Luft)	4%	2% (50<x<300 MW _{th})	3% (<50 MW _{th})
Partikel	mg/Nm ³ _{Abgas} *	20 (TA-Luft)	100 (> 800 kW)	100 (> 800 kW)	100 (<100 MW _{th}) 50 (>50 MW _{th})
	g/kWh _{el} **	0,049 (TA Luft)	0,604	0,604	0,62 (<100 MW _{th}) 0,31 (>50 MW _{th})
NO _x	mg/Nm ³ _{Abgas} *	TA-Luft, GT: 75 (<50 MW _{th}) TA Luft, Otto: 500 (Biogas) 250 (andere)			1460 (>50 MW _{th})
		TA Luft, Diesel: 1000 (< 3MW _{th}) 500 (> 3 MW _{th})			
	g/kWh _{el} **	TA Luft, GT 0,71 (<50 MW _{th}) TA Luft, Otto: 1,23 (Biogas) 0,61 (andere) TA-Luft, Diesel 2,90 (<3 MW _{th}) 1,23 (> 3 MW _{th})			9,63

IFC: International Finance Corporation; EHS: World Bank Environmental, Health and Safety;

* Bezogen auf 15% O₂ im Abgas, Werte für TA-Luft bei Otto- und Dieselmotoren bezogen auf 5% O₂

+ Elektrischer Wirkungsgrad große (> 3 MW_{el}) Dieselgeneratoren = 47%; elektrischer Wirkungsgrad kleinere Dieselgeneratoren = 40%; Wirkungsgrad große Gasmotoren (ca. 18 MW/Einheit) = 46%, Wirkungsgrad Gasturbinen: 32%

Gasturbinenkraftwerke erreichen im Gegensatz zu Gas- und Dieselmotoren bereits ohne Abgasnachbehandlung niedrige Emissionswerte. Der Nachteil von Gasturbinen ist der niedrigere Wirkungsgrad und schlechtere Teillastwirkungsgrad.

c) **Flexibilitätsanforderungen Stromerzeugung**

Ein Treiber für den Einsatz stationärer Verbrennungskraftmaschinen ist der Ausbau erneuerbarer Energien. Durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und vergleichbare Regelungen in anderen Ländern (Italien, Frankreich, zum Teil China) steigt der Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien wie der Solar- und Windenergie. Als Reservekraftwerke sind daher in Zukunft flexible Kraftwerke auf Basis von Verbrennungskraftmaschinen erforderlich. Verbrennungskraftmaschinen (Gasturbinen, Gasmotoren) können innerhalb von Sekunden bis Minuten rauf- und runtergefahren werden und sind daher flexibler als Dampfkraftwerke auf Basis von Kohle. Die stationären Verbrennungskraftmaschinen können in Zukunft auch mit über „Power-to-Gas“ erzeugtem und anschließend zwischengespeicherten Gas betrieben werden.

Große Gasmotorenkraftwerke erreichen dabei elektrischen Wirkungsgrad von bis zu 46% und können innerhalb von 10 Minuten von 0% Last auf 100% Last hochgefahren werden. Dabei muss im „Stand-by“-Betrieb lediglich das Kühlwasser auf einer Temperatur von 70°C gehalten werden [Wärtsilä 2011].

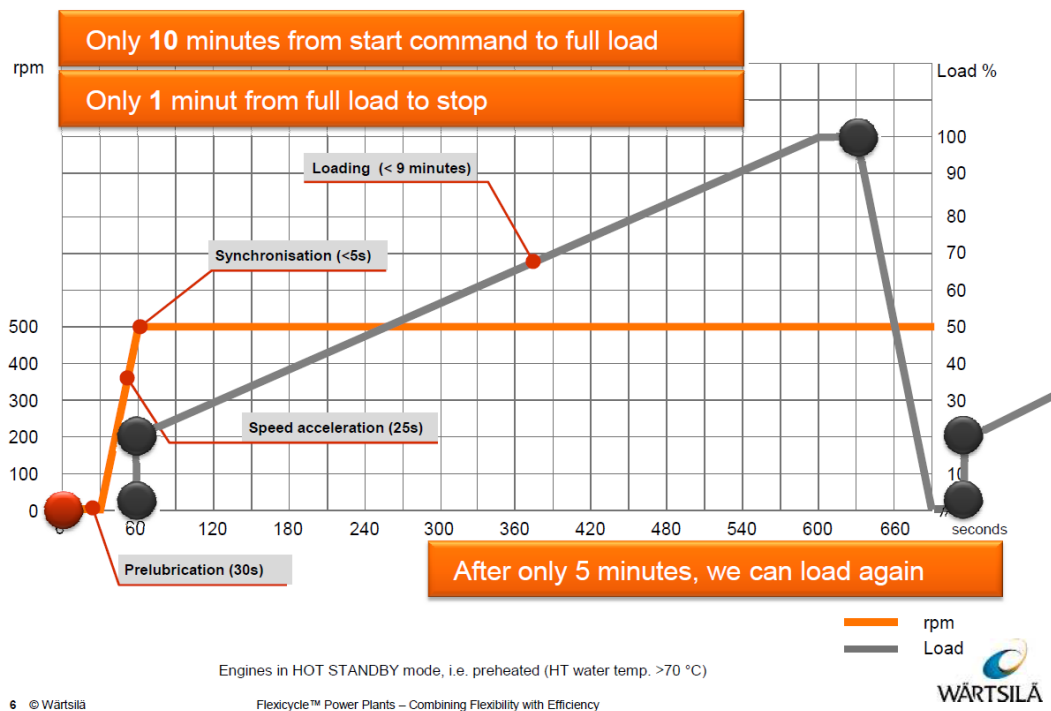


Abbildung 40: An- und Abfahren eines großen Gasmotorenkraftwerks [Wärtsilä 2011]

Ein typisches großes Gasmotoren- und Dampfturbinen-Kraftwerk¹⁷ mit 18 großen Gasmotoren weist ohne Dampfturbinenteil eine elektrische Leistung von 225 MW auf (mit Dampfturbinenteil: 246 MW).

3.2.2 Geopolitik

Die in Tabelle 55 aufgeführten Länder und Regionen umfassen 88% der Welterdölproduktion und 74% des Welterdölverbrauchs inklusive „Natural Gas Liquids“ (NGL). Die Daten wurden aus [EIA 2013/1] entnommen.

¹⁷ Beim „Flexicycle“-Konzept der finnischen Firma Wärtsilä kann optional noch ein Dampfzyklus nachgeschaltet werden, durch den der elektrische Wirkungsgrad auf mehr als 50% ansteigt. Der Dampfteil ist dann natürlich weniger flexibel zu betreiben als der Motorteil.

Tabelle 55: Produktion und Verbrauch von Rohöl 2012

	Produktion ¹⁾			Verbrauch ¹⁾			Ölexporte nach
	Mio. bbl/d	Mio. m ³	Anteil	Mio. bbl/d	Mio. m ³	Anteil	
Saudi-Arabien	11,55	670	13%	2,86	166	3%	Ostasien (54%) Europa (15%) USA (15%)
USA	11,13	646	13%	18,55	1077	21%	-
Russland	10,40	603	13%	3,20	185	4%	Europa (78%) Asien (16%) Amerika (6%)
China	4,42	256	5%	10,28	596	3%	-
Kanada	3,87	224	4%	2,29	133	2%	USA (99%)
Iran	3,54	205	4%	1,71	99	2%	Japan, Korea (23%) China, Indien (49%) EU (18%)
VAE	3,21	186	4%	0,62	36	1%	Asien (95%)
Irak	2,99	173	3%	0,75	44	1%	Europe (20%) USA (19%) Indien (19%) China (13%)
Mexiko	2,94	170	3%	2,19	127	2%	USA (85%)
Kuwait	2,80	162	3%	0,39	22	0%	Asien
Brasilien	2,65	154	3%	2,81	163	3%	-
Nigeria	2,52	146	3%	0,27	16	0%	USA (33%) Europe (28%) Indien (12%) Brasilien (8%)
Venezuela	2,49	144	3%	0,78	45	1%	USA (40%) Karibik (31%) China (10%) Europe (4%)
EU	2,01	117	2%	13,17	765	15%	-
Norwegen	1,90	110	2%	0,26	15	0%	EU (83%), USA (10%)
Algerien	1,88	109	2%	0,33	19	0%	Europe (49%) USA (36%)
Angola	1,87	109	2%	0,09	5	0%	China (38%) Europe (14%) USA (14%) Indien (11%)
Kasachstan	1,61	93	2%	0,25	15	0%	EU (52%) China (16%)
Katar	1,58	92	2%	0,19	11	0%	Asien
Libyen	1,48	86	2%	0,17	10	0%	EU (72%), China (11%), USA (3%)
Indien	0,99	57	1%	3,62	210	4%	-
Sonstige	11,07	642	12%	23,06	1338	26%	
Welt	88,88	5158	100%	87,84	5098	100%	

¹⁾ inkl. flüssige Kraftstoffe aus Biomasse und inkl. „Natural Gas Liquids“ (NGL). Nach [EIA 2012] werden Ethan (C₂H₆), Propan (C₃H₈), Butan (C₄H₁₀), Pentan (C₅H₁₂) und längerkettige Kohlenwasserstoffe zu den NGL gezählt.

Etwa 25% des in Saudi-Arabien geförderten Öls wird innerhalb des Landes verbraucht. Der Inlandsölverbrauch in Saudi-Arabien steigt an. Der Großteil der Exporte aus dem mittleren Osten (Saudi-Arabien, Iran, Vereinigte Arabische Emirate, Irak) geht nach Asien (Japan, Korea, China, Indien).

Tabelle 56: Produktion, Verbrauch und Importabhängigkeit bei Rohöl

	Produktion ¹⁾		Verbrauch ¹⁾		Importabhängigkeit
	Mio. bbl/d	Mio. m ³ /a	Mio. bbl/d	Mio. m ³ /a	
EU	2,01	117	13,17	765	85%
USA	11,13	646	18,55	1077	40%
Brasilien	2,65	154	2,81	163	6%
Indien	0,99	57	3,62	210	73%
China	4,42	256	10,28	596	57%

¹⁾ inkl. flüssige Kraftstoffe aus Biomasse und inkl. „Natural Gas Liquids“ (NGL). Nach [EIA 2012] werden Ethan (C₂H₆), Propan (C₃H₈), Butan (C₄H₁₀), Pentan (C₅H₁₂) und längerkettige Kohlenwasserstoffe zu den NGL gezählt.

Anders als bei Erdöl wird Erdgas zum großen Teil in den Produktionsländern selbst verbraucht oder in angrenzenden Regionen exportiert (z.B. von Russland und Norwegen nach EU oder Kanada nach USA).

Eine Ausnahme stellen die Exporte von Erdgas in Form von verflüssigtem Erdgas (LNG) dar. Etwa 37% aller LNG-Exporte ging 2012 nach Japan, etwa 16% nach Südkorea, 5% nach Taiwan, 6% nach Indien und etwa 6% nach China, so dass etwa 69% des LNG in diese fünf Länder geliefert wird. Etwa 18% des LNG wurde in die EU geliefert und weniger als 2% in die USA. Etwa 40% des LNG stammt aus dem Mittleren Osten (Oman, Katar, Vereinigte Arabische Emirate, Jemen) [GIIGNL 2013].

Tabelle 57: Produktion, Verbrauch und Importabhängigkeit bei Erdgas

	Produktion ¹⁾		Verbrauch ¹⁾		Importabhängigkeit
	Mrd. ft ³ /d	Mrd. m ³ /a	Mrd. ft ³ /d	Mrd. m ³ /a	
EU	6.308	179	16.921	479	63%
USA	24.063	681	25.502	722	6%
Brasilien	601	17	1.031	29	42%
Indien	1.426	40	2.076	59	31%
China	3.828	108	5.152	146	26%

a) EU

Bei Rohöl besteht eine hohe Importabhängigkeit. 2012 importierte die EU etwa 85% ihres Verbrauchs. Mit Einbeziehung von Norwegen waren es etwa 70%. Zu beachten ist dabei, dass die Erdölförderung in Großbritannien und Norwegen seit einigen Jahren zurückgeht, was bei Annahme eines gleichbleibenden Verbrauchs zu einer Erhöhung der Importabhängigkeit der EU auch unter Einbeziehung von Norwegen führen würde.

Obwohl der Anteil von Strom aus Ölkraftwerken in der EU gering ist (ca. 3%), führt insbesondere in Südeuropa (z.B. Griechenland mit einem Anteil von etwa 12% und Zypern mit einem Anteil von etwa 99% von Strom aus Ölkraftwerken in 2009) der zunehmende Anteil erneuerbarer Energien zur Verringerung der Ölimporte für Ölkraftwerke (Dieselmotoren).

Bei Erdgas betrug 2012 die Importabhängigkeit etwa 63%. Bei den meisten europäischen Erdgasfeldern sinkt die Förderung, was bei Annahme eines gleichbleibenden Verbrauchs zu einer steigenden Importabhängigkeit führen würde. Etwa 30% des Erdgasverbrauchs wurden 2012 durch Importe aus Russland gedeckt, 24% durch Importe aus Norwegen. Ca. 13% des Erdgasverbrauchs wurden durch LNG gedeckt, das aus Katar, Algerien und Nigeria stammt [BP 2013].

Zur Diversifizierung des Kraftstoffbedarfs wird auch der Einsatz von Erdgasfahrzeugen diskutiert. In der EU gab es Juni 2012 mindestens etwa 2.866 CNG- und 17 LNG Tankstellen sowie etwa 1 Mio. CNG- und LNG-Fahrzeuge (etwa 0,4% des Bestandes an PKW, LKW und Bussen in der EU) [NGVA 2012]. LNG als Kraftstoff spielt in der EU kaum eine Rolle. LNG als Kraftstoff wird jedoch als Kraftstoff für schwere Nutzfahrzeuge diskutiert.

Als weiterer alternativer Kraftstoff wird Wasserstoff in Betracht gezogen. Anfang 2013 waren in der EU 72 Wasserstofftankstellen in Betrieb sowie 6 in Norwegen und 2 in der Türkei.

b) USA

In den USA wurden 2012 etwa 60% des Verbrauchs an Rohöl und NGL durch Förderung im Inland gedeckt. Die Importabhängigkeit liegt somit bei etwa 40% des Verbrauchs. Mit Einbeziehung von Kanada sind etwa 30%. Ein Teil des Rohöls, das in den USA eingesetzt wird stammt aus Teersanden in Kanada.

Die Erschließung von Schiefergas in den USA führte zur Verringerung der Importabhängigkeit, allerdings zum Preis großer Umweltschäden inklusive der Belastung des Trinkwassers mit toxischen Substanzen (siehe Kapitel 3.1.3.3 Umweltwirkungen). Der Schiefergas-Boom in den USA erfolgte erst nach der Befreiung der Schiefergasförderung von Auflagen des „Safe Drinking Water Act“ (SDWA). Trotzdem importiert bestand 2012

eine, wenn auch geringfügige, Importabhängigkeit von etwa 6% des Verbrauchs. Der Import erfolgt dabei hauptsächlich aus Kanada.

In den USA gibt es traditionell ein starkes Streben nach Unabhängigkeit von Energielieferungen von außerhalb der USA („Freedom Fuel“).

Erdgasfahrzeuge spielen in den USA bisher eine untergeordnete Rolle. Juli 2011 gab es in den USA etwa 0,11 Mio. Fahrzeuge (etwa 0,05% des Fahrzeugbestandes), die mit CNG oder LNG betrieben werden können. Für die Tankstellen gibt es etwas neuere Zahlen. August 2012 gab es 1035 CNG- und 46 LNG-Tankstellen [NGVA 2012]. Allerdings ist der Aufbau einer Tankstellen-Infrastruktur für mit LNG betriebene schwere Nutzfahrzeuge geplant [NYT 2013].

Als weiterer alternativer Kraftstoff wird Wasserstoff in Betracht gezogen. Anfang 2013 waren in den USA 70 Wasserstofftankstellen in Betrieb und 6 in Kanada.

c) China

In China wurden 2012 etwa 40% des Verbrauchs an Rohöl und NGL durch Förderung im Inland gedeckt. Die Importabhängigkeit liegt somit bei etwa 60% des Verbrauchs. Bei Erdgas liegt die Importabhängigkeit bei etwa einem Viertel des Verbrauchs. Das Erdgas wird in etwa zur Hälfte in Form von LNG importiert [BP 2013].

Inzwischen ist China Nettoimporteur von Steinkohle. Die Ausweitung des Anteils erneuerbarer Energien bei der Stromerzeugung dient neben dem Umweltschutz auch dazu, weniger abhängig von Kohleimporten zu sein.

Andererseits wird Methanol aus Kohle dem Benzin beigemischt, um die Importabhängigkeit bei Rohöl zu verringern [Yang et al 2012]. Es gibt Mischungen aus Benzin und Methanol mit einem Methanolgehalt von 15 Vol.-% (M15) bis 100 Vol.-% (M100). Am häufigsten ist M15 vorhanden [Iosefa 2013]. Allerdings gab es 2012 Verzögerungen von Seiten der Regierung, M15 als landesweiten Standard freizugeben. Methanol wird häufig illegal dem Benzin zugemischt. Die Betreiber verlangen dabei pro Liter den gleichen Preis wie für Benzin, obwohl der Energieinhalt von Methanol erheblich niedriger ist (15,8 MJ/l statt 32,2 MJ/l) [Yang et al 2012].

Darüber hinaus wird die Produktion von synthetischem Benzin aus Kohlevergasung über die Methanolroute (Methanolsynthese mit nachgeschalteter Umsetzung zu Benzin, z.B. mit MtSynfuels-Prozess) vorgeschlagen.

In China wird eine Infrastruktur für CNG und LNG aufgebaut. Ende 2012 gab es bereits etwa 1,48 Mio. Fahrzeuge, die mit CNG oder LNG betrieben werden (etwa 1,3% des gesamten Bestandes an PKW, LKW und Bussen in China). In Peking ist dieses Jahr die Anschaffung von 3155 mit LNG betriebenen Bussen geplant. Ab 2015 werden pro Jahr voraussichtlich etwa 0,54 Mio. Fahrzeuge verkauft, die mit CNG oder LNG betrieben werden. Grund für die Einführung von CNG- und LNG-Fahrzeugen sind die Reduktion der

Schadstoffemissionen und die Verringerung der Ölimportabhängigkeit. Das Erdgas soll aus konventionellen Erdgasquellen, aus Kohleflözgas und aus LNG-Importen bezogen werden [E&E 2013].

Als weiterer alternativer Kraftstoff wird Wasserstoff in Betracht gezogen. Anfang 2013 waren in China zwei Wasserstofftankstellen in Betrieb, eine davon in Peking für die Betankung von Bussen und PKW.

d) Indien

Auch in Indien wird eine Infrastruktur für CNG aufgebaut. LNG wird dabei nur als Transportvektor für Erdgas eingesetzt, nicht aber als Kraftstoff. November 2011 gab es in Indien 724 CNG-Tankstellen. Februar 2012 gab es in Indien etwa 1,5 Mio. Fahrzeuge, die mit CNG betrieben werden (ca. 3,5% des Bestandes an PKW, LKW und Bussen in Indien) [NGVA 2012]. Ab 2015 werden pro Jahr voraussichtlich etwa 0,25 Mio. Fahrzeuge verkauft, die mit CNG oder LNG betrieben werden [E&E 2013].

In Indien wird seit Jahren auch LPG als Kraftstoff eingesetzt. 2009 gab es etwa 0,5 Mio. Fahrzeuge, die mit LPG betrieben werden können [Chandra 2010]. Hauptfokus bei LPG ist aber die Versorgung von Haushalten mit Gas z.B. zum Kochen.

Wasserstoff sowie Mischungen aus CNG und CGH_2 als Kraftstoff werden in Betracht gezogen. In New Delhi ist geplant, 15 Motor-Rikschas mit Wasserstoff-Verbrennungsmotoren auszurüsten. Gespeichert wird der Wasserstoff in Drucktanks [Nandi 2012]. Anfang 2013 gab es in Indien 3 H_2 -Tankstellen (alle im Großraum New Delhi). Eine der Tankstellen (Faridabad Hydrogen-CNG Dispensing Station) hat einen Dispenser für CGH_2 und einen Dispenser für HCNG (einer Mischung aus H_2 und CH_4).

Grund für die Einführung von alternativen Kraftstoffen wie CNG und Wasserstoff sind die Reduktion der Schadstoffemissionen und die Verringerung der Ölimportabhängigkeit (Diversifizierung der Kraftstoffversorgung).

e) Brasilien

In Brasilien wurde früh begonnen, Bioethanol aus Zuckerrohr zur Reduktion der Ölimporte einzuführen. Darüber hinaus werden in Brasilien erheblich Mengen an Rohöl gefördert. Bei Erdöl und NGL ist die Importabhängigkeit sehr gering (etwa 6% des Verbrauchs). Aber auch CNG wird in zunehmenden Maß als Fahrzeugkraftstoff eingesetzt.



Abbildung 41: CNG-Tankstelle in Brasilien (Bild: Mariordo Mario Roberto Duran Orti, 2009)

Oktober 2011 gab es in Brasilien 1790 CNG-Tankstellen. Mai 2011 gab es in Brasilien etwa 1,7 Mio. CNG-Fahrzeuge (ca. 4,9% des Bestandes an PKW, LKW und Bussen in Brasilien) [NGVA 2012].

Als weiterer alternativer Kraftstoff wird Wasserstoff in Betracht gezogen. Anfang 2013 waren in Brasilien zwei Wasserstofftankstellen in Betrieb, eine davon in Sao Paulo und eine in Campinas.

3.2.3 Energieversorgungssicherheit

Energieversorgungssicherheit ist ein großes gesellschaftliches Thema weil insbesondere der Verkehrssektor überwiegend auf fossilen Energieressourcen baut, die aktuell verwendete Kraftstoffpalette fast ausschließlich auf die Familie Benzin/Kerosin/Diesel aus Rohöl aus einer überschaubaren Zahl an Lieferländern stammt. Hieraus leiten sich Maßnahmen zur Erhöhung der Energieversorgungssicherheit ab:

- Steigende Anteile an erneuerbaren Energien (EU, 2020)
 - 10% Erneuerbare im Kraftstoffmix
 - 20% Erneuerbare am Endenergieverbrauch insgesamt (Strom, Wärme, Kraftstoff)
- Endenergieverbrauchsreduktion gegenüber 2005 (Bundesregierung)
 - -10% bis 2020
 - -40% bis 2050

- Regionalisierung der Ressourcenbasis
- Diversifizierung hinsichtlich
 - Herkunftsländer
 - Energieressourcenbasen
 - Kraftstoffprodukte

Die genannten Optionen lassen sich pauschal unter dem Begriff „Diversifizierung“ zusammenfassen.

3.2.4 Zusammenfassende Einordnung

Tabelle 58 gibt eine qualitative-vergleichende Einordnung der untersuchten Pfade hinsichtlich des Marktumfeldes.

Tabelle 58: Zusammenfassende qualitative Bewertung des Marktumfeldes

Herstellungspfad	Markt- umfeld	Bemerkung
REFERENZ: Benzin/Kerosin/Diesel aus Rohöl		Treibhausgasdiskussion
REFERENZ: Methanol aus Erdgas		
GTL aus Erdgas		
HVO aus Algen		
E-Benzin/-Kerosin/-Diesel		
E-DME		
E-OME		neue Chemikalie
E-Methanol	Toxizität	
REFERENZ: CNG aus Erdgas		
REFERENZ: CGH ₂ aus Erdgas		
CNG aus Schiefergas		Förderung in den USA; Akzeptanzdiskussion insb. in Europa
E-Methan		
LNG aus Erdgas		
CGH ₂ via Elektrolyse von erneuerbarem Strom		

Stärken/Chancen
Unbestimmt/Relativ
Schwächen/Risiken

Die Bewertung erfolgt relativ zu den betrachteten Kraftstoffpfaden bzw. relativ zum Referenzpfad. Innerhalb von Herstellungspfaden gibt es Bandbreiten.

3.3 Wirtschaftlichkeit

Wirtschaftliche Vor- oder Nachteile sind entscheidend für die Akzeptanz neuer Kraftstoffe. Die mit den gängigen fossilen Kraftstoffen (Benzin, Diesel/Kerosin, Erdgas) verbundenen Kosten dienen daher als Referenz.

Die Kosten für Benzin, Kerosin und Diesel basieren auf einem Rohölpreis zwischen 109 US\$/bbl in 2011 US\$ (78 €/bbl mit einem Umrechnungskurs von etwa 0,72 €/US\$ in 2011) nach [IEA 2012] und 210 US\$ in 2012 US\$ (158 €/bbl mit einem Umrechnungskurs von 0,75 €/US\$ in 2012) nach [GWS 2012]. Der Erdgaspreis wird nach [JEC 2007] mit Faktor 0,8 an den energiebezogenen Ölpreis gekoppelt. In [Nitsch et al 2012] („Pfad A“) wurde für 2020 von einem Rohölpreis von 14,1 € pro GJ ausgegangen, was einem Rohölpreis von etwa 81 € pro bbl entspricht.

Für Verbraucher, die Strom aus dem Strommix beziehen wie zum Beispiel Tankstellen wurde ein Strompreis von 7,4 cent/kWh ohne Transport und Verteilung nach [Nitsch et al 2012] („Preisfad A“ S. 219) angenommen.

Tabelle 59: Energiepreisannahmen

	Einheit	Unterer Wert	Oberer Wert
Rohöl	US\$/bbl	109	210
	€/bbl	78	158
	€/kWh _{Hi}	0,049	0,099
	€/GJ _{Hi}	13,7	27,5
Erdgas (ohne Verteilung)	€/kWh _{Hi}	0,039	0,079
	€/GJ _{Hi}	10,9	22,0
Strom aus Strommix ohne Transport und Verteilung	€/kWh	0,074	0,074

Die Kosten für Transport und Verteilung von Strom über das Stromnetz wurden aus Angaben eines Netzbetreibers in 2009 entnommen.

