

TEXTE

68/2020

Detailanalysen zum Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien

Anhang zum Abschlussbericht

TEXTE 68/2020

Ressortforschungsplan des Bundesministerium für
Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit

Forschungskennzahl 37EV 16 108 0

FB000263/ANH

Detailanalysen zum Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien

Anhang zum Abschlussbericht

von

Axel Liebich, Thomas Fröhlich, Daniel Münter, Horst Fehrenbach, Jürgen Giegrich, Susanne Köppen, Frank Dünnebeil, Wolfram Knörr, Kirsten Biemann
ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg

Sonja Simon, Simon Maier, Friedeman Albrecht, Thomas Pregger, Christoph Schillings, Massimo Moser, Regine Reißner, Schwan Hosseiny
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Stuttgart

Gerfried Jungmeier, Martin Beermann, Dorian Frieden, Neil Bird

JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH, LIFE
– Zentrum für Klima, Energie und Gesellschaft, Graz

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
info@umweltbundesamt.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

[f/umweltbundesamt.de](https://www.facebook.com/umweltbundesamt.de)

[t/umweltbundesamt](https://twitter.com/umweltbundesamt)

Durchführung der Studie:

Ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung
Wilckensstraße 3
69120 Heidelberg

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)
Institut für Technische Thermodynamik
Pfaffenwaldring 38-40
70569 Stuttgart

JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH
Leonhardstraße 59
A-8010 Graz
Österreich

Abschlussdatum:

November 2019

Redaktion:

Fachgebiet V 1.3 Erneuerbare Energien
Werner Niederle

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4804

Dessau-Roßlau, Mai 2020

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung: Detailanalysen zum Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien

Im Zuge der Transformation zu einer treibhausgasneutralen Gesellschaft in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts wird der Einsatz von synthetischen Energieträgern diskutiert, die auf erneuerbarem Strom oder Biomasse basieren. Dieses Vorhaben bewertet die Umweltwirkungen technischer und logistischer Optionen für die Bereitstellung solcher Energieträger anhand von Umweltwirkungskategorien wie Treibhauspotenzial, Versauerung oder Flächenbedarf. Auf Basis ausgewählter Prozessschritte/Verfahren und deren aktueller und zukünftiger technischer Daten wurde die Herstellung von fünf Produkten (Fischer-Tropsch-Kraftstoffe, Methanol, synthetisches Erdgas, Biomethan und Wasserstoff) betrachtet. Mittels Standortfaktoren für Deutschland, Europa und den Mittelmeerraum – wie der Verfügbarkeit erneuerbarer Energiequellen wie Wind oder PV und von Rohstoffen wie Kohlenstoff oder Wasser sowie von Transportrouten nach Deutschland – wurden diese Verfahren zu Bereitstellungspfaden für diese Energieträger kombiniert. Mit der Methode der Ökobilanz wurden die Umwelteffekte heute und im Jahr 2050 analysiert sowie Kosten für die Anlagenerrichtung und den Betrieb geschätzt. Demnach weisen synthetische Energieträger aufgrund der Nutzung erneuerbarer Energien in der Regel ein deutlich niedrigeres Treibhauspotenzial als heutige fossile Referenzprodukte auf. Die Herstellung der Stromerzeugungsanlagen und damit verbundene Wirtschaftsprozesse – etwa die Stahl- und die Zementproduktion – können jedoch noch einen relevanten Beitrag zum Treibhauspotenzial leisten, wenn sie nicht ebenfalls treibhausneutral sind. Gleichzeitig führen vor allem die Herstellung der erforderlichen Anlagen gegenüber der fossilen Referenz zu (mitunter deutlich) erhöhten Belastungen in fast allen anderen Wirkungskategorien, insbesondere im Wasser- und Flächenbedarf. Diese Studie liefert somit auch Hinweise, welche Umweltwirkungen zukünftig weiter reduziert werden müssen.

Abstract: Detailed analyses for the system comparison of storable energy carriers from renewable energies

In the course of the transformation to a greenhouse gas-neutral society in the second half of the 21st century, the use of synthetic energy carriers based on renewable electricity or biomass is under discussion. This project evaluates the environmental impacts of technical and logistical options for the generation of such energy carriers on the basis of environmental impact categories such as global warming potential, acidification or land use. The production of five products (Fischer-Tropsch fuels, methanol, synthetic natural gas, biomethane and hydrogen) was examined on the basis of various process steps/procedures and their current and future technical data. By using regional factors for Germany, Europe and the Mediterranean region - like the availability of renewable energy sources such as wind or PV and of raw materials such as carbon or water as well as transport routes to Germany - these processes were combined to form supply paths for these energy carriers. Using the life cycle assessment method, the environmental effects were analysed for today and 2050. In addition, the costs for plant construction and operation were estimated. As a result, synthetic energy carriers generally have a significantly lower global warming potential than today's fossil reference products due to the use of renewable energies. However, the production of electricity generation plants and associated economic processes - such as steel and cement production - can still make a relevant contribution to the global warming potential if they are not also greenhouse neutral. At the same time, it is this production of the necessary plants that leads to (sometimes significantly) increased burdens compared with the fossil reference in almost all other impact categories, most notably in terms of water and land use. This study therefore also provides indications of which environmental impacts must be further reduced in the future.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	6
Abbildungsverzeichnis	9
Tabellenverzeichnis	14
Abkürzungsverzeichnis	16
1 Einführung	17
1.1 Motivation und Zielstellung	17
1.2 Überblick über Vorgehen und Methoden	18
2 Technologiedaten für die Bereitstellung synthetischer Energieträger	19
2.1 Module zur Erzeugung synthetischer Energieträger	19
2.1.1 Elektrolyse und Wasserstoffbereitstellung	19
2.1.2 Erzeugung flüssiger Kohlenwasserstoffe	35
2.1.3 Erzeugung gasförmiger Kohlenwasserstoffe	54
2.2 Module zu Vorketten und Infrastruktur	70
2.2.1 Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energie	70
2.2.2 Bereitstellung von Biomasse	83
2.2.3 Kohlenstoffquellen	107
2.2.4 Wasseraufbereitung	117
2.2.5 Transport von Strom und Energieträgern	121
3 Exkurs: Alternative Wasserstoffverfahren	134
3.1 Fotokatalytische Wasserspaltung	134
3.1.1 Die Overall-Wasserspaltung	136
3.1.2 Fotokatalytische Wasserspaltung nach dem Z-Schema	137
3.1.3 Fotokatalysatoren für die fotochemische Wasserspaltung	137
3.2 Fotoelektrolytische Wasserspaltung	138
3.2.1 Fotokatalysatoren für die fotoelektrochemische Wasserspaltung	139
3.3 Ausblick fotokatalytische und fotoelektrokatalytische Wasserspaltung	139
3.4 Thermische Wasserspaltung mit thermochemischen Kreisprozessen	140
3.4.1 Schwefelsäure-Hybrid-Kreisprozess	141
3.4.2 Schwefelsäure-Jod-Prozess	142
3.4.3 Ausblick thermische Wasserspaltung	143
3.5 Quellen	144
4 Standortfaktoren für die Vorauswahl von Bereitstellungspfaden	146
4.1 Strompotenzial aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen	148

4.1.1	Identifikation von Ausschlussfaktoren.....	148
4.1.2	Analyse der Verfügbarkeit von Solarstrahlung und Windgeschwindigkeit	149
4.1.3	Bestimmung der installierten Leistung und stündlichen Stromerzeugung	150
4.2	Biomasse	155
4.2.1	Deutschland	156
4.2.2	Mögliche Verfügbarkeiten EUMEN.....	156
4.2.3	Weitere mögliche Verfügbarkeiten im EUMENA-Raum	157
4.3	Wasserbereitstellung aus Entsalzung für die Elektrolyse	158
4.4	Verfügbarkeit von CO ₂ als Kohlenstoffquelle.....	160
4.4.1	Kohlenstoffpotenziale aus industriellen Prozessen am Beispiel der Zementindustrie ..	160
4.4.2	CO ₂ aus Biogas	162
4.5	Ergebnisse der vorläufigen Standortanalyse	163
4.6	Quellen.....	164
5	Ökobilanzielle Bewertung	166
5.1	Methode, Festlegungen, Wirkungskategorien	166
5.1.1	Untersuchungsrahmen	166
5.1.2	Infrastruktur und Hintergrundsystem.....	167
5.1.3	Allgemeine Festlegungen innerhalb der Bereitstellungspfade.....	168
5.1.4	Wirkungskategorien und -indikatoren.....	171
5.2	Screening-Ökobilanzen und Auswahl der Bereitstellungspfade.....	172
5.2.1	Übersichtsökobilanzen.....	172
5.2.2	Liste der ausgewählten Bereitstellungspfade.....	175
5.3	Ergebnisse der Ökobilanzrechnungen	180
5.3.1	Lesebeispiel und Referenzprodukte	180
5.3.2	Treibhauspotenzial des Strommixes.....	183
5.3.3	Analyse auf Produktebene.....	183
5.3.4	Produktübergreifende Analyse	230
5.3.5	Fazit Ökobilanzen.....	266
5.4	Quellen.....	270
6	Kostenschätzungen	272
6.1	Methodik und verwendete Kostendaten.....	272
6.1.1	Methodik.....	272
6.1.2	Verwendete Kostendaten	274
6.2	Ergebnisse	276

6.2.1	Kosten von Strom-, Wasserstoff- und CO ₂ -Bereitstellung	277
6.2.2	Gesamtkosten der Bereitstellungspfade und Einflussfaktoren	285
6.2.3	Fazit Kostenabschätzungen	303
6.3	Quellen	306
A	Anhang: Datenblätter zu den Bereitstellungspfaden.....	308

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Funktionsprinzip einer alkalischen Elektrolysezelle	21
Abbildung 2:	Üblicher Aufbau eines alkalischen Elektrolyseurs einschließlich anschließender Gasaufbereitung	22
Abbildung 3:	Funktionsprinzip einer PEM-Elektrolysezelle	26
Abbildung 4:	Üblicher Aufbau eines PEM-Elektrolyseurs ohne weitere Gasaufbereitung	26
Abbildung 5:	Funktionsprinzip einer Hochtemperatur-Elektrolysezelle.....	30
Abbildung 6:	Übersicht über die BtL-Prozesskette	36
Abbildung 7:	Übersicht über die PtL-Prozesskette	39
Abbildung 8:	Übersicht über die PBtL-Prozesskette	42
Abbildung 9:	Übersicht über die BtL-Prozesskette zur Methanolerzeugung	45
Abbildung 10:	Übersicht über die PtL-Prozesskette zur Methanolerzeugung	48
Abbildung 11:	Übersicht über die PBtL-Prozesskette zur Methanolerzeugung	51
Abbildung 12:	Prozesskette der Biogasgewinnung aus landwirtschaftlichen Substraten	55
Abbildung 13:	Prozesskette der Biogasgewinnung aus Biomüll	55
Abbildung 14:	Übersicht über mögliche CO ₂ -Abtrennungswege.....	61
Abbildung 15:	Übersicht über die Methanererzeugung	67
Abbildung 16:	Schritte zur Verarbeitung von Waldrestholz zu Hackschnitzeln/Pellets.....	84
Abbildung 17:	Überblick über Verfahren der CO ₂ -Abscheidung.....	109
Abbildung 18:	Übersicht über die Gas- und Erdölleitungen in Deutschland .	125
Abbildung 19:	Schematische Darstellung einer fotoelektrochemischen Zelle	135
Abbildung 20:	Überblick über die Wasserspaltung einer Z-Schema-Photokatalyse mit einem Iodat (IO ₃ ⁻) und Iodid (I ⁻) -Ionen-Redoxpaar.....	140
Abbildung 21:	Geografische Systemgrenze des EUMENA-Raums für dieses Projekt	147
Abbildung 22:	Beispiel verwendeter globaler Daten in REMix-EnDat.	149
Abbildung 23:	Langjährig gemittelte Jahressumme der Globalstrahlung [kWh/m ²], NASA SRB	150
Abbildung 24:	langjähriges Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in 50 m Höhe [m/s], MERRA [Stetter 2014]	150
Abbildung 25:	Darstellung der ermittelten Volllaststunden für das Jahr 2050 für PV	152
Abbildung 26:	Darstellung der ermittelten Volllaststunden für das Jahr 2050 für CSP	153
Abbildung 27:	Darstellung der ermittelten Volllaststunden für das Jahr 2050 für Wind Onshore	154

Abbildung 28:	Darstellung der ermittelten Volllaststunden für das Jahr 2050 für Wind Offshore.....	154
Abbildung 29:	Jährliche Niederschlagsmengen in der MENA-Region (Modelljahr 2011, MENA Regional Water Outlook).....	158
Abbildung 30:	Wasserversorgungsszenario für die MENA-Region.....	159
Abbildung 31:	EUMENA-Anteile an der globalen Zementproduktion 2014 ..	161
Abbildung 32:	Klassifizierung der Zementproduktion in EUMENA.....	161
Abbildung 33:	Lesebeispiel für Diagramm Treibhauspotenzial	180
Abbildung 34:	Treibhauspotenzial Strommix Deutschland inkl. Vorketten in den Jahren 2010, 2030, 2050	183
Abbildung 35:	Treibhauspotenzial 2015 rein strombasierter Fischer-Tropsch-Pfade (Volllaststunden Syntheseanlage).....	186
Abbildung 36:	Einfluss der Stromquelle und deren jährlicher Volllaststunden auf das Treibhauspotenzial 2015 strombasierter Fischer-Tropsch-Pfade (Volllaststunden Syntheseanlage).....	187
Abbildung 37:	Treibhauspotenzial 2015 rein strombasierter Fischer-Tropsch-Pfade (Volllaststunden Syntheseanlage und Volllaststunden Stromquelle).....	188
Abbildung 38:	Treibhauspotenzial 2050 und 2015 rein strombasierter Fischer-Tropsch-Pfade (Volllaststunden Syntheseanlage).....	190
Abbildung 39:	Treibhauspotenzial 2015 biomassebasierter Fischer-Tropsch-Pfade (Volllaststunden Syntheseanlage).....	194
Abbildung 40:	Treibhauspotenzial 2050 und 2015 biomassebasierter Fischer-Tropsch-Pfade (Volllaststunden Syntheseanlage).....	195
Abbildung 41:	Sensitivität Pfad 9 (FT-PBtL KUP) mit PV-Strom und Strommix 2015/2050 (Volllaststunden Syntheseanlage).....	196
Abbildung 42:	Treibhauspotenzial 2015 rein strombasierter Methanolfade (Volllaststunden Syntheseanlage)	201
Abbildung 43:	Treibhauspotenzial 2015 rein strombasierter Methanolfade (Volllaststunden Syntheseanlage und Volllaststunden Stromquelle).....	202
Abbildung 44:	Treibhauspotenzial 2050 und 2015 rein strombasierter Methanolfade (Volllaststunden Syntheseanlage)	203
Abbildung 45:	Treibhauspotenzial 2015 biomassebasierter Methanolfade (Volllaststunden Syntheseanlage)	207
Abbildung 46:	Treibhauspotenzial 2050 und 2015 biomassebasierter Methanolfade (Volllaststunden Syntheseanlage)	208
Abbildung 47:	Sensitivität Pfad 31 (MS-PBtL KUP) mit PV-Strom und Strommix 2015/2050 (Volllaststunden Syntheseanlage).....	209
Abbildung 48:	Treibhauspotenzial 2015 Bereitstellungspfade synthetisches Erdgas (Volllaststunden Syntheseanlage)	213

Abbildung 49:	Transportabhängigkeit des Treibhauspotenzials 2015 für Bereitstellungspfade synthetischen Erdgases (Volllaststunden Syntheseanlage)	214
Abbildung 50:	Treibhauspotenzial 2015 Bereitstellungspfade synthetisches Erdgas (Volllaststunden Syntheseanlage und Volllaststunden Stromquelle)	215
Abbildung 51:	Treibhauspotenzial 2050 und 2015 Bereitstellungspfade synthetisches Erdgas (Volllaststunden Syntheseanlage)	216
Abbildung 52:	Treibhauspotenzial 2015 Bereitstellungspfade Biomethan (Volllaststunden Syntheseanlage)	221
Abbildung 53:	Treibhauspotenzial 2050 und 2015 Bereitstellungspfade Biomethan (Volllaststunden Syntheseanlage)	222
Abbildung 54:	Treibhauspotenzial 2015 Bereitstellungspfade Wasserstoff (Volllaststunden Elektrolyse)	225
Abbildung 55:	Treibhauspotenzial 2015 Bereitstellungspfade Wasserstoff (Volllaststunden Stromquelle)	226
Abbildung 56:	Treibhauspotenzial 2050 Bereitstellungspfade Wasserstoff (Volllaststunden Elektrolyse)	227
Abbildung 57:	Sensitivitätsrechnungen für Pfad 55 (Wasserstoff, AEL) mit PV-Strom und Strommix 2015/2050 (Volllaststunden Elektrolyse)	228
Abbildung 58:	Dominanzanalyse aller Umweltwirkungskategorien für die Mediane über alle rein strombasierten Bereitstellungspfade 2050 (Volllaststunden Syntheseanlage)	231
Abbildung 59:	Dominanzanalyse aller Umweltwirkungskategorien für die Mediane über alle biomassebasierten Bereitstellungspfade 2050 (Volllaststunden Syntheseanlage)	232
Abbildung 60:	Rechnerische Entlastung bzw. Belastung im Jahr 2050 durch Fischer-Tropsch-Kraftstoff aus Pfad 10 (CO ₂ aus der Luft, PV Freilandanlage in Deutschland)	235
Abbildung 61:	Rechnerische Entlastung bzw. Belastung 2050 im Vergleich zu fossilen Energieträgern, normiert auf die Situation 2016 für die Mediane über alle Pfade einer Produktgruppe (Volllaststunden Syntheseanlage)	236
Abbildung 62:	Rechnerische Entlastung bzw. Belastung 2050 im Vergleich zu fossilen Energieträgern, normiert auf die Situation 2016 für rein strombasierte FT-Pfade (Volllaststunden Syntheseanlage)	237
Abbildung 63:	Rechnerische Entlastung bzw. Belastung 2050 im Vergleich zu fossilen Energieträgern, normiert auf die Situation 2016 für FT-Pfade mit Bioreststoffen	238

Abbildung 64:	Rechnerische Entlastung bzw. Belastung 2050 im Vergleich zu fossilen Energieträgern, normiert auf die Situation 2016 für FT-Pfade mit Anbaubiomasse.....	239
Abbildung 65:	Lesebeispiel: Bandbreiten des Treibhauspotenzials 2015 für Fischer-Tropsch-Kraftstoffe und potenzielle Ent-/Belastung im Vergleich zu einer fossilen Referenz.....	240
Abbildung 66:	Treibhauspotenzial - Bandbreiten 2015 und 2050 und potenzielle Ent-/Belastung im Vergleich zu einer fossilen Referenz.....	243
Abbildung 67:	Versauerungspotenzial - Bandbreiten 2015 und 2050 und potenzielle Ent-/Belastung im Vergleich zu einer fossilen Referenz.....	246
Abbildung 68:	Eutrophierungspotenzial - Bandbreiten 2015 und 2050 und potenzielle Ent-/Belastung im Vergleich zu einer fossilen Referenz.....	249
Abbildung 69:	Sommersmogpotenzial - Bandbreiten 2015 und 2050 und potenzielle Ent-/Belastung im Vergleich zu einer fossilen Referenz.....	252
Abbildung 70:	Ozonabbaupotenzial - Bandbreiten 2015 und 2050 und potenzielle Ent-/Belastung im Vergleich zu einer fossilen Referenz.....	254
Abbildung 71:	Feinstaubemissionen - Bandbreiten 2015 und 2050 und potenzielle Ent-/Belastung im Vergleich zu einer fossilen Referenz.....	256
Abbildung 72:	Kumulierter Energieaufwand - Bandbreiten 2015 und 2050 und potenzielle Ent-/Belastung im Vergleich zu einer fossilen Referenz.....	258
Abbildung 73:	Flächenbedarf - Bandbreiten 2015 und 2050 und potenzielle Ent-/Belastung im Vergleich zu einer fossilen Referenz.....	260
Abbildung 74:	Wasserverbrauch (netto) - Bandbreiten 2015 und 2050 und potenzielle Ent-/Belastung im Vergleich zu einer fossilen Referenz.....	262
Abbildung 75:	Kumulierter Rohstoffaufwand des deutschen Strommixes 2010, 2030 und 2050.....	264
Abbildung 76:	Kumulierter Rohstoffaufwand - Bandbreiten 2015 und 2050 und potenzielle Ent-/Belastung im Vergleich zu einer fossilen Referenz.....	265
Abbildung 77:	Beispielhaftes Systembild für Bereitstellungspfad 10	274
Abbildung 78:	Spezifische Kosten der erneuerbaren Stromerzeugung und -übertragung.....	279
Abbildung 79:	Spezifische Kosten der Wasserstoffherzeugung 2015 und 2050 [€/t].....	282

Abbildung 80:	Spezifische Kosten der CO ₂ -Abscheidung 2015 und 2050 [€/t] CO ₂	284
Abbildung 81:	Kosten FT-Kraftstoffe strombasiert (PtL) 2015.....	286
Abbildung 82:	Kosten FT-Kraftstoffe strombasiert (PtL) 2015 und 2050	287
Abbildung 83:	Kosten FT-Kraftstoff Pfad 4 (PtL) 2015 - Sensitivität Volllaststunden.....	288
Abbildung 84:	Kosten FT-Kraftstoffe überwiegend biomassebasiert (BtL, PBtL) 2015.....	290
Abbildung 85:	Kosten FT-Kraftstoffe biomassebasiert (BtL, PBtL) 2015 und 2050.....	291
Abbildung 86:	Kosten Methanol strombasiert (PtL) 2015	293
Abbildung 87:	Kosten Methanol strombasiert (PtL) 2015 und 2050.....	294
Abbildung 88:	Kosten Methanol Pfad 26 (PtL) 2015 – Sensitivität Volllaststunden.....	295
Abbildung 89:	Kosten Methanol überwiegend biomassebasiert (BtL, PBtL)2015.....	296
Abbildung 90:	Kosten Methanol überwiegend biomassebasiert (BtL, PBtL) 2015 und 2050.....	297
Abbildung 91:	Kosten SNG (PtG) 2015.....	298
Abbildung 92:	Kosten SNG (PtG) 2015 und 2050.....	299
Abbildung 93:	Kosten SNG Pfad 44 2015 - Sensitivität Volllaststunden.....	300
Abbildung 94:	Kosten Biomethan 2015	301
Abbildung 95:	Kosten Biomethan 2015 und 2050.....	302
Abbildung 96:	Kosten Wasserstoff (Pfade 55 und 56) 2015 und 2050.....	303

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Kostenübersicht einer typischen Schwefelsäure-Hybrid-Kreisprozess-Anlage.....	142
Tabelle 2:	Technische Parameter für die Ermittlung von spezifischen Flächenleistungen bei Wind und Solar nach [Stetter 2014]...	151
Tabelle 3:	Spezifische Flächenleistung 2050 für Wind und Solarenergie [Stetter 2014]	152
Tabelle 4:	Mittlere Volllaststunden für die oberen 50 % der Volllaststundenpotenzialkurven für einige ausgewählte Länder und Technologien	155
Tabelle 5:	Die zehn Länder mit der größten Zementproduktion in der EUMENA Region	162
Tabelle 6:	Gruppierung der Technologiemodule nach Prozessschritten	172
Tabelle 7:	Liste der Bereitstellungspfade für die Übersichtsökobilanzen	173
Tabelle 8:	Auswahlkriterien für die endgültigen Bereitstellungspfade...	176
Tabelle 9:	Bereitstellungspfade für Fischer-Tropsch-Kraftstoff	176
Tabelle 10:	Bereitstellungspfade für Methanol	178
Tabelle 11:	Bereitstellungspfade für synthetisches Erdgas	179
Tabelle 12:	Bereitstellungspfade für Wasserstoff.....	179
Tabelle 13:	Bereitstellungspfade für Biomethan	179
Tabelle 14:	Zusätzliche Bereitstellungspfade für Fischer-Tropsch-Kraftstoff.....	179
Tabelle 15:	In den Ökobilanzergebnissen aufgeschlüsselte Prozessschritte	181
Tabelle 16:	Konventionelle Referenzprodukte und ihre Umweltwirkungen	182
Tabelle 17:	Rein strombasierte Bereitstellungspfade für Fischer-Tropsch-Kraftstoff.....	184
Tabelle 18:	Bandbreiten der Ökobilanzberechnungen 2050 rein strombasierter Fischer-Tropsch-Pfade (Volllaststunden Syntheseanlage)	191
Tabelle 19:	Überwiegend biomassebasierte Bereitstellungspfade für Fischer-Tropsch-Kraftstoff	193
Tabelle 20:	Bandbreiten der Ökobilanzberechnungen 2050 überwiegend biomassebasierter Fischer-Tropsch-Pfade (Volllaststunden Syntheseanlage)	197
Tabelle 21:	Rein strombasierte Bereitstellungspfade für Methanol.....	200
Tabelle 22:	Bandbreiten der Ökobilanzberechnungen 2050 rein strombasierter Methanolfpade (Volllaststunden Syntheseanlage)	204

Tabelle 23:	Überwiegend biomassebasierte Bereitstellungspfade für Methanol206
Tabelle 24:	Bandbreiten der Ökobilanzberechnungen 2050 überwiegend biomassebasierter Methanol-Pfade (Volllaststunden Syntheseanlage)210
Tabelle 25:	Bereitstellungspfade für synthetisches Erdgas212
Tabelle 26:	Bandbreiten der Ökobilanzberechnungen 2050 Pfade synthetisches Erdgas (Volllaststunden Syntheseanlage).....218
Tabelle 27:	Bereitstellungspfade für Biomethan220
Tabelle 28:	Bandbreiten der Ökobilanzberechnungen 2050 Biomethanpfade (Volllaststunden Syntheseanlage)223
Tabelle 29:	Bereitstellungspfade für Wasserstoff.....225
Tabelle 30:	Bandbreiten der Ökobilanzberechnungen 2050 der Wasserstoffpfade (Volllaststunden Syntheseanlage).....228
Tabelle 31:	Datenquellen Investitionskosten Stromerzeugung, Syntheseanlagen.....275
Tabelle 32:	Datenquellen Investitionskosten Wasserstoffherzeugung, CO ₂ -Abscheidung275
Tabelle 33:	Datenquellen variable Kosten Energieträger, Transportkosten275
Tabelle 34:	Datenquellen variable Kosten Betriebsstoffe.....276
Tabelle 35:	Investitionskosten für erneuerbare Stromerzeugung [M€/MW].....277
Tabelle 36:	Mittlere Jahresvolllaststunden erneuerbarer Stromerzeugung [h/a]277
Tabelle 37:	Lebensdauer der Anlagen für erneuerbare Stromerzeugung [a].....278
Tabelle 38:	Investitionskosten für Elektrolyse-Anlagen [€/kWel].....280
Tabelle 39:	Lebensdauer der Elektrolyse-Anlagen [h]280
Tabelle 40:	Kosten der Betriebsstoffe von Elektrolyseuren.....280
Tabelle 41:	Kosten von Holz und Stroh284
Tabelle 42:	Kosten von Biogassubstraten284

Abkürzungsverzeichnis

AEL	Alkalische Elektrolyse
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BtL	Konversion von Biomasse zu flüssigen Sekundärenergieträgern (engl. Biomass-to-Liquid)
CSP	Konzentrierende Solarkraft (engl. Concentrating Solar Power)
DAC	CO ₂ Abscheidung aus Luft (engl. Direct Air Capture)
Destatis	Statistisches Bundesamt, Wiesbaden
EE	Erneuerbare Energien
EUMENA	Europa und MENA
FT	Fischer-Tropsch
GWP	Treibhauspotenzial (engl. Global Warming Potential)
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HTEL	Hochtemperaturelektrolyse
LHV	Heizwert (engl. Lower Heating Value)
MENA	Region Naher Osten Nordafrika (engl. Middle East North Africa)
MeOH	Methanol
MVA	Müllverbrennungsanlage
PBtL	Konversion von Strom und Biomasse zu flüssigen Sekundärenergieträgern (engl. Power-Biomass-to-Liquid)
PEM-EL	Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (engl. Polymer Electrolyte Membrane Electrolysis)
PtG	Konversion von Strom zu gasförmigen Sekundärenergieträgern (engl. Power-to-Gas)
PtL	Konversion von Strom zu flüssigen Sekundärenergieträgern (engl. Power-to-Liquids)
PtX	Hier: Konversion von Strom zu flüssigen oder gasförmigen Sekundärenergieträgern, (engl. Power-to-X)
PV	Photovoltaik
RED	Erneuerbare-Energien-Richtlinie (engl. Renewable Energy Directive)
(r)WGS	(Reverse) Wassergas-Shift-Reaktion
SNG	Synthetisches Erdgas (engl. Synthetic Natural Gas)
TRL	Technologiereifegrad (engl. Technological Readiness Level)
UBA	Umweltbundesamt
VLS	Volllaststunden

1 Einführung

1.1 Motivation und Zielstellung

Die Beschlüsse des Klimagipfels von Paris im Dezember 2015 setzen nichts Geringeres als die vollständige Defossilisierung unserer materiellen Wirtschaft in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts voraus. Deutschland hat sich verpflichtet, bis zum Jahr 2030 die Treibhausgasemissionen um mindestens 55 % gegenüber 1990 zu senken. Das Reduktionsziel für das Jahr 2050 liegt zwischen 80 und 95 %.

Für die meisten Verbrauchssektoren stellt die direkte Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien den umweltfreundlichsten und effizientesten Weg der Energieversorgung dar. In manchen Bereichen, wie z. B. für den Verkehr im Langstreckenbereich (Flugverkehr, internationale Schifffahrt, Lkw, z. T. Pkw) und in der Industrie (z. B. als Rohstoff, Reduktionsmittel und Brennstoff) bleiben flüssige oder gasförmige Energieträger jedoch voraussichtlich notwendig.

Diesen Bedarf können gasförmige und flüssige Energieträger decken, die auf regenerativem Strom und in geringerem Umfang auf Biomasse basieren. Im Rahmen der UBA-Studie "Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität – RESCUE" [UBA 2019] wird der Bedarf an gasförmigen Energieträgern und flüssigen Kohlenwasserstoffen für das Jahr 2050 je nach Szenario auf 500 bis 1000 TWh abgeschätzt; der hierfür notwendige Nettostrombedarf beträgt schätzungsweise 1.000 bis 2.000 TWh. Der Energiebedarf ist damit mehr als doppelt so hoch wie die Stromproduktion für den direkten Stromeinsatz in den gleichen Szenarien. Die benötigte erneuerbare Strommenge ist nach aktuellen Schätzungen mangels ausreichend geeigneter Standorte für eine effiziente Stromerzeugung nicht allein in Deutschland zu generieren. Somit muss davon ausgegangen werden, dass zukünftig auch Strom oder synthetische Energieträger für Deutschland in Drittstaaten produziert werden müssen, um den Bedarf zu decken. Dies könnte auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten vorteilhaft sein.

Trotz der Nutzung von erneuerbaren Energien entstehen in der Bereitstellung von speicherbaren Energieträgern Umweltbelastungen, da die Herstellung der Anlagen und der Aufbau der Transportinfrastruktur mit relevanten Energie- und Ressourcenverbräuchen sowie Luft- und Wasseremissionen verbunden sind. Wird auf Anbaubiomasse für die Erzeugung der speicherbaren Energieträger zurückgegriffen, so sind weitere spezifische Umweltlasten der Land- und Forstwirtschaft auf lokaler Ebene (z. B. in Bezug auf die Bodenqualität, Flächeninanspruchnahme, direkte Landnutzungsänderung) sowie überregionale Beeinträchtigungen (z. B. Eutrophierung von Gewässern, indirekte Landnutzungsänderung, THG) zu erwarten.

Im Rahmen dieses Vorhabens wurden Informationen zusammengestellt, die unterschiedliche technische und logistische Möglichkeiten beschreiben, gasförmige und flüssige Energieträger bereitzustellen, die aus regenerativem Strom oder Biomasse hergestellt werden. Dabei wurde sowohl die Produktion in Deutschland als auch im Ausland in Regionen mit günstigeren Bedingungen der regenerativen Stromerzeugung untersucht.

Die Grundlage für den Vergleich der Bereitstellungsoptionen ist die Methode der Ökobilanz, die alle relevanten Umweltwirkungen und den Ressourcenbedarf (Rohstoffe, Energie, Wasser, Fläche) für die Stützjahre 2015, 2030 und 2050 berücksichtigt. Mit den Ergebnissen des Forschungsvorhabens soll eine wissenschaftliche Grundlage für eine möglichst nachhaltige und effiziente Bereitstellung dieser Energieträger geschaffen werden. Um eine breite Übersicht über mögliche Standorte und Bereitstellungspfade zu erhalten, wurden bewusst auch ökologisch ungünstige Varianten eingeschlossen. So ist es möglich, Bandbreiten aufzeigen und potenziell ungünstige Entwicklungspfade zu erkennen.

Diese Studie entwirft kein Szenario für die Versorgung der deutschen Wirtschaft mit speicherbaren Energieträgern aus erneuerbaren Energien. Auch werden keine Empfehlungen für die Nutzung konkreter Standorte außerhalb Deutschlands gegeben. Ziel ist, den Einfluss ausgewählter Energie- und Kohlenstoffquellen sowie weiterer Parameter (z. B. für Transportaufwendungen und Standortfaktoren) auf die Umwelteffekte solcher Energieträger zu untersuchen und darzustellen.

1.2 Überblick über Vorgehen und Methoden

Die Bereitstellungspfade für Wasserstoff, synthetisches Erdgas sowie synthetische flüssige Kohlenwasserstoffe auf Basis von Biomasse und Strom aus erneuerbaren Energien wurden in einem mehrstufigen Prozess beschrieben, charakterisiert und bewertet.

Zuerst wurden einzelne relevante Prozessschritte/Verfahren in Form von Modulen definiert und deren aktuelle und abgeschätzte zukünftige technische Daten dokumentiert (Kapitel 2). Die Art der betrachteten Systeme und der große Bezugszeitraum der ökobilanziellen Analyse – 2015 bis 2050 – führten dabei zu methodischen Herausforderungen. Die Prozesse der Energiebereitstellung und -konversion sind teilweise noch in frühen Entwicklungsphasen. Die Prozessdaten sind daher zum Teil mit Unsicherheiten behaftet. So stehen bereits marktverfügbare Technologien (z. B. die Fischer-Tropsch-Synthese flüssiger Kohlenwasserstoffe aus Synthesegas) neben anderen, für die es erste Demonstrationsanlagen gibt (z. B. Direktmethanisierung von CO₂). In den abschließenden Beschreibungen der einzelnen Bereitstellungspfade (Anhang A) sind deshalb die jeweiligen Technologiereifegrade (Technology Readiness Level (TRL)) aufgeführt.

In einem zweiten Schritt wurden Standortfaktoren betrachtet, um für die Bereitstellungspfade plausible Transportentfernungen und -routen, sowie Volllaststunden der Stromquellen annehmen zu können (Kapitel 4).

Im nächsten Schritt wurden die Module zu technisch sinnvollen Pfaden kombiniert. Vereinfachte Übersichts-Ökobilanzen erlaubten dann, besonders nachteilige und günstige Bereitstellungspfade zu identifizieren. Der modulare Aufbau ermöglichte dabei, den Einfluss unterschiedlicher Herstellungsschritte und Technologieoptionen und Kombinationsmöglichkeiten auf das Gesamtergebnis auszuloten. Aus der Vielzahl technisch plausibler Kombinationen wurden dann diejenigen Bereitstellungspfade ausgewählt, die ein möglichst breites Feld abdecken: Es sollen einerseits viele unterschiedliche technische Optionen untersucht werden, die Energieträger herzustellen. Andererseits sollten diejenigen Pfade miteinbezogen werden, von denen besonders große oder geringe Umweltwirkungen zu erwarten waren (Kapitel 5.2).

Die ausgewählten Pfade wurden schließlich mit der Methode der Ökobilanz analysiert (Kapitel 5.3) und die Kosten der Bereitstellung abgeschätzt (Kapitel 6).

2 Technologiedaten für die Bereitstellung synthetischer Energieträger

In diesem Kapitel werden die Grundlagen für die Charakterisierung und Bewertung möglicher Bereitstellungspfade für Wasserstoff, synthetisches Methan sowie synthetische flüssige Kohlenwasserstoffe (z. B. Methanol, Kerosin, Benzin und Diesel) dargestellt. Der Fokus liegt hierbei auf Prozessrouten auf Basis von Biomasse und/oder Strom aus erneuerbaren Energien. Für die flexible Definition der Bereitstellungspfade wurden einzelne Verfahrensschritte – von der Strom- und Biomassegewinnung über die Produktion im In- und Ausland bis zur Bereitstellung in Deutschland – in Form von Modulen definiert. Diese stellen die Datengrundlage für alle folgenden ökobilanziellen und ökonomischen Technologievergleiche dar.

Es wurden dabei ausschließlich technisch weit entwickelte bzw. bereits heute verfügbare Verfahren betrachtet. Die ausgewählten Technologiemodule beschreiben jeweils mindestens eine verfahrenstechnische Variante. Die Arbeiten setzten jeweils auf dem Stand der Technik auf und erfassten techno-ökonomische Kennwerte, die für die Analysen und Bewertungen in den nachfolgenden Arbeitspaketen zur Ökobilanzierung und Kostenermittlung erforderlich waren.

Im Folgenden werden Technologiesteckbriefe dargestellt, in denen die technischen Parameter des jeweiligen Moduls für die weitere Verwendung in den folgenden Analyseschritten dokumentiert werden. Dabei handelt es sich einerseits um Beschreibungen von Referenzanlagen für das jeweilige Modul in Form von Texten. Andererseits wurden zu den einzelnen Modulen korrespondierende Datenblätter erstellt, die aktuelle technische Daten dokumentieren. Diese Daten sind auf der Internetseite des Umweltbundesamtes abrufbar. Als Datenquellen wurden sowohl detailliertes technologisches Wissen aus eigenen Projekten der Forschungsnehmer als auch bestehende Literatur verwendet. Die Quellen sind aus Gründen der Übersichtlichkeit jeweils innerhalb der Steckbriefe dokumentiert.

Zunächst werden die Module für die Synthese von Wasserstoff sowie gasförmigen und flüssigen Kohlenwasserstoffen beschrieben, die im Projekt untersucht wurden. Es folgen dann die Module für die Kohlenstoffquellen, die Wasseraufbereitung und den Transport der Energieträger.

2.1 Module zur Erzeugung synthetischer Energieträger

2.1.1 Elektrolyse und Wasserstoffbereitstellung

In der Elektrolyse werden Wassermoleküle durch elektrischen Gleichstrom in Wasserstoff und Sauerstoff zersetzt. Dabei laufen zwei Teilreaktionen an den beiden Elektroden (Kathode und Anode) ab. An der Kathode entsteht Wasserstoff, an der Anode Sauerstoff. Der dazu notwendige Ladungsausgleich zwischen beiden Teilreaktionen erfolgt durch Ionenleitung über einen Elektrolyten. Zwischen den Reaktionsräumen der Elektroden ist ein Separator (gastrennende Membran) angeordnet, der die Trennung der Produktgase Wasserstoff und Sauerstoff sicherstellt. Mehrere Elektrolysezellen lassen sich in Reihe oder parallel zu einem Bauteil, dem Stack, verschalten.

Wasser-Elektrolyseure lassen sich nach der Art der eingesetzten Elektrolyte in drei relevante Gattungen unterteilen:

- ▶ Die alkalische Elektrolyse (AEL) mit wässriger Kali- oder Natronlauge als Elektrolyt,
- ▶ die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL) mit einer protonenleitenden Membran als Elektrolyt und

- ▶ die Feststoff-Oxid-Hochtemperatur-Elektrolyse (engl. SOEC; Solid Oxid Electrolysis Cell) mit einer keramischen ionenleitenden Membran.

Die verschiedenen Elektrolysetechniken haben unterschiedlichen Technologiereifegrade. Da das DLR eigene Forschungsarbeiten im Bereich von allen drei Elektrolysetypen durchführt, konnten die Literaturquellen auf der Basis dieser Erfahrungen bewertet und geordnet werden.

Modul 1: Alkalische Elektrolyse (AEL)

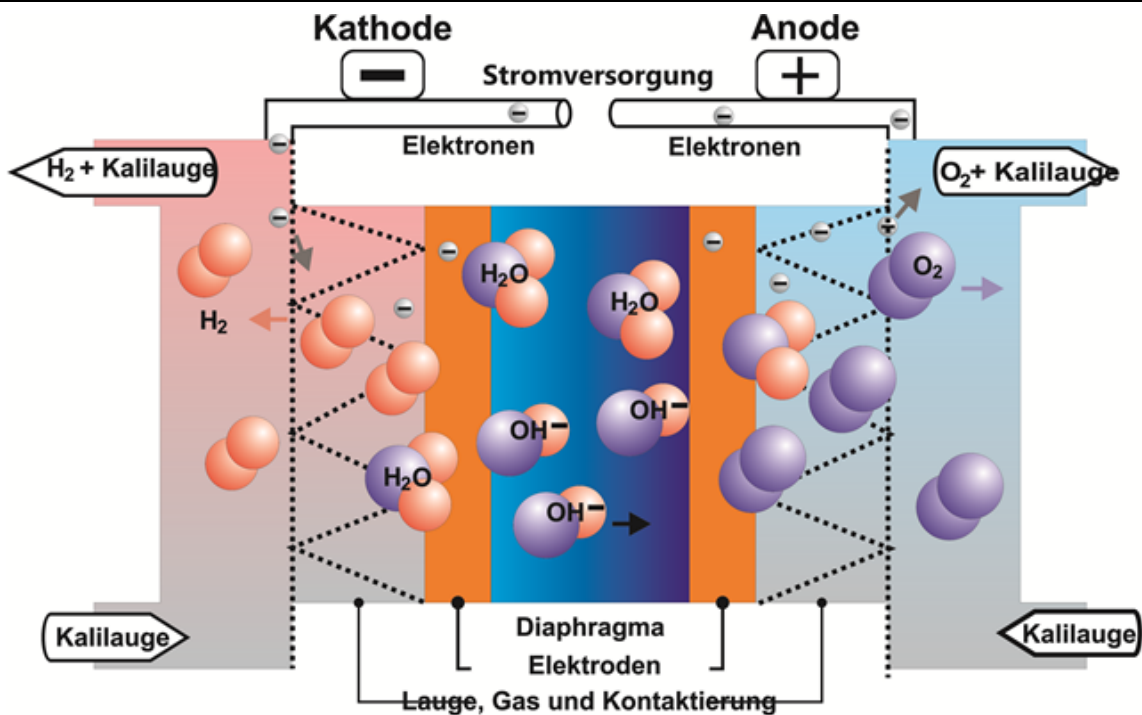
Technologiebeschreibung

Die alkalische Elektrolyse basiert auf der elektrischen Spaltung von Wasser bei hohen pH-Werten. Die Reaktion läuft im Elektrolyseur wie folgt ab:



Das Funktionsprinzip einer alkalischen Elektrolysezelle ist in Abbildung 1 dargestellt.

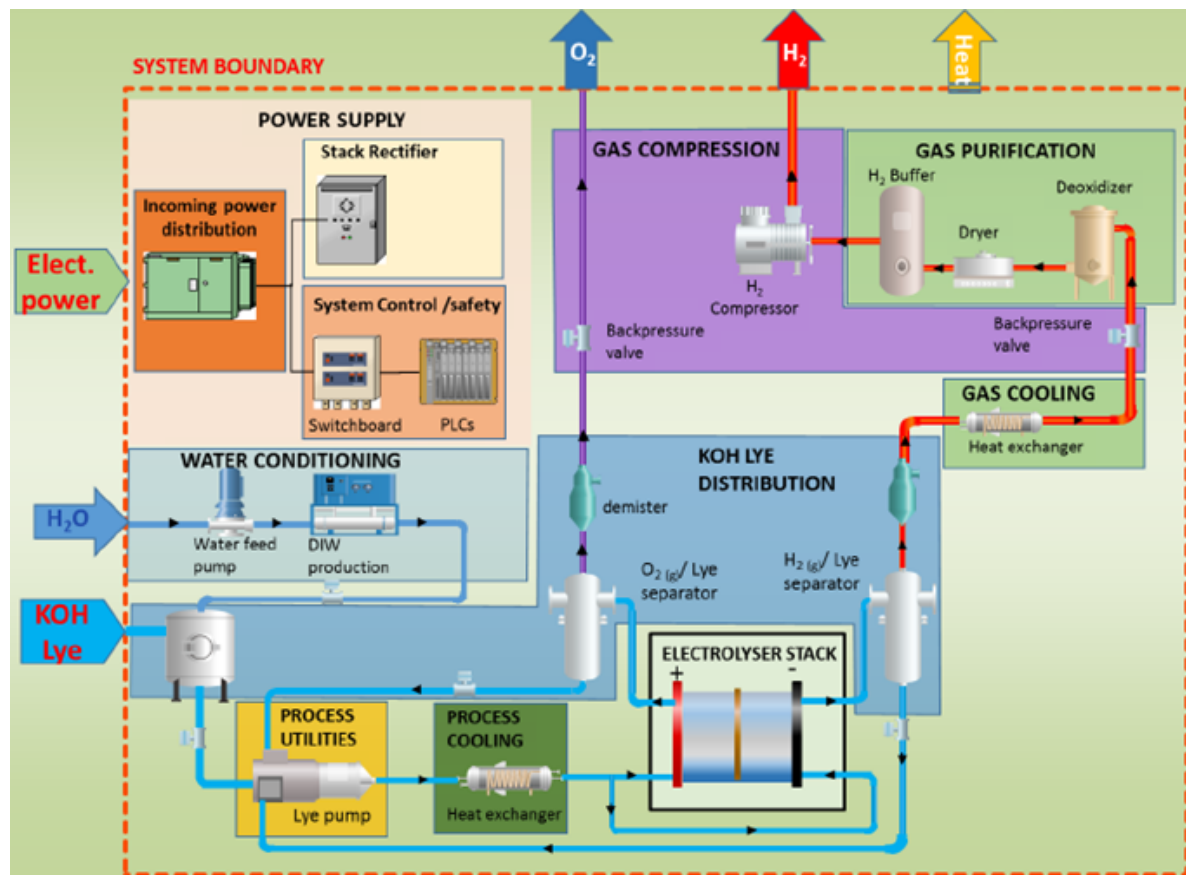
Abbildung 1: Funktionsprinzip einer alkalischen Elektrolysezelle



Quelle: DLR

Der Alkalische Elektrolyseur enthält neben dem Zellstapel (Stack), Transformator und Gleichrichter, Wasseraufbereitungsanlage, Gasanalyse, Gaswäscher, Gasreiniger, Gasspeicher und Kompressoren. Bei druckbeaufschlagten Elektrolyseuren wird über Druckregelventile der Systemdruck vorgegeben. Die Lauge wird von einer Zirkulationspumpe, bei manchen Modellen auch pumpenlos über Konvektion, umgewälzt. Die Betriebstemperatur wird von einem Wärmeüberträger geregelt. Nachdem die Produktgase gemischt mit Lauge die alkalische Elektrolysezelle verlassen, werden Gas und Lauge in Wasserabscheidern getrennt und die Lauge in den Kreislauf zurückgeführt. Die feineren Laugen- und Wasserpartikel in den Produktgasen werden mit einem Nebelfilter abgetrennt. Als weitere Komponenten sind eine Steuerungs- und Überwachungseinheit und ein System zur Bereitstellung von deionisiertem Speisewasser notwendig (Speisewasserpumpe und Ionenaustauscher). Abbildung 2 zeigt den Aufbau eines Alkalischen Elektrolyseurs.

Abbildung 2: Üblicher Aufbau eines alkalischen Elektrolyseurs einschließlich anschließender Gasaufbereitung



Englische Beschriftung: Electrolyzer Stack (Elektrolyseur-Stapel), KOH Lye (Kaliumhydroxid-Lauge), Elect. Power (Elektrische Leistung), Power Supply (Leistungs- bzw. Stromversorgung), Incoming power distribution (Eingangs-Leistungs- bzw. Stromversorgung), Stack Rectifier (Gleichrichter für Stack), System control/safety (Systemregelung/Sicherheit), Water conditioning (Wasseraufbereitung), water feed pump (Wasserpumpe), DIW production (Produktion von deionisiertem Wasser), Process utilities Lye pump (Prozesskomponenten Laugenpumpe), Process cooling heat exchanger (Prozesskühlung Wärmeübertrager), KOH Lye Distribution (KOH Laugenverteilung), Demister (Gaswäscher), Gas Cooling heat exchanger (Gaskühlung Wärmeübertrager), Gas purification (Gasreinigung), Deoxidizer (Sauerstoffentfernung), Dryer (Trocknung), H₂ Buffer (H₂ Puffer), Gas Compression (Gaskompression), Backpressure valve (Vordruckregler).
Quelle: JRC 2018

Aktuell sind die folgenden alkalische Elektrolyseure am Markt verfügbar. In den meisten Fällen handelt es sich um kommerzielle Produkte, die zum Teil seit vielen Jahren in ähnlicher Form, mit nur geringen Veränderungen angeboten werden.

Manche Elektrolyseursysteme werden in Containern ausgeliefert. Dies ermöglicht einen flexiblen und mobilen Einsatz und spart Kosten durch Montage und Tests beim Lieferanten. Größere Elektrolyseureinheiten sind jedoch eher nicht mobil konzipiert. Es gibt kaum Einschränkungen für den Aufstellort.

Umweltkritisch ist die Möglichkeit einer Freisetzung von hochkonzentrierter Kaliumhydroxidlauge, die jedoch konstruktiv abgesichert wird. Weitere umwelt- und ressourcenkritische Materialien enthält der Alkalische Elektrolyseur nicht. Die Elektroden sind aus Nickel, Behälter und Rohre aus Edelstahl, Kunststoffrahmen im Stack z. B. aus PEEK (Polyetheretherketon), Dichtungen aus Teflon, das Diaphragma, das die Gasräume trennt, aus PEEK und Titandioxid. Der erzeugte Sauerstoff wird in der Regel nicht genutzt, sondern in die Umgebung abgegeben. Gründe dafür sind die hohen Kosten der Speicherung, die Sicherheitsvorschriften bei Sauerstoffspeicherung und der geringe Bedarf. Abfälle sind KOH-Lauge in geringem Umfang sowie KOH-verunreinigte Verschleißteile der Anlage, die bei Wartung ausgetauscht werden.

Hersteller	Produkt	Elektr. Leistung (kW)	Spez. Energie (kWh/Nm ³ H ₂)
Hydrogenics	HySTAT 60 (Hydrogenics 1, 2013)	515	5,2
NEL	NEL A (NEL, 2014)	2134	4,4
Wasserelektrolyse Hydrotechnik GmbH	EV 150/60 (HT 2, 2014)	1188	5,28
ELT Elektrolyse Technik	BAMAG (ELT 1, 2014) (Gas trocken, 0 °C)	2208	4,3-4,6
ELT Elektrolyse Technik	LURGI (ELT 2, 2014) (Gas trocken, 0°C)	6510	4,3-4,65
Teledyne Energy Systems	(Teledyne, 2018)	k.A.	k.A.

Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele

Der Widerstand der Zelle und somit auch die Stromdichte, mit der die Zelle betrieben werden kann, werden durch das Zelldesign bestimmt. Heutige alkalische Elektrolyseure operieren mit 0,5 A/cm², welche bis 2030 auf einem Wert von 1 A/cm² erhöht werden soll (Plan-DelyKaD 2014). Dies aber ist nur zu erreichen, wenn die internen elektrischen Widerstände weiter gesenkt werden. Dies kann das sogenannte „zero gap“-Zelldesign ermöglichen. Hierbei werden perforierte Elektroden an den Separator angepresst, was den Widerstand zwischen den Elektroden absenkt, da weniger Gasblasen zwischen den Elektroden entstehen. Dabei muss die Perforation der Elektroden bzw. die Lochgröße die Gasblasenbildung und die rasche Gasblasenablösung unterstützen. Die Lochgrößen müssen dabei auf die Gasblasen ausgerichtet sein (HyFC 2010).

Eine erhöhte Leistungsdichte kann auch durch einen kleineren Elektrodenabstand mit dünneren, gasdichten OH-Ionen leitenden Membranen erzielt werden. Diese Membranen sind kommerziell verfügbar, ihre Lebensdauer muss aber durch weitere Entwicklung noch wesentlich gesteigert werden.

Aktuelle weitere Entwicklungen gehen hin zu Kostenreduktion durch standardisierte und automatisierte Fertigung sowie Modularisierung und damit größeren Stückzahlen. Außerdem wird an einer höheren Leistungsdynamik der Elektrolyseure gearbeitet, um auf geänderte Anwendungen (bisher konstante Wasserstoffherzeugung für chemische Industrie, zukünftig Nutzung von fluktuierendem regenerativ erzeugtem Strom) zu reagieren.

Auch eine Entwicklung der alkalischen Elektrolyse hin zu einer alkalischen Druckelektrolyse wird derzeit untersucht. Der Vorteil wäre die Einsparung einer Kompressionsstufe für den erzeugten Wasserstoff und damit von Systemkosten bei Anwendungen, die Druckwasserstoff benötigen. Nachteile sind jedoch (Shell 2017):

- Die Erhöhung der reversiblen Zellspannung aufgrund des hohen Druckes
- Die Verwendung von Wasserförderungspumpen und Zirkulationspumpen
- Das Abführen von Abwärme bedingt durch die erhöhte Zellspannung
- Die Kosten für die Verwendung von druckstabilen Komponenten

Alkalische Elektrolyseure unter hohem Druck werden deswegen in den nächsten Jahren eher nicht in großem Umfang erwartet.

Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050

Alkalische Elektrolyseure sind derzeit die einzige etablierte, zuverlässige und verfügbare Technik in Megawattgröße. Durch die beschriebenen Weiterentwicklungen sollten sie gegen die anderen Elektrolysetypen auch weiterhin konkurrenzfähig sein.

Ihre dynamischen Eigenschaften sind eingeschränkt. Ein Betrieb ist heute meist nur zwischen im Bereich 40-100 % der Nennleistung möglich. In diesem Bereich kann der Elektrolyseur den Wechseln der verfügbaren Leistung folgen, wenn diese nicht zu hohe Gradienten aufweisen. Häufiges und schnelles Ein- und Ausschalten des Elektrolyseurs ist nicht möglich bzw. nicht sinnvoll. Deshalb kann ein alkalischer Elektrolyseur, der in einer Inselanlage mit direkter Kopplung an eine regenerative Energiequelle betrieben wird, nicht vollständig die bereitgestellte Energie nutzen. Weiterentwicklungen zu höherer Dynamik der alkalischen Elektrolyseure sind im Forschungsstadium.

Wasserstoff aus zentralen und dezentralen Elektrolyseanlagen (die Elektrolysetechnologien werden hier nicht unterschieden) kann in Zukunft für knapp 6 €/kg (für die zentrale Anlage) und etwas unter 8 €/kg (für die dezentrale Elektrolyse) bereitgestellt werden (Plan-DelyKaD 2014). Hierbei stellt der Strompreis eine wesentliche Einflussgröße neben der Auslastung und den geleisteten Volllaststunden dar.

Technologische Parameter

Technologiedaten nach: (Smolinka et al., 2011)

Diese Daten werden für ein gesamtes Elektrolysesystem angenommen, in welchem die Submodule Anlage und Betrieb integriert sind. Eine vollständige Liste der Technologieparameter findet sich auf der Internetseite des Umweltbundesamtes.

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050*
Stackwirkungsgrad	(bez. auf unteren Heizwert) %	71	73	80
Systemwirkungsgrad	(bez. auf unteren Heizwert) %	67	69	72
Betriebstemperatur	(°C)	80	85	95
Maximaler Betriebsdruck	(bar)	30	60	60
Stromdichte	(A/cm ²)	0,4	0,6	0,8
Minimale Teillastfähigkeit	%	40	20	20
Verfügbare Stackgröße	(m ³ /h)	450	1250	1750
Lebensdauer	(h in Betrieb)	75.000	90.000	90.000
Standzeit System inkl. Überholung	Jahre	30	30	30

*geschätzte Werte

Erläuterung der Parameter: Wirkungsgrade bestimmen die Effizienz im Betrieb. Eine hohe Betriebstemperatur der Stacks erhöht die Effizienz, führt aber wegen einer stärkeren Materialbeanspruchung oft zu geringeren Lebensdauern oder teureren Materialien und längeren Startzeiten, bis der optimale Betriebspunkt erreicht ist. Druck des Elektrolyseurs ermöglicht bei manchen Anwendungen den Verzicht auf einen zusätzlichen Kompressor, führt aber zu höheren Systemkosten als druckloser Betrieb. Eine hohe Stromdichte bedeutet eine größere Wasserstoffproduktion aus dem Gerät, damit geringerem Fußabdruck und geringeren Investitionskosten. Teillastfähigkeit beeinflusst die Möglichkeit, den Elektrolyseur mit fluktuierenden Stromquellen zu koppeln.

Komponenten

- Stack
- Transformator
- Gleichrichter
- Wasseraufbereitungsanlage
- Gaswäscher
- Gasreiniger
- Gasspeicher

- Kompressoren

Quellenverzeichnis

Plan-DelyKaD (2014) Studie zur Durchführbarkeit der Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck - Plan-DelyKaD, DOI10.2314/GBV:824812212, https://www.tib.eu/de/suchen/download/?tx_tibsearch_search%5Bdocid%5D=TIB-KAT%3A824812212&tx_tibsearch_search%5Bsearch-space%5D=tn&cHash=de40ce0df092018f98ed4e93141d71a9#download-mark

JRC2018 document "Water Electrolysis Terminology" published by JRC Joint Reseach Center in January 2018 (http://fch.europa.eu/sites/default/files/TERMINOLOGY_JRC_FINAL_GT.PDF)

HyFC (2010) Hydrogen and Fuel Cells: Fundamentals, Technologies and Applications; Wiley-VCH (2010) Hydrogen Production Technologies; Detlef Stolten

Shell (2017) SHELL WASSERSTOFF-STUDIE-ENERGIE DER ZUKUNFT? Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H₂, 2017, <https://www.shell.de/medien/shell-publikationen/shell-hydrogen-study.html>

Schmidt, O., Gambhir, A., Staffell, I., Hawkes, A., Nelson, J., & Few, S. (2017). Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. *International journal of hydrogen energy*, 42(52), 30470-30492.

T. Smolinka, M. Günther und J. Garcke (2011), „NOW-Studie "Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energiequellen",

(Hydrogenics 1, 2013) *Hydrogenics*, <http://www.hydrogenics.com/products-solutions/industrial-hydrogen-generators-by-electrolysis/outdoor-installation/hystat-trade-60>, 10.09. 2013 16:38

(NEL, 2014) NEL Hydrogen, <http://www.nel-hydrogen.com/home/?pid=54> , 17.10.2014 10:37

(HT 2, 2014) HT Wasserelektrolyse Hydrotechnik GmbH,

<http://www.ht-hydrotechnik.de/unternehmen/historie>, 17.10.2014 10:14

(ELT 1, 2014) ELT Elektrolyse Technik, http://elektrolyse.de/wordpress/?page_id=36&lang=de , 17.10.2014 10:43

(Teledyne, 2018)

<http://www.teledyne.com/products/Hydrogen%20Oxygen%20Generation%20Systems/Product%20Files/TESE-Brochure-TITAN-EL-N.pdf>

Technologie (2015) Technologiecharakterisierungen in Form von Steckbriefen, Virtuelles Institut: Strom zu Gas und Wärme – Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System, 2015, <http://strom-zu-gas-und-waerme.de/wp-content/uploads/2017/05/Anlage-Steckbriefsammlung.pdf>

Modul 2: PEM-Elektrolyse

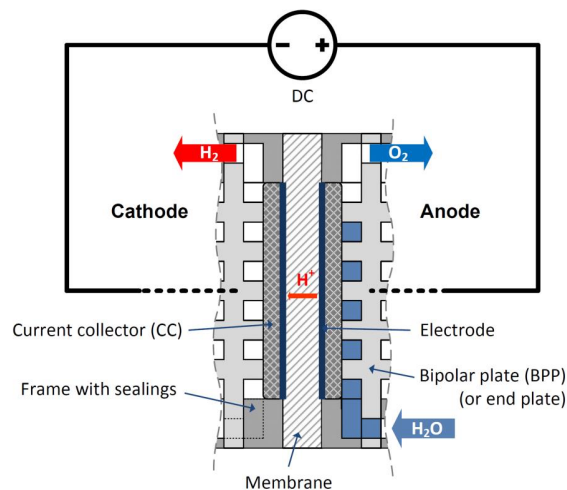
Technologiebeschreibung

Der PEM Elektrolyseur (PEM, engl.: proton exchange membrane) basiert auf der elektrischen Spaltung von Wasser bei neutralem pH-Wert. Die Reaktion in der PEM Elektrolyse läuft wie folgt ab:



Das Funktionsprinzip einer PEM-Elektrolysezelle ist in Abbildung 3 dargestellt (Plan-DelyKaD 2014).

Abbildung 3: Funktionsprinzip einer PEM-Elektrolysezelle

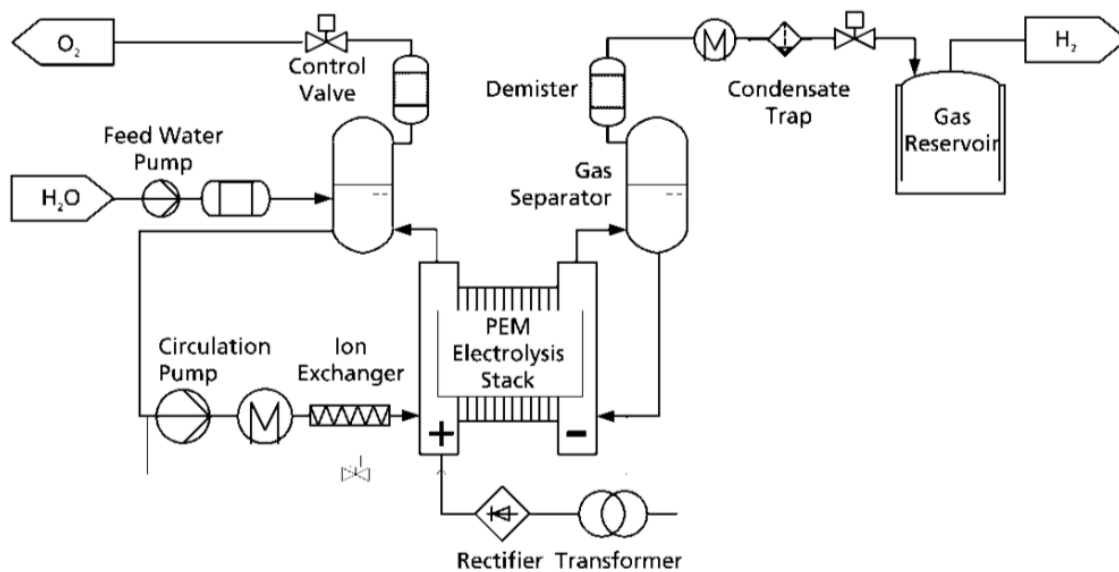


Anode (Anode), Cathode (Kathode), Current Collector (Stromkollektoren), Electrode (Elektrode), Frame with sealing (Rahmen mit Dichtung), Bipolar plate (Bipolarplatte), End plate

Quelle: DLR

Der PEM Elektrolyseur enthält neben dem Zellstapel (Stack), Transformator und Gleichrichter, Gasanalyse, Gasreiniger und Gasspeicher. Über Druckregelventile wird der Systemdruck vorgegeben. Abbildung 4 zeigt den Aufbau eines PEM-Elektrolyseur-Moduls.

Abbildung 4: Üblicher Aufbau eines PEM-Elektrolyseurs ohne weitere Gasaufbereitung



Quelle: Plan-DelyKaD 2014

Englische Beschriftung: PEM Electrolysis Stack (PEM Elektrolyse Stack), Gas Separator (Gasabscheider), Demister (Nebelfilter), Condensate Trap (Kondensatfalle), Gas Reservoir (Gas-Zwischenspeicher), Circulation pump (Umwälzpumpe), Ion exchanger (Ionen austauscher), Feed water pump (Speisewasserpumpe), Control Valve (Druckregelventil)

Das Speisewasser wird von einer Zirkulationspumpe umgewälzt. Die Betriebstemperatur wird von einem Wärmeüberträger geregelt. Nachdem die Produktgase die PEM-Elektrolysezelle verlassen, wird das mitgeführte Wasser in einem Wasserabscheider abgetrennt und in den Kreislauf zurückgeführt. Die feineren Wasserpartikel in den Produktgasen werden mit einem Nebelfilter abgetrennt. Der Systemdruck wird über Druckregelventile vorgegeben. Als weitere Komponenten sind eine Steuerungs- und Überwachungseinheit und ein System zur Bereitstellung von deionisiertem Speisewasser notwendig (Speisewasserpumpe und Ionenaustauscher nicht abgebildet) (Plan-DelyKaD 2014). Aktuell sind folgende PEM-Elektrolyseure am Markt verfügbar (Plan-Delykad 2014). Die Übersicht zeigt deutlich, dass der Entwicklungsstand der PEM Elektrolyse sehr breit gefächert ist.

Hersteller	Baureihe (Betriebsdruck)	H ₂ -Rate (Nm ³ /h)	Status (Anzahl verkaufter Systeme)
CETH (FR)	E series (14 bar)	5 - 60	Prototypen im Feldtest
Giner (US)	OGP (207 bar) LPE (55 bar) N.N. (85 bar)	13 ~ 15 56	Rüstungssektor Rüstungssektor in Entwicklung (Tankstellen)
h-tec (DE)	EL 30 (30 bar)	0,4 - 2,4	Prototyp
Areva (FR)	N.N. (30bar)	1 - 10	Einzelstücke für AKWs
Hydrogenics (CA)	Hylyzer 65 HySTAT-P (30 bar)	- 30,0 250,0	Entwicklung ruht Prototypentwicklung
ITM Power (GB)	HLab/HPac/HBox (15 bar) HFuel (?) HGas (80 bar)	0,036 – 7 60 60	Vorserie, Feldtest Prototyp in Feldtest Prototyp in Feldtest
Proton Energy Systems (US)	Hogen GC, S (13,8 bar) Hogen H (15/30 bar) Hogen C (30 bar) HP (165 bar)	0,02 - 1,05 2,0 - 6,0 10 – 30	kommerziell (~ 1100) kommerziell (~ 150) Prototyp, Vorserie in 2010 Rüstungssektor
Siemens (DE)	Silyzer 100 (50 bar) Silyzer 200 (35 bar) (*)	20 (*) 250 (*)	Prototyp für Feldtest Prototypentwicklung
Sylatech (DE)	N.N. (30 bar)	- 0,12	Einzelanfertigung

(*) Daten abgeschätzt

Diese PEM Elektrolyseur-Systeme werden in Containern ausgeliefert. Dies ermöglicht einen flexiblen und mobilen Einsatz. Dabei ist zu beachten, dass die meisten Systeme- um Kosten zu sparen - nicht über ein Kühl- und Heizsystem verfügen. Die Systeme werden in der Regel mit Wasser gekühlt, wobei die entstehende Wärmemenge von der Betriebsstromdichte abhängt (Lettenmeier 2016).

Als umwelt- und ressourcenkritische Materialien sind bei der PEM Elektrolyse vor allem die Elektrodenmaterialien relevant, z. B. Platin und Iridium. Der erzeugte Sauerstoff wird in der Regel direkt in die Umgebung abgeleitet und nicht als Rohstoff weiterverwendet. Gründe dafür sind die hohen Kosten der Speicherung, die Sicherheitsvorschriften, die eine Sauerstoffspeicherung mit sich bringt und der geringe Bedarf.

Neben Sauerstoff fallen noch aus dem Ionenaustauscher der Wasseraufbreitungsanlage Harzabfälle an. Diese können jedoch regeneriert werden.

Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele				
<p>Die PEM-Technologie wird seit Jahrzehnten in Nischenanwendungen eingesetzt – für Kleinanwendungen und mit hohen Kosten. Die PEM-Elektrolyseure wurden in den letzten Jahren erheblich verbessert, wobei sich großskalige Systeme noch in der Entwicklungs- und Prototypenphase befinden. PEM-Elektrolyseure im Megawatt-Bereich stehen erst an der Schwelle zur Kommerzialisierung. Deshalb ist eine Langfristprognose der Entwicklung dieser Technologie mit großen Unsicherheiten verbunden.</p> <p>Die dynamischen Eigenschaften der PEM-Elektrolyseure sind besser als bei alkalischen Elektrolyseuren. Ein Betrieb ist meist zwischen 10-150 % (oder mehr) der Nennleistung möglich. In diesem Bereich kann das System dynamischen Wechseln der verfügbaren Leistung folgen. Kurzzeitiges Ausschalten des Elektrolyseurs mit schnellem anschließendem Start ist bei manchen Modellen möglich. Damit kann ein PEM-Elektrolyseur in einer Inselanlage mit direkter Kopplung an eine regenerative Energiequelle betrieben werden und einen Großteil der bereitgestellten Energie nutzen.</p> <p>Forschungs- und Entwicklungsschwerpunkte im Bereich der PEM-Elektrolyse konzentrieren sich vorwiegend auf die Kostenreduktion. Dies wird unter anderem durch kostengünstigere Katalysatoren im Elektrolyseur-Stack versucht. Weitere Kostenreduktionen sind im Bereich der Strömungsverteiler (durch die das Wasser an den Elektroden entlang gepumpt wird), Bipolarplatten (die elektrische Verbindung jeder Zelle im Verbund) und Membranen erwartet, die zusammen bis zu 50 % der Stackkosten ausmachen (Mergel 2013). Diese Entwicklungen sollen die Investitionskosten, die sich heute auf mehr als 2000 € pro kW installierte Leistung belaufen, auf unter 600 € pro kW installierte Leistung reduzieren (Mergel 2013).</p>				
Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050				
<p>Langfristige Ziele in der Entwicklung der PEM Elektrolyse sind die Vergrößerung auf die zweistellige Megawattklasse, sowie neue (günstige) Materialien und die dafür notwendigen Produktionstechnologien.</p> <p>Ein weiteres Thema ist die Überlast – der Betrieb eines Elektrolyse-Systems oberhalb des nominellen Betriebspunktes für einen begrenzten Zeitraum (Plan-DelyKaD 2014). Künftig soll ein System eine Überlasttoleranz von mindestens 30 Minuten bei einer Beanspruchung von 150 % für ein 5 MW-System und 200 % für ein 100 MW-System aufweisen (Plan-DelyKaD 2014).</p>				
Technologische Parameter				
<p>Technologiedaten nach: (Mergel 2013), (Mergel 2013a), (Smolinka 2011) und (Carmo 2013). Diese Daten werden für ein gesamtes Elektrolysesystem angenommen, in welchem die Submodule Anlage und Betrieb integriert sind. Eine vollständige Liste der Technologieparameter findet sich auf der Internetseite des Umweltbundesamtes.</p>				
Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050*
Stackwirkungsgrad (bez. auf unteren Heizwert)	(bez. auf Heizwert) %	71	75	85
Systemwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	(bez. auf Heizwert) %	67	71	80
Betriebstemperatur	(°C)	80	90	90
Maximaler Betriebsdruck	(bar)	85	100*	100*
Stromdichte	(A/cm ²)	2,0	2,5	3,5
Minimale Teillastfähigkeit	%	10	5	5
Verfügbare Stack-/Systemgröße	(m ³ /h)	250	500*	750*
Lebensdauer	(h in Betrieb)	50.000	80.000	80.000
Standzeit System inkl. Überholung	Jahre	20	30	30

Edelmetallbedarf**	(mg/cm ²)	2(Ir);0,5-1(Pt)		
<p>(*) Daten abgeschätzt (**) Der Edelmetallbedarf sollte mit der Zeit sinken, um wieviel ist aber nicht abschätzbar. Sollte sind in der Ökobilanz ein großer Einfluss herausstellen, würde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Erläuterung der Parameter: Wirkungsgrade bestimmen die Effizienz im Betrieb. Eine hohe Betriebstemperatur der Stacks erhöht die Effizienz, führt aber wegen einer stärkeren Materialbeanspruchung oft zu geringeren Lebensdauern oder teureren Materialien und längeren Startzeiten, bis der optimale Betriebspunkt erreicht ist. Druck des Elektrolyseurs ermöglicht bei manchen Anwendungen den Verzicht auf einen zusätzlichen Kompressor, führt aber zu höheren Systemkosten als druckloser Betrieb. Eine hohe Stromdichte bedeutet eine größere Wasserstoffproduktion aus dem Gerät, damit einen geringeren ökologischen Fußabdruck und geringere Investitionskosten. Teillastfähigkeit beeinflusst die Möglichkeit, den Elektrolyseur mit fluktuierenden Stromquellen zu koppeln. Edelmetallbedarf verursacht Kosten und ist für die Ressourcen- und LCA-Analyse wichtig. Die restlichen Parameter sind selbsterklärend.</p>				
Komponenten				
<ul style="list-style-type: none"> - Stack - Transformator - Gleichrichter - Wasseraufbereitungsanlage - Gasanalyse - Gasreiniger - Gasspeicher 				
Quellenverzeichnis				
<p>Plan-DelyKaD (2014) Studie zur Durchführbarkeit der Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck - Plan-DelyKaD, DOI10.2314/GBV:824812212, https://www.tib.eu/de/suchen/download/?tx_tibsearch_search%5Bdocid%5D=TIB-KAT%3A824812212&tx_tibsearch_search%5Bsearch-space%5D=tn&cHash=de40ce0df092018f98ed4e93141d71a9#download-mark</p> <p>P. Lettenmeier (2016), „Durable Membrane Electrode Assemblies for Proton Exchange Membrane Electrolyzer Systems Operating at High Current Densities“<i>Electrochimica Acta</i>, 210 (2016) 502-511</p> <p>HyFC (2010) <i>Hydrogen and Fuel Cells: Fundamentals, Technologies and Applications</i>; Wiley-VCH (2010) <i>Hydrogen Production Technologies</i>; Detlef Stolten</p> <p>J. Mergel (2013), „Status on Technologies for Hydrogen Production by Water Electrolysis,“ in <i>Transition to Renewable Energy Systems</i>, Weinheim, Wiley-VCH, 2013</p> <p>J. Mergel (2013)a, „Hydrogen Production by Water Electrolysis: Current Status and Future Trends,“ 104. AGEF Seminar, Ruhr-Universität Bochum, 2013</p> <p>Schmidt, O., Gambhir, A., Staffell, I., Hawkes, A., Nelson, J., & Few, S. (2017). Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. <i>International journal of hydrogen energy</i>, 42(52), 30470-30492.</p> <p>T. Smolinka, M. Günther und J. Garche, (2011) „NOW-Studie "Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energiequellen",2011</p> <p>M. Carmo, D. L. Fritz, J. Mergel und D. Stolten, (2013) „A comprehensive review on PEM water electrolysis,“ <i>International Journal of Hydrogen Energy</i>, Bd. 38, pp. 4901-4934, 2013</p>				

Modul 3: Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEC)

Technologiebeschreibung

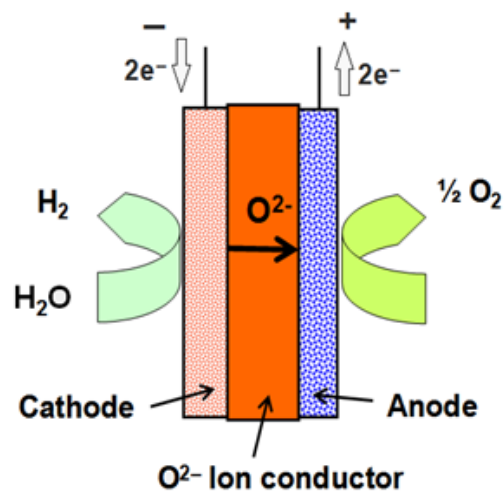
Die Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEC, Solid Oxid Electrolysis Cell) basiert auf der elektrischen Spaltung von Wasser bei hohen Temperaturen zwischen 500 und 850 °C (E4Tech 2014). Wasserdampf wird an der Kathode in Wasserstoff und Sauerstoffionen umgewandelt, die negativ geladen sind und deshalb durch den keramischen Elektrolyten (i. d. R. aus Yttriumoxid oder Zirkoniumoxid) zur Anode wandern können. Dort reagieren sie unter Elektronenabgabe zu Sauerstoff. Die Reaktion läuft wie folgt ab:



Für die chemische Dissoziation von Wasserdampf ist im Vergleich zu flüssigem Wasser ein geringerer Einsatz von elektrischem Strom notwendig. Die Energie zum Verdampfen des Wassers kann sowohl elektrisch als auch thermisch zugeführt werden. Durch die Einkopplung von externer Hochtemperaturwärme ist es möglich, einen Großteil der benötigten Energie z. B. in Form von Prozesswärme bereitzustellen und den Einsatz an elektrischer Energie zu verringern. Das Funktionsprinzip einer Hochtemperatur-Elektrolysezelle ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

Der Hochtemperaturelektrolyseur benötigt neben dem Zellstapel (Stack), Transformator und Gleichrichter, Wasseraufbereitungsanlage, Dampferzeuger, Gasanalyse, Gasreiniger, Heizvorrichtung bzw. Wärmeinkopplung und Gasspeicher.

Abbildung 5: Funktionsprinzip einer Hochtemperatur-Elektrolysezelle



Mit englischer Beschriftung: Cathode (Kathode) – Anode (Anode), Ion conductor (Ionenleiter)

Quelle: DLR

Die Hochtemperaturelektrolyse befindet sich noch im Stadium der Forschung und Prototypenentwicklung. Das Interesse an dieser Technologie hat jedoch zugenommen und zu EU-Projekten wie RelHy und Hi2H2 geführt. Insbesondere der hohe Wirkungsgrad und die Möglichkeit der Co-Elektrolyse von Wasser und CO₂ zur Erzeugung von Synthesegas ist attraktiv. International wird am Institute of Nuclear Energy Technology (INET) der Tsinghua University (CN), am Korea Institut of Energy Research (KIER, KR), an der Kyushu University (JP) und in der amerikanischen DOE Nuclear Hydrogen Initiative (US) geforscht (HyFC 2010). Der Betrieb des Hochtemperatur-Elektrolyseurs unter Druck - um Wasserstoff unter Druck abgeben zu können - ist prinzipiell möglich, jedoch anlagentechnisch aufwändig und teuer. Deswegen werden SOEC-Anlagen normalerweise drucklos betrieben.

Umwelt- und ressourcenkritische Materialien sind bei der Hochtemperatur-Elektrolyse kaum vorhanden. Wesentliche Materialien im Stack sind Nickel und Zirkonoxid, teilweise auch hochlegierte ferritische Edelstähle mit hohem Chromgehalt. Für bessere Leitfähigkeit wird das Zirkonoxid mit Yttriumoxid dotiert.

Dieses ist aufwändiger zu gewinnen als die anderen Materialien, wird aber in geringeren Mengen benötigt.

Der in der Elektrolyse erzeugte Sauerstoff wird in der Regel direkt in die Umgebung abgeleitet und nicht als Rohstoff weiterverwendet. Gründe dafür sind die hohen Kosten der Speicherung, die Sicherheitsvorschriften, die eine Sauerstoffspeicherung mit sich bringt und der geringe Bedarf.

Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele

Große Laborsysteme mit einer Wasserstoffproduktionsrate von 5,7 Nm³/h bei einer Leistung von 18 kW sind bekannt. Stromdichten von mehr als 2,0 A/cm² wurden im Hi2H2-Projekt bei Temperaturen von 680 - 1000 °C erreicht. Bisher liegen nur begrenzte Informationen zur Lebensdauer der Hochtemperaturelektrolyse vor. Die Degradationsrate bei 40.000 Stunden sollte deutlich unter 10 µV/h liegen, um mit den anderen Systemen konkurrieren zu können und um die Kosten des Systems niedrig zu halten. Die im Hi2H2 Projekt durchgeführten Langzeittests wurden für Einzelzellen bis max. 2.500 h und Shortstacks (fünf Zellen) bis max. 3.500 h beschrieben. Bei den Einzelzellen lag die Degradationsrate bei etwa 2 % pro 1.000 h und bei dem Fünfzeller zwischen 15 % pro 1.000 h (in den ersten 2.000 h) und 6 % pro 1.000 h während der nächsten 1.500 h (0,3 A/cm² und 800 °C). In (Schmidt 2017) wird auf Basis von Expertenschätzungen für heute schon eine Lebensdauer von rund 10.000 h angegeben.

Bei höheren Stromdichten nimmt die Lebensdauer gravierend ab (Smolinka 2011). Die Lebensdauerreduktion des Systems ist hauptsächlich den Elektroden zuzuschreiben. Langfristig gesehen stehen die Entwicklung von Prototypen und kommerziellen Anlagenkonzepten und später die Kostenreduktion im Fokus.

Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050

Zurzeit existieren noch keine kommerziellen Anlagen. Ein Ausblick für 2030 und 2050 kann deshalb noch nicht getroffen werden. Es ist jedoch zu erkennen, dass diese Technologie nach heutigem Kenntnisstand weniger für die Kopplung mit intermittierenden Energiequellen geeignet ist. Der Grund hierfür ist die beschränkte Dynamik dieser Technologie.

Die potentiell hohe Effizienz der SOEC in Verbindung mit externen Wärmequellen auf hohem Temperaturniveau ist einer der Vorteile der Technologie. Ein weiterer Pluspunkt ist die Möglichkeit des reversiblen Betriebs, d. h. dieselbe Einheit kann Wasserstoff erzeugen oder im Brennstoffzellenmodus aus Wasserstoff Strom generieren. So ließe sich der erzeugte Wasserstoff effizient als Energiespeicher nutzen. Der dritte Vorteil der SOEC ist die Möglichkeit zur Co-Elektrolyse: Neben Wasserdampf wird CO₂ zugeführt und Synthesegas (H₂ + CO) produziert. Dieses lässt sich z. B. als Grundstoff für die Erzeugung von synthetischen Kohlenwasserstoffen nutzen. Alle Anwendungen sind noch im Entwicklungsstadium.

Technologische Parameter

Die Technologiedaten für 2015 basieren auf (Smolinka 2011) und (Schmidt 2017). Aufgrund des frühen Entwicklungsstandes der Technologie ist eine Fortschreibung der Daten mit sehr großen Unsicherheiten verbunden. Deshalb wurden außer bei der Lebensdauer auch für 2030 und 2050 die heutigen Daten übernommen. Eine vollständige Liste der Technologieparameter findet sich auf der Internetseite des Umweltbundesamtes.

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050
Elektr. Stackwirkungsgrad	(bez. auf Heizwert)	>100%*	>100%*	>100%*
Systemwirkungsgrad	(bez. auf Heizwert)	n/a	n/a	n/a
Betriebstemperatur	(°C)	700-1000	700-1000	700-1000
Maximaler Betriebsdruck	(bar)	1	1	1
Stromdichte	(A/cm ²)	0,4-2	0,4-2	0,4-2
Minimale Teillastfähigkeit	%	n/a	n/a	n/a

Stackgröße im Labormaßstab	(m ³ /h)	5,7	5,7	5,7
Lebensdauer	(h in Betrieb)	10.000	70.000	90.000
Standzeit System inkl. Überholung	h	n/a	n/a	n/a

(*) Da ein Teil der Energie als Wärme zugeführt wird, die in der Regel Abfall eines anderen Prozesses ist, liegt der elektrische Wirkungsgrad (d. h. das Verhältnis Stromverbrauch zum Heizwert des erzeugten Wasserstoffs) über 100 %.

Erläuterung der Parameter: Wirkungsgrade bestimmen die Effizienz im Betrieb. Eine hohe Betriebstemperatur der Stacks erhöht die Effizienz, führt aber wegen einer stärkeren Materialbeanspruchung oft zu geringeren Lebensdauern oder teureren Materialien und längeren Startzeiten, bis der optimale Betriebspunkt erreicht ist. Druck des Elektrolyseurs ermöglicht bei manchen Anwendungen den Verzicht auf einen zusätzlichen Kompressor, führt aber zu höheren Systemkosten als druckloser Betrieb. Eine hohe Stromdichte bedeutet eine größere Wasserstoffproduktion aus dem Gerät, damit geringerem Fußabdruck und geringeren Investitionskosten. Teillastfähigkeit beeinflusst die Möglichkeit, den Elektrolyseur mit fluktuierenden Stromquellen zu koppeln.

Komponenten

- Stack
- Transformator
- Gleichrichter
- Wasseraufbereitungsanlage
- Dampferzeuger
- Gasanalyse
- Gasreiniger
- Gasspeicher
- Heizvorrichtung bzw. Wärmeeinkopplung

Quellenverzeichnis

E4Tech, FCH-JU (2014), Development of Water electrolysis in the European Union, Final Report, http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/study%20electrolyser_0-Logos_0_0.pdf

HyFC (2010) Hydrogen and Fuel Cells: Fundamentals, Technologies and Applications; Wiley-VCH (2010) Hydrogen Production Technologies; Detlef Stolten

Schmidt, O., Gambhir, A., Staffell, I., Hawkes, A., Nelson, J., & Few, S. (2017). Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. International journal of hydrogen energy, 42(52), 30470-30492.

T. Smolinka, M. Günther und J. Garche, (2011) „NOW-Studie "Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energiequellen", 2011

Modul 4: Wasserstoffverflüssigung				
Technologiebeschreibung				
<p>Wasserstoff kann aufgrund seiner relativ geringen volumetrischen Dichte für den Transport und Einsatz im stationären wie auch mobilen Bereich nicht unter Normbedingungen gespeichert werden. Deshalb wird er verdichtet oder verflüssigt. Die Wahl der Verflüssigungstechnologie ist für den Energiebedarf ausschlaggebend.</p> <p>Seit den 1950er Jahren wird Flüssigwasserstoff in der Raumfahrtindustrie eingesetzt. Weltweit sind einige Dutzend Verflüssiger im kommerziellen Einsatz. Zur Verflüssigung von Wasserstoff muss dieser auf - 253 °C gekühlt werden. In einem mehrstufigen, energieintensiven Verfahren wird das gereinigte Gas auf diese Temperatur gekühlt (Brinner 2017).</p> <p>Flüssiger Wasserstoff lässt sich nach dem Claude-Verfahren mit ein- oder zweistufiger Kältemittel-Vorkühlung und anschließender Entspannung herstellen. Beim Claude-Verfahren wird eine Kombination von Expansionsmaschine und Joule-Thomson-Entspannung eingesetzt. Ein von einem Kompressor zugeführter Hochdruckmassstrom wird dabei hinter dem Wärmetauscher geteilt. Ein Anteil durchläuft die folgenden Wärmetauscher- und Entspannungsventile, ein anderer Anteil wird in der Expansionsmaschine entspannt und dabei abgekühlt. Das abgekühlte Niederdruckgas wird im Gegenstrom durch die Wärmetauscher geleitet und kühlt dabei das eintretende Hochdruckgas (Spektrum 2018).</p>				
Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele				
<p>Die Wirkungsgrade von großen Wasserstoffverflüssigungsanlagen liegen bei 20-30 %. Konzeptionelle Anlagen, wie z. B. die von NTNU und SINTEF konnten Wirkungsgrade von bis 50 % erreichen (Dobrota 2013).</p> <p>Mögliche F&E-Ansätze zur Effizienzsteigerung der Verflüssigungsprozesse liegen unter anderem in der Wahl des Kältemittels (Neon oder Neon-Helium-Gemische anstelle von Wasserstoff oder Helium). Auch wird an neuen Verfahren gearbeitet, die nicht auf den Joule-Thomson-Effekt angewiesen sind (Peltier-Elemente oder magnetokalorische Verfahren). Darüber hinaus lassen sich weitere Einsparungen durch eine intelligente Systemtechnik erschließen, wie z. B. die Wasserstoffproduktion bei hohem Vordruck oder die Kopplung von Hochdruckzwischen speichern mit Verflüssigern. (Brinner 2017)</p>				
Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050				
<p>Da der Einsatz von flüssigem Wasserstoff fast ausschließlich im Automobilssektor stattfindet, ist der Wirkungsgrad der konzeptionellen Anlagen von NTNU und SINTEF von 50 % hier als Ausblick für großtechnische Anlagen in 2030 und 2050 zu sehen.</p> <p>Besondere Herausforderungen ergeben sich insbesondere durch eine Systemintegration von Verflüssigern in eine Wasserstofferzeugung mittels fluktuierender Energieträger (insbesondere Wind). Diese sind der Tatsache geschuldet, dass Verflüssiger sehr adynamisch sind und am besten konstant gehalten und mit hohen Volllaststunden betrieben werden sollten. Daher erfordert eine derartige Anwendung Zwischenspeicher (Brinner 2017).</p>				
Technologische Parameter				
<p>Die Technologiedaten für 2015 wurden nach (Yang 2007) abgeschätzt. Ball (2009) gehen von einer Kapazitätssteigerung und einer damit verbundenen größeren Effizienz aus. Anlagengrößen von 70 bzw. 215 Tonnen H₂ pro Tag liegen den Werten für 2030 und 2050 zugrunde.</p>				
Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050
Verflüssigungsaufwand	kWh/kg H ₂	11	10	7
Verflüssigungsaufwand	% von H _U	33	31	22
H ₂ -Verlust durch Kühlbedarf im Tank	% / Tag	0,3	0,3	0,3

Lebensdauer	A	30	30	30
Volllaststunden	H	8000	8000	8000
Komponenten				
<ul style="list-style-type: none"> - Kompressor - Gegenstrom-Wärmetauscher - Expansionsmaschine - Entspannungsventil 				
Quellenverzeichnis				
<p>A. Brinner, M. Schmidt, S. Schwarz, L. Wagener, U. Zuberbühler (2017): Technologiebericht 4.1 Power-to-gas (Wasserstoff). In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken</p> <p>D. Dobrota, B. Lalic, and I. Komar, (2013) "Problem of Boil-off in LNG Supply Chain." Trans. Marit. Sci. 02: 91 - 100, 2013</p> <p>C. Yang und J. Ogden, (2007) „Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode, International Journal of Hydrogen Energy, Bd. 32, pp. 268-286, 2007.</p> <p>Spektrum (2018) https://www.spektrum.de/lexikon/physik/claude-verfahren/2424 Juni 2018</p> <p>Ball, M., Wietschel, M. (Eds.) (2009). The hydrogen economy opportunities and challenges, Cambridge University Press (Seite 333)</p>				

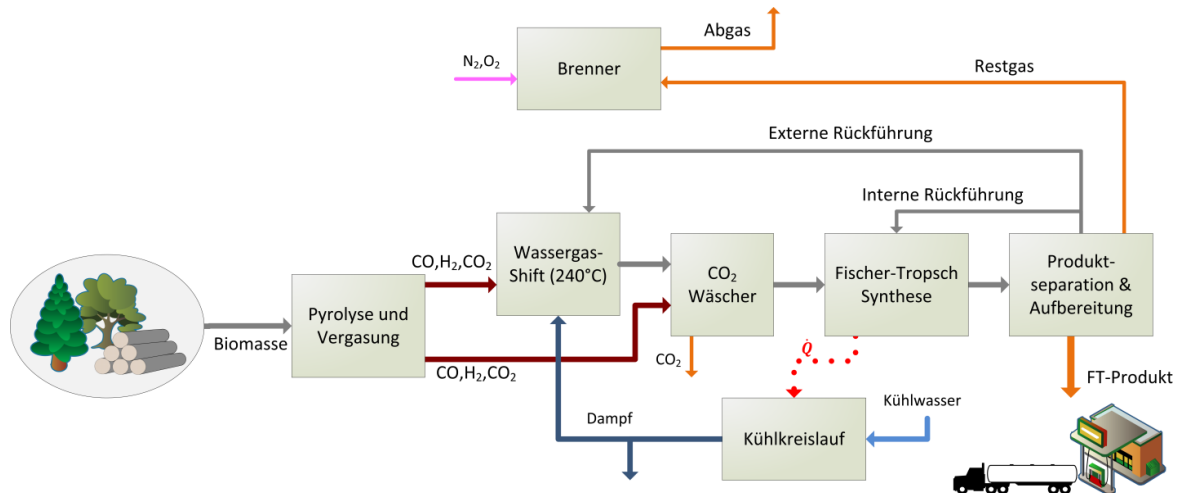
2.1.2 Erzeugung flüssiger Kohlenwasserstoffe

Die Module zur Bereitstellung synthetischer flüssiger Energieträger umfassen die beiden Technologiestränge Fischer-Tropsch-Synthese und Methanolsynthese. Die Technologiedaten basieren weitgehend auf Projekten, die am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt durchgeführt wurden. Auf Grundlage ausgiebiger Literaturrecherche wurden dort die jeweiligen Prozesse mit Hilfe der Prozesssimulationssoftware AspenPlus abgebildet, und durch Kopplung mit dem techno-ökonomischen Bewertungstool TEPET auch ökonomisch optimiert. Die Ergebnisse erlauben einen praxisnahen Vergleich der einzelnen Prozessketten, da das angewendete Verfahren auf standardisierten Methoden der chemischen Industrie beruht. Beim Vergleich der Wirkungsgrade ist zu beachten, dass bei den strombasierten Prozessen (PtL und PBtL) die energetischen Verluste der Wasserstofferzeugung nicht im jeweiligen Prozessmodul berücksichtigt werden.

Modul 5: Fischer-Tropsch-Synthese auf Basis von Biomasse (Biomass-to-Liquid, FT-BtL)

Technologiebeschreibung

Abbildung 6: Übersicht über die BtL-Prozesskette



Quelle: Eigene Darstellung, DLR

Im BtL-Prozess wird zunächst Biomasse getrocknet und je nach nachfolgendem Vergasertyp aufbereitet/pyrolysiert und in einer **Vergasereinheit** vergast. Das dabei entstehende Gas wird anschließend durch **Gasreinigungs-** und **Gaskonditionierungsschritte** für die **Fischer-Tropsch-Synthese** vorbereitet. Nach der Synthese folgen je nach gewünschtem Produkt Trennungs- und **Veredelungsschritte** (Albrecht 2016).

Es gibt drei verbreitete Vergasertypen: Festbett-, Wirbelschicht- und Flugstromvergaser. Für hohe Durchsatzraten ist ein Wirbelschicht- oder Flugstromvergaser sinnvoll. Außerdem besitzt der Flugstromvergaser aufgrund der sehr geringen Verweilzeiten bei Betriebstemperaturen von 1000 – 1200 °C den Vorteil einer geringen Fehlproduktion von Teer und Methan. Außerdem lässt sich diese Technologie einfach skalieren und ist zumindest für Kohle Stand der Technik. Auf der anderen Seite erfordert ein Flugstromvergaser eine aufwändige Vorbehandlung (Pyrolyse) der Biomasse, da diese als pumpbares Gemisch in den Vergaser eingespeist werden muss. Bei kleineren Anlagen kann es daher von Vorteil sein, einen Wirbelschichtreaktor zu verwenden (Heidenreich 2015, Molino 2016, Pereira 2012).

Das im Vergaser erzeugte Gas wird anschließend z. B. mit Wasser abgekühlt und von Partikeln gereinigt, bevor es mittels Fliehkraftabscheider und zusätzlichen Filtern bzw. Sorptionsreaktoren von weiteren Verunreinigungen (insbesondere HCl, H₂S) befreit wird. Das so erhaltene Synthesegas besteht zu großen Teilen aus CO, H₂, CO₂ und Wasserdampf. Um das für die Fischer-Tropsch-Synthese erforderliche H₂/CO-Verhältnis von 2 zu erreichen, wird ein Teilstrom in einen Wasser-Gas-Shift-Reaktor geleitet. In diesem wird bei etwa 220 bis 260 °C aus Wasser und CO, H₂ und CO₂ gebildet. In einem nachgeschalteten Selexol-Wäscher wird dann das CO₂ abgetrennt und das Synthesegas zur Fischer-Tropsch-Synthese geleitet.

Die weiteren Prozessschritten sind etablierte Technologien. In der Fischer-Tropsch Synthese werden bei Drücken zwischen 20-40 bar und Temperaturen um 200-300 °C Kohlenwasserstoffe katalytisch synthetisiert. Dabei dominieren zwei großtechnisch genutzte Katalysatoren: Kobalt und Eisen. Bei einem Betrieb mit Kobalt kann die Betriebstemperatur im Vergleich zum Betrieb mit Eisen niedriger gewählt werden. Außerdem wird ein höheres Alkan/Alken-Verhältnis erzielt (Klerk 2011). Der Prozess ist stark exotherm, weshalb ein Vollumsatz in der Fischer-Tropsch-Synthese kaum zu erreichen ist, da die Wärme nicht schnell genug aus dem System abgeleitet werden kann und das entstehende Wasser den Katalysator deaktiviert. Die in der Fischer-Tropsch-Synthese erzeugten Wachse werden im nachfolgenden Hydrocracker bei etwa 30-80 bar und 300-400 °C mit Hilfe von zusätzlichem Wasserstoff gecrackt und in kürzere Kohlenwasserstoffe aufgespalten. Die nachfolgenden Schritte der Produkttrennung sowie -veredelung, müssen je nach gewünschtem Endprodukt eingestellt werden. Nicht umgesetztes Synthesegas wird zurück zur FT-Synthese geführt oder in einem OxyFuel-Brenner verbrannt, um in einem Dampfkreislauf Strom zu erzeugen.

Für die Ökobilanz der im Prozess verwendeten Technologien gilt es zum einen, die für die Anlage benutzten Materialien (Stahl u. a.) zu berücksichtigen, sowie während des Betriebs die verwendeten Katalysatoren und Waschflüssigkeiten. Die benötigten Mengen sind je nach Prozessführung unterschiedlich und müssen daher für jeden Prozess einzeln bewertet werden.

Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele

Die Forschungsschwerpunkte für die Biomass-to-Liquid-Technologie liegen in der Weiterentwicklung von Biomassevergasern und Gasreinigung sowie der Demonstration des Gesamtprozesses (Hamelinck 2004, Swanson 2010, Tijmensen 2002).

Die Vergasung der Biomasse stellt einen sehr energieintensiven Prozessschritt dar. Die richtige Prozessführung hängt dabei stark von der Zusammensetzung der jeweiligen Biomasse ab. Eine universell optimale Lösung wird daher auch in absehbarer Zeit nicht gefunden werden, stattdessen müssen für die jeweiligen Rahmenbedingungen die Verfahren ausgewählt und optimiert werden (Tijmensen 2002).

Die Gasreinigung ist, insbesondere aufgrund der unterschiedlichen Zusammensetzungen der einzelnen Biomassen, sehr aufwendig, da mit hohen Schwankungen in der Zusammensetzung des Pyrolysegases gerechnet werden muss.

Das Red Rock Biofuels Projekt mit einer geplanten Kapazität von 1.040 bbl/d nutzt Holz als Rohstoff. Alternativ wird auch die Nutzung von Abfall- und Reststoffen als Kohlen- und Wasserstoffquelle untersucht. Das British Airways GreenSky Projekt plante die Produktion von ca. 1.095 bbl/d Kerosin aus Hausmüll, allerdings wurde das Projekt aufgrund des derzeit niedrigen Ölpreises eingestellt. Das Unternehmen Fulcrum Bio-Energy plant mit der Sierra BioFuels-Anlage die Produktion von 655 bbl/d Kraftstoff aus Hausmüll.

Die Fischer-Tropsch-Synthese in Verbindung mit einem Hydrocracker und der Produktraffination werden schon seit fast 80 Jahren angewendet und stetig verbessert. Entwicklungsschritte sind daher nur in geringem Maße zu erwarten. Eine mögliche Neuerung ist die Erforschung eines neuen Katalysators für die Fischer-Tropsch-Synthese, welcher die direkte Nutzung von CO₂ erlaubt und somit den Schritt der Synthesegaserzeugung überflüssig machen könnte. Außerdem werden momentan am Institut für Mikroverfahrenstechnik, KIT, Verfahren entwickelt, in denen die entstehende Wärme besser reguliert werden kann. So könnten bedeutend höheren Umsatzraten möglich werden (Dittmeyer 2017).

Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050

Bisher existieren keine BTL-Anlagen industrieller Größe, jedoch gibt es erste Testanlagen in kleineren Maßstäben, wie z. B. die Bioliq-Anlage am KIT (Dahmen 2008). Vor allem der hohe Biomasseverbrauch begrenzt eine großtechnische Anlage, sodass Einsparungen durch Skaleneffekte möglicherweise nicht zu erzielen sind. In Abhängigkeit von der Anlagenkonfiguration und den getroffenen Annahmen wurden Gesamteffizienzen (bezogen auf den Heizwert) im Bereich zwischen 30 % und 50 % für BtL-Anlagen prognostiziert (Hamelinck 2004, Swanson 2010, Tijmensen 2002). Aufgrund des eingeschränkten Potentials wird es auch in Zukunft kaum reine BtL-Anlagen geben, weshalb weder eine Kosten- noch eine weitreichende technische Entwicklung zu erwarten sind.

Technologische Parameter

Für nachfolgenden technologischen und ökonomischen Parameter wurde eine Anlage mit Flugstromvergasler, Wasser-Gas-Shift-Reaktor, Selexol-Wäsche und einem Dampfkreislauf konzipiert.

Die simulierte Anlage hat einen eintretenden Biomassestrom (10 wt.% Feuchte, z. B. Holzhackschnitzel, Restholz) von 22 t/h. Der damit erzeugte Produktstrom beträgt: 2,9 t/h. Außerdem wäre es möglich, durch Integration eines Dampfkreislaufs, zusätzlich zur Bereitstellung des gesamten, intern verbrauchten Stroms, weitere 11 MW Strom zu erzeugen. Die nutzbare Prozesswärme tritt vor allem in Form von Dampf auf, welcher bei der Kühlung des FT-Reaktors entsteht. Eine vollständige Liste der Technologieparameter findet sich auf der Internetseite des Umweltbundesamtes.

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050
Kraftstoffwirkungsgrad	%	37	37	37
Kohlenstoffnutzungsgrad	%	25	25	25

Potentieller Strom durch Dampfprozess	MW	11	11	11
Nutzbare Fernwärme*	MW	33	33	33

*Wärme vor allem im Bereich von 60 – 220 °C vorhanden.

Komponenten

Die benötigten Komponenten für den PBtL-Prozess umfassen:

- Pyrolyse-Einheit
- Flugstromvergaser
- Zyklon
- Guard bed
- Filter
- Sorptionsreaktor
- Etliche Wärmetauscher
- Wassergas-Shift Reaktor
- Fischer-Tropsch Reaktor
- Hydrocracker
- Rektifikationskolonnen
- Pumpen
- Verdichter/Multi-Stufen-Verdichter
- Kühlaggregat
- Brenner
- (Dampfturbine/Dampfkreislauf)

Quellenverzeichnis

D. H. König (2016). Techno-ökonomische Prozessbewertung der Herstellung synthetischen Flugturbinen-treibstoffes aus CO₂ und H₂, DLR Stuttgart.

A. de Klerk (2011). Fischer-Tropsch Refining, 1st ed.

S. Heidenreich (2015). New concepts in biomass gasification, Progress in Energy & Combustion Science.

A. Molino, S. Chianese, D. Musmarra (2016). Biomass gasification technology: the state of the art overview, Journal of Energy Chemistry.

E.G. Pereira, J.N.d. Silva, J.L.d. Oliveira, C.S. Machado (2012). Sustainable energy: a review of gasification technologies.

F. G. Albrecht (2016). A standardized methodology for the techno-economic evaluation of alternative fuels – A case study, Fuel.

C. Hamelinck, A. Faaij, H. den Uil and H. Boerrigter (2004). Production of FT Transportation Fuels from Bio-mass; Technical Options, Process Analysis and Optimisation and Development Potential, *Energy*.

R. Swanson, A. Platon, J. Sapiro and R. Brown (2010). Techno-economic analysis of Biomass-to-Liquids production based on gasification, Fuel.

M. Tijmensen, A. Faaij, C. Hamelinck and M. van Hardeveld (2002). Exploration of the Possibilities for Production of Fischer Tropsch Liquids and Power via Biomass Gasification, Biomass Bioenergy.

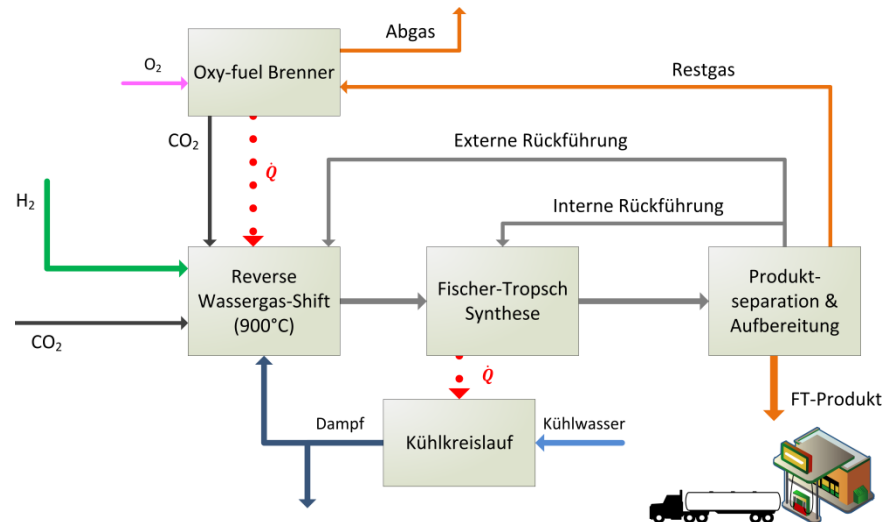
R. Dittmeyer, T. Boeltken, P. Piermartini, M. Selinsek (2017). Micro and micro membrane reactors for advanced applications in chemical energy conversion, Current Opinion in Chemical Engineering.

N. Dahmen, E. Dinjus, E. Henrich (2008). The Karlsruhe process bioliq – synthetic fuels from the biomass.

Modul 6: Fischer-Tropsch-Synthese auf Basis von Strom und CO₂ (Power-to-Liquid, FT-PtL)

Technologiebeschreibung

Abbildung 7: Übersicht über die PtL-Prozesskette



Quelle: Eigene Darstellung, DLR

Der Power-to-Liquid-Prozess besteht aus einer **CO₂-Abscheidung**, gefolgt von einer **Synthesegaserzeugung**, der **Fischer-Tropsch-Synthese**, einem **Hydrocracker** sowie einer **Produktaufbereitung/-raffination**. Je nach Art der Synthesegaserzeugung, kommt noch ein Dampfkreislauf hinzu (Albrecht 2016).

In der vorgeschalteten CO₂-Abscheidung wird der benötigte Kohlenstoff aus dem Abgasstrang eines Kraftwerks, einer Industrieanlage oder aus der Luft gewonnen. Zusätzlich zu den im Abschnitt „Kohlenstoffquellen“ beschriebenen Auswahlkriterium der CO₂-Konzentration im Abgasstrom, stellt die Möglichkeit der Fernwärmenutzung einen weiteren Faktor dar. Besteht am jeweiligen Standort der Anlage ein Bedarf an Wärme, kann die im Prozess erzeugte überschüssige Wärme in Form von Fernwärme genutzt werden. Das CO₂ für den PtL-Prozess kann dann über eine physikalische Wäsche abgeschieden werden. Beispiele sind Abscheider mit Selexol™ oder Rectisol™ als Waschflüssigkeit. Deren Vorteile bestehen im geringen Wärmebedarf und einer hohen Abscheideeffizienz (Koytosoumpa 2015, Kuramochi 2011). Besteht kein Bedarf an Überschusswärme, sollte für die CO₂-Abscheidung ein chemisches Verfahren verwendet werden, da in diesem Fall die vorhandene Wärme genutzt werden kann, um das CO₂ aus der Waschflüssigkeit zu lösen.

Das Synthesegas wird in einer reversen Wasser-Gas-Shift-Reaktion (rWGS) erzeugt und konditioniert. Dabei werden CO₂ und H₂ bei Temperaturen bis 1000 °C und Drücken bis zu 50 bar in CO und Wasser umgewandelt. Bei allen weiteren Prozessschritten handelt es sich um etablierte Technologien. In der Fischer-Tropsch Synthese werden bei Drücken zwischen 20-40 bar und Temperaturen um 200 – 300 °C Kohlenwasserstoffe katalytisch synthetisiert. Dabei gibt es vor allen Dingen zwei großtechnisch genutzte Katalysatoren: Kobalt und Eisen. Bei einem Betrieb mit Kobalt kann die Betriebstemperatur im Vergleich zum Betrieb mit Eisen niedriger gewählt werden. Außerdem wird ein höheres Alkan/Alken-Verhältnis erzielt (Klerk 2011). Der Prozess ist stark exotherm, weshalb ein Vollumsatz in der Fischer-Tropsch-Synthese kaum zu erreichen ist, da die Wärme nicht schnell genug aus dem System abgeleitet werden kann und das entstehende Wasser den Katalysator deaktiviert. Die in der Fischer-Tropsch-Synthese erzeugten Wachse werden im nachfolgenden Hydrocracker bei etwa 30 – 80 bar und 300 – 400 °C mit Hilfe von zusätzlichem Wasserstoff gecrackt und in kürzere Kohlenwasserstoffe aufgespalten. Die nachfolgenden Schritte der Produkttrennung sowie -veredelung, müssen je nach gewünschtem Endprodukt eingestellt werden. Nicht umgesetztes Synthesegas wird zurück zur FT-Synthese geführt, oder in einem OxyFuel-Brenner verbrannt, um die benötigte Hochtemperaturwärme für den rWGS-Reaktor bereitzustellen.

Für die Ökobilanz der im Prozess verwendeten Technologien gilt es zum einen die für die Anlage benutzten Materialien (Stahl u. a.) zu berücksichtigen, sowie während des Betriebs die verwendeten Katalysatoren und

Waschflüssigkeiten. Die benötigten Mengen sind je nach Prozessführung unterschiedlich und müssen daher für jeden Prozess einzeln bewertet werden.

Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele

Die Synthesegaserzeugung/-konditionierung durch reverse Wasser-Gas-Shift-Reaktion wird noch erforscht und könnte unter Umständen bei niedrigeren Temperaturen durchgeführt werden. Dadurch würde sich der Energiebedarf dieses Prozessschritts verringern. Zudem wird eine autotherme Betriebsweise untersucht, um das Reaktordesign des rWGS-Reaktors zu vereinfachen und somit Kosten zu sparen. Die Fischer-Tropsch-Synthese in Verbindung mit einem Hydrocracker und der Produktraffination werden schon seit fast 80 Jahren angewendet und stetig verbessert. Entwicklungsschritte sind daher nur in geringem Maße zu erwarten. Eine mögliche Neuerung ist die Erforschung eines neuen Katalysators für die Fischer-Tropsch-Synthese, welcher die direkte Nutzung von CO₂ erlaubt und somit den Schritt der Synthesegaserzeugung überflüssig machen könnte. Außerdem werden momentan am Institut für Mikroverfahrenstechnik, KIT, Verfahren entwickelt, in denen die entstehende Wärme besser reguliert werden kann. So könnten bedeutend höheren Umsatzraten möglich werden. (Dittmeyer 2017).

Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050

Momentan stellt der PtL-Prozess keine Konkurrenz zu fossilen Brennstoffen dar, da die Herstellungskosten deutlich über dem der fossilen Referenz liegen. Hauptkostenfaktor ist der Strompreis für die Elektrolyse.

Technologische Parameter

Für nachfolgenden technologischen und ökonomischen Parameter wurde eine Anlage mit allothermem reversen Wasser-Gas-Shift-Reaktor und zusätzlichem Dampfkreislauf konzipiert. Die simulierte Anlage hat einen Wasserstoff-Feed-Strom von 3,9 t/h und einen CO₂-Strom nach der Abscheidung von 25,6 t/h. Der daraus resultierende Produktstrom liegt bei 8,2 t/h. In Abhängigkeit der CO₂-Abscheidung wurden folgende Werte ermittelt. Eine vollständige Liste der Technologieparameter findet sich auf der Internetseite des Umweltbundesamtes.

Für eine Anlage mit SelexolTM-Wäsche:

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050
η_{XtL}	%	74	74	74
Kohlenstoffnutzungsgrad	%	98	98	98
Nutzbare Fernwärme*	MW	26	26	26

Für eine Anlage mit MEA-Wäsche:

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050
η_{XtL}	%	75	75	75
Kohlenstoffnutzungsgrad	%	98	98	98
Nutzbare Fernwärme*	MW	0	0	0

*Wärme vor allem im Bereich 60 – 220 °C vorhanden.

Komponenten

Die benötigten Komponenten für den PtL-Prozess umfassen:

- CO₂-Abscheider (Selexol/Rectisol/MEA/MDEA/Benfield)
- Etliche Wärmetauscher
- Reverser Wasser-Gas-Shift-Reaktor
- Fischer-Tropsch Reaktor
- Hydrocracker
- Rektifikationskolonne

- Kondensatoren
- Pumpen
- Verdichter/Multi-Stufen-Verdichter
- Kühlaggregat
- Brenner

Quellenverzeichnis

D. H. König (2016). Techno-ökonomische Prozessbewertung der Herstellung synthetischen Flugturbinentreibstoffes aus CO₂ und H₂, DLR Stuttgart.

A. de Klerk (2011). Fischer-Tropsch Refining, 1st ed.

S. Heidenreich (2015). New concepts in biomass gasification, Progress in Energy & Combustion Science.

A. Molino, S. Chianese, D. Musmarra (2016). Biomass gasification technology: the state of the art overview, Journal of Energy Chemistry.

E.G. Pereira, J.N.d. Silva, J.L.d. Oliveira, C.S. Machado (2012). Sustainable energy: a review of gasification technologies.

F. G. Albrecht (2016). A standardized methodology for the techno-economic evaluation of alternative fuels – A case study, Fuel.

C. Hamelinck, A. Faaij, H. den Uil and H. Boerrigter (2004). Production of FT Transportation Fuels from Biomass; Technical Options, Process Analysis and Optimisation and Development Potential, *Energy*.

R. Swanson, A. Platon, J. Sapiro and R. Brown (2010). Techno-economic analysis of Biomass-to-Liquids production based on gasification, Fuel.

M. Tijmensen, A. Faaij, C. Hamelinck and M. van Hardeveld (2002). Exploration of the Possibilities for Production of Fischer Tropsch Liquids and Power via Biomass Gasification, Biomass Bioenergy.

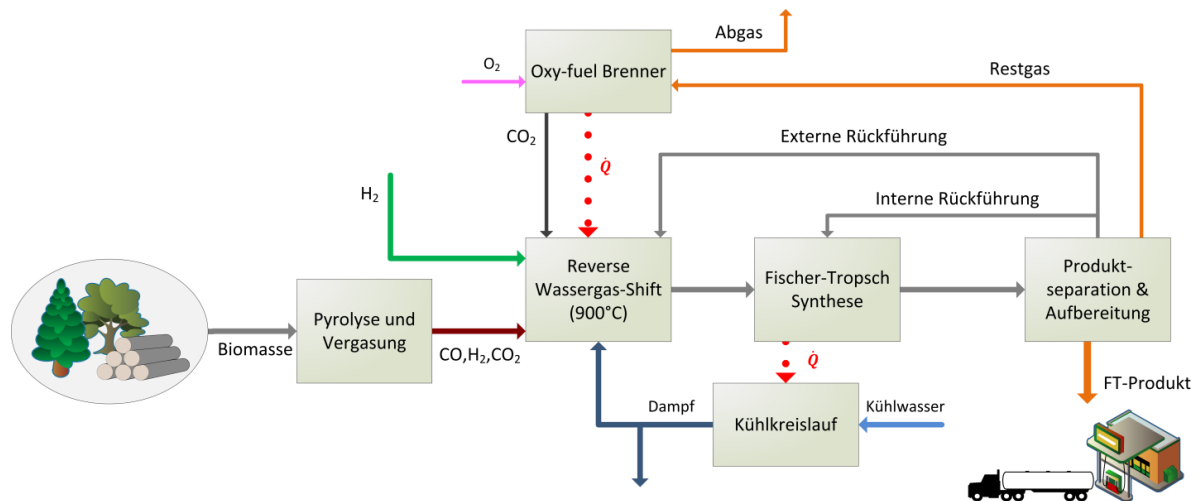
R. Dittmeyer, T. Boeltken, P. Piermartini, M. Selinsek (2017). Micro and micro membrane reactors for advanced applications in chemical energy conversion, Current Opinion in Chemical Engineering.

N. Dahmen, E. Dinjus, E. Henrich (2008). The Karlsruhe process bioliq – synthetic fuels from the biomass.

Modul 7: Fischer-Tropsch-Synthese auf Basis von Biomasse und Strom (Power&Biomass-to-Liquid, FT-PBtL)

Technologiebeschreibung

Abbildung 8: Übersicht über die PBtL-Prozesskette



Quelle: Eigene Darstellung, DLR

Der Power&Biomass-to-Liquid-Prozess ist eine Kombination aus PtL- und BtL-Prozess. Die Hauptbestandteile sind wie beim BtL-Prozess: Pyrolyse- und Vergasereinheit gefolgt von einer Synthesegaskonditionierung. Schließlich die Fischer-Tropsch-Synthese, der Hydrocracker sowie die notwendige Produktaufbereitung/-raffination. Hauptunterschied ist die Nutzung von zusätzlichem Wasserstoff, um die gewünschte Zusammensetzung des Synthesegases zu erhalten. Außerdem wird durch einen OxyFuel-Brenner die benötigte Wärme für den reversen Wasser-Gas-Shift-Reaktor bereitgestellt (Albrecht 2016).

Vorteile des PBtL-Verfahrens sind zum einen, dass gegenüber dem BtL-Prozess wesentlich mehr des eingespeisten Kohlenstoffs genutzt werden kann und dass durch Nutzung eines OxyFuel-Brenners prinzipiell Kohlenstoffnutzungsgrade von über 95 % zu erreichen sind.

Wird der benötigte Wasserstoff durch eine Elektrolyse gewonnen, kann der dabei anfallende Sauerstoff sowohl für den OxyFuel-Brenner als auch bei der Biomassevergasung verwendet werden. Es gibt drei verbreitete Vergasertypen: Festbett-, Wirbelschicht- und Flugstromvergaser. Für hohe Durchsatzraten ist ein Wirbelschicht- oder Flugstromvergaser sinnvoll. Außerdem besitzt der Flugstromvergaser aufgrund der sehr geringen Verweilzeiten bei Betriebstemperaturen von 1000 – 1200 °C den Vorteil einer geringen Fehlproduktion von Teer und Methan. Außerdem lässt sich diese Technologie einfach skalieren und ist zumindest für Kohle Stand der Technik. Auf der anderen Seite erfordert ein Flugstromvergaser eine aufwändige Vorbehandlung (Pyrolyse) der Biomasse, da diese als pumpbares Gemisch in den Vergaser eingespeist werden muss. Bei kleineren Anlagen kann es daher von Vorteil sein, einen Wirbelschichtreaktor zu verwenden (Heidenreich 2015, Molino 2016, Pereira 2012).

Das im Vergaser erzeugte Gas wird anschließend beispielsweise mit Wasser abgekühlt und von Asche und Rußpartikeln gereinigt, bevor es mittels Fliehkraftabscheider und zusätzlichen Filtern bzw. Sorptionsreaktoren von weiteren Verunreinigungen (insbesondere HCl, H₂S) befreit wird. Das so erhaltene Synthesegas besteht zu großen Teilen aus CO, H₂, CO₂ und Wasserdampf. Je nach erhaltener Synthesegaszusammensetzung kann das Gas nach einer Wasserabtrennung und Zugabe von Wasserstoff direkt zur Fischer-Tropsch-Synthese geleitet werden oder durch den Einsatz eines reversen Wasser-Gas-Shift-Reaktors (rWGS) so konditioniert werden, dass das erforderliche H₂/CO-Verhältnis von 2 erreicht wird. In einem rWGS Reaktor wird bei Temperaturen von bis 1000°C und Drücken bis zu 50 bar CO₂ mit H₂ zu CO und Wasser umgesetzt.

Bei allen weiteren Prozessschritten handelt es sich um etablierte Technologien. In der Fischer-Tropsch Synthese werden bei Drücken zwischen 20-40 bar und Temperaturen um 200 – 300 °C Kohlenwasserstoffe katalytisch synthetisiert. Dabei gibt es vor allen Dingen zwei großtechnisch genutzte Katalysatoren: Kobalt und

Eisen. Bei einem Betrieb mit Kobalt kann die Betriebstemperatur im Vergleich zum Betrieb mit Eisen niedriger gewählt werden. Außerdem wird ein höheres Alkan/Alken-Verhältnis erzielt (Klerk 2011). Der Prozess ist stark exotherm, weshalb ein Vollumsatz in der Fischer-Tropsch-Synthese kaum zu erreichen, da die Wärme nicht schnell genug aus dem System abgeleitet werden kann und das entstehende Wasser den Katalysator deaktiviert. Die in der Fischer-Tropsch-Synthese erzeugten Wachse werden im nachfolgenden Hydrocracker bei etwa 30 - 80 bar und 300 - 400 °C mit Hilfe von zusätzlichem Wasserstoff gecrackt und in kürzere Kohlenwasserstoffe aufgespalten. Die nachfolgenden Schritte der Produkttrennung sowie -veredelung müssen je nach gewünschtem Endprodukt eingestellt werden. Nicht umgesetztes Synthesegas wird zurück zur FT-Synthese geführt oder wird in einem OxyFuel-Brenner mit Dampfkreislauf zur Stromerzeugung genutzt.

Für die Ökobilanz der im Prozess verwendeten Technologien gilt es zum einen die für die Anlage benutzten Materialien (Stahl u. a.) zu berücksichtigen, sowie während des Betriebs die verwendeten Katalysatoren und Waschflüssigkeiten. Die benötigten Mengen sind je nach Prozessführung unterschiedlich und müssen daher für jeden Prozess einzeln bewertet werden.

Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele

Die Vergasung der Biomasse ist ein sehr energieintensiven Prozessschritt. Die richtige Prozessführung hängt dabei stark von der Zusammensetzung der jeweiligen Biomasse ab. Eine universell optimale Lösung wird daher auch in absehbarer Zeit nicht gefunden werden, stattdessen müssen für die jeweiligen Rahmenbedingungen die Verfahren ausgewählt und optimiert werden (Tijmensen 2002).

Die Synthesegaserzeugung durch eine reverse Wasser-Gas-Shift-Reaktion wird noch erforscht und könnte unter Umständen bei niedrigeren Temperaturen durchgeführt werden. Dadurch würde sich der Energiebedarf dieses Prozessschritts verringern. Zudem wird eine autotherme Betriebsweise untersucht, was das Reaktordesign des rWGS-Reaktors vereinfachen könnte und somit geringere Produktions- und Betriebskosten ermöglichen könnte.

Die Fischer-Tropsch-Synthese in Verbindung mit einem Hydrocracker und der Produktraffination werden schon seit fast 80 Jahren angewendet und stetig verbessert. Entwicklungsschritte sind daher nur in geringem Maße zu erwarten. Eine mögliche Neuerung ist die Erforschung eines neuen Katalysators für die Fischer-Tropsch-Synthese, welcher die direkte Nutzung von CO₂ erlaubt und somit den Schritt der Synthesegaserzeugung überflüssig machen könnte. Außerdem werden momentan am Institut für Mikroverfahrenstechnik, KIT, Verfahren entwickelt, in denen die entstehende Wärme besser reguliert werden kann. So könnten bedeutend höheren Umsatzraten möglich werden. (Dittmeyer 2017).

Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050

Bisher existieren weder reine BtL-, noch PBtL-Anlagen industrieller Größe. Die BtL-Prozessroute wird jedoch schon in mehreren Testanlagen erforscht, z. B. in der Bioliq-Anlage am KIT (Dahmen 2008). Der PBtL-Prozess hat noch keine industrielle Bedeutung, stellt aber durch die nahezu vierfache Ausbeute an Energieträgern bei gleichem Biomasse/Kohlenstoff-Input eine sehr aussichtsreiche Alternative dar (Albrecht 2016). Besteht am gewählten Standort ein Bedarf an Fernwärme, kann ein energetischer Wirkungsgrad von 80 % erreicht werden. Um eine Ansammlung von Gasverunreinigungen vorzubeugen, wird dauerhaft ein Teil des zurückgeführten Gases abgeleitet. Bei großen Anlagenkapazitäten kann es von Vorteil sein, dieses in einem zusätzlichen Brenner und einem gekoppelten Dampfkreislauf zur Stromerzeugung zu nutzen.

Technologische Parameter

Für nachfolgenden technologischen und ökonomischen Parameter wurde eine Anlage mit Flugstromvergaser, allothermem reversen Wasser-Gas-Shift-Reaktor und OxyFuel-Brenner konzipiert.

Die simulierte Anlage hat einen eintretenden Biomassestrom (10 wt.% Feuchte, z. B. Holzhackschnitzel, Restholz) von 22 t/h und einem Wasserstoffstrom von 3,6 t/h. Der damit erzeugte Produktstrom beträgt: 11 t/h. Außerdem wäre es möglich, durch Integration eines Dampfkreislaufs, zusätzlich zur Bereitstellung des gesamten, intern verbrauchten Stroms, weitere 6 MW zu erzeugen. Die nutzbare Prozesswärme tritt vor allem in Form von Dampf auf, welcher bei der Kühlung des FT-Reaktors entsteht. Eine vollständige Liste der Technologieparameter findet sich auf der Internetseite des Umweltbundesamtes.

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050
Kraftstoffwirkungsgrad	%	62	62	62
Kohlenstoffnutzungsgrad	%	98	98	98
Strom durch Dampfprozess	MW	6	6	6
Nutzbare Fernwärme*	MW	32	32	32

*Wärme vor allem im Bereich 60 – 220 °C vorhanden.

Komponenten

Die benötigten Komponenten für den PBTl-Prozess umfassen:

- Pyrolyse-Einheit
- Flugstromvergaser
- Zyklon
- Guard bed
- Filter
- Etliche Wärmetauscher
- Reverse Wasser-Gas-Shift-Reaktor
- Fischer-Tropsch Reaktor
- Hydrocracker
- Rektifikationskolonnen
- Pumpen
- Verdichter/Multi-Stufen-Verdichter
- Kühlaggregat
- Brenner

Quellenverzeichnis

D. H. König (2016). Techno-ökonomische Prozessbewertung der Herstellung synthetischen Flugturbinen-treibstoffes aus CO₂ und H₂, DLR Stuttgart.

A. de Klerk (2011). Fischer-Tropsch Refining, 1st ed.

S. Heidenreich (2015). New concepts in biomass gasification, Progress in Energy & Combustion Science.

A. Molino, S. Chianese, D. Musmarra (2016). Biomass gasification technology: the state of the art overview, Journal of Energy Chemistry.

E.G. Pereira, J.N.d. Silva, J.L.d. Oliveira, C.S. Machado (2012). Sustainable energy: a review of gasification technologies.

F. G. Albrecht (2016). A standardized methodology for the techno-economic evaluation of alternative fuels – A case study, Fuel.

C. Hamelinck, A. Faaij, H. den Uil and H. Boerrigter (2004). Production of FT Transportation Fuels from Biomass; Technical Options, Process Analysis and Optimisation and Development Potential, *Energy*.

R. Swanson, A. Platon, J. Sapiro and R. Brown (2010). Techno-economic analysis of Biomass-to-Liquids production based on gasification, Fuel.

M. Tijmensen, A. Faaij, C. Hamelinck and M. van Hardeveld (2002). Exploration of the Possibilities for Production of Fischer Tropsch Liquids and Power via Biomass Gasification, Biomass Bioenergy.

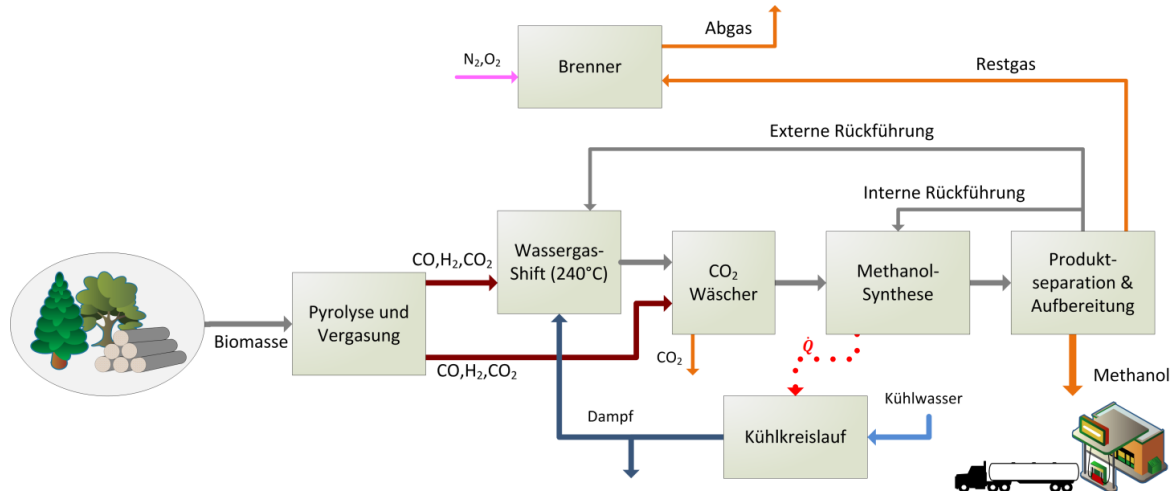
R. Dittmeyer, T. Boeltken, P. Piermartini, M. Selinsek (2017). Micro and micro membrane reactors for advanced applications in chemical energy conversion, Current Opinion in Chemical Engineering.

N. Dahmen, E. Dinjus, E. Henrich (2008). The Karlsruhe process bioliq – synthetic fuels from the biomass.

Modul 8: Methanol-Synthese auf Basis von Biomasse (Biomass-to-Liquid, MS-BtL)

Technologiebeschreibung

Abbildung 9: Übersicht über die BtL-Prozesskette zur Methanolerzeugung



Quelle: Eigene Darstellung, DLR

Im BtL-Prozess wird zunächst Biomasse getrocknet und aufbereitet und in einer Vergasereinheit vergast. Das dabei entstehende Gas wird anschließend durch Gasreinigungs- und Gaskonditionierungsschritte für die Methanolsynthese vorbereitet und dann in einer Separationskolonne das Methanol konzentriert.

Es gibt drei verbreitete Vergasertypen: Festbett-, Wirbelschicht- und Flugstromvergaser. Für hohe Durchsatzraten ist ein Wirbelschicht- oder Flugstromvergaser sinnvoll. Außerdem besitzt der Flugstromvergaser aufgrund der sehr geringen Verweilzeiten bei Betriebstemperaturen von 1000 – 1200 °C den Vorteil einer geringen Fehlproduktion von Teer und Methan. Außerdem lässt sich diese Technologie einfach skalieren und ist zumindest für Kohle Stand der Technik. Auf der anderen Seite erfordert ein Flugstromvergaser eine aufwändige Vorbehandlung (Pyrolyse) der Biomasse, da diese als pumpbares Gemisch in den Vergaser eingespeist werden muss. Bei kleineren Anlagen kann es daher von Vorteil sein, einen Wirbelschichtreaktor zu verwenden (Heidenreich 2015, Molino 2016, Pereira 2012).

Das im Vergaser erzeugte Gas wird anschließend z. B. mit Wasser abgekühlt und von Asche und Rußpartikeln gereinigt, bevor es mittels Fliehkraftabscheider und Filtern bzw. Sorptionsreaktoren von weiteren Verunreinigungen (insbesondere HCl, H₂S) befreit wird. Das so erhaltene Synthesegas besteht zu großen Teilen aus CO, H₂, CO₂ und Wasserdampf. Je nach Synthesegaszusammensetzung (abhängig von Vergasungsart), kann das Gas nach einer Wasserabtrennung entweder direkt zur Methanolsynthese geleitet werden oder durch den Einsatz eines Wasser-Gas-Shift-Reaktors (WGS) so konditioniert werden, dass ein Verhältnis von $H_2/(2CO + 3CO_2) = 1,05$ erreicht wird. Im WGS-Reaktor wird bei Temperaturen von bis zu 300 °C und Drücken bis zu 50 bar CO und Wasser zu CO₂ und H₂ umgesetzt. Nachfolgend wird in einer CO₂-Wäsche das überschüssige CO₂ abgeschieden. Die genutzten Abscheidemethoden hängen von vorhandenem Wärmemarkt oder Elektrizitätskosten ab. Grundsätzlich ist bei der Methanolherstellung ein Rectisol-Wäscher zur CO₂-Abscheidung sinnvoll, da dieser Methanol als Waschmittel nutzt.

Die Methanolsynthese wird bei 240 – 260 °C, Drücken bis zu 100 bar und in der Regel mit einem Kupferkatalysator und einem Rezyklierungsfaktor von 4 bis 7 betrieben. Das bedeutet, dass nicht umgesetzte Edukte zurückgeführt und nochmals in den Reaktor geleitet werden. Das Rezyklierungsverhältnis beschreibt das Verhältnis des rückfließenden Stroms zum Eduktstrom aus der Synthesegas-Konditionierung (Bartholomew 2006).

Für die Ökobilanz der im Prozess verwendeten Technologien gilt es zum einen die beim Prozessaufbau benutzten Materialien (Stahl u. a.) zu berücksichtigen, sowie während des Betriebs die verwendeten Katalysatoren und Waschflüssigkeiten. Die benötigten Mengen sind je nach Prozessführung unterschiedlich und müssen daher für jeden Prozess einzeln bewertet werden.

Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele

Die Forschungsschwerpunkte für die Biomass-to-Liquid-Technologie liegen in der Weiterentwicklung von Biomassevergasern und Gasreinigung sowie der Demonstration des Gesamtprozesses (Hamelinck 2004, Swanson 2010, Tijmensen 2002).

Die Vergasung der Biomasse stellt einen sehr energieintensiven Prozessschritt dar. Die richtige Prozessführung hängt dabei stark von der Zusammensetzung der jeweiligen Biomasse ab. Eine universell optimale Lösung wird daher auch in absehbarer Zeit nicht gefunden werden. Stattdessen müssen für die jeweiligen Rahmenbedingungen die Verfahren ausgewählt und optimiert werden (Tijmensen 2002).

Die Gasreinigung ist, insbesondere aufgrund der unterschiedlichen Zusammensetzungen der einzelnen Biomassen, sehr aufwendig, da mit hohen Schwankungen in der Zusammensetzung des Pyrolysegases gerechnet werden muss.

Die Methanol- bzw. DME-Synthese stellen ist grundlegender Prozess in der chemischen Industrie und ist daher Stand der Technik. Der Einfluss des Verhältnisses von $H_2/CO/CO_2$ im Synthesegas wird derzeit in mehreren Studien untersucht (Chen 2016, Ateka 2017, Kuznetsov 2009).

Forschungsschwerpunkte stellen derzeit die Erforschung von CO_2 -aktiven Katalysatoren dar, um die reverse Wasser-Gas-Shift Reaktion zu überspringen. Außerdem werden zweistufige Reaktorkonzepte untersucht, um eine direkte Weiterverarbeitung zu Dimethylether (DME) zu ermöglichen, welches als Zumischung für herkömmliche Kraftstoffe dienen und deren Emissionen reduzieren kann.

Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050

Momentan stellt der BtL-Prozess keine Konkurrenz zur Herstellung von Methanol aus fossilen Rohstoffen dar, da die Herstellungskosten deutlich höher sind. Die technische Umsetzung hängt von der Entwicklung der Biomasse-Vergasung und der darauffolgenden Synthesegaskonditionierung ab.

Technologische Parameter

Für die nachfolgenden, technischen und ökonomischen Parameter wurde eine Anlage mit einem eintretenden Biomassestrom (10 wt.%) von 22 t/h konzipiert. Der damit erzeugte Methanolstrom beträgt 6,5 t/h. Eine vollständige Liste der Technologieparameter findet sich auf der Internetseite des Umweltbundesamtes.

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050
η_{BtL}	%	36	36	36
$\eta_{\text{energetisch}}^*$	%	42	42	42
η_c	%	30	30	30
Strom durch Dampfprozess	MW	6	6	6
Fernwärme	MW	14	14	14

*maximal erreichbarer Wirkungsgrad, wenn Wärme- und Strommarkt vorhanden; sonst gilt η_{BtL} .

Komponenten

Die benötigten Komponenten für den BtL-Prozess umfassen:

- Biomasse-Trocknungseinheit
- Flugstromvergaser
- Gasreinigung (Rectisol)
- Etliche Wärmetauscher
- Wasser-Gas-Shift-Reaktor
- Methanolsynthese
- Separationskolonne
- Pumpen

- Verdichter/Multi-Stufen-Verdichter
- Brenner
- Gasturbine/Dampfturbine/Dampfkreislauf

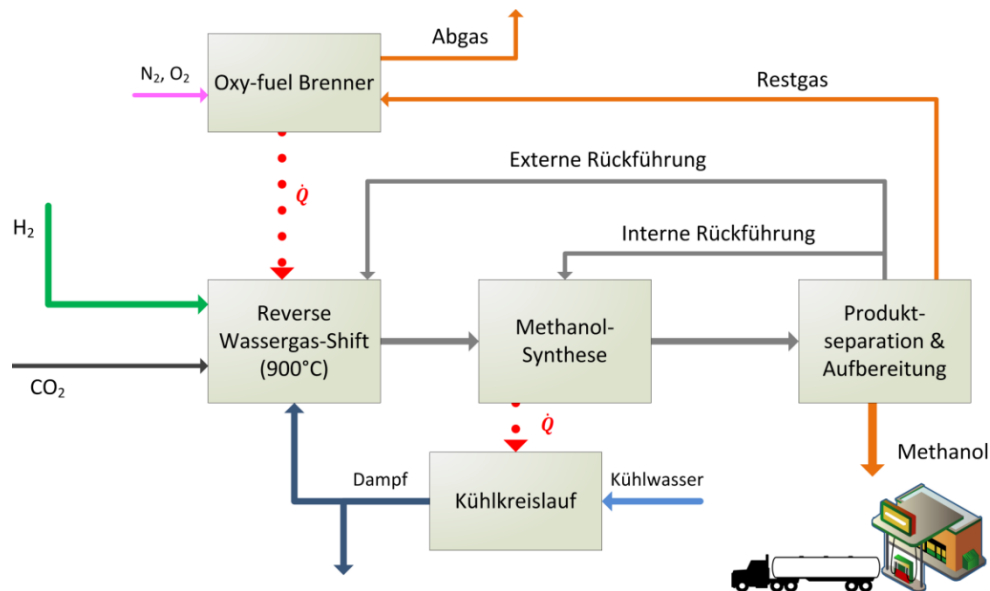
Quellenverzeichnis

- S. Heidenreich (2015). New concepts in biomass gasification, Progress in Energy & Combustion Science.
- A. Molino, S. Chianese, D. Musmarra (2016). Biomass gasification technology: the state of the art overview, Journal of Energy Chemistry.
- E.G. Pereira, J.N.d. Silva, J.L.d. Oliveira, C.S. Machado (2012). Sustainable energy: a review of gasification technologies.
- F. G. Albrecht (2016). A standardized methodology for the techno-economic evaluation of alternative fuels – A case study, Fuel.
- C. H. Bartholomew, R. J. Farrauto (2006). Fundamentals of industrial catalytic processes
- N. Dahmen, E. Dinjus, E. Henrich (2008). The Karlsruhe process bioliq – synthetic fuels from the biomass.
- Holmgren (2012). System aspects of biomass gasification with methanol synthesis - Process concepts and energy analysis
- W.-H. Chen, C.-L. Hsu, X.-D. Wang (2016). Thermodynamic approach and comparison of two-step and single step DME (dimethyl ether) syntheses with carbon dioxide utilization
- A. Ateka, P.Pérez-Uriarte, M. Gamero (2017). A comparative thermodynamic study on the CO₂ conversion in the synthesis of methanol and of DME.
- Kuznetsov (2009). The study of different methods of bio-liquids production from wood biomass and from biomass polyolefine mixtures.
- Y. K. Salkuyeh, T. A. Adams II (2014). A new power, methanol, and DME polygeneration process using integrated chemical looping systems

Modul 9: Methanol-Synthese auf Basis von Strom und CO₂ (Power-to-Liquid, MS-PtL)

Technologiebeschreibung

Abbildung 10: Übersicht über die PtL-Prozesskette zur Methanolerzeugung



Quelle: Eigene Darstellung, DLR

Der Power-to-Liquid Prozess besteht aus einer vorgeschalteten **CO₂-Abscheidung**, gefolgt von einer **Synthesegaserzeugung**, der **Methanolsynthese** und einer **Separationskolonne**. In der CO₂-Abscheidung wird der benötigte Kohlenstoff aus dem Abgasstrom eines Kraftwerks, einer Industrieanlage oder aus der Luft gewonnen. Zusätzlich zu dem im Abschnitt „Kohlenstoffquellen“ beschriebenen Auswahlkriterium der CO₂-Konzentration im Abgasstrom, stellt die Möglichkeit der Fernwärmenutzung einen weiteren Faktor dar. Besteht am jeweiligen Standort der Anlage ein Bedarf an Wärme, kann die im Prozess erzeugte überschüssige Wärme in Form von Fernwärme genutzt werden. Das CO₂ für den PtL-Prozess wird dann über eine physikalische Wäsche abgeschieden werden. Beispiele sind Abscheider mit Selexol™ oder Rectisol™ als Waschflüssigkeit. Deren Vorteile bestehen im geringen Wärmebedarf und einer hohen Abscheideeffizienz (Koytosoumpa 2015, Kuramochi 2011). Besteht kein Bedarf an Überschusswärme, sollte für die CO₂-Abscheidung ein chemisches Verfahren verwendet werden, da in diesem Fall die vorhandene Wärme genutzt werden kann, um das CO₂ aus der Waschflüssigkeit zu lösen. Geeignete Waschflüssigkeiten sind MEA, MDEA oder K₂CO₃ (Urech 2013, Schäffler 2013).