Tabelle 60: Annahmen für die Kosten für Stromtransport und Verteilung

Jahresvollbenutzungsdauer	h/a	<2500	>2500
Arbeitspreis			
Kosten Höchstspannungsnetz	€/kWh	0,01011	0,00082
Kosten HS	€/kWh	0,0162	0,0012
Kosten HS, MS	€/kWh	0,025	0,006
Kosten HS, MS, NS	€/kWh	0,0267	0,023
Leistungspreis (jährlich pro kW Anschlussleistung)			
Leistungspreis Höchstspannung	€/kW	3,38	26,61
Leistungspreis HS	€/kW	4,38	41,88
Leistungspreis HS, MS	€/kW	6,89	54,39
Leistungspreis HS, MS, NS	€/kW	7,56	16,81
Konzessionsabgabe			
Sondervertragskunden	€/kWh	0,0011	0,0011
Tarifikunden	€/kWh	0,0199	0,0199

3.3.1 Flüssige Kraftstoffe und DME

3.3.1.1 Benzin, Kerosin und Diesel aus Rohöl (Referenz)

Die Kosten für Benzin und Diesel wurden auf Basis der in dieser Studie getroffenen Annahmen für den Rohölpreis getroffen. Die Kosten für die Erdölraffinerie, die Verteilung des Kraftstoffs und die Tankstellen wurden aus [JRC 2007] abgeleitet.

Tabelle 61: Kosten Benzin und Diesel frei Tankstelle (ohne Steuern)

	Einheit	Unterer Wert	Oberer Wert
Benzin	€/l	0,56	1,04
	€/kg	0,75	1,40
	€/kWh _{Hi}	0,063	0,117
	€/GJ _{Hi}	17,4	32,4
Diesel	€/l	0,64	1,18
	€/kg	0,76	1,42
	€/kWh _{Hi}	0,064	0,119
	€/GJ _{Hi}	17,7	32,9

Die Kosten für Kerosin dürften in etwa auf dem gleichen Niveau wie die Kosten für Diesel liegen, da sich Unterschiede bei der Verteil- und Betankungsstruktur (z.B. Tankstelle für Verkehrsflugzeuge statt für Straßenfahrzeuge) kaum auf die Gesamtkosten auswirken.

3.3.1.2 Methanol aus Erdgas (Referenz)

Die Methanolanlage befindet sich in der Nähe des Erdgasfeldes. Dadurch ist der Erdgaspreis sehr niedrig (4 €/GJ nach [JEC 2007]).

Tabelle 62: Technische und ökonomische Daten Methanolanlage

Parameter	Wert
Kapazität	103,6 t Methanol/h
	574 MW _{Methanol}
Erdgasverbrauch	1,463 MJ/MJ _{Methanol}
Jahresvollbenutzungsdauer	8000 h/a
Abschreibungsdauer	25 a
Zinssatz	8%
Investition	240 Mio. €
Kosten Wartung und Instandhaltung	3% der Investition pro Jahr

Der Transport des Methanols nach EU erfolgt analog zu [JEC 2013] mit einem Produktentanker mit einer Transportkapazität von 50.000 t Methanol über eine Entfernung von 5.500 nautische Meilen (einfach, Rückfahrt leer). Die Kostendaten für den Produktentanker wurden aus [Specht 1999] abgeleitet (über hochskalieren von einem Produktentanker mit einer Transportkapazität von 24.200 t).

Tabelle 63: Technische und ökonomische Daten Produktentanker

Parameter	Wert
Transportkapazität	25.000 t
Kraftstoffverbrauch	0,12 MJ/tkm
Betriebszeit	345 d/a
Hafenaufenthalt	6 Tage pro Transportvorgang
Abschreibungsdauer	25 a
Zinssatz	8%
Investition	85 Mio. €
Wartung, Instandhaltung, Personal	3,1 Mio. €/a

Vom Importterminal wird das Methanol zu den Tankstellen verteilt. Abweichend von der Berechnung des Energieeinsatzes und der Emissionen in Kapitel 3.1.2.2 wurde für die Kostenrechnung vereinfachend ein Transport über LKW über eine Entfernung von 500 km angenommen (statt 250 km über Bahn plus 250 km über LKW).

Für den Methanoltransport wurde ein Tanklastzug mit einem zulässigen Gesamtgewicht von 40 t angenommen. Die ökonomischen Daten für den Tanksattelanhänger (3-Achs-Tanksattelanhänger mit 6 Kammern) wurden aus [Lastauto Omnibus Katalog 2012] entnommen. Der Investitionsbedarf liegt zwischen 130.500 und 144.500 €. In dieser Studie wurde ein Investitionsbedarf von 137.500 € angenommen. Bei einer Fahrleistung

von 125.000 km pro Jahr betragen die Kosten für Wartung, Instandhaltung, KFZ-Steuer, Versicherung, Unterstellung/Garage, Fuhrparkverwaltung, Reifen und Schmierstoffe etwa 18.000 € pro Jahr.

Tabelle 64: Technische und ökonomische Daten Tanksattelanhänger

Parameter	Wert
Transportkapazität	27,5 t
Investition	137.500 €
Abschreibungsdauer	15 a
Zinssatz	8%
Zurückgelegte Strecke	125.000 km
Wartung, Instandhaltung, Versicherung, etc.	18.000

Der Tanksattelanhänger wird von einer Zugmaschine gezogen. Das maximal zulässige Gesamtgewicht des Sattelzugs beträgt 40 t. Die Investition für die Zugmaschine liegt zwischen 76.500 € und 95.500 € [Lastauto Omnibus Katalog 2012]. In dieser Studie wurde eine Investition von 90.000 € angenommen. Die Kosten für Wartung, Instandhaltung, KFZ-Steuer, Versicherung, Unterstellung/Garage, Fuhrparkverwaltung, Reifen und Schmierstoffe betragen etwa 36.000 € pro Jahr bei einer Jahresfahrleistung von 125.000 km. Bei einer mittleren Geschwindigkeit von 50 km/h und einer Jahresfahrleistung von 125.000 km ist der LKW 2.500 Stunden pro Jahr auf der Straße unterwegs. Die Wartezeit des Fahrers an der Tankstelle beim Entladen des Tanksattelanhängers wurde mit insgesamt 1,5 Stunden angenommen.

Tabelle 65: Technische und ökonomische Daten Zugmaschine

Parameter	Wert
Kraftstoffverbrauch (Diesel)	35 l/(100 km)
Investition	90.000 €
Abschreibungsdauer	8 a
Zinssatz	8%
Fahrleistung	125.000 km/a
Wartung, Instandhaltung, Versicherung, etc.	35.700 €/a

Die ökonomischen Daten für die Tankstelle wurden aus [Schwelm 2002] entnommen. Es wurde angenommen, dass der Investitionsbedarf für die Komponenten bei einer Tankstelle für Methanol die gleichen sind wie bei einer Benzintankstelle.

Tabelle 66: Technische und ökonomische Daten einer Methanoltankstelle

Parameter	Wert	Kommentar
Kraftstoffabsatz	2,8 Mio. l Dieseläquivalent	288 PKW pro Tag im Mittel
Anzahl Zapfsäulen	4	
Abschreibungsdauer	15 a	
Zinssatz	8%	
Investition		
Zapfsäulen (4 Stück)	29.800 €	7450 €/Stück inkl. Gasrückführung
Unterirdischer Tank 60 m ³	17.700 €	2 Tanks mit je 30 m ³ , Armaturen
Verrohrung	5.940 €	33 m, 180 €/m
Wasserdichter Betonboden	17.280 €	180 €/m ² bzw. 24 m ² /Zapfsäule
Summe	70.720 €	

Insgesamt ergeben sich Kraftstoffkosten von 12,3 bis 13,6 € pro GJ bzw. 0,44 bis 0,49 € pro l Dieseläquivalent.

3.3.1.3 GTL aus Erdgas

Die GTL-Anlage befindet sich in der Nähe des Erdgasfeldes. Dadurch ist der Erdgaspreis sehr niedrig (4 €/GJ nach [JEC 2007]).

Tabelle 67: Technische und ökonomische Daten GTL-Anlage

Parameter	Wert
Kapazität	140.000 bbl/d
	8.837 MW _{GTL}
Erdgasverbrauch	1,5385 MJ/MJ _{GTL}
Jahresvollbenutzungsdauer	8.000 h/a
Abschreibungsdauer	25 a
Zinssatz	8%
Investition	14 Mrd. €
Kosten Wartung und Instandhaltung	3% der Investition pro Jahr

Der Transport des GTL nach EU erfolgt analog zu [JEC 2013] mit einem Produktentanker mit einer Transportkapazität von 50.000 t GTL über eine Entfernung von 5.500 nautische Meilen (einfach, Rückfahrt leer). Es wird der gleiche Produktentanker wie für Methanol angenommen.

Vereinfachend wurde für die Berechnung der Kosten wie bei Methanol aus Erdgas angenommen, dass das produzierte GTL mit LKW (Tanksattelzug) über eine Entfernung (einfach) von 500 km zu den Tankstellen transportiert wird. Fischer-Tropsch-Diesel wird als repräsentativer Kraftstoff aus der GTL-Anlage angenommen. Dieselzapfsäulen

unterscheiden sich geringfügig von Benzinzapfsäulen (und auch von Methanoltankstellen). Aufgrund des niedrigeren Dampfdrucks ist keine Gasrückführung erforderlich.

Tabelle 68: Technische und ökonomische Daten Dieseltankstelle

Parameter	Wert	Kommentar
Kraftstoffabsatz	2,6 Mio. l Diesel	288 PKW pro Tag im Mittel
Anzahl Zapfsäulen	4	
Abschreibungsdauer	15 a	
Zinssatz	8%	
Investition		
Zapfsäulen (4 Stück)	23.600 €	7450 €/Stück inkl. Gasrückführung
Unterirdischer Tank 60 m ³	17.700 €	2 Tanks mit je 30 m ³ , Armaturen
Verrohrung	5.940 €	33 m, 180 €/m
Wasserdichter Betonboden	17.280 €	180 €/m ² bzw. 24 m ² /Zapfsäule
Summe	64.520 €	

Insgesamt ergeben sich Kraftstoffkosten von 13,9 bis 14,5 € pro GJ bzw. 0,50 bis 0,52 € pro l Dieseläquivalent. Zu beachten ist, dass wenn Benzin und Diesel aus Rohöl einen höheren Preis erzielt (in dieser Studie 0,63 bis 1,18 €/l), auch GTL-Kraftstoffe für diesen Preis verkauft werden.

3.3.1.4 Hydriertes Pflanzenöl aus Algen

In [ANL 2012] wurden die Potenziale und die Wirtschaftlichkeit von Kraftstoff aus Algenbiomasse über offene Teiche „Open Ponds“ untersucht. Die technischen und ökonomischen Daten für die Variante „Open Ponds“ wurden vollständig aus [ANL 2012] entnommen (mit Ausnahme des Zinssatzes). Dadurch kann es zu Unterschieden zu den Annahmen kommen, die für die Berechnung des Energieeinsatzes und der Treibhausgasemissionen auf Basis von [Stephenson et al 2010] getroffen wurden (z.B. beim Stromverbrauch). Es wurde ein Wechselkurs von 0,792 €/US\$ angenommen (Mittelwert Juli 2011 bis Juni 2012, dem Zeitraum der Erstellung der Studie).

In [NREL 2011] wurde ein Vergleich zwischen Algenanlagen mit offenen Teichen und Algenanlagen geschlossen Photobioreaktoren durchgeführt. Der Investitionsbedarf inklusive Hydrotreating für die Anlage mit offenen Teichen („Raceway Ponds) wurde dabei mit 390 Mio. US\$ und für die Anlage mit geschlossenen Photobioreaktoren mit 990 Mio. US\$ angegeben. In [ANL 2012] wurde der Investitionsbedarf für die Algenanlage ohne Hydrotreating mit offenen Teichen mit 947,3 Mio. US\$ und inkl. Hydrotreating mit 958 Mio. US\$ angegeben, obwohl die Produktionskapazität der Anlage in etwa gleich ist (10,0 Mio. US-Gallone/a versus 10,4 Mio. US-Gallonen/a). Aufgrund neuer Erkenntnisse der Akteure erhöhte sich deren Einschätzung für den Investitionsbedarf in Algenanlagen

signifikant. Grund ist unter anderen der höhere Algenbiomassertrag in [NREL 2011] (25 statt 13,2 g pro m² und Tag bei gleichem Ölgehalt), was bei gleichbleibender Ölproduktionskapazität bereits alleine fast zu einer Verdopplung des Investitionsbedarfs führt.

Aus dem Verhältnis des Investitionsbedarfs in [NREL 2011] (abzüglich des Hydrotreating-Prozesses) zwischen der Algenanlage mit offenen Teichen und der Algenanlage mit geschlossenen Photobioreaktoren wurden aus den Angaben in [ANL 2012] der Investitionsbedarf für eine vergleichbare Anlage mit geschlossenen Photobioreaktoren hochgerechnet. Daraus ergibt sich ein Investitionsbedarf von etwa 2,45 Mrd. US\$.

Der Stromverbrauch für die Algenanlage mit geschlossenen Photobioreaktoren wurde aus [Stephenson et al 2010] entnommen. Die Kosten für sonstige Einsatzstoffe (Düngemittel, Flockungsmittel, Lösemittel) sowie für Personal, Verwaltung, Wartung, Instandhaltung und Versicherung wurden aus der Variante mit offenen Teichen nach [ANL 2012] entnommen.

Tabelle 69: Technische und ökonomische Daten für die Algenanlage

Parameter	Einheit	„Raceway Ponds“	Photobioreaktor
Biomasseproduktion (Mittelwert)	g/(m ² d)	13,2	
	t/(ha a)	48	
Ölgehalt		25%	25%
Wirkungsgrad Ernte, Ölextraktion		80%	80%
Fläche der „Open Ponds“	ha	4050	
Produktionskapazität	MW _{Algenöl}	51	51
Jahresvollbenutzungsdauer	h/a	7920	7920
Nettostromverbrauch	MJ/MJ _{Algenöl}	0,11	1,52
Investition	Mio. €	750	1.937
Abschreibungsdauer	a	30	30
Zinssatz	1/a	8%	8%
Düngemittel	Mio. €/a	3,4	3,4
Flockungsmittel	Mio. €/a	6,6	6,6
Lösemittel	Mio. €/a	1,5	1,5
Personal, Verwaltung	Mio. €/a	6,5	6,5
Wartung, Instandhaltung, Versicherung	Mio. €/a	15,2	15,2

Das Algenöl wird einem NExBTL-Prozess zugeführt. Der Investitionsbedarf und die Produktionskapazität wurden aus einer Anlage in Singapur nach [Neste Oil 2007] entnommen. Die Kosten für Wartung und Instandhaltung wurden aus Angaben in [Hedden 1994] für Hydrocracking-Anlagen in Erdölraffinerien entnommen.

Tabelle 70: Technische und ökonomische Daten NEx-BTL-Anlage

Parameter	Wert
Jahresproduktion	800.000 t Diesel/a
Kapazität	1.222 MW _{Diesel}
H ₂ -Verbrauch	0,1120 MJ/MJ _{Diesel}
Jahresvollbenutzungsdauer	8.000 h/a
Abschreibungsdauer	25 a
Zinssatz	8%/a
Investition	550 Mio. €
Kosten Wartung und Instandhaltung	4,9% der Investition/a

Der produzierte Dieselmotorkraftstoff wird mit einem Tanklastzug über eine Entfernung von 150 km zu einem Depot und von dort über eine Entfernung von 150 km zu den Tankstellen transportiert. Für die Tankstelle werden die gleichen Annahmen getroffen wie bei GTL aus Erdgas.

3.3.1.5 E-Benzin, -Kerosin und -Diesel

Die Kosten für Strom aus erneuerbaren Energiequellen (Photovoltaik, Windenergie) wurden mit 9 cent pro kWh in Kombination mit einer Jahresvollbenutzungsdauer von 3.700 Stunden pro Jahr angenommen. Dazu kommen noch Kosten für die Nutzung des Stromnetzes inklusive der Konzessionsabgabe von etwa 2,3 cent/kWh. Durch einen größeren Elektrolyseur in Kombination mit einer niedrigeren Jahresvollbenutzungsdauer könnten zwar die Strombezugskosten niedriger sein, jedoch steigen dafür die Kosten für die Abschreibung der Anlagentechnik. Strombezugskosten von 9 cent pro kWh in Kombination mit einer Jahresvollbenutzungsdauer von 3700 Stunden stellen einen Kompromiss dar.

Der Investitionsbedarf für die Elektrolyseanlage wurde mit 960 € pro kW_{el} angenommen (800 € + 20% Installation). Die jährlichen Kosten für Wartung und Instandhaltung beträgt 4% der Investition ohne Installation (32 € pro kW_{el} und Jahr), wenn die Anlage 8.760 h pro Jahr betrieben wird. Bei einer Jahresvollbenutzungsdauer von 3.700 h pro Jahr ergeben sich etwa 14 € pro kW_{el} und Jahr.

Der Investitionsbedarf für die Methanolanlage wurde aus den Angaben für eine Anlage mit einer Produktionskapazität 170 t Methanol pro Tag (etwa 39 MW Methanol) in [Specht 1999] abgeleitet, der Investitionsbedarf für den MtSynfuels-Prozess wurde aus [Wagner 2002]. Dabei wurde aus Konsistenzgründen wie bei E-Methan von einem konstanten Wert für den spezifischen Investitionsbedarf (€ pro kW flüssige Kraftstoffe) unabhängig von der Kapazität ausgegangen. Die jährlichen Kosten für Wartung und Instandhaltung der Syntheseanlage und für den MtSynfuels-Prozess wurden wie bei der Methanisierungsanlage nach [Breyer et al 2011] mit 2% des Investitionsbedarfs angenommen.

Tabelle 71: Investitionsbedarf für die Produktion von E-Benzin, -Kerosin und -Diesel

	Einheit	CO ₂ aus Luft	CO ₂ aus Abgas	CO ₂ aus BGA
Elektrische Anschlussleistung	MW	12,8	11,4	9,9
H ₂ -Produktion	MW _{H₂}	6,0	6,0	6,0
Produktionskapazität	MW _{Kraftstoff}	4,7	4,7	4,7
Investition				
Elektrolyseanlage	Mio. €	8,9	8,9	8,9
H ₂ -Speicher	Mio. €	0,4	0,4	0,4
CO ₂ -Bereitstellung	Mio. €	3,8	0,9	0,0
Methanol-Synthese	Mio. €	2,1	2,1	2,1
MtSynfuels-Prozess	Mio. €	1,3	1,3	1,3
Summe	Mio. €	16,5	13,6	12,7

BGA: Biogasanlage

In [Jäger 2013] wurde für einen H₂-Input von 10,5 MW für die Methanolanlage ein Investitionsbedarf von 1,34 Mio. € und für die MtSynfuels-Anlage ein Investitionsbedarf von 1,68 Mio. € ermittelt. Für den in dieser Studie gewählten H₂-Input von 6 MW würde sich mit den in [Jäger 2013] getroffenen Annahmen (Skalierungsfaktor 0,65) ein Investitionsbedarf von 0,93 Mio. € und für die MtSynfuels-Anlage von 1,17 Mio. € ergeben, was unter den hier angenommenen 2,07 Mio. € für die Methanolsynthese und 1,33 Mio. € für die MtSynfuels-Anlage liegt.

KOMMERZIELLE PILOTANLAGE ERNEUERBARERER STROM-ZU-METHANOL

Die Methanolsynthese aus Wasserstoff und Kohlendioxid ist ein wesentlicher Verfahrensschritt für alle Kraftstoffpfade, die auf dem Konzept Strom-zu-Flüssigkraftstoff beruhen (E-Benzin/-Kerosin/-Diesel, E-Methanol, E-OME) sowie auch bei E-DME.

Auf Island wurde Ende 2011 eine erste, kommerzielle Anlage mit einer Jahresproduktion von 2 Millionen Litern Strom-zu-Methanol in Betrieb genommen [ChemTech 2013].



Abbildung: Strom-zu-Methanol Anlage „George Olah“ in Grindavik, Reykjavik, Island (Foto: CRI)

Für die Synthese wird CO₂ aus dem nahegelegenen geothermischen Kraftwerk „Svartsengi“ genutzt. Die Investitionen belaufen sich auf US\$ 15 Millionen [Viðskiptablaðið 2011].

Das erneuerbare Methanol wird dem Benzin beigemischt [ChemTech 2013]. Island kann damit Teile der EU-Richtlinie für Erneuerbare Energien (RED) erfüllen, die bis 2020 einen Anteil von 10% erneuerbare Energien im Kraftstoff vorsieht.

Der produzierte Dieselmotorkraftstoff wird mit einem Tanklastzug über eine Entfernung von 150 km zu einem Depot und von dort über eine Entfernung von 150 km zu den Tankstellen transportiert. Für die Tankstelle werden die gleichen Annahmen getroffen wie bei GTL aus Erdgas.

3.3.1.6 E-DME

Wie für E-Benzin, -Kerosin, und -Diesel werden die Kosten für Strom aus erneuerbaren Energiequellen (Photovoltaik, Windenergie) mit 9 cent pro kWh in Kombination mit einer Jahresvollbenutzungsdauer von 3700 Stunden pro Jahr angenommen. Dazu kommen noch wie bei E-Benzin, -Kerosin, und -Diesel die Kosten für die Nutzung des Stromnetzes inklusive der Konzessionsabgabe von etwa 2,3 cent/kWh. Für die Elektrolyse wird der gleiche Investitionsbedarf angenommen wie für E-Benzin, -Kerosin, und -Diesel.

Der Investitionsbedarf für die DME-Anlage wurde aus der Methanolanlage in [Specht 1999] abgeleitet.

Tabelle 72: Investitionsbedarf für die Produktion von E-DME

	Einheit	CO ₂ aus Luft	CO ₂ aus Abgas	CO ₂ aus BGA
Elektrische Anschlussleistung	MW	13,1	11,7	10,1
H ₂ -Produktion	MW _{H₂}	6,0	6,0	6,0
Produktionskapazität	MW _{Kraftstoff}	5,4	5,4	5,4
Investition				
Elektrolyseanlage	Mio. €	8,9	8,9	8,9
H ₂ -Speicher	Mio. €	0,4	0,4	0,4
CO ₂ -Bereitstellung	Mio. €	4,5	1,1	0,0
DME-Synthese	Mio. €	2,1	2,1	2,1
Summe	Mio. €	15,8	12,5	11,4

BGA: Biogasanlage

Die jährlichen Kosten für Wartung und Instandhaltung der Syntheseanlage wurden wie bei der Methanisierungsanlage nach [Breyer et al 2011] mit 2% des Investitionsbedarfs pro Jahr angenommen.

Das produzierte DME wird mit einem Tanklastzug über eine Entfernung von 150 km zu einem Depot und von dort über eine Entfernung von 150 km zu den Tankstellen transportiert. Die Transportkapazität des Tanksattelanhängers beträgt 20 t. Für den Tanksattelanhänger wurde der gleiche Investitionsbedarf angenommen wie für bei Raumtemperatur flüssige Kraftstoffe (137.500 €). Für die Tankstelle werden die gleichen Annahmen getroffen wie bei einer Dieseltankstelle.



In der Vorstudie identifizierte Verwendungsmöglichkeiten von DME auf Island:

- 1) Dieslersatz für Straßenfahrzeuge
- 2) Dieslersatzkraftstoff für Schiffe
- 3) Beimischung zu LPG für Einsatz in Haushalten und Industrie
- 4) Kraftstoff zur Stromerzeugung

In der Vorstudie wurden keine Hürden hinsichtlich der generellen technischen Realisierbarkeit oder Umweltwirkungen identifiziert, die einen nächsten Schritt in Richtung konkreter Planungen bereits vorab ausschließen würden.

3.3.1.7 E-OME

Abbildung 42 zeigt die Bilanzgrenzen für die Vollkostenberechnung.

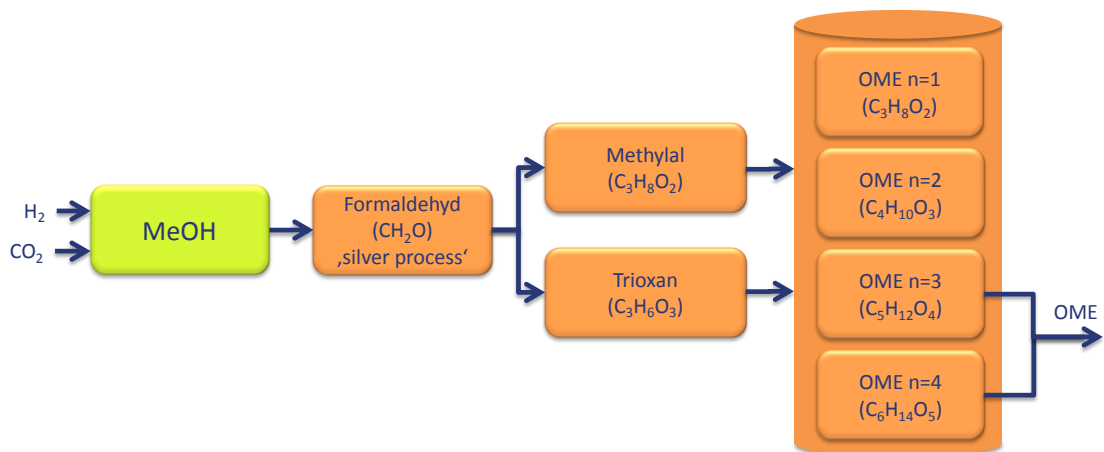


Abbildung 42: In der Wirtschaftlichkeitsanalyse berücksichtigte Investitionsbedarfe sowie Kosten für Wartung und Instandhaltung (grün = berücksichtigt; rot = keine Daten)

Wie für E-Benzin, -Kerosin, und -Diesel werden die Kosten für **Strom** aus erneuerbaren Energiequellen (Photovoltaik, Windenergie) mit 9 cent pro kWh in Kombination mit einer Jahresvollbenutzungsdauer von 3.700 Stunden pro Jahr angenommen. Dazu kommen noch wie bei E-Benzin, -Kerosin, und -Diesel die Kosten für die Nutzung des Stromnetzes inklusive der Konzessionsabgabe von etwa 2,3 cent/kWh. Für die Elektrolyse wird der gleiche Investitionsbedarf angenommen wie für E-Benzin, E-Kerosin, und E-Diesel.

Der **Investitionsbedarf** für die Methanol-Anlage wurde aus der Methanolanlage in [Specht 1999] abgeleitet. Für den Investitionsbedarf für die Anlagen zur Synthese von Formaldehyd, Methylal, Trioxan und OME liegen keine Daten vor. **Die Kostenrechnung für E-OME wurde daher nur unter Einbeziehung der Energiekosten, Elektrolysekosten sowie Kosten der Methanolsynthese vorgenommen.** Kosten aus Investition sowie Wartung und Instandhaltung für die in Abbildung 42 in roter Farbe markierten Prozessschritten sind nicht in der Kostenrechnung enthalten. Bei OME besteht hierzu Forschungsbedarf.

Tabelle 73: Investitionsbedarf für die Produktion von E-OME

	Einheit	CO ₂ aus Luft	CO ₂ aus Abgas	CO ₂ aus BGA
Elektrische Anschlussleistung	MW	13,2	11,9	10,5
H ₂ -Produktion	MW _{H₂}	6,0	6,0	6,0
Produktionskapazität	MW _{Kraftstoff}	3,9	3,9	3,9
Investition				
Elektrolyseanlage	Mio. €	8,9	8,9	8,9
H ₂ -Speicher	Mio. €	0,4	0,4	0,4
CO ₂ -Bereitstellung	Mio. €	3,2	0,8	0,0
Methanol-Synthese	Mio. €	2,1	2,1	2,1
Formaldehyd-Synthese	Mio. €	k.A.	k.A.	k.A.
Methylal-Synthese	Mio. €	k.A.	k.A.	k.A.
Trioxan-Synthese	Mio. €	k.A.	k.A.	k.A.
OME-Synthese	Mio. €	k.A.	k.A.	k.A.
Summe	Mio. €	>14.6	>12.1	>11.3

BGA: Biogasanlage; k.A.: keine Angaben/Forschungsbedarf

Die Kosten für die Wasserstoffproduktion via Elektrolyse wurden analog zu Kapitel 3.3.1.5 (E-Benzin/E-Kerosin/E-Diesel) angenommen.

Die jährlichen Kosten für **Wartung und Instandhaltung** der MeOH-Syntheseanlage und CO₂-Bereitstellung wurden wie bei der Methanisierungsanlage nach [Breyer et al 2011] mit 2% des Investitionsbedarfs pro Jahr angenommen. Für die Anlagen zur Synthese von Formaldehyd, Methylal, Trioxan und OME liegen keine Daten vor (Forschungsbedarf).

Transport und Verteilung: Das produzierte OME wird mit einem Tanklastzug über eine Entfernung von 150 km zu einem Depot und von dort über einen Entfernung von 150 km zu den Tankstellen transportiert. Die Transportkapazität des Tanksattelanhängers beträgt 27,5 t. Für die Tankstelle werden die gleichen Annahmen getroffen wie bei einer Dieseltankstelle.

3.3.1.8 E-Methanol

Wie für E-Benzin, E-Kerosin, und E-Diesel werden die Kosten für Strom aus erneuerbaren Energiequellen (Photovoltaik, Windenergie) mit 9 cent pro kWh in Kombination mit einer Jahresvollbenutzungsdauer von 3700 Stunden pro Jahr angenommen. Dazu kommen noch wie bei E-Benzin, -Kerosin, und -Diesel die Kosten für die Nutzung des Stromnetzes inklusive der Konzessionsabgabe von etwa 2,3 cent/kWh. Für die Elektrolyse wird der gleiche Investitionsbedarf angenommen wie für E-Benzin, -Kerosin, und -Diesel.

Der Investitionsbedarf für die Methanol-Anlage wurde aus der Methanolanlage in [Specht 1999] abgeleitet.

Tabelle 74: Investitionsbedarf für die Produktion von E-Methanol

	Einheit	CO ₂ aus Luft	CO ₂ aus Abgas	CO ₂ aus BGA
Elektrische Anschlussleistung	MW	12,9	11,5	9,9
H ₂ -Produktion	MW _{H₂}	6,0	6,0	6,0
Produktionskapazität	MW _{Kraftstoff}	5,3	5,3	5,3
Investition				
Elektrolyseanlage	Mio. €	8,9	8,9	8,9
H ₂ -Speicher	Mio. €	0,4	0,4	0,4
CO ₂ -Bereitstellung	Mio. €	4,4	1,1	0,0
Methanol-Synthese	Mio. €	2,1	2,1	2,1
Summe	Mio. €	15,7	12,4	11,3

BGA: Biogasanlage

Die jährlichen Kosten für Wartung und Instandhaltung der Syntheseanlage wurden wie bei der Methanisierungsanlage nach [Breyer et al 2011] mit 2% des Investitionsbedarfs pro Jahr angenommen.

Das produzierte Methanol wird mit einem Tanklastzug über eine Entfernung von 150 km zu einem Depot und von dort über eine Entfernung von 150 km zu den Tankstellen transportiert. Für die Tankstelle werden die gleichen Annahmen getroffen wie bei einer Dieseltankstelle.

3.3.1.9 Ergebnis

Abbildung 43 zeigt die Kosten für die Bereitstellung ausgewählter flüssiger Kraftstoffe und DME mit den Ölpreisannahmen nach [IEA 2012], Abbildung 44 mit den Ölpreisannahmen nach [GWS 2012].

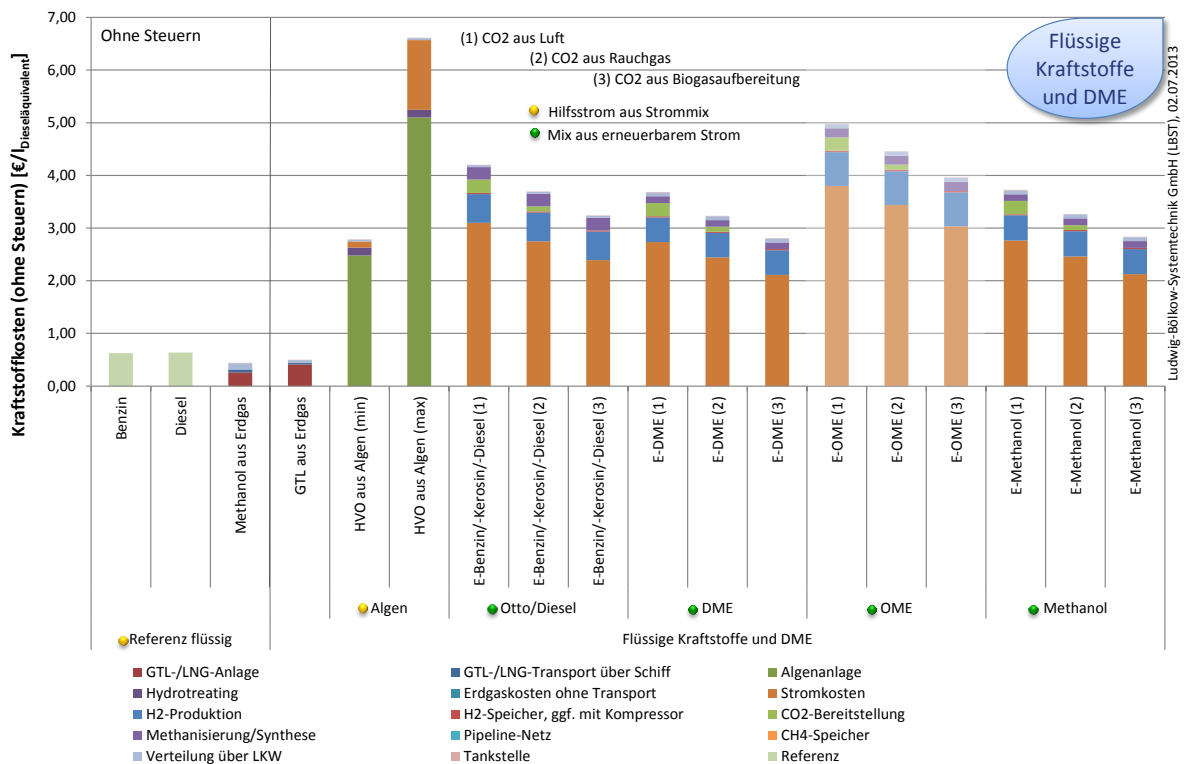


Abbildung 43: Kosten für die Bereitstellung ausgewählter flüssiger Kraftstoffe und DME, Rohölpreis nach [IEA 2012]

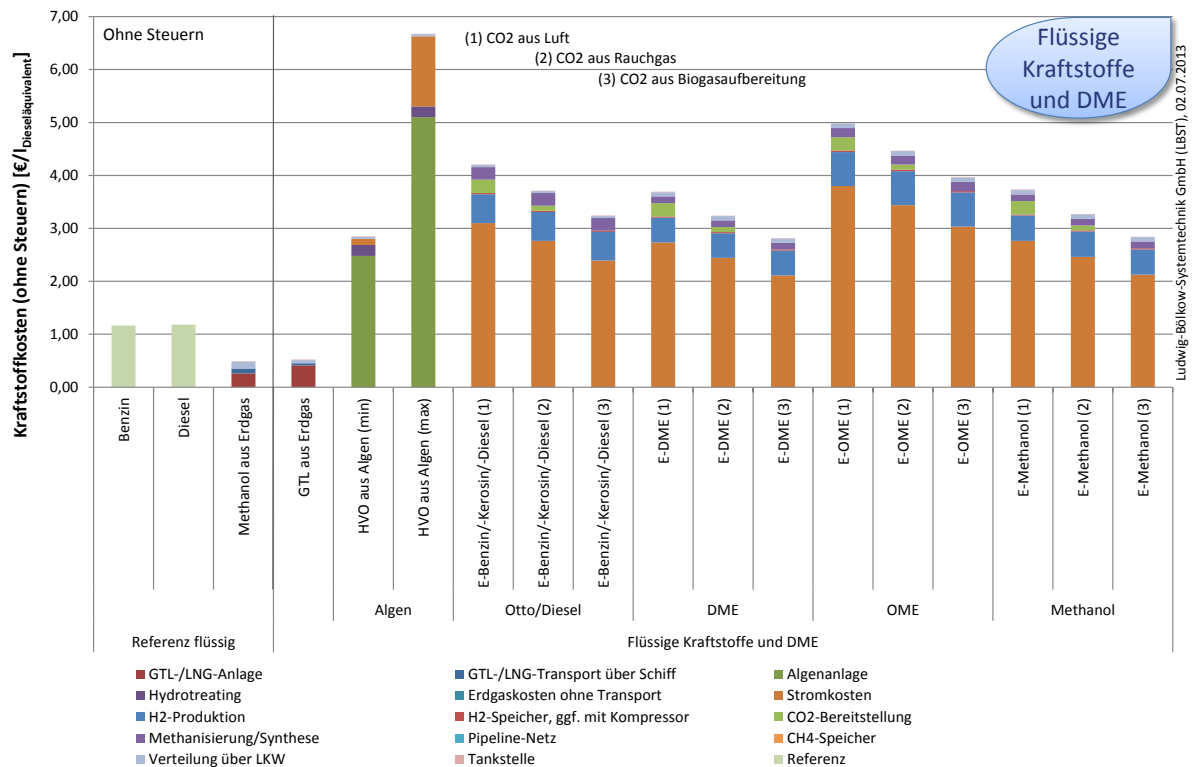


Abbildung 44: Kosten für die Bereitstellung ausgewählter flüssiger Kraftstoffe und DME, Rohölpreis nach [GWS 2012]

Bei Kraftstoff aus Algenbiomasse über geschlossenen Photobioreaktoren (PBR) wirkt sich der hohe Stromverbrauch für das Pumpen des Algenbiomasse-Wasser-Gemisches durch die Kollektoren auf die Gesamtkosten aus.

Bei den strombasierten Pfaden hängen die Kraftstoffkosten vor allem von den Stromkosten ab, die hier mit 9 cent/kWh plus Stromtransport und -verteilung sowie Konzessionsabgabe angenommen wurden (was insgesamt etwa 11,3 cent/kWh ergibt). Bei OME sind die Kosten für die OME-Anlage unvollständig, da keine Daten für den Investitionsbedarf der entsprechenden Anlagenkomponenten bisher verfügbar sind.

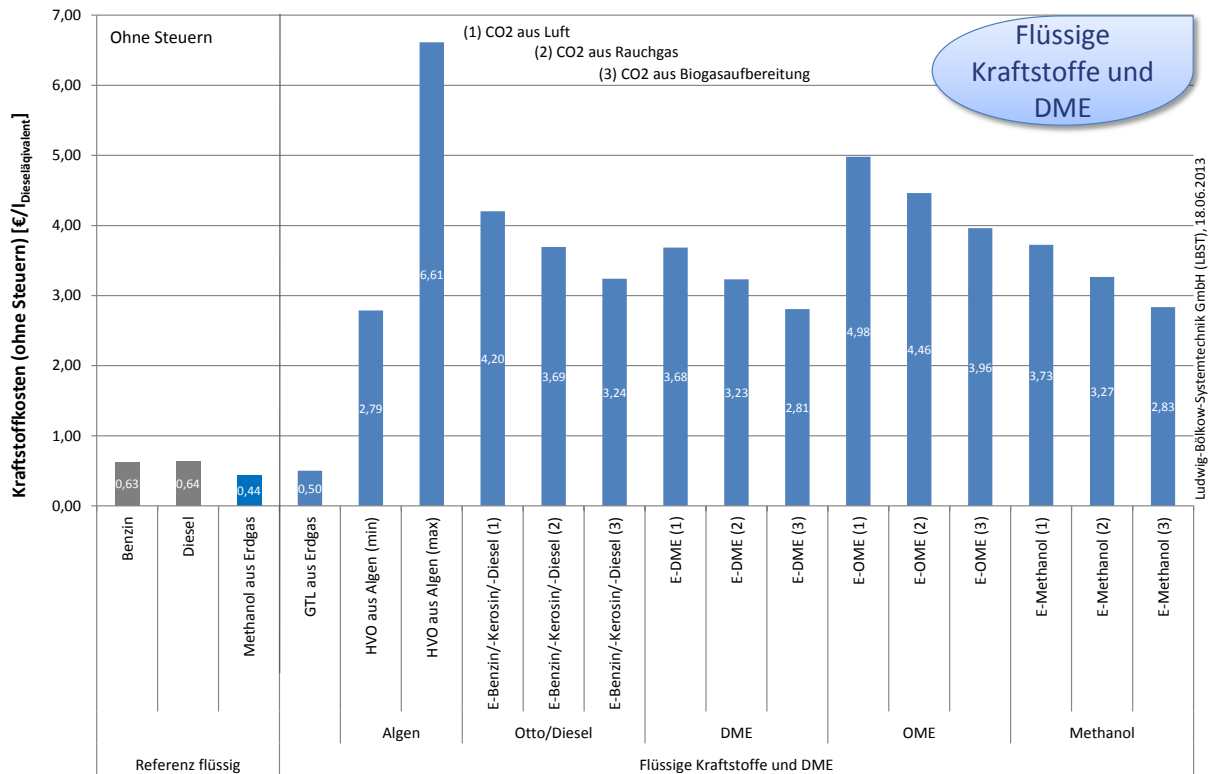


Abbildung 45: Zusammenfassung Kosten für die Bereitstellung ausgewählter flüssiger Kraftstoffe und DME, Rohölpreis nach [IEA 2012]

Ein höherer Rohölpreis wirkt sich nicht nur auf die Gestehungskosten für konventionelle Kraftstoffe aus Rohöl aus, sondern auch auf die anderen Pfade, da Transporte (z.B. LKW für die Verteilung des Kraftstoffs zu den Tankstellen ebenfalls mit rohölbasierten Kraftstoffen erfolgen). Die Auswirkungen sind allerdings gering, wie ein Vergleich zwischen Abbildung 45 und Abbildung 46 zeigt.

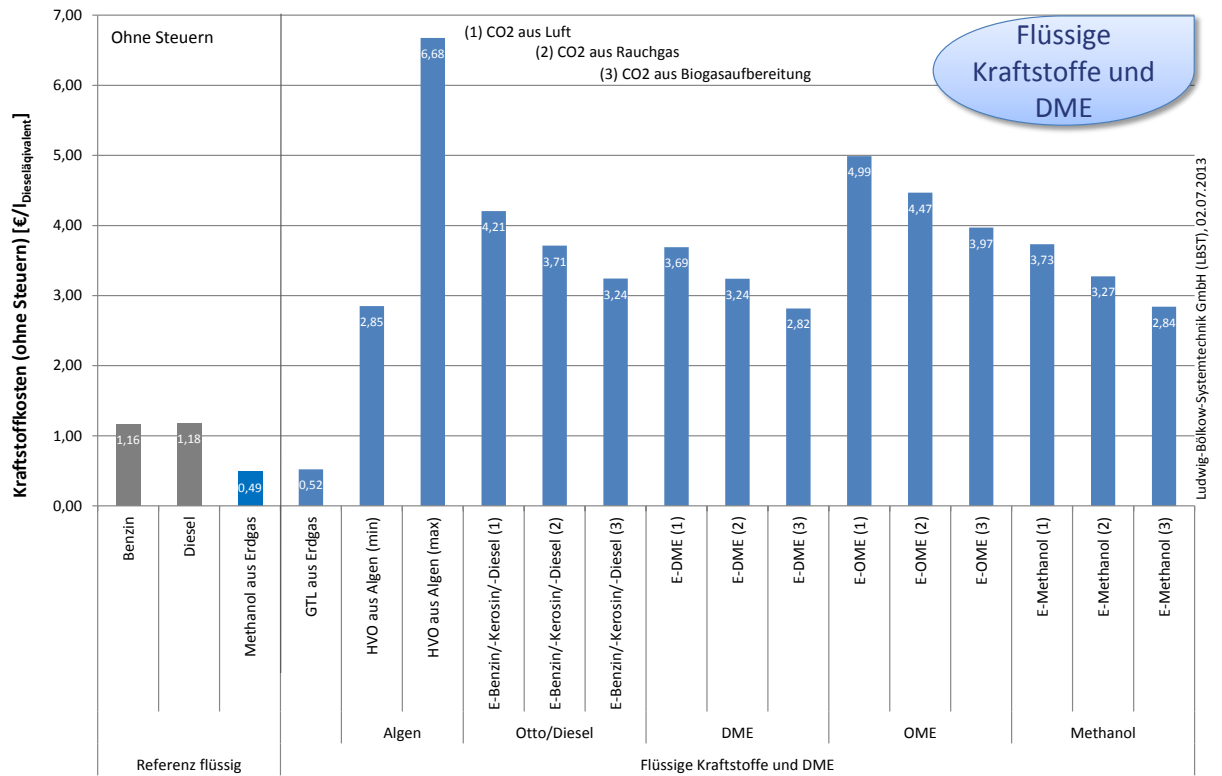


Abbildung 46: Zusammenfassung Kosten für die Bereitstellung ausgewählter flüssiger Kraftstoffe und DME, Rohölpreis nach [GWS 2012]

Abbildung 47 und Abbildung 48 zeigen, wie hoch eine Treibhausgasabgabe auf Benzin und Diesel aus Rohöl sein müsste, damit die Alternativen auf die gleichen Kraftstoffgestehungskosten wie die konventionellen Kraftstoffe (THG-Vermeidungskosten).

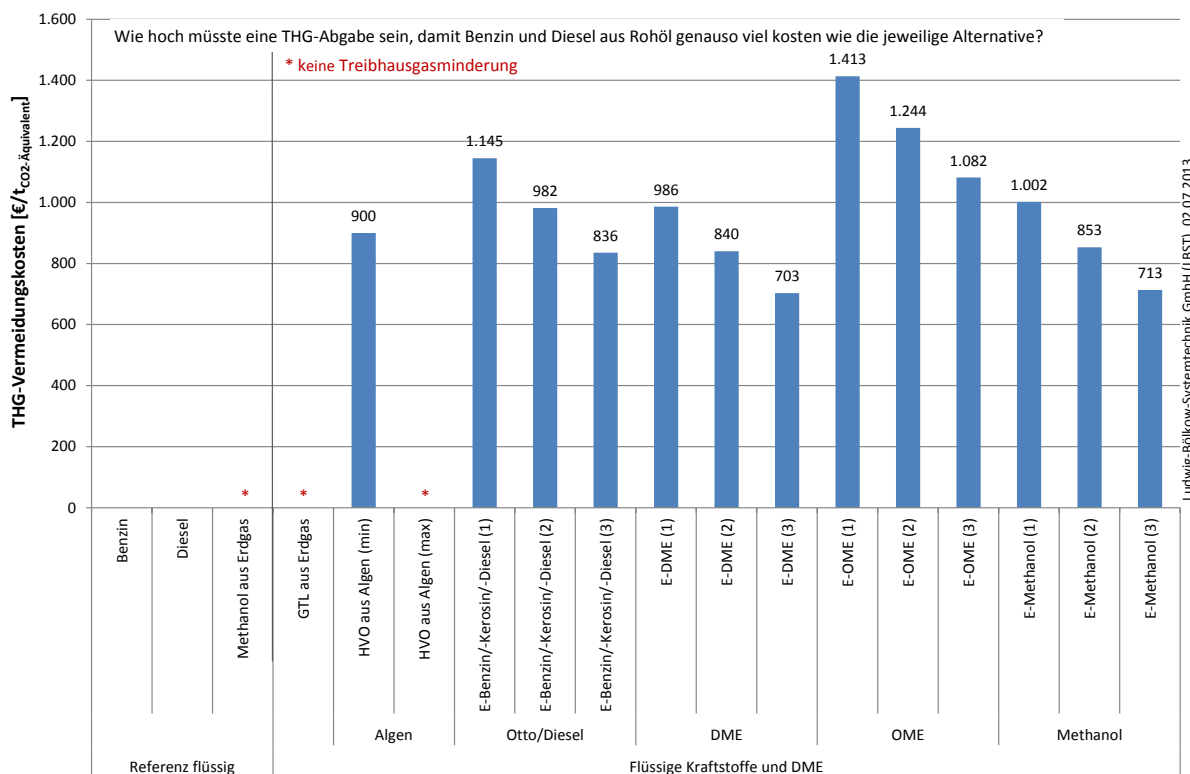


Abbildung 47: THG-Vermeidungskosten flüssiger Kraftstoffe und DME (auf Basis eines Rohölpreis von 78 €/bbl nach [IEA 2012])

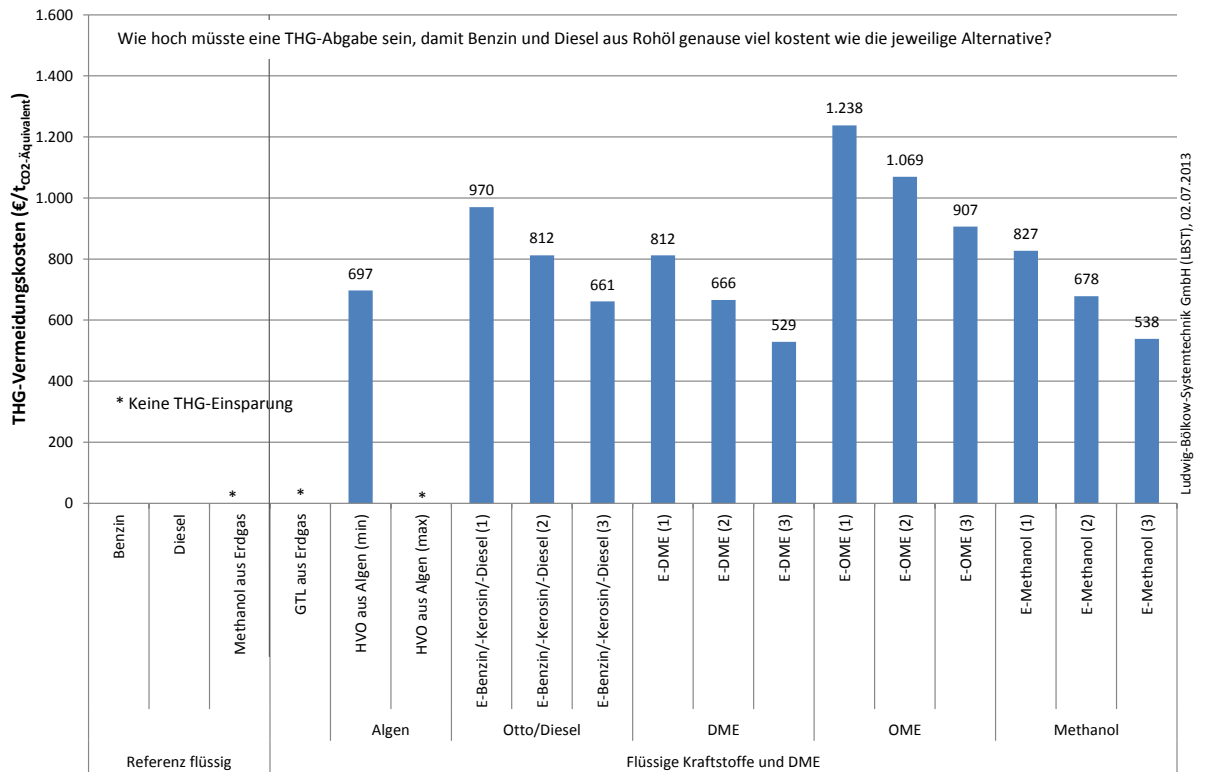


Abbildung 48: THG-Vermeidungskosten flüssiger Kraftstoffe und DME (Rohölpreis 158 €/bbl in 2020 nach [GWS 2012])

3.3.2 Gasförmige Kraftstoffe

3.3.2.1 CNG aus Erdgas (Referenz)

Der Preis für Erdgas inklusive Transport nach EU, aber ohne Transport und Verteilung wurde mit 10,9 bis 22,0 € pro GJ bezogen auf den unteren Heizwert angenommen (siehe Tabelle 59). Die Kosten für Transport und Verteilung von Erdgas zu den CNG-Tankstellen betragen etwa 1,8 €/GJ auf Basis von Angaben in [Moosbach 2011].