Das Synthesegas wird in einer reversen Wasser-Gas-Shift-Reaktion (rWGS) erzeugt und konditioniert. Dabei werden CO₂ und H₂ bei Temperaturen bis 1000°C und Drücken bis zu 50 bar in CO und Wasser umgewandelt. Nach einer Wasserabtrennung wird überschüssiges CO₂ mit Hilfe eines CO₂-Wäschers abgeschieden. Grundsätzlich ist es bei der Herstellung von Methanol sinnvoll, einen Rectisol-Wäscher zu CO₂-Abscheidung zu einsetzen, da dieser Methanol als Waschmittel nutzt.

Die Methanolsynthese wird bei 40 - 260 °C, Drücken bis zu 100 bar und in der Regel mit einem Kupferkatalysator und einem Rezyklierungsfaktor von 4 bis 7 betrieben (nicht umgesetzte Edukte werden nochmals in den Reaktor geleitet). Das Rezyklierungsverhältnis beschreibt das Verhältnis des rückfließenden Stroms zum Eduktstrom aus der Synthesegas-Konditionierung (Bartholomew 2006).

Für die Ökobilanz der im Prozess verwendeten Technologien gilt es zum einen die beim Prozessaufbau benutzten Materialien (Stahl u. a.) zu berücksichtigen, sowie während des Betriebs, die verwendeten Katalysatoren und Waschflüssigkeiten. Die benötigten Mengen sind je nach Prozessführung unterschiedlich und müssen daher für jeden Prozess einzeln bewertet werden.

Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele

Die Synthesegaserzeugung/-konditionierung durch reverse Wasser-Gas-Shift-Reaktion wird noch erforscht und könnte unter Umständen bei niedrigeren Temperaturen durchgeführt werden. Dadurch würde sich der Energiebedarf dieses Prozessschritts verringern. Zudem wird eine autotherme Betriebsweise untersucht, welche das Reaktordesign des rWGS-Reaktors vereinfachen könnte und somit geringere Produktions- und Betriebskosten möglich macht.

Die Methanol- bzw. DME-Synthese stellt einen grundlegenden Prozess in der chemischen Industrie dar und ist daher Stand der Technik. Der Einfluss des Verhältnisses von H₂/CO/CO₂ im Synthesegas wird derzeit in mehreren experimentellen und kinetischen Studien untersucht (Chen 2016, Ateka 2017, Kuznetsov 2009). Forschungsschwerpunkte stellen derzeit die Erforschung von CO₂-aktiven Katalysatoren dar, um den Schritt der reversen Wasser-Gas-Shift Reaktion überspringen zu können. Außerdem werden zweistufige Reaktor-konzepte untersucht, um eine direkte Weiterverarbeitung zu Dimethylether (DME) zu ermöglichen, welches als Zumischung für herkömmliche Kraftstoffe dienen und deren Emissionen reduzieren kann.

Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050

Im Jahr 2012 wurden weltweit 58 Mio. t Methanol über Synthesegas, bestehend aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff, hergestellt (IEA 2013). Für die Methanolsynthese mit regenerativ erzeugtem Wasserstoff und unter Einsatz von CO₂ lassen sich derzeit zwei relevante und technisch ähnliche Anlagen identifizieren, die auf unterschiedliche CO₂-Quellen zugreifen:

- Eine kommerzielle Anlage Firma Carbon Recycling International in Island mit CO₂ aus geothermischen Quellen und einer Jahreskapazität von 5 Mio. l. (CRI 2018)
- Die im Rahmen eines Forschungsprojektes betriebene Anlage beim Steinkohlekraftwerk Lünen unter Einsatz von CO₂ aus Rauchgasen.

Momentan stellt der PtL-Prozess nur unter sehr engen Rahmenbedingungen (wie bei CRI in Island) eine Konkurrenz zur Herstellung von Methanol aus fossilen Rohstoffen dar, da die Herstellungskosten deutlich höher sind. Hauptkostenfaktor ist der Strompreis für die Elektrolyse.

Technologische Parameter

Für nachfolgenden technologischen und ökonomischen Parameter wurde eine Anlage mit allothermem reversen Wasser-Gas-Shift-Reaktor und zusätzlichem Dampfkreislauf konzipiert.

Die simulierte Anlage hat einen Wasserstoff-Feed-Strom von 4,8 t/h und einen CO₂-Strom nach der Abscheidung von 33 t/h. Der daraus resultierende Methanol-Produktstrom liegt bei 20,5 t/h.

Eine vollständige Liste der Technologieparameter findet sich auf der Internetseite des Umweltbundesamtes.

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050
$\eta_{\text{XtMethanol}}$	%	84	84	84
$\eta_{\text{energetisch}}^*$	%	86	86	86
η_c	%	93	93	93
Nutzbare Fernwärme (Mitteldruckdampf)	MW	3	3	3

*maximal erreichbarer Wirkungsgrad, wenn Wärmemarkt vorhanden. Wenn nicht gilt der XtL-Wirkungsgrad.

Komponenten

Die benötigten Komponenten für den PtL-Prozess umfassen:

- CO₂-Abscheider (Selexol/Rectisol/MEA/MDEA/Benfield)
- Etliche Wärmetauscher
- Reverse Wasser-Gas-Shift-Reaktor
- Methanolsynthese

- Separationskolonnen
- Pumpen
- Verdichter/Multi-Stufen-Verdichter
- Kühlaggregat
- Brenner
- (Dampfturbine)

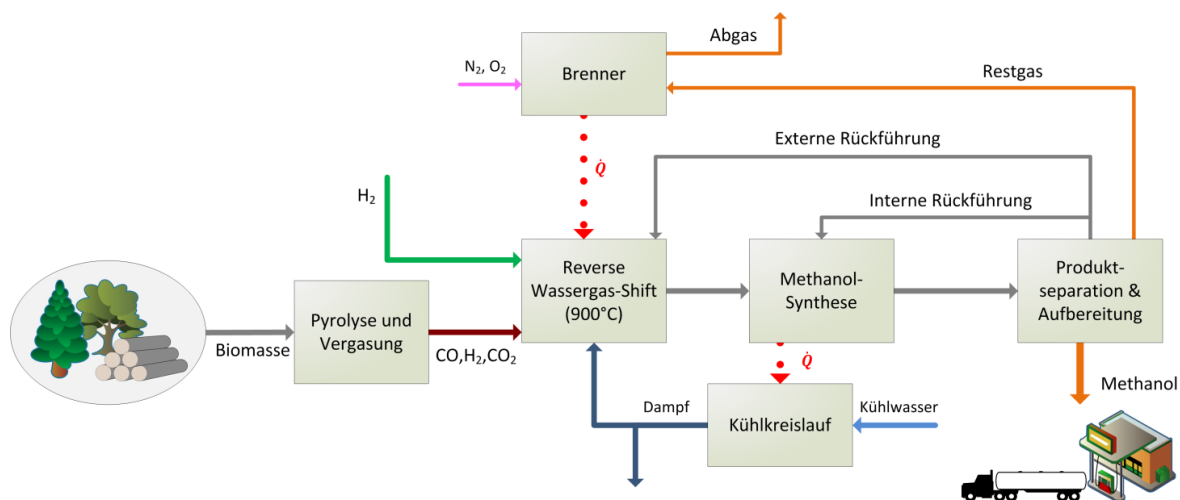
Quellenverzeichnis

- S. Heidenreich (2015). New concepts in biomass gasification, Progress in Energy & Combustion Science.
- A. Molino, S. Chianese, D. Musmarra (2016). Biomass gasification technology: the state of the art overview, Journal of Energy Chemistry.
- E.G. Pereira, J.N.d. Silva, J.L.d. Oliveira, C.S. Machado (2012). Sustainable energy: a review of gasification technologies.
- F. G. Albrecht (2016). A standardized methodology for the techno-economic evaluation of alternative fuels – A case study, Fuel.
- C. H. Bartholomew, R. J. Farrauto (2006). Fundamentals of industrial catalytic processes
- N. Dahmen, E. Dinjus, E. Henrich (2008). The Karlsruhe process bioliq – synthetic fuels from the biomass.
- Holmgren (2012). System aspects of biomass gasification with methanol synthesis - Process concepts and energy analysis
- W.-H. Chen, C.-L. Hsu, X.-D. Wang (2016). Thermodynamic approach and comparison of two-step and single step DME (dimethyl ether) syntheses with carbon dioxide utilization
- A. Ateka, P.Pérez-Uriarte, M. Gamero (2017). A comparative thermodynamic study on the CO₂ conversion in the synthesis of methanol and of DME.
- Kuznetsov (2009). The study of different methods of bio-liquids production from wood biomass and from biomass polyolefine mixtures.
- Y. K. Salkuyeh, T. A. Adams II (2014). A new power, methanol, and DME polygeneration process using integrated chemical looping systems
- CRI – Webseite der Firma Carbon Recycling International URL: <http://carbonrecycling.is> Abgerufen am 19.6.2018

Modul 10: Methanol-Synthese auf Basis von Biomasse und Strom (Power&Biomass-to-Liquid, MS-PbTL)

Technologiebeschreibung

Abbildung 11: Übersicht über die PbTL-Prozesskette zur Methanolerzeugung



Quelle: Eigene Darstellung, DLR

Der Power&Biomass-to-Liquid Prozess ist eine Kombination aus PtL- und BtL-Prozess. Die Hauptbestandteile sind wie beim BtL-Prozess: **Trockner-** und **Vergasereinheit** gefolgt von einer **Synthesegaskonditionierung** für die **Methanolsynthese** und einer **Separationskolonne**. Hauptunterschied ist die Nutzung von zusätzlichem Wasserstoff, um die gewünschte Zusammensetzung des Synthesegases zu erhalten. Außerdem wird mit einem OxyFuel-Brenner die benötigte Wärme für den reversen Wasser-Gas-Shift-Reaktor (rWGS) bereitgestellt (Albrecht 2016).

Ein Vorteil des PbTL-Verfahrens gegenüber dem BtL-Prozess ist, dass wesentlich mehr des eingespeisten Kohlenstoffs genutzt werden kann. Wird der benötigte Wasserstoff durch eine Elektrolyse gewonnen, kann der dabei anfallende Sauerstoff sowohl für den Oxyfuel-Brenner als auch bei der Biomassevergasung verwendet werden.

Es gibt drei verbreitete Vergasertypen: Festbett-, Wirbelschicht- und Flugstromvergaser. Für hohe Durchsatzraten ist ein Wirbelschicht- oder Flugstromvergaser sinnvoll. Außerdem besitzt der Flugstromvergaser aufgrund der sehr geringen Verweilzeiten bei Betriebstemperaturen von 1000 – 1200 °C den Vorteil einer geringen Fehlproduktion von Teer und Methan. Außerdem lässt sich diese Technologie einfach skalieren und ist zumindest für Kohle Stand der Technik. Auf der anderen Seite erfordert ein Flugstromvergaser eine aufwändige Vorbehandlung (Pyrolyse) der Biomasse, da diese als pumpbares Gemisch in den Vergaser eingespeist werden muss. Bei kleineren Anlagen kann es daher von Vorteil sein, einen Wirbelschichtreaktor zu verwenden (Heidenreich 2015, Molino 2016, Pereira 2012).

Das im Vergaser erzeugte Gas wird anschließend beispielsweise mit Wasser abgekühlt und von Asche und Rußpartikeln gereinigt, bevor es mittels Fliehkraftabscheider und zusätzlichen Filtern bzw. Sorptionsreaktoren von weiteren Verunreinigungen (insbesondere HCl, H₂S) befreit wird. Das so erhaltene Synthesegas besteht zu großen Teilen aus CO, H₂, CO₂ und Wasserdampf. Je nach Synthesegaszusammensetzung kann das Gas nach einer Wasserabtrennung und Zugabe von Wasserstoff entweder direkt zur Methanolsynthese geleitet werden oder durch den Einsatz eines reversen Wasser-Gas-Shift Reaktors (rWGS) so konditioniert werden, dass ein Verhältnis von $H_2/(2 CO + 3 CO_2) = 1,05$ erreicht wird. Im rWGS Reaktor wird bei Temperaturen von bis 1000 °C und Drücken bis zu 50 bar CO₂ und H₂ zu CO und Wasser umgesetzt. Bei Drücken über 10 bar muss in der Regel zusätzlich Wasserdampf in den Reaktor eingespeist werden, da es sonst zur Verkokung kommen kann. Außerdem kann so die Bildung von Methan gehemmt werden. Die Methanolsynthese wird bei 240 - 260 °C, Drücken bis zu 100 bar und in der Regel mit einem Kupferkatalysator und einem Rezykliefaktor von 4 bis 7 betrieben. Das bedeutet, dass nicht umgesetzte Edukte zurückgeführt und nochmals in den Reaktor geleitet werden. Das Rezyklieverhältnis beschreibt das Verhältnis des rückfließenden

Stroms zum Eduktstrom aus der Synthesegas-Konditionierung (Bartholomew 2006). Ein Teil des rezyklierten Gases wird zum rWGS Reaktor geleitet, um eine Akkumulation von CO₂ im Gesamtsystem zu verhindern.

Für die Ökobilanz der im Prozess verwendeten Technologien gilt es zum einen die beim Prozessaufbau benutzten Materialien (Stahl u. a.) zu berücksichtigen, sowie während des Betriebs die verwendeten Katalysatoren und Waschflüssigkeiten. Die benötigten Mengen sind je nach Prozessführung unterschiedlich und müssen daher für jeden Prozess einzeln bewertet werden.

Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele

Die Vergasung der Biomasse stellt einen sehr energieintensiven Prozessschritt dar. Die richtige Prozessführung hängt dabei stark von der Zusammensetzung der jeweiligen Biomasse ab. Eine universell optimale Lösung wird daher auch in absehbarer Zeit nicht gefunden werden, stattdessen müssen für die jeweiligen Rahmenbedingungen die Verfahren ausgewählt und optimiert werden (Tijmens 2002).

Die Gasreinigung ist, insbesondere aufgrund der unterschiedlichen Zusammensetzungen der einzelnen Biomassen, sehr aufwendig, da mit hohen Schwankungen in der Zusammensetzung des Pyrolysegases gerechnet werden muss.

Die Synthesegaserzeugung durch eine reverse Wasser-Gas-Shift-Reaktion wird noch erforscht und könnte unter Umständen bei niedrigeren Temperaturen durchgeführt werden. Dadurch würde sich der Energiebedarf dieses Prozessschritts verringern. Zudem wird eine autotherme Betriebsweise untersucht, die das Reaktordesign des rWGS-Reaktors vereinfachen und so geringere Produktions- und Betriebskosten ermöglichen könnte.

Die Methanol- bzw. DME-Synthese stellt einen grundlegenden Prozess in der chemischen Industrie dar und ist daher Stand der Technik. Der Einfluss des Verhältnisses von H₂/CO/CO₂ im Synthesegas wird derzeit in mehreren experimentellen und kinetischen Studien untersucht (Chen 2016, Ateka 2017, Kuznetsov 2009).

Forschungsschwerpunkte stellen derzeit die Erforschung von CO₂-aktiven Katalysatoren dar, um den Schritt der reversen Wasser-Gas-Shift Reaktion überspringen zu können. Außerdem werden zweistufige Reaktorkonzepte untersucht, um eine direkte Weiterverarbeitung zu Dimethylether (DME) zu ermöglichen, welche als Zumischung für herkömmliche Kraftstoffe dienen und deren Emissionen reduzieren kann.

Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050

Momentan stellt der PBtL-Prozess keine Konkurrenz zur Herstellung von Methanol aus fossilen Rohstoffen dar, da die Herstellungskosten deutlich höher sind. Hauptkostenfaktor ist der Strompreis für die Elektrolyse.

Die erhöhte Ausbeute an Energieträgern bei gleichem Biomasse-Input bedeutet einen wesentlichen Vorteil zu reinen BtL-Prozessen (Albrecht 2016).

Technologische Parameter

Für die nachfolgenden technologischen Parameter wurde eine Anlage mit druckbeladenem Flugstromvergaser, allothermem rWGS-Reaktor und einem Rezyklierungsfaktor von 5 konzipiert.

Die simulierte Anlage hat einen eingehenden Biomassestrom (10 wt.%) von 22 t/h und einem Wasserstoffstrom von 2,4 t/h. Der damit erzeugte Methanolstrom beträgt 21 t/h. Eine vollständige Liste der Technologieparameter findet sich auf der Internetseite des Umweltbundesamtes.

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050
η_{XtL}	%	67	67	67
$\eta_{\text{energetisch}}^*$	%	79	79	79
η_{c}	%	88	88	88
Strom durch Dampfprozess	MW	3	3	3
Nutzbare Fernwärme**	MW	21	21	21

*maximal erreichbarer Wirkungsgrad, wenn Wärmemarkt vorhanden. Wenn nicht gilt der XtL-Wirkungsgrad.

**Wärme vor allem im Bereich 60 – 150 °C vorhanden.

Komponenten

Die benötigten Komponenten für den PBtL-Prozess umfassen:

- Pyrolyse-Einheit
- Flugstromvergaser
- Zyklon
- Guard bed
- Filter
- Etliche Wärmetauscher
- Reverse Wasser-Gas-Shift-Reaktor
- Methanol-Synthese
- Separationskolonnen
- Pumpen
- Verdichter/Multi-Stufen-Verdichter
- Brenner
- Dampfturbine/Dampfkreislauf

Quellenverzeichnis

- S. Heidenreich (2015). New concepts in biomass gasification, Progress in Energy & Combustion Science.
- A. Molino, S. Chianese, D. Musmarra (2016). Biomass gasification technology: the state of the art overview, Journal of Energy Chemistry.
- E.G. Pereira, J.N.d. Silva, J.L.d. Oliveira, C.S. Machado (2012). Sustainable energy: a review of gasification technologies.
- F. G. Albrecht (2016). A standardized methodology for the techno-economic evaluation of alternative fuels – A case study, Fuel.
- C. H. Bartholomew, R. J. Farrauto (2006). Fundamentals of industrial catalytic processes
- N. Dahmen, E. Dinjus, E. Henrich (2008). The Karlsruhe process bioliq – synthetic fuels from the biomass.
- Holmgren (2012). System aspects of biomass gasification with methanol synthesis - Process concepts and energy analysis
- W.-H. Chen, C.-L. Hsu, X.-D. Wang (2016). Thermodynamic approach and comparison of two-step and single step DME (dimethyl ether) syntheses with carbon dioxide utilization
- A. Ateka, P. Pérez-Urriarte, M. Gamero (2017). A comparative thermodynamic study on the CO₂ conversion in the synthesis of methanol and of DME.
- Kuznetsov (2009). The study of different methods of bio-liquids production from wood biomass and from biomass polyolefine mixtures.
- Y. K. Salkuyeh, T. A. Adams II (2014). A new power, methanol, and DME polygeneration process using integrated chemical looping systems

2.1.3 Erzeugung gasförmiger Kohlenwasserstoffe

Die Module zum gasförmigen Kohlenwasserstoff Biomethan wurden schwerpunktmäßig auf Grundlage des von der österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft geförderten Projektes Biogas Gesamtbewertung der JOANNEUM RESEARCH (Bleyl-Androschin 2011) sowie dem DBFZ-Report Nr.26 (Billig 2016) als aktuelle auf Deutschland bezogene Studie zusammengestellt. Diese und weitere Quellen sind in den jeweiligen Steckbriefen angeführt. Die Technologien der Bereitstellungskette von der Biogasherstellung bis zum Biomethan werden in einem Steckbrief für die Biomassevergärung und in fünf Steckbriefen für die Biogasaufbereitung zu Biome-
than dargestellt.

Die zweite im Rahmen dieses Abschnittes betrachtete Technologie ist die Herstellung von synthetischem Erdgas (SNG) aus CO₂ und H₂. Die Daten für diesen Prozess stammen aus der Literatur zu den wenigen Anlagen in Demonstrations- und Pilotmaßstab.

Biomassevergärung

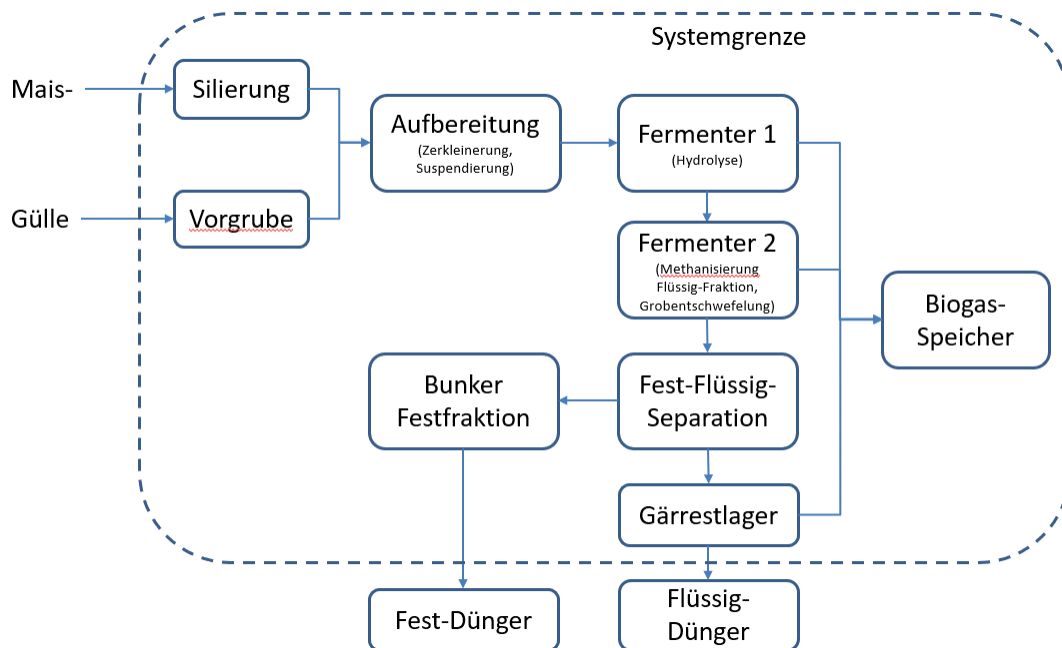
Modul 11: Biogas aus landwirtschaftlichen Roh- und Reststoffen

Modul 12: Biogas aus Biomüll

Technologiebeschreibung

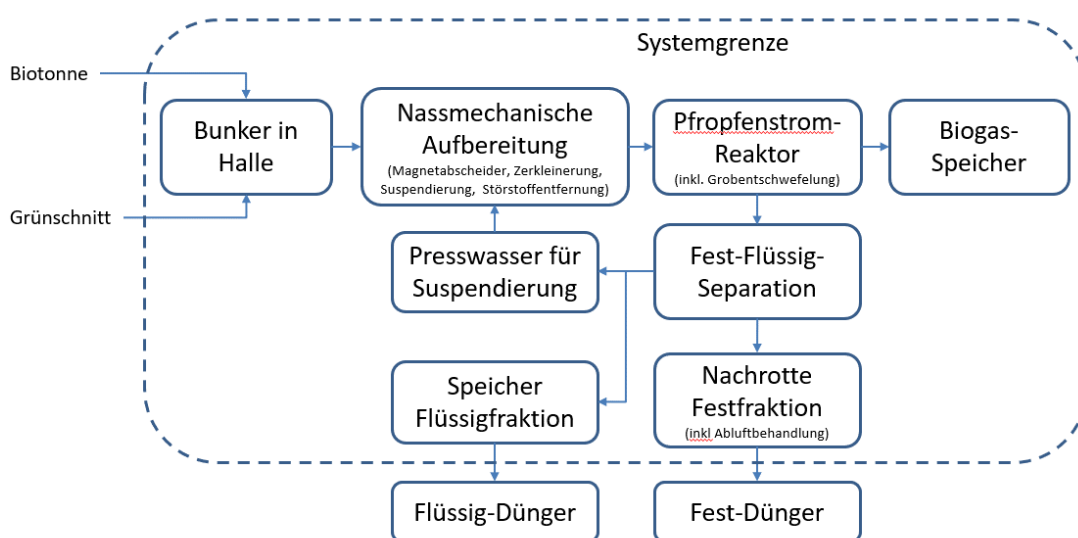
Die Systemgrenze dieses Moduls beginnt mit der Anlieferung der Biomasse zur Biogasanlage (BGA) und endet mit dem Verlassen des Rohbiogases sowie des Gärrückstands. Das Modul umfasst vier wesentliche Verfahrensschritte: die **Zwischenlagerung** und **Aufbereitung der Biomasse**, die **Biogasgewinnung** im Fermenter, **Gaszwischenlagerung**, und die **Gärückstandsaufbereitung und -lagerung**.

Abbildung 12: Prozesskette der Biogasgewinnung aus landwirtschaftlichen Substraten



Quelle: Eigene Darstellung, JOANNEUM RESEARCH

Abbildung 13: Prozesskette der Biogasgewinnung aus Biomüll



Quelle: Eigene Darstellung, JOANNEUM RESEARCH

Nach der Anlieferung erfolgt die Zwischenlagerung der Biomasse. Anbaubiomasse wie Mais wird zerkleinert und siliert, um das Substrat zu konservieren und die Methanausbeute des Substrats im Fermenter zu erhöhen. Mit der Silierung sind Silierverluste verbunden, in der Regel werden 12 % angesetzt (Dunkelberg 2015). Die Zwischenlagerung von Gülle/Mist bzw. organischen Abfällen erfolgt je nach Feststoffanteil in einer Vorgrube oder in einem Bunker. Die Aufbereitung der Biomasse in der BGA dient dem Zerkleinern, Mischen und Homogenisieren des Substrates (insbesondere bei üblichen Mischungen von Substraten, z. B. Maissilage mit Gülle, Reststoff-Mix), um es pumpfähig zu machen bzw. um eine optimale Vermischung von Substrat und Mikroorganismen im Fermenter zu ermöglichen.

Der Prozess der Biogasgewinnung im Fermenter ist eine Abfolge von 4 Phasen, bei denen das Substrat (komplexe Kohlehydrate, Eiweiße, Fette) fortlaufend unter Ausschluss von Sauerstoff zu einfacheren organischen Verbindungen bis hin zum Methan und Kohlendioxid, den Hauptkomponenten des Biogases, abgebaut wird. An den einzelnen Phasen des Abbaus sind jeweils verschiedene Gruppen von Mikroorganismen beteiligt, die in unterschiedlichen Milieus (v. a. bestimmt durch pH-Wert und Temperatur) optimal arbeiten. Man unterscheidet hier die ersten beiden Phasen der Hydrolyse und der Acidogenese (Vorversäuerung, pH-Wert 5,2 bis 6,3) von den Phasen Acetogenese und Methanogenese (Methanbildung, pH-Wert 6,5 bis 8) (FNR 2016). Häufig werden zweistufige Anlagen betrieben, die die Konversionsphasen Hydrolyse und Methanisierung räumlich in zwei Behältern trennen (Postel 2009). Bezüglich der Temperaturbereiche im Fermenter wird zwischen psychrophilen (<25°C), mesophilen (30-42°C) und thermophilen (48-55°C) BGA gesprochen. Die meisten BGA werden im mesophilen Bereich betrieben, thermophile BGA werden in erster Linie eingesetzt, wenn eine Hygienisierung des Substrates aufgrund gesundheitsschädlicher Keime erforderlich ist (v. a. bei organischen kommunalen, gewerblichen und industriellen Reststoffen).

Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal von Fermentern ist der Feststoffanteil des Substrats, die Unterscheidung in Flüssig- und Feststofffermentation wird auch oft mit den Begriffen Nass- bzw. Trockenfermentation vorgenommen. Der mikrobiologische Prozess kann in jedem Fall nur in der wässrigen Phase stattfinden. Zur Unterscheidung führt daher die Eigenschaft der Pumpfähigkeit des Substrats. Als Faustregel gilt eine Grenze von 15 ± 5 Masse% für die Pumpbarkeit (FNR 2016). Für landwirtschaftliche Roh- und Reststoffe kommt in Deutschland überwiegend die kontinuierliche Nassfermentation in Rührreaktoren zum Einsatz, für Bioabfälle aus der Getrenntsammlung der kontinuierliche Pfropfenstromreaktor und für gewerblich und industrielle organische Abfälle überwiegend die kontinuierliche Nassfermentation (Daniel-Gromke 2017).

Je nach Substrat erstrecken sich der Biogasertrag pro Tonne eingesetzter Frischmasse sowie der Methangehalt im Rohbiogas über eine große Bandbreite von 180-220 Nm³ Biogas pro Tonne eingesetzter Frischmasse – Maissilage mit einem Methangehalt von ca. 52% am oberen Ende, über ca. 100-140 Nm³ Biogas pro Tonne eingesetzter Frischmasse Biomüll mit einem Methangehalt von ca. 60 % bis zur Schweinegülle mit ca. 10-30 Nm³ Biogas pro Tonne eingesetzter Frischmasse und einem Methangehalt von ca. 60 %.

Das Rohbiogas besteht überwiegend aus 50-75 % Methan (CH₄), 25-45 % Kohlendioxid (CO₂), 2-7 % Wasserdampf (H₂O), <2 % Sauerstoff (O₂), <2 % Stickstoff (N₂), <1 % Ammoniak (NH₃) und <1 % Schwefelwasserstoff (H₂S) (FNR 2013). Insbesondere der Schwefelwasserstoff und der Wasserdampf müssen entfernt werden, v. a., um Korrosion in den gasführenden Anlagenteilen zu vermeiden und die nachfolgenden Verfahren der BGAA zu Biomethan nicht negativ zu beeinflussen. In diesem Modul findet eine chemische Grobentschwefelung statt, durch Zugabe von Eisenchlorid im Fermenter (170 g/t Substrat) (Dunkelberg 2015). Verfahren zur Feinentschwefelung und Trocknung werden in den Modulen der BGAA beschrieben.

Das Biogas fällt im realen Betrieb mit schwankender Menge an und erfordert für eine nachfolgende Aufbereitung mit konstanter Gasmenge einen Gas-Zwischenspeicher (üblich sind max. 1-2 Tagesproduktionen). Dafür werden im Niederdruckbereich Folienhauben auf Fermenter oder Gärrückstandslager verwendet, bzw. Folienkissen in eigenen Gebäuden, seltener feste Hochdruckspeicher.

Der dritte Verfahrensschritt der Gärrückstandslagerung dient als zeitlicher Puffer zwischen dem Anfall des Gärrückstands und dem optimalen Zeitpunkt der Gärrückstandsabbringung auf die zu düngenden Flächen. Das Gärrückstandslager muss laut Düngeverordnung (BMEL 2017) eine Speicherkapazität von zumindest 6 Monaten aufweisen (bzw. von 9 Monaten, wenn keine betriebseigenen Dünger-Ausbringungsflächen verfügbar sind). Das Gärrückstandslager verfügt über eine Gaserfassung für das in der Nachvergärung anfallende Biogas. Eine Gärrestaufbereitung erfolgt in bestimmten Fällen, abhängig von der nachfolgenden Nut-

zung, von zur Verfügung stehenden Aufbringungsflächen und vorhandenen Lagerkapazität, werden feste Bestandteile von der flüssigen Fraktion getrennt (Fest-Flüssig-Separation). Dies betrifft v. a. Abfallvergärungsanlagen ohne betriebseigenen Dünger-Aufbringungsflächen.

Vor dem Hintergrund der Vielfalt an möglichen Auslegungsvarianten von Biogasanlagen wurden die Referenz-BGA für dieses Modul festgelegt. Die Referenz-BGA orientieren sich grundsätzlich an der wirtschaftlich notwendigen Größe der späteren BGAA (siehe Module BGAA) und nicht an der eines reinen KWK-Betriebes. Die Auswahl wurde auf Grundlage des aktuellen Anlagenbestands von BGA und BGAA in Deutschland (Daniel-Gromke 2017) sowie durchgängig vorhandener technischer, ökologischer und ökonomischer Daten zur Biogasherstellung und zu den fünf untersuchten Technologien der BGAA in (Bleyl-Androschin 2011), (Billig 2016), (Dunkelberg 2015) und (Beil 2017) getroffen.

Die erste Referenz-BGA ist eine landwirtschaftliche BGA mit Nutzung landwirtschaftlicher Roh- und Reststoffe, die in Anlehnung an den Großteil solcher Anlagen in Deutschland als zweistufige (Hydrolyse, Methanisierung) kontinuierliche Nassvergärung im mesophilen Temperaturbereich betrieben wird (FNR 2012), (Daniel-Gromke 2017). Der Fermentertyp ist ein kontinuierlicher Rührreaktor. Nach der ersten Stufe gelangt der Gärrest in eine Fest-Flüssig-Trennung. Die Flüssigfraktion wird anschließend in den zweiten Fermenter für die Methanisierung gefördert, die Festfraktion wird gebunkert. Nach dem zweiten Fermenter gelangt der flüssige Gärrest ins Gärrestlager. Der Substratmix sowie die Anlagengröße orientieren sich am Anlagenbestand der landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Deutschland (Daniel-Gromke 2017). Als Substrat wird ein Mix von 60 % Maissilage und 40 % Schweinegülle eingesetzt. Der Biogas-Output ist 1.400 Nm³/h mit einem Methangehalt von 52,5 %.

Die zweite Referenz-BGA ist eine Bioabfall-BGA. Das Substrat setzt sich zusammen aus 90 % Haushalts-Biotonne und 10 % kommunalem Grünschnitt. Der Bioabfall wird nassmechanisch aufbereitet, um Störstoffe zu entfernen und eine Suspension herzustellen. Als Fermentertechnologie kommt ein kontinuierlicher Pfropfenstromreaktor im thermophilen Temperaturbereich zum Einsatz. Nach dem Reaktor erfolgt eine Fest-Flüssig-Trennung, im Anschluss ist für die Festfraktion eine Nachrotte nachgeschaltet. Der Biogas-Output ist 1.400 Nm³/h mit dem Methangehalt von 58,7 %.

Beide Referenz-BGA benötigen im Betrieb Strom und Wärme. Die Wärme wird über einen Gaskessel vor Ort bereitgestellt. Der Gaskessel wird mit Biomethan und Schwachgas aus der BGAA betrieben. Strom wird vom Netz bezogen. Emissionen aus dem Betrieb einer BGA sind v. a. Methanverluste in den gasführenden Teilen, die mit 1 % des produzierten Methans angesetzt werden (Dunkelberg 2015). Methanemissionen aus Gasspeichern sind laut EEG 2012 mit 0,1 % des Methans begrenzt. Weitere Emissionen fallen im Betrieb des Gaskessels an (CO₂, NO_x, CH₄).

Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele

Entwicklungen im Bereich von BGA zielen einerseits auf die Technologieoptimierung der BGA selber ab und andererseits auf eine optimierte Integration einer BGA in die Gesamtwertschöpfungskette. Entwicklungsthemen für die BGA-Technologie sind die Optimierung des Fermentationsprozesses (z. B. durch neue effiziente Bakterien, die zu einer höheren Biogausausbeute beitragen, aber auch durch besseres Prozesscontrolling) und die Reduktion des Eigenenergiebedarfs von Strom und Wärme (z. B. stromsparende Rührwerke, Aufheizen durch Wärmerückgewinnung). Aufbauend auf der Nutzung landwirtschaftlicher Roh- und Reststoffe liegen technische Entwicklungspotentiale im Bereich der Nutzung von Reststoffen als Substrat, insbesondere Bioabfall aus dem kommunalen, gewerblichen und industriellen Bereich sowie von Stroh (IFEU 2017). Einen weiteren Entwicklungstrend stellt die Erhöhung der Wertschöpfung aus der Biomasse dar, einerseits unter dem Begriff der Gärrestveredelung, mit der in mehrstufigen Anlagen sowohl Dünger hinsichtlich Nährstoffe und Schwermetalle genau eingestellt werden, als auch im Rahmen einer Bioraffinerie, in der die BGA nur einen Teil einer Wertschöpfungskette mit neuen Produkten darstellt.

Die technologischen Parameter wurden für das Jahr 2030 unverändert belassen und für das Jahr 2050 aufgrund folgender Annahmen festgelegt: Die Methanausbeute erhöht sich aufgrund neuer Bakterien um 10 %, der Hilfsenergieeinsatz für Strom und Wärme reduziert sich um 10 % aufgrund effizienterer Technologien.

Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050

In Deutschland sind von ca. 8.700 BGA (Bestand Ende 2016) ca. 8.200 landwirtschaftliche BGA (davon 560 Gülle-Kleinanlagen mit <75 kW_{el}, 900 bis 1.000 Anlagen mit >80 % Gülle-/Festmistanteil), 335 Abfallvergä-

rungsanlagen (davon 135 mit Anteil Abfall > 90 %) und 196 BGAA. Zu 61 % wird das Biogas zur Stromerzeugung genutzt, zu 31 % zur Wärmeerzeugung, zu 1 % für die Biomethanherstellung als Fahrzeugtreibstoff und zu 7 % wird es abgefackelt. Der Anteil des mit Biogas erzeugten Stroms liegt im Jahr 2016 bei 17,2 % der erneuerbaren Stromproduktion in Deutschland (Liebetau 2017).

Da für einen Großteil der Bestandsanlagen ab dem Zeitraum 2023/2024 der EEG-Vergütungszeitraum enden würde, wurde im EEG 2017 eine Anschlussförderung um weitere 10 Jahre verankert. Das EEG 2017 zielt aber auf mehr Wettbewerb ab, in dem eine feste Menge Biogasstrom jährlich ausgeschrieben wird und die günstigsten Anbieter den Zuschlag erhalten. Zudem werden flexible Anlagen, die am Regelenergiemarkt anbieten können, ökonomisch interessanter. Die BGA-Technologie verfügt daher kurzfristig über Innovationspotenzial in Richtung „flexible Strombereitstellung“ sowie mittelfristig zur Gewinnung neuer Zwischenprodukte für die stofflich-energetische Nutzung, deren Erforschung teilweise noch in den Anfängen steckt. Nach heutigem Kenntnisstand wird es daher mittelfristig weniger zu einem weiteren Zubau von Biogasanlagen kommen als vielmehr zu einem zielgerichteten Umbau der Bestandsanlagen (größere BHKW, Flexibilisierung, BGAA) (Thrän 2015). Dabei sind natürlich auch Standortfaktoren wie die Nähe zu entsprechenden Abnehmern der Energieträger (Gasnetz für Methan, Wärmenetz für Wärme aus BHKW) entscheidend.

Um in Zukunft konkurrenzfähig zu sein, werden bei BGA-Betreibern verstärkt günstige Substrate gefragt sein. Das EEG 2017 beschränkt zudem die Nutzung von Mais auf 50 % (ab 2021 auf 44 %). Die Chancen von BGA liegen für die Zukunft substratseitig daher in der verstärkten Nutzung von Reststoffen aus dem kommunalen, gewerblichen und industriellen Bereich.

Technologische Parameter

Referenz-BGA landwirtschaftliche Roh- und Reststoffe (siehe Technologiebeschreibung) nach (Billig 2016). Eine vollständige Liste der Technologieparameter findet sich auf der Internetseite des Umweltbundesamtes.

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050
Betriebsstunden	h/a	8.400	8.400	8.400
Biogasmenge-Output	Nm ³ /h	1.400	1.400	1.400
Methanmenge-Output	Nm ³ /h	770	770	808
Maissilage-Input	t/a FM	61.740	61.740	61.740
Schweinegülle-Input	t/a FM	36.750	36.750	36.750
Hilfsenergie Strom	MJ/Nm ³	0,54	0,54	0,49
Hilfsenergie Wärme (mesophil)	MJ/Nm ³	1,31	1,31	1,18

Substratmix von 60% Maissilage, 40% Schweinegülle; FM=Frischmasse

Referenz-BGA Reststoffe (siehe Technologiebeschreibung), Auslegung angelehnt an (Billig 2016)

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050
Betriebsstunden	h/a	8.400	8.400	8.400
Biogasmenge-Output	Nm ³ /h	1.400	1.400	1.400
Methanmenge-Output	Nm ³ /h	840	840	924
Bioabfall-Input	t/a FM	96.470	96.470	96.470
Kommunaler Grünabfall-Input	t/a FM	10.530	10.530	10.530
Hilfsenergie Strom	MJ/Nm ³	1,9	1,9	1,7

Hilfsenergie Wärme (thermophil)	MJ/Nm ³	1,7	1,7	1,5
Substratmix: 90% Bioabfall, 10% Grünschnitt; FM=Frischmasse				
Komponenten				
Die Referenz-BGA zur Nutzung landwirtschaftlicher Roh- und Reststoffe besteht aus				
<ul style="list-style-type: none"> - Vorgrube (Gülle) - Silierung (Nawaros) - Fermenter 1. Stufe (Kontinuierlicher Rührreaktor) - Fermenter 2. Stufe (Kontinuierlicher Rührreaktor) - Fest-Flüssig-Separator - Gasspeicher - Gärrestlager - Gasfackel 				
Die Referenz-BGA zur Nutzung von Reststoffen (Bioabfall) besteht aus				
<ul style="list-style-type: none"> - Bunker in Halle - Nassmechanische Aufbereitung Bioabfall - Fermenter (Kontinuierlicher Pfropfenstromreaktor) - Gasspeicher - Fest-Flüssig-Separator - Gärrestlager - Nachrotte, inkl Ablufferfassung und -behandlung - Gasfackel 				
Quellenverzeichnis				
Beil, M. (2017). Monitoring des Biomethanproduktionsprozesses MONA. Schlussbericht. Fraunhofer IWES, Kassel.				
Billig, E. (2016). Bewertung technischer und wirtschaftlicher Entwicklungspotenziale künftiger und bestehender Biomasse-zu-Methan-Konversionsprozesse. Dissertation. Hrsg. DBFZ Deutsches Biomasse Forschungszentrum. Leipzig.				
BioRest (2019). BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem, Umweltbundesamt, Texte 115/2019				
Bleyl-Androschin, J. (2011). Biogas Gesamtbewertung - Agrarische, ökologische, ökonomische und sozialwissenschaftliche Gesamtbewertung von Biomethan aus dem Gasnetz als Kraftstoff und in stationären Anwendungen. Projektendbericht. Graz.				
BMEL (2017). Düngenovelle. https://www.bmel.de/DE/Landwirtschaft/Pflanzenbau/Ackerbau/_Texte/Duengepaket_Novelle.html				
Daniel-Gromke, J. (2017). Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. DBFZ Report Nr 30. DBFZ Deutsches Biomasse Forschungszentrum. Leipzig.				
Dunkelberg, E. (2015) Biomethan im Energiesystem – Ökologische und ökonomische Bewertung von Aufbereitungsverfahren und Nutzungsoptionen. Hrg: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW). Berlin. ISBN: 978-3-940920-10-2				
FNR Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (2016). Leitfaden Biogas - Von der Gewinnung zur Nutzung. Gülzow-Prüzen. ISBN 3-00-014333-5				
FNR Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (2013). Biogas. Broschüre. Gülzow-Prüzen.				
FNR Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (2012). Biomethan. Broschüre. Gülzow-Prüzen.				
Kern, M. (2010). Aufwand und Nutzen einer optimierten Bioabfallverwertung hinsichtlich Energieeffizienz, Klima- und Ressourcenschutz.				

Liebetrau, J. (2017). IEA-Bioenergy Task 37: Country Report Germany. DBFZ Deutsches Biomasse Forschungszentrum. Leipzig.

Postel, J. (2009). Stand der Technik beim Bau und Betrieb von Biogasanlagen – Bestandsaufnahme 2008. DBFZ Deutsches Biomasse Forschungszentrum. Leipzig. Hrsg. Umweltbundesamt.

Thrän, D. (2015). Meilensteine 2030 - Elemente und Meilensteine für die Entwicklung einer tragfähigen und nachhaltigen Bioenergiestrategie. DBFZ Deutsches Biomasse Forschungszentrum. Leipzig. ISSN 2199-2762

Biogasaufbereitung

Modul 13: Druckwechseladsorption (PSA)

Modul 14: Druckwasserwäsche (DWW)

Modul 15: Polyglykolwäsche (Gensorb®)

Modul 16: Membrantrennverfahren

Modul 17: Aminwäsche

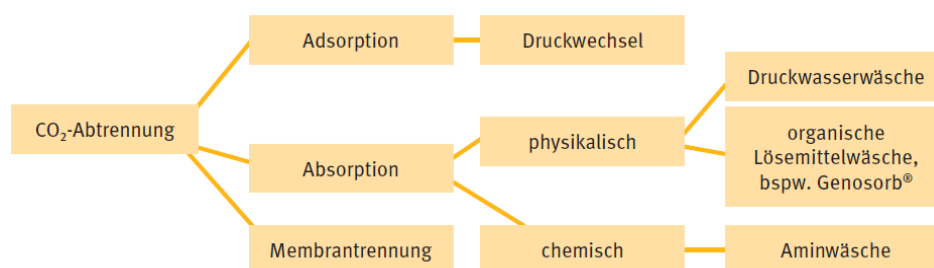
Technologiebeschreibung

Die Biogasaufbereitung dient der Abscheidung des Methans von den anderen Biogasbestandteilen wie Wasserdampf, Kohlendioxid, Schwefelwasserstoff, Ammoniak und anderen Gasen. Die Systemgrenze dieses Moduls beginnt bei der Anlieferung des Rohbiogases aus der Biogasanlage (BGA) zur Biogasaufbereitung und endet vor der Zwischenspeicherung oder der Einspeisung des Biomethans ins Erdgasnetz.

Das bei der Aufbereitung abgeschiedene CO₂ wird heute in der Regel in die Atmosphäre entlassen. Zukünftig kann es zur Herstellung von PtX-Energieträgern genutzt werden.

Die folgende Abbildung stellt eine Übersicht jener fünf Aufbereitungsverfahren für Biogas dar, die sich bereits in der Marktanwendung befinden: **Druckwechseladsorption, Druckwasserwäsche, Polyglykolwäsche, Membranverfahren** und **Aminwäsche**. Die hier beschriebenen Verfahren sind eng mit den großtechnischen Verfahren zur CO₂-Abscheidung in Industrie- und Kraftwerkssektor (Abschnitt 2.2.3) verwandt.

Abbildung 14: Übersicht über mögliche CO₂-Abtrennungswege



Quelle: FNR 2014

Bei der Druckwechseladsorption (DWA) handelt es sich um ein adsorptives Biogasaufbereitungsverfahren. Unter Adsorption versteht man die Anlagerung von Gasbestandteilen (hier: CO₂) an die Oberfläche von Feststoffen (Adsorbentien). Als Adsorbentien können Aktivkohlen, Zeolithe oder Kohlenstoffmolekularsiebe verwendet werden. Die Anlagenkomponente wird als Adsorber bezeichnet. Hohe Drücke und niedrige Temperaturen begünstigen den Adsorptionsprozess von CO₂. Deshalb wird das Biogas vor den Adsorbentien verdichtet, dabei erwärmt und anschließend wieder gekühlt. Dabei wird dem Gas durch Kondensationstrocknung auch gleichzeitig Wasser entzogen. Der Schwefelwasserstoff muss ebenfalls vor dem Adsorptionszyklus entfernt werden, dieser Schritt erfolgt in einer Feinentschwefelung mit katalytischer Oxidation oder imprägnierter Aktivkohle als Stand der Technik. Für die Regeneration werden die beladenen Adsorbentien auf nahezu Umgebungsdruck entspannt. Während dieses Vorgangs fallen noch große Mengen an Methan an. Um den Methanschluß zu verringern und die Effizienz des Prozesses zu erhöhen, wird dieser Gasstrom auf der Saugseite dem Verdichter wieder zugeführt. In einem letzten Schritt erfolgt eine Entspannung auf Unterdruck durch eine Vakuumpumpe. Dabei wird das zuvor adsorbierte CO₂ desorbiert und einer Schwachgasnachbehandlung zugeführt, da immer noch geringe Mengen an Methan enthalten sind. Das Schwachgas wird in einem Brenner in Wärme umgewandelt und dient z. B. der Deckung des Wärmebedarfs des Fermenters der BGA. Ein maximal erlaubter Methanschluß von 0,2 % kann auf diese Weise eingehalten werden. Durch die redundante Ausführung (4-6 Adsorber parallel zur wechselweisen Adsorption und Desorption) fällt das Produktgas unterbrechungsfrei an.

Bei der Druckwasserwäsche (DWW) handelt es sich um ein absorptives Biogasaufbereitungsverfahren. Im Gegensatz zur Adsorption versteht man unter Absorption das Lösen von Gasen in Flüssigkeiten (Absorptionsmittel). Bei der Druckwasserwäsche kommt als Absorptionsmittel ausschließlich Wasser zum Einsatz. Das

Verfahren beruht auf der reversiblen Absorption durch physikalische Bindungskräfte (Physisorption) von CO_2 , aber auch von anderen sauer (z. B. H_2S) und basisch (z. B. Ammoniak - NH_3) wirkenden Gasbestandteilen in Wasser. Eine Vortrocknung des Rohbiogases ist vor einer Gaswäsche nicht erforderlich. Ein weiterer Nebeneffekt dieses Verfahrens stellt die Feinentschwefelung des Biogases in der Absorptionskolonne dar. Manchmal wird in Abhängigkeit vom H_2S -Gehalt des Biogases dennoch eine Feinentschwefelung vorgeschaltet, um die Anlagenkomponenten vor Korrosion zu schützen und auch um zu vermeiden, dass Schwefelwasserstoff im Abluftstrom austritt.

Je nach Hersteller und Anforderung wird das vorbehandelte Biogas vor Eintritt in den Absorber auf 5 bis 10 bar verdichtet. Da es bei der Verdichtung zu einer Erwärmung kommt, muss das verdichtete Gas anschließend gekühlt werden. Die dabei anfallende Abwärme kann ausgekoppelt und bspw. zur Fermenterbeheizung genutzt werden. Der Absorber ist zumeist als Rieselbettreaktor ausgeführt, wobei der Prozess bei einer Wassertemperatur von ca. 15 bis 20 °C stattfindet. Niedrige Temperaturen und erhöhter Druck begünstigen die Absorption von CO_2 im Wasser. Das austretende Produktgas Biomethan ist mit Wasserdampf gesättigt und wird in einer Adsorptionstrocknung getrocknet. Das mit CO_2 beladene Wasser wird im Anschluss des Prozesses in einem Zwei-Stufen-Prozess regeneriert. In der ersten Stufe erfolgt eine Teilentspannung in einer Flashkolonne. In dieser Phase desorbiert zum größten Teil das im Wasser gelöste Methan, aber auch CO_2 . Zur Methanschlupfminderung wird das sich lösende Gas dem Prozess wieder zugeführt. Anschließend erfolgt in der zweiten Stufe eine Entspannung auf Umgebungsdruck bei gleichzeitiger Strippung mittels Luft. Die dabei anfallende Abluft (Schwachgas) enthält in geringen Mengen auch CH_4 , sodass eine nachträgliche Schwachgasbehandlung notwendig ist. Während der Strippung mit Luft wird ein geringer Teil Sauerstoff im Prozesswasser gelöst, der bei der Wiederverwendung in der Absorptionskolonne in das Produktgas übergehen kann. Nach Herstellerangaben wird dabei jedoch eine maximale Konzentration von 0,1 % Sauerstoff nicht überschritten (Billig 2016).

Die Polyglykolwäsche (Genosorb®) verläuft ähnlich wie die Druckwasserwäsche (DWW). Als Lösungsmittel für die Absorption kommt jedoch nicht Wasser, sondern ein organisches Lösungsmittel zum Einsatz. Dieses wird oft unter dem Handelsnamen Genosorb® angeführt. Bei dem Verfahren wird die unterschiedliche Löslichkeit der sauren Bestandteile im Vergleich zu den Kohlenwasserstoffen ausgenutzt. Ein wesentlicher Vorteil gegenüber der DWW ist die deutlich größere Löslichkeit von CO_2 . Daher ist erheblich weniger Waschflüssigkeit nötig, um dieselbe Menge CO_2 zu desorbieren und der Energieaufwand zur Flüssigkeitsumwälzung geringer. Allerdings bedarf die Desorption des Lösemittels nicht nur einer Druckentspannung, sondern auch einer Erwärmung. Eine Vortrocknung des Rohbiogases erfolgt durch Kondensationstrocknung, indem vor Eintritt in die Absorptionskolonne das Gas auf ca. 8 bar komprimiert und nachfolgend gekühlt wird und das kondensierte Wasser abgeschieden wird. Ein weiterer Nebeneffekt dieses Verfahrens stellt die Möglichkeit der Feinentschwefelung des Biogases in der Absorptionskolonne dar. Da allerdings die Regeneration des beladenen Lösemittels vom H_2S aufwändig ist, wird in der Regel eine Feinentschwefelung vorgeschaltet. Ähnlich der DWW erfolgt die CO_2 -Absorption in einer Absorptionsstufe bei erhöhtem Druck (ca. 8 bar) sowie die Desorption zweistufig in einer Flashkolonne und einer Regenerationsstufe. Die in der Regenerationsstufe notwendige Wärme kann in der Regel intern aus der Schwachgasnachbehandlung gedeckt werden. Es ist keine externe Wärmezufuhr erforderlich. Das in der Regenerationsstufe abgegebene Schwachgas wird zumeist, ähnlich wie bei der Druckwasserwäsche, einer Schwachgasnachbehandlung in Form einer regenerativ-thermischen Oxidation (RTO) mit vorgeschalteter Aktivkohleeinheit (zur Lösemittelabreinigung) zugeführt.

Das Membrantrennverfahren basiert auf dem Prinzip der Trennung von Methan und den anderen Gaskomponenten durch die unterschiedlichen Diffusionsgeschwindigkeiten der verschiedenen großen Gasmoleküle durch die Membran. Die Trennung von Kohlenstoffdioxid und Methan ist umso effektiver, je größer die Membranoberfläche ist, je geringer die Membrandicke ist, je höher die Partialdruckdifferenz ist und je höher die Selektivität der Membran für die verschiedenen Gaskomponenten ist. Gegenwärtig werden zur Aufbereitung von Biogas Hohlfasermembranen auf Polymerbasis eingesetzt. Das Verfahren ist in der Biogasaufbereitung noch relativ neu und befindet sich derzeit in der Markteinführungsphase. Damit sind noch relativ wenig Praxiserfahrungen vorhanden, z. B. was die Lebensdauer der Membranen betrifft. Die Reinheit des Produktgases steigt mit wachsender Membranfläche. Um die Trennleistung zu verbessern und den Methangehalt im Schwachgasstrom so gering wie möglich zu halten, können Modulschaltungen mit Rückführungen eingesetzt werden. Zur Erhöhung des Methangehaltes im Produktgas werden verschiedene Verschaltungen der Module angewandt. Als vielversprechend haben sich dabei zwei- und dreistufige Kaskaden erwiesen. Einstufige Anlagen könnten zwar auch ein zufriedenstellendes Trennergebnis liefern, jedoch muss dabei mit einer vergleichsweise geringen Methanausbeute um die 80 % und entsprechend hohen Methanschlupf gerechnet

werden. Da der Abgasstrom noch eine vergleichsweise hohe Methankonzentration aufweist, muss dieser einer nachgeschalteten Schwachgasnachbehandlung unterzogen werden. Dies geschieht zumeist durch einer Schwachgasverbrennung oder einer Regenerativ-thermischen Oxidation.

Die chemische Absorption oder Aminwäsche ist dadurch gekennzeichnet, dass auf die physikalische Absorption, die Lösung des Gases in der Flüssigkeit, eine chemische Reaktion zwischen der gelösten Gaskomponente und der Waschflüssigkeit innerhalb der flüssigen Phase folgt. Daraus ergibt sich, dass die Bindung der unerwünschten Gasbestandteile an die Waschflüssigkeit signifikant stärker und damit die Beladungskapazität der Flüssigkeit um ein Vielfaches höher ist als bei rein physikalischer Absorption. Die chemische Reaktion läuft sehr selektiv ab, wodurch die Absorption von Methan in die Flüssigkeit auf ein Minimum reduziert werden kann. Dadurch können eine sehr hohe Methanausbeute und ein sehr niedriger Methanschluß realisiert werden. Aufgrund der hohen Affinität von Kohlendioxid zu den verwendeten Lösungsmitteln (hauptsächlich wässrige Lösungen von Monoethanolamin MEA, Diethanolamin DEA und Methyldiethanolamin MDEA) kann der Betriebsdruck dieser Anlagen signifikant kleiner gewählt werden als bei vergleichbaren Anlagen mit Druckwasserwäsche. Typischerweise werden Anlagen mit Aminwäsche ohne weitere Kompression beim Druck des vorhandenen Rohbiogases betrieben. Die hohe Kapazität und hohe Selektivität der Aminlösungen, ein wesentlicher Vorteil des Verfahrens bei der Absorption, resultiert im Nachteil bei der Regenerierung der Waschflüssigkeit. Chemisch wirkende Waschflüssigkeiten erfordern bei der Regeneration die Zuführung einer nicht unbeträchtlichen Menge an Prozesswärme (Wasserdampf). Die beladene Aminlösung wird auf etwa 140-160 °C aufgeheizt, wodurch der größte Teil des gebundenen Kohlendioxids wieder freigesetzt wird und als fast reiner Gasstrom am Ausgang der Regenerationskolonne anfällt. Ein kleiner Teil der Waschflüssigkeit geht durch Verdunstung in den Biomethanstrom verloren und muss von Zeit zu Zeit ergänzt werden. Mit diesem Verfahren könnte auch Schwefelwasserstoff aus dem Rohbiogas abgetrennt werden, jedoch würde in diesem Fall die Regeneration die Anwendung noch höherer Temperaturen erfordern. Aus diesem Grund ist es in der Mehrzahl der kommerziellen Anlagen realisiert, dass Schwefelwasserstoff vor der Aminwäsche mit einer Feinentschwefelung abgetrennt wird. Eine Abgasbehandlung ist bei der chemischen Wäsche nicht erforderlich, da das Verfahren zu hohen Methangehalten im Produktgas und entsprechend zu geringen Methanemissionen führt.

Die folgende Tabelle fasst die fünf Verfahren mit ihren wesentlichen Vor- und Nachteilen zusammen.

	DWA	DWW	Genosorb	Membran	Aminwäsche
Vorteile*	Kein Wärmebedarf	Kein Wärmebedarf, einfach zu handhaben da kein Chemikalien-einsatz	Geringer Strombedarf, weniger Aufwand zur Regeneration als bei Aminwäsche	Einfacher Aufbau und Betrieb, kaum Wartung, kleine Volumenströme möglich	geringer Strombedarf, sehr gute Beladungskapazität / Selektivität
Nachteile *	Relativ hoher Strombedarf, Entsorgung des Adsorbens	Hoher Druck erforderlich und daher hoher Strombedarf	Hoher Wärmebedarf	Hoher Strombedarf, Standzeiten der Membranen noch unklar	Hoher Wärmebedarf, hoher Regenerationsaufwand
Methanschluß*,** (Vol%)	1,5 – 2,3	1 -2,5	1	0,3 – 2,5	0,1

* (Dunkelberg 2015), ** (Billig 2016)

Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele

Entwicklungsziele bei DWA, DWW und Genosorb sind die weitere Reduktion des relativ hohen Methanschlußes und des Stromverbrauchs. Derzeit sind nur größere Anlagen wirtschaftlich rentabel (>500 Nm³/h Biomethan), Entwicklungsziel ist daher auch die Verringerung der Aufbereitungskosten für kleinere Anlagen-

kapazitäten für die dezentrale Biogasaufbereitung. Der Prozess der Aufbereitung zu Biomethan trägt allerdings nur mit einem geringen Anteil zu den Gesamtgestehungskosten bei. Der überwiegende Anteil der Kosten des Biomethans liegt bei der Rohbiogasproduktion, welche über ein vergleichsweise geringes Kostenreduktionspotenzial verfügt (Billig 2016).

Bei der Aminwäsche stehen Möglichkeiten der Wärmerückgewinnung im Zentrum der Entwicklung. Außerdem ist der Einsatz von Aminosäuresalzen als Alternative zu Aminen ein Forschungsziel. Der Vorteil wären niedrigere Prozesstemperaturen für die Regeneration der Waschlösung, um somit das Verfahren für eine effiziente Biogasaufbereitung auch für kleinere Biogasanlagen zu ermöglichen.

Entwicklungsziel beim Membranverfahren ist, den polymerspezifischen Durchgangswiderstand durch neue Materialien zu verringern und technisch interessante Flussleistungen sowie dünne und gleichzeitig stabile Membranen zu erzielen.

Die technologischen Parameter wurden für das Jahr 2030 unverändert belassen und für das Jahr 2050 aufgrund folgender Annahmen festgelegt: Die Methanausbeute erhöht sich aufgrund neuer Bakterien um 10 %, der Hilfsenergieeinsatz für Strom und Wärme reduziert sich um 10 % aufgrund effizienterer Technologien.

Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050

In Deutschland wird bis jetzt nur ein kleiner Teil der ca. 8700 Biogasanlagen (BGA) mit einer Aufbereitung betrieben. Insgesamt sind erst ca. 150 Biogasaufbereitungsanlagen in Betrieb (Liebetau 2017), in ganz Europa ca. 250 mit den Hauptländern Deutschland, Schweden und Niederlande. Als Länder mit hohem Potential, insbesondere auch für die Nutzung von Reststoffen werden Großbritannien, Frankreich und Italien gesehen (Weber 2015). In Deutschland sind die Druckwasserwäsche, Druckwechseladsorption und Aminwäsche die im Anlagenbestand dominierenden Aufbereitungsverfahren (Dunkelberg 2015).

Biomethan als erneuerbarer Energieträger wird als ein im Gasnetz speicherbarer und somit von vielfältigen Anwendungen nutzbarer Energieträger ein bedeutendes Potential zugeschrieben, da ein flexibler Einsatz im Strom-, Wärme- und Mobilitätssektor ermöglicht wird. Perspektivisch könnte eine Kopplung der Biogasaufbereitung mit Power-to-Gas (PtG) interessant werden. Die Technologie würde es ermöglichen, das CO₂ aus dem Abgas der Biogasaufbereitung ebenfalls zu methanisieren und ins Gasnetz einzuspeisen (Sternier 2010).

Technologische Parameter

Es werden zwei Referenzanlagen beschrieben: Referenzanlage Biogasaufbereitung ohne Wärmebedarf (Grundlage: DWA, DWW) und Referenzanlage Biogasaufbereitung mit Wärmebedarf (Grundlage: Aminwäsche). Die Referenzverfahren für die Biogasaufbereitung wurden in Anlehnung an die Verfahren der Biogasanlagen mit einer Aufbereitungskapazität von 1.400 Nm³/h Biogas dimensioniert.

Referenzanlage Biogasaufbereitung ohne Wärmebedarf (Grundlage: DWA, DWW, Membran)

Eine vollständige Liste der Technologieparameter findet sich auf der Internetseite des Umweltbundesamtes.

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050
Betriebsstunden	h/a	8.400	8.400	8.400
Aufbereitungskapazität Biogas	Nm ³ /h	1.400	1.400	1.400
Methan Volumensstrom CH ₄ aus Biogas/lw. Roh- u. Reststoffen	Nm ³ /h	770	770	808
Methan Volumensstrom CH ₄ aus Biogas/Biomüll	Nm ³ /h	840	840	924
Methangehalt	%	97	97	97
Methanschlupf	%	0,1	0,1	0,1
Strombedarf pro Nm ³ Methan Keine Wärmebedarf	MJ/Nm ³	2,3	2,3	2,2

Referenz-Anlage Biogasaufbereitung mit Wärmebedarf (Grundlage: Aminwäsche)				
Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050
Betriebsstunden	h/a	8.400	8.400	8.400
Aufbereitungskapazität Biogas	Nm ³ /h	1.400	1.400	1.400
Methan Volumensstrom CH ₄ aus Biogas/lw. Roh- u. Reststoffen	Nm ³ /h	770	770	808
Methan Volumensstrom CH ₄ aus Biogas/Biomüll	Nm ³ /h	840	840	924
Methangehalt	%	97	97	97
Methanschlupf	%	0,1	0,1	0,1
Strombedarf pro Nm ³ Methan	MJ/Nm ³	0,65	0,65	0,58
Wärmebedarf pro Nm ³ Methan	MJ/Nm ³	6,12	6,12	5,51
Komponenten				
Die Referenzanlage Biogasaufbereitung ohne Wärmebedarf besteht aus				
<ul style="list-style-type: none"> - Grob- und Feinentschwefelung (je nach H₂S-Gehalt) - Verdichter, Trocknung durch Gaskühlung - Aufbereitungseinheit - Schwachgasbehandlung (Gasbrenner oder Regenerativ-thermische Oxidation) - Die Referenzanlage Biogasaufbereitung mit Wärmebedarf besteht aus - Grob- und Feinentschwefelung (je nach H₂S-Gehalt) - Aminwäscher - Verdichter, Gastrocknung 				
Quellenverzeichnis				
<p>Billig, E. (2016). Bewertung technischer und wirtschaftlicher Entwicklungspotenziale künftiger und bestehender Biomasse-zu-Methan-Konversionsprozesse. Dissertation. Hrsg. DBFZ Deutsches Biomasse Forschungszentrum. Leipzig.</p> <p>DENA. (2018). www.biogaspartner.de. Plattform Biogaspartnerschaft.</p> <p>Dunkelberg, E. (2015) Biomethan im Energiesystem – Ökologische und ökonomische Bewertung von Aufbereitungsverfahren und Nutzungsoptionen. Hrg: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW). Berlin. ISBN: 978-3-940920-10-2</p> <p>FNR Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (2012). Biomethan. Broschüre. Gülzow-Prüzen.</p> <p>FNR Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (2014). Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung. Broschüre. Gülzow-Prüzen.</p> <p>Güssing Energy Technologies GmbH. (2018). www.biogas-netzeinspeisung.at. Informationsplattform zur Planung von Biogasanlagen und Biogas-Aufbereitung für die Netzeinspeisung. Güssing.</p> <p>Liebetrau, J. (2017). IEA-Bioenergy Task 37: Country Report Germany. DBFZ Deutsches Biomasse Forschungszentrum. Leipzig.</p> <p>Markewitz, P. (2017). Technologiebericht 2.3 CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.</p>				

NTEL (2013). Advanced carbon dioxide capture R&D program: Technology update.

Sterner, M., Specht, M. (2010): Erneuerbares Methan. Eine Lösung zur Integration und Speicherung Erneuerbarer Energien und ein Weg zur regenerativen Vollversorgung. In Solarzeitalter 1: 51–58.

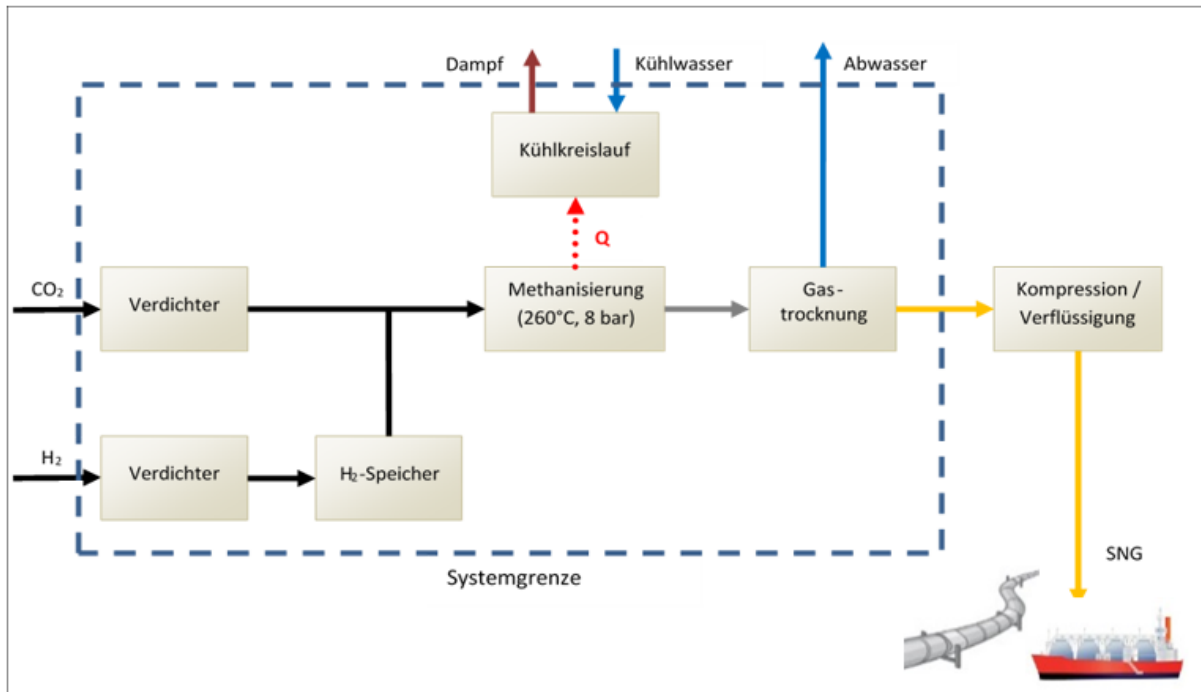
TU Wien. (2012). Überblick über Biogasaufbereitungstechnologien zur Produktion von Biomethan. Deliverable. Im Projekt Biomethane Regions. Wien.

Weber, T. (2015). Latest developments of biogas upgrading to biomethane. Präsentation beim EBA Workshop, 3. September 2015. Brüssel.