Dazu kommen noch die Kosten für die CNG-Tankstelle selbst. Tabelle 75 zeigt die technischen und ökonomischen Daten für die CNG-Tankstelle.

Tabelle 75: CNG-Tankstelle

Komponente	Quelle	
Anzahl Dispenser	1	
Kraftstoffabsatz (72 PKW/d; 1,394 MJ/km; 600 km Reichweite)	0,6 Mio. l DÄ/a	
Abschreibungsdauer	15 a	
Zinssatz	8%/a	
Investition		
Dispenser	30.500 €	[m-tec 2002]
CNG-Speicher	50.000 €	[Pütz 2002]
Kompressor	48.800 €	[m-tec 2002]
Gebäude	20.000 €	[Pütz 2002]
Installation (10% der Investition für Komponenten)	14.930 €	
Summe	164.230 €	
Sonstige Kosten		
Wartung und Instandhaltung Kompressor	4.880 €/a	
TÜV*	1.440 €/a	
Kalibrierung Dispenser	716 €/a	

DÄ: Dieseläquivalent; *150 € pro Druckbehälter alle 5 Jahre

3.3.2.2 CGH₂ aus Erdgas (Referenz)

Der Preis für Erdgas inklusive Transport nach EU, aber ohne Transport und Verteilung wurde mit 10,9 bis 22,0 € pro GJ bezogen auf den unteren Heizwert angenommen (siehe Tabelle 59). Die Kosten für Transport und Verteilung von Erdgas zu den CGH₂-Tankstellen betragen etwa 1,8 € pro GJ auf Basis von Angaben in [Moosbach 2011].

Der Investitionsbedarf für eine Reformieranlage mit einer H₂-Produktion von 560 Nm³/h beträgt etwa 2,2 Mio. €, Die Wartungskosten betragen 1% der Investition, Die Lebensdauer wird mit 15 Jahren angegeben. Die Jahresvollbenutzungsdauer wurde mit 6000 h angenommen (Kompromiss zwischen Größe des H₂-Speichers an der Tankstelle und Größe der Dampfreformieranlage vor Ort).

Die technischen und ökonomischen Daten der CGH₂-Tankstelle wurden auf Basis von Herstellerangaben und einer angenommenen Lernkurve bei 350 gebauten Tankstellen ermittelt. Der Investitionsbedarf stellt einen Mittelwert aller gebauten 350 Tankstellen dar.

Tabelle 76: CGH₂-Tankstelle 2020 für H₂ aus Erdgasdampfreformierung vor Ort

Komponente		Quelle
Anzahl Dispenser	1	
Kraftstoffabsatz (120 t H ₂ /a)	0,4 Mio. l DÄ/a	
Größe H ₂ -Speicher	40% des Tagesbedarfs	
Abschreibungsdauer	15 a	
Zinssatz	8%/a	
Investition		
H ₂ -Speicher	52.324 €	[Linde 2001], [Linde 2005]
H ₂ -Speicher (Hochdruck-Pufferspeicher)	10.333 €	[Linde 2001], [Linde 2005]
Primärkompressor	76.868 €	Angebot Industrie 2011
Booster-Kompressor	202.439 €	[Linde 2001], [Linde 2005]
Vorkühlung	80.366 €	[Linde 2001], [Linde 2005]
Dispenser	64.170 €	[Linde 2001], [Linde 2005]
Software für Dispenser	13.743 €	[Linde 2001], [Linde 2005]
Verrohrung	3.762 €	[Linde 2001], [Linde 2005]
TÜV	12.650 €	[Linde 2001], [Linde 2005]
Installation	6.353 €	[Linde 2001], [Linde 2005]
Summe	523.007 €	
Sonstige Kosten		
Wartung und Instandhaltung Kompressor	13.760 €/a	
TÜV Drucktanks*	2.880 €/a	
Kalibrierung Dispenser	716 €/a	

DÄ: Dieseläquivalent; *150 € pro Druckbehälter alle 5 Jahre

3.3.2.3 CNG aus Schiefergas

Für die Kosten von CNG aus Schiefergas wurden die gleichen Annahmen getroffen wie für konventionelles Erdgas.

3.3.2.4 E-Methan

Die Kosten für Strom aus erneuerbaren Energiequellen (Photovoltaik, Windenergie) wurden mit 9 cent pro kWh in Kombination mit einer Jahresvollbenutzungsdauer von 3700 Stunden pro Jahr angenommen. Dazu kommen noch Kosten für die Nutzung des Stromnetzes inklusive der Konzessionsabgabe von etwa 2,3 cent/kWh. Durch einen größeren Elektrolyseur in Kombination mit einer niedrigeren Jahresvollbenutzungsdauer könnten zwar die Strombezugskosten niedriger sein, jedoch steigen dafür die Kosten für die Abschreibung der Anlagentechnik. Strombezugskosten von 9 cent pro kWh in Kombination mit einer Jahresvollbenutzungsdauer von 3700 Stunden stellen einen Kompromiss dar.

Der Investitionsbedarf für die Elektrolyseanlage wurde mit 960 € pro kW_{el} angenommen (800 € + 20% Installation). Die jährlichen Kosten für Wartung und Instandhaltung beträgt 4% der Investition ohne Installation (32 € pro kW_{el} und Jahr), wenn die Anlage 8760 h pro Jahr betrieben wird. Bei einer Jahresvollbenutzungsdauer von 3700 h pro Jahr ergeben sich etwa 14 € pro kW_{el} und Jahr.

Der Investitionsbedarf und die Kosten für Wartung und Instandhaltung für die Methanisierung und die CO₂-Abtrennung aus Luft wurden aus [Breyer et al 2011] entnommen.

In [Breyer et al 2011] wird der Investitionsbedarf für die Methanisierung mit 400 € pro kW angegeben, wobei sich die Angaben auf die elektrische Leistungsaufnahme des Elektrolyseurs bezieht, der den Wasserstoff für die Methanisierung produziert. Der in [Breyer et al 2011] angenommene Stromverbrauch für die Elektrolyse bezogen auf den unteren Heizwert des Methans beträgt etwa 1,65 kWh. Daraus ergibt sich für die Methanisierungsanlage ein Investitionsbedarf von etwa 660 € pro kW Methan bezogen auf den unteren Heizwert (H_i). Die Kosten für Wartung und Instandhaltung werden mit 2% der Investition angegeben.

Der Investitionsbedarf für die Abtrennung von CO₂ aus Luft wird in [Breyer et al 2011] mit 500 € pro kW angegeben, wobei sich die Angaben auch hier auf die elektrische Leistungsaufnahme des Elektrolyseurs bezieht, der den Wasserstoff für die Methanisierung produziert. Mit dem in [Breyer et al 2011] angenommenen Stromverbrauch für die Elektrolyse ergeben sich daraus 825 € pro kW Methan.

Der Investitionsbedarf für die CO₂-Abtrennung aus Rauchgas wurde aus [Socolow et al 2011] abgeleitet. Es ergeben sich etwa 200 € pro kW Methan.

Im Fall von CO₂ aus der Biogasaufbereitung wird angenommen, dass die Anlage an einer Biogasanlage steht, die bereits mit einer Anlage zur Biogasaufbereitung ausgerüstet ist. Es fallen somit keine zusätzlichen Kosten für die CO₂-Abtrennung an.

Daneben wurde noch der Investitionsbedarf für einen H₂-Pufferspeicher und für die Methaneinspeisung in das Erdgasnetz nach [Dachs 2008] berücksichtigt.

Tabelle 77: Investitionsbedarf für die Produktion von E-Methan

	Einheit	CO ₂ aus Luft	CO ₂ aus Abgas	CO ₂ aus BGA
Elektrische Anschlussleistung	MW	11,6	10,5	9,3
H ₂ -Produktion	MW _{H₂}	6,0	6,0	6,0
Produktionskapazität	MW _{Kraftstoff}	5,0	5,0	5,0
Investition				
Elektrolyseanlage	Mio. €	8.9	8.9	8.9
H ₂ -Speicher	Mio. €	0.4	0.4	0.4
CO ₂ -Bereitstellung	Mio. €	4.1	1.0	0.0
Methanisierung	Mio. €	3,3	3,3	3,3
Einspeisestation	Mio. €	0.5	0.5	0.5
Summe	Mio. €	17.2	14.1	13.1

BGA: Biogasanlage

Im Vergleich dazu betrug der Investitionsbedarf für die Anlage in Werlte in Niedersachsen mit einer elektrischen Anschlussleistung von 6,3 MW und einer Methanproduktion von etwa 3,2 MW etwa 25 Mio. €. Es handelt sich um die erste Anlage im MW_{el}-Bereich.

Die Kosten für die Nutzung des Erdgasnetzes werden mit etwa 1,8 € pro GJ Erdgas und die Kosten für die Nutzung des Erdgasspeichers mit 1,2 € pro GJ Erdgas angenommen. Für die Tankstelle wurden die gleichen Kostendaten wie bei CNG aus Erdgas angenommen.

3.3.2.5 LNG aus Erdgas

Die LNG-Anlage befindet sich in der Nähe des Erdgasfeldes. Dadurch ist der Erdgaspreis sehr niedrig (4 €/GJ nach [JEC 2007]).

Tabelle 78: Technische und ökonomische Daten LNG-Anlage

Parameter	Wert
Kapazität	12.500 MW 10 Mrd. Nm ³ /a
Erdgasverbrauch inkl. GuD	1,0749 MJ/MJ _{LNG}
Jahresvollbenutzungsdauer	8.000 h/a
Abschreibungsdauer	25 a
Zinssatz	8%/a
Investition inkl. GuD	2,7 Mrd. €
Kosten Wartung und Instandhaltung inkl. GuD	106 Mio. €/a

Das LNG wird mit einem LNG-Tankschiff nach EU transportiert. Der Investitionsbedarf inklusive der Hafenanlagen beträgt etwa 950 Mio. € (davon 177 Mio. € für das Schiff

selbst). Vereinfachend wurden beim LNG-Tankschiff für die Kraftstoffkosten die Kosten für LNG frei Verflüssigungsanlage angenommen.

Tabelle 79: Technische und ökonomische Daten LNG-Tankschiff inklusive Hafenanlagen

Parameter	Wert
Transportkapazität	56700 t LNG
Kraftstoffverbrauch	0,243 MJ/tkm
Betriebszeit	345 d/a
Hafenaufenthalt	6 Tage pro Transportvorgang
Abschreibungsdauer	25 a
Zinssatz	8%/a
Investition	949 Mio. €
Wartung, Instandhaltung, Personal	23 Mio. €/a

Das LNG wird mit LKW über eine Entfernung von 500 km zu den Tankstellen transportiert.

Tabelle 80: Technische und ökonomische Daten Tanksattelanhänger für den Transport von LNG

Parameter	Wert
Transportkapazität	19 t
Investition	233.400 €
Abschreibungsdauer	15 a
Zinssatz	8%
Zurückgelegte Strecke	125.000 km
Wartung, Instandhaltung, Versicherung, etc.	18.000

Der Investitionsbedarf für eine LNG-Tankstelle beträgt etwa 1,5 Mio. € [Helman 2012]. Der Kraftstoffabsatz wurde mit etwa 2,5 Mio. l Dieseläquivalent pro Jahr angenommen.

3.3.2.6 CGH₂ über Elektrolyse mit erneuerbarem Strom

Die Kosten für Strom aus erneuerbaren Energiequellen (Photovoltaik, Windenergie) wurden mit 9 cent pro kWh in Kombination mit einer Jahresvollbenutzungsdauer von 3700 Stunden pro Jahr angenommen. Dazu kommen wie bei E-Methan noch Kosten für die Nutzung des Stromnetzes inklusive der Konzessionsabgabe von etwa 2,3 cent/kWh (die Anschlussleistung der Elektrolyseanlage an der Tankstelle liegt bei mehr als 1 MW und wird daher wie bei E-Methan an das Mittelspannungsnetz angeschlossen). Durch einen größeren Elektrolyseur in Kombination mit einer niedrigeren Jahresvollbenutzungsdauer könnten zwar die Strombezugskosten niedriger sein, jedoch steigen dafür die

Kosten für die Abschreibung der Anlagentechnik. Strombezugskosten von 9 cent pro kWh in Kombination mit einer Jahresvollbenutzungsdauer von 3.700 Stunden stellen einen Kompromiss dar.

Es wird der gleiche spezifische Investitionsbedarf wie bei E-Methan angenommen (960 €/kW_{el}) und die gleichen Kosten für Wartung und Instandhaltung. Insgesamt beträgt der Investitionsbedarf für die Elektrolyse etwa 1,6 Mio. €.

Im Fall der Elektrolyse vor Ort wurde der stationäre H₂-Speicher an der Tankstelle größer dimensioniert. Darüber hinaus ist aufgrund der im Vergleich zur Dampfreformierung niedrigeren Jahresvollbenutzungsdauer ein größerer Primärkompressor erforderlich.

Tabelle 81: CGH₂-Tankstelle 2020 für H₂ aus Wasserelektrolyse vor Ort

Komponente	Quelle	
Anzahl Dispenser	1	
Kraftstoffabsatz (120 t H ₂ /a)	0,4 Mio. l DÄ/a	
Größe H ₂ -Speicher	100% des Tagesbedarfs	
Abschreibungsdauer	15 a	
Zinssatz	8%/a	
Investition		
H ₂ -Speicher	124.270 €	[Linde 2001], [Linde 2005]
H ₂ -Speicher (Hochdruck-Pufferspeicher)	10.333 €	[Linde 2001], [Linde 2005]
Primärkompressor	107.823 €	Angebot Industrie 2011
Booster-Kompressor	202.439 €	[Linde 2001], [Linde 2005]
Vorkühlung	80.366 €	[Linde 2001], [Linde 2005]
Dispenser	64.170 €	[Linde 2001], [Linde 2005]
Software für Dispenser	13.743 €	[Linde 2001], [Linde 2005]
Verrohrung	3.762 €	[Linde 2001], [Linde 2005]
TÜV	12.650 €	[Linde 2001], [Linde 2005]
Installation	6.353 €	[Linde 2001], [Linde 2005]
Summe	625.908 €	
Sonstige Kosten		
Wartung und Instandhaltung Kompressor	16.855 €/a	
TÜV*	6.840 €/a	
Kalibrierung Dispenser	716 €/a	

DÄ: Dieseläquivalent; *150 € pro Druckbehälter alle 5 Jahre

Insgesamt beträgt der Investitionsbedarf für Tankstelle und Elektrolyseur zusammen etwa 2,2 Mio. €.

3.3.2.7 Ergebnis

Abbildung 49 zeigt die Kosten für die Bereitstellung ausgewählter gasförmiger mit den Ölpreisannahmen nach [IEA 2012], Abbildung 50 mit den Ölpreisannahmen nach [GWS 2012].

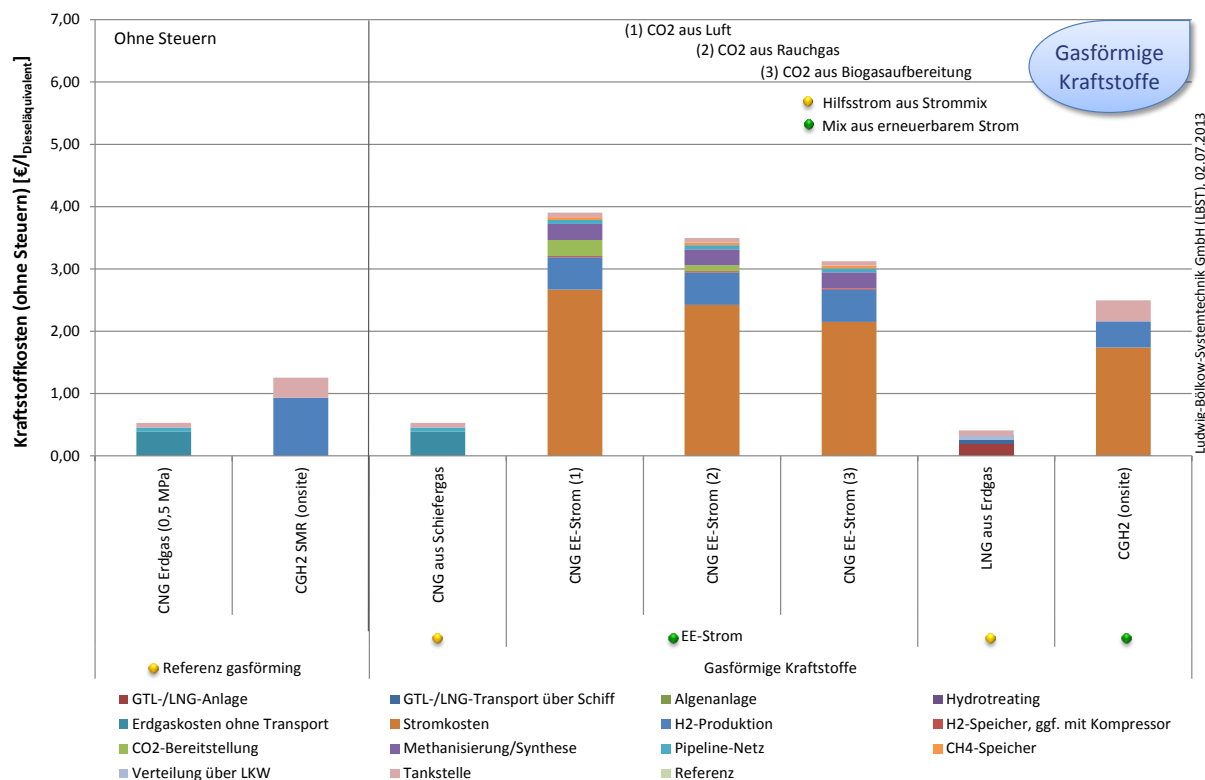


Abbildung 49: Kosten für die Bereitstellung ausgewählter gasförmiger Kraftstoffe, Ölpreisannahmen nach [IEA 2012]

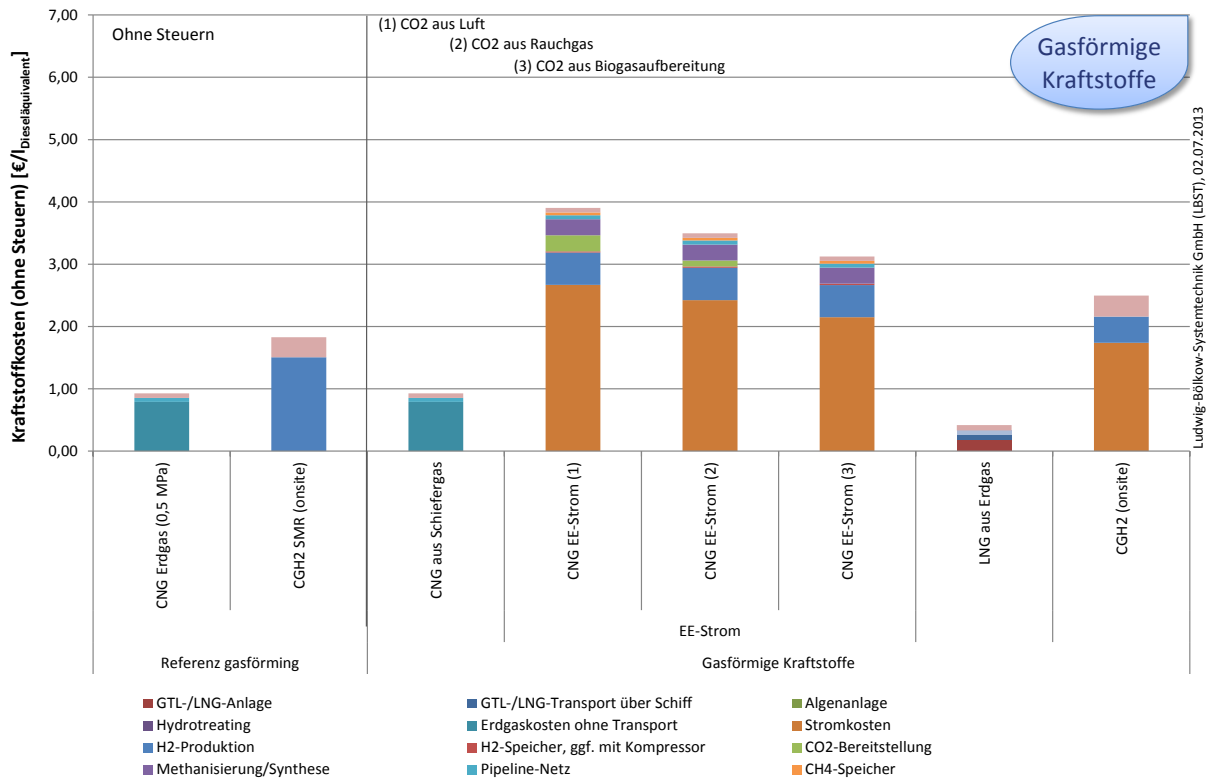


Abbildung 50: Kosten für die Bereitstellung ausgewählter gasförmiger Kraftstoffe, Ölpreisannahmen nach [GWS 2012]

Bei den strombasierten Pfaden hängen die Kraftstoffkosten vor allem von den Stromkosten ab, die hier mit 9 cent/kWh plus Stromtransport und -verteilung sowie Konzessionsabgabe angenommen wurden (was insgesamt etwa 11,3 cent/kWh ergibt).

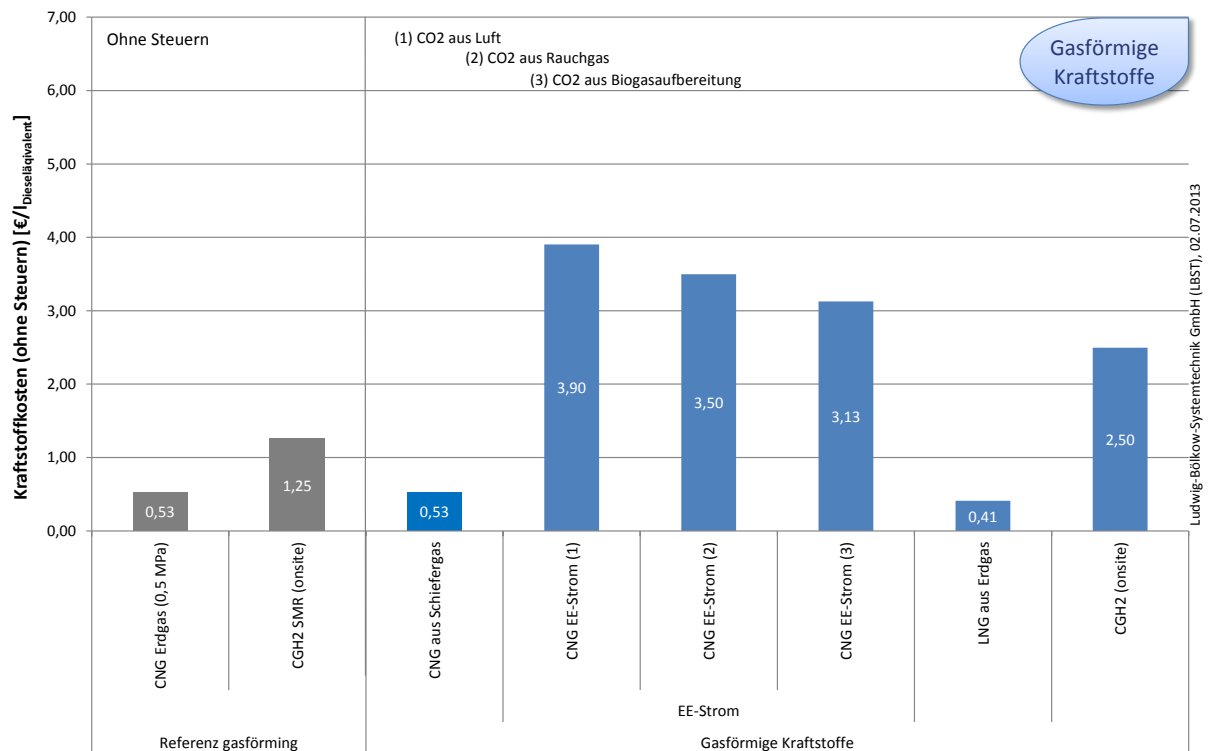


Abbildung 51: Zusammenfassung Kosten für die Bereitstellung ausgewählter gasförmiger Kraftstoffe, Ölpreisannahmen nach [IEA 2012]

Ein höherer Rohölpreis wirkt sich nicht nur auf die Gestehungskosten für konventionelle Kraftstoffe aus Rohöl sowie über die Kopplung an den Rohölpreis auf den Preis für Erdgas aus, sondern auch auf die Bereitstellung von LNG, da Transporte (z.B. LKW für die Verteilung des Kraftstoffs zu den Tankstellen ebenfalls mit rohölbasierten Kraftstoffen erfolgen. Die Auswirkungen sind allerdings gering, wie ein Vergleich zwischen Abbildung 51 und Abbildung 52 zeigt.

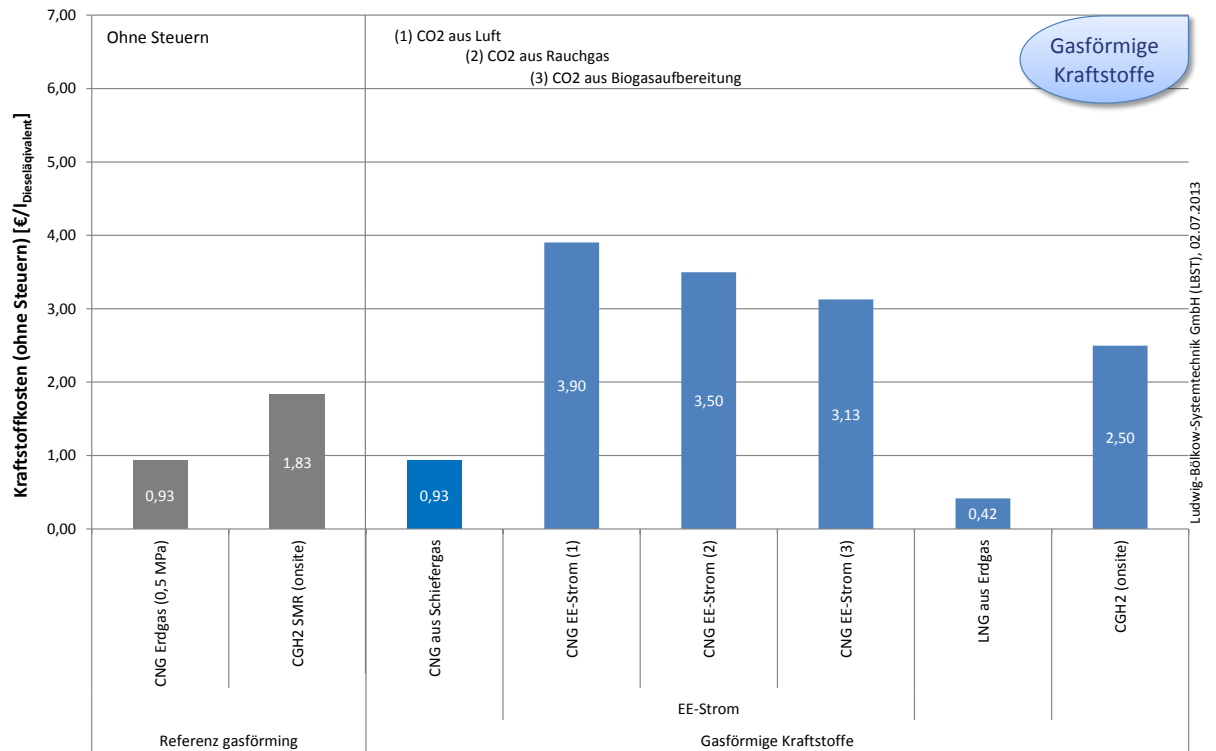
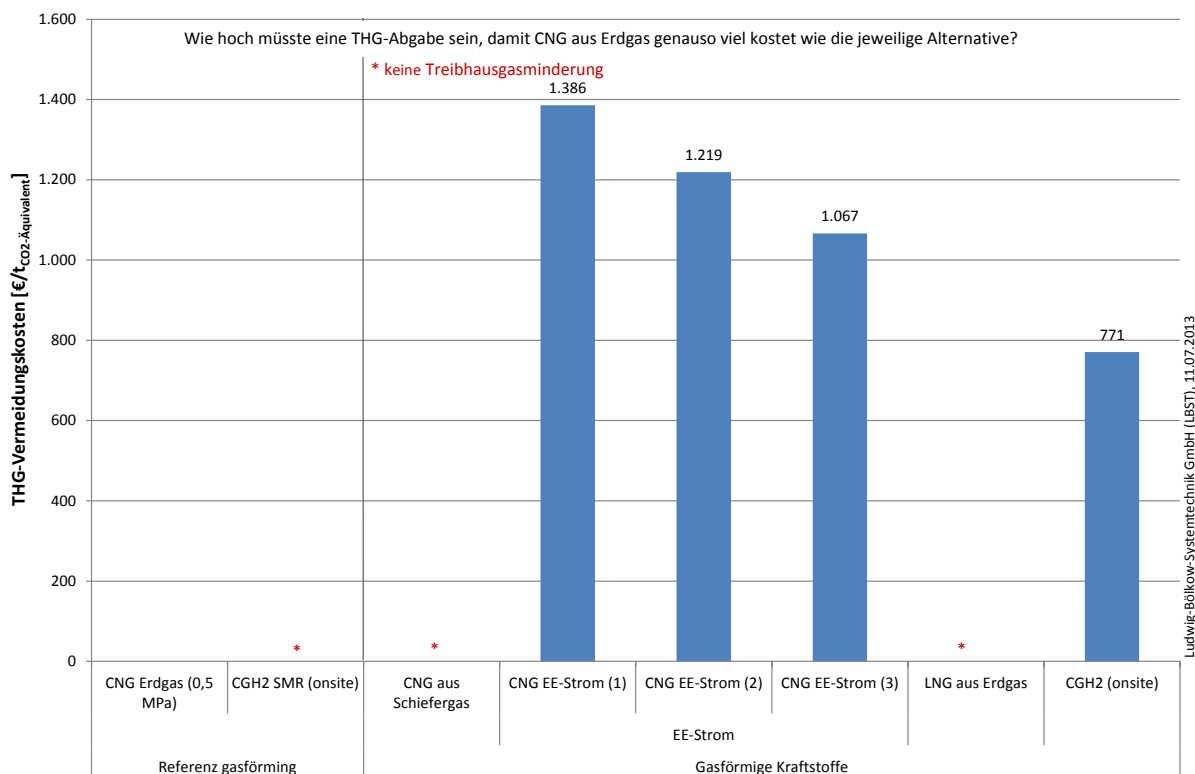
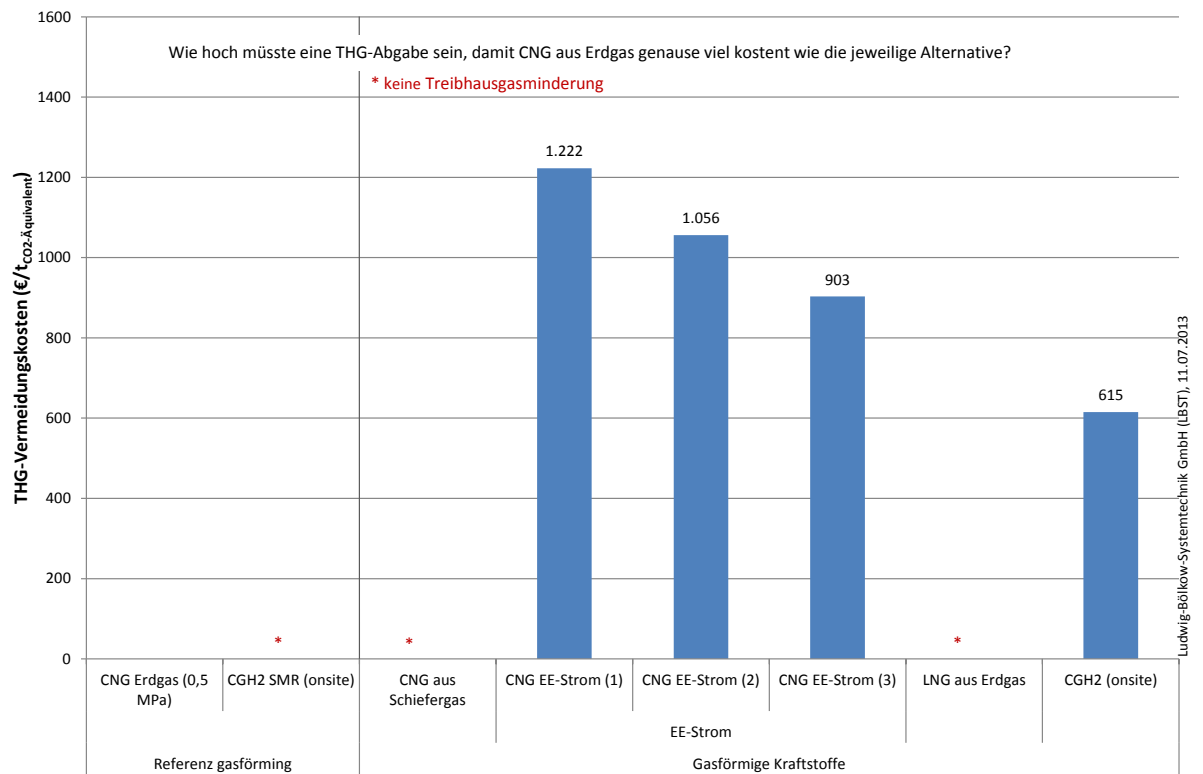


Abbildung 52: Zusammenfassung Kosten für die Bereitstellung ausgewählter gasförmiger Kraftstoffe, Ölpreisannahmen nach [GWS 2012]

Abbildung 53 und Abbildung 54 zeigen, wie hoch eine Treibhausgasabgabe auf CNG aus Erdgas sein müsste, damit die Alternativen auf die gleichen Kraftstoffgestehungskosten wie die konventionellen Kraftstoffe (THG-Vermeidungskosten).



**Abbildung 53: THG-Vermeidungskosten gasförmiger Kraftstoffe
 (Erdgasvergleichspreis = 80% des Rohölpreises nach [IEA 2012])**



**Abbildung 54: THG-Vermeidungskosten gasförmiger Kraftstoffe
(Erdgasvergleichspreis = 80% des Rohölpreises nach [GWS 2012])**

3.3.3 Zusammenfassende Einordnung

Tabelle 82 gibt eine qualitative-vergleichende Einordnung der untersuchten Pfade hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit.

Tabelle 82: Zusammenfassende qualitative Bewertung der Wirtschaftlichkeit

Herstellungspfad	Kosten	Bemerkung
REFERENZ: Benzin/Kerosin/Diesel aus Rohöl		Rohstoffbasis
REFERENZ: Methanol aus Erdgas		
GTL aus Erdgas		
HVO aus Algen		„Unbestimmt/Relativ“ bei offenen Teichen
E-Benzin/-Kerosin/-Diesel		Gesamtwirkungsgrad
E-DME		Gesamtwirkungsgrad
E-OME		Erste Abschätzung; Forschungsbedarf; Gesamtwirkungsgrad
E-Methanol		Gesamtwirkungsgrad
REFERENZ: CNG aus Erdgas		Rohstoffbasis
REFERENZ: CGH ₂ aus Erdgas		
CNG aus Schiefergas		Kostenfaktor: Umweltauflagen; Rohstoffbasis
E-Methan		
LNG aus Erdgas		Rohstoffbasis
CGH ₂ via Elektrolyse von erneuerbarem Strom		

PBR = Photobioreaktor

Stärken/Chancen

Unbestimmt/Relativ

Schwächen/Risiken

Die Bewertung erfolgt relativ zu den betrachteten Kraftstoffpfaden bzw. relativ zum Referenzpfad. Innerhalb von Herstellungspfaden gibt es Bandbreiten. Farbverläufe sind ‚digital‘ zu lesen („Heute|Zukunft“), d.h. ohne zeitliche Auflösung dazwischen

3.4 Verfügbarkeit und Potenziale

Die Produktionsmengen der untersuchten Kraftstoffe unterliegen Verfügbarkeiten an Rohstoffen und Produktionskapazitäten. Im Rahmen dieses Kapitels werden diese Aspekte qualitativ aufgezeigt, diskutiert und soweit möglich auch quantifiziert. Dazu werden verfügbare Studien herangezogen und deren Annahmen und Ergebnisse kritisch gewürdigt. Wo erforderlich und möglich werden diese durch eigene Arbeiten ergänzt.

3.4.1 Verfügbarkeit fossiler Ressourcen

Bei dem Verfügbarkeitsbegriff ist grundsätzlich zwischen den Aspekten **Ressourcen**, **Reserven** und **Produktion** zu unterscheiden. Die Produktion ist insbesondere relevant für Diskussionen um aktuelle Verfügbarkeit und Preisentwicklungen. Für mittel- bis langfristige strategische Einschätzungen sind über die Entwicklung der Produktionsverläufe von Feldern und Regionen hinaus die Reserven relevant, die eine relativ gesicherte Untermenge der abgeschätzten Ressourcen darstellen.

3.4.1.1 Rohöl

Reservenangaben werden typischerweise unterteilt in nachgewiesene, wahrscheinliche und mögliche Reserven. Als sicherste Kategorie gilt die Kategorie der nachgewiesenen Reserven. Sie gibt an, wie viel Öl mit hoher Wahrscheinlichkeit aus einem Feld oder einer Region unter gegebenen wirtschaftlichen, technischen und politischen Randbedingungen gefördert werden kann. Allerdings gibt es keine einheitliche Praxis der Reservenbewertung, so dass Daten unterschiedlicher Qualität vermischt sind.

Relevant sind jedoch weniger die Reserven als der Verlauf der **Produktion**. Abbildung 55 zeigt ein Szenario für die Ölförderung bis 2035 der Internationalen Energieagentur [IEA 2012].

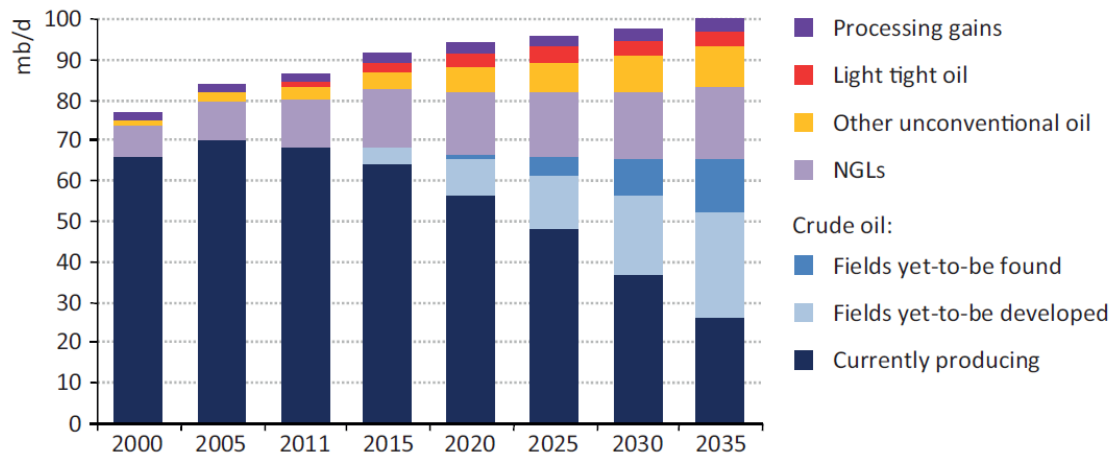


Abbildung 55: Weltölförderung 2000-2035 im IEA New Policies Scenario¹⁸
 [IEA 2012]

Abbildung 55 zeigt, dass die Rohölproduktion aus bestehenden Ölfeldern mit 2 - 6% pro Jahr sinken wird. Der Rückgang aus existierenden Feldern muss durch neue zu erschließende konventionelle Rohölquellen („Fields yet-to-be developed“), unkonventionelle Rohölquellen („Light tight oil“, „Other unconventional oil“) sowie durch noch zu findende Quellen („Fields yet-to-be found“) ausgeglichen werden. Der Ausgleichsbedarf beläuft sich nach dem IEA World Energy Outlook 2012 im Jahr 2025 auf eine Rohölfördermenge, die in etwa der heutigen Produktion von Saudi Arabien und Russland zusammen entspricht. Darüber hinaus sind die neu gefundenen Felder zunehmend kleiner, schwieriger zu erschließen (Tiefsee, Polarregion) und/oder mit sinkenden Ölqualitäten verbunden.

¹⁸ Das IEA New Policies Scenario berücksichtigt die weltweit angekündigten politischen Absichtserklärungen und Pläne im Umfeld Energie und Klima unter der Annahme, dass diese auch zumindest in einer vorsichtigen Weise umgesetzt werden.

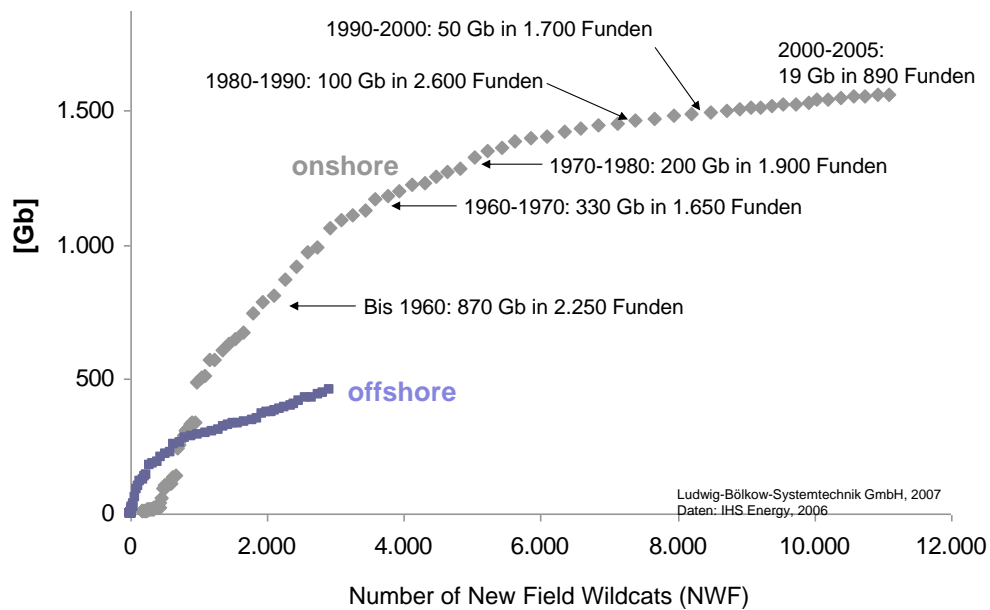
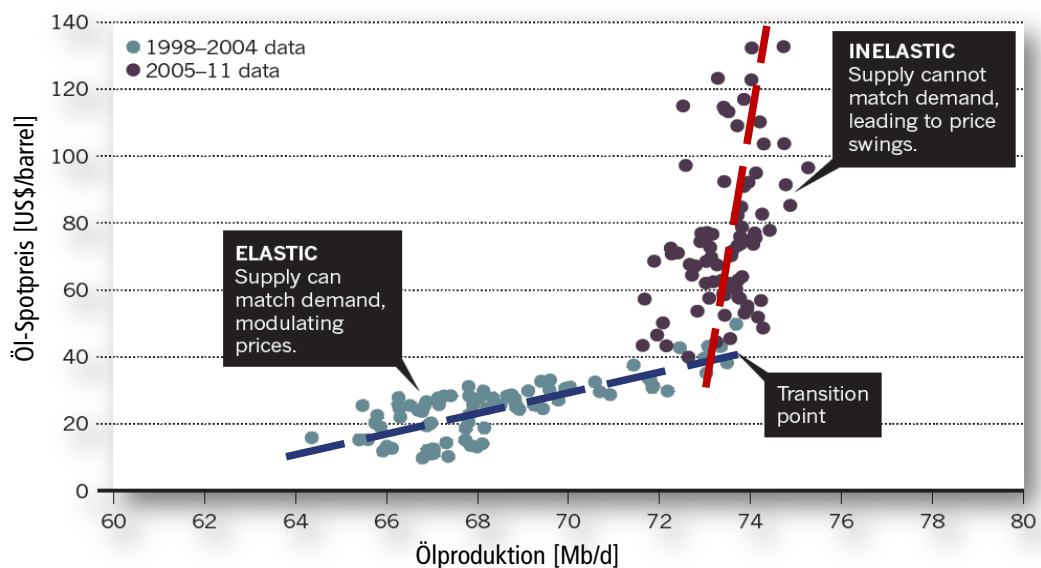


Abbildung 56: Ölfunde versus Anzahl der fündigen Bohrungen, ohne Nordamerika (sogenannte „Creaming curves“)

Im engen Zusammenhang mit der Produktion von Rohöl steht der Rohölpreis. Höhere Nachfrage nach Rohöl bedeutet Preisanstieg, mit dem wiederum kostenintensivere Rohölerschließungen angegangen werden können. Seit 2004/2005 scheint sich dieser Zusammenhang zu entkoppeln. Trotz drastisch gestiegener Ölpreise steigt die Förderung nicht entsprechend dem historischen Trend. Abbildung 57 zeigt die Preiselastizität der weltweiten Ölförderung. Obwohl sich der Ölpreis zwischen 2005 und 2008 mehr als verdoppelt hatte, folgte dem keine Ausweitung des Angebotes.



Quelle: J.Murray, D.King, Oil's tipping point has passed, Nature 26.01.2012

Abbildung 57: Ölproduktion versus Ölpreis

Die Firma Shell gab in den Jahren 2005 bis 2010 etwa fünfmal so viel Geld für Exploration und Förderung aus als vor dem Jahr 2000. Dennoch ging die Ölförderung um mehr als 30% zurück.

3.4.1.2 Erdgas

Abbildung 58 zeigt die aktuellen, weltweiten **Ressourcen und Reserven** für konventionelle sowie unkonventionelle Erdgasquellen. Als Ressourcen werden Abschätzungen für die Verfügbarkeit von Erdgas bezeichnet, die auf der Basis von Expertenabschätzungen und Erfahrungswerten in der Region beruhen. Als Reserven werden gesicherte Vorkommen bezeichnet, die durch Probebohrungen nachgewiesen oder für die Erschließung geplant sind und mit existierender Technologie wirtschaftlich gefördert werden können.

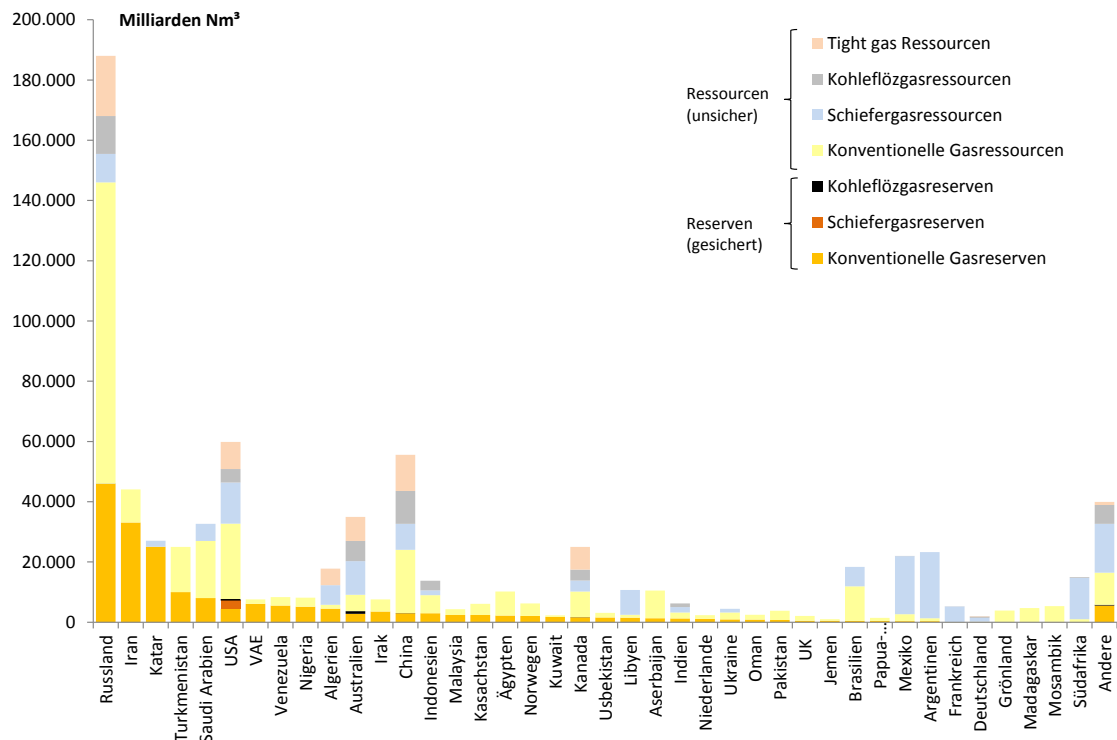


Abbildung 58: Reserven- und Ressourcenangaben für konventionelle und unkonventionelle Gasquellen (Bild: LBST auf Basis von Daten [BGR 2012], [BGR 2012a])

Abbildung 58 zeigt, dass die noch vorhandenen Erdgasvorkommen nur zum Teil aus Reserven bestehen. 50% der Reserven verteilen sich auf drei Länder (Russland, Iran, Qatar). 70% der Reserven im Iran und Qatar sind de facto ein (gemeinsames) Vorkommen und basieren auf Schätzungen, die seit 1970 nicht aktualisiert wurden. Gesicherte Reservenangaben liegen beim Schiefergas bisher nur für die USA vor.

In **Europa** hat die konventionelle Gasförderung ihren Höhepunkt um das Jahr 2000 überschritten: Seither ging sie in Großbritannien um 60%, Italien um 50%, Deutschland um 40%, Rumänien um 20% und in Dänemark um 13% zurück [BP 2012]. Trotz der Verdoppelung der Förderung in Norwegen ging die europäische Förderung insgesamt zurück. Heute ist auch Norwegen bereits nahe dem Fördermaximum.

Auf der Basis vergangener Produktionen und Produktionsprofile wurde von [Zittel 2013] ein Szenario für zukünftige Erdgasproduktion weltweit extrapoliert und dem IEA-Szenario („WEO 2012 Bedarf“¹⁹) gegenübergestellt.

¹⁹ Bei IEA WEO Globalanalysen entspricht der Bedarf gleich der Förderung.