Modul 18: Methanisierung (H_2+CO_2)

Technologiebeschreibung

Abbildung 15: Übersicht über die Methanerzeugung



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

Die Methansynthese ist eine katalytisch unterstützte Reaktion, die bei 200 – 500 °C und 3 - 80 bar Kohlendioxid und Wasserstoff in Methan und Wasser umsetzt. Diese Sabatier-Reaktion ist in umgekehrter Richtung als Dampfreformierung von Erdgas bekannt und das häufigste Verfahren zur Gewinnung von Wasserstoff. (Sterner 2014)

Die Gesamtreaktion der Methanisierung ist stark exotherm. Ein Wärmemanagement, das die freiwerdende Energie zuverlässig abführt, ist daher unerlässlich, um die Methanisierungsreaktion in einem günstigen Temperaturbereich zu halten und das Reaktionsgleichgewicht in Richtung Methan zu verschieben. Deshalb werden Katalysatoren eingesetzt – Nickel ist aufgrund der guten Verfügbarkeit, Selektivität und Aktivität in der Reaktion und des relativ günstigen Preises die erste Wahl für diesen Prozess. Verunreinigungen oder der Einsatz im falschen Temperaturbereich führen jedoch zu einer Deaktivierung des Katalysators, weshalb in der chemischen Methanisierung hohe Anforderungen an die Gasaufbereitung und Prozessführung gestellt werden. (Grond 2013)

Das etablierteste – und bisher einzige kommerziell eingesetzte - Reaktorkonzept ist der Festbettreaktor in der Ausführung als Rohrbündelreaktor. Um eine gleichmäßige Temperierung des Reaktors zu gewährleisten, werden Salzschnmelzen, Thermoöl oder Wasserdampf zur Wärmeabfuhr eingesetzt. Für eine Einspeisung mit hoher Qualität ins Gasnetz (z. B. H-Gas, >95 % CH_4) kann der Methangehalt des Produktgas z. B. über ein Membranverfahren oder eine serielle Schaltung von Reaktoren erhöht werden. Der chemische Wirkungsgrad bei 100 %iger Umwandlung liegt bezogen auf den Heizwert bei 83 %. Die restliche Energie wird als Reaktionswärme freigesetzt.

In der Regel muss das CO_2 über einen Kompressor auf Synthesedruck gebracht werden. Ein H_2 -Zwischenspeicher kann ein fluktuierendes Stromangebot abpuffern. Dem aus dem Reaktor kommenden Produktgas muss in einem Gastrockner das Wasser entzogen werden. Die Nutzung der entstehenden Prozessabwärme auf hohem Temperaturniveau (z. B. für CO_2 -Abscheidung, Elektrolyse) kann den Wirkungsgrad, die Wirtschaftlichkeit und die CO_2 -Bilanz der Methanisierung deutlich verbessern. (Sterner 2014).

Neben den für den Bau der Anlage eingesetzten Stahlmengen sind vor allem die eingesetzten Katalysatormaterialien ökobilanziell relevant. Als direkte Emissionen bzw. Abfälle fallen nur die Abwässer aus der Gastrockung und ggf. dem Kühlkreislauf an.

Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele

Während die Methanisierung von CO (Synthesegas) schon ab den 1970ern industriell für die Erzeugung von künstlichem Erdgas (SNG) aus Kohle eingesetzt wurde, gab es erste Laboranlagen zur CO₂-Methanisierung erst ab den 1990ern. Mitte der 2000er wurde die Entwicklung forciert und 2013 die erste Anlage im industriellen Maßstab in Betrieb genommen. Die von der Audi AG betriebene Anlage im niedersächsischen Werlte hat eine maximale elektrische Leistungsaufnahme von 6,3 MW_{elektr.} und kann bis zu 350 Nm³ Methan pro Stunde produzieren. Die Einspeisung des Austauschgases erfolgt in das örtliche Gasverteilnetz (L-Gas, 1,8 bar). Wenn die Kapazität des Verteilnetzes erschöpft ist (Sommerfall mit geringem Gasverbrauch) wird in das Transportnetz (35–45 bar) eingespeist. (Zuberbühler 2011)

Ein Ziel der weiteren Entwicklung ist zum einen die Optimierung des bestehenden industriellen Prozesses – verbesserte Wärmeübertragung, schnelles An- und Abfahren der Synthese, vereinfachte Anlagenkomponenten und Prozessführung. In diesem Zusammenhang wird auch der Einsatz alternativer Katalysatormaterialien und vereinfachter Reaktorkonzepte (Plattenreaktor) untersucht. Einige neue Reaktorkonzepte sind entweder in der Erprobung (Wabenreaktor) oder in der Laborphase (Dreiphasen-Reaktoren, z. B. Blasensäulen-Reaktoren mit suspendiertem Feststoff). Das Entwicklungsziel ist dabei meist ein besseres Thermomanagement, um die Lebensdauer des Katalysators zu verlängern, die Reaktionskinetik zu verbessern und die Auskopplung der Reaktionswärme zu optimieren. (Sternier 2014)

Da die Umwandlung der Eduktgase im Reaktor schon heute sehr effizient ist, liegen die größten Entwicklungspotenziale in der Nutzung der Reaktionswärme für den erweiterten Power-to-Methane-Prozess, d. h. die Nutzung zur Abscheidung von CO₂ und/oder in der (Hochtemperatur)elektrolyse.

Während in der Anlage in Werlte reines CO₂ und H₂ methanisiert werden, verfolgen einige andere Demonstrationsprojekte die direkte Einspeisung von gereinigtem Biogas (CH₄/H₂). In diesem Fall muss in der Regel zusätzlich Dampf in den Reaktor eingespeist werden, um eine Deaktivierung des Katalysators zu vermeiden (Sternier 2014). Zu dieser Technologie liegen jedoch kaum Daten vor.

Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050

Das synthetisch erzeugte Erdgas (SNG) ist eine vollwertige Alternative zu konventionellem Erdgas. Momentan stellt der Power-to-Methane-Prozess keine ökonomische Konkurrenz zu fossilen Brennstoffen dar, da die Herstellungskosten deutlich über dem konventionellen Gaspreis liegen. Hauptkostenfaktor ist der Strompreis für die Elektrolyse.

Da SNG in komprimierter oder verflüssigter Form transportiert werden kann, gibt es kaum Restriktionen für mögliche Standorte. Prinzipiell ist die Technologie auch „inselfähig“. Anlagen lassen sich in unterschiedlichen Größenklassen aufbauen. Schon heute liegen An- und Abfahrzeiten einer Anlage im Bereich von wenigen Minuten.

Die Chancen von Power-to-Gas liegen klar in der Nutzung der vorhandenen Gasinfrastruktur samt Endnutzengeräten wie Gasthermen, Gasautos und Gaskraftwerken. Die Gasmobilität zählt zu den ersten Märkten, die sich für Power-to-Gas abzeichnen. Auch die Brücke in die chemische Industrie kann geschlagen werden, da Methan ein wichtiger Rohstoff für die Branche ist.

Technologische Parameter

Für die nachfolgenden technologischen und ökonomischen Parameter wurden die Anlagen am ZSW Stuttgart und in Werlte herangezogen (Specht 2016). Eine vollständige Liste der Technologieparameter findet sich auf der Internetseite des Umweltbundesamtes.

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050
$\eta_{\text{chemisch, Heizwert}}$	%	83	83	83
Wärme T > 200°C	MJ	11	11	11
Wärme T < 200°C	MJ	7,5	7,5	7,5
Druck	bar	8	8	8
Temperatur	°C	260	260	260

Komponenten

Methanisierungsanlagen bestehen aus

- Verdichter
- ggf. H₂-Zwischenspeicher
- Reaktor
- Wärmetauscher
- Membranabscheidung
- Gastrocknung

Quellenverzeichnis

Sternner, M., & Stadler, I. (2014). Energiespeicher-Bedarf, Technologien, Integration. Springer-Verlag.

Specht, M., Brellocks, J., Frick, V., Stürmer, B., & Zuberbühler, U. (2016). The Power-to-Gas Process: Storage of Renewable Energy in the Natural Gas Grid via Fixed Bed Methanation of CO₂/H₂. Synthetic Natural Gas: From Coal, Dry Biomass, and Power-to-Gas Applications, 191

Grond, L., Schulze, P., & Holstein, J. (2013). Systems analyses power to gas: a technology review. DNV KEMA Energy & Sustainability, Groningen.

Zuberbühler, U., Jentsch, M., & Rieke, S. (2011). Errichtung und Betrieb einer Forschungsanlage zur Speicherung von erneuerbarem Strom als erneuerbares Methan im 250 kWel-Maßstab. ZSW. Fraunhofer IWES, Solar-Fuel.

2.2 Module zu Vorketten und Infrastruktur

Die Module zu Vorketten und Infrastruktur basieren zum Teil auf bereits bestehenden Ökobilanzdatensätzen, z. B. aus der Ecoinvent-Datenbank¹, die jedoch für die Anwendung im vorliegenden Projekt angepasst werden mussten. Die technischen Parameter, die als Datengrundlage für diese Anpassung dienen, werden in den folgenden Steckbriefen vorgestellt.

2.2.1 Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energie

Die Erzeugung der synthetischen Energieträger basiert zu einem Großteil auf dem Energieinput durch Strom. Die dafür ausgewählten Technologien werden in den folgenden Steckbriefen beschrieben und dienen der Anpassung von bestehenden LCA-Datensätzen innerhalb des Projekts. Allerdings ist bei diesen Technologien der Standort ein wichtiger Faktor, der in den Ökobilanz- und Kostenanalysen zu berücksichtigen ist. In den folgenden Steckbriefen wird – wo nicht anders vermerkt – zunächst der Standort Deutschland vorausgesetzt. Die Standortfaktoren wurden im weiteren Projektverlauf detailliert untersucht, um die Parameter (z. B. Volllaststunden) und Kostenrechnungen für verschiedene Produktionsstandorte anpassen zu können. Die Ausführungen dazu finden sich in Kapitel 4.

Obwohl die technischen Parameter nur wenig voneinander abweichen, wurde die Stromerzeugung durch Photovoltaik in unterschiedliche Module aufgetrennt, um den wesentlich größeren Unterschieden in den Kosten Rechnung zu tragen. Weitere Module, die den Mix der Photovoltaik an den relevanten Standorten abbilden, können aus diesen Modulen und den in Kapitel 4 dargestellten Standortfaktoren zusammengestellt werden.

¹ Wernet, G., C. Bauer, B. Steubing, J. Reinhard, E. Moreno-Ruiz, (2016). "The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology." *The International Journal of Life Cycle Assessment* 21(9): 1218-1230.

Windenergieanlagen Modul 19: Wind onshore Modul 20: Wind offshore				
Technologiebeschreibung				
<p>Windenergieanlagen (WEA) wandeln die kinetische Energie des Windes in Rotationsenergie und dann über Generatoren in elektrische Energie um (Wietschel 2015). Die Anlagen werden derzeit vorwiegend in einer Bandbreite von 1 - 6 MW pro Anlage errichtet, häufig im Rahmen von Windparks. Die Einteilung erfolgt nach:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Standort: onshore und offshore, - Technologie der mechanischen Energieübertragung: getriebelos und mit Getriebe, - Windstärke: Starkwind- und Schwachwindanlagen <p>Offshore-WEA erreichen im Vergleich zu Onshore-Anlagen aufgrund der höheren und gleichmäßigeren Windgeschwindigkeiten etwa 40 % höhere Erträge pro installierter Leistungseinheit, allerdings bei höheren Kosten für die Gründung der Anlagen und die Netzanbindung (Pregger 2012).</p>				
Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele				
<p>Die Technik von WEA ist strömungsmechanisch ausgereift. Künftig werden die WEA weiter über verschiedene Generatorkonzepte, Rotordurchmesser und innovative Turmbaukonzepte differenziert werden. Aktuell werden größere Nabhöhen und Rotordurchmesser angestrebt, um eine höhere Leistung und einen gleichmäßigeren Ertrag zu erreichen.</p> <p>In neuen Anlagen werden verstärkt Permanentmagneten verbaut. In diesen werden seltene Erden, wie Neodym und Dysprosium (IWES 2015) verwendet, deren Verfügbarkeit langfristig kritisch betrachtet werden muss.</p>				
Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050				
<p>2016 wurden weltweit 48 GW an Onshore-WEA installiert und rund 3 GW an Offshore-WEA. Der Bestand stieg damit auf 453 GW an Land und 14 GW auf See an (IRENA 2017). Allerdings wird von einer starken Zunahme der Offshore-WEA ausgegangen, da sich bereits viele Offshore-Windparks im Bau- oder in Genehmigungsverfahren befinden. Der Trend zu getriebelosen WEA konzentrierte sich noch auf Anlagen an Land, wo diese in den letzten Jahren in Deutschland zwischen 40-50 % der installierten Leistung ausmachten (IWES 2015).</p>				
Technologische Parameter				
<p>Für folgende Windenergieanlagen wurden Module erstellt, die technischen Parameter nach (Steurer 2018) abgeschätzt und mit (Nitsch 2012, IEA 2016) abgeglichen. Es handelt sich jeweils um durchschnittliche Anlagen, wie sie zum jeweiligen Stützjahr gebaut werden. Eine vollständige Liste der Technologieparameter findet sich auf der Internetseite des Umweltbundesamtes.</p> <p>Wind onshore (Starkwind)</p>				
Technische Parameter Anlage	Einheit	2015	2030	2050
Typische Leistung	MW out	2,9	3,8	6
Volllaststunden	h/a	3200	3650	4100
Lebensdauer	a	20	25	25
Nabhöhe	m	100	115	140
Rotordurchmesser	m	101	124	168

Wind offshore				
Technische Parameter Anlage	Einheit	2015	2030	2050
Typische Leistung	MW out	4,15	8,5	15
Volllaststunden	h/a	3888	3952	4000
Lebensdauer	a	20	25	25
Nabenhöhe	m	90	112,5	165
Rotordurchmesser	m	120	172	235

Komponenten

Für Herstellung und Betrieb von Windkraft und PV-Anlagen wurden die Ergebnisse des UBA-Projektes „Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen“ [UBA 2019] verwendet.

Windenergieanlagen bestehen aus folgenden Komponenten:

- Fundament
- Rotoren
- Generatoren
- Gondel
- Turm
- Verkabelung, Schalt- und Regelanlagen

Quellenverzeichnis

Deutsche Wind Guard (2016). Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland.

IEA (2016). World Energy Outlook 2016 - power generation assumptions. Paris, International Energy Agency, Organisation for Economic Co-operation and Development.

IRENA (2017). Renewable Electricity and Capacity Statistics. I. R. E. Agency. Abu Dhabi.

IWES (2015). Windenergie Report Deutschland 2014.

Nitsch, J., T. Pregger, T. Naegler, D. Heide, D. L. d. Tena, (2012). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Stuttgart, Kassel, Teltow, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE).

Pregger, T., D. Luca de Tena, M. O’Sullivan, N. Roloff, S. Schmid, (2012). Perspektiven von Elektro-/Hybridfahrzeugen in einem Versorgungssystem mit hohem Anteil dezentraler und erneuerbarer Energiequellen. BMWi, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, RWTH Aachen.

Steurer, M., H. Brand, M. Blesl, F. Borggreffe, U. Fahl, (2018). Energiesystemanalyse Baden-Württemberg: Datenanhang zu technoökonomischen Kenndaten. Stuttgart, Ministerium für Umwelt Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, STrise: Universität Stuttgart, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg.

UBA (2019) „Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen“ Laufende Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, (FKZ 37EV 16 119 0)

Wernet, G., C. Bauer, B. Steubing, J. Reinhard, E. Moreno-Ruiz, (2016). "The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology." The International Journal of Life Cycle Assessment 21(9): 1218-1230.

Wietschel, M., S. Ullrich, P. Markewitz, F. Schulte and F. Genoese (2015). Energietechnologien der Zukunft. Wiesbaden, Springer.

Modul 21: Laufwasserkraft Mitteleuropa/Skandinavien

Technologiebeschreibung

Aufgrund der langen Tradition ist die Wasserkraft in Europa bereits weitgehend ausgebaut. Die Leistungsbreite der Wasserkraft allgemein reicht von sehr kleinen Anlagen im kW-Bereich bis hin zu sehr großen Staudämmen. Der Itaipu-Staudamm in Brasilien mit 14 GW und der Drei-Schluchten-Damm in China mit 22 GW sind derzeit die größten Anlagen weltweit (IRENA 2012). Wasserkraftwerke sind auf eine sehr lange Lebensdauer (bis zu 100 a mit Retrofit) ausgelegt, bieten aber nur in Kombination mit einem großen Wasserspeicher die Möglichkeit, bedarfsgerecht Strom zu erzeugen. Die Anlagen werden entsprechend nach ihrer Speicherfähigkeit kategorisiert:

- Laufwasserkraftwerke: Stromproduktion in Abhängigkeit vom Wasserlauf im Fluss; geringe bzw. kurzfristige Speichermöglichkeit, relativ geringe Kosten,
- Speicherkraftwerke: große Stauseen, oft mit hoher Fallhöhe; saisonale Speicher, bedarfsgerechte Erzeugung,
- Pumpspeicherkraftwerke: Erlauben das Rückpumpen von Wasser in Zeiten des Stromüberschusses.

Daneben werden Wasserkraftwerke nach klein, mittel und groß eingeteilt. In der Sprachregelung der EU gelten Anlagen <20 MW als „klein“, während Norwegen die Grenze bereits bei 10 MW zieht.

Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele

Wasserkraftwerke sind technisch sehr weit ausgereift. Neuerungen sind künftig weniger in der Kraftwerkstechnologie zu erwarten als in der Bewirtschaftung des Einzugsgebiets. Wesentliche Entwicklungsziele betreffen ein verbessertes Ressourcenmanagements und die Vermeidung von Umwelteffekten (Wasserqualität, Biodiversität/Fische, Erosion & Geschiebe etc.) (Keuneke 2015). Diese werden verstärkt zu Begleitmaßnahmen führen und schränken damit Kostensenkungspotenziale ein.

Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050

Global ist die Wasserkraft derzeit immer noch die bedeutendste erneuerbare Energiequelle zur Stromerzeugung. Allerdings ist ein großer Teil des Potenzials bereits ausgeschöpft. In Deutschland wurde ein geringes Ausbaupotenzial von 2,7 bis 4 TWh pro Jahr an großen Gewässern identifiziert (Anderer 2010, Keuneke 2015). Als Folge des Klimawandels könnte künftig die Energieerzeugung aus Wasserkraft zumindest in Deutschland um 5 bis 15 % zurückgehen (Anderer 2010).

Wasserkraft ist derzeit noch die einzige Technologie, die in großem Maßstab kostengünstig Speicher zur Verfügung stellen kann. Durch ihre Schnellstart- und Teillastfähigkeit sind Wasserkraftwerke wichtige Komponenten zur Stabilisierung im Verbundnetz insbesondere bei steigender Einspeisung von Wind- und Solarstrom (IRENA 2012). Aufgrund der langwierigen Planungsphase von Wasserkraftprojekten ist eher mit einem langsamen, aber konstanten Ausbau zu rechnen (IRENA 2012). Für die Erzeugung von synthetischen Energieträgern werden (Pump-)Speicherkraftwerke daher kaum in Frage kommen.

Technologische Parameter

Die Bereitstellung von Strom aus Wasserkraft konzentriert sich hier auf Laufwasserkraftwerke, welche mit geringer Speicherfähigkeit und relativ geringer installierter Leistung hohe jährliche Volllaststunden erreichen. Der Fokus liegt hier auf Anlagen von bis zu 10 MW, die noch in Mitteleuropa und Skandinavien gebaut werden könnten. Auf weitere Module zur Abbildung verschiedener Wasserkraft-Mixe mit Speicheroption wurde verzichtet. Eine Erzeugung synthetischer Energieträger würde hier zu einer verstärkten Konkurrenz um Stromspeicher und damit zu Kostensteigerungen führen. Die technischen Parameter wurden in Anlehnung an (Anderer 2010, IRENA 2012, Nitsch 2012) bis 2050 festgelegt. Eine vollständige Liste der Technologieparameter findet sich auf der Internetseite des Umweltbundesamtes. Da die Wasserkraft technisch weitgehend ausgereift ist, werden keine Veränderungen in den technischen Parametern, sondern lediglich eine Beibehaltung des Wirkungsgrads durch Retrofitmaßnahmen angenommen (Anderer 2010).

Laufwasserkraft				
Technische Parameter Anlage	Einheit	2015	2030	2050
Typische Leistung	MW out	10	10	10
Volllaststunden	h/a	5000	5000	5000
Wirkungsgrad elektrisch	%	95	95	95
Lebensdauer	a	40	40	40
Komponenten				
<p>Für Wasserkraftwerke werden entsprechend der vorliegenden Ökobilanzdaten nach (Wernet 2016) folgende Komponenten berücksichtigt:</p> <ul style="list-style-type: none"> - (Stau-)Damm mit Einlass und Auslass - Turbine - Generator - Transformator 				
Quellenverzeichnis				
<p>Anderer, P. and U. Dumont (2010). Potentialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland als Grundlage für die Entwicklung einer geeigneten Ausbaustrategie. BMUB, Ingenieurbüro Floecksmühle, Universität Stuttgart IHS, Hydrotech, Fichtner.</p> <p>IRENA (2012). Hydropwer. <u>Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series</u>, International Renewable Energy Agency. 3.</p> <p>Keuneke, R. (2015). Marktanalyse zur Vorbereitung von Ausschreibungen, Vorhaben IId, Wasserkraft. BMWi, Ingenieurbüro Floecksmühle, IHS, IAEW, Hydrotech, Fichtner.</p> <p>Nitsch, J., T. Pregger, T. Naegler, D. Heide, D. L. d. Tena, (2012). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Stuttgart, Kassel, Teltow, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE).</p> <p>Wernet, G., C. Bauer, B. Steubing, J. Reinhard, E. Moreno-Ruiz, (2016). "The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology." <i>The International Journal of Life Cycle Assessment</i> 21(9): 1218-1230.</p>				

Photovoltaik

Modul 22: PV Dach monokristallin

Modul 23: PV Freifläche polykristallin

Technologiebeschreibung

Die Photovoltaik-Technologien (PV) erzeugen aus solarer Strahlungsenergie elektrischen Gleichstrom. Eine ausführliche Beschreibung der relevanten Technologien findet sich bei (Wietschel 2010), wo zwischen folgenden, derzeit breit für den Markt verfügbaren Zellkonzepten unterschieden wird:

- c-Si (monokristallines Silizium): Solarzellen auf Basis von monokristallinem Silizium, dotiert mit Phosphor und Bor,
- poly-Si (polykristallines Silizium): einlagige Solarzellen auf Basis von polykristallinem Silizium, ebenfalls dotiert mit Phosphor oder Bor,
- Dünnschicht-Technologien: einlagige, dünne amorphe Halbleiter-Schicht auf Trägermaterial auf Basis folgender Verbindungen: CdTe (Cadmium-Tellurid); Cl(G)S (Kupfer-Indium-(Gallium)-Selenid oder -Schwefel); amorphes Silizium (a-Si).

Die Stromproduktion einer PV-Anlage hängt einerseits vom Standort und der verfügbaren Einstrahlung ab andererseits vom Wirkungsgrad der Anlagen. Am Standort Deutschland wurden zwischen 2012 und 2016 durchschnittlich etwa 980 Volllaststunden (VLS) bei Freiflächenanlagen und 890 VLS bei Dachanlagen erreicht (Wirth 2017).

Der Wirkungsgrad lag 2015 bei kristallinen Modulen bei 12-20 %, wobei er in den vergangenen Jahren konstant um etwa 0,3 % pro Jahr gestiegen ist (Wietschel 2015). Obwohl im Labor wesentlich höhere Wirkungsgrade von Zellen nachgewiesen sind, können diese in Serienproduktion und konstruktionsbedingt im praktischen Betrieb noch nicht erreicht werden. Der Modulwirkungsgrad nimmt entlang folgender Reihe zu: Dünnschicht < mc-/poly-Si < c-Si; in derselben Reihenfolge steigen Kosten, Material- und Energiebedarf bei der Herstellung, was zu einer Marktnische für Dünnschichtmodule v. a. bei Freiflächenanlagen führte. Allerdings wurden c-Si und mc-/poly-Si-Module in letzten Jahren deutlich günstiger (NREL 2015, Rech 2016), weswegen die Bedeutung von Dünnschichtmodulen eher abnimmt (siehe auch nächster Abschnitt).

C- und poly-Si enthalten keine als mengenkritisch eingestuft oder giftigen Materialien, im Gegensatz etwa zu Dünnschicht-Technologien auf Basis von CdTe.

Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele

Künftige Entwicklungen bei poly- und monokristallinen PV-Anlagen beschreiben (Wietschel 2010, NREL 2015, Wietschel 2015, Rech 2016). Zentrale Ziele der PV-Entwicklung sind die Steigerung des Wirkungsgrads und die Verringerung des Materialverbrauchs.

Bis 2050 werden bei PV-Anlagen Wirkungsgradsteigerungen im dauerhaften praktischen Einsatz auf 18-20 % erwartet und bis 25 % angestrebt. Dies soll u. a. durch eine höhere Packungsdichte erreicht werden. Ebenso sollen künftig der Materialeffizienz und der Energieeinsatz durch effektivere Produktionsverfahren zur Herstellung von Modulen und Unterkonstruktion weiter verbessert und die Lebensdauer erhöht werden. Daneben wird der Ersatz bestimmter Materialien angestrebt, z. B.:

- Ersatz von Silber durch Kupfer oder Aluminium,
- Ersatz von Blei z. B. in Lötstellen durch andere Materialien.

Im Bereich der PV werden zahlreiche alternative Technologien erforscht, die künftig zu Technologiesprüngen führen könnten, z. B. konzentrierende PV in Regionen hoher Einstrahlung (nicht in Deutschland), Tandem/Triple-Layer PV; organische PV; Perowskit-Module; neue Konzepte für Dünnschichttechnologien. Aufgrund des frühen Entwicklungsstadiums und der dadurch bedingten Datenlage werden diese Technologiesprünge innerhalb des Projekts nicht betrachtet.

Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050

Die Bedeutung der PV ist in den letzten Jahren weltweit stark gestiegen (Fraunhofer ISE 2016, Fraunhofer ISE 2017). Im Jahr 2015 wurden weltweit 52 GWp an PV-Modulen produziert, davon waren:

- monokristallin: 24 %,
- multikristallin: 69 %,
- Dünnschicht: 7 %, stark schwankend, hier dominiert CdTe (60 %) vor Cl(G)S (26 %) und a-Si (14 %)

2016 wurden 77 GW installiert, die kumulierte Gesamtleistung betrug 320 GW. Im Prinzip können alle Modultypen sowohl in Freiflächen- als auch in Dachanlagen eingesetzt werden. Derzeit dominieren mono- und multikristalline Zellen den Markt. Der Anteil von Dünnschicht-PV ist rückläufig und aufgrund der geringeren Effizienz immer weniger ökonomisch konkurrenzfähig. Dünnschicht (CdTe) sind ggf. noch für Freiflächenanlagen relevant, wo die Flächeneffizienz (Ausbeute pro Fläche) eine geringere Restriktion darstellt als für Dachanlagen. Der Preisvorteil der günstigen, aber weniger effizienten Dünnschicht-Module schwindet, da c-Si und mc-/poly-Si-Module in den letzten Jahren deutlich günstiger wurden (NREL 2015, Rech 2016). Es wird vielfältig an neuen Technologien geforscht, bei denen es aber noch unklar ist, wann sie in welchem Maße in welchen Märkten bzw. Nischen zum Einsatz kommen. Weltweit könnten in Ländern mit hoher Sonneneinstrahlung auch konzentrierende Systeme eine Rolle spielen. Für Deutschland werden nach dem aktuellen Wissensstand auch künftig vorwiegend Anlagen auf Basis von c-Si, mc-/poly-Si und CdTe, ggf. noch differenziert nach Standort und Größenklassen eingesetzt werden.

Technologische Parameter

Für PV wurde ein Modul auf Basis von monokristallinem Silizium für Dachanlagen und ein Modul mit polykristallinem Silizium für eine Freiflächenanlage definiert. Für diese Module liegen Basisdatensätze innerhalb der Ecoinvent-Datenbank vor (Wernet 2016). Ergänzt wurden diese durch Daten aus dem UBA-Projekt „Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen“ [UBA 2019].

Die Module werden zunächst mit einer Volllaststundenzahl für einen guten Standort in Deutschland ausgewiesen. Hinsichtlich Anlagengrößen und Kosten stellen diese zwei unterschiedliche Konzepte dar. Im aktuellen Projekt werden diese Ökobilanzdaten auf Basis der folgenden Technologiedaten aktualisiert, die auf (Steurer 2018) basieren und mit (Nitsch 2012, Wietschel 2015, IEA 2016) abgeglichen wurden. Eine vollständige Liste der Technologieparameter findet sich auf der Internetseite des Umweltbundesamtes.

Technische Parameter Anlage	Einheit	2015	2030	2050
Typische Leistung Dach monokristallin	MW out	0,005	0,005	0,005
Typische Leistung Freifläche polykristallin	MW out	5	5	5
Volllaststunden	h/a	1050	1050	1050
Lebensdauer	a	20	25	30
Degradation	%/a	0,4	0,4	0,4

Aus den zwei Modulen können weitere PV-Varianten für EU-Länder bzw. den Nahen Osten und Nordafrika (MENA) erzeugt werden, indem diese mit anderen Einstrahlungsdaten verknüpft werden. Diese Module behalten dann die gleichen Technologiedaten, jedoch andere Standortbedingungen und Kostendaten.

Komponenten
<p>Photovoltaikanlagen bestehen aus folgenden Komponenten, die in den vorliegenden Ökobilanzdaten nach (Wernet 2016) berücksichtigt sind. Ergänzt wurden diese durch Daten aus dem UBA-Projekt „Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen“ [UBA 2019]:</p> <ul style="list-style-type: none">- Solarmodule- Wechselrichter zur Umwandlung in Wechselstrom- Verkabelung- Unterkonstruktion
Quellenverzeichnis
<p>Fraunhofer ISE (2016). Photovoltaics Report 2016, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, PSE AG.</p> <p>Fraunhofer ISE (2017). Photovoltaics Report 2017, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, PSE AG.</p> <p>IEA (2016). <u>World Energy Outlook 2016 - power generation assumptions</u>. Paris, International Energy Agency, Organisation for Economic Co-operation and Development.</p> <p>Nitsch, J., T. Pregger, T. Naegler, D. Heide, D. L. d. Tena, (2012). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Stuttgart, Kassel, Teltow, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE).</p> <p>NREL (2015). Best research-cell efficiencies, National Renewable Energy Lab.</p> <p>Rech, B., R. Albrecht, R. Brendel, J. Preibst, J. Schmidt, (2016). Forschungstrends bei den Photovoltaik-Technologien. <u>Forschung für die Energiewende – Die Gestaltung des Energiesystems - FVEE-Jahrestagung</u>.</p> <p>Steurer, M., H. Brand, M. Blesl, F. Borggreffe, U. Fahl, (2018). Energiesystemanalyse Baden-Württemberg: Datenanhang zu technoökonomischen Kenndaten. Stuttgart, Ministerium für Umwelt Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, STrise: Universität Stuttgart, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg.</p> <p>UBA (2019) „Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen“ Laufende Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, (FKZ 37EV 16 119 0)</p> <p>Wernet, G., C. Bauer, B. Steubing, J. Reinhard, E. Moreno-Ruiz, (2016). "The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology." <u>The International Journal of Life Cycle Assessment</u> 21(9): 1218-1230.</p> <p>Wietschel, M., M. Arens, C. Dötsch, S. Herkel, W. Krewitt, (2010). <u>Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung-Technologiebericht</u>, Fraunhofer Verlag.</p> <p>Wietschel, M., S. Ullrich, P. Markewitz, F. Schulte and F. Genoese (2015). <u>Energietechnologien der Zukunft</u>. Wiesbaden, Springer.</p> <p>Wirth, H. and K. Schneider (2017). Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.</p>

Modul 24: Strom aus Geothermie Island

Technologiebeschreibung

Die Stromerzeugung aus Geothermie nutzt hydrothermale Lagerstätten. Insbesondere Hochenthalpie-Lagerstätten mit Temperaturen > 200 °C können effizient zur Stromerzeugung direkt über Dampfturbinen genutzt werden. Hochenthalpielagerstätten sind in Europa räumlich sehr begrenzt auf Island, Italien und die Türkei (Antics 2007). Geothermie ist aufgrund der grundlastfähigen Stromerzeugung eine interessante Option für die Bereitstellung synthetischer Energieträger, da sie eine hohe Auslastung der Produktionsstätten sicherstellt. Allerdings sind die Risiken der Bohrung und damit Kosten für die Erkundung und Erschließung geeigneter Lagerstätten schwer abschätzbar (Rogge 2004, Bundesverband Geothermie 2017).

Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele

Effizienzsteigerungen sind das Hauptziel der Technologieentwicklung, die insbesondere auf die Stromerzeugung aus niedrigen Temperaturen abzielt. Aufgrund der eher geringen Anzahl an Anlagen und den spezifischen Standortbedingungen ist eine Fortschreibung der Daten bis 2050 nicht möglich.

Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050

Die Nutzung der Geothermie zur Stromerzeugung nimmt nur langsam zu. Weltweit waren 2015 rund 13 GW installiert, davon etwa 12 % in Europa. Die höchsten installierten Leistungen innerhalb Europas finden sich mit 0,9 GW in Island und 0,7 GW in Italien (Bundesverband Geothermie 2017). Aufgrund der naturräumlichen Gegebenheiten und der Komplexität der Anlagen ist in naher Zukunft nicht mit einem massiven Ausbau zu rechnen.

Technologische Parameter

Für Geothermieanlagen stehen nur sehr wenige Daten zu Verfügung, zumal die Standorte in Europa recht begrenzt sind. Daher wurde hier eine Einzelanlage als Referenzanlage zur geothermischen Stromerzeugung für die Erstellung des Steckbriefs ausgewählt. Es werden Daten einer in Island bestehenden KWK-Anlage nach (Karlsdóttir 2015) angesetzt, die mit einer Leistung von 303 MW_{el} und 133 MW_{th} zu den größten der Welt zählt. Zwar kombiniert diese Anlage die Stromerzeugung mit einer Wärmebereitstellung, allerdings jeweils in eigenen Anlagen, weswegen diese trotzdem für die Ökobilanzierung herangezogen werden kann. Eine vollständige Liste der Technologieparameter findet sich auf der Internetseite des Umweltbundesamtes.

Geothermie Island

Technische Parameter Anlage	Einheit	2015	2030	2050
Typische Leistung Strom	MW out (el)	303	303	303
Typische Leistung Wärme	MW out (th)	133	133	133
Volllaststunden	h/a	7620	7620	7620
Wirkungsgrad elektrisch	%	17	17	17
Temperaturniveau (Strom)	°C	180	180	180
Lebensdauer	a	30	30	30

Die Auslegung und der Aufwand zum Bau von Geothermieanlagen sind äußerst standortspezifisch. Daher ist dieses Modul nur für den spezifischen Standort Island gültig und verfügbar. Da nur wenige Daten für derartige Geothermieanlagen vorliegen, wurden diese Parameter bis 2050 konstant gehalten.

Komponenten
Die geothermische KWK-Anlage besteht aus den Komponenten <ul style="list-style-type: none">- Brunnenanlage mit Bohrlöchern- Kraftwerk- Heizwerk
Quellenverzeichnis
Antics, M. and B. Sanner (2007). <u>Status of geothermal energy use and resources in Europe</u> . Proceedings of the European geothermal congress.
Bundesverband Geothermie. (2017). "Geothermie in Zahlen - Weltweit." Retrieved 26.9.2017, von http://www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/geothermie-weltweit.html .
extremeiceland. (2017). "Hellisheidi Geothermal Power Station - South Iceland." Retrieved 10.10.2017, 2017, von https://www.extremeiceland.is/en/information/about-iceland/hellisheidi-geothermal-power-station .
Karlsdóttir, M. R., Ó. P. Pálsson, H. Pálsson and L. Maya-Drysdale (2015). "Life cycle inventory of a flash geothermal combined heat and power plant located in Iceland." <u>The International Journal of Life Cycle Assessment</u> 20(4): 503-519.
Rogge, S. (2004). Geothermische Stromerzeugung in Deutschland: Oekonomie, Oekologie und Potenziale

Konzentrierende Solarkraftwerke (Concentrating Solar Power, CSP) Modul 25: CSP Medium Load (Solar Multiple 2.0, 8h Speicher) Modul 26: CSP Base Load (Solar Multiple 3.0, 14h Speicher) Modul 27: Paraborinne (PT) Modul 28: Solarturm (ST)
Technologiebeschreibung
<p>Mit der konzentrierenden Solarthermie (Concentrating Solar Power - CSP) wird die direkte normale Solarstrahlung (Direct Normal Irradiance oder DNI) mittels gekrümmter Spiegel auf einen Brennpunkt oder eine Brennlinie (Receiver) gebündelt. Je nach Technologie weisen die Spiegel eine unterschiedliche Form und Anordnung auf: Bei Parabolrinnenkraftwerken wird das Sonnenlicht linienförmig konzentriert, bei Solartürmen dagegen von einem Heliostatenfeld punktförmig an die Spitze eines Turms (DCSP 2017).</p> <p>In dem Receiver wird ein Wärmeträgerfluid (Heating Transfer Fluid oder HTF) erhitzt. Je nach Konzentrationsfaktor und eingesetztem HTF können derzeit Temperaturen zwischen 390 °C und 550 °C erreicht werden (SolarPACES 2017). Die damit gewonnene solare Wärme aus dem Solarfeld kann entweder direkt zum Betrieb einer Dampfturbine eingesetzt oder in einem thermischen Speicher zwischengespeichert werden (Denholm 2011). Die Wärme kann zur Erzeugung von Strom, Wärme, Kälte, solaren Brennstoffen oder zur Wasserreinigung genutzt werden (Pregger 2009, Trieb 2007). CSP-Kraftwerke für die Stromproduktion sind momentan auf mehreren Kontinenten im Einsatz. Aufgrund der Tatsache, dass CSP diffuse Solarstrahlung nicht nutzt, ist diese Technologie lediglich für Standorten mit hoher DNI (Richtwert: DNI > 2.000 kWh/m²/a) geeignet. Die typische Mindestleistung für CSP-Kraftwerke für die kommerzielle Stromproduktion ist 50 MW. Größere Kraftwerke erreichen eine Leistung von bis zu 250 MW (NREL 2017).</p>
Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele
<p>Für Parabolrinnenkraftwerke wird nach 2030 angenommen, dass Salzschnmelzen das heute eingesetzte Thermo-Öl als HTF für das Solarfeld ersetzen werden. Die Vorteile dabei wären die höhere Temperatur und der damit verbundene höhere thermodynamische Wirkungsgrad in der Dampfturbine. Es werden zudem Investitionskostendegressionen bis zu 35 % für das Solarfeld erwartet. Für konzentrierende Solarkraftwerke wird eine Steigerung des Wirkungsgrades sowohl des Heliostatenfeldes (55 % 2015, 59 % im Jahr 2030) als auch des Power Blocks aufgrund der höheren Temperaturen erwartet (im Fall des Solarturms bis zu 600 °C).</p> <p>Die Kostendegression für das Heliostatenfeld sollte zwischen 2015 und 2030 ca. 30 % betragen, wenn die global installierte Kapazität laut eines durchschnittlichen Szenarios entwickeln wird (Giuliano 2016).</p>
Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050
<p>Momentan sind weltweit ca. 5 GW CSP installiert und in Betrieb. Etwa 4 GW befinden sich in der Entwicklung oder im Bau. Die Mehrheit der CSP-Kraftwerke nutzt Parabolrinnen (mehr als 80 % der Anlagen in Betrieb oder in Bau). Die Solarturm-Technologie folgt mit ca. 15 % Marktanteil (NREL 2017).</p> <p>Die Entwicklungsszenarien für das Jahr 2030 sind sehr heterogen, die installierte Kapazität variiert zwischen 10 GW und 635 GW. Im Durchschnitt ergeben sich ca. 210 GW bei je nach Szenario sehr unterschiedlich angenommenen Kostenentwicklungen. Unabhängig von der Entwicklung der installierten Kapazität liegt die Lernrate bei CSP im Bereich 10 % - 12 % (pro verdoppelter installierter Leistung). Im Gegensatz dazu liegt die Lernrate bei PV- & Batteriesystemen bei 15 % - 20 % (Breyer 2016).</p>
Technologische Parameter
<p>Im aktuellen Projekt werden folgende Module berücksichtigt, die zwei Technologien für das Solarfeld abbilden, einschließlich Dampfturbine und Kühlung, und zwar Parabolrinne (PT) und Solarturm (ST).</p> <p>Darüber hinaus erfolgt eine Unterteilung in Module, die unterschiedliche Speicherleistungen abbilden:</p> <ul style="list-style-type: none">- CSP Mittellast (Solar Multiple 2.0, entspricht 8 h Speicher)- CSP Grundlast (Solar Multiple 3.0, entspricht 14 h Speicher) <p>Diese Module sind innerhalb der Bereitstellungspfade jeweils untereinander kombinierbar. Eine vollständige Liste der Technologieparameter findet sich auf der Internetseite des Umweltbundesamtes.</p>

Parabolrinnenkraftwerk

Allg. Technische Parameter PT	Einheit	2015	2030	2050
Max Temp. HTF	°C	393	485	600
Turbinenwirkungsgrad (brutto)	%	37,2	40,2	43,4
Designwirkungsgrad Anlage (brutto)*	%	28,1	28,9	29,8
Jahreswirkungsgrad Anlage (netto)*	%	17,2	18,1	19,3
Lebensdauer	a	25	25	25
Verfügbarkeit	%	96%	97%	98%

*Die Werte gelten für Trockenkühlung. Für Nass- bzw. Verdampfungskühlung können je nach Standort und lokale meteorologische Bedingungen höhere Wirkungsgrade erreicht werden (bis zu ca. 7-8 % höherer Wirkungsgrad).

Solarturm

Allg. Technische Parameter ST	Einheit	2015	2030	2050
Max Temp. HTF	°C	550	580	650
Turbinenwirkungsgrad	%	42,1	42,9	44,5
Designwirkungsgrad Anlage (brutto)	%	23,4	24,8	28,0
Jahreswirkungsgrad Anlage (netto)	%	12,2	13,3	15,9
Lebensdauer	a	25	25	25
Verfügbarkeit	%	96%	97%	98%

Solar Multiple 2.0 (entspricht 8 Stunden Speicher an Wärme): Mittellast

Technische Parameter SM 2.0	Einheit	2015	2030	2050
Volllaststunden PT	h/a	4080	4140	4230
Volllaststunden ST	h/a	4480	4545	4650

Solar Multiple 3.0, (entspricht 14 Stunden Speicher an Wärme): Grundlast

Technische Parameter SM 3.0	Einheit	2015	2030	2050
Volllaststunden PT**	h/a	6420	6515	6670
Volllaststunden ST**	h/a	6890	6995	7160

**Die Werte gelten für einen repräsentativen Standort in der MENA-Region.

Komponenten

CSP-Anlagen bestehen aus folgenden Komponenten:

- Solarfeld (Parabolrinnenkollektoren oder Heliostaten)
- Ggf. separater Receiver (nur für Turmkraftwerke)
- Thermischer Speicher (typischerweise 2-Tank indirekter oder direkter Speicher mit „Solar Salt“ (Salzschmelze))
- Power Block (Wärmeüberträger, Dampfturbine, Kondensator)

Quellenverzeichnis

DCSP (2017) Online (2017.10.17) <http://deutsche-csp.de/>

SolarPACES (2017) Online (2017.10.17) <http://www.solarpaces.org/>

Pregger, T., Graf, D., Krewitt, W., Sattler, C., Roeb, M., Möller, S (2009). Prospects of solar thermal hydrogen production processes, International Journal of Hydrogen Energy 34 (2009) 4256 – 4267

Trieb, F., Müller-Steinhagen, H., Kern, J., Scharfe, J., Kabariti, M. and Taher, A. (2007). Technologies for Large Scale Seawater Desalination Using Concentrating Solar Radiation, DESALINATION (2007)

Denholm P. and Mehos M., (2011). Enabling Greater Penetration of Solar Power via the Use of CSP with Thermal Energy Storage, Technical Report, NREL/TP-6A20-52978

NREL (2017) Online (2017.10.17) <https://www.nrel.gov/csp/solarpaces/>

Breyer, C., Afanasyeva, S., Brakemeier, D., Engelhard, M, Giuliano, S., Puppe, M., Schenk, H., Hirsch, T., Moser, M. (2016). Assessment of Mid-Term Growth Assumptions and Learning Rates for Comparative Studies of CSP and Hybrid PV-Battery Power Plants, SolarPACES 2016

Giuliano, S., Puppe, M., Schenk, H., Hirsch, T., Moser, M., Breyer, C., Afanasyeva, S., Brakemeier, D., Engelhard (2016). THERMVOLT - Systemvergleich von solarthermischen und photovoltaischen Kraftwerken für die Versorgungssicherheit

2.2.2 Bereitstellung von Biomasse

Wesentliche Informationen für die biogenen Rest- und Abfallstoffe beruhen auf dem JRC-Bericht „Solid and gaseous bioenergy pathways: input values and GHG emissions“ (JRC 2014) und der darauf aufbauenden UBA Studie „Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm)“ (BioEM 2016).

Reststoffen werden in diesem Projekt ökobilanzielle Lasten analog zur RED (Renewable Energy Directive der EU) erst ab dem Punkt der Sammlung angerechnet. Hat die Sammlung der Reststoffe jedoch Auswirkungen auf ein anderes System, ist dies zu berücksichtigen. Als Beispiel dient die Nutzung von Stroh, mit dessen Entnahme dem Boden Nährstoffe entzogen werden. Ein Aufschlag für diese Entzüge wird im Übrigen auch bei der Berechnung der Default-Werte der RED II einbezogen (Edwards 2017).²

Die Identifizierung von Biomassepotenzialen in Deutschland und im EUMENA-Raum und eine darauf basierende Auswahl von Bereitstellungspfaden ist in Kapitel 4.2 dargestellt. Die Technologiesteckbriefe in diesem Kapitel enthalten aber schon Potenzialbewertungen für die Rest- und Abfallstoffe, um die derzeitige Bedeutung zu illustrieren und einen Ausblick für 2030/2050 zu geben. Diese Potenzialbewertungen sind mit der UBA-Studie „Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (BioRest)“ (BioRest (2019)) abgeglichen. Im Rahmen von BioRest wird zwischen zwei Entwicklungsszenarien unterschieden, die einen grundsätzlich erschließbaren Nutzungskorridor beschreiben:

- ▶ Modell "Business as Usual (BAU)" - als Mischung aus den derzeit existierenden und rechtlich bindenden mit freiwilligen Restriktionen - und ein
- ▶ Modell "Modell „MER - Mit erweiterten Restriktionen“

Für die Module der Anbaubiomasse werden auch Daten (keine Potenziale) zum Anbau in der EUMENA-Region angeführt. Basis für die Berechnung sind dabei im Wesentlichen die BioGrace-Rechner (www.biograce.net), die Projektionen der Welternährungsorganisation FAO und für Deutschland die UBA-Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland 2050“³, bzw. deren Nachfolger „Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität – RESCUE“⁴.

Ob Biomasse in der Zukunft noch energetisch verwendet werden soll, ist eine politische Entscheidung. In den UBA-Studien "Treibhausgasneutrales Deutschland 2050", bzw. deren Nachfolger "Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität" wird davon ausgegangen, dass Biomasse im Jahr 2050 nicht mehr energetisch zum Einsatz kommt. Für die Module „Bereitstellung von Biomasse“ im Rahmen dieses Projektes spielt dies für die Ökobilanzen keine Rolle. Die in die Analyse eingehenden Daten - Umweltwirkungen des Anbaus/Einsammlung, Transport und Verarbeitung – sind weitgehend unabhängig davon, ob und in welchem Umfang diese Bereitstellungspfade in Zukunft genutzt werden.

² Edwards, R., Padella, M., Giuntoli, J., Koeble, R., O’Connell, A., Bulgheroni, C., Marelli, L., Definition of input data to assess GHG default emissions from biofuels in EU legislation, Version 1c – July 2017, EUR 28349 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2017, ISBN 978-92-79-64617-1, doi:10.2790/658143, JRC104483

³ UBA (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050 - Hintergrundpapier. Climate Change 07/2014, UBA, Dessau 2014

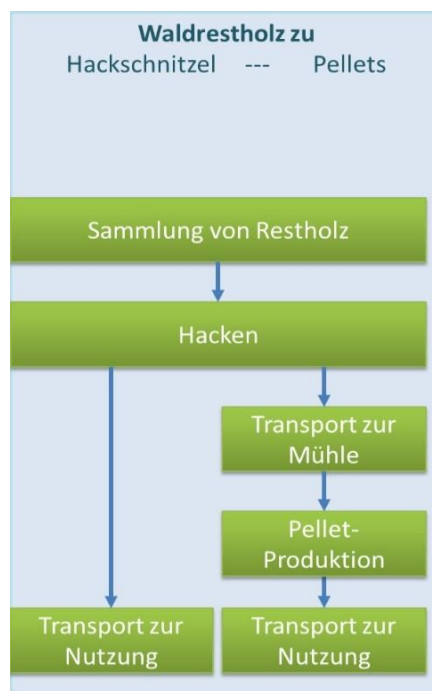
⁴ UBA (2019). Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität – RESCUE, Umweltbundesamt, Climate Change 36/2019.

Modul 29: Waldrestholz

Technologiebeschreibung

Waldrestholz besteht aus Ästen, Schwachholz, Stammteilen, Stümpfen etc., die bei der Auslichtung und bei der Holzernte anfallen und nicht für die industrielle Weiterverarbeitung geeignet ist. Es verbleibt bisher oft im Wald und wird nicht weiter genutzt.

Abbildung 16: Schritte zur Verarbeitung von Waldrestholz zu Hackschnitzeln/Pellets



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

Reststoffen/Abfällen werden in Analogie zur RED keine Vorlasten über den Punkt der Sammlung hin-aus angerechnet. Würde in dieser Bilanz die Änderung von Kohlenstoffspeichern im System Wald berücksichtigt, wären die Einflüsse durch die Entnahme von Waldrestholz einzurechnen. Aufgrund der wissenschaftlichen Unsicherheiten bei diesen Berechnungen wird dies hier nicht einbezogen.

Waldrestholz kann zur Herstellung von (P)BtX-Energieträgern sowohl als Hackschnitzeln als auch als Holzpellets eingesetzt werden. Pellets haben einen niedrigeren Feuchtigkeitsgehalt und können deshalb effizienter transportiert werden. Außerdem erfordern manche technischen BtL-Konzepte den Einsatz von Pellets, da diese sich in manchen Anlagen aufgrund ihrer Homogenität einfacher verarbeiten lassen.

Die Bereitstellung von **Hackschnitzeln** aus Waldrestholz umfasst die Prozessstufen Sammlung, Lagerung, Hacken und Transport. Für Waldrestholz werden keine Aufwendungen für den Waldbau angenommen, jedoch für die Sammlung und Bündelung des Materials. Das ungehackte Holz wird nach der Sammlung über einige Monate hinweg im Wald gelagert und erfährt dort eine natürliche Trocknung. Das Hacken kann grundsätzlich an verschiedenen Orten erfolgen. So kann zum einen auf der Rückegasse, auf der Waldstraße oder an einem zentralen Sammelplatz gehackt werden. Dabei stellt die Aufbereitung mit mobilen Hackern an der Forststraße das Standardverfahren in Deutschland dar. Zunehmend gewinnt das Hacken an zentralen Plätzen, wie zum Beispiel in Energieholzlogistikzentren, an Bedeutung.

In (JRC 2014) und (BioEm 2016) werden für das Einsammeln und Bündeln heute 0,012 MJ Diesel pro MJ Holz angegeben. In der Lagerphase reduziert sich der Gehalt an Feuchtigkeit von 50 auf rund 30 %. Durch mikrobiellen Abbau sinkt dabei auch die Trockenmasse um rund 5 %. Die Zerkleinerung wird für den Stand 2015 mit 0,00336 MJ Diesel pro MJ Hackschnitzeln (mit 30 % Wassergehalt) angesetzt.

Der Transportweg von Holzhackschnitzeln zur BtX-Anlage hängt auch von deren Größe ab, die das Einzugsgebiet bestimmt. Für den Basisfall setzt BioEm (2016) eine Transportentfernung von 500 Kilometern (mit Lkw Gesamtgewicht 40 t) an. Die Transportentfernungen können in dieser Studie nach Bereitstellungspfad und Standort variiert werden.

Holzpellets sind genormte zylindrische Presslinge, üblicherweise aus getrocknetem, naturbelassenem Restholz, die einen Durchmesser von circa 6 bis 8 mm und eine Länge von 5 bis 45 mm aufweisen. Sie werden in so genannten Pelletieranlagen hergestellt. (JRC 2014) nimmt an, dass frische Holzhackschnitzel (mit den entsprechenden Energieverbräuchen für Sammlung, Bündelung und Hacken. 50 % Feuchtigkeit) verwendet werden. Der Transportweg zur Mühle wird im Basisfall dieser Studie mit 50 Kilometern angenommen. Zunächst ist eine Trocknung des zu verarbeitenden Holzes mit Hilfe eines Band- oder Trommeltrockners auf einen Endwassergehalt von 10 % erforderlich. Anschließend werden die Rohstoffe in einer Hammermühle zerkleinert. Danach folgen die Pelletierung in einer Pelletpresse und die Kühlung der produzierten Holzpellets.

In der Tabelle „Technologische Parameter“ dieses Moduls ist der Strom- und Dampfbedarf für die Pelletherstellung dargestellt. Als Basisvariante wird für diese Studie die Bereitstellung von Wärme durch Erdgaskessel und von Strom aus dem allgemeinen Netz angesetzt. In den Berechnungen von (JRC 2014) und (BioEm 2016) werden weitere Varianten unterschieden:

- Strom und Wärme aus Erdgas-KWK
- Strom aus dem Netz, Wärme aus Holzhackschnitzel-KWK
- Strom und Wärme aus Holzhackschnitzel-KWK

Der Transportweg von Holzpellets zur BtX-Anlage hängt auch von deren Größe ab. Für den Basisfall wird in Anlehnung an (BioEm 2016) eine Transportentfernung von 500 km mit Lkw Gesamtgewicht 40 t angesetzt. Die Transportentfernungen können in dieser Studie nach Bereitstellungspfad und Standort variiert werden.

Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele

Es ist davon auszugehen, dass sich die oben genannten Energiebedarfe und die Wahl von Prozessenergie bis 2050 verändern werden. Dabei sind Effizienzfortschritte möglich, vor allem aber der Einsatz alternativer Energiequellen. Ein Einsatz von Holzbrennstoffen statt Erdgas zur Trocknung ist bereits heute vielfach umgesetzt, bis 2030 ist davon auszugehen, dass nur noch Biomasse als Energieträger (auch für Strom aus HKW) eingesetzt wird. Bezüglich der Effizienz sind nur wenig Potenziale zu vermuten, da es sich um sehr robuste Techniken handelt (mechanische Bearbeitungen, Trocknung).

Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050

Die zur Verfügung stehenden Potenziale an Waldrestholz werden heute meist mit verschiedenen Methoden für forstliche Betriebe abgeschätzt. Der generelle Anfall von Holz kann mit Hilfe von Daten aus der Bundeswaldinventur abgeschätzt werden. Waldholzpotenziale zur energetischen Nutzung sind sehr schwer herzuleiten, da der Markt vorgibt, welche Potenziale in die energetische und welche in die stoffliche Nutzung gehen. Abgrenzbar ist jedoch grundsätzlich, dass das Sortiment Stammholz nicht energetisch verwendet wird. Zwischen Energieholz und Industrieholz verschieben sich die Verwendungen je nach Marktlage.

In Anlehnung an die Studie „BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor)“ (BioRest (2019)) werden die zukünftigen Potenziale zwei Modelle im Sinne der Abbildung eines grundsätzlich erschließbaren Nutzungskorridors verwendet. Die Modelle „BAU“ und „Mit erweiterten Restriktionen“ sind am Anfang des Kapitels 2.2.2 beschrieben.

Dort werden im BAU-Modell rund 10 Mio t_{atro} /Jahr als Potenzial im Jahr 2050 angenommen. Im Modell „Mit erweiterten Restriktionen“ wird davon ausgegangen, dass die Nadel-Energieholzpotenziale in 2050 komplett stoffliche verwendet werden. Somit verringert sich das Energieholzpotenzial auf rund 6 Mio t_{atro} , was dem Laubholzanteil entspricht.

In den UBA-Studien "Treibhausgasneutrales Deutschland 2050", bzw. deren Nachfolger "Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität – RESCUE" wird davon ausgegangen, dass Biomasse im Jahr 2050 nicht mehr energetisch zum Einsatz kommt. Trotzdem werden in dieser Studie die ökologischen Auswirkungen quantifiziert.

Technologische Parameter					
Die nachfolgenden technologischen Parameter stellen die Basisfälle aus (BioEm 2016) zur Herstellung von Holzhackschnitzeln und Pellets aus Waldrestholz dar. Varianten zur Energiebereitstellung finden sich auf den Internetseiten des Umweltbundesamtes.					
Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050	
Energieaufwand Sammeln und Bündeln	MJ /MJ Holz	0,012	0,012	0,012	
Energieaufwand Häckseln	MJ /MJ Hack-schnitzel	0,00336	0,00336	0,00336	
Wassergehalt Hackschnitzel zur Endverwendung	%	30	30	30	
Wassergehalt Hackschnitzel zur Pelletierung	%	50	50	50	
Heizwert (LHV) Hackschnitzel (Feuchte 30%)	MJ/kg	12,3	12,3	12,3	
Schüttdichte Hackschnitzel (Feuchte 30%)	kg/m ³	220	220	220	
Schüttdichte Hackschnitzel (Feuchte 50%)	kg/m ³	310	310	310	
Transportentfernung Hackschnitzel zum Pelletierwerk	Km	50	50	50	
Transportentfernung Hackschnitzel zur BtX-Anlage	Km	500	500	500	
Elektrische Energie Pelletierwerk	kWh/t _{Pellets}	237	237	237	
Wärmebedarf Pelletierwerk	MJ/t _{Pellets}	3200	3200	3200	
Wassergehalt Pellets	%	10	10	10	
Heizwert (LHV) Pellets	MJ/kg	17,3	17,3	17,3	
Schüttdichte Pellets	kg/m ³	720	720	720	
Nachhaltig nutzbare Potenziale in Deutschland nach BioRest (2019)					
Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050	Kommentar
Potenzial Deutschland Modell „Business as Usual“	Mio t _{atro}	10	10	10	BioRest (2019)
Potenzial Deutschland Modell „Mit erweiterten Restriktionen“	Mio t _{atro}	10	10	6	BioRest (2019)

Komponenten
Die Bereitstellung von Waldrestholz als BtX-Rohstoff umfasst: <ul style="list-style-type: none">- Sammlung und Bündelung- Trocknung an Luft- Häckseln- Transport- ggf. Pelletieren
Quellenverzeichnis
BioRest (2019). BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem, Umweltbundesamt, Texte 115/2019
BioEm: Fehrenbach, H., Köppen, S., Markwardt, S., Vogt, R. (2016): Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm), UBA Texte 08/2016. Umweltbundesamt, Projektnummer 28232. Dessau-Roßlau. 2016
JRC - Joint Research Centre (2014): Solid and gaseous bioenergy pathways: input values and GHG emissions; Calculated according to the methodology set in COM(2010) 11 and SWD(2014) 259; JRC Report EUR 26696 EN; Ispra 2014.

Modul 30: Gülle				
Technologiebeschreibung				
<p>Gülle oder Flüssigmist ist ein Gemisch aus Kot und Harn von Rindern, Schweinen oder anderen landwirtschaftlichen Nutztieren, das außerdem Wasser (Reinigungswasser, Niederschlagswasser), Futterreste und Einstreu enthalten kann. Der Wassergehalt wird in dieser Studie wie in JRC 2014 und BioEm 2016 mit 90 % angenommen.</p> <p>Im Sinne der Ökobilanz ist Gülle ein Abfall, der bis zum Abtransport keine ökologischen Lasten mitbringt. Der Transportweg zur Biogasanlage wird wie in (JRC 2014) und (BioEm 2016) mit 5 km (einfacher Weg mit Lkw Gesamtgewicht 40 t) angenommen.</p>				
Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele				
<p>Zu Erfassung und Transport sind gegenüber den oben genannten Ansätzen keine relevanten Veränderungen in den Zukunftsszenarien anzunehmen.</p>				
Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050				
<p>Tierische Exkreme, insbesondere Gülle, werden seit dem Aufkommen von Biogasanlagen vermehrt zur Biogasproduktion genutzt. Dennoch dominiert nach wie vor die direkte Nutzung als Wirtschaftsdünger, sodass ein hoher Anteil des Stoffstroms derzeit energetisch noch nicht genutzt wird.</p> <p>Grundlage aller Potenzialanalysen für Gülle sind die aktuellen Tierzahlen. Für die zukünftige Entwicklung der Tierzahlen und damit die zukünftigen Güllepotenziale ist das Konsumverhalten entscheidend. Auch der Anteil der ökologischen Tierhaltung spielt eine Rolle. Zum einen ist die energetisch nutzbare Menge an Gülle bei einer Weidehaltung geringer als bei einer Stallhaltung. Zum anderen produzieren die Tiere in der ökologischen Haltung aufgrund der Zusammensetzung ihres Futters weniger Gülle.</p> <p>In der Studie „Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor) BioRest“ (BioRest (2019)) werden für die zukünftigen Potenziale zwei Modelle im Sinne der Abbildung eines grundsätzlich erschließbaren Nutzungskorridors verwendet. Die Modelle „BAU“ und „Mit erweiterten Restriktionen“ sind an Anfang des Kapitels 2.2.2 beschrieben.</p> <p>Das aktuell geschätzte Reststoffpotenzial an Gülle wird in (BioRest 2019) mit 96 Mio. tFM angegeben. In der Abwägung gegenläufiger Einflüsse (hohe Bauauflagen, stark schwankende Milchpreise, Änderung der Ernährung gegenüber gestiegener Einwohnerzahl und Geburtenrate) wird im Modell „BAU“ der aktuell angenommenen Werte als konstant weitergeführt.</p> <p>Im Modell „Mit erweiterten Restriktionen“ wird angenommen, dass der Anteil der ökologischen Landwirtschaft wie von der Bundesregierung angestrebt bis auf 20 % steigt. Durch eine geringere Tierleistung im Ökolandbau scheiden die Tiere weniger Exkreme aus. Grundlegend entscheidend sind auch die Entwicklungen der Tierzahlen. (BioRest 2019) geht deshalb von einem Rückgang auf 74 Mio tFM bis 2050 aus.</p>				
Technologische Parameter				
<p>Die nachfolgenden technologischen Parameter beruhen auf (JRC 2014) und (BioEm 2016). Eine vollständige Liste der Technologieparameter findet sich auf der Internetseite des Umweltbundesamtes.</p>				
Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050
Wassergehalt Gülle	%	90	90	90
Transportentfernung Gülle zur Biogasanlage	Km	5	5	5

Nutzbare Potenziale in Deutschland nach BioRest (2019)					
Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050	Kommentar
Potenzial Deutschland Modell „Business as Usual“	Mio tFM	96	96	96	BioRest (2019)
Potenzial Deutschland Modell „Mit erweiterten Restriktionen“	Mio tFM	85	74	74	BioRest (2019)
Komponenten					
Die Bereitstellung von Gülle als BtX-Rohstoff umfasst nur den Transport					
Quellenverzeichnis					
BioRest (2019). BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem, Umweltbundesamt, Texte 115/2019					
BioEm: Fehrenbach, H., Köppen, S., Markwardt, S., Vogt, R. (2016): Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm), UBA Texte 08/2016. Umweltbundesamt, Projektnummer 28232. Dessau-Roßlau. 2016					
JRC - Joint Research Centre (2014): Solid and gaseous bioenergy pathways: input values and GHG emissions; Calculated according to the methodology set in COM(2010) 11 and SWD(2014) 259; JRC Report EUR 26696 EN; Ispra 2014.					

Modul 31: Stroh

Technologiebeschreibung

Stroh wird im landwirtschaftlichen Kontext als Nebenernteprodukt bezeichnet und ist definiert als trockener Halm, Stängel und Blatt ausgedroschener Getreidearten, Hülsenfrüchte, Öl- und Faserpflanzen. Mit durchschnittlich 30 Mio. tFM/a (Tonnen Frischmasse pro Jahr) hat das Getreidestroh in Deutschland den größten Anteil, gefolgt von Rapsstroh mit 7,5 Mio. tFM/a und Körnermaisstroh mit 4 Mio. tFM/a. Stroh wird bereits in erheblichem Umfang für die stoffliche oder energetische Nutzung verwendet. Zum Beispiel werden etwa fünf Millionen Tonnen Stroh als Einstreumaterial in Stallungen eingesetzt. Raps- und Körnermaisstroh verbleiben in der Regel zur Humusreproduktion auf dem Feld. Im Vergleich dazu ist die Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen als Festbrennstoff gegenwärtig marginal: Aktuell werden schätzungsweise 25 bis 50 (Klein-)Feuerungsanlagen in Deutschland auf der Basis von Stroh betrieben und weniger als 10.000 Tonnen für diese Anwendung genutzt (Zeller 2014).

Generell und in Analogie zur RED werden Reststoffen ökobilanzielle Lasten erst ab dem Punkt der Sammlung angerechnet. Im Falle von Stroh ist mit der Entnahme jedoch auch der Entzug von Nährstoffen verbunden, die dem System wieder zugeführt werden müssen. Die erfolgt in Analogie zu (Edwards 2017) anhand eines Aufschlags durch Ausgleichsdüngung. Es wird davon ausgegangen, dass durch die Menge der Strohentnahme nicht zu einer Verschlechterung der Humusbilanz führt. Stroh kann sowohl als gehäckselte als auch als Strohpellets eingesetzt werden. Bestimmte technische BtX-Konzepte erfordern den Einsatz von Pellets, da diese sich in manchen Anlagen aufgrund ihrer Homogenität einfacher verarbeiten lassen.

Beiden Verarbeitungsformen gemein ist die Bergung des Strohs vom Feld als Strohballen. Die Ernte des Getreides findet abhängig von Fruchtart, Witterung und Region im Zeitfenster von Juni bis September statt. Der Landwirt ist bestrebt sein Korn bei einem hohen Trockensubstanzgehalt (von $\geq 86\%$) zu ernten. Für die Bergung wird das Stroh nach dem Drusch durch den Mähdrescher oder einen Schwader reihenförmig zusammengereicht (auf Schwad gelegt). Für die Bergung essenziell ist die Höhe des Korn- bzw. des Strohertrags, die Stoppelhöhe und der Anteil des nicht zu bergenden Kurzstrohs. Unter Einsatz eines landwirtschaftlichen Schleppers mit gezogener Ballenpresse wird das Halmgut zu Strohballen verarbeitet und dabei komprimiert und fixiert. Je nach Ballenpressentyp können Rund- oder Quaderballen mit unterschiedlichen Größen und Pressdichten hergestellt werden. Die Ballen werden meist auf dem Feld zwischengelagert und dann zur Biogas-, Pelletier- oder BtX-Anlage transportiert. In (JRC 2014) werden für die Bergung des Strohs für 2015 0.010 MJ Diesel pro MJ Stroh angegeben.

In der Pelletieranlage werden die Strohballen mit Ballenauflösern in einen kontinuierlichen Materialfluss überführt. Danach wird das Stroh mit Hilfe von Schneidmühlen erst grob gehäckselte und dann fein zerkleinert. Zur optimalen Einstellung wird das Stroh in einem Mischer durch Zugabe von Wasser auf einen Wassergehalt von etwa 14 % konditioniert. Im Anschluss daran gelangt das vorbehandelte Material in die Pelletpressen. Nach der Pelletierung können die erzeugten Pellets Temperaturen von 80 – 130 °C aufweisen. Durch die anschließende Kühlung, zumeist nach dem Gegenstromprinzip, wird die Form- und Lagerstabilität der Strohpellets noch erhöht. In (JRC 2014) werden für die Pelletierung des Strohs für 2015 0.020 MJ elektrische Energie pro MJ Strohpellets angegeben.

Der Transportweg zu den Weiterverarbeitungsanlagen hängt auch von deren Größe ab, die das jeweilige Einzugsgebiet bestimmt. Für den Basisfall setzt diese Studie angelehnt an (Zeller 2015) eine Transportentfernung von 10 Kilometern zu einer Biogasanlage, 50 Kilometer zu einem Pelletierwerk und 100 Kilometer zu einer BtX-Anlage an. Die Transportentfernungen können in dieser Studie nach Bereitstellungspfad und Standort weiter variiert werden. In JRC (2014) werden für den Transport des Strohs (mit Lkw Gesamtgewicht 40 t) für 2015 0.0070 MJ Diesel pro MJ Stroh und 100 km angegeben.

Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele

Die hier genannten Energiebedarfe und die Wahl der Prozessenergie werden sich bis 2050 verändern. Dabei sind Effizienzfortschritte möglich, vor allem aber der Einsatz alternativer Energiequellen. Ein Einsatz von Holzbrennstoffen statt Erdgas zur Trocknung ist bereits heute vielfach umgesetzt, bis 2030 ist davon auszugehen, dass nur noch Biomasse als Energieträger (auch für Strom aus HKW) eingesetzt wird. Bezüglich der Effizienz sind nur wenig Potenziale zu vermuten, da es sich um sehr robuste Techniken handelt (mechanische Bearbeitungen, Trocknung)

Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050

Stroh stellt einen der klassischen Reststoffe in der Landwirtschaft mit einem vergleichsweise hohen Mengenaufkommen dar, das bis jetzt aber nur zu einem kleinen Teil energetisch genutzt wird. Im Vergleich zu anderen landwirtschaftlichen Reststoffen gibt es aber verhältnismäßig viele Untersuchungen, die das Potenzial betrachten.

Zu beachten ist, dass die energetische Nutzung mit anderen Verwendungen konkurriert. So verbleibt Stroh heute entweder auf dem Feld und düngt so den Boden oder wird als Einstreu in der Tierhaltung verwendet. Die Verwendung als Einstreu wird mit der Ausweitung der ökologisch ausgerichteten Landwirtschaft eine wachsende Rolle spielen. Durch eine Kaskadennutzung, wie beispielsweise die Nutzung von Stroh als Einstreu und anschließend in einer Biogasanlage, können dennoch viele Bereiche ausreichend mit Stroh versorgt werden. Auch können die Gärreste aus Biogasanlagen wieder als Dünger ausgebracht werden. Zusätzlich ist in einigen Regionen das Strohaufkommen so hoch, bzw. der Strohbedarf so gering (inkl. Humusproduktion), dass eine stoffliche oder energetische Nutzung möglich ist. Bei den als verfügbar beschriebenen Strohmenge liegt das primäre Nutzungsziel allerdings in allen Studien auf der Energieerzeugung, mit einer Fokussierung auf thermische Nutzungstechniken. Alternative zukünftige Nutzungsansätze finden sich z. B. bei (Trän 2015), wo eine mögliche Nutzung im Verkehrssektor als Treibstoff betrachtet wird.