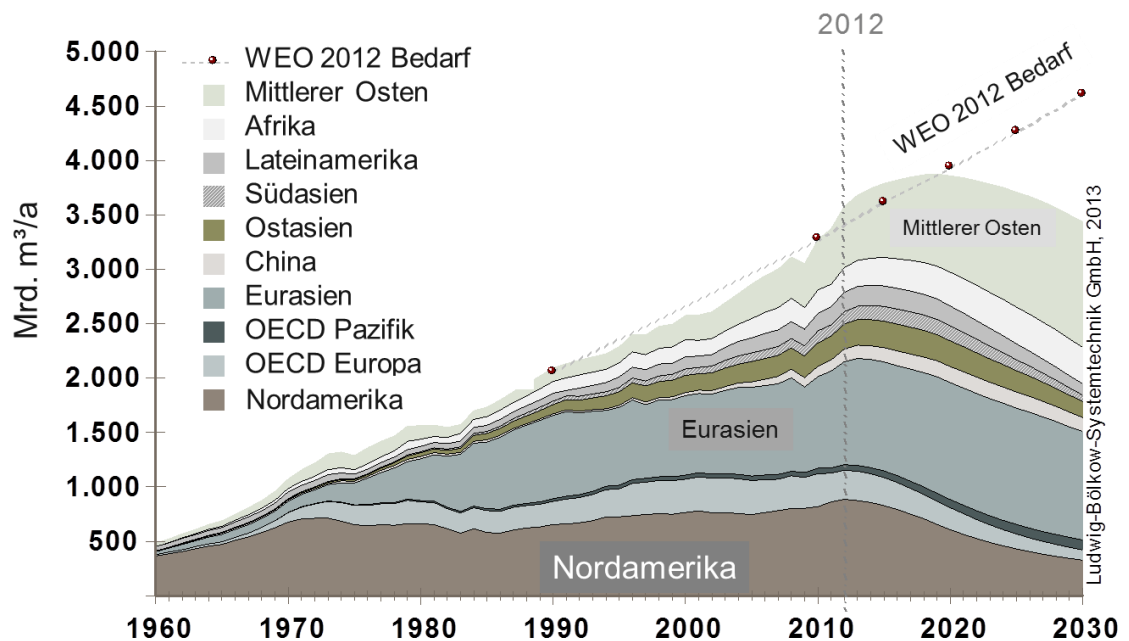


Abbildung 59: Weltweite Gasförderung, Vergangenheit und Szenario [Zittel 2013]

Schiefergas wird aktuell intensiv diskutiert und in den USA seit einigen Jahren auch intensiv gefördert. Aktuelle Schiefergasstudien nennen signifikanten Mengen an Schiefergasressourcen [EIA 2013/2]. Gesicherte Mengen an Schiefergasreserven werden jedoch nur für die USA benannt, siehe Abbildung 58. Der Schiefergas-Boom in den USA erfolgte nach der Befreiung der Schiefergasförderung von Auflagen des „Safe Drinking Water Act“ (SDWA).

Kennzeichnend für die Schiefergasförderung sind im Vergleich zu konventionellen Erdgasquellen eine große Anzahl von Bohrungen (engmaschiges Netz an Bohrungen in der Förderregion), mehrfache Fracking-Prozesse sowie kurze, dynamische Förderprofile im Bereich von Monaten bis wenigen Jahren, siehe Abbildung 60.

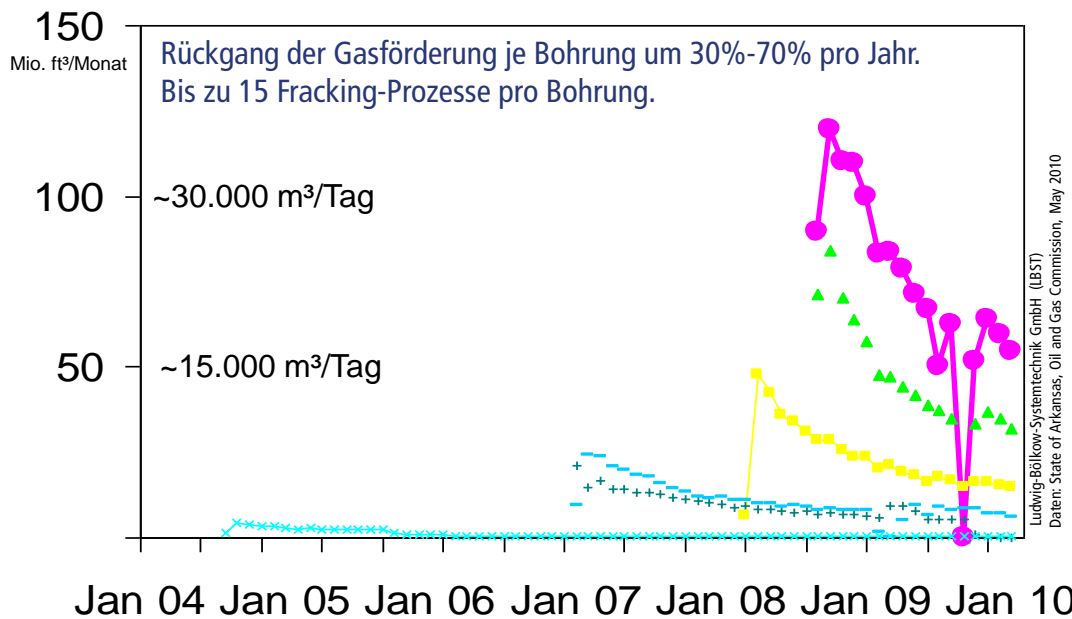


Abbildung 60: Schiefergas Produktionsprofil von Einzelfeldern in Fayetteville, USA (LBST auf Datenbasis State of Arkansas, Oil and Gas Commission, Mai 2010)

Auf der Basis vergangener Produktionen und Produktionsprofile wurde analog zur Methodik aus [Zittel 2013] ein Szenario für zukünftige Erdgasproduktion in den USA extrapoliert (siehe Abbildung 61).

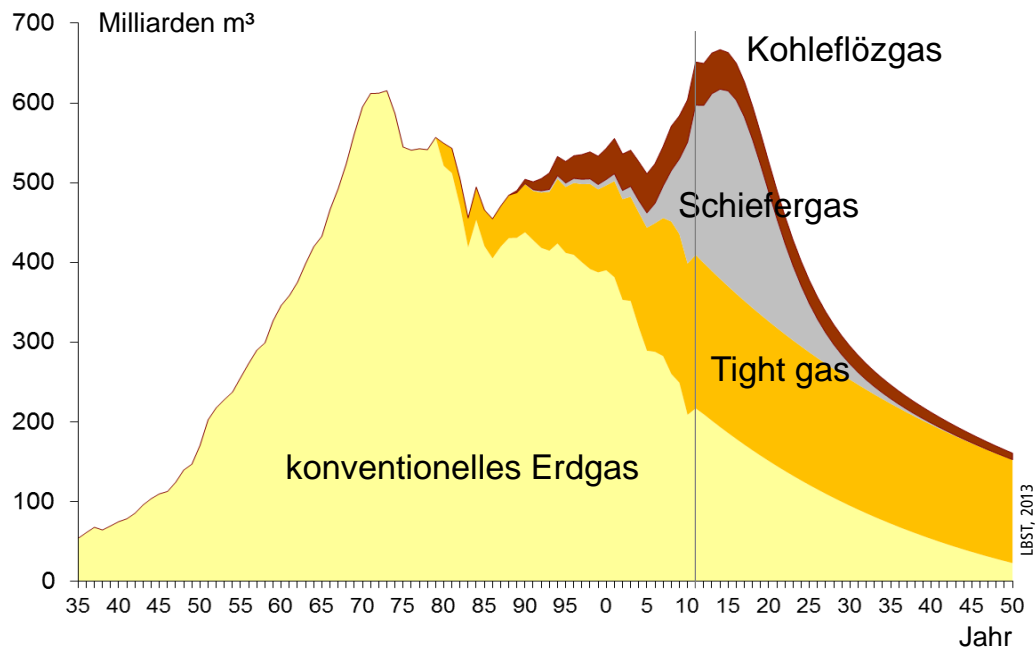


Abbildung 61: Vergangenheit und Szenario einer zukünftigen US-Gasförderung (Historische Daten: Texas Railroad Commission, US-EIA)

In Sachen Schiefergasförderpotenzial sind die US-Gegebenheiten voraussichtlich eher nicht auf andere Weltregionen übertragbar. Gründe hierfür sind das regulatorische Umfeld, geologische Gegebenheiten, Bevölkerungsdichte, etc. Die großen Schiefergasressourcen außerhalb der USA sind daher vorsichtig zu bewerten für Strategiediskussionen. Hinweise hierfür sind z.B. die Herabstufung der polnischen Ressourcenabschätzung sowie der Rückzug erfahrener Firmen aus der Schiefergasexploration in Polen, z.B. Exxon Mobil (2012), Talisman Energy (2013), Marathon (2013, „unsuccessful attempts to find commercial levels of hydrocarbons“ [BBC 2013]). Südafrika hat im Mai 2013 diskutiert Probebohrungen zuzulassen für die Ermittlung des Anteils an gesicherten Reserven.

3.4.1.3 Kohle

Die Statistiken für weltweite Kohlereserven zeigen über die letzten 30 Jahre eine stetige Abwertung. Betrug die Statistische Reichweite im Jahr 1987 noch mehr als 450 Jahre, so ist sie 2011 auf 110 Jahre gesunken.

Kohle ist sehr stark konzentriert: Die vier Staaten USA, China, Indien und Russland besitzen 70% der weltweiten Steinkohlereserven. Die USA haben den Höhepunkt der Steinkohleförderung 1985 überschritten, China und Indien gehören trotz eigener Reserven zu den größten Kohleimporteuren, in China ist das Verbrauchswachstum größer als die Förderausweitung und in Indien hat die heimische Kohle einen hohen Ascheanteil von bis zu 70%.

Die Verdoppelung der weltweiten Kohleimporte seit 2010 wurde vor allem durch die Ausweitung der Förderung und Exporte Indonesiens bereitgestellt. Indonesien wechselte jedoch vor einigen Jahren vom Ölexporteur zum Ölimporteur; die eigene wirtschaftliche Entwicklung basiert auch auf dem Ausbau der Stromerzeugung mit Kohlekraftwerken. Die indonesische Regierung hat bereits angekündigt, die Kohleexporte zu deckeln und bis 2025 auf 150 Mio. t zurückzufahren.

3.4.2 Technische Potenziale erneuerbarer Energien

Das weitaus größte Potenzial weist die Solar- und Windenergie auf. Biomasse hingegen ist sehr begrenzt. Die Ausweitung der Anbaufläche für Energiepflanzen führt bereits heute zu Konflikten.

In [Deng et al 2010] wurden die weltweiten technischen Potenziale von Bioenergie unter Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenzen (Anbau von Lebensmitteln, Einsatz von aus Biomasse produzierten Materialien) und ökologischer Restriktionen ermittelt. Insgesamt wurde das weltweite technische Potenzial für Bioenergie mit etwa 360 EJ/a angegeben, wovon im Szenario für 2050 etwa 200 EJ/a genutzt wurden um daraus etwa 105 EJ Endenergie (bzw. etwa 29.000 TWh) pro Jahr (Strom, Wärme, Kraftstoff) zu erzeugen.

Das technische Potenzial für die Landfläche für den Anbau von Energiepflanzen wurde in [Deng et al 2010] mit 673 Mio. ha angegeben, wobei eine Steigerung der Hektarerträge von etwa 50% im Jahr 2050 gegenüber heute (1% pro Jahr) und eine Reduktion des Fleischkonsums um 50% in den OECD-Ländern angenommen wurde. Wird die eine jährliche Ertragssteigerung von 0,4% angenommen (bzw. steigt der Ertrag im Jahr 2050 um etwa 17% gegenüber statt um 50%), sinkt das Flächenpotenzial auf etwa 300 Mio. ha. Sinkt darüber hinaus der Fleischkonsum in den OECD-Ländern nur um 25% statt um 50%, steht keine Fläche für den Anbau von Energiepflanzen zur Verfügung. Von den ermittelten 673 Mio. ha wurden 250 ha für den Anbau von Energiepflanzen im Szenario verwendet. Die Anbaubiomasse (49 EJ/a) sowie die Kultivierung von Algen in „Open Ponds“ (21 EJ/a) tragen zu 70 EJ/a zu den oben genannten 200 EJ/a bei. Voraussetzung ist dann aber immer noch eine Reduktion des Fleischkonsums in den OECD-Ländern.

Im Vergleich dazu liegen die realisierbaren technischen Potenziale nach [Deng et al 2010] für Strom aus Photovoltaik (ca. 820 EJ/a), solarthermischen Kraftwerken (ca. 1000 EJ/a) und Windenergie (ca. 260 EJ/a) um ein Vielfaches höher. Andere Studien kommen zu ähnlichen Ergebnissen.

Abbildung 62 zeigt die weltweiten technischen Potenziale erneuerbarer Energiequellen. Bei der Bioenergie handelt es sich dabei um die Primärenergiepotenziale bezogen auf den unteren Heizwert der Biomasse. Bei allen anderen erneuerbaren Energiequellen wurden die Stromerzeugungspotenziale ausgewiesen. 2009 lagen der weltweite Primärenergie-

verbrauch bei etwa 500 EJ und der weltweite Endenergieverbrauch (Strom, Wärme, Kraftstoff) bei etwa 300 EJ. Der Unterschied aus Primär- und Endenergie resultiert unter anderen aus dem Wirkungsgrad von fossilen und nuklearen Kraftwerken.

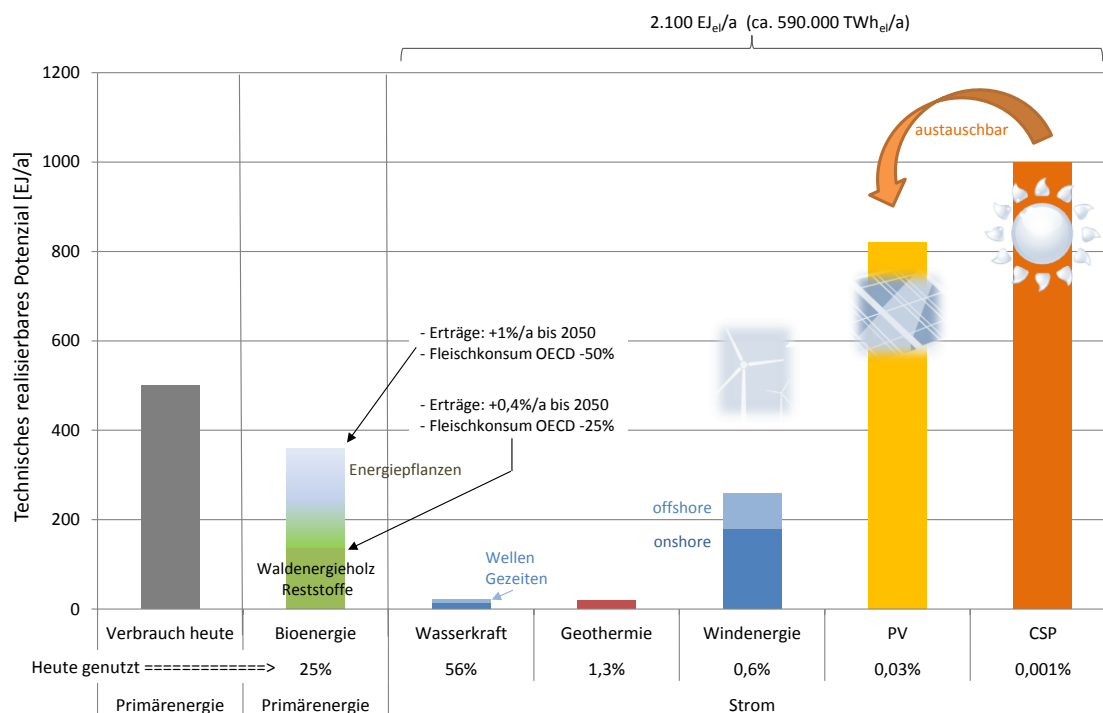
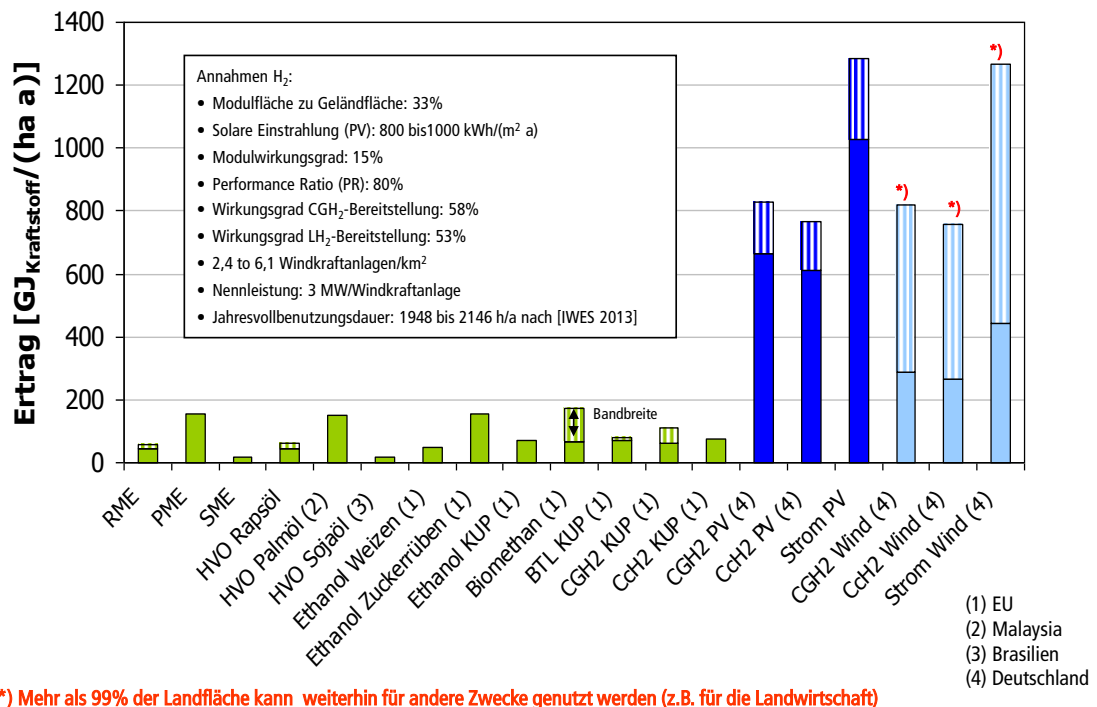


Abbildung 62: Technische realisierbare Potenziale erneuerbarer Energiequellen Welt im Vergleich zum heutigen Primärenergieverbrauch

Insgesamt beträgt das technische realisierbare Potenzial für Strom aus Wind- und Solarenergie etwa 2.100 PJ pro Jahr, was mehr als dem 4-fachen des heutigen Primärenergiebedarfs, etwa dem 7-fachen des heutigen Endenergieverbrauchs und etwa dem 30-fachen des heutigen Stromverbrauchs entspricht.

Dass die Potenziale für Strom aus Wind- und Solarenergie und aus ihnen abgeleitete Kraftstoffe höher sind als von Kraftstoffen aus Bioenergie lässt sich auch aus den Hektarerträgen ableiten. Abbildung 63 zeigt die Strom- und Kraftstoffenerträge pro ha Landfläche und Jahr für Strom und Kraftstoff aus verschiedenen erneuerbaren Energiequellen.



RME: Rapsölmethylester; PME: Palmölmethylester; SME: Sojamethylester; KUP: Kurzumtrieb

Abbildung 63: Strom und Kraftstoffenergieertrag pro ha Landfläche und Jahr für unterschiedliche erneuerbare Energiequellen

Für den unteren Wert wurde angenommen, dass der Abstand der Windkraftanlagen zueinander, 8 Rotordurchmesser in Hauptwindrichtung und 4 Rotordurchmesser in Nebenwindrichtung beträgt. Der Rotordurchmesser wurde mit 115 m angenommen (typischer Wert für 3-MW-Anlage für das Binnenland). Darüber hinaus wurde eine Jahresvollbenutzungsdauer von 1948 h pro Jahr angenommen wie in [IWES 2013] für Bayern angegeben. Beim oberen Wert wurde analog zu [IWES 2013] angenommen, dass der Abstand zwischen den Windkraftanlagen in beiden Windrichtungen 4 Rotordurchmesser beträgt. Der Rotordurchmesser wurde mit 101 m angenommen (wie beim Modell E-101 von Enercon mit 3 MW). Darüber hinaus wurde eine Jahresvollbenutzungsdauer von 2146 h/a angenommen wie in [IWES 2013] für Niedersachsen angegeben.

Der Ertrag von Kraftstoffen (hier am Beispiel von Wasserstoff) aus Strom von Solar- und Windkraftanlagen liegt bei einem Mehrfachen dem von Biokraftstoffen. Bei der Windenergie kann darüber hinaus die Landfläche zu mehr als 99% weiterhin für die Landwirtschaft genutzt werden.

Abbildung 64 zeigt, welche EE-Anlagenkapazitäten erforderlich wären, um den derzeitigen auf effiziente Antriebstechnik umgerüsteten PKW-Bestand mit erneuerbarem

Kraftstoff zu versorgen. Für den Kraftstoffverbrauch der PKW wurde auf Angaben in [JEC 2011] zurückgegriffen.

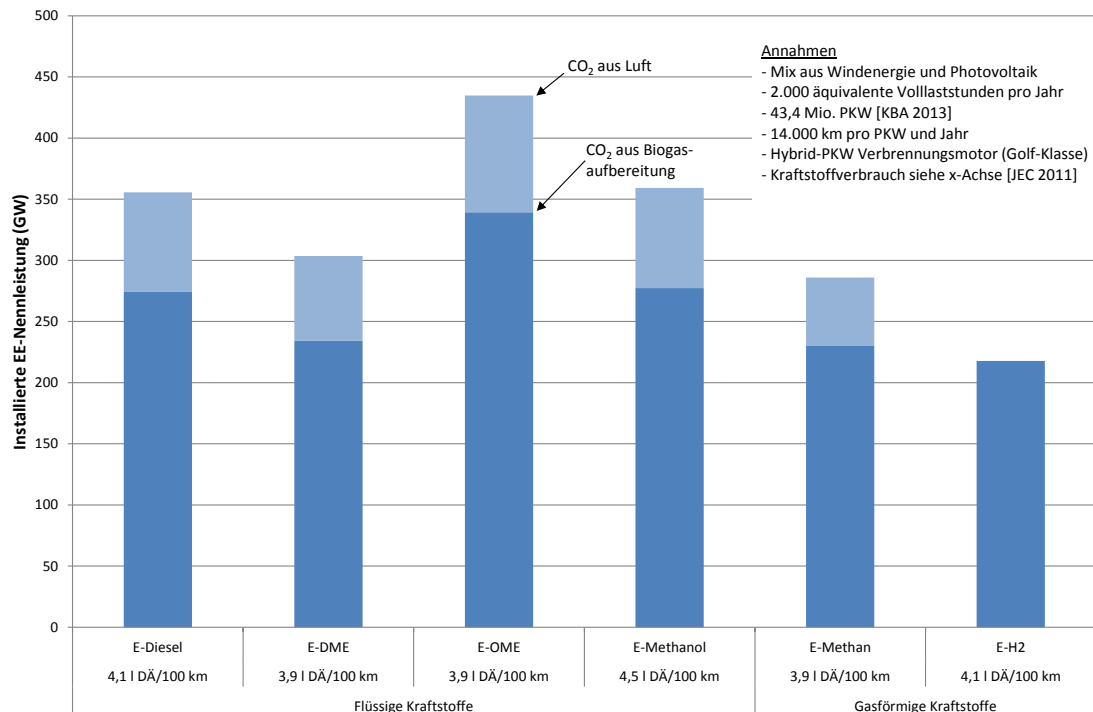


Abbildung 64: Notwendige Nennkapazitäten EE-Anlagen, um den derzeitigen PKW-Bestand unter Annahme effizienter Antriebstechnologie mit Verbrennungsmotor in Deutschland mit Kraftstoff zu versorgen

Die gasförmigen Kraftstoffe, insbesondere Wasserstoff, eingesetzt in Hybrid-Antrieben mit Ottomotor kommen mit der niedrigsten installierten EE-Kapazität aus. Zum Vergleich, Ende 2012 waren 31 GW an Windenergie [DWG 2013] sowie 32 GW an Photovoltaik [ISE 2013] in Deutschland installiert. Für das Jahr 2020 sieht der Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber für den Szenariorahmen des Netzentwicklungsplanes für Strom [NEP-Szenariorahmen 2013] nach Szenario C (Länderziele) einen Ausbau auf ca. 90 GW Wind Onshore, 16 GW Wind Offshore und 58 GW Photovoltaik vor, insgesamt also 164 GW an installierter EE-Nennkapazität.

Nach [IWES 2013] liegt das technische Potenzial für Strom aus Windenergie in Deutschland bei etwa 390 TWh/a, wenn auf etwa 2% der Landfläche (plus Abstandsflächen z.B. zu benachbarten Gebäuden bei kleinen Eignungsflächen) etwa 63.000 Windkraftanlagen mit je 3 MW Nennleistung installiert werden, was einer installierten Nennleistung von 189 GW entspricht.

Massive Einsparung könnte es durch Einsatz von Plug-In-Fahrzeugen kommen. Private PKW können in diesem Fall typischerweise etwa 80% der Jahresfahrleistung elektrisch (Aufladen der Batterie an der Steckdose) und etwa 20% über den Verbrennungsmotor zurücklegen.

Andere Länder mit geringerer Bevölkerungsdichte (z.B. USA, viele Länder Lateinamerikas und Afrikas) können größere Deckungsanteile auch von Strom-zu-Kraftstoff auf Basis von erneuerbarem Strom in Kombination mit Verbrennungsmotor erreichen.

Für dichtbesiedelte Regionen mit hohem Kraftstoffbedarf können aus Abbildung 64 folgende Schlussfolgerungen für die strategische Mittel- bis Langfristplanung gezogen werden:

- Power-to-Gas in Form von Wasserstoff und Methan ist aufgrund des Herstellungswirkungsgrades favorabel.
- Die Hebung von Effizienzpotenzialen auf der Anwendungsseite ist sinnvoll – nachfolgende Optionen geordnet nach steigender Effizienz:
 - Plug-in Verbrenner-Hybrid mit E-Flüssigkraftstoff
 - Plug-in Verbrenner-Hybrid mit E-Methan
 - Plug-in Verbrenner-Hybrid mit E-Wasserstoff
 - Brennstoffzellen-Hybrid
 - Plug-in Brennstoffzellen-Hybrid (auch z.B. für Nutzfahrzeuge, siehe Vision Motor „Tyranos“ Schwerlastverteiler-LKW)
 - Modal split (Personen-/Tonnenkilometer mit anderen Verkehrsmitteln)
 - Suffizienz (kleinere Fahrzeuge/Antriebe, weniger Personen-/Tonnenkilometer)

3.4.3 Zusammenfassende Einordnung

Tabelle 82 gibt eine qualitative-vergleichende Einordnung der untersuchten Pfade hinsichtlich ihrer Verfügbarkeit primärenergetisch und infrastrukturell sowie technischer Reife.