Für eine zukünftige Potenzialanalyse sind bei den Tierzahlen neben der quantitativen Entwicklung auch die Haltungsformen zu berücksichtigen. Speziell die ökologische Landwirtschaft hat einen höheren Strohbedarf in der Tierhaltung. Hinzu kommen die Effekte, dass der Strohertrag in der ökologischen Landwirtschaft im Vergleich zur konventionellen Landwirtschaft geringer ist.

In Anlehnung an die Studie „BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor)“ (BioRest (2019)) werden die zukünftigen Potenziale zwei Modelle im Sinne der Abbildung eines grundsätzlich erschließbaren Nutzungskorridors verwendet. Die Modelle „BAU“ und „Mit erweiterten Restriktionen“ sind an Anfang des Kapitels 2.2.2 beschrieben.

Für 2015 wird ein Reststoffpotenzial für Stroh von rund 13 Mio. t angenommen. Bei Stroh sind die Anbauflächen ausschlaggebend für das spätere Potenzial an Reststoffen. Zukünftige Ziele wie eine Wiedervernässung sind nur mit größerem Aufwand abzuschätzen, da von den heute noch nicht benannten Flächen abgeschätzt werden muss, wie hoch der Getreideanbau auf diesen ist. Zur Entwicklung des Anteils an ökologischer Landwirtschaft können hier nur Annahmen getroffen werden. Laut BMEL ist das aktuelle Ziel, einen Anteil von 20 % ökologisch bewirtschafteter Fläche zu erreichen. Unter der Berücksichtigung der aktuellen Entwicklung im ökologischen Landbau wird davon ausgegangen, dass 2020 erst maximal 10 % der Gesamtfläche ökologisch bewirtschaftet werden. Ab 2030 soll das Ziel 20 % erreicht sein.

In den UBA-Studien "Treibhausgasneutrales Deutschland 2050", bzw. deren Nachfolger "Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität – RESCUE" wird davon ausgegangen, dass Biomasse im Jahr 2050 nicht mehr energetisch zum Einsatz kommt. Trotzdem werden in dieser Studie die ökologischen Auswirkungen quantifiziert.

Technologische Parameter

Die nachfolgenden technologischen und ökonomischen Parameter stellen die Basisfälle Bereitstellung von Strohballen und -pellets dar. Eine vollständige Liste der Technologieparameter findet sich auf der Internetseite des Umweltbundesamtes.

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050
Energieaufwand Bergung	MJ /MJ Stroh	0,012	0,012	0,012
Wassergehalt Stroh	%	14	14	14
Heizwert (LHV) Stroh	MJ/kg FM	4	4	4
Rohdichte Strohballen	kg/m ³	145	145	145
Transportentfernung Stroh zum Pelletierwerk	km	50	50	50
Transportentfernung Stroh zur Biogas-Anlage	km	10	10	10

Transportentfernung Stroh/Pellets zur BtX-Anlage	km	100	100	100
Elektrische Energie Pelletieranlage	kWh/t Pellets	95	95	95
Wassergehalt Pellets	%	10	10	10
Heizwert (LHV) Pellets	MJ/kg	17,3	17,3	17,3
Schüttdichte Pellets	kg/m ³	720	720	720

Nachhaltig nutzbare Potenziale in Deutschland nach BioRest (2019)

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050	Kommentar
Potenzial Deutschland Modell „Business as Usual“	Mio. t atro	13	13	13	Bandbreite 9,0 - 11,3
Potenzial Deutschland Modell „Mit erweiterten Restriktionen“	Mio.	13	11,1	11,1	Bandbreite 9,0 - 11,3

Komponenten

Die Bereitstellung von Waldrestholz als BtX-Rohstoff umfasst:

- Sammlung und Ballenpressen
- Transport
- ggf. Pelletieren

Quellenverzeichnis

BioRest (2019). BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem, Umweltbundesamt, Texte 115/2019

BioEm: Fehrenbach, H., Köppen, S., Markwardt, S., Vogt, R. (2016): Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm), UBA Texte 08/2016. Umweltbundesamt, Projektnummer 28232. Dessau-Roßlau. 2016

JRC - Joint Research Centre (2014): Solid and gaseous bioenergy pathways: input values and GHG emissions; Calculated according to the methodology set in COM(2010) 11 and SWD(2014) 259; JRC Report EUR 26696 EN; Ispra 2014.

Modul 32: Bioabfall
Technologiebeschreibung
<p>Unter der Rubrik der Bio- und Grünabfälle werden im Regelfall die beiden Stoffströme ‚Biogut‘ (Material, welches über die Biotonne als Holsystem erfasst wird) und ‚Grüngut‘ (Material in Form von Garten- und Parkabfällen von privaten und öffentlichen Flächen, welches in der Regel über ein Bringsystem entsprechenden Sammelplätzen/Verwertungsanlagen angedient wird) betrachtet. Das theoretische Potenzial resultiert dabei einerseits aus den ca. 60 - 90 kg/Einwohner und Jahr an Küchenabfällen und andererseits aus den 20 - 33 kg/Einwohner und Jahr an Garten- und Parkabfällen.</p> <p>Im Sinne der Ökobilanz sind Bio- und Grüngut Abfälle, die bis zum Abtransport keine ökologischen Lasten mitbringen.</p> <p>Der Transportweg zur Biogas-Anlage wird wie in JRC (2014) und BioEm (2016) mit 20 km (einfacher Weg mit Lkw Gesamtgewicht 40 t) angenommen.</p> <p>Aus technischer Sicht wird bei der Vergärung von Biogut keine Nutzungskonkurrenz zu Kompostierungsanlagen unterstellt, da am Ende nach wie vor ein Kompostprodukt vorliegt.</p>
Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele
<p>Zu Erfassung und Transport sind gegenüber den oben genannten Ansätzen keine relevanten Veränderungen in den Zukunftsszenarien anzunehmen.</p>
Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050
<p>Bio- und Grünabfälle werden heute entweder kompostiert, in Biogasanlagen vergärt oder zusammen mit Restmüll verbrannt, wenn es keine gesonderte Sammlung gibt.</p> <p>Das geschätzte aktuelle Reststoffpotenzial an Biogut wird in BioRest (2019) mit bis zu 4,7 Mio. t_{FM}, das für Grüngut mit bis zu 5,1 Mio. t_{FM} angegeben.</p> <p>Die darüber hinausgehenden Potenziale werden beim Bioabfall im Wesentlichen über die noch im Restmüll (Resthausmüll, Sperrmüll, hausmüllähnlicher Gewerbeabfall) beinhaltenen Bio- und Grüngutanteile definiert, welche auf der Basis von - teilweise punktuell vorliegenden - Abfallsortieranalysen hergeleitet werden.</p> <p>Hinsichtlich der bereits vergorenen Mengen weisen Fricke (2012) für 2010 einen Anteil von ca. 1,1 Mio. t aus. Das Witzenhausen-Institut berichtet in UMSICHT (2015) über 81 Biogut-Vergärungsanlagen mit einer Durchsatzkapazität von knapp 2 Mio. t. Der Biogas-Atlas 2014/15 dokumentiert 113 Anlagen mit einem Input gemäß BioAbfV, wovon 75 Anlagen mit einer Vergärungskapazität von ca. 1,9 Mio. t/a hauptsächlich Bio- und Grüngut verwerten.</p> <p>In der Studie „Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor) BioRest“ (BioRest (2019)) werden für die zukünftigen Potenziale zwei Modelle im Sinne der Abbildung eines grundsätzlich erschließbaren Nutzungskorridors verwendet. Die Modelle „BAU“ und „Mit erweiterten Restriktionen“ sind an Anfang des Kapitels 0 beschrieben.</p> <p>Für Bioabfall beruhen die Potenzialansätze im Wesentlichen auf der Bevölkerungszahl, den (empirischen) spezifischen Erfassungsmengen (kg/E*a), der Anschlussquote an die Biotonne sowie aus den möglichen Erfassungsquoten der derzeit noch im Restmüll befindlichen biogenen Abfallstoffe Insofern kommt bei neueren Studien der im KrWG (2012) festgelegten Pflicht zur flächendeckenden Einführung der Biotonne eine große Bedeutung - im Sinne steigender Biogut-Massen - zu. Eine mittel- bis langfristige Steigerung der erfassten Biogut-Mengen auf ca. 6-7 Mio. t FM erscheint dabei im Modell „BAU“ plausibel.</p> <p>Erweiterte Restriktionskriterien bei Biogut beziehen sich insbesondere auf die Vermeidung von Küchen-/Lebensmittelabfällen sowie auf den Umgang mit dem Aspekt der Eigenkompostierung. Insgesamt wird daher im Modell „Mit erweiterten Restriktionen“ im Vergleich zum Modell "BAU" langfristig von einem leicht reduzierten Potenzialansatz ausgegangen.</p> <p>Für Grüngut weichen die meisten Potenzialangaben nur wenig von den realen Erfassungsmengen ab. Eigenkompostierungsaktivitäten (sowie sonstige Entsorgungswege) werden mehr oder weniger konstant gehalten. Insbesondere der holzige Anteil des Grüngutes wird aber als Energieträger zunehmend interessant, so</p>

dass der Umgang mit Grüngut - z. B. aus einer kommunalen Sicht - besser organisiert wird. Vor diesem Hintergrund wird - trotz eines erhöhten (kostenpflichtigen) Aufwandes - im Modell „BAU“ von leicht zunehmenden Mengen ausgegangen.

BioRest (2019) geht im Modell „Mit erweiterten Restriktionen“ davon aus, dass sich unerwünschten Entsorgungsprozesse (Verbrennung im Garten, illegale Verbringung, ..) unterbinden lassen. Gleichmaßen könnten Angebote geschaffen werden, die - mangels Nutzgarten - reine Ablagerung von Grüngut (insbesondere Grasschnitt) im Garten zu vermeiden und die entsprechenden Stoffströme einer geordneten Verwertung zu übergeben. Beides kann zu einer signifikanten Erhöhung des Mengenaufkommens führen, so dass der Potenzialansatz im Rahmen dieser Analyse langfristig auf bis zu 6,5 Mio. t FM erhöht wird.

Technologische Parameter

Die nachfolgenden technologischen Parameter beruhen auf JRC (2014), BioEm (2016) und BioRest (2019). Eine vollständige Liste der Technologieparameter findet sich auf der Internetseite des Umweltbundesamtes.

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050
Wassergehalt Bioabfall	%	60	60	60
Heizwert	MJ/kg	4	4	4
Transportentfernung Bioabfall zur Biogasanlage	Km	20	20	20

Nutzbare Potenziale in Deutschland nach BioRest (2019)

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050	Kommentar
Biogut Potenzial Deutschland Modell „BAU“	Mio t _{FM}	4,7	6,5	7,0	BioRest (2019)
Biogut Potenzial Deutschland Modell „Mit erweiterten Restriktionen“	Mio t _{FM}	4,7	6,25	6,5	BioRest (2019)
Grüngut Potenzial Deutschland Modell „BAU“	Mio t _{FM}	5,1	5,5	5,5	BioRest (2019)
Grüngut Potenzial Deutschland Modell „Mit erweiterten Restriktionen“	Mio t _{FM}	5,1	6,5	7,0	BioRest (2019)

Komponenten

Die Bereitstellung von Bioabfall als BtX-Rohstoff umfasst nur den Transport

Quellenverzeichnis

BioRest (2019). BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem, Umweltbundesamt, Texte 115/2019

BioEm: Fehrenbach, H., Köppen, S., Markwardt, S., Vogt, R. (2016): Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm), UBA Texte 08/2016. Umweltbundesamt, Projektnummer 28232. Dessau-Roßlau. 2016

JRC - Joint Research Centre (2014): Solid and gaseous bioenergy pathways: input values and GHG emissions; Calculated according to the methodology set in COM(2010) 11 and SWD(2014) 259; JRC Report EUR 26696 EN; Ispra 2014.

Modul 33: Altholz
Technologiebeschreibung
<p>Unter Altholz versteht man Industrierestholz, das in der Holzverarbeitenden und holzbearbeitenden Industrie anfällt und sogenanntes Gebrauchtholz. Der Begriff "Gebrauchtholz" bezeichnet gebrauchte Erzeugnisse aus Massivholz, Holzwerkstoffen oder Verbundwerkstoffen mit überwiegendem Holzanteil.</p> <p>In Deutschland ist die Verwertung/Beseitigung von Holzabfällen gesetzlich durch die Altholzverordnung von 2003 geregelt, die zuletzt am 29.03.2017 geändert wurde. Sie enthält Vorgaben für</p> <ul style="list-style-type: none">- die stoffliche Verwertung,- die energetische Verwertung und- die Beseitigung- von Altholz. <p>Unter dem Begriff stoffliche Verwertung versteht man die die Aufbereitung von Altholz zu Holzhackschnitzeln und Holzspänen für die Herstellung von Holzwerkstoffen, sowie die Gewinnung von Synthesegas zur weiteren chemischen Nutzung und Herstellung von Aktivkohle bzw. Industrieholzkohle, sow. Die derzeit am weitesten verbreitete Art der stofflichen Verwertung von Altholz liegt in der Herstellung von Holzwerkstoffen, vor allem in der Produktion von Spanplatten. Die Verfahren zur Holzpyrolyse und Holzvergasung besitzen bislang keine wesentliche industrielle Bedeutung.</p> <p>Die energetische Verwertung beinhaltet den Einsatz von Holzabfällen als Brennstoff in nicht genehmigungsbedürftigen Anlagen. Altholz darf, abhängig davon, ob und in welcher Weise eine Verunreinigung vorliegt, in unterschiedlichen Anlagenarten mit angepassten Anforderungen an Verbrennungsführung und Abgasreinigung verbrannt werden. Um eine schadlose stoffliche oder energetische Verwertung von Altholz zu gewährleisten, wird das Altholz in der Verordnung in verschiedene Kategorien eingeteilt.</p> <p>Restriktionen hinsichtlich der Nutzungsoptionen ergeben sich insbesondere aus der Schadstoffbelastung und damit aus dem Design der jeweiligen Holzprodukte sowie der Trennbarkeit der unterschiedlichen Altholzkategorien an der Anfall- bzw. Sammelstelle. Das Ziel sollte dabei - konform zu den Vorgaben des KrWG sowie der Nutzungshierarchie im Rahmen der Bioökonomiestrategie - sein, den Anteil an der stofflichen Nutzung entweder durch eine optimierte Produktgestaltung oder durch verbesserte Trenntechniken (Detektionsverfahren) zu erhöhen. Für die BtX-Produktion kann Altholz im Wesentlichen als Holzhackschnitzel genutzt werden. In JRC 2014 und BioEm 2016 werden für die Zerkleinerung 0,00336 MJ Diesel pro MJ Hackschnitzel (mit 30 % Wassergehalt) angesetzt.</p> <p>Der Transportweg von Holzhackschnitzeln zur BtX-Anlage hängt auch von deren Größe ab, die das Einzugsgebiet bestimmt. Für den Basisfall setzt BioEm (2016) eine Transportentfernung von 500 Kilometern (mit Lkw Gesamtgewicht 40 t) an. Die Transportentfernungen können in dieser Studie nach Bereitstellungspfad und Standort variiert werden.</p>
Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele
<p>Es ist davon auszugehen, dass sich die oben genannten Energiebedarfe und die Wahl von Prozessenergie bis 2050 verändern werden. Dabei sind Effizienzfortschritte möglich, vor allem aber der Einsatz alternativer Energiequellen. Ein Einsatz von Holzbrennstoffen statt Erdgas zur Trocknung ist bereits heute vielfach umgesetzt, bis 2030 ist davon auszugehen, dass nur noch Biomasse als Energieträger (auch für Strom aus HKW) eingesetzt wird. Bezüglich der Effizienz sind nur wenig Potenziale zu vermuten, da es sich um sehr robuste Techniken handelt (mechanische Bearbeitungen, Trocknung).</p>
Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050
<p>Die Potenzialherleitungen im Altholzbereich basieren im Wesentlichen auf Daten der statistischen Landesämter sowie auf Zahlen von Mantau (2005, 2010, 2012), die wiederum zu Teilen auf der Grundlage von Befragungen der Akteure des Altholzmarktes erhoben wurden. Dabei wurde hauptsächlich das Markt-/bzw. Handelsvolumen erfasst. Anteile, die sich z. B. noch in Siedlungsmischabfällen befinden, wurden kaum aus-</p>

gewiesen. In der Studie „Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor) BioRest“ (BioRest (2019) werden aktuelles Potenzial 6,7 Mio. t angenommen, die Bandbreite zwischen verschiedenen Studien ist aber recht groß).

Für zukünftige Potenziale betrachtet BioRest (2019) zwei Modelle im Sinne der Abbildung eines grundsätzlich erschließbaren Nutzungskorridors. Die Modelle „BAU“ und „Mit erweiterten Restriktionen“ sind in diesem Bericht an Anfang des Kapitels 0 beschrieben.

Im "BAU"-Modell wird angenommen, dass es gelingt, die derzeit noch in Siedlungsmischabfällen befindlichen Holzanteile (ca. 3 Mio. t) verstärkt zu separieren (u.a. Effekte aus der GewerbeabfallVO 2017). Diesbezüglich wird eine Erfassungsquote von 50 % unterstellt (Rest: z. B. schwer zu separierendes Holz als Bestandteil von Verbunden). Der stoffliche Nutzungsanteil wird dabei aufgrund der vorwiegend belasteten/behandelten zusätzlich separierten Abfallhölzer nur leicht erhöht.

Im Modell "Mit erweiterten Restriktionen" werden insbesondere zwei mögliche Entwicklungslinien benannt. Zum einen würde durch Verschiebungen im Bereich der Rohholz-Nutzung durch einen erhöhten stofflichen Einsatz (zu Lasten der energetischen Rohholznutzung) im Sinne der Charta Holz 2.0 die Potenzial-bildende Altholz-Basis vergrößert. Zum anderen könnten durch ein entsprechendes Produktdesign sowie durch optimierte Technologien/Mechanismen zur Altholz-Trennung (nach Qualitäten) die stofflichen Altholz-Nutzungsanteile vergrößert werden. Beides setzt jedoch die Verfügbarkeit entsprechender Märkte voraus. Daher wird der mögliche und am Markt absetzbare stoffliche Nutzungsanteil vorsichtig auf ca. 2,0 Mio. t abgeschätzt.

Technologische Parameter

Die nachfolgenden technologischen Parameter stellt den Basisfall aus JRC 2014 und BioEm 2016 zur Herstellung von Holzhackschnitzeln aus Altholz dar. Eine vollständige Liste der Technologieparameter findet sich auf der Internetseite des Umweltbundesamtes.

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050
Energieaufwand Häckseln	MJ /MJ Hackschnitzel	0,00336	0,00336	0,00336
Wassergehalt Hackschnitzel zur Endverwendung	%	30	30	30
Heizwert (LHV) Hackschnitzel (Feuchte 30%)	MJ/kg	12,3	12,3	12,3
Schüttdichte Hackschnitzel (Feuchte 30%)	kg/m ³	220	220	220
Transportentfernung Hackschnitzel zur BtX-Anlage	Km	100	100	100

Nachhaltig nutzbare Potenziale in Deutschland nach BioRest (2019)

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050	Kommentar
Potenzial Deutschland Modell „Business as Usual“	Mio t	7,2	9,0	9,0	BioRest (2019)
davon stofflich genutzt	Mio t	1,4	1,8	1,8	BioRest (2019)
Potenzial Deutschland Modell „Mit erweiterten Restriktionen“	Mio t	7,2	9,0	9,0	BioRest (2019)
davon stofflich genutzt	Mio t	1,4	2,3	2,3	BioRest (2019)

Komponenten
Die Bereitstellung von Altholz als BtX-Rohstoff umfasst: <ul style="list-style-type: none">- Häckseln- Transport
Quellenverzeichnis
BioRest (2019). BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem, Umweltbundesamt, Texte 115/2019
BioEm: Fehrenbach, H., Köppen, S., Markwardt, S., Vogt, R. (2016): Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm), UBA Texte 08/2016. Umweltbundesamt, Projektnummer 28232. Dessau-Roßlau. 2016
JRC - Joint Research Centre (2014): Solid and gaseous bioenergy pathways: input values and GHG emissions; Calculated according to the methodology set in COM(2010) 11 and SWD(2014) 259; JRC Report EUR 26696 EN; Ispra 2014.

Modul 34: Silomais
Anbaubeschreibung
<p>Silomais ist eine einjährige C4-Pflanze, die sich durch hohe Biomasseerträge bei gleichzeitig relativ geringem Bedarf an Wasser und Nährstoffen auszeichnet. Sie ist bereits lange als Viehfutter etabliert und wird seit 2004/2005 zunehmend auch zur Biogaserzeugung eingesetzt. Dabei spielt die Endnutzung keine Rolle für die Auswahl der Sorten.</p> <p>Hinsichtlich des Anbaus zeichnet sich Mais durch geringe Bodenansprüche sowie eine gute Selbst- und Düngerverträglichkeit aus. Aufgrund der guten Selbstverträglichkeit können, je nach Standort, hohe Anteile in der Fruchtfolge erreicht werden. Der Maisanbau zeigt jedoch auch Risiken. Es besteht ein erhöhtes Erosionsrisiko durch weite Reihenabstände und eine späte Bodenbedeckung. Zudem kann die gute Düngerverträglichkeit zur Überdüngung und damit zu hohen Nährstoffausträgen (v. a. Nitratauswaschung) führen.</p> <p>Der Erntezeitpunkt wird durch den für die Silage optimale Trockenmassegehalt bestimmt. Dieser liegt bei 30 % - 33 %. Die Ernte erfolgt mit einem Feldhäcksler. Da bei der Ernte lediglich Wurzeln und Stoppeln zurückbleiben, muss ein ausreichender Humusgehalt durch die Fruchtfolge sichergestellt werden. Das geerntete Material wird anschließend siliert, wobei durch Milchsäuregärung ein lang haltbares Substrat entsteht (FNR 2017a, DMK 2017).</p>
Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele
<p>Eine wichtige Voraussetzung für die Steigerung der Maisanbaufläche war die Entwicklung von Hybridmais in den 50ern. Seitdem wurden in den vergangenen 15 bis 20 Jahren sehr viele Züchtungsprogramme etabliert. So konnte der Maisanbau in klimatisch immer ungünstigere Gebiete vordringen und die Erträge stiegen von ca. 75 dt TM / ha auf über 160 dt TM / ha.</p> <p>Neben Ertragssteigerungen stehen auch Eigenschaften wie die Frühreife, die Standfestigkeit, die Jugendentwicklung bzw. Kältetoleranz im Frühjahr, die Resistenz bzw. Toleranz gegenüber Schädlingen und Krankheiten sowie die Futterqualität im Fokus der Züchtung (DMK 2017).</p>
Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050
<p>Mais ist nach Weizen die zweitwichtigste Kulturpflanze in Deutschland, wobei die weitaus größere Fläche von Silomais eingenommen wird. Davon wird wiederum der größte Teil als Viehfutter genutzt und die Nutzung in Biogasanlagen steht an zweiter Stelle. In der Biogasproduktion ist Silomais die wichtigste Pflanze. In 2016 wurden 1,6 Mio ha als Futterpflanze angebaut und 1 Mio ha zur Nutzung in Biogasanlagen. Seit 2007 (Anbau auf 0,1 Mio. ha) kam es zu einem starken Anstieg der Biogas-Maisanbaufläche, der jedoch aufgrund der geänderten gesetzlichen Rahmenbedingungen seit 2012 deutlich zurückgegangen ist (FNR 2017a). Innerhalb Deutschlands konzentriert sich der Maisanbau besonders auf Regionen mit starker tierischer Veredelung (DMK 2017). Dies hat weitreichende ökologische Auswirkungen, da zusätzlich zu den tierischen Wirtschaftsdüngern auch noch Biogas-Gärreste auf die Felder ausgebracht werden. Das verursacht Stickstoffüberschüsse, die zu erhöhten Nitratwerten im Grundwasser und negativen Auswirkungen auf die Biodiversität führen.</p> <p>Auf europäischer Ebene kam es zu einem leichten Anstieg der Silomaisanbauflächen und zu einem Ausbau der Biogasanlagen (EBA 2016). Es liegen jedoch keine Informationen zur Nutzung von Silomais in Biogasanlagen vor. Die künftige Entwicklung der Anbauflächen hängt eng mit der weiteren Ausgestaltung der Bioenergie, bzw. der Rolle des Biogases zusammen.</p> <p>Hinsichtlich der Erträge ist eine weitere Steigerung bis 2050 zu erwarten. Im Vergleich zu [UBA, 2014] wird hier von einer konservativeren Wachstumsrate von 1,1 ausgegangen, wobei eine lineare Entwicklung unterstellt wird. Für die Düngung wird eine Effizienzsteigerung von 11 % unterstellt [UBA, 2014]. Die Erhöhung der Düngereffizienz wird jedoch teilweise durch die Ertragssteigerung kompensiert.</p>
Technologische Parameter
<p>Im aktuellen Projekt werden die folgenden Spezifikationen unterstellt. Eine vollständige Liste der Technologieparameter findet sich auf der Internetseite des Umweltbundesamtes.</p>

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050
Ertrag	t FM / ha*a	44	45	48
Mineralischer N-Dünger	kg N / ha*a	68	68	66
P ₂ O ₅ -Dünger	kg P ₂ O ₅ / ha*a	41	41	40
CaO-Dünger	kg CaO / ha*a	300	308	330
K ₂ O-Dünger	kg K ₂ O / ha*a	26	26	25
Gärreste	kg N / ha*a	133	136	146
Pflanzenschutzmittel	kg / ha*a	7	7	8
Treibstoffbedarf (Bodenbearbeitung, Ernte, Silieren)	l / ha*a	43	43	43
Siliverluste	%	10%	10%	10%
Komponenten				
<p>Der Maisanbau umfasst folgende Elemente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Bodenbearbeitung - Aussaat - Düngung, Pflanzenschutzmaßnahmen - Ernte bei ca. 35 % TM-Gehalt mit Maishäcksler - Silierung 				
Quellenverzeichnis				
<p>Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR) e.V.(2017): Mais. https://energiepflanzen.fnr.de/energiepflanzen/mais/ (abgerufen Nov. 2017)</p> <p>Deutsches Maiskomitee e.V. (DMK) (2017): http://www.maiskomitee.de/web/intranetNews.aspx (abgerufen Nov. 2017)</p> <p>European Biogas Association (EBA)(2016): EBA Biomethane & Biogas Report 2015. http://european-biogas.eu/2015/12/16/biogasreport2015/ (abgerufen Nov. 2017)</p> <p>Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR) e.V.(2017): Basisdaten Nachwachsende Rohstoffe. https://basisdaten.fnr.de/rohstoffbereitstellung/ (abgerufen Nov. 2017)</p> <p>Becker, R., Röhricht, C., Ruscher, K., Jäkel, K. (2014): Schnellwachsende Baumarten im Kurzumtrieb. Dresden. S. 76.</p> <p>Gaul, T. (2010): Energieholz: Pappeln konkurrieren mit Mais. In: Energiemagazin.</p> <p>Giuntoli, J. S.-2016-F. pd., Agostini, A., Edwards, R., Marelli, L. (2017): Solid and gaseous bioenergy pathways: input values and GHG emissions.</p> <p>Hastings, A., Clifton Brown, J., Wattenbach, M., Mitchell, C. P., Stampfl, P., Smith, P. (2009): Future energy potential of Miscanthus in Europe. In: GCB Bioenergy. Vol. 1, No.2, S. 180–196.</p> <p>Lewandowski, I., Clifton-Brown, J., Trindade, L. M., van der Linden, G. C., Schwarz, K.-U., Müller-Sämann, K., Anisimov, A., Chen, C.-L., Dolstra, O., Donnison, I. S., Farrar, K., Fonteyne, S., Harding, G., Hastings, A., Huxley, L. M., Iqbal, Y., Khokhlov, N., Kiesel, A., Lootens, P., Meyer, H., Mos, M., Muylle, H., Nunn, C., Özgüven,</p>				

M., Roldán-Ruiz, I., Schüle, H., Tarakanov, I., van der Weijde, T., Wagner, M., Xi, Q., Kalinina, O. (2016): Progress on Optimizing Miscanthus Biomass Production for the European Bioeconomy: Results of the EU FP7 Project OPTIMISC. In: *Frontiers in Plant Science*. Vol. 7, No. November, S. 1–23.

Lewandowski, J., Clifton-Brown, C., Scurlock, J. M. O., Huisman, W. (2000): Miscanthus: European experience with a novel energy crop. Vol. 19, No.19, S. S. 209-227.

Lindegaard, K. N., Adams, P. W. R., Holley, M., Lamley, A., Henriksson, A., Larsson, S., von Engelbrechten, H. G., Esteban Lopez, G., Pisarek, M. (2016): Short rotation plantations policy history in Europe: Lessons from the past and recommendations for the future. In: *Food and Energy Security*. Vol. 5, No.3, S. 125–152.

Umweltbundesamt (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. S. 348.

Wühlisch, G. V (2012): Pappeln und Weiden in Deutschland: Bericht der nationalen Pappelkommission 2008-2011. In: *Thünen Working Papers*. Bonn. <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/146946/1/866756051.pdf>.

Wühlisch, G. v. (2016): Pappeln und Weiden in Deutschland: Bericht der nationalen Pappelkommission 2012 - 2015. Großhansdorf.

Modul 35: Kurzumtriebsplantagen

Anbaubeschreibung

Unter Energieholz werden verschiedene schnellwachsende Holzsorten zusammengefasst. Darunter fallen Pappel, Weide, Robinie und Esche als häufigste Baumarten. Meist werden Pappeln und Weiden in sog. Kurzumtriebsplantagen angebaut. Neben den verschiedenen Baumarten stehen zahlreiche Sorten bzw. Klone zur Verfügung, um eine optimal an die Standortverhältnisse angepasste Auswahl treffen zu können. Bei den Pappeln werden alle zugelassenen Sorten in einem Pappelregister der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) geführt.

In Deutschland werden Weiden und Pappeln als Rein- oder Mischkultur angebaut, wobei diese Flächen rechtlich gesehen nicht zu Wald werden, wenn die Bäume innerhalb von 20 Jahren mindestens einmal geerntet werden. Wird Grünland für den Anbau genutzt, fällt dies rechtlich unter Grünlandumbruch und der Status ändert sich von Grünland zu Dauerkultur.

Der Anbau erfolgt auf regulären Ackerflächen oder auf Grenzertragsstandorten und Sonderflächen, wie z. B. Deponie- oder Konversionsflächen. Zur Vorbereitung der Fläche erfolgen eine Behandlung mit einem Totalherbizid sowie das Umpflügen der Fläche. Im Frühjahr muss das Saatbett feinkrümlig aufbereitet werden. Gepflanzt wird meist mit Stecklingen (ca. 20 cm), die 20 bis maximal 50 cm in den Boden gesteckt werden. Dies erfolgt bei kleineren Flächen (bis 0,5 ha) händisch, bei größeren Flächen mit einer Pflanzmaschine. Der Pflanzverband ist einreihig (1.500 – 8.000 Stk) oder doppelreihig (40 – 80 Stk in der Reihe) mit einer Fahrgasse dazwischen (2,5 – 3 m, ca. 13.000 Stück/ha). Im Pflanzjahr müssen die Stecklinge möglichst unkrautfrei gehalten werden, wobei eine mechanische oder chemische Bekämpfung empfohlen wird. Danach sind keine weiteren Maßnahmen mehr notwendig. Eine Düngung ist nur dann erforderlich, wenn die Fläche einen Nährstoffmangel aufweist (z. B. Bergbaufolgelandschaften). Auf durchschnittlichen Ackerstandorten wird der Nährstoffentzug bei der Ernte durch den Verbleib der Blätter als nährstoffreichste Baumbestandteile ausgeglichen. Während bei der Pappel somit mindestens in den ersten 15 Jahren auf eine Düngung verzichtet werden kann, kann bei der Weide eine N-Düngung zu einem gewissen Ertragszuwachs führen. Bei beiden Baumarten erfolgt eine P/K-Ausgleichsdüngung in Höhe der mit dem Holz abgeführten Entzüge.

Die Energiehölzer zählen als sogenannte Dauerkulturen, die mit mehreren Erntezyklen über ca. 20 Jahre lang genutzt werden können. Hinsichtlich der Umtriebszeiten wird zwischen kurzen (3-5 Jahren), mittleren (6-10 Jahren) und langen (>10 Jahren) Umtriebszeiten unterschieden. Bei kurzen Umtriebszeiten erfolgt die Ernte mit Vollerntern, die das Holz sofort zu Hackschnitzeln verarbeiten. Hier ist in der Regel ein anschließendes Trocknen des Ernteguts notwendig, das entweder durch Lagerung ohne Wärmezufuhr oder über Abwärme erfolgt. Im mittleren und langen Umtrieb kommen Geräte aus der Forstwirtschaft zum Einsatz und die Ernte erfolgt in vier separaten Schritten (Fällen, Rücken, Stammlagerung, Häckseln). Die bis zu dreimal höheren Erntekosten werden durch die bessere Holz-, bzw. Hackschnitzelqualität sowie höhere Flächenerträge ausgeglichen. Tendenziell wird energetisch genutztes Holz eher mit kurzen Umtriebszeiten erzeugt, während die langen Umtriebszeiten der Gewinnung von stofflich genutztem Holz dienen. Nach der Ernte treiben die Bäume aus dem verbleibenden Stock wieder aus.

Nach Ende der Nutzungszeit müssen Kurzumtriebsplantagen so bearbeitet werden, dass sie als Ackerfläche für einjährige Kulturen geeignet sind. Hierzu wird nach der letzten Ernte die Fläche mit Forstmulchern bearbeitet und anschließend 20 bis 30 cm tief gefräst. (Wald21 2017, FNR 2017, Becker et al., 2014)

Das Holz aus Kurzumtriebsplantagen kann zur Herstellung von BtX-Energieträgern sowohl als Hackschnitzel als auch als Holzpellet eingesetzt werden. Die zusätzlichen Aufwendungen für den Transport ins Pelletierwerk und für die Pelletierung sind im Modul 29: Waldrestholz detailliert beschrieben.

Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele

Für den Anbau stehen unterschiedliche Sorten zur Verfügung. Allerdings sind es laut [Gaul, 2010] für eine optimale Abdeckung aller Standorte immer noch zu wenige und es fehlt zudem an Erfahrung, was die richtige Kombination von Sorte und Standort betrifft. Außerdem wurden gerade bei der Pappel viele Sorten zur Verwendung im Wald gezüchtet. Somit besteht hier weiterer Entwicklungsbedarf. Allerdings wurde laut [Wühlisch, 2016] zeitgleich mit der Stagnierung des Anbaus auch die Forschungsförderung zurück gefahren.

Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050

Im Jahr 2015 wurde Energieholz in KUP auf ca. 7.000 ha erzeugt, wobei im Zeitraum zwischen 2012 und 2015 keine Ausdehnung der Fläche erkennbar war. Dies ist ein gegenläufiger Trend zum Berichtszeitraum zwischen 2008 und 2011, als ein deutlicher Aufwärtstrend zu erkennen war [Wühlisch, 2012]. Es gibt vielfältige Gründe für die Stagnation, wobei die geringe Rentabilität und die lange Bindung der Fläche an erster Stelle stehen. Wenn Kurzumtriebsplantagen auf Ackerfläche angebaut werden, stehen sie in unmittelbarer Konkurrenz zu wirtschaftlich attraktiveren Anbauoptionen. Hier steht der Maisanbau für Biogasanlagen an erster Stelle. Zudem ist der Grünlandumbruch verboten und in der Agrarförderung werden die KUPs als ökologische Vorrangflächen nur gering gewertet [Wühlisch, 2016].

Auf der Nutzungsseite findet Energieholz v. a. in der Wärmeproduktion Verwendung, allerdings spielt es im Vergleich zu anderen Rohstoffen aktuell eine sehr untergeordnete Rolle. Hauptsächlich wird hier Scheitholz im privaten Bereich eingesetzt, sowie Pellets und Hackschnitzel aus Waldrestholz, wobei letztere eine hohe Importrate aufweisen. Damit hängt die künftige KUP-Flächenentwicklung davon ab, wie sich die Nachfrage nach Energieholz entwickelt und ob diese Nachfrage ausreichend aus dem Wald gedeckt werden kann. Wenn die Biomasse in genügend großen Mengen erzeugt wird, ist auch eine Pelletierung möglich. Bei einer weiteren technischen Etablierung kann KUP-Holz auch in Verfahren zur Vergasung der Holzbiomasse (Pyrolyse) oder zur Verflüssigung der Energieträger (Fischer-Tropsch-Verfahren) eingesetzt werden. Insgesamt dürfte jedoch der Anbau auch künftig auf Nischenflächen (wie z. B. Konversionsflächen) beschränkt bleiben.

Auch auf europäischer Ebene bleibt die Größe der Anbaufläche hinter den Erwartungen zurück. Derzeit werden Kurzumtriebsplantagen auf etwa 50.000 ha angebaut. Die wichtigsten Anbaugeländer liegen in Schweden, Dänemark, Polen und Deutschland. Es zeigt sich überall das gleiche Muster, dass innerhalb kurzer Zeit große Flächen etabliert wurden, diese dann aber wieder zurück gingen [Lindegaard et al., 2016].

Hinsichtlich der Erträge ist eine weitere Steigerung bis 2050 zu erwarten. Hier wird analog zu [UBA, 2014] von einer Wachstumsrate von 1,3 ausgegangen, wobei die Entwicklung linear verläuft. Die Wachstumsrate ist relativ hoch, da Kurzumtriebsplantagen noch wenig etabliert sind und deswegen überproportionale züchterische Erfolge erwartet werden können. Für die Düngung wird eine Effizienzsteigerung von 11 % unterstellt [UBA, 2014]. Die Erhöhung der Düngereffizienz wird jedoch teilweise durch die Ertragssteigerung kompensiert.

Technologische Parameter

Im aktuellen Projekt werden die folgenden Spezifikationen unterstellt. Eine vollständige Liste der Technologieparameter findet sich auf der Internetseite des Umweltbundesamtes.

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050
Ertrag	T TM / ha*a	10	11	13
Dieselbedarf	l / ha*a	46	46	46
Pflanzenschutzmittel (Summe erstes und letztes Jahr)	Kg / ha*a	3	3	3
N-Dünger (organisch)	Kg N / ha*a	37	39	43
P ₂ O ₅ -Dünger	kg P ₂ O ₅ / ha*a	6	6	7
K ₂ O-Dünger	kg K ₂ O / ha*a	25	26	29
Elektrische Energie Pelletierung	kWh / t Pellets	237	237	237
Wärmebedarf Pelletierung	MJ / t Pellets	3200	3200	3200

Komponenten

Der Anbau von Energieholz umfasst die folgenden Schritte:

- Etablierung der KUP mit Stecklingen (alle 20 Jahre) und chemischer Unkrautbekämpfung

- Moderate Düngung; keine Pflanzenschutzmittel ab dem 2. Jahr
- Ernte alle 3 – 5 Jahre mit Vollerntemaschinen (gleichzeitiges Ernten und Häckseln)
- Ernte bei 50 % TM-Gehalt
- Trocknung der Hackschnitzel an der Luft oder mit Abwärme

Quellenverzeichnis

Wald21 (2017): Anbaupraxis. <http://www.wald21.com/energiewald/anbaupraxis.html> (abgerufen Nov. 2017)

Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR) e.V.(2017): Energieholz. <https://energiepflanzen.fnr.de/energiepflanzen/energieholz/#c27141> (abgerufen Nov. 2017)

Becker, R., Röhrich, C., Ruscher, K., Jäkel, K. (2014): Schnellwachsende Baumarten im Kurzumtrieb. Dresden. S. 76.

Gaul, T. (2010): Energieholz: Pappeln konkurrieren mit Mais. In: Energiemagazin.

Giuntoli, J. S.-2016-F. pd., Agostini, A., Edwards, R., Marelli, L. (2017): Solid and gaseous bioenergy pathways: input values and GHG emissions.

Hastings, A., Clifton | Brown, J., Wattenbach, M., Mitchell, C. P., Stampfl, P., Smith, P. (2009): Future energy potential of Miscanthus in Europe. In: GCB Bioenergy. Vol. 1, No.2, S. 180–196.

Lewandowski, I., Clifton-Brown, J., Trindade, L. M., van der Linden, G. C., Schwarz, K.-U., Müller-Sämman, K., Anisimov, A., Chen, C.-L., Dolstra, O., Donnison, I. S., Farrar, K., Fonteyne, S., Harding, G., Hastings, A., Huxley, L. M., Iqbal, Y., Khokhlov, N., Kiesel, A., Lootens, P., Meyer, H., Mos, M., Muylle, H., Nunn, C., Özgüven, M., Roldán-Ruiz, I., Schüle, H., Tarakanov, I., van der Weijde, T., Wagner, M., Xi, Q., Kalinina, O. (2016): Progress on Optimizing Miscanthus Biomass Production for the European Bioeconomy: Results of the EU FP7 Project OPTIMISC. In: Frontiers in Plant Science. Vol. 7, No.November, S. 1–23.

Lewandowski, J., Clifton-Brown, C., Scurlock, J. M. O., Huisman, W. (2000): Miscanthus: European experience with a novel energy crop. Vol. 19, No.19, S. S. 209-227.

Lindgaard, K. N., Adams, P. W. R., Holley, M., Lamley, A., Henriksson, A., Larsson, S., von Engelbrechten, H. G., Esteban Lopez, G., Pisarek, M. (2016): Short rotation plantations policy history in Europe: Lessons from the past and recommendations for the future. In: Food and Energy Security. Vol. 5, No.3, S. 125–152.

Umweltbundesamt (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. S. 348.

Wühlisch, G. V (2012): Pappeln und Weiden in Deutschland: Bericht der nationalen Pappelkommission 2008-2011. In: Thünen Working Papers. Bonn. <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/146946/1/866756051.pdf>.

Wühlisch, G. v. (2016): Pappeln und Weiden in Deutschland: Bericht der nationalen Pappelkommission 2012 - 2015. Großhansdorf.

Modul 36: Miscanthus
Anbaubeschreibung
<p>Miscanthus (auch Chinaschilf oder Elefantengras genannt) ist ein mehrjähriges schnellwachsendes C4-Gras mit hohen Biomasseerträgen. In Europa wird in der Regel die Sorte <i>Miscanthus x giganteus</i> angebaut. Seine Standortansprüche sind mit denen von Mais vergleichbar, die Vermehrung erfolgt jedoch über Rhizome. Nach dem Auspflanzen kann ab dem dritten Jahr bis zu 20 Jahren ohne weitere Bodenbearbeitung geerntet werden.</p> <p>Miscanthus kann auf allen maistauglichen Böden angebaut werden. Er benötigt eine gute Wasserversorgung, während Staunässe und verdichtete Böden vermieden werden sollten. Generell verfügt er über eine gute Kältetoleranz und über geringe Hitze- und Trockenheitstoleranzen. Ein Risiko durch zu niedrigen Temperaturen besteht allerdings im ersten Winter (FNR 2017, Pude 2012, Energiepflanzen.com 2017).</p> <p>Die Pflanzung erfolgt mit einer Gemüsepflanzmaschine. Im Pflanzjahr erfolgt keine Ernte, im 2. Jahr eine reduzierte Ernte und ab dem 3. Jahr kann bis zu 20 Jahre lang jährlich voll geerntet werden. Die Ernte erfolgt in den Wintermonaten nach dem Absterben des Aufwuchses und Abfallen der Blätter. Für die Ernte kann ein Maishäcksler eingesetzt werden. Auf eine anschließende Trocknung kann verzichtet werden. Das Erntegut wird entweder zum Ballen oder Pellets gepresst, oder es wird lose als Häckselgut transportiert. Da lediglich eine Sorte gut etabliert ist, kommt es abhängig von Standortfaktoren zu großen Ertragschwankungen von 10 bis 25 t TM / ha. Sehr hohe Erträge können vor allem im südeuropäischen Raum mit Bewässerung erzielt werden [Lewandowski et al., 2000].</p> <p>Die Pflanzen kommen mit einer geringen Düngung aus (s. Abschnitt „Technologische Parameter“), da die Nährstoffe im Winter in die Rhizome verlagert werden. Zudem gelangen Nährstoffe über die auf der Fläche verbleibenden Blätter in den Boden. Im Pflanzjahr sollte nicht gedüngt werden, danach können geringe Gaben N-Dünger ausgebracht werden. Die Düngung kann auch über Gärreste, Gülle oder Asche erfolgen.</p> <p>Eine Unkrautbekämpfung ist lediglich in den ersten Jahren nötig. Es können die im Maisanbau üblichen Herbizide eingesetzt werden. Probleme mit Krankheiten oder Schädlingen sind nicht bekannt (FNR 2017, Pude 2012, Energiepflanzen.com 2017).</p> <p>Nach der Nutzungsphase wird die Fläche durch tiefes Gruben oder Fräsen wieder für einjährige Ackerkulturen nutzbar gemacht. Zusätzlich sollte die Fläche mit einem Totalherbizid behandelt werden.</p> <p>Die Nutzung von Miscanthus erfolgt heute meist als thermische Verwertung in Großfeuerungsanlagen, Kraft-Wärmekopplungsanlagen oder in Biomasseheizungen. Aufgrund des hohen Aschegehaltes müssen jedoch spezielle Strohheizkessel bzw. Biomassefeuerungen für Halmgut genutzt werden.</p> <p>Zukünftig könnte Miscanthus zur Herstellung von BtX-Energieträgern sowohl gehäckselt als auch als pelletiert eingesetzt werden. Die zusätzlichen Aufwendungen für den Transport ins Pelletierwerk und für die Pelletierung sind im Modul Stroh detailliert beschrieben.</p>
Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele
<p>Obwohl seit vielen Jahrzehnten Anbauversuche in Europa laufen, steht bis dato lediglich eine gut etablierte Sorte zur Verfügung, deren letztendlicher Ertrag auf unterschiedlichen Standorten stark schwankt. Auch gesicherte Empfehlungen zur Düngung fehlen sowie Erntemaschinen, die genau an die Eigenschaften von Miscanthus angepasst sind [Lewandowski et al., 2016].</p> <p>Züchtungsversuche zielen auf die Entwicklung neuer Sorten ab, die für unterschiedliche Standorte geeignet sind und über eine bessere Frostfestigkeit verfügen [Lewandowski et al., 2000].</p>
Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050
<p>Miscanthus wird in Europa derzeit lediglich auf 20.000 ha angebaut, wobei die Hauptanbauggebiete in England, Frankreich, Deutschland, Schweiz und Polen liegen [Lewandowski et al., 2016]. In Deutschland wird Miscanthus auf ca. 4.500 ha angebaut, wobei der Trend eher rückläufig ist (FNR 2017).</p> <p>Die Gründe für die geringe Verbreitung und den rückgehenden Anbautrend sind vielfältig. Als Haupthemmnis gelten die hohen Erzeugungskosten sowie die geringen Erlöse. Die hohen Kosten entstehen in der Etablierung einer neuen Pflanzung, die über teure Rhizome geleistet werden muss. Dem steht mit der Strom- und</p>

Wärmeproduktion eine Anwendung gegenüber, die nur geringe Einnahmen generiert. Es gibt keinen fest etablierten Markt und so ist die Hürde einer Langzeitinvestition (die Anfangskosten werden erst nach 10 – 25 Jahren amortisiert) hoch (Lewandowski et al., 2016). Bezeichnend für die geringe Bedeutung ist auch, dass auf europäischer Ebene im Rahmen der Erneuerbaren Energien-Richtlinie (2009/28/EG) kein Standardwert abgeleitet wurde. Grund hierfür ist die mangelhafte Datenbasis [Giuntoli et al., 2017].

Auf europäischer Ebene wurde ein Anbaupotenzial auf 10% der landwirtschaftlich genutzten Fläche bescheinigt [Hastings et al., 2009]. Dabei erstrecken sich gute Anbaugelände eher auf den südlichen Raum, wobei hier gute Erträge nur mit Bewässerung erzielt werden können. In Nordeuropa (abgesehen von England) besteht die Gefahr, dass die Anpflanzung den ersten Winter nicht überstehen, was eine der Haupthürden für die Verbreitung des Anbaus nach Norden ist (Lewandowski et al., 2000).

Die zukünftige Verbreitung von Miscanthus wird von der Entwicklung der Energiemärkte abhängen. Miscanthus kann lediglich auf Ackerland angebaut werden und steht damit in Konkurrenz zu anderen rentablen Nahrungs- und Futterfrüchten. Ein Anbau auf Marginalstandorten ist wegen der niedrigen Erträge nicht rentabel. Damit ist Miscanthus, ähnlich wie die Etablierung sonstiger Bioenergiepflanzen in Europa, abhängig von Subventionen. Zudem konkurriert es in seiner Anwendung mit Waldrestholz aus der Forstwirtschaft sowie Restholz aus der Holzverarbeitenden Industrie. Beides ist in großen Mengen verfügbar und auch ohne Subventionen rentabel. Die künftige Rolle wird auch davon abhängen, ob höherwertige stoffliche Vermarktungsoptionen etabliert werden können (Lewandowski et al., 2016).

Hinsichtlich der Erträge ist eine weitere Steigerung bis 2050 zu erwarten. Hier wird analog zu (UBA 2014) von einer Wachstumsrate von 1,3 ausgegangen, wobei die Entwicklung linear verläuft. Die Wachstumsrate ist relativ hoch, da Miscanthus noch wenig etabliert sind und deswegen überproportionale züchterische Erfolge erwartet werden können. Für die Düngung wird eine Effizienzsteigerung von 11 % unterstellt (UBA 2014). Die Erhöhung der Düngeeffizienz wird jedoch durch die Ertragssteigerung kompensiert.

Technologische Parameter

Im aktuellen Projekt werden die folgenden Spezifikationen unterstellt. Eine vollständige Liste der Technologieparameter findet sich auf der Internetseite des Umweltbundesamtes.

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050
Ertrag	t TM/ ha*a	15	16	20
Mineralischer N-Dünger	kg N / ha	50	52	58
P ₂ O ₅ -Dünger	kg P ₂ O ₅ / ha*a	50	52	58
K ₂ O-Dünger	kg K ₂ O / ha*a	100	104	106
Pflanzenschutzmittel	Kg / ha*a	2	2	3
Treibstoffbedarf	l / ha	37	37	37
Strombedarf Pelletierung	kWh / t Pellets	103		

Komponenten

Der Anbau von Miscanthus umfasst die folgenden Schritte:

- Etablierung der Anpflanzung (alle 20 Jahre) inkl. chemische Unkrautbekämpfung
- Jährliche Ernte Maishäckseln (bei >80 % TM-Gehalt), ggf. Pelletierung

Quellenverzeichnis

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR e.V. (2017): Miscanthus. <https://energiepflanzen.fnr.de/energiepflanzen/miscanthus/> (abgerufen Nov. 2017)

- Pude, R. (2012): Aktuelle Informationen aus der Miscanthus-Forschung. <http://www.miscanthus.de/index.htm> (abgerufen Nov. 2017)
- Energiepflanzen.com 2017: KurzModul von Miscanthus – Elefantengras – Chinaschilf. <https://www.energiepflanzen.com/miscanthus-elefantengras/> (abgerufen Nov. 2017)
- Becker, R., Röhricht, C., Ruscher, K., Jäkel, K. (2014): Schnellwachsende Baumarten im Kurzumtrieb. Dresden. S. 76.
- Gaul, T. (2010): Energieholz: Pappeln konkurrieren mit Mais. In: Energiemagazin.
- Giuntoli, J. S.-2016-F. pd., Agostini, A., Edwards, R., Marelli, L. (2017): Solid and gaseous bioenergy pathways: input values and GHG emissions.
- Hastings, A., Clifton | Brown, J., Wattenbach, M., Mitchell, C. P., Stampfl, P., Smith, P. (2009): Future energy potential of Miscanthus in Europe. In: GCB Bioenergy. Vol. 1, No.2, S. 180–196.
- Lewandowski, I., Clifton-Brown, J., Trindade, L. M., van der Linden, G. C., Schwarz, K.-U., Müller-Sämman, K., Anisimov, A., Chen, C.-L., Dolstra, O., Donnison, I. S., Farrar, K., Fonteyne, S., Harding, G., Hastings, A., Huxley, L. M., Iqbal, Y., Khokhlov, N., Kiesel, A., Lootens, P., Meyer, H., Mos, M., Muylle, H., Nunn, C., Özgüven, M., Roldán-Ruiz, I., Schüle, H., Tarakanov, I., van der Weijde, T., Wagner, M., Xi, Q., Kalinina, O. (2016): Progress on Optimizing Miscanthus Biomass Production for the European Bioeconomy: Results of the EU FP7 Project OPTIMISC. In: Frontiers in Plant Science. Vol. 7, No. November, S. 1–23.
- Lewandowski, J., Clifton-Brown, C., Scurlock, J. M. O., Huisman, W. (2000): Miscanthus: European experience with a novel energy crop. Vol. 19, No.19, S. S. 209-227.
- Lindegård, K. N., Adams, P. W. R., Holley, M., Lamley, A., Henriksson, A., Larsson, S., von Engelbrechten, H. G., Esteban Lopez, G., Pisarek, M. (2016): Short rotation plantations policy history in Europe: Lessons from the past and recommendations for the future. In: Food and Energy Security. Vol. 5, No.3, S. 125–152.
- UBA (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. S. 348.
- Wühlisch, G. V (2012): Pappeln und Weiden in Deutschland: Bericht der nationalen Pappelkommission 2008-2011. In: Thünen Working Papers. Bonn. <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/146946/1/866756051.pdf>.
- Wühlisch, G. v. (2016): Pappeln und Weiden in Deutschland: Bericht der nationalen Pappelkommission 2012 - 2015. Großhansdorf.

2.2.3 Kohlenstoffquellen

Die Erzeugung synthetischer flüssiger und gasförmiger Kohlenwasserstoffe auf Basis von erneuerbarem Strom (Power-to-Gas (PtG), Power-to-Liquid (PtL)) Kohlenstoffquellen. Neben dem in Biomasse enthaltenen Kohlenstoff, bietet sich vor allem CO₂ in Ab- und Rauchgasen an. Mögliche CO₂-Quellen sind Biogasanlagen, industrielle Prozesse und fossile Kraftwerke. Aber auch aus der Umgebungsluft lässt sich Kohlendioxid gewinnen. Daten für die CO₂-Abscheidung aus Biogas wurden schwerpunktmäßig auf Grundlage des von der österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft geförderten Projektes Biogas Gesamtbewertung der JOANNEUM RESEARCH⁵ sowie dem DBFZ-Report Nr.266 als aktuelle auf Deutschland bezogene Studie zusammengestellt. Daten für die CO₂-Abscheidung sowohl aus industriellen Abgasen, fossilen Kraftwerken als auch der Luft⁷ lagen dem DLR aus eigenen Forschungsprojekten vor. Hinzu kamen Daten des ifeu aus den Projekten „sunfire“, „CORAL“ und „Kopernikus“ (alle BMBF)⁸, sowie vorliegenden Daten zu bestehenden Anlagen⁹. Weitere Quellen sind im jeweiligen Modul angeführt.

⁵ Bleyl-Androschin, J. (2011). Biogas Gesamtbewertung - Agrarische, ökologische, ökonomische und sozialwissenschaftliche Gesamtbewertung von Biomethan aus dem Gasnetz als Kraftstoff und in stationären Anwendungen. Projektendbericht. Graz.

⁶ Billig, E. (2016). Bewertung technischer und wirtschaftlicher Entwicklungspotenziale künftiger und bestehender Biomasse-zu-Methan-Konversionsprozesse. Dissertation. Hrsg. DBFZ Deutsches Biomasse Forschungszentrum. Leipzig.

⁷ J. Zhang, F. A., D. König, R-U. Dietrich, A. Seitz (2016). Techno-economic assessment of converting CO₂ to liquid fuels: potentials and challenges. ProcessNet-Jahrestagung.

⁸ Universität Stuttgart (2015). Verbundprojekt sunfire - Herstellung von Kraftstoffen aus CO₂ und H₂O unter Nutzung regenerativer Energie: Arbeitspaket D Ökobilanz. Vorhaben im Auftrag des BMBF.

IFEU (2017). CORAL - CO₂ aus Luft. BMBF-Vorhaben.

IFEU (2017). Kopernikus PtX. BMBF-Vorhaben.

⁹ Climeworks. (2017). "Facts & figures of reference CO₂ adsorption plants." from <http://www.climeworks.com>.

CO₂-Abscheidung aus Biogas, Industrieprozessen, fossilen Kraftwerken und Luft

Modul 37: CO₂-Abscheidung aus der Luft

Modul 38: CO₂-Abscheidung aus Biogas ohne Wärmebedarf

Modul 39: CO₂-Abscheidung aus Biogas mit Wärmebedarf

Modul 40: Physikalische Wäsche Selexol

Modul 41: Physikalische Wäsche Rectisol

Modul 42: Aminwäsche MEA

Modul 43: Aminwäsche MDEA

Modul 44: Kaliumkarbonatwäsche

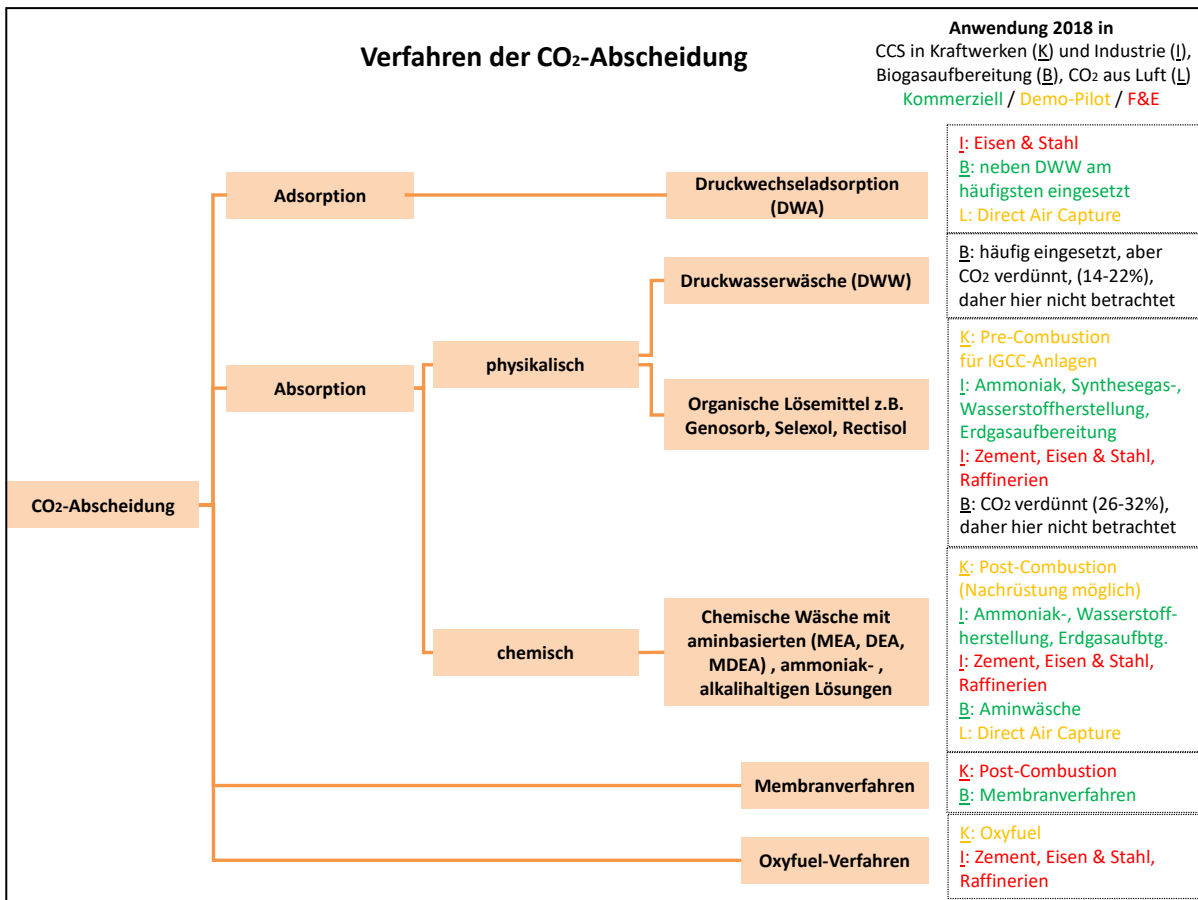
Modul 45: Kraftwerksabgase (OxyFuel)

Technologiebeschreibung

Dieser Steckbrief beschreibt Technologien zur Abscheidung von CO₂ in der Biogasaufbereitung, für die Abscheidung in Industrieprozessen und in fossilen Kraftwerken sowie aus der Luft. Wie bei der Biogasaufbereitung (beschrieben im Steckbrief zu den Modulen 13 bis 17) müssen die CO₂-Abscheidung aus Industrie, Kraftwerken und Luft mit ihren energetischen und materiellen Aufwendungen erfasst werden. Die Systemgrenze der Module beginnt bei der Anlieferung des Rohgases, bzw. der Luft und endet vor der Zwischenspeicherung des abgeschiedenen CO₂.

Die folgende Abbildung stellt eine Übersicht zu verfügbaren CO₂-Abscheideverfahren dar. Außerdem ist dort der Entwicklungsstand der Technik in den jeweiligen Anwendungsbereichen aufgeführt. Man unterscheidet grundsätzlich zwischen adsorptiven, absorptiven und Membranverfahren. Details zu diesen Verfahren sind im Steckbrief zu den Modulen 13 bis 17 beschrieben. Eine weitere Technologie, die in der Industrie und in Kraftwerken zum Einsatz kommen kann, ist die Aufkonzentrierung von CO₂, wenn die Verbrennung mit reinem Sauerstoff erfolgt (Oxyfuel-Verfahren).

Abbildung 17: Überblick über Verfahren der CO₂-Abscheidung



Quelle: Eigene Darstellung, JOANNEUM RESEARCH, in Anlehnung an (FNR 2014, Markewitz 2017)

Die Zusammensetzung des Rohgases und der CO₂-Gehalt, die Menge des abzuscheidenden CO₂ sowie Standortkriterien (z. B. zur Verfügung stehende Wärmequelle) bestimmen die Wahl der Abscheidetechnologie. Im Folgenden werden die einzelnen Verfahren und deren Vor- und Nachteile vorgestellt (FNR 2012, FNR 2014, Billig 2016, Güssing 2018, TU Wien 2012, DENA 2018, NTEL 2013, Koysoumpa 2015, Urech 2013, Schäffer 2013).

Bei der **Druckwechseladsorption (DWA)** handelt es sich um ein adsorptives Abscheidungsverfahren. Unter Adsorption versteht man die Anlagerung von Gasbestandteilen (hier: CO₂) unter Druck an die Oberfläche von Feststoffen (Adsorbentien). Als Adsorbentien können Aktivkohlen, Zeolithe oder Kohlenstoffmolekularsiebe verwendet werden. Vor der Adsorption müssen bei hohen H₂S-Gehalten Schwefel und Wasserdampf aus dem Rohgas entfernt werden, da diese Stoffe die bei der Adsorption verwendete Aktivkohle schädigen können. Die Druckwechseladsorption ist ein Verfahren, das sich insbesondere auch bei kleineren Anlagenkapazitäten eignet, und ist daher neben der Druckwasserwäsche das am häufigsten eingesetzte Verfahren der Biogasaufbereitung. Im sogenannten Schwachgas als Abgas der Biogasaufbereitung liegt der CO₂-Anteil bis 87-99 Vol-% (FNR 2014): somit ist die DWA auch für das Ziel der CO₂-Abscheidung geeignet. Auch für die Abscheidung aus der Luft ist die Druckwechseladsorption eines der am weitesten entwickelten Verfahren. In Demonstrationsanlagen in der Schweiz und Deutschland wird zuerst die Luft durch die Adsorptionskammer geleitet, wo sich das CO₂ an ein Zellstoffgranulat anlagert. Die Desorption läuft dann bei vermindertem Druck und einer Temperatur von ca. 100 °C. (Climeworks 2017a). Im Kraftwerksbereich spielt das Verfahren keine Rolle, für die Industrie (Stahl und Eisen) wird es als eine mögliche Option für die Zukunft (nach 2030) genannt.

Vorteile: Trockenes Verfahren - daher kein Abwasser, keine oder nur wenig Wärme notwendig, Abwärme nutzbar (Verdichtung auf 6-10 bar bewirkt Erwärmung von 25-35 °C auf 60-90 °C), erprobte kommerzielle Technologie

Nachteile: hoher Strombedarf für Verdichtung und Entspannung, hohe Kosten für Adsorbentien, auch für deren Entsorgung, relative hohe Methanverluste in der Biogasaufbereitung.

Bei der **Druckwasserwäsche** (DWW) handelt es sich um ein absorptives CO₂-Abscheidungsverfahren. Im Gegensatz zur Adsorption versteht man unter Absorption das Lösen von Gasen in Flüssigkeiten (Absorptionsmittel). Bei der Druckwasserwäsche kommt als Absorptionsmittel ausschließlich Wasser zum Einsatz. Das Verfahren beruht auf der reversiblen Absorption durch physikalische Bindungskräfte (Physisorption) von CO₂, aber auch von anderen sauer (z. B. H₂S) und basisch (z. B. Ammoniak – NH₃) wirkenden Gasbestandteilen in Wasser. Dieses Verfahren ist derzeit das am häufigsten eingesetzte in der Biogasaufbereitung. Da im Schwachgas das CO₂ mit Strippluft verdünnt ist und einen Anteil von 14-22 Vol-% hat, wird die DWW für das Ziel der CO₂-Abscheidung nicht weiter betrachtet. Für Kraftwerke, industrielle Anlagen und die Abscheidung aus der Luft hat die DWW keine Bedeutung.

Die **Physisorption mit organischen Lösemitteln** verläuft ähnlich wie die Druckwasserwäsche (DWW). Als Lösungsmittel für die Absorption kommt jedoch nicht Wasser, sondern ein organisches Lösungsmittel zum Einsatz (z. B. Genosorb™ für Biogasaufbereitung, Rectisol™ bzw. Selexol™ für CCS in Industrieprozessen). Ein wesentlicher Vorteil gegenüber der DWW ist die deutlich größere Löslichkeit von CO₂. Daher ist im Vergleich zu Wasser erheblich weniger Waschflüssigkeit nötig, um dieselbe Menge CO₂ abzuscheiden und der Energieaufwand zur Flüssigkeitsumwälzung ist geringer. Die Desorption des Lösemittels erfolgt über eine Druckentspannung und bedarf (außer bei Selexol™) einer Erwärmung. Eingesetzt wird dieses Verfahren vor allem in der Industrie in der Erdgasaufbereitung, Ammoniak-, Synthesegas- und Wasserstoffherstellung. Einsetzbar ist es auch als Pre-Combustion-Verfahren nach der Kohlevergasung in Kohle-Kombi-Kraftwerken (IGCC). Da es aber nicht als Nachrüstmaßnahme (Retrofit) für Kohleverbrennungskraftwerke geeignet ist, spielt es für Deutschland keine Rolle. Gegenüber der chemischen Absorption wird das Verfahren der physikalischen Absorption vor allem bei CO₂-Partialdruck von mehr als 10 bar eingesetzt. Diese Verfahren spielt keine Rolle bei der Biogasaufbereitung oder der Abscheidung aus Luft.

Vorteile: geringerer Strombedarf als bei DWW, erprobte kommerzielle Technologie, im Vergleich zu DWW und DWA geringere Methanverluste in der Biogasaufbereitung, keine Vorentschwefelung notwendig, lange Beständigkeit der Lösemittel

Nachteile: höhere Kosten als bei DWW für Betriebsmittel und Entsorgung, Wärmezufuhr für Desorption

Die **chemische Absorption oder Aminwäsche** ist dadurch gekennzeichnet, dass auf die physikalische Absorption, die Lösung des Gases in der Flüssigkeit, eine chemische Reaktion zwischen der gelösten Gaskomponente und der Waschflüssigkeit innerhalb der flüssigen Phase folgt. Daraus ergibt sich, dass die Bindung der Gasbestandteile an die Waschflüssigkeit signifikant stärker und damit die Beladungskapazität der Flüssigkeit um ein Vielfaches höher als bei reiner physikalischer Absorption. Die chemische Reaktion läuft sehr selektiv ab, wodurch z. B. die Absorption von Methan in die Flüssigkeit auf ein Minimum reduziert werden kann. Dadurch können eine sehr hohe CO₂-Ausbeute und ein sehr niedriger Methanschluß realisiert werden. Aufgrund der hohen Affinität von Kohlendioxid zu den verwendeten Lösungsmitteln (hauptsächlich wässrige Lösungen von Monoethanolamin MEA, Diethanolamin DEA und Methyldiethanolamin MDEA, K₂CO₃) kann der Betriebsdruck dieser Anlagen signifikant kleiner gewählt werden als bei vergleichbaren Anlagen mit Druckwasserwäsche. Eingesetzt wird dieses Verfahren vor allem in der Industrie als Standardverfahren in der Erdgasaufbereitung. Einsetzbar ist es auch als Post-Combustion-Verfahren in Kohleverbrennungskraftwerken. Gegenüber der physikalischen Absorption wird das Verfahren der physikalischen Absorption vor allem bei CO₂-Partialdruck unter 10 bar eingesetzt. Für die Abscheidung aus der Luft werden Verfahren mit Waschlösungen erprobt, die Natronlauge (NaOH), Kalilauge (KOH) oder Calciumhydroxid (Ca(OH)₂) enthalten. Dabei entsteht ein Carbonat, beispielsweise Natriumcarbonat (Na₂CO₃). Aus diesem Carbonat kann mithilfe einer Säure das CO₂ wieder gelöst werden. Eine Möglichkeit, die Lauge und die Säure anschließend wiederherzustellen, ist die aus der Papierindustrie bekannte Kalzination. Sie kann nach verschiedenen Methoden ausgeführt werden, aber letztendlich wird CO₂ durch ein thermisches Verfahren aus seiner Karbonat-Verbindung wieder freigesetzt. (Goepfert et al., 2012, Socolow 2011). In der Biogasaufbereitung in Deutschland ist die chemische Wäsche ähnlich bedeutend wie DWA und DWW, aufgrund des CO₂-Gehaltes von 99 Vol-% ist das Verfahren auch bedeutend für die CO₂-Abscheidung.

Vorteile: sehr selektive Wäsche, niedriger Methanschluß in der Biogasaufbereitung, erprobtes kommerzielles Verfahren

Nachteile: Aminlösungen teilweise umweltgefährdend (Wasser), hoher Wärmebedarf für Desorption, hohe Kosten (je nach Lösemittel für Anlage, Betriebsmittel, Entsorgung), teilweise Korrosionsschutz notwendig

Das **Membrantrennverfahren** basiert auf dem Prinzip der Trennung von CO₂ und den anderen Gaskomponenten durch die unterschiedlich großen Permeabilitäten der verschieden großen Gasmoleküle durch die Membran (metallisch, keramisch oder auf Polymerbasis). Die Trennung von Kohlenstoffdioxid und anderen Gasbestandteilen ist

umso effektiver, je größer die Membranoberfläche ist, je geringer die Membrandicke ist, je höher die Partialdruckdifferenz ist und je höher die Selektivität der Membran für die verschiedenen Gaskomponenten ist. Das Verfahren wird in der Biogasaufbereitung in Deutschland bislang nur vereinzelt eingesetzt. Die Kombination der Biogasaufbereitung zu Biomethan und der CO₂-Abscheidung erfordert ein zweistufiges Verfahren mit Membranen unterschiedlicher Permeanz bzw. Selektivität. Als Post-Combustion-Verfahren für Kraftwerke und Industrie ist die Membrantechnologie der chemischen Absorption unterlegen: Aufgrund der relativ geringen CO₂-Konzentration im Abgas ist der geringe Konzentrationsgradient als Triebkraft des Verfahrens nachteilig. Vielversprechend ist die Kombination des Membranverfahrens mit einem Absorptionssystem. Für die Abscheidung aus Luft ist dieses Verfahren nicht geeignet.

Vorteile: keine Betriebsmittel erforderlich – dadurch im Betrieb niedrige Kosten, einfache Prozesssteuerung, hohe Umweltfreundlichkeit im Betrieb ohne Chemikalien

Nachteile: hoher Stromverbrauch, hohe Anlagenkosten

Unter der Bezeichnung Oxyfuel wird die Verbrennung von kohlenstoffhaltigen Brennstoffen mit reinem Sauerstoff verstanden, wodurch eine hohe Aufkonzentration des Kohlendioxids erreicht wird. Gegenüber heutigen Kohlekraftwerken, bei denen der CO₂-Gehalt des Rauchgases etwa 12 bis 15 Vol.-% beträgt, liegt dieser bei Oxyfuel-Anlagen bei etwa 89 %. Durch das Auskondensieren des Wasserdampfes erhält man ein Rauchgas, das fast nur noch aus CO₂ besteht und das nach der Verdichtung direkt zum Speicherstandort transportiert werden kann. Die Bereitstellung von Sauerstoff für den Verbrennungsprozess erfolgt mit einer Luftzerlegungsanlage. Derzeit gibt es weltweit keine Oxyfuel-Demonstrationsanlagen im größeren Maßstab. Potential besteht in Kraftwerken wie auch in der Zementindustrie.

Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele

Biogasaufbereitung

Entwicklungsziele bei der **Druckwechseladsorption** sind die weitere Reduktion des relativ hohen Methanschlupfes und des Stromverbrauchs. Derzeit sind nur größere Anlagen wirtschaftlich rentabel ($>500 \text{ Nm}^3/\text{h}$ Biomethan). Entwicklungsziel ist daher auch die Verringerung der Aufbereitungskosten für kleinere Anlagenkapazitäten für die dezentrale CO_2 -Abscheidung. Der Prozess der Aufbereitung zu Biomethan trägt allerdings nur mit einem geringen Anteil zu den Gesamtgestehungskosten bei. Der überwiegende Anteil der Kosten des Biomethans liegt bei der Rohbiogasproduktion, welche über ein vergleichsweise geringes Kostenreduktionspotenzial verfügt (Billig 2016).

Bei der **Aminwäsche** steht die Wärmerückgewinnung im Zentrum der Entwicklung. Außerdem ist der Einsatz von Aminosäuresalzen als Alternative zu Aminen ein Forschungsziel. Der Vorteil wären niedrigere Prozesstemperaturen für die Regeneration der Waschlösung, um das Verfahren für eine effiziente CO_2 -Abscheidung auch für kleinere Biogasanlagen zu ermöglichen.

Entwicklungsziel beim **Membranverfahren** ist, den polymerspezifischen Durchgangswiderstand durch neue Materialien zu verringern und technisch interessante Flussleistungen sowie dünne und gleichzeitig stabile Membranen zu erreichen.

Die technologischen Parameter wurden für das Jahr 2030 unverändert belassen und für das Jahr 2050 aufgrund folgender Annahmen festgelegt: Die Methanausbeute als Hauptprodukt der Biogasaufbereitung erhöht sich aufgrund neuer Bakterien um 10 % — damit sinkt entsprechend die abgeschiedene CO_2 -Menge.

Großtechnische CO_2 -Abscheidung

Die CO_2 -Abscheidung mit **chemischer Wäsche** wird schon seit etwa 80 Jahren betrieben. Die aufgeführten Technologien sind Stand der Technik und erwarten keine großen Technologiesprünge mehr. Gegebenenfalls kann durch ein verändertes Mischungsverhältnis bei der Aminwäsche eine Effizienzsteigerung erzielt werden, jedoch hängt dieses von der jeweiligen Abgaszusammensetzung ab. Das **Membranverfahren** wird seit den 1980er Jahren zur Erdgasaufbereitung genutzt. Eine erste Demonstrationsanlage zur Rauchgasreinigung wurde 2014 in den USA in Betrieb genommen. Herausforderungen sind unter anderem der niedrige Druck, sowie die komplexe Rauchgaszusammensetzung was zu Verunreinigung und Verstopfen der Membran führen kann. Die Potentiale zeichnen sich durch eine hohe Energieeffizienz und Umweltfreundlichkeit aus, da keine Chemikalien verwendet werden. Wird bei einer neuen Zementanlage ein **OxyFuel**-Brenner genutzt, kann die nachfolgende CO_2 -Abscheidung wesentlich effizienter und damit kostengünstiger betrieben werden (Kuramochi 2012).

Abscheidung aus der Luft

Für Abscheidung von CO_2 aus der Luft gibt es inzwischen einige wenige Pilot- und Demonstrationsanlagen. Das Unternehmen Carbon Engineering betreibt in Kanada eine Absorptionspilotanlage auf Basis von NaOH and KOH mit einer Kapazität von einer Tonne CO_2 pro Tag. Aktuell ist dort die Erweiterung zu einer PtL-Pilotanlage geplant. Die erste kommerziell erhältliche Demonstrationsanlage zur CO_2 -Gewinnung aus der Luft mit einem Adsorptionsverfahren wird von dem Unternehmen Climeworks hergestellt und betrieben. Die Climeworks Technologie wird seit 2014 in einer BmBF-geförderten PtL-Pilotanlage in Dresden eingesetzt und soll ab 2020 in einer kommerziellen PtL-Anlage in Norwegen zum Einsatz kommen. Da die verschiedenen Abscheidungsvarianten erst seit kurzem in Demonstrationsmaßstab eingesetzt werden, gibt es noch einen großen Spielraum für weitere technische Entwicklungen. Insbesondere die Entwicklung neuer Adsorptionsmaterialien könnte den Abscheideprozess noch deutlich effizienter machen. Als theoretisch erreichbarer energetischer Minimalaufwand wird in der Literatur etwa $1 \text{ GJ}/\text{tCO}_2$ angegeben. Die heutigen Verfahren liegen eher bei $6\text{-}9 \text{ GJ}/\text{tCO}_2$ (Socolow 2011).

Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050

Biogasaufbereitung

In Deutschland sind erst ca. 150 CO₂-Abscheideanlagen als Biogasaufbereitungsanlagen in Betrieb (Liebetrau 2017), in ganz Europa ca. 250 mit den Hauptländern Deutschland, Schweden und Niederlande. Als Länder mit hohem Potential, insbesondere auch für die Nutzung von Reststoffen werden Großbritannien, Frankreich und Italien gesehen (Weber 2015). In Deutschland sind die Druckwechseladsorption und Aminwäsche die im Anlagenbestand dominierenden und in Kombination mit der CO₂-Abscheidung relevanten Aufbereitungsverfahren (Dunkelberg 2015).

Biomethan als erneuerbarer Energieträger wird als ein im Gasnetz speicherbarer und somit von vielfältigen Anwendungen nutzbarer Energieträger ein bedeutendes Potential zugeschrieben, da ein flexibler Einsatz im Strom-, Wärme- und Mobilitätssektor ermöglicht wird. Perspektivisch könnte eine Kopplung der Biogasaufbereitung mit Power to Gas (PtG) interessant werden. Damit könnte das CO₂ aus dem Abgas der Biogasaufbereitung ebenfalls methanisiert und ins Gasnetz eingespeist werden (Sterner 2010).

Großtechnische CO₂-Abscheidung

Physikalische Wäschen mit Selexol™ oder Rectisol™ sind genauso wie die chemischen Wäschen (insbesondere die Aminwäsche) weit verbreitet und gängige Anlagenmodule (Kohl 1997). Den größten Anteil an CO₂-Emissionen stellen heute Kraftwerksabgase dar (≈79 %), gefolgt von Zementindustrie (≈7 %), Raffinerie (≈6 %) und Stahlindustrie (≈5 %). Daraus folgt, dass insbesondere für den Einsatz von chemischen Wäschern für die Kraftwerksabgase ein sehr großes Marktpotential vorhanden ist. Jedoch muss berücksichtigt werden, dass die fossilen Kraftwerke im Zuge einer Transformation zu einer klimaneutralen Wirtschaft Schritt für Schritt reduziert werden. In der Zementindustrie werden aber aller Voraussicht nach auch im Jahr 2050 noch prozessbedingte CO₂-Emissionen anfallen.

Abscheidung aus der Luft

Die Extraktion von CO₂ aus Luft hat im Moment keine kommerzielle Bedeutung. Solange CO₂ an anderer Stelle in größerer Konzentration anfällt, lohnt sich der energetische und technische Aufwand absehbar nicht. Die Situation kann sich aber in Zukunft anders darstellen, wenn für die PtX-Herstellung zum einen größere Mengen Kohlenstoff benötigt werden, zum anderen Punktquellen wie Kraftwerke oder Industriebetriebe immer weniger CO₂ ausstoßen und die biogenen CO₂-Quellen begrenzt sind. Außerdem könnte die Abscheidung aus der Luft die Nutzung großer, aber abgelegener Wind- und Solarstrompotenziale für die Herstellung von PtX-Energieträgern ermöglichen.

Technologische Parameter

Biogasaufbereitung

Die folgenden technischen Parameter beziehen sich auf Referenzanlagen, die schon in den Modulen 11 und 12 (Biomassevergärung) ausgewählt und beschrieben wurden. Die technologischen Parameter wurden für das Jahr 2030 unverändert belassen und für das Jahr 2050 aufgrund folgender Annahmen festgelegt: Die Methanausbeute als Hauptprodukt der Biogasaufbereitung erhöht sich aufgrund neuer Bakterien um 10 %; damit sinkt entsprechend die abgeschiedene CO₂-Menge.

CO₂-Abscheidung aus Biogas ohne Wärmebedarf (auf Grundlage DWA, DWW)

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050
Betriebsstunden	h/a	8.400	8.400	8.400
Anlagenkapazität Biogasaufbereitung	Nm ³ /h Biogas	1.400	1.400	1.400
CO ₂ -Volumensstrom CO ₂ aus Biogas/lw. Roh- u. Reststoffen	t/a CO ₂	10.478	10.478	9.838
CO ₂ -Volumensstrom CO ₂ aus Biogas/Biomüll	Nm ³ /h CO ₂	9.314	9.314	7.917
CO ₂ -Gehalt Mittelwert 87-99 %	%	93	93	93

Spez. Energiebedarf *	$\text{kJ}_{\text{el, th}}/\text{kg}_{\text{CO}_2\text{cap}}$	-	-	-
-----------------------	---	---	---	---

CO₂-Abscheidung aus Biogas mit Wärmebedarf (auf Grundlage Aminwäsche)

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050
Betriebsstunden	h/a	8.400	8.400	8.400
Anlagenkapazität Biogasaufbereitung	Nm^3/h Biogas	1.400	1.400	1.400
CO ₂ -Volumensstrom CO ₂ aus Biogas/lw. Roh- u. Reststoffen	Nm^3/h CO ₂	10.478	10.478	9.838
CO ₂ -Volumensstrom CO ₂ aus Biogas/Biomüll	Nm^3/h CO ₂	9.314	9.314	7.917
CO ₂ -Gehalt	%	99	99	99
Spez. Energiebedarf *	$\text{kJ}_{\text{el, th}}/\text{kg}_{\text{CO}_2\text{cap}}$	-	-	-

Großtechnische CO₂-Abscheidung

Beide hier dargestellten CO₂-Abscheidetechnologien sind Stand der Technik und werden seit Jahrzehnten großtechnisch eingesetzt. Entwicklungssprünge sind kaum zu erwarten (Koytsoumpa 2015, Urech 2013 und Schäffer 2013). Werte im realen Betrieb können jedoch deutlich von den angegebenen Werten abweichen, da diese stark von den jeweiligen Rahmenbedingungen, z. B. gewünschte/benötigte CO₂-Reinheit, Massenströme, verfügbares Investitionsvermögen usw., abhängig sind:

Aminwäsche im Kraftwerksabgas:

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050	Bandbreite
Betriebsstunden	h/a	8.410	8.410	8.410	
CO ₂ -Reinheit	%	98	98	98	95-99
Druck _{Regenerator}	bar	2	2	2	1-3
Spez. Energiebedarf	$\text{kJ}_{\text{el}}/\text{kg}_{\text{CO}_2\text{cap}}$	40	40	40	
Spez. Wärmebedarf	$\text{MJ}_{\text{th}}/\text{kg}_{\text{CO}_2\text{cap}}$	3,8	3,8	3,8	3,5-4,2

Selexol-Wäsche im Zementabgas:

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050	Bandbreite
Betriebsstunden	h/a	8.410	8.410	8.410	
CO ₂ -Reinheit	%	98	98	98	95-99
Druck _{Regenerator}	bar	18 2 0.3	18 2 0.3	18 2 0.3	
Spez. Energiebedarf	$\text{kJ}_{\text{el}}/\text{kg}_{\text{CO}_2\text{cap}}$	1100	1100	1100	1100-2200
Spez. Wärmebedarf	$\text{MJ}_{\text{th}}/\text{kg}_{\text{CO}_2\text{cap}}$	0	0	0	

Abscheidung aus der Luft

Für die nachfolgenden technologischen und ökonomischen Parameter wurden die Anlagen der Firma Climeworks betrachtet (Adsorption) (Climeworks 2018). Eine vollständige Liste der Technologieparameter findet sich auf der Internetseite des Umweltbundesamtes.

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050
Aufbereitungskapazität	tCO ₂ /a/Modul	49	49	49
Temperaturniveau (untere Grenze)	°C	80	80	80
Temperaturniveau (obere Grenze)	°C	120	120	120
Lebensdauer	a	20	20	20
Degradation (je Absorption-Desorption Zyklus)	%	0,02	0,02	0,02
Betriebsdruck	bar	1,01	1,01	1,01
Energieeinsatz Wärme (100 °C)	GJ/tCO ₂	7,92	6,57	5,76
Energieeinsatz Strom	GJ/tCO ₂	2,52	1,85	1,44

Die für diese Technologie wahrscheinliche Verbesserung der Leistungsdaten lässt sich nicht seriös quantifizieren.

Komponenten

Die Referenz-Anlage zur CO₂-Abscheidung aus Biogas mit DWA besteht aus

- Grob- und Feinentschwefelung (je nach H₂S-Gehalt)
- Verdichter, Trocknung durch Gaskühlung
- Druckwechseladsorption (4 Einheiten mit Kohlenstoff-Molekularsieb), Vakuumpumpe

Die Referenz-Anlage CO₂-Abscheidung aus Biogas mit Aminwäsche besteht aus

- Grob- und Feinentschwefelung (je nach H₂S-Gehalt)
- Wäscher
- Verdichter, Gastrocknung

Der Aminwäscher der großtechnischen CO₂-Abscheidung besteht aus:

- Waschkolonne bei atmosphärischem/leicht erhöhtem Druck (1 – 3 bar)
- Entspannungstrommel
- Wärmetauscher
- Regenerationskolonne
- Heizkessel
- Verdichter

Der Selexol-Wäscher besteht aus:

- Waschkolonne bei erhöhtem Druck (20 – 30 bar)
- Entspannungstrommel(n) bei niedrigerer Druckstufe (0,2 – 20 bar)
- Verdichter

Der CO₂-Abscheider der Firma Climeworks besteht aus:

- Gebläse
- Wärmetauscher

Quellenverzeichnis

Biogasaufbereitung

- Billig, E. (2016). Bewertung technischer und wirtschaftlicher Entwicklungspotenziale künftiger und bestehender Biomasse-zu-Methan-Konversionsprozesse. Dissertation. Hrsg. DBFZ Deutsches Biomasse Forschungszentrum. Leipzig.
- DENA. (2018). www.biogaspartner.de. Plattform Biogaspartnerschaft.
- Dunkelberg, E. (2015) Biomethan im Energiesystem – Ökologische und ökonomische Bewertung von Aufbereitungsverfahren und Nutzungsoptionen. Hrg: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW). Berlin. ISBN: 978-3-940920-10-2
- FNR Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (2012). Biomethan. Broschüre. Gülzow-Prüzen.
- FNR Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (2014). Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung. Broschüre. Gülzow-Prüzen.
- Güssing Energy Technologies GmbH. (2018). www.biogas-netzeinspeisung.at. Informationsplattform zur Planung von Biogasanlagen und Biogas-Aufbereitung für die Netzeinspeisung. Güssing.
- Liebetrau, J. (2017). IEA-Bioenergy Task 37: Country Report Germany. DBFZ Deutsches Biomasse Forschungszentrum. Leipzig.
- Markewitz, P. (2017). Technologiebericht 2.3 CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.
- NTEL (2013). Advanced carbon dioxide capture R&D program: Technology update.
- Sterner, M., Specht, M. (2010): Erneuerbares Methan. Eine Lösung zur Integration und Speicherung Erneuerbarer Energien und ein Weg zur regenerativen Vollversorgung. In Solarzeitalter 1: 51–58.
- TU Wien. (2012). Überblick über Biogasaufbereitungstechnologien zur Produktion von Biomethan. Deliverable. Im Projekt Biomethane Regions. Wien.
- Weber, T. (2015). Latest developments of biogas upgrading to biomethane. Präsentation beim EBA Workshop, 3. September 2015. Brüssel.

Großtechnische CO₂-Abscheidung

- A. Kohl, R. Nielsen (1997). Gas Purification, fifth ed., Gulf Publishing Company.
- E.-I. Koytsoumpa, K. Atsonios, K.D. Panopoulos (2015). Modelling and assessment of acid gas removal processes in coal-derived SNG production, Laboratory of Steam Boilers and Thermal Plants
- J. Urech, L. Tock, T. Harkin (2013). An assessment of different solvent-based capture technologies within an IGCC-CCS power plant, Industrial Energy Systems Laboratory, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne.
- A. Schäffer (2013). Amine und Aminmischungen zur CO₂-Absorption aus Kraftwerksrauchgasen und ihr Energiebedarf zur Regeneration, Dissertation am Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK), Universität Stuttgart.
- T. Kuramochi, A. Ramírez, W. Turkenburg, A. Faaij (2011). Comparative assessment of CO₂ capture technologies for carbon-intensive industrial processes

Abscheidung aus der Luft

- Climeworks (2018). Climeworks (2018) - Direct Air Capture & Storage (DACs) Factsheet for Researchers <http://www.climeworks.com/wp-content/uploads/2018/10/DACS-Factsheet-for-researchers.pdf> Abgerufen am 14.02.2019
- Goepfert, A., Czaun, M., Prakash, G. S., & Olah, G. A. (2012). Air as the renewable carbon source of the future: an overview of CO₂ capture from the atmosphere. *Energy & Environmental Science*, 5(7), 7833-7853.
- Socolow, R., Desmond, M., Aines, R., Blackstock, J., Bolland, O., Kaarsberg, T., ... & Sirola, J. (2011). Direct air capture of CO₂ with chemicals: a technology assessment for the APS Panel on Public Affairs (No. EPFL-BOOK-200555). American Physical Society.

2.2.4 Wasseraufbereitung

Wasseraufbereitung Oberflächenwasser und Grundwasser Modul 46: Vorbehandlung + Membrane (RO) Modul 47: Vorbehandlung + Ionenaustausch Modul 48: Kombinierte Behandlung
Technologiebeschreibung
<p>Dieser Steckbrief beschreibt die Vorbereitung von Oberflächen- oder Grundwasser, um elektrolytisch Wasserstoff zu produzieren. Die drei Methoden zur Wasserelektrolyse, die im Rahmen dieses Projektes betrachtet werden — alkalische Elektrolyse, PEM-Elektrolyse und Hochtemperaturelektrolyse — haben einen besonderen Bedarf an die Wasserqualität (Ursua 2012). Die alkalische Elektrolyse verlangt große Elektrolytkonzentration. So verwenden moderne Anlagen eine 25- 30-Gew.% KOH-Lösung. PEM Elektrolyseure werden mit demineralisiertem Wasser betrieben, welches eine sehr hohe Widerstandgröße aufweist ($>1\text{M}\Omega\cdot\text{cm}$; DI Wasser Grade 2 nach ISO 3696) (Ursua 2012; Hydrogenics 2017). Entsprechend diesen Produktparametern muss die Zusammensetzung des Grund- und Oberflächenwassers je nach Ausgangsqualität ziemlich stark verändert werden. Zunächst muss während der Vorbehandlung durch mehrere Prozessschritte Trinkwasserqualität erreicht werden. Das reine Trinkwasser dient dann als Ausgangsstoff in weiteren Technologien, um hochreines Wasser zu produzieren.</p> <p><u>Oberflächenwasser</u> muss von Fest- und Schwebstoffen durch Filtrierung oder Siebverfahren (Trommelfilter oder Siebbandanlagen) gereinigt werden, gefolgt von der Ausflockung und Sedimentation der kleinen nicht filtrierbaren Partikel. Ein hoher Härtegrad kann den Einsatz von Säuren (z. B. Salzsäure beim Ionenaustausch oder Schwefelsäure) und Laugen (Laugenfällung) nötig machen (Dey 2007; Garfi 2016; Zijp 2015).</p> <p>Voraufbereitung von Grundwasser ist meist weniger aufwändig, weil oft die Entfernung von Fest- und Schwebstoffen entfällt. Hingegen müssen häufig gelöstes Eisen und Mangan durch Oxidation in Eisen- und Manganoxidhydrate überführt und diese aus dem Wasser gefiltert werden. Hierbei entstehen Schlämme als Rückstände bei der Filterrückspülung, die behandelt und entsorgt werden müssen.</p> <p>Das demineralisierte Wasser wird durch <u>Ionenaustausch</u> aus dem vorgereinigten Wasser gewonnen (Lenn-tech 2017).</p> <p>Darüber hinaus kann vollentsalztes Wasser – um den hohen Widerstand für PEM Elektrolyseur zu erreichen – auch durch Umkehrosmose (engl. Reverse Osmose, RO) erreicht werden [ewt-wasser 2017]. Ein wesentlicher Unterschied zwischen Ionenaustausch und RO ist, dass für die RO keine zusätzlichen Chemikalien eingesetzt werden, die über die Konditionierung des Inputwassers hinausgehen. Es besteht auch die Möglichkeit, beide Verfahren zu kombinieren, um die Belastung des Ionenaustauschharzes zu minimieren.</p> <p>Die Module unterscheiden sich in den Aufbereitungsmethoden bis zum Trinkwasserqualität. Alle Varianten verfügen über eine vorgeschaltete Entfernung von festen Verunreinigungen. Die konventionelle Aufbereitung umfasst dann die folgenden Prozessschritte: Eisenentfernung, chemische Enthärtung, Filtrierung und Ionenaustausch. Während der kombinierten Aufbereitung werden Membranfilter und Ionenaustauschharz eingesetzt [Zijp / van der Laan, 2015]. Der Voraufbereitung folgt die Vollentsalzung.</p>
Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele
<p>Technische Entwicklungen in Produktionsprozessen zielen auf die Schließung des Wasserkreislaufs durch Regenerierung des verbrauchten Wassers, um so eine Unabhängigkeit von externen Wasserquellen zu erreichen. Darüber hinaus ist die Senkung der Kosten eine zentrale Frage [DECHEMA, 2016]. Im Fall der Elektrolyse ist die Rückgewinnung natürlich nicht möglich. Umso wichtiger ist die Entwicklung von wirtschaftlich betriebenen dezentralen Anlagen.</p>
Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050
<p>Der Bedarf an strombasiertem Wasserstoff – und damit an aufbereitetem Wasser für die Elektrolyse — wird in der Zukunft stark steigen, sowohl für PtX-Energieträger als auch für chemische Umwandlungsprozesse, wie z. B. die Ammoniakherstellung. Darüber hinaus ist die wachsende Epoxidharzproduktion ein wesentlicher Treiber.</p>

Technologische Parameter				
Folgende Technologien werden betrachtet:				
<ul style="list-style-type: none"> - Konventionelle Vorbehandlung + Membran (RO) - Konventionelle Vorbehandlung + Ionenaustausch - Kombinierte Behandlung 				
Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050
Recovery rate (Membrane)	%	80	80	80
Stromverbrauch (a)	kWh/m ³	2,9	1,9	0,9
Stromverbrauch (b)	kWh/m ³	0,7	0,6	0,5
Stromverbrauch (c)	kWh/m ³	3,3	2,3	1,3
Komponenten				
Folgende Komponenten sind berücksichtigt:				
<ul style="list-style-type: none"> - Wassergewinnung - Wasservorbehandlung - Entsalzungsprozess (Ionenaustausch / Membran) - Abwasserentsorgung 				
Quellenverzeichnis				
<p>Alvarado, Marc. 2016. "The Changing Face of the Global Methanol Industry." IHS Chemical Bulletin Insights, no. 3. http://www.methanol.org/wp-content/uploads/2016/07/IHS-ChemicalBulletin-Issue3-Alvarado-Jun16.pdf.</p> <p>DECHEMA. 2016. "E4WATER (Economically and Ecologically Efficient Water Management in the European Chemical Industry)." Frankfurt. http://cordis.europa.eu/result/rcn/188187_en.html.</p> <p>Dey, Dipa, Amanda Herzog, and Vidya Srinivasan. 2007. "CHEMICAL PRECIPITATION: WATER SOFTENING." http://www.egr.msu.edu/~hashsham/courses/ene806/docs/Water Softening 1.pdf.</p> <p>ewt-wasser. 2017. "Demineralised Water - EWT Water Technology." http://www.ewt-wasser.de/en/knowledge/demineralised-water.html.</p> <p>Garfi, Marianna, Erasmo Cadena, David Sanchez-Ramos, and Ivet Ferrer. 2016. "Life Cycle Assessment of Drinking Water: Comparing Conventional Water Treatment, Reverse Osmosis and Mineral Water in Glass and Plastic Bottles." <i>Journal of Cleaner Production</i> 137 (November). Elsevier: 997–1003.</p> <p>Hydrogenics. 2017. "On-Site Hydrogen Generation." Mississauga, ON. http://www.hydrogenics.com/wp-content/uploads/2-1-1-1-hylyzer-1-223F620871645.pdf.</p> <p>Lenntech. 2017. "Deionized - Demineralized Water - Lenntech." https://www.lenntech.com/applications/process/demineralised/deionised-demineralised-water.htm.</p> <p>Ursua, Alfredo, Luis M. Gandia, and Pablo Sanchis. 2012. "Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends." <i>Proceedings of the IEEE</i> 100 (2): 410–26. doi:10.1109/JPROC.2011.2156750.</p> <p>USGS. 2016. "USGS Minerals Information: Mineral Commodity Summaries." https://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/mcs/.</p> <p>Zijp, MC, and H van der Laan. 2015. "Life Cycle Assessment of Two Drinking Water Production Schemes." Bilthoven. http://www.rivm.nl/bibliotheek/rapporten/2015-0209.pdf</p>				

Modul 49: Meerwasserentsalzung

Technologiebeschreibung

Vorwiegend im Nahen Osten und Nordafrika aber auch z. B. in Australien und Indien sind weite Regionen von Wasserknappheit betroffen. Das schränkt auch die Verfügbarkeit von Wasser für die Elektrolyse ein. Entsalzung von Meerwasser ist eine mögliche Maßnahme, um dieses Problem zu mildern (MENAWATER 2011). Die meisten Meerwasserentsalzungsanlagen befinden sich heute im Nahen Osten in den Golfstaaten und basiert auf der MSF-Technologie (engl. Multi-Stage Flash, mehrstufige Entspannungsverdampfung). Dies ist ein thermisches Verfahren, bei dem das Rohwasser zu einer Reihe an Stufen mit stetig niedrigerem Druck geführt wird. In jeder Stufe kocht die Sole spontan, bis sie ihre Sättigungstemperatur erreicht hat. Bei jeder Stufe wird damit eine Menge an Destillat (Dampf) generiert (WABAG 2017). Der Prozess ist sehr energieintensiv. Eine verbesserte Variante mit geringerer Soletemperatur bietet die MED (Multi-Effect Distillation) (Gebel 2008, El-Dessouky 2002).

Die RO (Reverse Osmose, Umkehrosmose) ist im Gegensatz dazu ein membranbasiertes Verfahren, bei dem das Rohwasser mit hohem Druck (bis 80 bar) gegen eine selektive Membrane gepumpt wird. Die Membrane kann zwischen 94 % und 98 % der gelösten Salze abtrennen (Wilf 2007). Der typische Energieeinsatz bei neuen RO-Anlagen ist viel niedriger als bei thermischen Entsalzungsverfahren. Daher hat die RO in den letzten Jahren ein enormes Wachstum erlebt. Im Jahr 2014 waren ca. 66 % der global installierten Entsalzungskapazität RO. Es folgten MSF mit 23 % und MED mit 8 % (IRENA 2015).

Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele

Bis Ende des letzten Jahrhunderts hatten die thermischen Entsalzungsverfahren – insbesondere MSF – eine dominierende Rolle im Entsalzungsmarkt gehabt. In den letzten Jahrzehnten konnte bei der RO die Selektivität der Membranen erheblich gesteigert werden. Darüber hinaus sind seit ca. 10-15 Jahren bei der RO Systeme eingeführt worden, die den schon relativ niedrigen Energieverbrauch weiter senken können. Diese Systeme sind als ERD (Energy Recovery Devices) bekannt. Damit kann ein großer Teil der Druckenergie, die in der Sole noch vorhanden ist, wieder an das Rohwasser abgegeben werden (Pressure Exchange Systems). Bei den thermischen Entsalzungsverfahren wird untersucht, ob eine alternative Wahl der Materialien für die Verdampfer vorteilhaft sein kann. Bei der RO liegen aktuelle Forschungsschwerpunkte bei der zusätzlichen Verbesserung der Selektivität der Membranen, dem Design sowohl der Membrananordnung als auch der gesamten Anlage (Penate 2012). Auch die Versorgung mit erneuerbaren Energien wird eine immer wichtigere Rolle einnehmen.

Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050

2015 lag die gesamte global installierte Entsalzungskapazität bei ca. 87 Mio. m³/Tag. Mehr als 300 Millionen Menschen sind weltweit momentan auf Entsalzung angewiesen (IDADESAL 2017). Der jährliche Zuwachs an installierter Entsalzungskapazität weltweit liegt laut (IRENA 2015) bei 9 %. Laut (DESALDATA 2017) werden jedes Jahr neue Entsalzungsanlagen mit einer gesamten Kapazität von ca. 10 Mio. m³/Tag installiert. Davon sind ca. 90 % RO-Anlagen. Bis 2030 ist ein jährlicher Zuwachs an installierter Entsalzungskapazität von ca. 15 – 20 Mio. m³/Tag prognostiziert (DESALDATA 2017).

Technologische Parameter				
Im aktuellen Projekt wird lediglich die Umkehrosmose (RO) für Meerwasser berücksichtigt:				
Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050
Recovery Rate	%	35-45	40-50	45-55
Stromverbrauch	kWh/m ³	2.2 – 2.5	2.2 – 2.5	2.0
Selektivität Membranen	%	94 - 98	96 - 99	98 - 99
Betriebsdruck	bar	55 - 75	55 - 75	55 - 75
Lebensdauer	a	25	25	25
Verfügbarkeit	%	92	94	95
Komponenten				
<ul style="list-style-type: none"> - Wassereinlass - Wasservorbehandlung - Entsalzungsprozess - Nachbehandlung Trinkwasser - Sole-Entsorgung 				
Quellenverzeichnis				
<p>WABAG (2017) Online (17.10.2017): http://www.wabag.com/de/performance-range/processes-and-technologies/msf-multi-stage-flash/</p> <p>Penate, B., Garcia-Rodriguez, L. (2012), Current trends and future prospects in the design of seawater reverse osmosis desalination technology, Desalination 284 1–8</p> <p>Wilf, M., Awerbuch, L., Bartels, C., Mickley, M., Pearce, G., Voutchkov, N., (2007), The Guidebook to Membrane Desalination Technology: Reverse Osmosis, Nanofiltration and Hybrid Systems Process, Design, Applications and Economics, L'Aquila</p> <p>Gebel, J., Yüce, S. (2008), An Engineer´s Guide to Desalination, VGB PowerTech, Essen, Germany</p> <p>El-Dessouky, H.T., Ettouney, H.M. (2002), Fundamentals of Seawater Desalination, Elsevier, Kuwait University,</p> <p>MENAWATER (2011): Verdier, F., (Fichtner) Trieb, F., Fichter, T., Moser, M., (DLR) 2011. Desalination Using Renewable Energy, Task 2 - Energy Requirement, MENA Regional Water Outlook, Part II, Online (Nov. 2014): www.dlr.de/tt/menawater</p> <p>IRENA (2015) Online (17.10.2017) www.irena.org - Water_Desalination_Using_Renewable_Energy_-_Technology_Brief.pdf</p> <p>IDADESAL (2017) Online (17.10.2017): http://idadesal.org/desalination-101/desalination-by-the-numbers/</p> <p>DESALDATA (2017) Online (17.10.2017): https://www.desaldata.com</p>				

2.2.5 Transport von Strom und Energieträgern

Um eine Bereitstellung synthetischen Energieträgern in Deutschland bewerten zu können, muss auch der weiträumige Transport berücksichtigt werden. Dies ist insbesondere dann relevant, wenn die Erzeugung außerhalb Deutschlands stattfindet. Grundsätzlich bestehen zwei Optionen:

1. Transport von Strom nach Deutschland und Erzeugung vor Ort; oder
2. Erzeugung der Energieträger im Ausland mit anschließendem Transport nach Deutschland.

Für den Stromtransport werden Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen betrachtet, während der Transport von flüssigen Energieträgern per Schiff und LKW erfolgen kann. Der Gastransport ist zusätzlich über Flüssiggastanker und Pipelines möglich. Für die Steckbriefe wurden die Ergebnisse des UFOPLAN-Vorhabens „Klimaschutz und regenerativ erzeugte chemische Energieträger –Infrastruktur und Systemanpassung zur Versorgung mit regenerativen chemischen Energieträgern aus in- und ausländischen regenerativen Energien“ ausgewertet. Zudem wurden Untersuchungen zu spezifischen Kosten und Verlusten von unterschiedlichen Möglichkeiten des weiträumigen Wasserstofftransports und HGÜ-Stromleitungen und -korridoren¹⁰ genutzt, wie sie am DLR vorliegen.

¹⁰ Trieb, F., C. Schillings, T. Pregger and M. O'Sullivan (2012). "Solar electricity imports from the Middle East and North Africa to Europe." *Energy Policy* 42: 341-353.

Modul 50: Stromtransport mit Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ)

Technologiebeschreibung

Stromübertragungs- und Verteilungsnetze stellen samt Umspann- und Schaltanlagen die Verbindung zwischen Erzeugung und Verbrauch her, wobei Freileitungen und Kabel die wesentlichen Bindeelemente darstellen. Im Gegensatz zu den heute dominierenden Wechselstrom-(AC-)Freileitungen werden für den Ausbau des Übertragungsnetzes Hochspannungs-Gleichstrom-(DC-)Übertragungsleitungen betrachtet.

Die Technologie der Hochspannungsgleichstromübertragung (auch HGÜ) wird vorwiegend zur Übertragung hoher Leistungen über weite Strecken verwendet. Die Energie kann in beide Richtungen transportiert werden. Es können dabei Freileitungen oder Erdkabel über Land eingesetzt werden. HGÜ-Verbindungen werden derzeit noch fast ausschließlich als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen realisiert, wobei Erdkabel teilweise monopolar mit der Erde als Rückleiter und Freileitungen als bipolare Stromkreise ausgelegt werden. Letzteres verspricht eine höhere Versorgungssicherheit im Störfall. Beim Ausfall einer Leitung einer bipolaren Trasse steht entsprechend noch die Hälfte der Übertragungsleistung zur Verfügung. Ein mit dem Wechselstromsystem vergleichbares vernetztes System ermöglicht die Multiterminaltechnologie, die im Vergleich allerdings wesentlich komplexer in der Steuerung sowie Umsetzung ausfällt. Die erste von ABB gebaute Multiterminalanlage befindet sich in Quebec (ABB 2008).

Eine weitere Anwendung von HGÜ stellen elektrische Seekabelverbindungen dar. Der Aufbau und die Materialien für Leiter/Leitschichten, Isolierungen, Polster und Bewehrungen unterscheiden sich von Freileitungen wie auch von Erdkabeln. In der Regel ist bei Erd- und Seekabeln ein innerer Kupferleiter vorhanden. Aufgrund der hohen Verluste von AC-Kabeln sind kabelgebundene Verbindungen ab circa 80 km nur mit HGÜ möglich (Siemens 2012). Auch ein gemischter Einsatz von Kabeln und Freileitungen oder See- und Landkabeln ist möglich.

Vorteile und Nachteile der verschiedenen Technologien:

DC-Freileitungen haben weitaus geringere Leistungsverluste als AC-Höchstspannungsfreileitungen — im Bereich von 4-5 %/1000 km aufgrund der geringeren Wärmeerzeugung im Leiter. Sie verursachen deutlich niedrigere elektromagnetische Strahlungen und aufgrund der höheren Übertragungsleistungen eine geringere Landnutzung als AC-Leitungen (May 2005, Hess 2013). In der Regel ist mit HGÜ bei gleicher Trassenbreite 30-40 % mehr Energieübertragung möglich als bei herkömmlichen AC-Freileitungen (Siemens 2012). Je höher die Spannung ist, desto geringer fallen die Transportverluste aus und desto mehr Energie kann über die Leitung übertragen werden (Siemens 2012). Aufgrund der Kosten und Verluste der Konverterstationen sind jedoch erst ab etwa 600 km Länge HGÜ-Freileitungen wirtschaftlicher als AC-Leitungen (Siemens 2012).

Der Einsatz von Erdkabeln verursacht weitaus höhere Kosten (ca. Faktor 5-8 höher als Freileitungen), verspricht aber eine deutlich höhere Akzeptanz in der Bevölkerung für den Netzausbau. Eine Bodenbewirtschaftung über den Erdkabeln ist möglich, jedoch sollten keine tiefwurzelnden Pflanzen und keine Überbauung im Kabelschutzstreifen vorkommen. Auch bei langen Erdkabeltrassen ist die HGÜ im Vorteil, da bei AC-Kabeln ab ca. 100 km Länge eine Blindleistungskompensation nötig ist.

Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele

Forschung und Entwicklung zielen bei DC-Verbindungen auf eine Reduktion der Übertragungsverluste durch Anhebung der Spannung, die technische Realisierung von vernetzten HGÜ-Leitungen sowie die Erweiterung des Leistungsbereichs netzgeführter HGÜ, die sich gegenüber konventioneller Technik durch wesentliche Vorteile in der Flexibilität bei der Blindleistungssteuerung auszeichnen. Die Technologieauslegung und die Wahl der erforderlichen Übertragungsspannung sind aus wirtschaftlichen Gründen abhängig von der zu übertragenden Leistung. Beispielhaft sind unten technologische Parameter und Kosten für eine 600 kV HGÜ-Anlage als Punkt-zu-Punkt-Ausführung (bipolar) dargestellt. Bei den DC-Systemen wurden zwischen 1997 (1. Generation mit Zwei-Punkt-Umrichter) und 2010 (4. Generation, HGÜ-light mit kaskadierten Zwei-Punkt-Umrichtern) die Umrichterverluste von 3 % auf ca. 1 % reduziert und dabei die Schaltfrequenz minimiert (ABB 2011).

Grundsätzlich lassen sich heute zwei Technologien zur Transformation von Drehstrom in Gleichspannung unterscheiden, die sich zum einem in einer netzgeführten und zum anderen in einer selbstgeführten Betriebsweise einordnen lassen (ABB 2014). Konventionelle Einrichtungen sind heute mit einer Leistung von bis zu 6000 MW pro Übertragung bei einer Gleichspannung von bis zu ± 800 kV verfügbar.

Zukünftig kann mit einer steigenden Übertragungsleistung bei höherer Spannung gerechnet werden. Die für Querverbindungen erforderliche Multiterminal-Technik ist noch nicht wirtschaftlich realisierbar.

Bei den DC-Erdkabeln sind Entwicklungen zur weiteren Kostenreduktion bei gleichzeitiger Steigerung der Übertragungsleistung wesentlich zur Erhöhung des Einsatzpotenzials. Der realisierte Stand der Technik liegt bei 1800 A und 320 kV, entsprechend etwa 1 GW Übertragungsleistung bei einer bipolaren Leitung (Hess 2013). Bei den DC-Seekabeln liegt der realisierte Stand der Technik bei 1,6 GW Übertragungsleistung (1.600 A bei 500 kV), die Verlegetiefen werden bis etwa 1.500 m Meerestiefe angegeben (Hess 2013). Neuere Entwicklungen von 525 kV bzw. 640 kV extrudierten HGÜ-Kabeln versprechen für zukünftige Trassen weitaus höhere Übertragungsleistungen von über 2 bzw. über 3 GW (NKT 2018, ABB 2016). Auch die Entwicklungsziele von ABB wurden bezüglich der VSC-HGÜ mit einer DC-Spannung von ± 640 kV, einer Übertragungsleistung von 2,4 GW sowie Verlusten pro Umrichter von $< 0,9\%$ angegeben (ABB 2011). Bei DC-Seekabeln sind ebenfalls Spannungen von ± 640 kV und Wassertiefen bis 2.000 m das Ziel zukünftiger Realisierungen. Zudem wird an elektronischen und mechanischen DC-Leistungsschaltern und am Aufbau von Gleichstromnetzen (z. B. OffshoreGrid) weiter geforscht.

Die Stabilität der Stromversorgung bei Störungen stellt hohe Anforderungen an die neuen HGÜ-Technologien. Neue Regelungsstrategien sind für die Leistungsregelung in netzten DC-Netzen, die Primärregelung (Definition "Führungsgröße") und den Einfluss von Massenträgheit erforderlich. Zudem müssen die Arbeiten zur Standardisierung von HGÜ-Technologie und -Regelung abgeschlossen werden.

Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050

Bereits um die Jahrtausendwende waren ca. 60 GW Übertragungs-Leistung mittels HGÜ-Technologie weltweit installiert, bis 2012 wurden HGÜ-Verbindungen mit insgesamt 100 GW realisiert. Es wird erwartet, dass sich diese Zahl in den nächsten Jahren verdreifacht haben wird (Siemens 2012). Die Zahl der realisierten Projekte lag 2012 in der Größenordnung von 140 (ABB 2011). Überbrückt werden dabei Distanzen bis zu mehreren 1000 Kilometern. Damit stellt die HGÜ eine ausgereifte Technologie dar.

Nach Firmenangaben hat Siemens in China Ende 2009 die weltweit erste HGÜ-Anlage mit 800 kV Spannung in Betrieb genommen. Siemens installiert mit dem „Western Link“ zwischen Schottland und England die weltweit erste Seekabel-HGÜ-Verbindung mit 600 kV und 2,2 GW Übertragungsleistung (Siemens 2012).

Es wird erwartet, dass der globale Markt für Stromübertragungen (inkl. HGÜ) in den nächsten Jahren weiter steigt. Heute dürfte er in der Größenordnung von 5 bis 9 Mrd. EUR pro Jahr liegen. Der Markt für HGÜ hat sich dabei in den letzten Jahren stark entwickelt.

Technologische Parameter

Nachstehend erfolgt eine Auflistung jeweiliger Komponenten sowie entsprechender technischer Kenngrößen einer HVDC-Technologie mit langfristig über 3 GW Übertragungsleistung und ± 600 kV Übertragungsspannung als Parameterdaten für das Projekt. (DLR/ISE/IFHT 2012)

HGÜ - bipolar	Einheit	2015	2030	2050
Systemart		einfach	einfach	einfach
Spannung	kV	600	600	600
Grenzleistung je Stromkreis 2050	MW	3.200	3.200	3.200
Leitungsverluste Freileitung pro 1000 km	%	4,5	4,5	4,5
Leitungsverluste Erdkabel pro 1000 km	%	3,4	3,4	3,4
Leitungsverluste Seekabel pro 1000 km	%	2,6	2,6	2,6
Stationsverluste pro Station	%	0,7	0,7	0,7

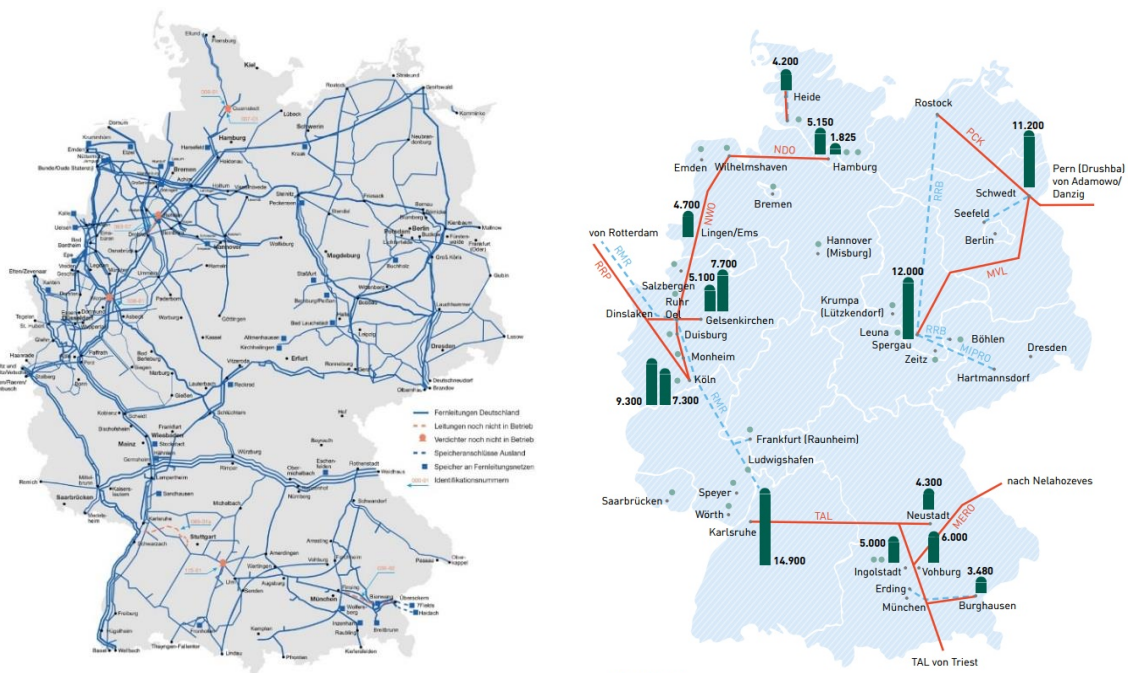
Komponenten
<p>Die HGÜ-Technologie für die weiträumige Stromübertragung besteht aus folgenden Komponenten:</p> <ul style="list-style-type: none">- AC/DC-Umrichterstationen (jeweils 2 pro Punkt-zu-Punkt-Verbindung)- Überlandleitung (bipolar)- Erdkabel (bipolar)- Seekabel (bipolar)
Quellenverzeichnis
<p>ABB (2008): Victor F. Lescale et. al.: Challenges with Multi-Terminal UHVDC Transmissions, POWERCON2008 & 2008 IEEE Power India Conference, October 12-15, 2008, New Delhi, India.</p> <p>ABB (2011): Hybride Netze Anforderungen und Möglichkeiten. Dr. Jutta Hanson, ABB AG, 07.06.2011, Workshop „Versorgungssicherheit“, DLR, Stuttgart</p> <p>ABB (2014): Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung - Grundlagen und Integration in die Stromversorgung der Zukunft. ABB AG Energietechnik-Systeme (https://library.e.abb.com/public/)</p> <p>ABB (2016): HGÜ-Kabel – Unterirdische Hochleistungsübertragung kompakt und umweltschonend. www.life-needs-power.de/wp-content/uploads/2016/05/12.00-Uhr_Kurth-Benedikt.pdf</p> <p>DLR/ISE/IFHT (2012): Perspektiven von Elektro-/Hybridfahrzeugen in einem Versorgungssystem mit hohem Anteil dezentraler und erneuerbarer Energiequellen. Schlussbericht BMWi – FKZ 0328005 A-C, DLR Stuttgart, Fraunhofer ISE Freiburg, IfHT der RWTH Aachen.</p> <p>Hess, Denis (2013): Fernübertragung regelbarer Solarenergie von Nordafrika nach Mitteleuropa. Diplomarbeit Universität Stuttgart, DLR Institut für Technische Thermodynamik, Juli 2013.</p> <p>Hofmann, Lutz (2015) Einsatz von Erdkabeln und Freileitungen in Hochspannungs-Drehstrom- und -Gleichstrom-Übertragungssystemen. Informationstag BNetzA Hannover, 05. Mai 2015, IEH Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik Fachgebiet Elektrische Energieversorgung. (https://www.netzausbau.de/)</p> <p>May, Nadine (2005): Ökobilanz eines Solarstromtransfers von Nordafrika nach Europa. Diplomarbeit. Technische Universität Braunschweig, Braunschweig.</p> <p>Nitsch, J., T. Pregger, T. Naegler, D. Heide, D. L. d. Tena, (2012). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Stuttgart, Kassel, Teltow, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE).</p> <p>NKT (2018): NKT GmbH & Co. KG Homepage (https://www.nkt.de/) Zugriff Innovationen: Energieübertragung über weite Distanzen verdoppeln (Extrudiertes 525 kV HVDC Kabelsystem) und Weltweit leistungsstärkstes Kabelsystem zur unterirdischen Energieübertragung (Extrudiertes 640 kV HVDC Kabelsystem) (Zugriff Mai 2018)</p> <p>Siemens (2012): Fact Sheet Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) https://www.siemens.com/press/pool/de/events/2012/energy/2012-07-wismar/factsheet-hgue-d.pdf</p> <p>VDEW (2007): Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW: Daten und Fakten Stromnetze in Deutschland, Basisdaten zum Stromnetz in Deutschland.</p> <p>Wetzel, Manuel (2016). Materialbilanzen und Auswirkungen von Materialverfügbarkeit auf europäische Energieszenarien unter Berücksichtigung von Importen regelbaren Solarstroms. Masterarbeit Universität Stuttgart, DLR Stuttgart, März 2016</p>

Modul 51: Transport - Pipeline

Technologiebeschreibung

Gase und Flüssigkeiten können per Pipeline transportiert werden. Für einige der PtX-Energieträger - FT-Rohöl und -Produkte, synthetisches Erdgas und in begrenztem Rahmen auch Wasserstoff) ließe sich die bestehende Pipeline-Infrastruktur in Deutschland und Europa nutzen. Methanol ist hingegen so korrosiv, dass ggf. der Aufbau einer eigenen Pipeline-Infrastruktur nötig wäre. Andererseits lassen sich flüssige Energieträger wegen ihrer höheren Energiedichte auch effizient mit Tankschiffen und LKW transportieren. Das zeigt sich auch im Vergleich der heutigen Gas- und Erdölinfrastruktur in Deutschland.

Abbildung 18: Übersicht über die Gas- und Erdölleitungen in Deutschland



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Der Bedarf an Rohölen in Deutschland betrug 2017, ohne Sekundärzugänge, etwa 3.890 PJ. Rund 2,4 % davon wurden im Inland gefördert. Etwa 80 % des Imports erfolgt über Ölpipelines aus Rotterdam, Triest und Russland. Insgesamt 9 Unternehmen betreiben 14 Import-Rohöl-Fernleitungen in Deutschland bzw. mit Verbindungen ins Ausland (Stand Ende 2016). Deren Gesamtlänge in Deutschland beträgt etwa 2.000 km mit einer maximalen jährlichen Beförderungskapazität von bis zu etwa 200 Mio. t ROE. Ein Teil der Leitungen wird auch in beide Richtungen genutzt bzw. ein Teil des Öls auch in andere Länder weitergeleitet. (MWV 2017b, 50f.) Darüber hinaus existieren 6 Pipelines, welche Mineralölprodukte in Zwischenlager oder zur Weiterverarbeitung transportieren.

Die Länge des deutschen Gasleitungsnetzes beträgt im Jahr 2016 insgesamt ca. 479.000 km, hiervon entfallen 158.500 km auf das Niederdruck-, 200.500 km auf das Mitteldruck- sowie 120.000 km auf das Hochdrucknetz. Das Fernleitungsnetz wird von 16 Betreibern unterhalten, die neben dem Netz auch 72 Verdichterstationen betreiben. Desweiteren gibt es in Deutschland 49 Untertagegasspeicher an 39 Standorten. Diese können eine Kapazität von 24 Mrd. m³ Arbeitsgas aufnehmen und haben eine maximale Entnahmekapazität von 676 Mio. m³/Tag. So können Gasspeicher etwa ein Viertel der im Jahr 2016 verbrauchten Erdgasmenge zur Verfügung stellen. Die Entwicklung der Infrastruktur in Deutschland ist nicht nur vom eigenen Versorgungsbedarf abhängig. Deutschland besitzt aufgrund der geografischen Lage sowie dem Vorkommen großer natürlicher Gasspeicher eine Verteilfunktion (Gas-Hub) für Europa. Bei einer Menge von 4.778 PJ importiertem Erdgas wurden in 2017 Erdgasmengen in einer Höhe von 973 PJ exportiert (Horst 2018).

Auch aus Nordafrika (Algerien und Libyen) führen Erdgaspipelines über das Mittelmeer nach Spanien und Italien. Das europäische Fernleitungsnetz ist aber nicht durchgehend für die Durchleitung in beide Flussrichtungen ertüchtigt.

Für die Ökobilanzierung in diesem Projekt sind vor allem zwei Aspekte wichtig:

- Energieaufwendungen und (Methan)verluste im Betrieb der Pipeline
- Materialaufwendungen und Umweltauswirkungen des Pipelineneubaus

Beim Transport verlieren Gas und flüssige Produkte durch Reibung an den Wänden der Pipeline Energie. In regelmäßigen Abständen müssen deshalb Verdichter- bzw. Pumpstationen den Druck neu aufbauen. Im Erdgasnetz werden diese Verdichter direkt mit Erdgas aus der Pipeline betrieben, manchmal aber auch elektrisch. Außerdem kommt es an den Stationen zu Undichtigkeiten, die einen direkten Austritt von Methan zur Folge haben.

Die Energie- und Methanverluste heutiger Pipelines sind in der Ökobilanzdatenbank Ecoinvent hinterlegt. (Wernet 2016) und dienen als konservative Einschätzung der heutigen Situation. Die Studie (DBI 2016), die speziell den Transport in Deutschland, den Niederlanden, Norwegen und Russland untersucht hat, kommt zu etwas günstigeren Ergebnissen. Diese Daten werden für das Stützjahr 2030 übernommen, da eine kontinuierliche Nachrüstung und Verbesserung der Infrastruktur zu erwarten ist. Die Ökobilanz zur im Bau befindlichen Nord Stream 2-Pipeline (Russ 2017) dient als bester Fall für die Werte im Jahr 2050.

Anders als synthetisches Erdgas und Bioerdgas unterscheidet sich Wasserstoff stark in seiner Gasbeschaffenheit gegenüber dem herkömmlichen fossilen Erdgas. Im Prinzip ist es möglich Wasserstoff dem Grundgas beizumischen, solange die Grenzwerte der Beschaffenheit des Grundgases eingehalten werden und die Wasserstofftoleranz der Kunden, der Gasinfrastruktur und seiner Komponenten nicht überschritten werden. Im Allgemeinen ist davon auszugehen, dass die bestehende Erdgasinfrastruktur weitgehend für ca. 10 Vol.-% H₂ im Erdgas geeignet ist. Gasanwendungsgeräte werden auch heute noch mit verschiedenen Gasqualitäten — darunter einem 12 Vol.-% H₂ enthaltenen Erdgas — getestet.

Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele

Durch Verbesserung der Energieeffizienz der Verdichterstationen und durch Reduktion von Strömungswiderständen in der Pipeline sollte es möglich sein, den Energieverbrauch der Gastransportleitungen um bis zu 20 % zu senken [Liu et al., 2014]. Dies ist in den Zahlen für das Jahr 2050 berücksichtigt.

Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050

Um abzuschätzen, ob das deutsche Gas- und Erdölnetz für den Transport künftiger PtX-Energieträger bei gleichzeitig rückläufigen Erdgas- und Erdölimporten ausreicht, vergleichen (Horst 2018) die Mengen an PtX-Stoffen in einer Reihe von Zukunftsszenarien, zu denen beispielsweise auch die UBA-Studie THGND (UBA 2014) gehört. Die Szenarien zeigen, dass der Gesamtbedarf an Kraft- und Brennstoffen aufgrund von Effizienzmaßnahmen in Gebäuden und Prozessen sowie einer zunehmend stromorientierten Energieversorgung über die Jahre zurückgeht. Die sinkenden Bedarfe an Kraft- und Brennstoffen werden bestehende Infrastrukturen mittel- bis langfristig nicht mehr ausfüllen können. Gerade für leitungsgebundene Infrastrukturen wie Pipelines stellt sich die Frage, ob ein Rückbau technisch notwendig wird.

Technologische Parameter

Daten für Energie- und Methanverluste im Pipelinetransport von Gas und Öl nach (Wernet 2016; DBI 2016; Russ 2017). Eine vollständige Liste der Technologieparameter findet sich auf der Internetseite des Umweltbundesamtes.

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050
Gas-Pipeline (Gas)	MJ/tkm	1,0	0,95	0,75
Gas-Pipeline: Methanverlust	%/1000 km	0,13	0,10	0,040
Öl-Pipeline, offshore – (Diesel)	MJ/tkm	0,45	0,45	0,45
Öl-Pipeline, onshore - (Strom)	MJ/tkm	0,072	0,072	0,072

Komponenten
<p>Folgende Komponenten werden berücksichtigt:</p> <ul style="list-style-type: none">- Infrastruktur (Rohrleitungen, Verdichterstationen, Pumpanlagen)- Transportleitungs-Energieverbrauch (Strom, Erdgas, Erdöl bzw. PtL oder PtG)- Direkte Emissionen (aus Eigenverbrauch den Pumpen, Verdichter)
Quellenverzeichnis
<p>DBI (2016): Critical Evaluation of Default Values for the GHG Emissions of the Natural Gas Supply Chain. Leipzig</p> <p>Horst, J; Merten, F., Kiefer, S. Taubitz, A. (2018): Technologiebericht 3.4 Nutzung von Erdgas- und Erdölinfrastrukturen und Raffinerien für strombasierte Kraftstoffe. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.</p> <p>MWV (2017): Jahresbericht 2017. Hg. v. Mineralölwirtschaftsverband e.V. https://www.mwv.de/presse/mwv-jahresbericht-2017/. Letzter Zugriff: 15.06.2018.</p> <p>UBA (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050 - Hintergrundpapier. Climate Change 07/2014, UBA, Dessau 2014</p> <p>Russ, M. (2017). GHG Intensity of Natural Gas Transport; Comparison of Additional Natural Gas Imports to Europe by Nord Stream 2 Pipeline and LNG Import Alternatives. Thinkstep, Echterdingen.</p> <p>Wernet, G., C. Bauer, B. Steubing, J. Reinhard, E. Moreno-Ruiz, (2016). "The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology." The International Journal of Life Cycle Assessment 21(9): 1218-1230.</p>

Modul 52: Transport - Schiff
Technologiebeschreibung
<p>Weltweit ist der Seeverkehr in den vergangenen Jahrzehnten kontinuierlich gestiegen. Bis 2020 wird eine jährliche Zunahme von 2 bis 3 % erwartet. So ist der Schiffsverkehr auf den Weltmeeren schon heute für über 2 % der globalen CO₂-Emissionen verantwortlich. 2012 betrug diese ca. 940 Millionen Tonnen CO₂.</p> <p>Für dieses Projekt sind vor allem die Emissionen von großen Tankern (Panamax, Suezmax) interessant, die flüssige oder verflüssigte PtX-Energieträger nach Deutschland transportieren können. Heute werden diese noch von Dieselmotoren angetrieben — hauptsächlich mit Schweröl (Heavy Fuel Oil, HFO), in küstennahen Schwefelkontrollgebieten (SECA) auch mit hochwertigerem, schwefelarmen Marinedieselöl (MDO).</p>
Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele
<p>Die International Maritime Organization (IMO) hat im Jahr 2008 die Absenkung des weltweit gültigen Grenzwerts für Schwefel im Schiffskraftstoff von derzeit 3,5 auf 0,5 % ab 2020 festgelegt (MARPOL Annex VI). Die EU hat die Vorgaben an den Schwefelgehalt im Schiffskraftstoff aus MARPOL Annex VI mit der EU-Schwefelrichtlinie (2012/33/EU) umgesetzt. Dies bedeutet, dass in europäischen Gewässern, die nicht als SECA ausgewiesen sind (z. B. Nordostatlantik, Mittelmeer, Schwarzes Meer), ab 2020 ein maximaler Schwefelgehalt von 0,5 % verbindlich für alle Schiffe unabhängig ihrer Flagge gilt. Das kann durch die Nutzung von Marinedieselöl (MDO), Flüssiggas (LNG) oder durch Abgasreinigungssysteme erreicht werden. Im Rahmen dieses Projektes ist es nur sinnvoll, die ersten beiden Optionen zu betrachten.</p> <p>LNG-Antriebe werden heute fast ausschließlich auf Tankern eingesetzt, die selbst Flüssiggas transportieren. Dort steht das zwangsläufig anfallende ‚Boil-off-Gas‘ als Kraftstoff zur Verfügung. Der breitere Einsatz wird aber intensiv untersucht. Neben den heute noch häufig eingesetzten Dampfturbinen werden zukünftig auch LNG/SNG-Verbrennungsmotoren verwendet, die effizienter sind.</p> <p>Methanol und Wasserstoff spielen als Kraftstoffe heute noch keine Rolle. Methanol wird zumindest im Rahmen von Pilotprojekten an kleineren Schiffen erforscht.</p> <p>Akkumulatoren oder Brennstoffzellen werden derzeit nur für Hilfsaggregate oder kleinere Schiffsklassen auf Kurzstrecken erprobt.</p>
Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050
<p>Für den Stand 2015 und 2030 spielen HFO und MDO die dominierende Rolle.</p> <p>Später lassen sich viele der im Rahmen dieses Projektes betrachteten PtX-Energieträger auch als Schiffskraftstoffe einsetzen. Es lässt sich aus heutiger Perspektive nicht sagen, welcher sich davon etablieren kann. Andererseits ist es unwahrscheinlich, dass im Zeithorizont 2050 mehrere synthetische Energieträger in großen Mengen zur Verfügung stehen. Es erscheint deshalb sinnvoll, für das Jahr 2050 den jeweils transportierten PtX-Kraftstoff auch für den Antrieb der Schiffe anzunehmen. Das wären entweder ein FT-Diesel, verflüssigtes (Bio)methan oder Methanol.</p> <p>Bei der Effizienzentwicklung ist die konservativere Abschätzung der IMO-Pfad mit einer Effizienzsteigerung um 40 % zwischen 2012 und 2050 angenommen (Smith 2015). Für Methanol liegen heute allerdings noch sehr wenige Daten vor.</p>
Technologische Parameter
<p>Der Energieverbrauch für den Schiffstransport wird für den jeweiligen Standort mit EcoTransITWorld berechnet. (Ecotransit 2017). Für die Jahre 2030 und 2050 werden Effizienzsteigerungen um 8,5% bzw. 37% gegenüber 2015 angenommen (Smith 2015).</p> <p>Die Emissionsfaktoren für die Verbrennung an Bord (Tank-to-Propeller, TTP) beruhen auf Brynolf 2014.</p> <p>Die folgende Tabelle enthält exemplarisch die Werte für Fahrten eines Tankers der Suezmax-Klasse (120-200.000 dwt) zwischen Casablanca, Marokko nach Rotterdam, Niederlande. Die Beladungsquote liegt wegen der unvermeidlichen Leerfahrten bei 48%.</p>

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050
Energiebedarf	MJ/tkm	0,088	0,081	0,055
Emissionsfaktoren TTP				
		HFO (Schweröl, 1% Schwefel)	HFO (Schweröl, 1% Schwefel)	FT-Diesel
CO ₂	g/MJ fuel	77	77	73
CH ₄	g/MJ fuel	0,00045	0,00045	0,00045
NO _x	g/MJ fuel	1,6	1,6	0,28
SO ₂	g/MJ fuel	0,69	0,69	0,000091
PM ₁₀	g/MJ fuel	0,093	0,093	0,011
		MGO (Marine Gas Oil, 0,1% Schwefel)	MGO (Marine Gas Oil, 0,1% Schwefel)	LSNG (verflüssigtes synthetisches Erdgas)
CO ₂	g/MJ fuel	73	73	54
CH ₄	g/MJ fuel	0,00045	0,00045	0,63
NO _x	g/MJ fuel	0,28	0,28	0,11
SO ₂	g/MJ fuel	0,047	0,047	0
PM ₁₀	g/MJ fuel	0,011	0,011	0,0043
				Methanol
CO ₂	g/MJ fuel			69
CH ₄	g/MJ fuel			0
NO _x	g/MJ fuel			0,28
SO ₂	g/MJ fuel			0
PM ₁₀	g/MJ fuel			0,0043
Komponenten				
Folgende Komponenten sind berücksichtigt:				
<ul style="list-style-type: none"> - Schiff (Abschreibung über Lebensdauer und jährliche Transportleistung) - Direkte Emissionen der Schiffsantriebe - Leckagen (Methanslip) 				
Quellenverzeichnis				
Bengtsson, S., Andersson, K., & Fridell, E. (2011). A comparative life cycle assessment of marine fuels: liquefied natural gas and three other fossil fuels. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part M: Journal of Engineering for the Maritime Environment, 225(2), 97-110.				
Brynnolf, S. (2014). Environmental assessment of present and future marine fuels (Dissertation, Chalmers University of Technology).				

Buhaug, Ø., Corbett, J., Endresen, Ø., Eyring, V., Faber, J., Hanayama, S., ... & Mjelde, A. (2009). Second IMO GHG study 2009.

DNV, G. (2014). Alternative fuels for shipping. DNV GL Strategic Research & Innovation., <https://www.dnvgl.com/publications/alternative-fuels-for-shipping-12404>

Ecotransit (2017) <http://www.ecotransit.org/calculation.de.html>

Knörr, W., & Reuter, C. (2016). EcoTransIT: Ecological Transport Information Tool Environmental, Methodology and Data. Update 30th June 2016, http://www.ecotransit.org/download/ETW_Methodology_Background_Report_2016.pdf .

Smith, T. W. P., Jalkanen, J. P., Anderson, B. A., Corbett, J. J., Faber, J., Hanayama, S., ... & Raucci, C. (2015). Third IMO GHG Study.

Modul 53: Transport - LKW

Technologiebeschreibung

LKW Transport in Rahmen des Projektes bezieht sich zum einen auf großen Tankwagen (26-40 t zulässiges Gesamtgewicht, zGG), die flüssige ENERGIETRÄGER wie synthetischen Diesel, OME, usw. von Herstellungsort bzw. Anlandungshafen zum Endpunkt (Mitte Deutschland) liefern. Darüber hinaus lässt sich auch der Transport von Biomasse mit mittelschweren LKW (7,5 - 12 t zGG) mit diesem Modul abbilden.

Der Dieselmotor ist heute der am weitesten verbreitete und kostengünstigste Antrieb bei den schweren Nutzfahrzeugen. Durch die hohe Energiedichte des Dieselmotorkraftstoffes sind sehr hohe Reichweiten möglich. Heutige LKW dieser Größenklasse brauchen ca. 0,9 MJ Diesel um eine Tonne Gut einen Kilometer zu transportieren — inklusive der durchschnittlichen Leerfahrten. Dieser Wert liegt deutlich höher als beim Schienentransport (ca. 0,3 MJ/tkm) [ifeu 2014].

Technische Entwicklungstrends und Entwicklungsziele

Potenziale zur Steigerung der Energieeffizienz von Diesel LKW sind in (ifeu/TU Graz 2015 und TU Wien 2011) diskutiert. Dazu gehören unter anderem Downsizing, Downspeeding, Recuperation/Boost, die Elektrifizierung von Nebenverbrauchern, GPS based EMM, Abwärmenutzung und die Reduktion von Fahrwiderständen.

Für schwere Nutzfahrzeuge gibt es bisher keine gesetzlichen Regelungen zur Absenkung des spezifischen Kraftstoffverbrauchs. Daher wird analog zu dem in (UBA 2016) beschriebenen Trendszenario eine Minderung von im Mittel 8 %, also bis 2030 von insgesamt rund 20 % angenommen. Dabei unterscheidet sich die Minderung der Diesel-LKW nach Größenklassen bis 2030:

- Lkw bis 12t zulässiges GG: -23 %
- Lkw über 12t zulässiges GG: -21 %
- Last-/Sattelzüge: -19 %

Die Fortschreibung bis 2050 erfolgt für die Verbrennerfahrzeuge ebenfalls auf Basis der Ergebnisse von (UBA 2016).

Derzeitige Bedeutung und Ausblick für 2030/2050

Für den Zeithorizont bis 2050 stehen folgende technologische Optionen für einen THG-armen Straßengüterfernverkehr zur Verfügung:

- mit PtL-Kraftstoffen betriebene Diesel-Lkw,
- mit PtG-Kraftstoffen betriebene CNG/LNG bzw. als Dual-Fuel-Fahrzeuge ausgelegte Lkw,
- mit PtG-Wasserstoff betriebene Brennstoffzelle-Elektro-Lkw
- mit Strom/PtL betriebene Oberleitungs-Hybrid-Lkw

CNG/LNG-Lkw werden heute bereits eingesetzt, im großen Umfang vor allem in den USA und China. Der Vorteil von LNG gegenüber CNG liegt dabei in der höheren Energiedichte, so dass bei geringeren Tankvolumen eine höhere Reichweite erreicht werden kann. Im Gegensatz zum Dieselmotor haben die für die Verbrennung des Gases notwendigen Ottomotoren einen etwas niedrigeren Wirkungsgrad. Ob im Gesamtenergiesystem der EE-Bedarf niedriger als bei der Verwendung von PtL im Dieselmotor ausfällt, ist daher insbesondere von der Minderung des Mehrverbrauchs des Gasmotors bzw. von der Verwendung der Dual-Fuel-Technik abhängig.