Tabelle 83: Zusammenfassende qualitative Bewertung der Verfügbarkeit

Herstellungspfad	Verfügbarkeit	Bemerkung
REFERENZ: Benzin/Kerosin/Diesel aus Rohöl		
REFERENZ: Methanol aus Erdgas		Langfristige Verfügbarkeit der Rohstoffbasis
GTL aus Erdgas		
HVO aus Algen		Begrenzte Potenziale
E-Benzin/-Kerosin/-Diesel		
E-DME		
E-OME		Synthese aktuell F&E
E-Methanol		
REFERENZ: CNG aus Erdgas		
REFERENZ: CGH ₂ aus Erdgas		Langfristige Verfügbarkeit der Rohstoffbasis
CNG aus Schiefergas		
E-Methan		
LNG aus Erdgas		Langfristige Verfügbarkeit der Rohstoffbasis
CGH ₂ via Elektrolyse von erneuerbarem Strom		

Stärken/Chancen

Unbestimmt/Relativ

Schwächen/Risiken

Die Bewertung erfolgt relativ zu den betrachteten Kraftstoffpfaden bzw. relativ zum Referenzpfad. Innerhalb von Herstellungspfaden gibt es Bandbreiten. Farbverläufe sind ‚digital‘ zu lesen („Heute|Zukunft“), d.h. ohne zeitliche Auflösung dazwischen

3.5 Infrastrukturanforderungen

Nicht alle neuen Kraftstoffe sind in allen Bereichen kompatibel mit der bestehenden Infrastruktur für Produktion, Transport und Distribution. Wo neue Infrastruktur bzw. Ausbau oder Anpassungen bestehender Infrastruktur erforderlich sind, sind dies benannt und diskutiert sowie auf aktuelle Entwicklungen hingewiesen.

DME ist bei Raumtemperatur gasförmig, wird aber bei Druck flüssig (ähnlich wie LPG). Wie bei LPG ist eine separate Infrastruktur erforderlich.

OME kann bis zu einem bestimmten Anteil dem Diesel beigemischt werden. Soll reines OME eingesetzt werden, sind separate Tanks und eigene Zapfsäulen erforderlich.

CNG und CGH₂ brauchen eine eigene Tankstelleninfrastruktur. Die Infrastruktur für die Anlieferung von Erdgas zu den CNG-Tankstellen ist in der Regel vorhanden, ggf. müssen Gaspipelines zu den Autobahntankstellen gelegt werden. Für stationäre Anwendungen (Stromerzeugung) kann auf das bestehende Erdgasnetz zurückgegriffen werden. Bei CGH₂ kann die H₂-Produktion vor Ort an der Tankstelle erfolgen. Eine Infrastruktur für den Stromanschluss (Mittelspannungsebene) ist in der Regel vorhanden. H₂ kann bis zu einem bestimmten Anteil dem Erdgas zugemischt werden.

3.5.1 Zusammenfassende Einordnung

Tabelle 84 gibt eine qualitative-vergleichende Einordnung der untersuchten Pfade hinsichtlich ihrer Infrastrukturanforderungen.

Tabelle 84: Zusammenfassende qualitative Bewertung der Infrastrukturanforderungen

Herstellungspfad	Infrastruktur	Bemerkung
REFERENZ: Benzin/Kerosin/Diesel aus Rohöl		
REFERENZ: Methanol aus Erdgas		Zulassung als Kraftstoff für Endnutzer?
GTL aus Erdgas		
HVO aus Algen		Produktionsverfahren
E-Benzin/-Kerosin/-Diesel		
E-DME		eigene Infrastruktur, vergleichbar LPG
E-OME	Blend < 10%	
E-Methanol		Zulassung als Kraftstoff für Endnutzer?
REFERENZ: CNG aus Erdgas		Tankstellenabdeckung
REFERENZ: CGH ₂ aus Erdgas		eigene Infrastruktur; Tankstellenabdeckung
CNG aus Schiefergas		Tankstellenabdeckung
E-Methan		Downstream: Tankstellenabdeckung
LNG aus Erdgas		eigene Infrastruktur; Tankstellenabdeckung
CGH ₂ via Elektrolyse von erneuerbarem Strom		eigene Infrastruktur; Tankstellenabdeckung

Stärken/Chancen
Unbestimmt/Relativ
Schwächen/Risiken

Die Bewertung erfolgt relativ zu den betrachteten Kraftstoffpfaden bzw. relativ zum Referenzpfad. Innerhalb von Herstellungspfaden gibt es Bandbreiten.

4 ANWENDUNGSFELDER

Ein Schlüsselparameter für die prinzipielle Eignung von Kraftstoffen in verschiedenen mobilen, aber auch stationären Anwendungen ist die Energiespeicherdichte. Abbildung 65 gibt einen Überblick über die Energiespeicherdichte verschiedener Kraftstoffe.

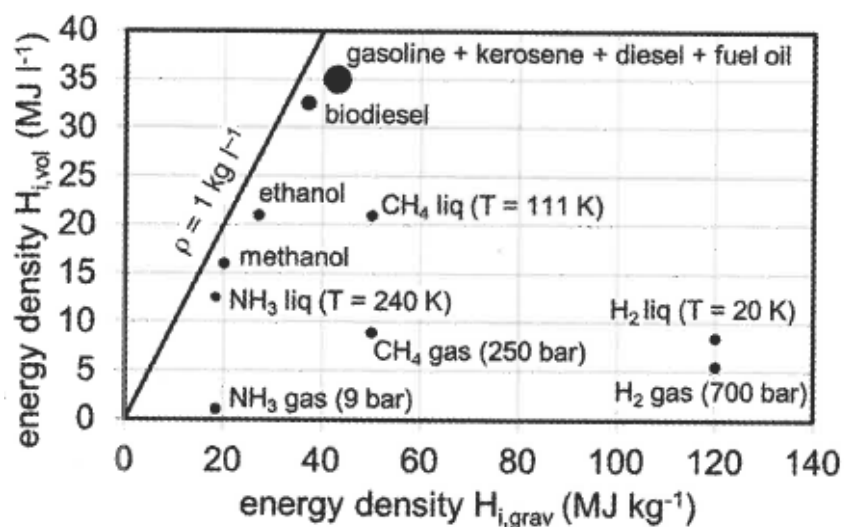


Abbildung 65: Gegenüberstellung der gravimetrischen und volumetrischen Energiedichte verschiedener Kraftstoffe [Schaub et al. 2013]

Im Rahmen zweier FVV-Arbeitskreistreffen diskutierten die Arbeitskreismitglieder auch über Infrastruktur- und Sicherheitsaspekte.

Zusammenfassend und unabhängig von der Vorkette sind die untersuchten Pfade auf die Kraftstoffprodukte reduziert (CNG, CGH₂, etc.) in Tabelle 85 in einer Kraftstoff-Eignungs-Matrix aufgeführt. Die Eignungsbewertung erfolgt auf Basis ihrer **technischen Kompatibilität, Handhabung und Risiken** für die Verwendung in verschiedenen Anwendungen für Verbrennungsmotoren und Turbinen. Die Farbskalen dienen einer prinzipielle Orientierung und stellen keinen Entwicklungsplan dar.

Tabelle 85: Kraftstoff-Eignungs-Matrix („tank-to-use“) für den Zeithorizont 2020/2030

Kraftstoff	Pkw	Nutzfahrzeuge	Schiff	Flugzeug	Strom / stationäre Maschinen	Mobile Maschinen
<ul style="list-style-type: none"> ▪ GTL ▪ HVO ▪ E-Benzin/E-Kerosin/E-Diesel ▪ Schweröl zu Mitteldestillaten 						
DME	wie LPG	wie LPG				
OME	Blend	Blend	Blend			
Methanol					Handhabung?	
CNG		Fern-Lkw				
LNG	Haltezeit	Haltezeit?				Haltezeit
CGH ₂				Langfristig LH ₂ ?	Bestand?	

Technologien wie der Pkw-Verbrennungsmotor etc. entwickeln sich weiter; diese Betrachtung hier liegt auf dem kurz- bis mittelfristig Zeithorizont, d.h. das Jahr 2020/2030. Auch die Eigenzeiten bei Technologiefortschritt und Diffusion in den verschiedenen Anwendungssektoren sind ein Aspekt bei der Eignungsfrage. Im betrachteten Zeithorizont ist z.B. eher der Einsatz von „drop-in“ Kraftstoffen in größeren Flugzeugen sowie deren luftfahrttechnische Zulassung zu rechnen als gänzlich neuen.

Die Anforderungen an **Verbrennungskraftmaschinen für mobile Anwendungen** bezüglich der Emissionen und Kraftstoffverbrauch steigen. Hybrid-PKW, auch Plug-In-Hybride und Batteriefahrzeuge mit Range Extender verlangen eine andere Motorenauslegung in Fahrzeugen. Der Motor im Fahrzeug lädt die Batterie und wird tendenziell wie ein stationärer Motor betrieben. Diese Betriebsweise erlaubt auch eine Neubewertung des Einsatzes von Wasserstoff-Verbrennungsmotoren, insbesondere in Märkten sog. Entwicklungs- und Schwellenländer mit großen Potenzialen an erneuerbarem Strom, niedriger Technologiebasis und geringer Kaufkraft. Schweröl wird langfristig als Kraftstoff für Schiffe verschwinden. Das gleiche dürfte für Einsatz von Schweröl in stationären Motoren gelten.

Ein Treiber für den Einsatz **stationärer Verbrennungskraftmaschinen** ist der Ausbau erneuerbarer Energien. Durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und vergleichbare Regelungen in anderen Ländern (Italien, Frankreich, zum Teil China) steigt der Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien wie der Solar- und Windenergie. Als Reservekraftwerke sind daher in Zukunft flexible Kraftwerke auf Basis von Verbrennungskraftmaschinen erforderlich. Verbrennungskraftmaschinen (Gasturbinen, Gasmotoren) können innerhalb von Sekunden bis Minuten rauf- und runtergefahren werden und sind daher flexibler als Dampfkraftwerke auf Basis von Kohle. Die stationären Verbrennungskraftmaschinen können in Zukunft auch mit über „Power-to-Gas“ erzeugtem und anschließend zwischengespeicherten Gas betrieben werden.

Mobile Maschinen decken eine vielfältige Palette an Anwendungen ab, so dass hierfür Einzelfallbetrachtungen notwendig sind. Generell sind Emissionsreduktionen von Schadstoffen und Lärm die Hauptthemen, insbesondere im urbanen Umfeld aber auch in sensiblen Regionen (Umwelt- und Naturschutz).

5 SCHLUSSFOLGERUNGEN

Verbrennungskraftmaschinen können auch zukünftig wichtige Schlüsselrollen einnehmen. Dies insbesondere auch dadurch, dass Verbrennungskraftmaschinen viele der kommenden Anforderungen, die sich unter anderem aus den Veränderungen des Energiesystems als auch aus dem Erfordernis weiterer Emissionsminderungen ergeben, in geeigneter Weise adressieren können. Zukünftige Kraftstoffe sind dabei Herausforderung und Chance zugleich. Die Herausforderungen bestehen in der mittelfristig eher zunehmenden Kraftstoffvielfalt und dem Anpassungsbedarf bei Verbrennungskraftmaschinen. Chancen liegen im stationären Bereich bei der hohen Flexibilität von Verbrennungskraftmaschinen und damit zu essenziellen stützenden Elementen der Energiewende werden zu können. In mobilen Märkten und Arbeitsmaschinen liegen die Chancen bei effizienten Motoren und Turbinen, die bei hohen Performance-Anforderungen mit Kraftstoffen hoher Energiedichte betrieben werden; diese werden auch auf absehbare Zeit nicht durch andere Technologien zu ersetzen sein.

Konkrete Beispiele für zentrale Rollen, die Verbrennungskraftmaschinen zukünftig besetzen können, sind:

- Gasturbinen zur stationären Stromversorgung, insbesondere für Regel- und Reserveleistung (gesicherte Leistung), mit hohen Anforderungen hinsichtlich Schnellstartfähigkeit, Regeldynamik, niedriger Mindestlast, Schwarzstartfähigkeit und Einsatz in Kraftwerksverbänden;
- Gasturbinen als Arbeitsmaschinen in Hochleistungsanwendungen, insbesondere bei netzfernem oder mobilem Einsatz, bei Platz- oder Logistikrestriktionen mit flüssigen Kraftstoffen hoher Energiedichte.
- Gasturbinen in Flugzeugen für hohe Kapazitäten und lange Strecken.
- Gasmotoren zur stationären Stromversorgung, insbesondere für Regel- und Reserveleistung (gesicherte Leistung), mit gleichen Anforderungen wie Gasturbinen (s.o.);
- Gasmotoren als Fahrzeugantrieb, insbesondere bei hohen Leistungsbedarfen, Mehrzwecknutzung und Langstrecke, mit Ausblick in Richtung Downsizing (weniger Leistungsbedarf, geringere Dynamikanforderungen, geringerer Abgasaufbereitungsaufwand, hohe Lebensdauer, hoher End-of-life Recyclinggrad) und Einbettung in hybride, elektrische Antriebskonzepte (parallel, seriell, plug-in);
- Gasmotoren als robuste Antriebstechnologie für Fahrzeugmärkte in Regionen wie Latein Amerika, Indien, etc.

In der Vergangenheit untersuchte und nicht am Markt umgesetzte Kraftstoff- oder Antriebsoptionen sollten im Licht neuer Anforderungen und Anwendungen wieder bewertet werden. Drei Beispiele hierfür:

- Effiziente Reinkraftstoffe, z.B. insbesondere auch gasförmige Kraftstoffe, die trotz ihrer geringeren Energiedichte in Verbindung mit Effizienzsteigerungen durch Hybridisierung trotzdem akzeptable Reichweiten ermöglichen.
- Kraftstoffbeimischungen zur Verbesserung von Verbrennungsprozessen, z.B. von sauerstoffhaltigen Verbindungen wie OME zu Diesel oder Wasserstoff zu Erdgas (HCNG).
- Methanol im industriellen Umfeld als stationärer Energiespeicher von (fluktuierenden) erneuerbaren Strom für die Bereitstellung gesicherter Leistung.
- Wankelmotor im Rahmen hybrider Antriebssysteme (Motorsegler Diamond „E-Star 2“, Kompaktwagen Audi „A1 E-Tron“) oder auch zur Nutzung verbrennungstechnisch schwieriger Kraftstoffe wie Wasserstoff (Mazda „Premacy Hydrogen RE Hybrid“).

Die Wahl geeigneter (un)konventioneller fossiler oder erneuerbarer Kraftstoffe hängt insbesondere von der Anwendung und den jeweiligen Anforderungen hinsichtlich technischer, regulatorischer und strategischer Aspekte ab. Dabei eröffnen weitere Kostendegressionen bei erneuerbaren Energien, neue Kraftstoffproduktionsverfahren und Verteilinfrastrukturen im Zuge von Markteinführungen den Strauß an Kraftstoffoptionen für einen breiteren Kreis an Anwendungen.

- Sogenannte ‚Drop-in‘-Kraftstoffe, die ohne signifikante Anpassungen kompatibel mit bestehenden Infrastrukturen und Motoren- bzw. Turbinentechnologien sind, haben Vorteile mit Blick auf den geringen Infrastrukturaufwand.
- Bei strombasierten Kraftstoffen steigen mit zunehmender Molekülkomplexität der Energieaufwand und damit verbunden auch die Gestehungskosten.
- Power-to-Gas (PtG) Kraftstoffe (E-H₂, E-CH₄) sind favorabel wegen Emissionen, EE-Potenzial und Flächeneffizienz.
- In dichtbesiedelten Regionen mit hohen Kraftstoffverbräuchen würde eine Umstellung auf strombasierte Flüssigkraftstoffe signifikante Importmengen an erneuerbaren Energien notwendig machen; alternativ kann verstärkt auf Effizienzoptionen gesetzt werden. Optionen sind Hybridisierung, Plug-in, Modal split und Suffizienz.
- Drei prototypische Entwicklungslinien zeichnen sich ab, die sich zeitlich, geografisch und anwendungsspezifisch unterschiedlich aber auch parallel ausprägen können:

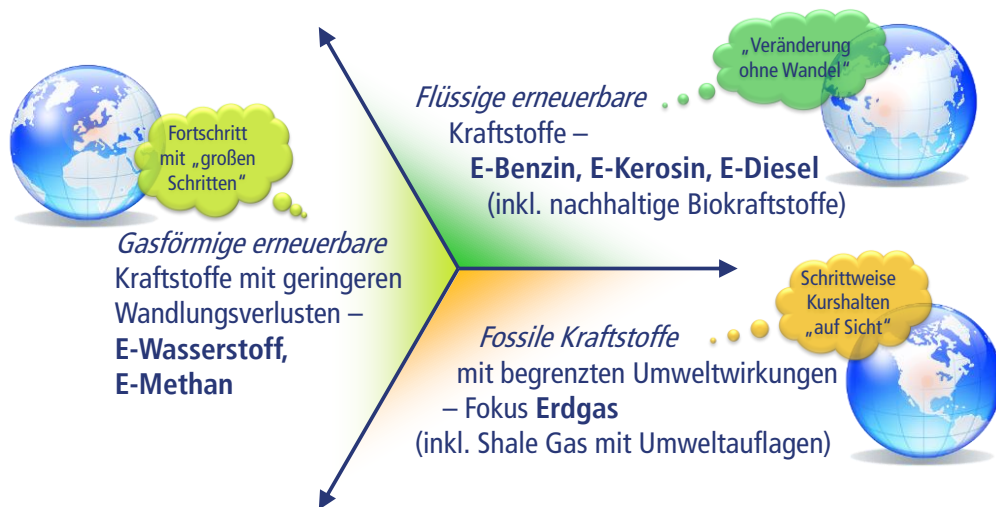


Abbildung 66: Drei prototypische Entwicklungslinien

Fossile Kraftstoffe mit begrenzten Umweltwirkungen: Entwicklung der kleinen Schritte; Wechsel zu Kraftstoffen mit geringerer Treibhausgasintensität („fuel switch“), d.h. zu fossilen Kraftstoffen mit geringeren Umweltwirkungen; ergänzend dazu auch die schrittweise Einführung von technischen Effizienzsteigerungsmaßnahmen auf der Anwendungsseite. Diese Entwicklung ist aktuell insbesondere in den USA zu beobachten, ausgelöst durch die Schiefergasproduktion.

Flüssige erneuerbare Kraftstoffe: Der Schwerpunkt liegt auf der Einführung erneuerbarer Energien über sogenannte ‚Drop in‘-Kraftstoffe; Verringerung des Energieverbrauchs und der Emissionen durch Reinkraftstoffe (E-Benzin, E-Kerosin, E-Diesel) sowie ggf. Beimischung zu Benzin (E-Methanol) und Diesel (E-OME); aus Verfügbarkeitsgründen überwiegend strombasierte erneuerbare Flüssigkraftstoffe; wo vorhanden auch nachhaltige Biokraftstoffe. Länder wie China, aber auch traditionell Südafrika, verfolgen unter anderem diese Strategie aus lokal vorhandenen Primärenergien, insbesondere Kohle, Kraftstoffe zu synthetisieren. In China wird auch die Methanolsynthese verfolgt. Mit der Entwicklung (fluktuierender) erneuerbarer Energien bietet das eine Perspektive auch für strombasierte Synthesekraftstoffe.

Gasförmige erneuerbare Kraftstoffe: Technischer Fortschritt wird proaktiv mit großen Schritten vorangetrieben; betrifft insbesondere Regionen mit großen bis sehr großen Anteilen an fluktuierendem erneuerbarem Strom im Energiesystem; Fokus auf erneuerbaren Energien, insbesondere Primärenergie erneuerbarer Strom (Wind, Solar); signifikante Effizienzverbesserung und Emissionsreduktion auf der Nutzungsseite durch neue Kraftstoff-Antriebs-Kombinationen (EE-Wasserstoff und EE-Methan in Verbindung mit unterschiedlichen Elektrifizierungsanteilen); EE-Integration mittels flexibler Kraftstoffproduktion; effiziente Bereitstellung von gesicherter Leistung

durch stationäre Rückverstromung von EE basierten Kraftstoffen. Die Vorreiterrolle für strombasierte, gasförmige Energieträger hat sicherlich Europa inne; hinsichtlich Kraftstoffnutzung wird an Wasserstoff seit vielen Jahren aber auch in Kalifornien und Japan intensiv gearbeitet.

- Die **Studienautoren** empfehlen der FVV sich mit folgenden Kraftstoffpfaden näher zu beschäftigen für die kurz- bis mittelfristige Forschungsplanung im Bereich Verbrennungskraftmaschinen (Motor, Turbine); Forschungsbedarf besteht insbesondere, weil diese Kraftstoffe zukünftige Herausforderungen adressieren, sie sich von den heute verwendeten Kraftstoffen in ihren Eigenschaften beim Einsatz in Verbrennungskraftmaschinen z.T. signifikant unterscheiden:
 - E-H₂ (in Reinform, als Beimischung zu Methan oder Diesel sowie auch als Einsatzstoff in der Ö Raffinerie)
 - E-OME (Beimischung zu Diesel)
 - E-Kerosin (Komplementäroption zu Effizienz- und Biomassepotenzialen)
 - Algen (Validierung in Demos)
- Im Rahmen eines dritten Treffens des begleitenden FVV-Arbeitskreises wurde für die Entwicklung eines **FVV-Forschungsprogrammes** eine Reihe spezifischer Themen identifiziert:
 - Methan (CNG)
 - i) Methanschlupf in Dual-fuel (Methan/Diesel) Motoren
 - ii) Effizienzpotenziale CNG-Hybridisierung
 - Optionen, Potenziale und Grenzen der Beimischung von
 - i) OME als Dieseladditiv
 - ii) Wasserstoff in Diesel-Verbrennungskraftprozessen
 - iii) Wasserstoff zu CNG (HCNG, „Hythane“)
 - Dimethylether (DME)
 - Reinwasserstoffnutzung in stationären Gasturbinen und Gasmotoren

6 LITERATUR

- [Abengoa 2011] Abengoa Bioenergy Biomass of Kansas (ABBK): 2 G Hugoton Project; 2011;
http://www.abengoabioenergy.com/web/en/2g_hugoton_project/
- [ANL 2012] ANL; NREL; PNNL, (June 2012), Renewable Diesel from Algal Lipids: An Integrated Baseline for Cost, Emissions, and Resource Potential from a Harmonized Model, ANL/ESD/12 - 4; NREL/TP-5100-55431; PNNL-21437, Argonne, IL: Argonne National Laboratory; Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory; Richland, WA: Pacific Northwest National Laboratory; 2012
- [Bauer et al 1996] Bauer, H.; Schmittinger, C.: Prozeßkettenanalyse und Verfügbarkeit von Erdgas als Kraftstoff für Kraftfahrzeuge; Endbericht; Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE); Oktober 1996
- [BGR 2012] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland, Hannover, Mai 2012
- [BGR 2012a] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Deutsche Rohstoffagentur (DERA): Energiestudie 2012 – Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen – DERA Rohstoffinformationen; 2012
- [Boij 2011] Boij, J., Wärtsilä, Regulatory Affairs, Product Centre Ecotech: Emission guidelines and fuels; 2011
- [Borken et al 1999] Borken, J.; Patyk, A.; Reinhardt, G.: Basisdaten für ökologische Bilanzierungen; Vieweg März 1999; ISBN 3-528-03118-2; S. 29, S. 54
- [BP 2012] BP Statistical Review of World Energy 2012
- [BP 2013] BP Statistical Review of World Energy 2013
- [Breyer et al 2011] Breyer, Ch. Reiner Lemonine Institut gGmbH, Berlin, Germany; Rieke, S., Solar Fuel GmbH, Stuttgart, Germany; Sterner, M., IWES, Kassel, Germany; Schmid, J., IWES, Kassel, Germany; Hybrid PV-Wind-Renewable Methane

- Power Plants - A Potential Cornerstone of Global Energy Supply; preprint to be published of the 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 5-9 September 2011, Hamburg, Germany
- [BT-Enquête 1998] Abschlußbericht der Enquête-Kommission „Schutz des Menschen und der Umwelt“ des 13. Bundestages: Konzept Nachhaltigkeit – Vom Leitbild zur Umsetzung; ISBN 3-930341-42-5, Deutscher Bundestag (Hrsg.), Bonn, 1998
- [Burger 2012] Burger, J.: A novel process for the production of diesel fuel additives by hierarchical design; Dissertation, Universität Kaiserslautern, 2012
- [CARB 2009] California Air Resources Board (CARB): California's Zero Emission Vehicle Program; Tutorial, June 2009; http://www.arb.ca.gov/msprog/zevprog/factsheets/zev_tutorial.pdf
- [Chandra 2010] Chandra, A., MOP&NG, Government of India: Indian LPG Market Prospects; World LPG Forum 2010-Madrid; http://petrofed.winwinhosting.net/upload/Apurva_Chandra.pdf
- [ChemTech 2013] George Olah CO₂ to Renewable Methanol Plant, Reykjanes, Iceland; Chemicals Technology, Letzter Abruf: 05.09.2013; <http://www.chemicals-technology.com/projects/george-olah-renewable-methanol-plant-iceland/>
- [Clark 2013] Clark, T., Lafayette College, Easton, Pennsylvania, USA: Environmental Pollutants: Natural Gas; accessed 11 July 2013; <http://sites.lafayette.edu/e-grs352-fa12-combinedcycle/contexts/environmental-change>
- [Dachs 2008] Dachs, G., Base Technologies, München, et al.: Biogasaufbereitungssysteme zur Einspeisung in das Erdgasnetz - ein Praxisvergleich; Solarenergieförderverein Bayern e.V., 2008
- [Delphi 2012] Delphi, Michigan, USA: Worldwide Emission Standards: Passenger Cars and Light Duty Vehicles; 2011/2012; www.delphi.com/emissions-pc
- [dena 2012] Deutsche Energie-Agentur (dena): Verkehr. Energie. Klima.; Berlin, Oktober 2012
- [Deng et al 2010] Deng, Y.; Cornelissen, S.; Klaus, S.; Ecofys Netherlands BV, Utrecht, The Netherlands: The Ecofys Energy Scenario; WWF International, Gland, Switzerland, 2010