Fern-Lkw werden sowohl mit komprimierten als auch mit verflüssigtem **Wasserstoff** diskutiert. Brennstoffzellen-Lkw existieren derzeit nur in Form von Prototypen. Die Energiedichte des gespeicherten Wasserstoffs erlaubt zwar, insbesondere in flüssiger Form, eine ausreichende Reichweite für die Anwendung im Fern-Lkw, Herausforderungen bestehen aber in den Kosten, der Verwendung von seltenen Materialien und in der Haltbarkeit der Brennstoffzellen. Wesentlich im Vergleich zu den Verbrennungsmotorkonzepten sind die höhere Effizienz sowie die Vermeidung direkter Emissionen. Wesentlicher Unterschied im Transformationspfad zu den Verbrennungsmotorkonzepten ist, dass die Konversion nicht von vorhandenen fossilen Kraftstoffen aus starten kann. Eine eigene Infrastruktur für mit Wasserstoff betriebene Fahrzeuge muss aufgebaut werden

Die Nutzung von **Oberleitungssystemen** zur direkten Versorgung von Fahrzeugen mit hohem Energiebedarf, ohne die Notwendigkeit von Batterien, ist eine im Stadtverkehr bei Bussen erprobte Technik. Diese Technik könnte auf LKW im Fernverkehr übertragen werden. Im Fokus steht dabei die Autobahnfahrleistung von schweren Fernverkehrs-Nutzfahrzeugen, insbesondere Sattelzügen. Dazu sind infrastrukturseitig Oberleitungen, zumindest auf besonders stark von der Nutzergruppe frequentierten Autobahnabschnitten, und fahrzeugseitig Pantographen (Stromabnehmer) zu installieren. Die Fahrzeuge sollen dabei, entsprechend der Diskussion in ENUBA (Siemens/TU Dresden 2016) bzw. der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS 2013), als Diesel/elektrische Hybrid-Oberleitungsfahrzeuge (OH-LKW) ausgeführt werden. Ebenso wie Brennstoffzellen-Lkw befinden sich OH-Lkw momentan in der Entwicklungs- bzw. Forschungsphase.

Wesentliches Hemmnis zur Einführung des OH-Lkw ist der Aufbau der Infrastruktur, da erst bei einer hohen Abdeckung des (europäischen) Autobahnnetzes die Flexibilität in der Nutzung für die Spediteure gegeben ist. (UBA 2016)

Technologische Parameter

In dieser Studie steht die Bewertung der Antriebstechniken nicht im Mittelpunkt der Betrachtung. Daher muss eine plausible Vorauswahl getroffen werden.

Für die Situation heute werden mittelschwere und schwere konventionelle Diesel-LKW angenommen und einzelne Transportfahrten mit EcoTransIT World (ifeu 2014) berechnet. Dabei sind typische Beladungsgrade und Leerfahrten berücksichtigt.

Für die Situation im Jahr 2030 werden zusätzlich für mittelschwere LKW (<12 t) elektrisch betriebene Fahrzeuge und für schwere LKW (bis 40 t) Oberleitungs-Hybrid-Fahrzeuge eingeführt. Für 2050 kommt für die schweren LKW noch der LNG-Antrieb hinzu. Effizienzfortschritte werden gemäß (UBA 2016), bzw. nach zusätzlichen internen Berechnungen angesetzt.

Technische Parameter	Einheit	2015	2030	2050
Solo-Lkw bis 12t (durchschnittliche Güter) Kraftstoffverbrauch				
Diesel	MJ/tkm	3,7	3,3	2,4
Strom	MJ/tkm		1,9	1,7
Auslastung (inkl. Leerfahrten)	%	34	35	37
SNF bis 40t (für Massengüter) Kraftstoffverbrauch				
Diesel	MJ/tkm	0,74	0,66	0,50
Strom	MJ/tkm			0,32
LNG	MJ/tkm			0,70
Auslastung (inkl. Leerfahrten)	%	63	64	69

Komponenten

Folgende Komponenten sind berücksichtigt:

- LKW Produktion (Fahrzeug, Verbrennungsmotor, Li-Ion Batterie)
- Oberleitungsausbau
- Direkte Emissionen aus Verbrennungsmotoren

Quellenverzeichnis

ifeu / Öko-Institut / IVE/RMCON (2014): EcoTransIT World - Ecological Transport Information Tool for World-wide Transports. <http://www.ecotransit.org/index.en.phtml>.

ifeu / TU Graz (2015): Zukünftige Maßnahmen zur Kraftstoffeinsparung und Treibhausgasreduzierung bei schweren Nutzfahrzeugen. Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu) und Institut für Verbrennungskraftmaschinen und Thermodynamik, Technische Universität Graz. Im Auftrag des Umweltbundesamtes; Dessau-Roßlau.

Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung, MKS 2013: https://www.bmvi.de/Shared-Docs/DE/Anlage/MKS/mks-strategie-final.pdf?__blob=publicationFile

Siemens/TU Dresden 2016, ENUBA 2 - Elektromobilität bei schweren Nutzfahrzeugen zur Umweltentlastung von Ballungsräumen, http://erneuerbar-mobil.de/sites/default/files/2016-09/ENUBA2_Abschlussbericht_V3_TIB_31-08-2016.pdf

TU Wien (2011): Potenziale effizienter Nutzfahrzeugantriebe für einen nachhaltigen Straßengüterverkehr bis 2050. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien.

UBA (2016a): Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050.

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/texte_56_2016_klimaschutzbeitrag_des_verkehrs_2050_getagged.pdf

3 Exkurs: Alternative Wasserstoffverfahren

In diesem Kapitel werden die Perspektiven der Herstellung und Bereitstellung von erneuerbarem Wasserstoff durch noch am Anfang der Entwicklung stehende Verfahren dargestellt — ergänzend zu den bereits etablierten und im großtechnischen Maßstab verfügbaren Technologien. Folgende Verfahren der Wasserstoffgewinnung wurden betrachtet:

- ▶ fotokatalytische Wasserspaltung,
- ▶ fotoelektrochemische Wasserspaltung und
- ▶ thermische Wasserspaltung mit thermochemischen Kreisprozessen.

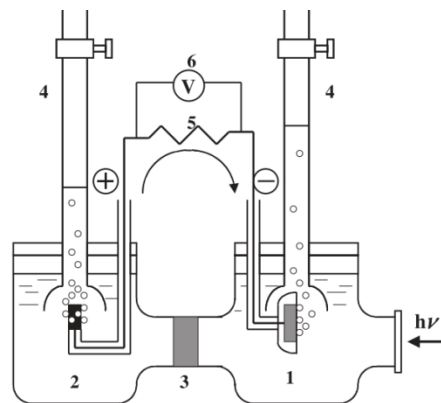
Für die Verfahren wurden ausgehend von Literaturrecherchen detaillierte Beschreibung des Standes der Forschung und Entwicklung sowie wichtige technische Kenngrößen (wie z. B. Energieeinsatz je Brennstoffeinheit, Wirkungsgrade der Prozessschritte, Anforderungen an Rohstoffe, Produktqualität) soweit möglich dargestellt. Des Weiteren erfolgte eine Einschätzung zu den Einsatzmöglichkeiten der Verfahren, der Kompatibilität mit dem Energiesystem, der Flexibilität, Grenzen und Herausforderungen der weiteren Entwicklung sowie zu möglichen Engpässen beim großtechnischen Einsatz (z. B. Materialverfügbarkeit und deren Substitution). Soweit bereits möglich, werden zudem Optimierungsmöglichkeiten wie Wirkungsgradsteigerungen und Kostensenkungen diskutiert. Allerdings ist die Datenlage hier noch nicht so sicher, dass Daten für Referenzanlagen abgeleitet werden können, welche die erforderliche Qualität für eine weitere ökobilanzielle Betrachtung besitzen.

3.1 Fotokatalytische Wasserspaltung

1972 gelang es Honda und Fujishima, zwei Wissenschaftlern aus Japan, erstmals Wasser fotoelektrochemisch mit Licht zu spalten. Die dabei zum Einsatz gekommene fotoelektrochemische Zelle war mit zwei Elektroden bestückt. Als Anode fungierte eine n-dotiertes TiO_2 -Elektrode (Titandioxid) und als Kathode eine Platinelektrode. Abbildung 19 zeigt die Zelle schematisch.

Bestrahlten Honda und Fujishima die TiO_2 -Elektrode mit Licht im Wellenlängenbereich unter 415 nm (Photonenenergie >3 eV), begann ein anodischer Strom zu fließen, welcher proportional zur eingestrahlten Lichtintensität war. Durch die Richtung des Stromflusses schlussfolgerten die Wissenschaftler, dass die Oxidation (O_2 -Entwicklung) an der TiO_2 -Elektrode und die Reduktion (H_2 -Entwicklung) an der Platinelektrode stattfand.

Abbildung 19: Schematische Darstellung einer fotoelektrochemischen Zelle



1) n-dotierte TiO₂-Elektrode; 2) Platinelektrode; 3) Ionenleitende Trennwand; 4) Gasbürette; 5) Lastwiderstand; und 6) Voltmeter.

Quelle: Kazuhito , Hiroshi , & Akira , 2005

Sie postulierten eine fotochemische Reaktion der Wasserspaltung nach dem folgenden Schema:

a) Anode:



b) Kathode:



c) Gesamtreaktion:



- ▶ Gleichung 1 besagt, dass die Anregung des TiO₂ durch Photonen ($\hbar\omega$) zur Bildung eines Elektronen(e⁻)-Loch(p⁺)-Paares führt.
- ▶ In Gleichung 2 initiieren Löcher die Oxidation des Wassers unter Freisetzung von Sauerstoff und Protonen, wobei die Elektronen zur Gegenelektrode wandern.
- ▶ Auf der Kathodenseite reduzieren die Elektroden dann als Gegenreaktion zur Anode die entstandenen Protonen zum molekularen Wasserstoff in Gleichung 3.
- ▶ Gleichung 4 stellt die Gesamtreaktion dar wonach aus einem Mol Wasser und zwei Mol Photonen, ein Mol H₂ und ein halbes Mol O₂ durch Licht generiert wird.

Mechanistische Grundlagen der fotokatalytischen Wasserspaltung

Es gibt zwei Ansätze zur Wasserstoff- und Sauerstoffgeneration durch die fotoinduzierte Wasserspaltung:

- ▶ Durch einen einzigen Schritt an einem Fotokatalysator (overall), oder
- ▶ durch zwei gekoppelte Schritte (Kopplung der Halbreaktionen) durch Kombination zweier Fotokatalysatoren und dem Einsatz von Redox-Mediator-Systemen zum Ladungsaustausch (Z-Schema).

3.1.1 Die Overall-Wasserspaltung

Für dieses Reaktionsschema müssen im ersten Schritt Elektronen aus dem voll besetzten Valenzband (VB) des Halbleiters (z. B. TiO_2) in das energetisch höher liegende leere Leitungsband (LB) transportiert werden. Dies geschieht durch Photonen (Licht), welche eine höhere Energie besitzen müssen als die Bandlücke (energetischer Abstand zwischen VB und LB) des Halbleiters.

Hierdurch entsteht das Elektronen-Loch-Paar, welches zur Oberfläche des Halbleiters wandert und hier die Oxidation des Wassers, wie in Gleichung 2 beschrieben, und die Reduktion der Protonen, wie in Gleichung 3 beschrieben, initiiert (Jeffrey R. Bartels 2010).

Dabei sind die Mobilität und die Separierung des Elektronen-Loch-Paares voneinander und die Verhinderung der Rekombination ausschlaggebend für die Effektivität des Katalysators. Denn nur wenn die Rekombination verhindert wird und die Elektronen-Loch-Paare an die Oberfläche des Katalysators ungehindert diffundieren, können die Reaktionen in Gleichung 1-3 effizient ablaufen.

Um die Rekombination zu verhindern und die Diffusionswege der Elektronen-Loch-Paare zur Oberfläche des Katalysators möglichst kurz zu halten, können die Halbleitermaterialeigenschaften hinsichtlich der Kristallinität und die Partikelgröße modifiziert und sogenannte Co-Katalysatoren verwendet werden.

Zum Beispiel kann durch die Verringerung der Partikelgröße der Diffusionsweg der Elektronen-Loch-Paare zur Oberfläche des Fotokatalysators verkürzt und dadurch deren Migration zur Oberfläche beschleunigt werden (Maeda 2011). Zusätzlich können durch die Erhöhung der Kristallinität des Halbleiters die Defektstellen im Material reduziert werden, welches sich ebenfalls positiv auf die Migration der Elektronen-Paar-Löcher zur Oberfläche auswirkt (Xing 2012). Der Einsatz eines Co-Katalysators auf der Oberfläche des Halbleiters garantiert die Bereitstellung der aktiven Zentren für die Reduktion bzw. Oxidation und senkt hierdurch die Aktivierungsenergie der chemischen Reaktionen. In Folge der schnelleren Reaktion verringert sich hierdurch die Rekombinationsrate der Elektronen-Loch-Paare und erhöht damit die fotokatalytische Aktivität (Kazuhiko & Kazunari 2007).

Wichtige thermodynamischen Größen für den fotochemischen Prozess der Wasserspaltung sind die Potentialgrenzen des Materials. Das Leitungsband (LB) muss ein

- ▶ unteres Potenzial negativer als das des Redoxpotentials von H^+/H_2 (0 V vs. SHE und $\text{pH}=0$), und
- ▶ für das Valenzband (VB) ein oberes Potenzial positiver als das des Redoxpotentials von $\text{H}_2\text{O}/\text{O}_2$ (1.23 V vs. SHE und $\text{pH}=0$) aufweisen.

Demzufolge ist die thermodynamisch benötigte Energie zur Spaltung von Wasser größer als 1,23 eV. Dies bedeutet, dass unter optimalen Bedingungen alle Photonen mit einer Wellenlänge < 1000 nm die Spaltung von Wasser induzieren können. Theoretisch kann daher das gesamte Spektrum des sichtbaren Lichtes (400-800 nm) für die Spaltung von Wasser genutzt werden. Jedoch wird durch den gehemmten Ladungstransfer zwischen dem Fotokatalysator und dem Wasser eine größere Photonenenergie zur Anregung der Elektronen im Halbleiter benötigt, was zur Folge hat, dass sichtbares Licht die Wasserspaltung nicht effizient triggern kann (Kazuhiko & Kazunari 2007).

Dies ist einer der Gründe, warum bis heute nur wenige Fotokatalysatoren Wasser im sichtbaren Licht in einem Schritt spalten können. Dazu kommen noch weitere Materialeigenschaften, wie

die kleine Bandlücke < 3 eV, die passenden Potentiale der Bandkanten und die Stabilität des Fotokatalysators in der Reaktion, welches die Suche nach einem geeigneten Halbleiter zur Wasserspaltung im sichtbaren Licht erschweren (Abe 2011, Kazuhiko 2009). Außerhalb des Labormaßstabs ist bisher keine Anlage bekannt, die dieses Konzept verfolgt.

3.1.2 Fotokatalytische Wasserspaltung nach dem Z-Schema

Bard beschrieben erstmals 1979 die fotokatalytische Wasserspaltung durch die Kombination zweier Fotokatalysatoren über einen Elektronenmediator, das sogenannte Z-Schema (Bard, 1979). Wie im Overall-Prozess erfolgen dieselben Schritte der Anregung, Elektronen-Loch-Paarbildung und Migration dieser zur Katalysatoroberfläche auch im Z-Schema.

Es sind jedoch die Generation von Wasserstoff und Sauerstoff, die gezielt auf eigens dafür implementierte Katalysatoren ablaufen. Zudem bestimmt der Elektronenmediator, welche Reaktionen zuerst ablaufen. Kommt beispielsweise Natriumiodid als Mediator zum Einsatz, so wird zunächst das Wasser durch die angeregten Elektronen, die sich im LB des H_2 -Fotokatalysators befinden, reduziert. Dabei wird der Iodid-Mediator zu Iodat oxidiert und damit die entstandenen Löcher gefüllt. Der oxidierte Elektronenmediator wird anschließend durch die angeregten Elektronen aus dem Leitungsband des O_2 -Fotokatalysators unter simultaner Oxidation des Wassers wieder zu Iodid reduziert.

Die fotokatalytische Wasserspaltung nach dem Z-Schema bietet im Vergleich zu der Overall-Wasserspaltung den großen Vorteil der effizienteren Nutzung des sichtbaren Lichtes, da weniger Energie für die Anregung beider Fotokatalysatoren nötig ist (Kazuhiko 2013). Die thermodynamischen Voraussetzungen ergeben sich nun hieraus:

- ▶ Die Potentialgrenze des LBs muss ein negativeres Potential als das des Redoxpotentials von H^+/H_2 (0 V vs. SHE und pH=0), oder
- ▶ ein O_2 -Fotokatalysator bei dem die obere Grenze des VBs ein positiveres Potential als das des Redoxpotentials von H_2O/O_2 (1.23 V vs. SHE und pH=0) besitzt.

Da im Gegensatz zum Overall-Konzept im Z-Schema Konzept ein Fotokatalysator nun nicht mehr beide Bedingungen gleichzeitig erfüllen muss, erfüllt eine breitere Palette an Halbleitern die nötigen Bedingungen. Zusätzlich hat das Z-Schema durch eine örtlich getrennte Entstehung der Gase und damit die Möglichkeit des Abgriffs reiner Gase eine industrielle Anwendung, was bisher nicht für das Overall-Konzept (Gasmischung im Reaktionsraum) gilt.

3.1.3 Fotokatalysatoren für die fotochemische Wasserspaltung

Die benötigten Spannungen und Verluste und damit die Effizienz der fotokatalytischen Wasserspaltung ist, wie beschrieben, eine charakteristische Eigenschaft der gewählten Fotokatalysatoren, welche entweder aus einem homogenen Katalysatorkomplex oder aus heterogenen Halbleitern bestehen. Bisher gibt es nur wenige heterogene Systeme, die in der Lage sind, die Gesamtwasseraufspaltung mit einem einzigen Fotokatalysator oder mit zwei Fotokatalysatoren zu bewerkstelligen (Maeda 2011) (Kudo & Misekia 2009). In den vergangenen Jahren wurden meist anorganische Halbleiter im Bereich von UV- und sichtbarem Licht verwendet — wie Metalloxide, Metallnitride, Sulfide, Oxynitride und Oxysulfide (Schröder 2015). Metallfreie, polymere, graphitische Kohlenstoffnitride sind erst kürzlich als organische Halbleiter ebenfalls erfolgreich zur Entwicklung von H_2 und O_2 mit sichtbarem Licht eingesetzt worden (Wang 2009). Während die großen polymeren Kohlenstoffnitride ein geringes Potenzial zur Wasserstoffent-

wicklung haben, konnte gezeigt werden, dass Veränderungen der chemischen bzw. Nanostruktur der Materialien die fotokatalytische Effizienz steigern können. Zum Beispiel konnten durch „hard templating“ poröse Oberflächenstrukturen erzeugt werden, wodurch die katalytische Leistung der Kohlenstoffnitride drastisch heraufsetzen werden konnte (Kazuhiko 2009) (Wang 2009). Jedoch ist es im Allgemeinen schwer möglich Forschungsergebnisse auf dem Gebiet der fotokatalytischen Wasserspaltung zu vergleichen, da die fotokatalytische Effizienz vieler Katalysatoren für H₂- oder O₂-Entwicklung durch völlig unterschiedliche Bedingungen oder Testreaktoren beeinflusst werden. Bislang hat es die fotokatalytische Wasserspaltung nicht zu einem großtechnologisch verwertbaren Level geschafft. Die Arbeiten zur fotokatalytischen Wasserstoffherzeugung beziehen sich ausschließlich auf Katalysatoren in Laborsystemen. Eine Maßstabsvergrößerung dieser Systeme jedoch ist bislang nur einmal im Zuge des Projektes „Light2Hydrogen-L2H“ publiziert worden (Schwarze 2014).

3.2 Fotoelektrolytische Wasserspaltung

Wie schon unter der fotokatalytischen Wasserspaltung beschrieben, müssen auch im Falle der fotoelektrochemische Wasserspaltung Elektronen-Loch-Paare generiert werden, um die Wasserspaltung zu initiieren.

Prozessbeschreibung

Der Prozess kann für ein fotoanodenbasiertes System zusammengefasst werden:

- ▶ Ein Photon mit größerer Energie als die Bandlücke trifft die Anode und erzeugt ein Elektron-Loch-Paar, so dass zwischen den beiden unterschiedlich dotierten Halbleiterbereichen eine Spannungsdifferenz entsteht.
- ▶ Die „Löcher“ zersetzen das Wasser an der Oberfläche der Anode und bilden Protonen und gasförmigen Sauerstoff, während die Elektronen durch die Rückseite der Anode, die elektrisch mit der Kathode verbunden ist, zurückfließen.
- ▶ Die Protonen wandern durch den Elektrolyten zur Kathode, um dort mit den Elektronen zu reagieren und Wasserstoff zu bilden
- ▶ Die Trennung von Sauerstoff- und Wasserstoffgasen gelingt durch die Verwendung semipermeabler Membranen.

Jedoch wird in diesem Falle die Ladungstrennung (Elektronen und Löcher) durch das Anlegen eines Potentialgradienten am Ort der primären Fotoanregung erreicht. Solch ein Potentialgradient kann durch das Verbinden des Halbleiters mit einer zweiten Elektrode an der Grenzfläche zwischen einem Halbleiter und einem Elektrolyten erzeugt werden. Die durch Bestrahlung an der Halbleiterelektrode gebildeten Elektronen können über einen externen Stromkreis zur Gegenelektrode geleitet werden.

Es entsteht neben der chemischen (Redox) Reaktion (Wasser- und Sauerstoffproduktion) an der Oberfläche der beiden Elektroden simultan ein Elektronenfluss von Anode zur Kathode, der von einem Verbraucher genutzt werden kann (Kaneko & Okura 2003).

Im Fall der von Honda und Fujishima präsentierten fotoelektrochemischen Zelle (Abbildung 19) wurde eine Titandioxid-Halbleiterelektrode und eine Platin-Gegenelektrode verwendet. Die Trennung der bei den Elektrolyträume erfolgte durch eine protonleitfähige Membran. Diese Separation der Reaktionsräume ermöglichte auch die Trennung der Produkte Wasserstoff und Sauerstoff – ganz im Gegensatz zur fotokatalytischen Reaktion nach dem Overall-Konzept. Da

Sauerstoff und Wasserstoff räumlich getrennt voneinander erzeugt werden, entfällt eine spätere aufwendige Trennung.

Besteht die Fotoanode aus einem Halbleiter, der aufgrund seiner Bandstruktur nur eine der beiden Teilreaktionen der Wasserspaltung katalysiert, kann zusätzlich durch eine extern angelegte Spannung die Wasserspaltung initiiert werden (Chen 2012). Zwar ist man in diesem Falle immer noch auf eine externe Stromquelle angewiesen, jedoch wird eine geringere Spannung für die Wasserspaltung benötigt als bei einer regulären Elektrolyse ohne Fotoanode.

3.2.1 Fotokatalysatoren für die fotoelektrochemische Wasserspaltung

Zahlreiche Materialien wurden schon zur Verwendung in Fotoelektroden untersucht, wie z. B. Dünnschicht WO_3 , Fe_2O_3 und TiO_2 sowie n-GaAs, n-GaN, CdS und ZnS für die Photoanode und CIGS / Pt, p-InP / Pt und p-SiC / Pt für die Fotokathoden (Akikusa & Khan 2002, Mor 2006). Um die Effizienz des fotoelektrochemischen Prozesses zu maximieren, muss die Energetik der elektrochemischen Reaktion mit dem Sonnenstrahlungsspektrum harmonisiert werden, das heißt eine breitbandige Nutzung der Strahlung ermöglicht werden. Dies stellt ein nicht triviales Problem dar. Ein Material mit schlechter Anpassung an das Sonnenspektrum kann zu Erzeugung fotoinduzierte Löcher führen, die entweder eine Oberflächenoxidation und damit die Entstehung einer Sperrschicht auf der Halbleiteroberfläche oder die Korrosion der Elektrode durch Auflösung (Norbeck) zur Folge haben. Die beiden kritischen Größen der fotoelektrochemischen Materialien sind die Lebensdauer und die Quanteneffizienz, die beide bisher als unzureichend gesehen werden müssen. Eine Lebensdauer von mehreren Tausend Stunden, wie sie für eine großtechnische Anwendung nötig wäre, konnte bisher noch nicht erreicht werden. Genauso bleibt die Quanteneffizienz weit hinter der von Solarzellen zurück. Der vereinfachte Aufbau gegenüber einem System aus Solarzellen und klassischer Elektrolyse kann bisher den Nachteil geringerer Effizienz und geringer Lebensdauer nicht wettmachen.

3.3 Ausblick fotokatalytische und fotoelektrokatalytische Wasserspaltung

Beide oben beschriebenen Technologien sind leider zurzeit trotz der Vielzahl an entwickelten Fotokatalysatoren noch weit von einer kommerziellen Anwendung entfernt. Modellrechnungen zufolge müsste die Effizienz der Umwandlung von Solarenergie zu Wasserstoff etwa 10 % betragen, damit diese Art der Energieumwandlung ökonomisch rentabel wird (Tacca 2012). Dies gilt vor allem im Bereich des sichtbaren Lichts. Für weite Bereiche des Sonnenspektrums wurde bisher kein Katalysatorsystem entwickelt, welches diese Bedingung erfüllen könnte. Ein besseres Verständnis der Zusammenhänge und Abläufe bei der fotokatalytischen Wasserspaltung an Halbleiterkatalysator-Systemen bezüglich ihrer

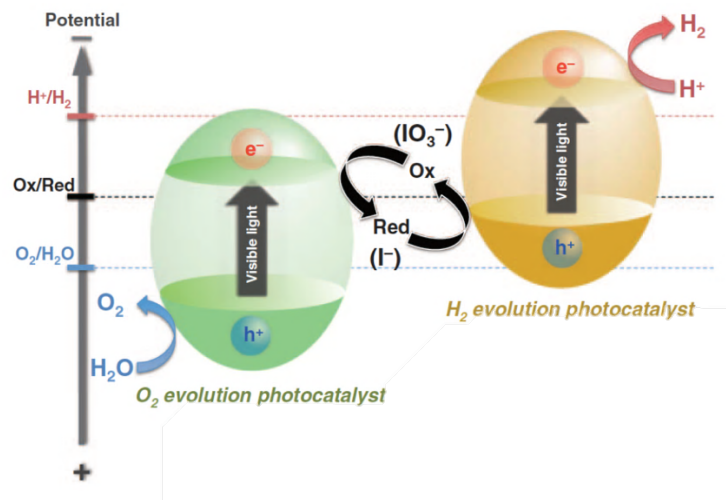
1. unterschiedlichen strukturellen Eigenschaften,
2. ihres Absorptionsverhaltens und
3. den Zusammenhängen dieser Eigenschaften untereinander

ist für die Entwicklung und Kommerzialisierung dieser Technologien von essenzieller Bedeutung.

Eine weitere Herausforderung der aktuellen Forschung ist die Stabilität der Halbleitermaterialien und Katalysatoren. Hier gilt es eine weitere Erhöhung der Effizienz und Lebensdauer durch verbesserte Kontrolle über die Metallstrukturen und Eigenschaften zu erreichen. Zudem müssen fotoaktive Elektroden von Labormaßstab auf technischen Maßstab skalierbar sein, um Systeme mit industrieller Wertigkeit und Reifegrad produzieren zu können (Haussener 2012). Bisher wurden jedoch nur wenige Konzepte für skalierbare Systeme vorgeschlagen wie z. B. durch Wiederholung von Basiseinheiten.

Neben den oben aufgeführten Herausforderungen weisen die Einzeltechnologien weitere spezifische Probleme auf. Speziell für das fotokatalytische System im Z-Schema ist die Problematik der Rückreaktion zu erwähnen: Hier wird in den meisten Fällen am H₂-Fotokatalysator die Reduktion des oxidierten Elektronenmediators verglichen zur Wasserstofffreisetzung bevorzugt. Die eigentlich gewünschte Reaktion der Wasserstofferzeugung findet zu einem kleineren Teil statt, während die unerwünschte Reaktion (Reduktion des Elektronenmediators) einen großen Anteil hat. Dies gilt ebenfalls für die Oxidation des Elektronenmediators über dem O₂-Fotokatalysator. Zudem ist eine simultane Gasentwicklung eine weitere Herausforderung, wenn beide Systeme in einer gemeinsamen wässrigen Lösung koexistieren, d. h. es ist prinzipiell schwierig, sowohl eine effiziente Wasserstoff- als auch eine effiziente Sauerstoffentwicklung zu haben, was aber für den Gesamtprozess notwendig ist. Zum Beispiel ist eine hohe Konzentration von Elektronenmediatoren in der reduzierten Form (Red) für die H₂-Entwicklung günstig (siehe Abbildung 20).

Abbildung 20: Überblick über die Wasserspaltung einer Z-Schema-Photokatalyse mit einem Iodat (IO₃⁻) und Iodid (I⁻)-Ionen-Redoxpaar.



Quelle: Abe 2010

Dies verursacht jedoch gleichzeitig eine signifikante Rückreaktion der O₂-Entwicklung. Dies geschieht, weil die Rückreaktion von Red zu der oxidierten Form des Elektronenmediators (Ox) auf dem O₂-Entwicklungsfotokatalysatoren präferiert im Vergleich zur O₂-Entwicklung abläuft. Auf der anderen Seite ist eine hohe Konzentration vom Ox wünschenswert für die O₂-Entwicklung, reduziert aber wiederum die H₂-Entwicklungsrate. Um ein zweistufiges Wasserspaltungssystem zu realisieren ist es daher notwendig, ein fotokatalytisches System zu entwickeln, das hohe Selektivität für die Vorwärtsreaktionen aufweist. Es besteht also noch Forschungsbedarf bei den Katalysatoren.

3.4 Thermische Wasserspaltung mit thermochemischen Kreisprozessen

Die Idee der Wasserspaltung ohne Strom und ohne direkte Nutzung des Lichts steht im Mittelpunkt der Forschungsaktivitäten bei den thermischen Verfahren. Dies geschieht bei Temperaturen über 2.200 °C. Der Wasserstoff und Sauerstoff müssen dann zur weiteren Verwendung voneinander getrennt werden — beispielsweise mit keramischen Membranen geschehen, die für Wasserstoff jedoch nicht für Sauerstoff durchlässig sind. Dies stellt jedoch gerade bei diesen hohen Temperaturen ein grundsätzliches und bisher ungelöstes Problem dar. Aufgrund der hohen

Temperaturen können nur sehr teure, hitzebeständige Materialien eingesetzt werden, was die Wirtschaftlichkeit negativ beeinflusst. Jedoch gibt es bereits ein Unternehmen („H-ion“ (Herron 2015)), welches eine solche Hochtemperaturtechnologie (>2500 K) zur thermischen Wasserspaltung durch Bündelung von Sonnenlicht anbietet. Jedoch sind derzeit noch keinerlei Informationen über Trennverfahren und Materialien vorhanden, obgleich die Technologie sich schon im Versuchsstadium befindet.

Um die Wirtschaftlichkeit der thermischen Wasserspaltung zu erhöhen wird an der Reduzierung der Dissoziationstemperatur gearbeitet. Ein Weg, die Temperatur der thermischen Wasserspaltung senken (unter 900 °C), führt über gekoppelte chemische Reaktionen oder die thermochemische Wasserstoffherstellung. Der thermische Energiebedarf für die Zersetzung von Wasser wird hier aus Kern- oder Solarenergie gedeckt. Die Absenkung der Reaktionstemperatur wird durch den Einsatz von Metalloxiden bewirkt, die als Katalysatoren fungieren. Der thermische Energiebedarf kann auch reduziert werden, wenn die Spaltung des Wassers in sogenannten thermochemischen Zyklen betreiben wird. Der "thermochemische Wasserspaltungszyklus" besteht üblicherweise aus einer hochtemperatur-endothermen Reaktion, gefolgt von einem oder mehreren exothermen Schritten. Eine Vielzahl dieser Zyklen wurde bislang in der wissenschaftlichen Literatur beschrieben. Derzeit erweisen sich nur sechs dieser Zyklen als technisch und praktisch machbar. Dabei beruhen vier dieser Technologien auf sogenannten Metalloxid-Kreisläufen mit den Elementen Zink, Eisen, Mangan, Nickel und deren Oxiden und Mischoxiden. Alle sechs Verfahren können in Hochtemperatur- (>1000 °C) und Niedrigtemperaturtechnologien (<1000 °C) aufgeteilt werden (Perkins 2009). Nachfolgend werden die nach dem Bericht vom DLR „Perspektiven solarthermischer Verfahren zur Wasserstoffherzeugung“ (Pregger 2008) zwei wichtigsten thermische Kreisprozesse näher erläutert.

3.4.1 Schwefelsäure-Hybrid-Kreisprozess

Beim Schwefelsäure-Hybrid-Prozess (Westinghouse-Prozess) handelt es sich um einen zweistufigen thermochemischen Kreisprozess zur Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff. Dieser Kreislauf wird als Hybrid bezeichnet, da es einen Hochtemperatur- und einen Niedrigtemperaturschritt beinhaltet.

► Hochtemperaturschritt:

Als Ausgangsstoff wird Schwefelsäure eingesetzt, die zunächst in Wasserdampf und Schwefeltrioxid gespalten wird. Das so entstandene Schwefeltrioxid wird dann entweder rein thermisch bei Temperaturen um 1.150 °C oder, unter Verwendung geeigneter Katalysatoren, bei 850 °C in Schwefeldioxid und Sauerstoff gespalten.

► Niedrigtemperaturschritt:

Nachdem die Produkte Sauerstoff und Schwefeldioxid voneinander getrennt wurden, wird Schwefeldioxid in einem Elektrolyseur eingespeist. Hier wird das Schwefeldioxid an der Anode zu Schwefelsäure oxidiert, wobei an der Kathode Wasserstoff freigesetzt wird. Der Kreisprozess lässt sich durch folgende Reaktionsgleichungen beschreiben:

1. $2 \text{H}_2\text{O} + \text{SO}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{SO}_4 + \text{H}_2$ (Elektrolyse, 85 °C)
2. $\text{H}_2\text{SO}_4 \rightarrow \text{H}_2\text{O} + \text{SO}_3 \rightarrow \text{SO}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2 + \text{H}_2\text{O}$ (thermische Spaltung, > 800 °C)

Im Rahmen des EU-Projekts HYTHEC (LE DUIGOU 2007) wurden anhand der Variation der Parameter verschiedene Betriebsstrategien untersucht:

- ▶ Betriebstemperatur (1.200 °C ohne Katalysator, 850 °C mit Katalysator)
- ▶ Katalysator (Platin, Eisenoxid)
- ▶ thermische Leistung der Anlage (50 MW, 300 MW)
- ▶ Bereitstellung der benötigten Wärmeenergie (solar, nuklear, solar und nuklear kombiniert)

Die im Zuge des Projektes ermittelten Investitions- und Betriebskosten einer Anlage mit der thermischen Leistung von 50 MW sind in Tabelle 1 (Pregger 2008) aufgeführt:

Tabelle 1: Kostenübersicht einer typischen Schwefelsäure-Hybrid-Kreisprozess-Anlage

Investitionskosten	In 2008 – Einheit / Mio. €
Solaranlage	47,1
Chemische Anlagen	29,1
Elektrolyse	38,5
Stromerzeugung	6,3
Verrohrung & Installation	13,3
Gebäude	1,83
Direkte Investitionskosten	136,2
Sicherheitszuschlag	13,6
Schwefelsäure	0,015
Landfläche	2,2
Indirekte Investitionskosten	15,8
Investition gesamt	152,0
Betriebskosten	In 2008 – Einheit / Mio. € pro Jahr
Personal	0,72
Versicherung	3,0
Instandhaltung	6,1
Wasser	0,036
Betriebskosten gesamt	9,9

3.4.2 Schwefelsäure-Jod-Prozess

Unter den oben genannten Zyklen weist aus heutiger Sicht der verbesserter Schwefelsäure-Jod-Prozess den höchsten Systemwirkungsgrad sowie das größte Potenzial für künftige Verbesserungen auf. In diesem Zyklus reagieren Jod und Schwefeldioxid bei 120 °C mit Wasser zu Jodwasserstoff und Schwefelsäure. Nach der Separation der Reaktionsprodukte wird Schwefelsäure bei 850 °C in Sauerstoff und Schwefeldioxid und der Jodwasserstoff bei 300 °C zu Wasser-

stoff und Jod gespalten. Nachfolgend sind die Reaktionsgleichungen wiedergegeben. Dabei benötigt nur die endotherme katalytische Spaltung der dampfförmigen Schwefelsäure hohe Temperaturen von etwa 850 °C.

1. $9 \text{ I}_2 + \text{SO}_2 + 16 \text{ H}_2\text{O} \rightarrow (2 \text{ HI} + 10 \text{ H}_2\text{O} + 8 \text{ I}_2) + (\text{H}_2\text{SO}_4 + 4 \text{ H}_2\text{O})$ (120 °C)
2. $2 \text{ HI} \rightarrow \text{H}_2 + \text{I}_2$ (220 - 330 °C)
3. $\text{H}_2\text{SO}_4 \rightarrow \text{SO}_2 + \text{H}_2\text{O} + \frac{1}{2} \text{ O}_2$ (850 °C)

Der energieintensivste Teilprozess ist im Falle dieses Kreisprozesses die Trennung von Schwefelsäure und Iod-Wasserstoffsäure. Dies hat einen erheblichen Einfluss auf den Prozesswirkungsgrad. In HYTHEC wurde vor allem die Verwendung von Membranen im Destillationsschritt als Trennungsverfahren untersucht, um die maximale HI-Konzentration in der Dampfphase zu erreichen. Der hierbei erreichten Systemwirkungsgrad belief sich auf 35 %.

Zwar weisen diese thermochemischen Kreisprozesse relativ hohe thermische Wirkungsgrade von bis zu 50 % auf. Diese sind wesentlich höher als die Wirkungsgrade der anderen in diesem Bericht beschriebenen Technologien, jedoch müssen diese Wirkungsgradvorteile den heute noch weitgehend ungelösten material- und verfahrenstechnischen Schwierigkeiten (u. a. Zyklusstabilität) gegenübergestellt werden. Zudem ist es anzumerken, dass gegenüber anderen Wasserspaltungsverfahren, wie der Elektrolyse, die Verwendung von Chemikalien wie in den beiden vorgestellten Fällen ein ökologisches Gefährdungspotenzial darstellt.

3.4.3 Ausblick thermische Wasserspaltung

Kritische Erfolgsindikatoren für die thermische Wasserspaltung sind:

- ▶ Temperaturreduzierung durch Verwendung von neuen Metalloxiden; hier sind insbesondere Kostengesichtspunkte relevant,
- ▶ Erhöhung der Langzeitstabilität der Metalloxidbeschichtung.
- ▶ Verbesserungen im Anlagendesign bei der Konzentration der Solarenergie.

Leider gibt es zurzeit keine aktuellen Projekte, welche beispielhaft aufgeführt werden können, um die Prozessentwicklung und mögliche Ziele zu demonstrieren. Aus den etwas älteren Zusammenfassungen der Europäischen Kommission (Directorate-General for Research and Innovation (European Commission), 2005), des DLR (Pregger 2008) und von Abanades (Abanades 2006) kann man sich einen Überblick über die ausgelaufenen Forschungsprojekte verschaffen. Grobe Kostenabschätzungen für Zukunftsszenarien, in denen Wasserstoff aus thermo-chemischen Kreisprozessen auf Solarenergiebasis gewonnen werden soll, werden von 10 bis 20 ct/kWh beziffert. In der Veröffentlichung des DLR wurde ebenfalls berichtet, dass es in der Nuklearindustrie Bestrebungen gibt, bis zum Jahre 2050 Hochtemperaturwärme aus Kernkraftwerken der vierten Generation zur Wasserstofferzeugung einzusetzen. Jedoch muss für die Zukunft im Zuge der Entscheidung von 2011 bezüglich des Ausstiegs aus der Atomkraft eine andere verlässliche Wärmequelle gewährleistet werden, die den thermischen Ansprüchen dieser Kreisprozesse gerecht wird. Da aber die Technologie zur direkten Nutzung der Sonnenenergie noch keinen hohen und industriell relevanten technologischen Reifegrad besitzt, müssen für die thermischen Kreislaufprozesse neue innovative Lösungsansätze analysiert werden, um diese Technologie voranzutreiben.

3.5 Quellen

Allal, H., Trieb, F., Moser, M., Scharfe, J., Tomasek, M.L., Kern et al., M., (2014). Technology Review and Selection of CSP and Desalination Configurations adapted for Application in the Southern and Eastern Mediterranean Region, MED-CSD Final Report - WP1: Combined Solar Power and Desalination Plants: Techno-Economic Potential in Mediterranean Partner Countries,, <http://www.med-csd-ec.eu/eng/>.

Abanades, S., P. Charvin, G. Flamant and P. Neveu (2006). Screening of water-splitting thermo-chemical cycles potentially attractive for hydrogen production by Concentrating solar energy. *Energy* 31: 2805.

Abe, R. (2010). Recent progress on photocatalytic and photoelectrochemical water splitting under visible light irradiation. *Journal of Photochemistry and Photobiology C: Photochemistry Reviews* 11: 179.

Abe, R. (2011). Development of a New System for Photocatalytic Water Splitting into H₂ and O₂ under Visible Light Irradiation. *Bulletin of the Chemical Society of Japan*: 1000.

Akikusa, J. and S. U. M. Khan (2002). Photoelectrolysis of water to hydrogen in p-SiC/Pt and p-SiC/ n-TiO₂ cells. *International Journal of Hydrogen Energy* 27: 863.

Bard, A. J. (1979). Photoelectrochemistry and heterogeneous photo-catalysis at semiconductors. *Journal of Photochemistry*: 59.

Chen, H. M., C. K. Chen, R.-S. Liu, L. Zhang, J. Zhang. (2012). Nano-architecture and material designs for water splitting photoelectrodes. *Chemical Society Reviews*: 654.

Haussener, S., C. Xiang, J. M. Spurgeon, S. Ardo, N. S. Lewis. (2012). Modeling, simulation, and design criteria for photoelectrochemical water-splitting systems. *Energy & Environmental Science* 5: 9922.

Herron, J. A., J. Kim, A. A. Upadhye, G. W. Hubera and C. T. Maravelias (2015). "A general framework for the assessment of solar fuel technologies." *Energy & Environmental Science* 8: 126.

Jeffrey R. Bartels, M. B. P., Norman K. Olson (2010). An economic survey of hydrogen production from conventional and alternative energy sources. *International Journal of Hydrogen Energy*: 8371.

Kaneko, M. and I. Okura (2003). *Photocatalysis* Springer.

Kazuhiko, M. (2013). Z-Scheme Water Splitting Using Two Different Semiconductor Photocatalysts. *ACS Catalysis*: 1486.

Kazuhiko, M. and D. Kazunari (2007). New Non-Oxide Photocatalysts Designed for Overall Water Splitting under Visible Light. *Journal of Physical Chemistry C*: 7851.

Kazuhiko, M., W. Xinchun, N. Yasushi, L. Daling, A. Markus. (2009). Photocatalytic Activities of Graphitic Carbon Nitride Powder for Water Reduction and Oxidation under Visible Light. *Journal of Physical Chemistry C*: 4947.

Kazuhito, H., I. Hiroshi and F. Akira (2005). TiO₂ Photocatalysis: A Historical Overview and Future Prospects. *Japanese Journal of Applied Physics*: 8269.

Kudo, A. and Y. Misekita (2009). Heterogeneous photocatalyst materials for water splitting. *Chemical Society Reviews*: 253.

LE DUGOU, A. (2007). HYTHEC Report Summary.

- Maeda, K. (2011). Photocatalytic water splitting using semiconductor particles: History and recent developments. *Journal of Photochemistry and Photobiology C: Photochemistry Reviews*: 237.
- Mor, G. K., O. K. Varghese, M. Paulose, K. Shankar and C. A. Grimes (2006). "A review on highly ordered, vertically oriented TiO₂ nanotube arrays: Fabrication, material properties, and solar energy applications." *Solar Energy Materials and Solar Cells* 90: 2011.
- Norbeck, J. M., J. W. Heffel, T. D. Durbin, B. Tabbara, J. M. Bowden, (1996). *Hydrogen Fuel for Surface Transportation*, Society of Automotive Engineers.
- Perkins, C. and A. W. Weimer (2009). "Solar-thermal production of renewable hydrogen." *AIChE Journal* 55: 286.
- Pregger, T., D. Graf, W. Krewitt, C. Sattler and S. Möller (2008). *Perspektiven solarthermischer Verfahren zur Wasserstoffherzeugung*, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR).
- Ragwitz, Mario, Michael Durstewitz, and Chris Hendriks. (2005) "Energy scientific and technological indicators and references." Im Auftrag der EU-Kommission, Luxemburg.
- Schröder, M. (2015). *Entwicklung von Photoreaktoren und kinetische Untersuchungen auf dem Gebiet der photokatalytischen Wasserspaltung mit Kohlenstoffnitrid als Photokatalysator*. Berlin.
- Schwarze, M. (2014). "BMBF-Vorhaben Light2Hydrogen."
- Tacca, A., L. Meda, G. Marra, A. Savoini, S. Caramori, (2012). "Photoanodes Based on Nanostructured WO₃ for Water Splitting." *ChemPhysChem* 13: 3025.
- Wang, X., K. Maeda, A. Thomas, K. Takanabe, G. Xin, (2009). A metal-free polymeric photocatalyst for hydrogen production from water under visible light. *Nature Materials*: 76.
- Xing, J., W. Q. Fang, H. J. Zhao and H. G. Yang (2012). Inorganic Photocatalysts for Overall Water Splitting. *Chemistry – An Asian Journal*: 642.

4 Standortfaktoren für die Vorauswahl von Bereitstellungspfaden

Neben technologischen Parametern wurden standortspezifische Faktoren für die Definition und die Untersuchung der Bereitstellungspfade synthetischer Energieträger benötigt. Für eine Vorauswahl der zu analysierenden Bereitstellungspfade wurden deshalb wesentliche regionale Differenzierungen betrachtet sowie mögliche vorteilhafte Standortfaktoren ermittelt.

Als essenzielle Standortfaktoren wurden die Inputs Strom, Kohlenstoff (auch aus Biomasse) und Wasser identifiziert, die entweder am Produktionsstandort der synthetischen Energieträger vorhanden sein sollten oder günstig dorthin zu transportieren sind (z. B. mit Stromleitungen). Diese Faktoren wurden qualitativ und semi-quantitativ analysiert. Ziel der Analyse war es, Länder mit hochwertigen Standortfaktoren zu identifizieren, die als Startpunkt für eine der Bereitstellungsketten im Rahmen des Standortvergleichs angenommen werden konnten. Die Analyse der Standortfaktoren diente dazu, die große Anzahl an Varianten möglicher Bereitstellungspfade auf eine relevante Auswahl zu reduzieren. Pfade ohne eine relevante Verfügbarkeit der nötigen Inputs fielen aus der Betrachtung heraus. Standorte, die eine günstige Verfügbarkeit und Kombination von Kohlenstoff/Biomasse, Wasser und Strom aufweisen, wurden bevorzugt untersucht.

Darüber hinaus diente die qualitative Analyse der Faktoren der genaueren Charakterisierung der Prozessketten und damit der Präzisierung von ökologischen und ökonomischen Effekten. Für die erneuerbare Strombereitstellung war die Höhe der Volllaststunden am jeweiligen Standort aus Kosten- und Ressourcensicht relevant. Bei Kohlenstoff stellte sich die Frage nach der Verfügbarkeit von konzentrierten CO₂-Abgasströmen bzw. von Biomasse; bei Biomasse ist außerdem von Bedeutung, welcher Rohstoff (z. B. Holz oder Bioabfall) genutzt werden kann. Bei der Ressource Wasser war die entscheidende Frage, ob es am betreffenden Standort in ausreichender Menge vorhanden ist, oder ob die Bereitstellungspfade zusätzlich eine Wassergewinnung aus dem Meer einschließen müssten.

Weniger relevant für die nachfolgenden Analysen in dieser Studie waren die absolut verfügbaren Gesamtpotenziale von Strom, Kohlenstoff und Wasser (siehe nachfolgende Kapitel): Grundsätzlich vergleicht die Studie Bereitstellungspfade, ohne auf mögliche Mengengerüste einzugehen. Ziel dieses Projektteils war es, die Standorte zu identifizieren, an denen relativ betrachtet größere Mengen der gesuchten Ressourcen Verfügbar sind. Diese Standorte konnten dann Teil eines Bereitstellungspfades werden, der hinsichtlich seiner ökologischen und ökonomischen Eigenschaften bewertet wurde.

Die Betrachtung umfasst sowohl Deutschland als auch Regionen in Europa, Nordafrika und dem Nahen Osten (EUMENA) als mögliche Erzeugungsstandorte für Exporte von Strom oder PtX-Energieträgern nach Deutschland. Die geografische Abgrenzung ist in Abbildung 21 dargestellt.

Abbildung 21: Geografische Systemgrenze des EUMENA-Raums für dieses Projekt



Quelle: DLR

Zunächst wurde die Verteilung und Qualität der Potenziale für erneuerbaren Strom aus Sonne und Wind ermittelt, welche innerhalb des Betrachtungsraums sehr unterschiedlich sind. Das führt zu unterschiedlichen Prozessketten und Anlagengrößen, z. B. durch eine höhere Anzahl von benötigten Elektrolyseuren bei geringeren Volllaststunden.

Für die Bereitstellung der meisten synthetischen Energieträger wird außerdem Kohlenstoff benötigt, der den Prozessen entweder als Biomasse oder als CO_2 zugeführt werden kann. Neben dem atmosphärischen CO_2 interessieren hier auch konzentrierte CO_2 - (Abgas)Ströme, welche eine zusätzliche kostenintensive Aufkonzentrierung von atmosphärischem CO_2 vermeiden. Es wurden daher für den Betrachtungsraum auf Länderebene Biomassepotenziale und deren Verteilung ermittelt, die für die Erzeugung von flüssigen und gasförmigen Energieträgern zur Verfügung stehen könnten. Ausgewiesene Biomassepotenziale für die Vergärung geben zudem Aufschluss über die dabei entstehenden CO_2 -Potenziale aus Biogas (vgl. Kapitel 6.2).

Zudem wurde untersucht, in welchen Ländern erhebliche Mengen konzentrierter CO_2 - (Abgas)Ströme aus der Industrie vorliegen. In einem klimaneutralen Energiesystem werden künftig die heutigen Hauptpunktquellen von konzentriertem CO_2 – Verbrennung von fossilen Brennstoffen zur Strom- und Wärmeerzeugung – nicht mehr zur Verfügung stehen. Im vorliegenden Projekt werden daher ausgewählte (teilweise unvermeidbare) CO_2 -Emissionen aus der Zementindustrie als Standortfaktor betrachtet, die am jeweiligen Standort als Produktionsfaktor bewertet werden können. Auch hier besteht eine erhebliche Unsicherheit, wie sich die CO_2 -Emissionen bis 2050 verändern können, wo diese künftig anfallen und wofür sie schlussendlich genutzt werden. Als erste Annäherung werden daher nur die aktuellen Zement-Produktionsmengen betrachtet. CO_2 -Emissionen aus Haushalten, Gewerbe und Transport werden vernachlässigt, da sie keine nutzbaren Punktquellen von entsprechender Größe darstellen. Am Rande wurde für die MENA-Region der Bedarf an zusätzlicher Wasserentsalzung untersucht. Die Standortfaktoren werden im weiteren Verlauf des Projekts genutzt, um einen charakteristischen Überblick über technisch sinnvolle Pfade für die Erzeugung synthetischer Energieträger zu erstellen.

4.1 Strompotenzial aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen

Die größten derzeit ökonomisch erschließbare Potenziale an erneuerbaren Energien stellen Quellen mit einer hohen räumlichen und zeitlichen Variabilität dar: Wind an Land und auf See (onshore bzw. offshore) sowie Sonnenenergie (PV und CSP).

Für die Bereitstellungspfade synthetischer Energieträger waren vorwiegend Regionen oder Standorte mit günstigen Bedingungen wie hohen Auslastungen installierter Leistungen (hohen Volllaststunden) und folglich günstigen Stromgestehungskosten, interessant. Diese Regionen wurden anhand von räumlich und zeitlich aufgelösten GIS-Analysen des erneuerbaren Energiepotenzials – basierend auf meteorologischen Reanalysen und Satellitendaten – ermittelt. Im Sinne der Projektziele wurde jedoch nicht die konkrete Machbarkeit an spezifischen Standorten geprüft. Stattdessen wurde abgeschätzt, welche realistisch möglichen Volllaststunden in den verschiedenen Regionen in großem Umfang erreichbar sind. Dies folgt der Annahme, dass in Energiesystemen mit sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien nicht nur die besten, sondern auch sehr viele günstige Standorte genutzt werden müssen.

Die Analyse stützte sich auf das am DLR entwickelte Energiesystemmodell REMix-EnDAT, mit dem Potenziale ermittelt werden können, die an die Anforderungen der speicherbaren Energieträger angepasst sind [Stetter 2014]. Zunächst waren diese Anforderungen zu identifizieren – z. B. Mindestvolllaststunden und Netzanbindung. Auf dieser Basis wurden räumlich aufgelöste Strompotenzialkarten aus global vorliegenden Datensätzen erzeugt. Ergebnis waren schließlich Potenziale für Wind- und Solarenergie (PV/CSP) auf Länderebene in Abhängigkeit von den gewählten Parametern.

Die Analyse umfasste folgende Arbeitsschritte:

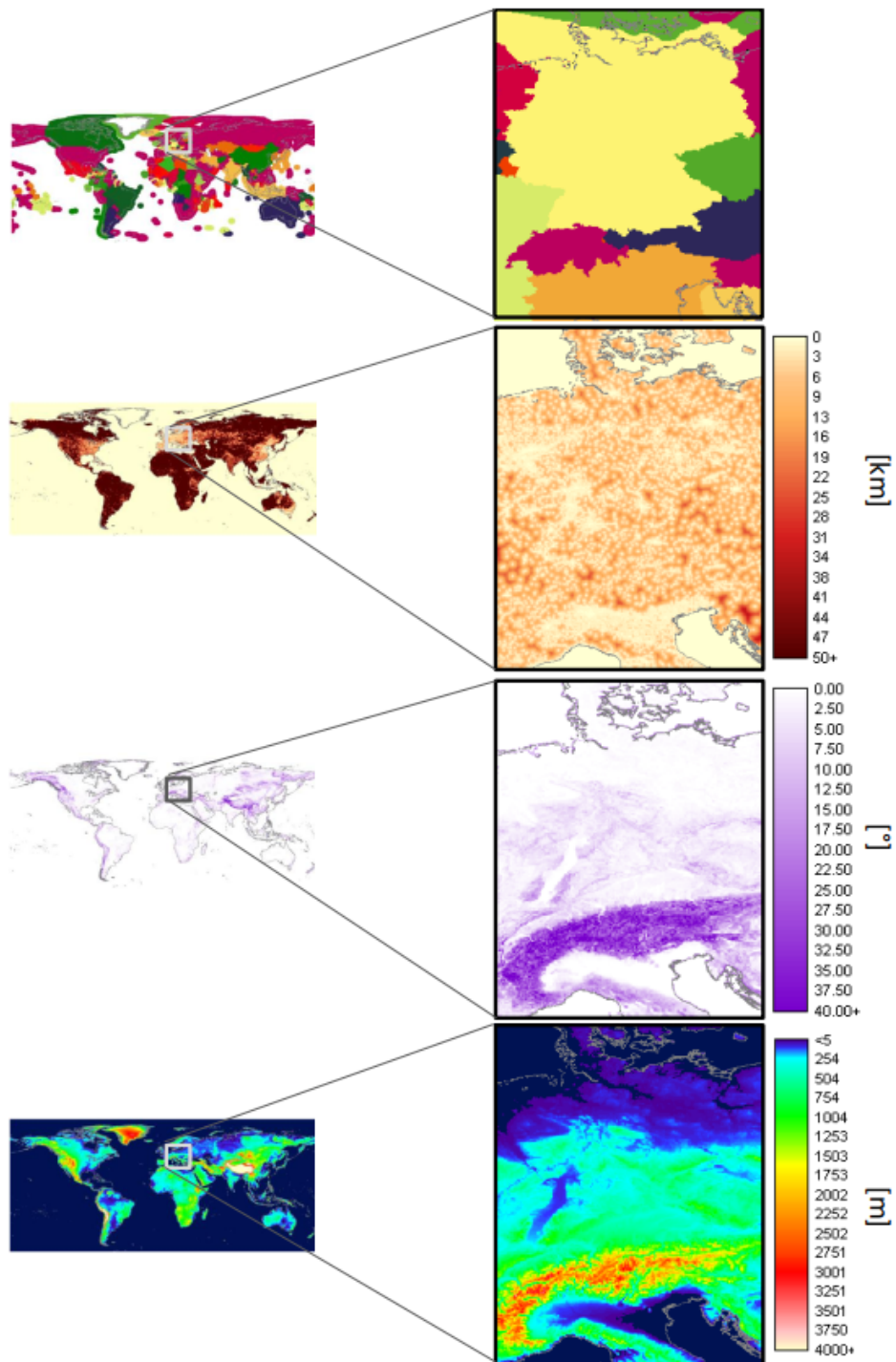
- ▶ Identifikation von Ausschlussfaktoren (technologiespezifisch)
- ▶ Analyse von Solarstrahlung und Windgeschwindigkeit
- ▶ Festlegung von Referenztechnologien für Windkraftanlagen, PV und CSP und Bestimmung der installierbaren Leistung je betrachteter Technologie für das Jahr 2050 und Ableitung der Volllaststunden.

4.1.1 Identifikation von Ausschlussfaktoren

Voraussetzung für die Berechnung der installierten Leistung war die Bestimmung geeigneter Flächen für den erneuerbaren Kraftwerkspark. Hierzu wurde global verfügbare Information mit einer räumlichen Auflösung von 300x300 m² analysiert. Abbildung 22 illustriert beispielhaft verwendete Parameter, wie etwa die Geländehöhe oder den Abstand zu Siedlungen.

Je nach Technologie wurden unterschiedliche Ausschlusskriterien definiert. Für PV, CSP und Wind onshore wurden Informationen zu Landnutzung, Hangneigung, maximaler Höhe, Mindestentfernung von Siedlungen, Naturschutzgebieten (auf Basis der World Database on protected Areas [WDPA 2010]), Geomorphologie und Hydrologie ausgewertet, die eine Flächennutzung zur Energieerzeugung zulassen bzw. ausschließen. Für Wind offshore wurden die ausschließliche Wirtschaftszone, Schutzgebiete und die Wassertiefe berücksichtigt, um mögliche Nutzungsflächen zu identifizieren. Eine ausführliche Beschreibung der Methode findet sich in [Stetter 2014].

Abbildung 22: Beispiel verwendeter globaler Daten in REMix-EnDat.



Von oben nach unten: länderspezifische ausschließliche Wirtschaftszone, Entfernung zu Siedlungen [km], Hangneigung [°], Geländehöhe über NN [m].

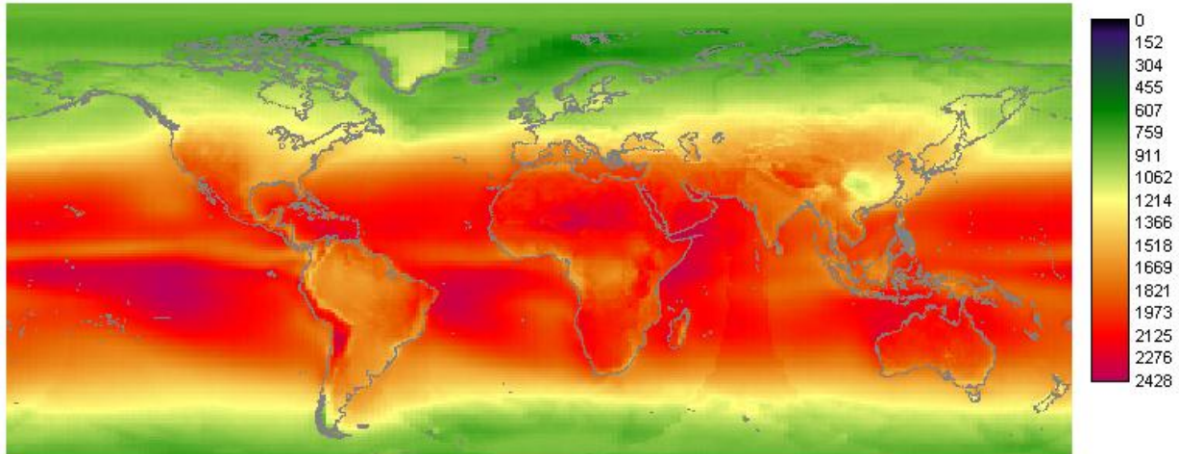
Quelle: DLR

4.1.2 Analyse der Verfügbarkeit von Solarstrahlung und Windgeschwindigkeit

Für die Bestimmung der verfügbaren Solarstrahlung und Windgeschwindigkeit wurden global verfügbare Datensätze in REMix-EnDAT genutzt. Zum einen ist ein langjähriger Datensatz wichtig, um die jährliche Variabilität zu berücksichtigen, zum anderen müssen die Informationen zeitlich hoch aufgelöst vorliegen, um die stündliche Stromerzeugung je Technologie berechnen

zu können. Für PV und CSP wurden hierfür die Globalstrahlung und die Direkt-Normal-Strahlung analysiert. Datengrundlage ist nach Stetter [2014] der NASA SRB Datensatz, der in Abbildung 23 dargestellt ist.

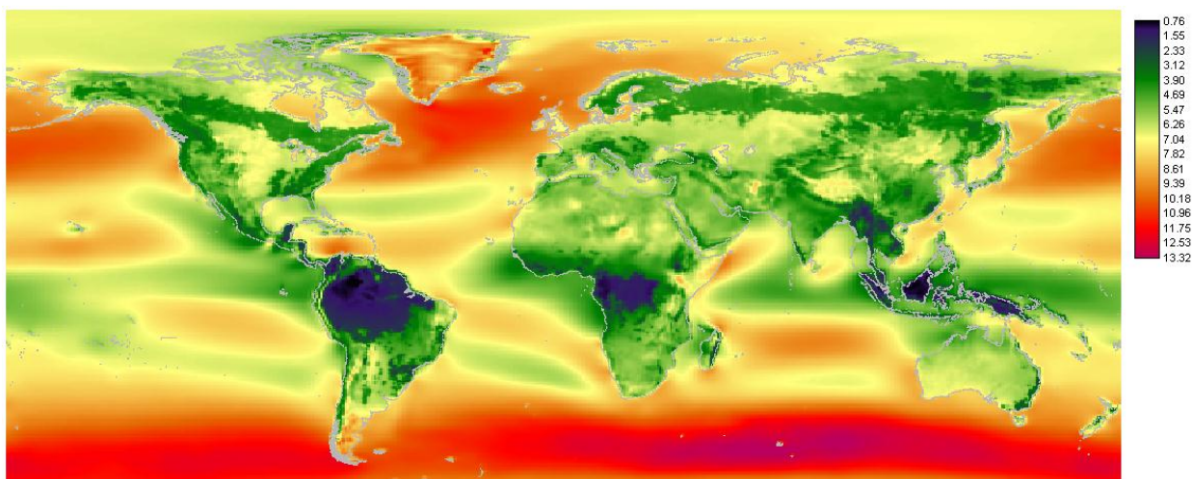
Abbildung 23: Langjährig gemittelte Jahressumme der Globalstrahlung [kWh/m²], NASA SRB



Quelle: DLR, Stetter 2014

Analog wurde die Windenergie anhand der Windgeschwindigkeiten bestimmt. Die Analyse basiert auf dem MERRA Datensatz [Stetter 2014], den Abbildung 24 zeigt.

Abbildung 24: langjähriges Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in 50 m Höhe [m/s], MERRA [Stetter 2014]



Quelle: DLR, Stetter 2014

Diese Wind- und Solardaten waren die Grundlage für die Berechnung technischer Potenziale.

4.1.3 Bestimmung der installierten Leistung und stündlichen Stromerzeugung

Auf Basis der beschriebenen Datensätze wurden die installierte Leistung und die stündliche Stromerzeugung für jede betrachtete Technologie errechnet. Dies erfolgte für das Jahr 2050.

Nach der Analyse der Ausschlussfaktoren lagen die geeigneten Flächen je Technologie vor. Anhand einer technischen Parametrierung von Beispielanlagen wurde anschließend die technolo-

giespezifische Flächenleistungen für Wind und Solar ermittelt, um eine Aussage über die maximal installierbare Kapazität je Erzeugungstechnologie pro km² zu erhalten. Die dafür zugrundeliegenden Parameter für Windenergie-, PV und CSP-Anlagen in REMix-EnDAT sind in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Technische Parameter für die Ermittlung von spezifischen Flächenleistungen bei Wind und Solar nach [Stetter 2014]¹¹

Technische Parameter	Einheit	2020	2050
PV Moduleffizienz	%	17,3	18
PV Verlustfaktor dezentral	%	15	15
PV Verlustfaktor Großanlage	%	10	10
PV Verfügbarkeitsfaktor	%	98	98
CSP Effizienz des Kraftwerks	%	37	37
CSP Speichereffizienz	%	95	95
CSP Verfügbarkeitsfaktor	%	95	95
Wind onshore Turbinenleistung	MW	3,4	5,5
Wind onshore Rotordurchmesser	m	102	103
Wind onshore Rotorhöhe	m	122	132
Wind offshore Turbinenleistung	MW	6	12
Wind offshore Rotordurchmesser	m	136	192
Wind offshore Rotorhöhe	m	102	140
Wind Verlustfaktor	%	15	15
Wind Verfügbarkeitsfaktor	%	95	95
Wind Abstandsfaktor (X * Rotordurchmesser)		6	6

Stetter [2014] ermittelte daraus auf Basis von Nitsch [2012] die technologiespezifisch installierbare Kapazität pro Fläche und Jahr, die für die Berechnung der stündlichen Stromerzeugung herangezogen werden. Für 2050 ergaben sich daraus die folgenden Parameter (Tabelle 3):

¹¹ Die hier angesetzten technischen Parameter weichen teilweise von den Parametern innerhalb der technischen Module in Kapitel 2 ab, da eine Neuparametrierung von REMix EnDat kein Teil des Projektvorhabens ist. Sie sind jedoch hinlänglich ähnlich, um den Zweck einer Standortanalyse im Sinne des Projektes zu erfüllen.

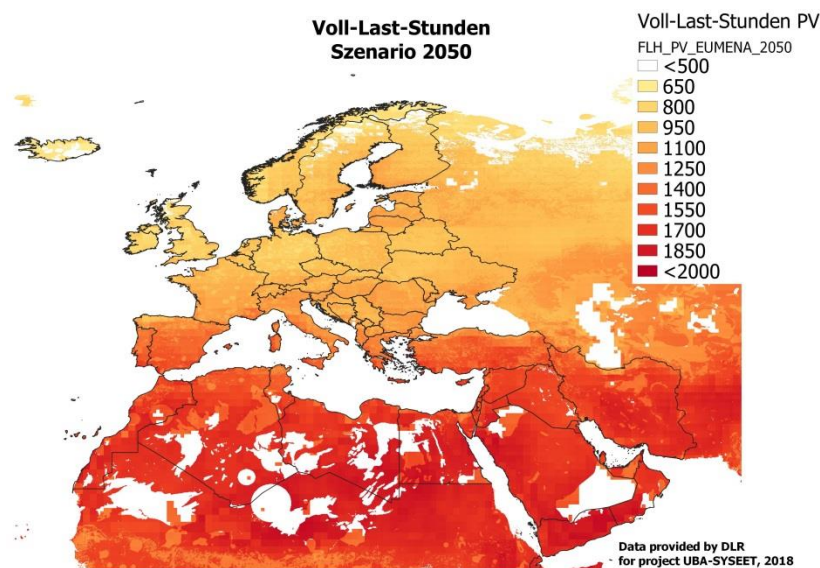
Tabelle 3: Spezifische Flächenleistung 2050 für Wind und Solarenergie [Stetter 2014]

Technologie	Einheit	Spezifische technische Flächenleistung
PV	MW _{el} /km ²	152,2
CSP	MW _{th} /km ²	176,6
Wind on-/offshore	MW _{el} /km ²	10,4

Ausgehend von den oben genannten Annahmen berechnete das Kraftwerksmodul innerhalb REMIX-EnDAT die stündliche Stromerzeugung je Technologie. Dabei berücksichtigt der Stromertrag von Windenergieanlagen zusätzlich die unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten in Rotorhöhe, was zu wesentlich höherer Energieerzeugung auf See führt. Anschließend wurden anhand der jährlichen Stromerzeugung und der installierten Leistung die für die Ökobilanz relevanten Volllaststunden ermittelt, indem die Jahreserträge durch die installierte Leistung dividiert wurden.

Für jede der betrachteten Technologien – PV, CSP, Wind onshore und offshore – liegt damit je ein Datensatz an Volllaststunden vor. Diese sind in den folgenden Abbildungen dargestellt.