- [DGUV 2009] Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung (DGUV), Berlin: Handlungsanleitung für die arbeitsmedizinische Vorsorge nach dem Berufsgenossenschaftlichen Grundsatz G 10 „Methanol“; BGI/GUV-I 504-10 April 2009; http://www.euk-info.de/fileadmin/PDF_Archiv/Regelwerk_Archiv/Info_arb_Vorsorge/GUV-I_504-10.pdf
- [DieselNet 2011] DieselNet: IMO Marine Engine Regulations; September 2011; <http://www.dieselnet.com/standards/inter/imo.php>
- [DieselNet 2012] DieselNet: Emission Standards „Brazil“ Cars and Light Trucks; 2012; <http://www.dieselnet.com/standards/br/ld.php>
- [DOE 2013] U.S. Department of Energy (DOE), Energy Efficiency and Renewable Energy, Alternative Fuels Data Center: Zero Emission Vehicle (ZEV) Requirements; 15 July 2013; <http://www.afdc.energy.gov/laws/law/CA/4249>
- [DWG 2013] Deutsche WindGuard GmbH: Status des Windenergieausbaus in Deutschland – Jahr 2012; i.A. Bundesverband Windenergie (BWE) und Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V. (VDMA), 2013
- [E&E 2013] Rahim, S., E&E Publishing, LLC: Policy is the muscle behind natural gas vehicles in China; Thursday, June 20, 2013; <http://www.eenews.net/stories/1059983182>
- [Ecoinvent 2007] Faist-Emmenegger, M., ESU-services Ltd., Uster; Heck, Th., Paul Scherrer Institut, Villigen; Jungbluth, N., ESI-services Ltd., Uster: Ecoinvent Data v2,0 (2007); ecoinvent report No. 6; Villigen, Dezember 2007
- [EEG 2012] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG): Konsolidierte (unverbindliche) Fassung des Gesetzestextes in der ab 1. Januar 2012 geltenden Fassung
- [EIA 2012] U.S. Energy Information Administration (EIA): What are natural gas liquids and how are they used; 20 April 2012; <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=5930>
- [EIA 2013/1] U.S. Energy Information Administration (EIA): Countries; <http://www.eia.gov/countries>

- [EIA 2013/2] U.S. Energy Information Administration (EIA): Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources – An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States; Washington D.C., 13.06.2013
- [ETSU 1996] Gover, M. P.; Collings, S. A.; Hitchcock, G. S.; Moon, D. P.; Wilkins, G, T,: Alternative Road Transport Fuels - A Preliminary Life-cycle Study for the UK, Volume 2; A study co-funded by the Department of Trade and Industry and the Department of Transport; ETSU, Harwell March 1996
- [EU 2007] Verordnung (EG) Nr. 715/2007 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20 Juni 2007 über die Typengenehmigung von Kraftfahrzeugen hinsichtlich der Emissionen von leichten Personenkraftwagen und Nutzfahrzeugen (Euro 5 und Euro 6) und über den Zugang zur Reparatur- und Wartungsinformationen für Fahrzeuge; Amtsblatt der Europäischen Union, 29.6.2007
- [EU 2011] Commission Regulation (EU) No 582/2011 of 25 May 2011 implementing and amending Regulation (EC) No 595/2009 of the European Parliament and of the Council with respect to emissions from heavy duty vehicles (Euro VI) and amending Annexes I and III to Directive 2007/46/EC of the European Parliament and of the Council; 25 June 2011
- [EU 2012] Verordnung (EG) Nr. 459/2012 der Kommission vom 29. Mai 2012 zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 715/2007 des Europäischen Parlaments und des Rates und der Verordnung (EG) Nr. 692/2008 der Kommission hinsichtlich der Emissionen von leichten Personenkraftwagen und Nutzfahrzeugen (Euro 6); 1. Juni 2012
- [EU-CCEG 2008] EU Climate Change Expert Group 'EG Science': The 2°C target – Background on Impacts, Emission Pathways, Mitigation Options and Costs; 9th July 2008
- [ExxonMobil 2008] ExxonMobil Aviation, Brussels, Belgium: World Jet Fuel Specifications with Avgas Supplement; 2008 edition; http://www.exxonmobil.com/AviationGlobal/Files/WorldJetFuelSpec2008_1.pdf
- [FEA 1999] Federal Environment Agency – Austria: State of the art in the refining industry with regard to the IPCC-directive – Summary; IB 610, 1999

- [GEA 2013] GEA Westfalia Separator Group, 2013; <http://www.westfalia-separator.com/de/produkte/dekanter/extraktions-dekanter.html>
- [GEMIS 2002] Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), version 4.1.3.2; 2002; <http://www.oeko-institut.org/service/gemis/index.htm>
- [GEMIS 2011] Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), version 4,7; 2011; <http://www.oeko-institut.org/service/gemis/index.htm>
- [GIIGNL 2013] Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié (GIIGNL), Paris, France: The LNG Industry in 2012; 2013
- [Goodman et al 2008] Goodman W, R., Maness T, R.: Michigan's Antrim Gas Shale Play—A Two-Decade Template for Successful Devonian Gas Shale Development; September 2008
- [GWS 2012] Lutz, C., Institute of Economic Structures Research (GWS mbH), Osnabrück, Germany et al.: Economic effects of peak oil; Energy Policy, Volume 48, September 2012; p, 829–834; <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.05.017>
- [Hedden 1994] Hedden, K.; Jess, A.; Engler-Bunte-Institut, Universität Karlsruhe (TH), Bereich Gas, Erdöl, Kohle: Bereich Raffinerien und Ölveredelung; Studie im Rahmen des IKARUS-Projektes, Teilprojekt 4 "Umwandlungssektor"; Forschungszentrum Jülich GmbH (FZJ); Dezember 1994
- [Helman 2012] Helman, Chr.: Shell Investing \$300M To Fuel LNG-Powered Trucks; Forbes, 6/13/2012; <http://www.forbes.com/sites/christopherhelman/2012/06/13/shell-investing-300m-to-fuel-lng-lng-powered-trucks/>
- [Hinchee et al 2009] Hinchee, M.; Rottmann, W.; Mullinax, L.; Zhang, C.; Chang, S.; Cunningham, M.; Pearson, L.; Nehr, N.: Short-rotation woody crops for bioenergy and biofuels applications; In Vitro Cell Dev Biol Plant. 2009 December; 45(6): 619–629; Published online 2009 August 26. doi: 10.1007/s11627-009-9235-5; <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC2778772/>

- [Honda 2009] Moto Honda da Amazonia Ltda.(HDA): Honda Begins Sales of Flex Fuel Motorcycle CG150 TITAN MIX in Brazil; press release 11 March 2009;
<http://world.honda.com/news/2009/c090311CG150-TITAN-MIX-in-Brazil/index.html>
- [Horwath 2011] Horwath, B.; Santoro, R., Ingraffea, T.; Department of Ecology & Evolutionary Biology and School of Civil and Environmental Engineering Cornell University: Developing natural gas in the Marcellus and other shale formations is likely to aggravate global warming; 15 March 2011
- [HySafe 2009] Adams, P., Volvo et al.: Allowable hydrogen permeation rate for automotive applications; Sixth Framework Program Network Of Excellence: Safety of Hydrogen as an Energy Carrier, Contract No SES6-CT-2004-502630, InsHyDe, Sub-task IP1.3, Deliverable D74 (InsHyde) – FINAL; 28 February 2009
- [IEA 2012] International Energy Agency (IEA): World Energy Outlook 2012; p. 41
- [INEOS 2013] Renner, M., INEOS Paraform GmbH & Co KG, Mainz, 2 June 2013
- [Iogen 2013] Iogen, Ottawa, Canada: Iogen's Cellulosic Ethanol Demonstration Plant; 2013;
http://www.ioegen.ca/company/demo_plant/index.html
- [Iosefa 2013] Iosefa, B., METHANEX: Methanol Fuels: Igniting Global Growth; ISAF March 2013, Stellenbosch, South Africa;
<http://academic.sun.ac.za/microbiology/Documents/ISAF%20PDF%20for%20web/Session%207/Ben%20Josefa.pdf>
- [IPCC 2007] Solomon, S., IPCC et al.: Climate Change 2007 – The Scientific Basis; 2007
- [IPCC 2007a] Bernstein, L., IPCC et al.: Climate Change 2007 – Synthesis Report; 2007
- [ISE 2013] Burger, B., Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE): Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie im Jahr 2012; Freiburg, 4. Januar 2013
- [IWES 2013] Bofinger, S.; Spiekermann, R.; Scheibe, M.; Callies, D.; Saint-Drenan Y-M.; Rohrig, K.; Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Abteilung

- Energiewirtschaft und Netzbetrieb, Kassel: Potenzial der Windenergienutzung an Land; Langfassung, Bundesverband WindEnergie e.V., Februar 2013
- [Jackson et al 2013] Jacksona, R., B.; Vengosha, A.; Darraha, Th., H.; Warnera, N., R.; Downa, A.; Poredac, R., J.; Osbornd, St., G.; Zhaoa, K.; Karra, J., D.: Increased stray gas abundance in a subset of drinking water wells near Marcellus shale gas extraction; 3 June 2013;
<http://www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.1221635110>
- [Jacob 2013a] Eberhard Jacob (Emissionskonzepte Motoren UG; Emitec GmbH), E-Mail Kommunikation, 28. Juli 2013
- [Jacob 2013b] Eberhard Jacob (Emissionskonzepte Motoren UG; Emitec GmbH), E-Mail Kommunikation, 30. August 2013
- [Jäger 2013] Jäger, W., VDI, Process Engineering, Engelskirchen: CO₂-Recycling bei Kohlekraftwerken: Pilotanlage bei Infracore Höchst; 22. Juni 2013
- [JEC 2007] JEC – Joint Research Centre-EUCAR-CONCAWE collaboration: Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context; Version 2c; March 2007;
<http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/>
- [JEC 2011] JEC – Joint Research Centre-EUCAR-CONCAWE collaboration: Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context; Version 3c; Report EUR 24952 EN - 2011;
<http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/>
- [JEC 2013] JEC – Joint Research Centre-EUCAR-CONCAWE collaboration: Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context; Version 4; Report EUR 26028 EN; July 2013;
<http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/>
- [Krause 2002] Krause, B., Umweltbundesamt: Anlass und Ziel der VOC-Emissionsbegrenzung bei der Betankung von Kraftfahrzeugen an Tankstellen; Vortrag gehalten anlässlich der DGMK-Fachtagung "Gasrückführsysteme" im Mai 2001 in Hamburg, aktualisiert Juni 2002

- [Lahl et al 2010] Lahl, U.; Zeschmar-Lahl, B.; BZL Kommunikation und Projektsteuerung GmbH, Oyten: Stand der Technik der Emissionsminderung bei Biogasanlagen; Berliner Immissionsschutzkonferenz - Planung, Genehmigung und Betrieb von Anlagen, Berlin, 15. und 16. Dezember 2010; http://www.bzl.info/de/sites/default/files/Lahl_Immi_Konf_2010.pdf
- [Larsen 1998] Larsen, H., H., Haldor Topsoe A/S, Lyngby, Denmark: The 2,400 MTPD Methanol Plant at Tjeldbergodden; presented to 1998 World Methanol Conference, Frankfurt, Germany, December 8-10; 1998; prepared by Anders Gedde-Dahl and Karl Jorgen Kristiansen, Statoil a/s, Tjeldbergodden, Norway
- [Lastauto Omnibus Katalog 2012] Lastauto Omnibus Katalog 2012; ETM EuroTransportMedia Verlags- und Veranstaltungs-GmbH, Stand: September 2011
- [Liebner et al 2004] Liebner, W.; Koempel, H.; Wagner, M.; Lurgi AG, Frankfurt am Main: Gas-To-Chemicals-Technologien von Lurgi: von Ergas/Synthesegas zu hochwertigen Produkten; 55, Berg- und Hüttenmännischer Tag, Freiberg 16./17. Juni 2004
- [Linde 2001] Adler, R., Linde Gas GmbH & Co. KG, Wien, Österreich: Richtpreis für Linde Wasserstofftankstelle H2-850-20-20-HB; 2001
- [Linde 2005] Adler, R., Linde, persönliche Kommunikation, 10. Januar 2005
- [Lumpp et al 2011] Lumpp, B.; Rothe, D.; Pastötter, C.; Lämmermann, R.; Jacob, E.: Oxymethylenether als Dieselmotorkraftstoffzusätze der Zukunft; in: Motortechnische Zeitschrift (MTZ), Jg. 72, Nr. 3, 2011, S. 198-202
- [Lurgi 2005] Liebner, W.; Schlichting, H.; Lurgi AG: B, C, G, Xtl - what else? Lurgi's Routes to Transportation Fuels; International Conference on IGCC & Xtl Freiberg, 16-18th June, 2005
- [Majewski et al 2013/1] Majewski, A.; Foukes, E.; TransportPolicy.net: EU: Light Duty: NEDC; 9 July 2013; <http://transportpolicy.net/index.php?title=EU: Light-duty: NEDC>

- [Majewski et al 2013/2] Majewski, A.; Olivares, E.; Foukes, E.; TransportPolicy.net: US: Light Duty: FTP-75; 11 July 2013; <http://transportpolicy.net/index.php?title=US: Light-duty: FTP-75>
- [MAN 2012] MAN Diesel & Turbo SE, Kopenhagen: Low-Speed-Motor bahnt Weg für Treibstoffflexibilität; Pressemitteilung, 5. Dezember 2012
- [MAN 2013] MAN SE Munich, Germany: Methanation reactor from MAN produces Audi e-gas; Pressemitteilung MAN, 25 January 2013; <http://www.man.eu/en/press-and-media/presscenter/Methanation-reactor-from-MAN-produces-Audi-e-gas-45312.html>
- [Masake 1997] Masake, S.; Osaka Gas; Kuwabara, S.; Tokyo Gas; Life Cycle Analysis of Natural Gas in Japan; Fax from Osaka Gas; 3/1997
- [Maus et al 2012] Maus, W.; Jacob, E.; Brück, R.; Hirth, P.: Nachhaltigkeit verfügbarer Kraftstoffe – Eine Fiktion?; in: Motortechnische Zeitschrift (MTZ), Jg. 73, Nr. 6, 2012, S. 12-19
- [m-etc 2002] m-tec, persönliche Kommunikation, Dezember 2002
- [Milano 2013] Comune di Milano; accessed 19 July 2013; http://www.comune.milano.it/portale/wps/portal/CDMLanguages?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/wps/wcm/connect/ContentLibrary/inglese/homepage/home_english
- [MKS 2013] Deutsches Biomasse-Forschungszentrum (DBFZ): Biomassepotenziale und Nutzungskonkurrenzen; Kurzstudie im Rahmen der Wissenschaftlichen Begleitung der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS), 17. Juli 2013; <http://www.bmvbs.de/SharedDocs/DE/Artikel/UI/UI-MKS/mks-wiss-studien-nutzungskonkurrenzen.html>
- [Moosbach 2011] Stadtwerke Mosbach 2011; http://www.swm-online.de/fileadmin/pdf/gasnetz/Preisblatt_Netzentgelte_a_b_01_01_2011_2.pdf
- [Nandi 2012] Nandi, J., The Economic Times: IIT-Delhi scientists develop autos that run on hydrogen; 12 February 2012; <http://economictimes.indiatimes.com/news/news-by-industry/transportation/shipping/-/transport/-/iit-delhi->

- [scientists-develop-autos-that-run-on-hydrogen-cause-negligible-pollution/articleshow/11858081.cms](http://www.nea.is/media/eldsneyti/A-DME-feasibility-study-in-Iceland-summary-report.pdf)
- [NEA 2010] National Energy Authority (NEA), et al.: A FEASIBILITY STUDY REPORT FOR A DME PROJECT IN ICELAND (Summary); February 2010; <http://www.nea.is/media/eldsneyti/A-DME-feasibility-study-in-Iceland-summary-report.pdf>
- [NEP-Szenariorahmen 2013] Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2014 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber; 28. März 2013
- [Nesheiwat 2013] Nesheiwat, Z.: China's Growing Methanol Economy; CleanTechnica, 15 April 2013; <http://cleantechnica.com/2013/04/15/chinas-growing-methanol-economy/>
- [Neste Jacobs 2013] Neste Jacobs Oy, Porvoo, Finland: NExBTL; accessed 10 July 2013; <http://www.nestejacobs.com/default.asp?path=111,360,13763,13777,13829>
- [Neste Oil 2007] Kammonen, O., Neste Oil: Neste Oil to build a NExBTL Renewable Diesel plant in Singapore; press release, 30 November 2007; <http://www.nesteoil.com/default.asp?path=1;41;540;1259;1261;7440;9494>
- [NGVA 2012] Natural & bio Gas Vehicle Association (NGVA) Europe: NGVs and refuelling stations worldwide; 20 December 2012; <http://www.ngvaeurope.eu/worldwide-ngv-statistics>
- [Nitsch et al 1999] Nitsch, J.; Pehnt, M.; Dienhart, H.; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Schwerpunkt Energietechnik, Institut für Technische Thermodynamik, Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung: Analyse von Einsatzmöglichkeiten und Rahmenbedingungen verschiedener Brennstoffzellensysteme in Industrie und zentraler öffentlicher Versorgung; 1- Entwurf; Gutachten im Auftrag des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB); Stuttgart, Juni 1999
- [Nitsch et al 2012] Nitsch, J.; Pregger, Th.,; Naegler, T.; Heide, D.; Luca de Tena, D.; Trieb, F.; Scholz, Y.; Nienhaus, K.; Deutsches

- Zentrum für Luft und Raumfahrt (DLR), Stuttgart; Gerhardt, N.; Sterner, M.; Trost, T.; von Oehsen, A.; Schwinn, R.; Pape, C.; Hahn, H.; Wickert, M.; Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel; Wenzel, B., Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), Teltow: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - "Leitstudie 2011"; BMU - FZK 03MAP146, 29. März 2012
- [NREL 2011] Aden, A.; Davis, R.; National Renewable Energy Laboratory (NREL), USA: Algal Biofuel Pathway Baseline Costs; April 7, 2011
- [NYT 2013] Cardwell, D.; Krauss, C.; The New York Times: Trucking Industry Is Set to Expand Its Use of Natural Gas; 22 April 2013;
<http://www.nytimes.com/2013/04/23/business/energy-environment/natural-gas-use-in-long-haul-trucks-expected-to-rise.html?pagewanted=all&r=0>
- [Ökoinventare 1996] Frischknecht, R., et al, Eidgenössische Technische Hochschule, Gruppe Energie - Stoffe, Umwelt (ESU), Zürich, Schweiz: Ökoinventare von Energiesystemen, 3, Auflage, Teil 1, Teil IV Erdöl; Projekt gefördert durch das Bundesamt für Energiewirtschaft (BEW) und den Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft (PSEL), Juli 1996
- [Pellegrini et al 2012] Pellegrini, L.; Marchionna, M.; Patrini, R.; ENI SpA; Beartrice, C.; Del Giacomo, N.; Guido, Ch.; Istituto Motori, CNR: Combustion Behaviour and Emission Performance of Neat and Blended Polyoxymethylen Dimethyl Ethers in a Light-Duty Diesel Engine; SAE International, 04/16/2012
- [Perks et al 2012] Perks, J., AEA Technology plc., Harwell, United Kingdom, et al.: Climate impact of potential shale gas production in the EU; Report for European Commission DG CLIMA; 30 July 2012
- [Pütz 2002] Pütz, D., Schwelm, persönliche Kommunikation, 2002
- [Reinhardt et al 2006] Reinhardt, G.; Gärtner, S., O.; Helms, H.; Rettenmaier, N.; (IFEU): An Assessment of Energy and Greenhouse Gases of NExBTL; By order of the Neste Oil Corporation, Porvoo, Finland; Final Report; Heidelberg, June 2006

- [Rojey et al 1997] Rojey, A.; Jaffret, C.; Cornot-Gandolphe, S.; Durand, B.; Jullian, S.; Valais, M.: Natural gas: Production Processing Transport; Institut Français du Pétrole Publications; Éditions Technip, Paris, 1997; ISBN 2-7108-0693-2; p. 16-17, p. 32-33
- [Schaub et al. 2013] Schaub, G., Eilers, H., Iglesias González, M. (Engler-Bunte-Institut I, Karlsruhe Institute of Technology – KIT): Chemical Storage of Renewable Electricity via Hydrogen; in: Stolten, D. (FZJ), Scherer, V. (KIT) (Hrsg.): Transition to Renewable Energy Systems, Wiley-VCH, Weinheim, 2013, S. 619-628
- [Schwelm 2002] Dzierzon, Schwelm, persönliche Kommunikation, 3, Dezember 2002
- [Senden et al 1996] Senden, M.M.G., Shell Research Technology Center Amsterdam; Jacometti, J., Shell International Petroleum Company Ltd; Saw Choo Boon, Shell MDS (Malaysia): Shell Middle Distillate Syntheses: The Process, its products and commercial plant experience; 1996 Gasification Technologies Conference, October 2-4, 1996, Mark Hopkins Inter-Continental Hotel San Francisco, California
- [Shell 2013] Shell, USA: Welcome to the Mahogany Research Project; accessed April 2013;
<http://www.shell.us/aboutshell/projects-locations/mahogany/technology.html>
- [Socolow et al 2011] Socolow, R., et al., American Physical Society (APS): Direct Air Capture of CO₂ with Chemicals: A Technology Assessment for the APS Panel on Public Affairs; 1 June 2011
- [Specht 1999] Specht, M., Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW), Stuttgart; persönliche Kommunikation, 28. April 1999
- [Specht et al 1995] Specht, M.; Bandi, A.; Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW), Stuttgart, Baden-Württemberg: Herstellung von flüssigen Kraftstoffen aus atmosphärischen Kohlendioxid; Forschungsverbund Sonnenenergie, Themen 94/95, "Sonnenenergie - chemische Speicherung und Nutzung"

- [Stephenson et al 2010] Stephenson, A., L., et al.: Life-Cycle Assessment of Potential Algae Biodiesel Production in the United Kingdom: A Comparison of Raceways and Air-Lift Tubular Reactors; *Energy Fuels* 2010, 24, 4062-4077
- [Sternner 2009] Sternner, M., Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems Limiting global warming by transforming energy systems, Kassel University Press, ISBN: 978-3-89958-798-2, 2009 (Erneuerbare Energien und Energieeffizienz - Renewable Energies and Energy Efficiency 14), Kassel, Univ., Diss. 2009; <http://www.upress.uni-kassel.de/publi/abstract.php?978-3-89958-798-2>
- [TA Luft 2002] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft); 24. Juli 2002
- [TfL 2013] Transport for London (TfL): Vehicles; accessed 16 July 2013; <http://www.tfl.gov.uk/roadusers/congestioncharging/6733.aspx>
- [The Network for Public Health Law 2013] The Network for Public Health Law, St. Paul, Minnesota, USA: Environmental Impacts Associated with Hydraulic Fracturing; accessed 10 July 2013; <http://www.networkforphl.org/asset/w74j2w/>
- [Viðskiptablaðið 2011] Innovation In Its Purest Form; 7 November 2011; http://www.carbonrecycling.is/index.php?option=com_content&view=article&id=29%3Ainnovation-in-its-purest-form
- [Wagner 2002] Wagner, J., Lurgi: Technologically Advanced Natural Gas Monetization: Opportunities for Chemicals and Petrochemicals; Gas To Chemicals, New Dehli, September 18-21, 2002
- [Wärtsilä 2011] Haga, N., Wärtsilä Power Plants Finland: Flexible Power Generation: Flexicycle™ Power Plants Combining flexibility with efficiency; POWER-GEN Asia 27-29 September 2011, KLCC, Kuala Lumpur, Malaysia

- [Woess-Gallasch et al 2010] Woess-Gallasch, S.; Bird, N.; Enzinger, P.; Jungmeier, G.; Padinger, R.; Pena, N.; Zanchi, G.; Joanneum Research Forschungsgesellschaft mbH, Resources - Institute of Water, Energy and Sustainability, Graz: Greenhouse Gas Benefits of a Biogas Plant in Austria; IEA Bioenergy Task 38 Case Study Report, 2010
- [Wuppertal 1996] Loske, R.; Bleischwitz, R. (Wuppertal Institut): Zukunftsfähiges Deutschland – ein Beitrag zu einer global nachhaltigen Entwicklung; BUND und Misereor (Hrsg.), Birkhäuser Verlag, Basel, 1996
- [Wuppertal 2004] Dienst, C.; Fishedick, M.; Hanke, Th.; Langrook, Th.; Lechtenböhrer, St. (Wuppertal Institut); Assonov, S.; Brenninckmeijer, C. (Max-Planck-Institut): Treibhausgasemissionen des russischen Exportpipeline-System – Ergebnisse und Hochrechnungen empirischer Untersuchungen in Russland; Mainz, Germany, 2004
- [Wuppertal 2008] Lechtenböhrer, St.; Dienst, C.; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Forschungsgruppe I Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen: Energie- und klimapolitische Bewertung der Erdgasprozesskette unter Berücksichtigung dynamischer Veränderungen: Darstellung der Endergebnisse; Präsentation; 6. November 2008
- [Yang et al 2012] Yang, C-J.; Jackson, R., B.; Duke University, Durham, North Carolina, USA: China's growing methanol economy and its implications for energy and the environment; Energy Policy 41 (2012) 878-884;
<http://biology.duke.edu/jackson/ep2012.pdf>
- [Zittel 2013] W. Zittel, J. Zerhusen, M. Zerta (LBST): Fossile und Nukleare Brennstoffe – die künftige Versorgungssituation; Energy Watch Group (EWG), März 2013



Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e. V.

Lyoner Straße 18 · 60528 Frankfurt

Postfach 71 08 64 · 60498 Frankfurt

Telefon: +49 (0)69/6603 16 81 · Telefax: +49 (0)69/6603 16 73

E-Mail: info@fvw-net.de · Website: www.fvw-net.de

www.facebook.com/Forschungsvereinigung