Abbildung 25: Darstellung der ermittelten Volllaststunden für das Jahr 2050 für PV

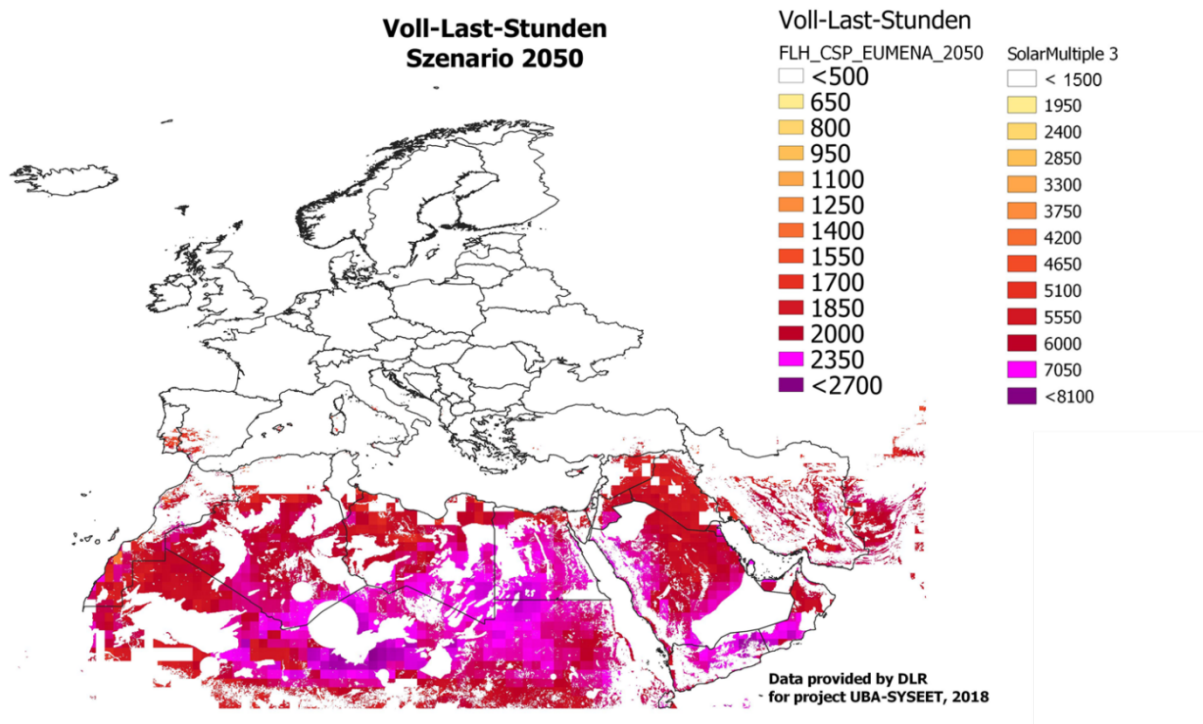


Quelle: DLR

PV ist im gesamten EUMENA-Raum verfügbar, allerdings mit recht unterschiedlichen Erträgen: In Europa leistet die PV Volllaststunden (VLS) von 900 bis 1100 h/a, während im MENA-Raum 1200 h/a und in Extremfällen bis zu 1800 h/a erreicht werden.

CSP ist dagegen nur am südlichen Rand Europas und im MENA-Raum nutzbar; die ermittelten nutzbaren VLS von 1800 bis 2500 h/a berücksichtigen noch keinen Speicher (Solarmultiple 1.0). Bei entsprechender Konfiguration mit Speicherung für bis zu 14 h (Solarmultiple 3.0), wie im Projekt vorgesehen, können über 7000 h/a erreicht werden. In Abbildung 26 sind diese beiden Optionen dargestellt.

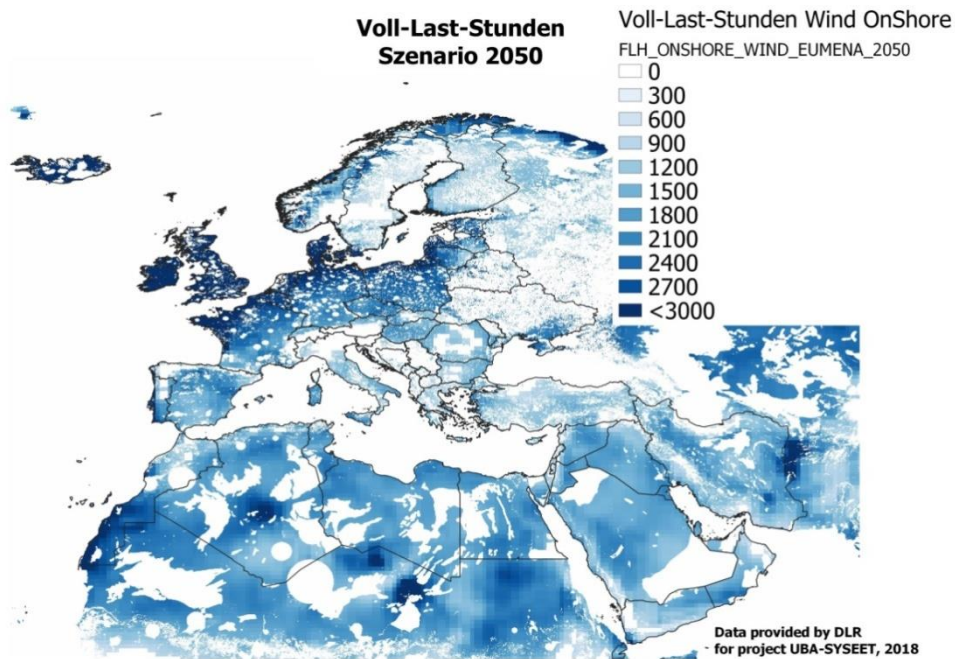
Abbildung 26: Darstellung der ermittelten Volllaststunden für das Jahr 2050 für CSP



Quelle: DLR

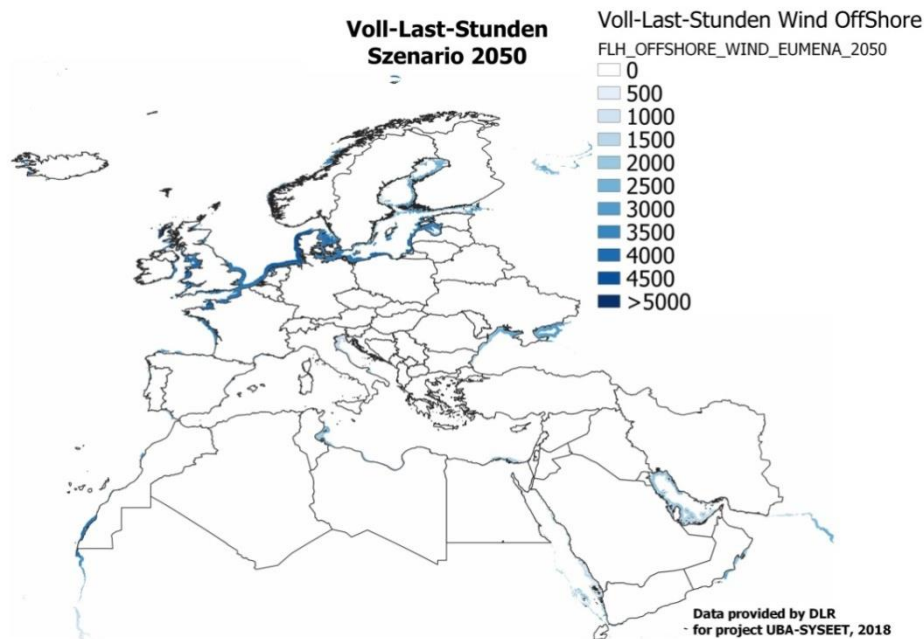
Bei Wind sind die Unterschiede ebenfalls sehr ausgeprägt. Onshore können im gesamten EUMENA-Raum an verschiedenen geeigneten Standorten v. a. in Küstennähe VLS von 2300 bis 2900 h/a erzielt werden. Weite Gebiete erreichen 1800 bis 2300 h/a. Offshore lässt sich wesentlich mehr, etwa 3500 bis 4500 h/a erzielen, allerdings ist das Gesamtpotenzial auf wenige Küsten in Mittel- und Nordeuropa beschränkt.

Abbildung 27: Darstellung der ermittelten Volllaststunden für das Jahr 2050 für Wind Onshore



Quelle: DLR

Abbildung 28: Darstellung der ermittelten Volllaststunden für das Jahr 2050 für Wind Offshore



Quelle: DLR

Für die Bereitstellungspfade in diesem Projekt wurden keine punktgenau lokalisierten Standorte ausgewählt, sondern jeweils die Daten für einen gemittelten guten Standort in einem Land verwendet. Dazu wurden für einzelne Länder Volllaststundenpotenzialkurven erstellt, von denen dann die unteren 50 % des Potenzials (also die schlechten Standorte) abgeschnitten wurden. Für die verbleibenden 50 % des Potenzials werden die Volllaststunden gemittelt. Die Auswahl der betrachteten Länder erfolgt zusammen mit der Auswahl der Bereitstellungspfade und

ist in Kapitel 5.2 beschrieben. Tabelle 4 zeigt die so ermittelten Volllaststunden für die als Standorte für Solar- und Windenergie ausgewählten Länder und Technologien.

Tabelle 4: Mittlere Volllaststunden für die oberen 50 % der Volllaststundenpotenzialkurven für einige ausgewählte Länder und Technologien

Land	PVfrei	CSP (ohne Speicher)	CSP (SolarMultiple 3)	Wind Onshore	Wind Offshore
Marokko	1729	2063	6189	2946	3928
Saudi-Arabien	1777	2179	6537	1870	1963
Deutschland	958	0	0	2963	4234

4.2 Biomasse

Auch für die auf Biomasse basierenden Technologiemodule zur Erzeugung flüssiger und gasförmiger Kohlenwasserstoffe muss ein ausreichender Input gewährleistet sein. Dies sind einerseits feste Biomassen, v. a. für die BtL- und PbtL-Bereitstellungspfade, andererseits benötigt die Bereitstellung gasförmiger Kohlenwasserstoffe aus Vergärung entsprechende Mengen von Biogassubstraten. Für beides wurden mögliche Verfügbarkeiten aus Literaturdaten ermittelt, um eine Eingrenzung der Länder zu erlauben. Die erhobenen Daten dienen ausschließlich der Auswahl plausibler Ausgangspunkte biomassebasierter Bereitstellungs-pfade. Aussagen über erzeugbare Mengen speicherbarer Energieträger werden in diesem Projekt nicht getroffen.

Die Verfügbarkeit von Biomasse wurde zwischen den Ländern nur auf Basis von Größenordnungen verglichen. Außerhalb Deutschlands produzierte Biomasse kann einerseits in Produktion von synthetischen Energieträgern in diesen Ländern fließen. Andererseits ist auch ein Biomasseimport aus diesen Ländern mit anschließender Weiterverarbeitung in Deutschland für einige wenige Biomassearten denkbar. Viele Studien, wie etwa die Langfristszenarien aus [Nitsch 2012], das "Klimaschutzszenario 2050" [Öko-Institut 2015] und Studien des Umweltbundesamtes ("Treibhausgasneutrales Deutschland" [UBA 2014], RESCUE [UBA 2019]) gehen allerdings davon aus, dass ein erheblicher Biomasseimport aufgrund der weltweit begrenzten Verfügbarkeit keine nachhaltige Strategie darstellt.

Um einen Vergleich bezüglich der ökologischen und ökonomischen Wirkungen zu Reststoffen ziehen zu können, wurden innerhalb des Projekts einige Bereitstellungs-pfade auf Basis von Anbaubiomasse betrachtet. Da das Projekt keine Mengengerüste und Gesamtszenarien erstellt, kann daraus nicht abgeleitet werden, dass diese Pfade erwünscht sind. Die Darstellung der Verfügbarkeiten bezieht sich ausschließlich auf die Art der Biomasse und die möglichen Herkunftsländer als Grundlage für die in dieser Studie durchgeführte Umweltbewertung. Indirekte Effekte der Biomassebereitstellung werden dabei nicht betrachtet. Gründe für die Ablehnung von Anbaubiomasse zur Energienutzung sind zum Beispiel in [UBA 2014] dokumentiert.

In den Szenarien des DBFZ [2010] sind mögliche Verfügbarkeiten von landwirtschaftlichen Biomassen bei einem Vorrang für die Nahrungsmittelproduktion nur im sogenannten „Bioenergie-Szenario“ gegeben (da sich diese Studie explizit mit der Frage der Import-Möglichkeiten nach Deutschland beschäftigt, findet sie hier besondere Berücksichtigung). Um eine geografische Eingrenzung zu ermöglichen, wurden daher insbesondere nach [DBFZ 2010] Maximalwerte der möglichen Verfügbarkeiten herangezogen.

► Betrachtet wurden folgende Biomassen:

- Biogene Rest-/Abfallstoffe
- Waldrestholz
- Gülle (kein Festmist)
- Getreidestroh
- Kommunaler Bioabfall (für Biogasvergärung)
- Industrierestholz (Rinde, Sägenebenprodukte) und Altholz
- ▶ Anbaubiomasse
 - Mais
 - Energieholz (KUP = Kurzumtriebsplantagen)
 - Miscanthus

4.2.1 Deutschland

Biogene Abfall-/Reststoffe

Die mögliche Verfügbarkeit biogener Abfall- und Reststoffe in Deutschland wurde in der Studie [BioRest 2019] im Detail untersucht. Daten daraus sind in den Steckbriefen in Abschnitt 2.2.2 dargestellt.

Anbaubiomasse in Deutschland

Mögliche Verfügbarkeiten für Anbaubiomasse in Deutschland zur energetischen Nutzung wurden aus [Fritsche 2004] [Nitsch 2004, Nitsch 2012] und [DBFZ 2010] entnommen.

4.2.2 Mögliche Verfügbarkeiten EUMEN

Transportwürdigkeit von Biomasse und Biomasse-basierten Energieträgern

Die Transportfähigkeit bzw. Transportwürdigkeit von Biomasse werden in der Literatur unterschiedlich bewertet. Im deutschen nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energien (National Renewable Energy Action Plan, NREAP) [NREAP 2010] werden eine hohe Energiedichte und etablierte Logistikkonzepte als die besten technischen Voraussetzungen für den Import genannt, welche für flüssige Bioenergieträger (Biodiesel, Bioethanol, Pflanzenöl), feste Bioenergieträger und Rohstoffe mit hoher Schüttdichte (Pellets, Getreide und Saaten etc.) sowie für Biomethan (auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas) über das Erdgasnetz gegeben seien. Im "Bioenergie-Szenario" des DBFZ [2010] werden ebenfalls Getreide und holzartige Biomasse, außer Silomais für international transportwürdig erachtet. Vor diesem Hintergrund können von den berücksichtigten Biomassen also primär Holz bzw. flüssige oder gasförmige Energieträger aus Biomasse als transportwürdig angesehen werden.

Mögliche Verfügbarkeiten in der EU: Nationale Erneuerbare Energiepläne (NREAPS)

Für den EUMENA-Raum wurden mögliche Verfügbarkeiten von Anbaubiomasse analog zu den Abfall- und Reststoffen aus den NREAPs (Europäischer Wirtschaftsraum) und DBFZ [2010] entnommen.

Für die Abschätzung der möglichen Verfügbarkeiten in der EU (außer Deutschland) wurden die Daten der NREAPs herangezogen, da diese eine offizielle Quelle auf Länderebene darstellen und ihnen jeweils die gleiche Kategorisierung zugrunde liegt. Als Grundlage wurde die Zusammenstellung von ECN herangezogen [ECN 2015], teilweise ergänzt durch Aktualisierungen sowie den neuen kroatischen NREAP.

Hervorzuheben sind auf dieser Basis insbesondere die möglichen Verfügbarkeiten für **Holzbiomasse in Frankreich, Italien, Finnland und Schweden sowie für Anbaubiomasse (inkl. KUP) ebenfalls in Frankreich und Italien**. Soll weitere Biomasse, insbesondere für den Import verarbeiteter Biomasse als Energieträger berücksichtigt werden, sticht hier vor allem **Italien im Bereich der landwirtschaftlichen Nebenprodukte sowie des Bioabfalls** hervor.

4.2.3 Weitere mögliche Verfügbarkeiten im EUMENA-Raum

Weitere Studien berücksichtigen den Raum außerhalb der EU, sind aber auch als Ergänzung der möglichen EU-Verfügbarkeiten zu sehen.

Anbaubiomasse und Grünlandaufwuchs

Im „Bioenergie-Szenario“ des DBFZ [2010] werden Grünlandaufwuchs sowie Anbaubiomasse berücksichtigt. Für die Anbaubiomasse wird eine Flächenbelegung mit jenen Pflanzen angenommen, die ein hohes energetisches Potential besitzen. Hierbei wird in den gemäßigten Breiten eine Belegung der verfügbaren Flächen mit einem Drittel KUP angenommen, außerdem mit absteigender Priorität mit Zuckerrüben, Silomais (nur EU) sowie dem/der ertragreichsten Getreide- bzw. Ölfruchtart. Die möglichen energetischen Verfügbarkeiten der KUP sind hier nicht enthalten, sondern unter forstwirtschaftlicher Biomasse (s.u.). Die berücksichtigten Daten stellen daher **in erster Linie mögliche Verfügbarkeiten für die Vergärung** dar.

Abweichend von den oben genannten möglichen Verfügbarkeiten der NREAPs wird hier Spanien mit einer höheren möglichen Verfügbarkeit als Italien dargestellt. Frankreich wird auch hier eine hohe mögliche Verfügbarkeit zugeschrieben. Außerhalb der EU ist im EUMENA-Raum v. a. die Ukraine hervorzuheben.

Forstwirtschaftliche Biomasse incl. Kurzumtriebsplantagen (KUP)

Forstliche Biomasse wurde in der DBFZ-Studie im EUMENA-Raum primär für Europa betrachtet. Die möglichen Verfügbarkeiten beinhalten zum einen die technische Energieholzverfügbarkeit als Differenz zwischen der möglichen, projizierten Verfügbarkeit von Rohholz und dem Verbrauch stofflich genutzten Rundholzes. Zum anderen ist hier die oben erwähnte mögliche Verfügbarkeit aus KUP enthalten. In Ergänzung zu den oben betrachteten NREAPs weisen Großbritannien (in NREAPs keine Angaben) sowie Norwegen ebenfalls nennenswerte mögliche Verfügbarkeiten auf [DBFZ 2010].

Reststoffe

Internationale, über die EU hinausgehende mögliche Verfügbarkeiten von Reststoffen konnten aus der Literaturrecherche nicht numerisch ermittelt werden. Die DBFZ-Studie beinhaltet jedoch mögliche technische Verfügbarkeiten einzelner Reststoffe für den Zeitraum 2003 bis 2007 auf Basis von kartierten Größenklassen. Diese werden hier als Annäherung herangezogen. Für **Stroh** sind neben Deutschland und **Frankreich, die Ukraine, die Türkei und Ägypten** hervorzuheben. Im Bereich der **tierischen Exkrememente** sind **Großbritannien, Frankreich und Spanien** zu erwähnen. Im Bereich **Siedlungsabfälle** wiesen **Großbritannien, Frankreich, Italien und die Türkei** im dargestellten Zeitraum der DBFZ-Studie die größten möglichen Verfügbarkeiten auf. Bei der **Holzbiomasse** sind insbesondere **Frankreich und Finnland** (Waldrestholz und Industrierestholz) sowie **Schweden** (Waldrestholz) hervorzuheben [DBFZ 2010]. Die MENA-Region wurde beim Restholz jedoch insgesamt wenig berücksichtigt.

Insgesamt können **für die EU insbesondere die möglichen Verfügbarkeiten in Frankreich** hervorgehoben werden, welche sowohl die **landwirtschaftlichen Anbau- und Reststoffe als auch Holz** abdecken. **Außerhalb der EU** scheinen besonders **die Ukraine (Stroh, Anbaubi-**

masse) sowie die Türkei (Stroh, Siedlungsabfall) erwähnenswert. In Nordafrika fällt ausschließlich die mögliche Verfügbarkeit von Stroh in Ägypten auf. Insbesondere hier waren die genutzten Daten jedoch lückenhaft.

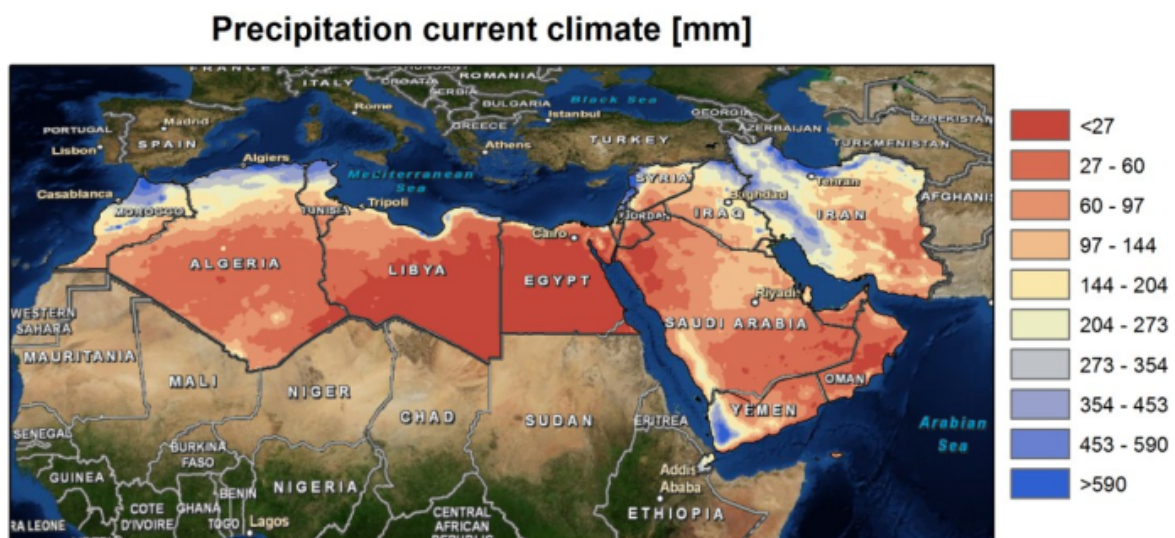
4.3 Wasserbereitstellung aus Entsalzung für die Elektrolyse

Die Bereitstellung vieler synthetischer Energieträger bedingt einen zusätzlichen Wasserbedarf, vor allem für die Elektrolyse. Dieser wird in den Ökobilanzen berücksichtigt, stellt aber auch einen Standortfaktor zur Auswahl zu betrachtender Bereitstellungspfade dar. Neben den vorhandenen Oberflächen- und Grundwasserpotenzialen kann die Meerwasserentsalzung unter Nutzung von Sonnenenergie eine wesentliche Rolle spielen. Dies gilt insbesondere für Regionen, die zukünftig (oder auch schon heute) mit Wasserknappheit zu kämpfen haben.

Der Wasserbedarf einer prototypischen Elektrolyse-Referenzanlage wurde bereits in den Technologiesteckbriefen im Kapitel 2.1.1 dargestellt und bezüglich der Qualitätsanforderungen charakterisiert. Nicht überall kann der zusätzliche Wasserbedarf durch die konventionelle Wasserbereitstellung abgedeckt werden. Dort muss zusätzlich Wasser z. B. über eine Meerwasserentsalzung bereitgestellt werden, wie sie in Kapitel 2.2.4 beschrieben ist. Im Weiteren wurden die Standorte, für die zusätzlich Wasserentsalzungsanlagen relevant werden könnten, qualitativ abgeleitet, indem die Wasserverfügbarkeit und die Entwicklung des Wasserverbrauchs gegenübergestellt wurden. Für alle Bereitstellungspfade, die in der so ermittelten Region verortet wurden, beziehen die Ökobilanzen und Kostenbetrachtungen jeweils eine entsprechende Meerwasserentsalzung mit ein.

Zur Analyse der Wasserverfügbarkeit in MENA wurden am DLR bereits Untersuchungen der möglichen Perspektiven und Kosten durchgeführt [Moser 2015]. Im Rahmen des Projekts „MENA Regional Water Outlook“ wurden langfristige Szenarienanalysen für den Wasserverbrauch in verschiedenen MENA-Ländern erstellt [Verdier 2011], die in die Bewertung in dieser Studie eingingen. In den Ländern des Sonnengürtels ist der Niederschlag typischerweise gering. Für die Länder der MENA-Region zeigen aktuelle Analysen, dass die durchschnittlichen jährlichen Niederschläge häufig nahe 0 mm/a liegen (Abbildung 29). Ausnahme sind wenige Gebirgsregionen in Marokko und im Iran, wo die Niederschläge bis zu 600 mm/a erreichen.

Abbildung 29: Jährliche Niederschlagsmengen in der MENA-Region (Modelljahr 2011, MENA Regional Water Outlook)

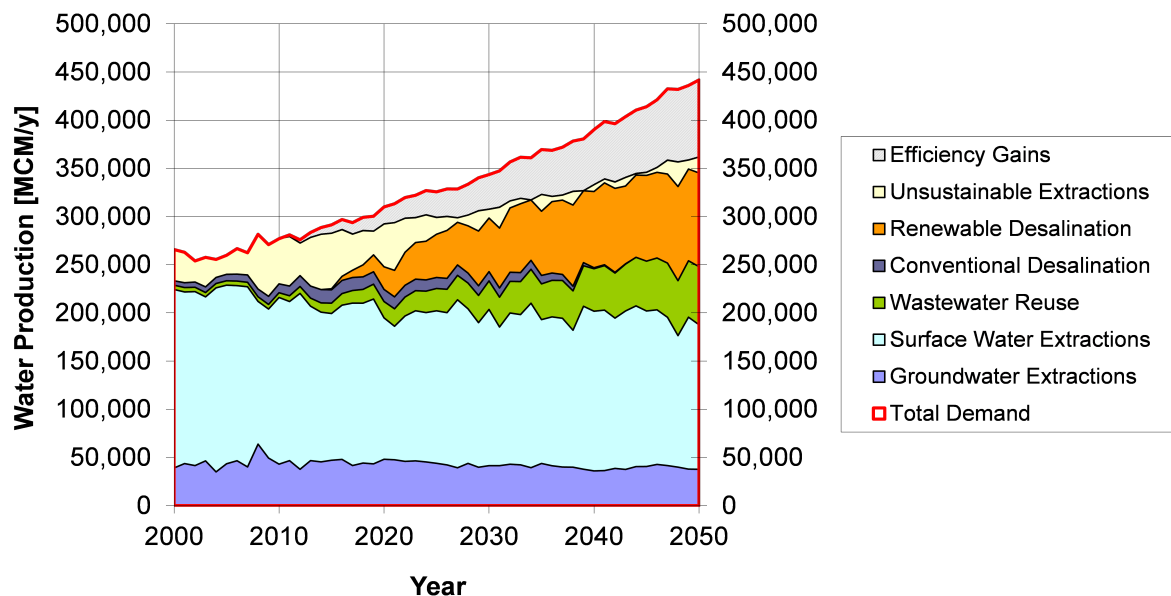


Quelle: Verdier 2011

Generell ist nicht zu erwarten, dass in Zukunft in dieser Region Oberflächen- oder Grundwasser zur Produktion synthetischer Energieträger zur Verfügung steht. Prognosen auf der Basis von Klimamodellen zeigen eine noch schwierigere Wassersituation, da für das Jahr 2040 und darüber hinaus eine Reduktion der Niederschläge um bis zu 20 % erwartet wird. Auf der anderen Seite wird in der MENA-Region ein Bevölkerungswachstum von derzeit ca. 400 Mio. auf ca. 600 Mio. Einwohner im Jahr 2040 erwartet [UNPD 2015]. Angesichts der begrenzten Verfügbarkeit anderer Wasserquellen muss die Wasserversorgung ohnehin durch Maßnahmen wie Effizienzsteigerung in der Wasserverteilung, Verlagerung der landwirtschaftlichen Nutzung, Abwasserbehandlung und Wiederverwendung sowie Meerwasserentsalzung mit erneuerbaren Energien gesichert werden.

Abbildung 30 zeigt ein Szenario zum künftigen Wasserbedarf in MENA und eine mögliche Versorgungsinfrastruktur, die dafür künftig aufgebaut werden müsste [Verdier 2011]. Das Szenario deutet darauf hin, dass es zu einer signifikanten Reduktion der mittel- und langfristigen Verfügbarkeit von Oberflächen- und Grundwasser kommen wird. Eine ernsthafte Versorgungslücke könnte die Folge sein, die sich auf die gesamte Region auswirken kann. Das Szenario zeigt, dass in MENA nach 2015 die Trinkwasserversorgung in vielen Ländern durch neue Entsalzungsanlagen sichergestellt werden muss. Laut dieser Studie wird die Entsalzung mit erneuerbaren Energien mittel- und langfristige einen großen Teil der Wasserproduktion bereitstellen, obwohl sie nach den getroffenen Annahmen ökonomisch eigentlich die letzte Option ist. Aufgrund der künftig verstärkten Wasserknappheit wird für die Bereitstellung der synthetischen Energieträger daher Wasser in der MENA-Region generell als limitierender Faktor betrachtet. In der Folge muss daher für alle Bereitstellungspfade dieser Region eine zusätzliche Meerwasserentsalzung berücksichtigt werden.

Abbildung 30: Wasserversorgungsszenario für die MENA-Region



Quelle: Verdier 2011

Im Rahmen dieser Studie wird der zusätzliche Wasserbedarf für die Bereitstellung synthetischer Energieträger in der MENA-Region generell durch eine Erhöhung der Wasserproduktion aus der Meerwasserentsalzung gedeckt. Für Europa wird im vorliegenden Projekt vereinfacht nicht von

einer strukturellen Wasserknappheit und damit von Standorten mit ausreichender Wasserversorgung ausgegangen, weswegen die Ökobilanzen der Bereitstellungspfade hier ohne Wasserentsalzung konfiguriert wurden.

4.4 Verfügbarkeit von CO₂ als Kohlenstoffquelle

Die Abscheidung von CO₂ aus der Luft ist prinzipiell überall möglich und sogar für alle potenziellen Standorte zwingend nötig, an denen keine Alternativen zur Verfügung stehen. Im Zusammenhang mit der Erzeugung synthetischer Energieträger werden aber immer auch konzentrierter Quellen diskutiert – vor allem aus der Industrie und der Biogaserzeugung.

4.4.1 Kohlenstoffpotenziale aus industriellen Prozessen am Beispiel der Zementindustrie

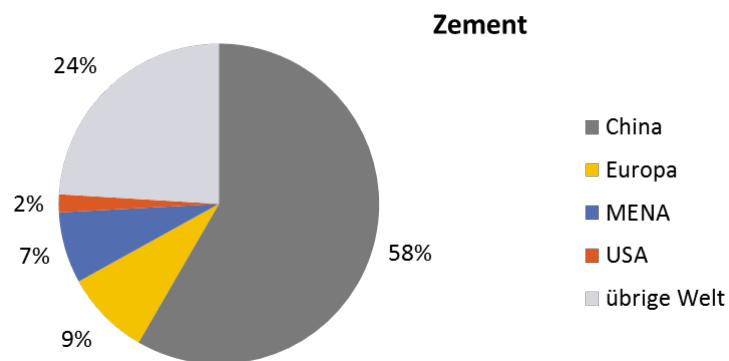
Die Industrie stellt nach der Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken global die größten stationären und konzentrierten CO₂-Quellen dar [IPCC 2005]. Industrielle Prozesse tragen heute mit 6 % zu den weltweiten CO₂-Emissionen bei [IEA 2017]. Während die CO₂-Emissionen aus der Nutzung von Brennstoffen durch alternative Brennstoffe ersetzt werden können, gilt dies nur bedingt für prozessbedingte Emissionen. Durch industrielle Prozesse entstehen rohstoffbedingte Emissionen, z. B. durch Entsäuerung von Kalkstein in der Zementindustrie. Diese rohstoffbedingten Emissionen werden auch in Zukunft bestehen und stellen eine langfristige Kohlenstoffquelle dar. Im Zuge der Transformation zu einer klimaneutralen Wirtschaft ist zu erwarten, dass andere konzentrierte CO₂-Punktquellen z. B. in Ölraffinerien, in der Stahl- und Ammoniakproduktion sowie in der Erdgasverarbeitung und Wasserstofferzeugung durch Dampfreformierung bis 2050 durch die Umstellung auf kohlenstoffarme Verfahren weniger werden und schließlich ganz wegfallen. Diese Studie konzentrierte sich deshalb auf die Hauptquelle an kaum vermeidbarem CO₂, die Zementherstellung, die Abgasströme mit relativ hoher CO₂-Konzentration von 15-35 % bereitstellt [EU Commission 2011, Last 2011].

Bei der Abscheidung von CO₂ in der Industrie liegt der Fokus von Forschung und Entwicklung derzeit auf der Auswahl geeigneter Prozesse und ersten Demonstrationsprojekten. Realistisch ist in den nächsten Jahren nur mit sehr wenigen Projekten zu rechnen. Daher wird industrielles CO₂ erst mittel- bis langfristig für die Erzeugung speicherbarer Energieträger verfügbar sein.

Für die Abschätzung von möglichen Bereitstellungspfaden ist jedoch die Gesamtmenge weniger relevant. Vorrangiges Ziel der Analyse ist daher eine qualitative bzw. semiquantitative Auswahl plausibler Standorte. Daher wurde die aktuelle Produktion als Indikator für die Standortauswahl der Bereitstellungspfade gewählt. Die quantitative Verfügbarkeit klimaneutralen Kohlenstoffs wurde anhand von statistischen Daten zu industriellen Aktivitäten im EUMENA-Raum auf Länderebene abgeschätzt. Insbesondere wurden dazu die Statistiken der Industrieverbände sowie Produktionsstatistiken herangezogen.

Die Zementindustrie ist der größte industrielle Verursacher von CO₂-Emissionen. Zementwerke allein sind für ca. 7 % der stationären CO₂-Emissionen verantwortlich. Beim Brennen von Zementklinker im Drehrohfen werden neben den CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen auch bei der Entsäuerung von Kalkstein (und Ton) erhebliche Mengen CO₂ freigesetzt, die etwa 2/3 der Gesamtemissionen ausmachen und nicht völlig vermieden werden können [Romano 2013, VDZ 2016]. Zugleich verbleiben in Zukunft auch die Emissionen aus dem Brennvorgang. Weltweit wurden 2014 etwa 4,3 Mrd. t Zement erzeugt, etwa zwei Drittel davon in Asien (vgl. Abbildung 31). Auf den EUMENA-Raum entfielen etwa 700 Mio. t Produktion.

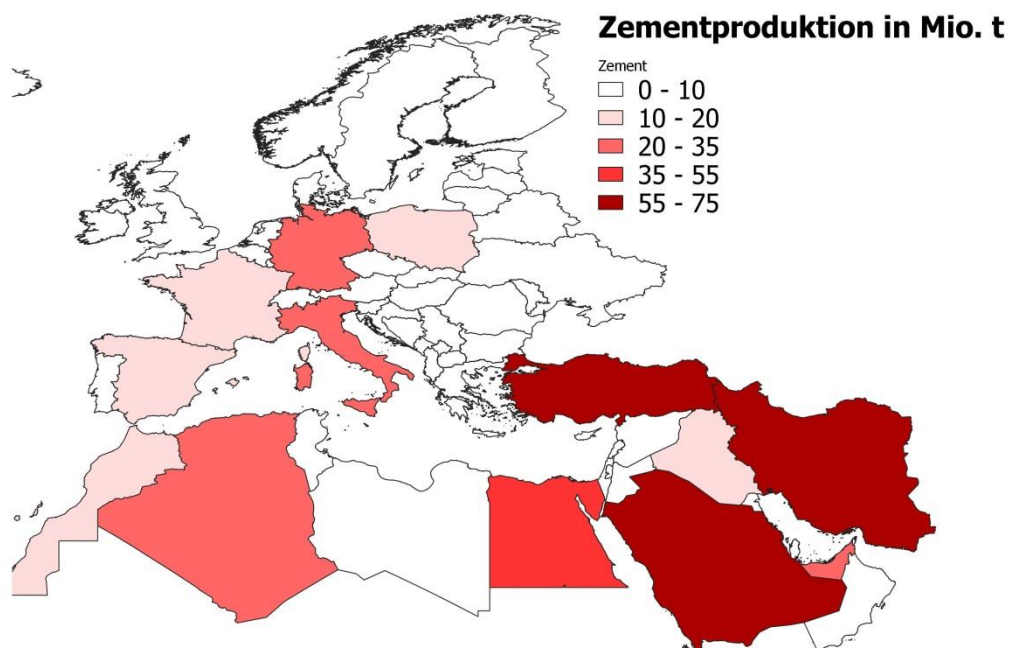
Abbildung 31: EUMENA-Anteile an der globalen Zementproduktion 2014



Quelle: Eigene Darstellung, DLR, auf Basis GlobalCement 2017, USGS 2017

Innerhalb des EUMENA-Raums ist die Zementproduktion auf viele Standorte verteilt. Abbildung 32 zeigt eine Klassifizierung der aktuellen Produktion von Zement im Betrachtungsraum EUMENA.

Abbildung 32: Klassifizierung der Zementproduktion in EUMENA



Quelle: Eigene Darstellung, DLR

Aus der Analyse ergibt sich in relativ vielen Ländern der EUMENA-Region die Möglichkeit, CO₂ aus der Zementproduktion zur Produktion synthetischer Energieträger nutzen. Die Schätzungen darüber, welche Emissionen aus der Zementherstellung unvermeidlich sind bzw. wie diese künftig reduziert werden können erreichen eine relativ große Bandbreite [IPCC 2006; Vogel et al 2011; VDZ 2016; UBA 2018]. Da die Emissionen sehr konzentriert am Drehrohrföfen in den Anlagen anfallen, scheint eine Nutzung des CO₂ relativ einfach möglich. Im Gesamtprozess könnten je

nach Verfahren etwa 60-85% der Emissionen abgeschieden werden und als CO₂-Quelle dienen. Die meisten Projekte zur Abtrennung von CO₂ aus der Zementindustrie befinden sich noch in der Entwicklungs- und Demonstrationsphase und stehen für die Erzeugung synthetischer Energieträger derzeit noch nicht zur Verfügung. Da weder die künftigen Entwicklungen in der Zementindustrie innerhalb des vorliegenden Projekts analysiert werden können noch Effekte verschiedener Prozessoptimierungen im Projektrahmen untersucht werden, wäre eine Abschätzung von künftigen CO₂-Potenzialen sehr unsicher. Für viele der betrachteten Länder liegen zudem keine spezifischen Emissionsfaktoren vor. Daher wurde in dieser Studie zunächst konservativ die Gesamtproduktionsmenge von Zement als erste Annäherung für die Verfügbarkeit von CO₂ für die Weiterverarbeitung zu synthetischen Energieträgern herangezogen.

Tabelle 5 zeigt darunter die zehn Länder mit der größten Produktion (2014). Hinter dem Spitzenreiter **Türkei** fällt eine hohe Konzentration der Zementproduktion im Nahen Osten auf. Die Länder der EU fallen dahinter relativ stark zurück.

Tabelle 5: Die zehn Länder mit der größten Zementproduktion in der EUMENA Region

Land	Mio. t
Türkei	71
Iran	66
Saudi-Arabien	57
Ägypten	49
Deutschland	32
Vereinigte Arabische Emirate	28
Italien	21
Algerien	21
Frankreich	18

Quelle: USGS 2017

Um den gesamten Betrachtungsraum abzudecken konzentrierte sich die Auswahl der Standorte, an welchen industrielles CO₂ genutzt wird auf die Hauptproduzenten der jeweiligen Subregion. Für Europa sind dies die **Türkei, Deutschland und Italien**. Für Nordafrika konnten **Ägypten** und **Algerien** berücksichtigt werden und im Nahen Osten (ME) standen **Iran, Saudi-Arabien** und die **Vereinigten Arabischen Emirate** zur Auswahl.

4.4.2 CO₂ aus Biogas

Neben den industriellen CO₂-Quellen bieten sich auch die Vergärungsprozesse in Kombination mit anschließender CO₂-Abscheidung als **Option für die Nutzung des CO₂ in Syntheseprozessen** an.

Ausgehend vom Gesamtbio-gaspotential einer Region wird das CO₂-Potential durch die Anzahl und Art von Biogasaufbereitungsanlagen begrenzt und beträgt etwa 40-45 % der erzeugten Biogasmenge. Begrenzende Faktoren sind dabei eine Mindestanlagengröße der Biogasaufbereitungs- und somit der Biogasanlage aus wirtschaftlichen Gründen, die Nähe zum Gasnetz für die

Methaneinspeisung sowie das Vorhandensein einer Abwärmequelle am Standort für eine der grundsätzlich möglichen CO₂-Abscheidungsverfahren (chemische Absorption).

Für die direkte Nutzung des Kohlenstoffs aus Biomasse wurde die mögliche Verfügbarkeit für den Zweck dieser Studie im Kapitel 4.2 dargestellt. Darin enthalten sind auch die für eine Vergärung nutzbaren Biomassen. Für tierische Exkremente, Siedlungsabfälle sind dort vorwiegend **Großbritannien, Frankreich, Spanien, Italien** und die **Türkei** genannt, die damit auch CO₂ aus Biogas zur Verfügung stellen könnten. Eine Quantifizierung erfolgte hier jedoch nicht.

4.5 Ergebnisse der vorläufigen Standortanalyse

Die Verfügbarkeiten von erneuerbarem Strom aus Wind und Sonne, von Biomasse, von CO₂ aus der Zementindustrie und Wasser weisen in der EUMENA Region je nach Standort sehr unterschiedliche Qualitäten auf und dienen so der Auswahl unterschiedlicher Standorte und Transportketten für die Bereitstellungspfade. Dabei müssen diese Standortfaktoren innerhalb einer Kette nicht unbedingt am selben Standort verfügbar sein. Strom kann auch über weite Strecken hinweg transportiert werden – im vorliegenden Projekt wurde in den Ökobilanzen dafür ein Transport mit HGÜ-Leitungen als Option vorgesehen. Biomasse und CO₂ aus der Zementindustrie sind jedoch nur bedingt transportwürdig. Daher wurden sie dem jeweiligen Land zugerechnet, in dem sie verfügbar sind und dienen der expliziten Standortauswahl der Produktionsstätten.

Mit Photovoltaik kann Strom im gesamten EUMENA-Raum erzeugt werden. Während in Europa jedoch nur Volllaststunden von 900 bis 1100 h/a erreicht werden, bietet der MENA-Raum 1200 bis 1800 h/a. Allerdings wird dies in der MENA-Region von der CSP mit Volllaststunden von rund 2200 h/a übertroffen, die bei 14h Speicherung und Solarmultiple 3.0 auf bis über 7000 h/a ansteigen.

Bei Offshore-Wind wurden die Nordseeküsten von Frankreich, UK, Deutschland und sowie die Ostseeküste als mögliche Stromproduktionsstandorte mit Volllaststunden von 3500 bis 4500 h/a identifiziert. Anlagen mit Onshore-Wind sind dagegen im gesamten EUMENA-Raum möglich, wobei in Europa Standorte in Küstennähe Volllaststunden von 2500 bis 2900 h/a aufweisen, während in MENA etwas geringere Volllaststunden von 2100 bis 2400 h/a möglich sind.

An den besonders günstigen Standorten können

- ▶ direkt synthetische Energieträger hergestellt werden (z. B. auf Basis atmosphärischen CO₂), wobei in MENA prinzipiell eine Wasserentsalzung in der Bereitstellungskette ergänzt wird;
- ▶ oder Strom gewonnen und zur Kohlenstoffquelle transportiert werden.

Im zweiten Fall kommen aufgrund der möglichen Verfügbarkeit von **Holzbiomasse** (Waldrestholz, Altholz, Industrierestholz) **innerhalb der EU** vor allem **Frankreich, Italien, Finnland und Schweden** in Frage. Darüber hinaus verfügen die **Türkei, die Ukraine sowie Ägypten** über relevante Strohmenen. Im Bereich der **Anbaubiomasse** werden innerhalb der EU ebenfalls **Frankreich, Italien und ggf. Spanien** sowie außerhalb der EU die **Ukraine** berücksichtigt. **Vergärbare Reststoffe** sind vor allem in **Italien, Frankreich, Großbritannien und Spanien** verfügbar, sowie außerhalb der EU in der **Türkei** (Siedlungsabfälle). Diese bedingen gleichzeitig relevante **CO₂-Mengen**, die bei der **Biogaserzeugung** verfügbar werden und ebenfalls als Kohlenstoffquelle genutzt werden können.

Darüber hinaus ergänzen auch CO₂-Emissionen aus der Industrie die Kohlenstoffquellen für die Erzeugung synthetischer Energieträger. Für den Fall der **Zementindustrie** bestehen in vielen

Ländern der EUMENA-Region Verfügbarkeiten. In Europa entstehen derzeit besonders große Mengen an CO₂ aus Zement in der **Türkei**, aber auch in **Deutschland** und **Italien**. Im Nahen Osten weisen **Iran**, **Saudi-Arabien** und die **Vereinigten Arabischen Emirate** große Produktionsmengen auf, während in Nordafrika vor allem in **Ägypten** und **Algerien** relevante CO₂-Mengen anfallen. Außerhalb dieser identifizierten Länder können vorwiegend Bereitstellungspfade definiert werden, die auf eine Abscheidung von CO₂ aus der Luft setzen. Diese Bereitstellungspfade tragen dann auch der insgesamt vermutlich begrenzten Menge an konzentriertem CO₂ Rechnung, die in einem dekarbonisierten Energiesystem zur Verfügung steht.

4.6 Quellen

Biograce II. (2015). "Biograce List of Standard Values Version 5_8." Retrieved 2015-03-24, 2015, von <http://www.biograce.net/content/ghgcalculationtools/standardvalues>.

BioRest (2019). BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem, Umweltbundesamt, Texte 115/2019

DBFZ (2010). Globale und regionale räumliche Verteilung von Biomassepotenzialen. Leipzig, Deutsches BiomasseForschungsZentrum, Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung.

ECN. (2015). "NREAP database." von <https://www.ecn.nl/collaboration/nreap/2010/data/>.

EU Commission (2011). Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide, CO₂ Storage Life Cycle Risk Management Framework. Guidance Document, European Commission. 2.

Fritsche, U. R., G. Dehoust, W. Jenseit, K. Hüneke, L. Rausch, (2004). Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse. Freiburg, Darmstadt, Berlin, Öko-Institut e.V. - Institut für angewandte Ökologie.

GlobalCement. (2017). "Global Cement Top 100 Report 2017 - 2018." von <http://www.globalcement.com/magazine/articles/1054-global-cement-top-100-report-2017-2018>.

IEA (2017). IEA statistics - CO₂ emissions from fuel combustion. Paris, International Energy Agency.

IEA/UNIDO (2011). Technology Roadmap - Carbon Capture and Storage in Industrial Applications. Paris, International Energy Agency, United Nations Industrial Development Organization.

IPCC (2005). Carbon dioxide capture and storage: technical summary. IPCC Special Report. B. Metz, O. Davidson, H. de Coninck, M. Loos and L. Meyer, International Panel on Climate Change: 29.

Last, G. V. and M. T. Schmick (2011). Identification and selection of major carbon dioxide stream compositions, Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), Richland, WA (US).

Moser, M., F. Trieb, T. Fichter, J. Kern and D. Hess (2015). "A flexible techno-economic model for the assessment of desalination plants driven by renewable energies." *Desalination and Water Treatment* 55(11): 3091-3105.

Nitsch, J., W. Krewitt, M. Nast, P. Viebahn, S. Gärtner, (2004). Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Nitsch, J., T. Pregger, T. Naegler, Dominik Heide, D. L. d. Tena, (2012). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Stuttgart, Kassel, Teltow, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE).

NREAP (2010). Bundesrepublik Deutschland - Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. B. Deutschland.

Öko-Institut and FhG ISI (2015). Klimaschutzszenario 2050. 2. Modellierungsrunde. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit., Öko-Institut e. V. Berlin, Fraunhofer Institut für System -und Innovationsforschung.

Romano, M. C., R. Anantharaman, A. Arasto, D. C. Ozcan, H. Ahn, (2013). "Application of advanced technologies for CO2 capture from industrial sources." Energy Procedia 37: 7176-7185.

Stetter, D. (2014). Enhancement of the REMix energy system model : global renewable energy potentials, optimized power plant siting and scenario validation Hochschulschrift, Univ.

UBA (2014). Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Umweltbundesamt, Climate Change 7/2014.

UBA (2019). Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität – RESCUE, Umweltbundesamt, Climate Change 36/2019.

UNPD. (2015). "World Population Prospects: The 2015 Revision." Abgerufen 3.9.2015, von <http://esa.un.org/unpp/>.

USGS (2017). USGS Minerals Yearbook 2014, United States Geological Survey.

VDZ (2016). Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2015. Düsseldorf, Verein Deutscher Zementwerke e. V.

Verdier, F. (2011). MENA Regional Water Outlook Part II Desalination Using Renewable Energy Task 1–Desalination Potential, Fichtner Stuttgart.

WDPA. (2010). "World Database on Protected Areas." 2010, von <http://sea.unep-wcmc.org/wdbpa/>.

5 Ökobilanzielle Bewertung

5.1 Methode, Festlegungen, Wirkungskategorien

5.1.1 Untersuchungsrahmen

In diesem Teil der Studie erfolgte eine quantitative bzw. qualitative Analyse und Bewertung der ausgewählten Bereitstellungspfade unter Umwelt- und Ressourcengesichtspunkten. Da eine kritische Begutachtung der Ergebnisse in der Aufgabenstellung des Vorhabens nicht vorgesehen ist, erfüllt diese Studie nicht alle Voraussetzungen der ISO-Normen für Ökobilanzen ISO 14.040 und ISO 14.044. Grundsätzlich orientiert sich die Methodik aber eng an diesen Normen.

Funktionelle Einheit

Die funktionelle Einheit wurde festgelegt auf 1 MJ (unterer Heizwert) Energieträger. Energieträger im Rahmen dieser Studie sind: Wasserstoff, Fischer-Tropsch-Kraftstoff, Methanol, Synthetisches Erdgas, Biomethan sowie die fossilen Referenzprodukte Diesel, Benzin, Methanol, Erdgas und Wasserstoff aus Erdgas.

Geografischer Rahmen

Die Bereitstellung der Energieträger erfolgt in Deutschland „frei Tankstelle“ bzw. „frei Gasanschluss“ zu einem zentralen Endpunkt in der Mitte Deutschlands (Abschnitt 5.1.3.3). Je nach Bereitstellungspfad erfolgen Energieerzeugung, Elektrolyse, Biomasseanbau und -verarbeitung, CO₂-Bereitstellung und Kohlenwasserstoffsynthese in Deutschland oder hier beispielhaft in Ländern des EUMENA-Raumes.

Zeitlicher Rahmen

Es wurden drei unterschiedliche Zeiträume betrachtet: Die heutige Situation basierend auf dem Jahr 2015, eine mittelfristige zukünftige Entwicklung, definiert als „Jahr 2030“ und eine längerfristige Entwicklung definiert als „Jahr 2050“. Für die heutige Situation wurden Daten verwendet, die den aktuellen Stand der Technik beschreiben, während die Situation in den Jahren 2030 und 2050 mit Modellen zur Entwicklung der Technologien zur Elektrolyse und Synthese sowie der allgemeinen Industrielandschaft abgeschätzt wurde. Einzelheiten zu den verwendeten Modellen finden sich in Abschnitt 5.1.2.

Systemgrenzen

Für die vorliegende Studie wurde ein „von der Wiege zum Produkt“-Ansatz (engl. cradle-to-product) gewählt, der ein Teilsystem einer vollständigen „von der Wiege zur Bahre“-Ökobilanz (engl. cradle-to-grave) darstellt. Somit werden sämtliche Prozesse entlang der Verarbeitungskette von der Rohstoffextraktion bis zur Bereitstellung des Produktes (FT-Kraftstoff, Methanol, synthetisches Erdgas, Biogas, Wasserstoff) in Deutschland betrachtet. Nachfolgende Umwandlungsprozesse, vor allem die Nutzungsphase, befinden sich außerhalb des untersuchten Systems.

Das betrachtete System umfasst die folgenden Prozesse zur Bereitstellung der Produkte:

- ▶ Bereitstellung elektrischer Energie inkl. Übertragungsverluste,
- ▶ Bereitstellung thermischer Energie,
- ▶ Anbau/Sammlung und Transport von Biomasse,

- ▶ Betrieb der Anlagen zur H₂-Elektrolyse, CO₂-Abscheidung, ggf. Aufbereitung von Biomasse (Trocknung, Pelletierung), Produktsynthese und -aufbereitung,
- ▶ Förderung und Transport fossiler Energieträger zur Strom- und/oder Wärmeerzeugung,
- ▶ Infrastruktur und Betriebsstoffe (Katalysatoren, Elektrolyte, Waschlösungen) für Anlagen und Transportmittel, insbesondere zur Bereitstellung von regenerativer Energie, der Elektrolyseure und Syntheseanlagen,
- ▶ Vorketten sämtlicher Materialien, die in den o.g. Prozessen verwendet werden,
- ▶ Freisetzung des im Energieträger gebundenen CO₂ am Lebensende,
- ▶ Nicht eingeschlossen in den hier genannten Systemgrenzen sind die am Lebensende des Produktes entstehenden Emissionen und Abfälle – mit Ausnahme des im Produkt gebundenen Kohlenstoffs als CO₂.

Die zugehörigen Einzelprozesse bzw. Module wurden in der Ökobilanz- und Stoffstromsoftware Umberto parametrisiert abgebildet und in Modellen verknüpft. Die Berechnung der Modelle für die Bereitstellungspfade ergab die zugehörigen Ressourcenbedarfe und Emissionen (Sachbilanz) für die Stützjahre 2015, 2030 und 2050 und war die Grundlage für die Wirkungsabschätzung.

5.1.2 Infrastruktur und Hintergrundsystem

In vielen Untersuchungen für Produkte, die in hohen Stückzahlen produziert werden, wird die Herstellung der Investitionsgüter nicht in den Systemraum einbezogen, da sie üblicherweise nur einen marginalen Einfluss auf das Ergebnis hat. In solchen Untersuchungen dominiert in der Regel der Einsatz von fossilen Energieträgern und Rohstoffen das Ergebnis. Werden jedoch Anlagen betrachtet, die einen geringen Durchsatz im Vergleich zum Materialeinsatz beim Bau der Anlage haben oder die der Energiegewinnung aus regenerativen Quellen dienen, so ist davon auszugehen, dass die Herstellung der Investitionsgüter einen großen Anteil an den Umweltwirkungen des entsprechenden Produktes hat.

In diesem Projekt wurde die Bereitstellung der Infrastruktur für Anlagen und Transportmittel in der Ökobilanz berücksichtigt, da für das Jahr 2050 fast ausschließlich erneuerbare Energien für die Syntheseprozesse eingesetzt werden.

Die Daten für die Herstellung der heutigen Infrastruktur wurden zu einem großen Teil der Ökobilanzdatenbank EcoInvent 3.5 entnommen und durch Literaturrecherchen ergänzt. Für Herstellung und Betrieb von Windkraft und PV-Anlagen wurden die Ergebnisse des UBA-Projektes „Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen“ [UBA 2019a] verwendet.

Im Zuge der Transformation zu einem weitgehend treibhausgasneutralen Wirtschaftssystem, die in Deutschland im Jahr 2050 fast vollständig abgeschlossen sein soll, verändern sich Umweltwirkungen der betrachteten Prozesse. Die Stromerzeugung wird sukzessive auf erneuerbare Quellen umgestellt, die Recyclingquoten bei der Herstellung von Eisen, Stahl und anderen Metallen steigen, fossile Roh- und Brennstoffe in Industrie und Transport werden durch solche mit geringerem CO₂-Fußabdruck ersetzt. Die Energieeffizienz steigt in allen Bereichen der Volkswirtschaft.

Um abzuschätzen, wie sich die Veränderungen in diesem so genannten Hintergrundsystem auf die Umweltwirkungen in der Herstellung der in dieser Studie betrachteten Produkte auswirken,

wurden für die Berechnungen der Stützjahre 2030 und 2050 zahlreiche Prozesse in den Modellen der Ökobilanz- und Stoffstromsoftware Umberto angepasst. Daten für die Veränderungen auf dem Transformationspfad wurden aus der parallel laufenden Studie „Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität – RESCUE“ [UBA 2019b] entnommen.

Insbesondere wurden folgende Prozesse in dieser Studie gemäß dem Green-Szenario „GreenEe1“ der UBA RESCUE-Studie modelliert:

- ▶ Stromerzeugung (mit Anteil erneuerbarer Energien (inkl. PtG mit Rückverstromung): 2030: 75 %, 2050: 100%),
- ▶ Stahlherstellung (steigende Recyclingquoten, Umstellung auf Wasserstoff als Reduktionsmittel im DRI-Verfahren (direct reduced iron)),
- ▶ Zementherstellung (Befeuerung mit Methan aus PtG-Herstellung, Reduktion des Klinkerfaktors, neuartige Bindemittel),
- ▶ Aluminium- und Kupferherstellung (steigende Recyclingquoten, Umstellung auf inerte Anoden),
- ▶ Herstellung von Kunststoffen (Deckung des Rohstoff- und Prozesswärmebedarfs durch regenerativ erzeugtes Methan).

Für die Energiesysteme und Produktionsprozesse innerhalb der EU wurde der gleiche Transformationspfad wie in Deutschland angenommen, für den Rest der Welt eine Entwicklung mit zehn Jahren Zeitversatz.

5.1.3 Allgemeine Festlegungen innerhalb der Bereitstellungspfade

5.1.3.1 Energiemanagement

Die meisten der betrachteten Syntheseverfahren sind exotherm – bei der Herstellung der Produkte wird Wärme freigesetzt. Diese kann für unterschiedliche andere Prozessschritte (z. B. die CO₂-Abscheidung, Biomassekonditionierung, Hochtemperaturelektrolyse) oder teilweise zur Stromerzeugung genutzt werden.

Im Rahmen dieser Studie wurde eine Rangfolge der Wärmenutzung innerhalb der Prozesse festgelegt:

In (P)BtL-Prozessen wird:

- ▶ Wärme mit einer Temperatur über 200 °C zur Konditionierung (Trocknung, Pelletierung) der Biomasse eingesetzt. Überschüsse werden als Fernwärme verwendet,
- ▶ Wärme mit einer Temperatur unter 200 °C zur Erzeugung von Strom verwendet, der ggf. in die Elektrolyse fließt.

In PtL und PtG-Prozessen wird:

- ▶ Wärme mit einer Temperatur über 200 °C ebenfalls in der Hochtemperaturelektrolyse eingesetzt oder, wenn diese nicht vorhanden ist, zur Abscheidung von CO₂. Dort nicht genutzte Wärme wird zur Erzeugung von Strom verwendet, der wieder in die Elektrolyse fließt.

- ▶ Wärme mit einer Temperatur unter 200 °C vorrangig in einer Hochtemperaturelektrolyse verwendet, wenn eine solche vorgesehen ist, und in zweiter Linie zur Abscheidung von CO₂

Für Strom und Wärme, die nicht wieder in die Prozesskette einfließen, wurde angenommen, dass diese extern genutzt werden. Sie nehmen nach Exergie allozierte Umweltlasten mit (Abschnitt 5.1.3.4).

5.1.3.2 Volllaststunden

Der modulare Aufbau der Bereitstellungspfade ermöglicht es unter anderem, den Einfluss verschiedener Stromerzeugungsoptionen mit ihren jeweiligen Herstellungslasten und Volllaststunden zu erkennen. Zukünftige Anlagen werden aber sehr wahrscheinlich mit einem Mix erneuerbarer Stromquellen oder sogar zeitweise mit dem allgemeinen Strommix betrieben. Andererseits ist es auch denkbar, dass die Anlagen nur dann betrieben werden, wenn erneuerbarer Strom im Überschuss vorhanden ist (netzdienlicher Betrieb).

Diese Fälle werden in dieser Studie nicht alle abgebildet, weil sie die Zahl und Komplexität der Bereitstellungspfade weiter erhöht hätten. Um die Bandbreite dieser Betriebsarten abzustecken, wurden in diesem Projekt die ökologischen und ökonomischen Rechnungen in zwei Hauptvarianten durchgeführt:

1. Betriebsweise „Volllaststunden Syntheseanlage“: Die Elektrolyseure, CO₂-Abscheidung und Syntheseanlagen laufen während der technisch maximal möglichen jährlichen Betriebsstunden (in der Regel um die 8000). Rechnerisch werden sie trotzdem aus der zugeordneten Stromquelle versorgt. Dafür notwendige Speicher (Strom, H₂, CO₂) werden also vernachlässigt.
2. Betriebsweise „Volllaststunden Stromquelle“: Die Elektrolyseure, CO₂-Abscheidung und Syntheseanlagen laufen nur während der Betriebsstunden, die den Volllaststunden der zugeordneten Stromquelle entsprechen.
Beispiel: PV-Anlagen in Marokko kommen durchschnittlich auf 1729 Volllaststunden pro Jahr. Ungeachtet des Tagesverlaufs werden die Syntheseanlagen jährlich nur für diese Zeit betrieben. Mögliche technische Konsequenzen des intermittierenden Betriebs (Katalysatoralterung, Wirkungsgrade der Anfahrprozesse) werden vernachlässigt.

Für die Produkte Fischer-Tropsch-Kraftstoff, Methanol und synthetisches Erdgas wurden auch Bereitstellungspfade mit dem jeweiligen Strommix der Stützjahre gerechnet.

5.1.3.3 Transport

Für den Transport der Produkte bzw. des CO₂ wurden einige vereinfachende Annahmen getroffen:

- ▶ CO₂ wird nicht transportiert. Die Syntheseanlagen werden entweder in der Nähe der CO₂-Quellen errichtet oder CO₂ wird aus der Luft abgeschieden
- ▶ Wasserstoff wird nicht zu P(B)tL-Anlagen transportiert, sondern vor Ort per Elektrolyse erzeugt. Wasserstoff als Produkt wird in das vorhandene Gasnetz eingespeist.
- ▶ LKW für den Transport der Produkte werden in den Jahren 2015 und 2030 noch mit fossilen Kraftstoffen, im Jahr 2050 mit Fischer-Tropsch-Kraftstoff betankt.

- ▶ Schiffe für den Transport der Produkte werden in den Jahren 2015 und 2030 noch mit fossilen Kraftstoffen, im Jahr 2050 mit dem jeweiligen im Bereitstellungspfad erzeugten Produkt betrieben.
- ▶ Das Ende aller Bereitstellungspfade ist der gedachte Mittelpunkt Deutschlands, d. h. es wird innerhalb Deutschlands eine durchschnittliche Transportentfernung per LKW oder Gasnetz angenommen. An diesem fiktiven Zielort wird keine Speicherung der Produkte berücksichtigt.

5.1.3.4 Allokationen

Der Umgang mit Nebenprodukten oder die Bewertung des Einsatzes von Sekundärrohstoffen macht einige methodische Entscheidungen notwendig: Wie werden die Aufwendungen (Rohstoff- und Materialeinsatz auf der Inputseite sowie Emissionen und Abfälle outputseitig) den Produkten eines Prozesses zugerechnet? Dies wird durch so genannte Allokationen (Zuweisungen) geregelt. Da es keine naturwissenschaftlich begründet eindeutige Allokationsmethode gibt, sind Festlegungen erforderlich, die auf mögliche Verletzungen naturwissenschaftliche Basisgesetze analysiert werden müssen (vor allem Stimmigkeit der Massen- und Energiebilanz).

Für die in dieser Studie festgelegten Allokationsregeln gelten folgende Grundsätze:

- ▶ Bei Prozessen mit mehr als einem Wertprodukt werden, wenn möglich, physikalische Allokationen nach Energie- (unterer Heizwert) oder Exergiegehalt angewendet. Als Wertprodukte werden auch Wärmeenergie und elektrische Energie betrachtet, die dann entsprechend ihres Exergiegehaltes alloziert werden.
- ▶ Die Verwendung eines Nebenproduktes innerhalb des Bereitstellungspfades („closed loop“), etwa die Ausbringung von Gärresten aus der Biogaserzeugung zur Düngung der Anbaubiomasse, wird bilanziell angerechnet. Gleiches gilt für thermische und elektrische Energie aus den Syntheseprozessen: diese ersetzt bilanziell die entsprechende Energie in vorgelagerten Prozessen wie z. B. Elektrolyse oder CO₂-Abscheidung. Darüber hinaus werden keine Gut- oder Lastschriften (etwa für Gärreste aus der Vergärung von biogenen Rest- und Abfallstoffen) zugewiesen.
- ▶ Besondere Festlegungen waren für die CO₂-Bereitstellung für die Herstellung der synthetischen Kohlenwasserstoffe zu treffen:
 - CO₂-Emission aus einem Prozess, der zum Ziel hat, ein Wertprodukt zu erzeugen (z. B. Zementherstellung oder Stromerzeugung im Kraftwerk) wird verstanden als „Abfall zur Verwertung“. Sämtliche **Lasten der Vorkette** (Rohstoffbereitstellung, Transport, Vorprozesse) **und des Hauptprozesses** selbst werden dem jeweiligen Wertprodukt zugeordnet.
Insbesondere werden die Lasten für Kohlenstoff aus fossilen Quellen nicht dem PtX-Produkt angelastet. Das aus diesen Kohlenstoffmengen resultierende Treibhauspotenzial wird aber nachrichtlich aufgeführt.
 - Bei Prozessen, in denen CO₂ nicht ohnehin aus dem Produktgemisch des abgebenden Verfahrens abgetrennt werden muss (z. B. Rauchgase, Zementwerk, Direct Air Capture), werden die Aufwendungen zur Abtrennung des CO₂ aus dem Prozessabgas bzw. der Luft

sowie alle folgenden Aufbereitungsschritte (Reinigung, Kompression, ...) dem CO₂ und somit dem daraus erzeugten Produkt angelastet.

- Ein Sonderfall ist die Nutzung von CO₂ aus einem Braunkohlekraftwerk mit **Oxyfuel-Prozess**. Im Rahmen dieser Studie wird davon ausgegangen, dass das Oxyfuel-Verfahren in einem Kraftwerk erster Linie zum Einsatz kommt, um das CO₂ abzuscheiden und langfristig geologisch zu lagern (CCS, Carbon Capture and Storage). Die Nutzung einer Teilmenge für die Herstellung von PtX-Energieträgern bedeutet somit eine Freisetzung in die Atmosphäre, die ohne diese Nutzung nicht stattfinden würde. Das CO₂ wird deshalb vollständig dem PtX-Energieträger angelastet.
- Einen weiteren Sonderfall stellt die Verwendung von CO₂ aus der **Biogasaufbereitung** dar. Bei der Aufbereitung zu Biomethan wird heute das CO₂ aus dem Rohbiogas abgetrennt und in die Atmosphäre entlassen, ist also ein Abfall. Andererseits ist heute auch eine direkte energetische Nutzung des Biogases üblich. Eine Abscheidung des CO₂ wäre in diesem Fall ein zusätzlicher Aufwand.
Deshalb wurde in diesem Fall als Mittelweg eine Allokation der **Aufwendungen zur Abtrennung des CO₂** nach Stoffmenge (CH₄/CO₂) festgelegt.

5.1.4 Wirkungskategorien und -indikatoren

Um die Auswirkungen einer Prozesskette auf die Umwelt bewerten zu können, werden in Ökobilanzen so weit möglich Umweltwirkungskategorien verwendet. Dabei werden die einzelnen Schadstoffe über Charakterisierungsfaktoren zu einem einzigen sogenannten Wirkungsindikator zusammengefasst. Darüber hinaus werden Indikatoren für die Inanspruchnahme von Energie- und Rohstoffressourcen herangezogen.

Die folgenden Wirkungskategorien und Indikatoren wurden ausgewählt:

- ▶ Klimawandel: Global Warming Potential (GWP 100a) nach IPCC [2013] in kg CO₂eq.
- ▶ Ressourcenbeanspruchung: Kumulierter Energieaufwand (KEA) in MJ(LHV)
- ▶ Versauerung: Acidification Potential (AP) nach Hauschild / Wenzel [1998] in g SO₂eq.
- ▶ Sommersmog: Photochemical Ozone Creation Potential (POCP) nach ReCiPe [Goedekoop et al., 2009] in g C₂H₄eq.
- ▶ Eutrophierung: Eutrophication Potential (EP) nach Heijungs [1992] in g PO₄eq.
- ▶ Ozonabbau: Ozone Depletion Potential (ODP) nach WMO [2014] in g CFC-11eq.
- ▶ Feinstaub: Particulate Matter < 10 µm (PM10) nach De Leeuw [2002] und WHO [2006] in g PM₁₀eq.
- ▶ Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA)
- ▶ Naturraumbeanspruchung: Hemerobie-Konzept nach Fehrenbach [2015] in m²a
- ▶ Wasserverbrauch: Nettowasserverbrauch (Input abzgl. Output in das gleiche Wassereinzugsgebiet) in l H₂O

5.2 Screening-Ökobilanzen und Auswahl der Bereitstellungspfade

Aus den zu Beginn des Projektes definierten Technologiemodulen musste eine begrenzte Grundmenge an Pfaden definiert werden, die technisch realisierbar und im Hinblick auf die grundsätzliche Verfügbarkeit von Strom, Kohlenstoff und Wasser plausibel sind. Die Auswahl sollte dabei unabhängig von politischen oder ökonomischen Rahmenbedingungen erfolgen – auch wenn es z. B. Zweifel an nachhaltig verfügbaren Biomasseressourcen gibt. Allerdings gibt es sehr viele Möglichkeiten, die Module so zu kombinieren, dass Bereitstellungspfade entstehen, die ein technisches Realisierungspotenzial und Standorte mit nennenswerter Verfügbarkeit aufweisen.

Als zweites Kriterium wurde festgelegt, dass die Menge der ausgewählten Pfade sowohl solche enthalten sollte, die besonders geringe Umweltwirkungen aufweisen, als auch nachteilige Pfade mit besonders hohen Umweltwirkungen. Angesichts der zahlreichen Prozessschritte und ihrer unterschiedlichen Ausprägung ist es aber nicht ohne Weiteres möglich, zu klären, welche Varianten (z. B. der Stromquelle, der Elektrolysetechnologie, des Synthese- oder Transportweges) in einem Bereitstellungspfad großen und welche nur geringen Einfluss auf die Umweltwirkung haben. Die Auswahl allein auf der Basis von Expertenschätzungen ist nicht ausreichend, um diese Unsicherheit zu beseitigen.

5.2.1 Übersichtsökobilanzen

Um eine sinnvolle Auswahl von aus Umweltsicht besonders günstigen und ungünstigen Pfaden zu identifizieren, wurden so genannte Übersichtsökobilanzen (engl. Screening LCAs) erstellt. Diese Bilanzen wurden in zwei Schritten durchgeführt. Im ersten Schritt wurden die Technologien hinsichtlich der Prozessschritte im Bereitstellungspfad (Stromerzeugung, CO₂-Quelle, Synthese) gruppiert und mit der Methode der Ökobilanz auf ihr Treibhauspotenzial (Global Warming Potential, GWP) analysiert. Das GWP hat sich in vielen Untersuchungen als ein guter Leitindikator für viele andere Umweltwirkungen gezeigt. Die Senkung der Treibhausgasemissionen ist außerdem einer der primären Gründe, strom- und biomassebasierte Energieträger herzustellen.

Tabelle 6: Gruppierung der Technologiemodule nach Prozessschritten

Strom	Elektrolyse	CO ₂	Biomasse-BtL	Biomasse-Gas	Synthese
WindOn	AEL	DAC (Luft)	Stroh	Mais	PBtL
WindOff	PEM	Biogas	Waldrestholz	Gülle	BtL
Wasser	HTEL	Rauchgas	KUP	Bioabfall	PtL
CSP		Zement	Miscanthus	Grassilage	PtG
PVfrei			Altholz		Biomethan
PVdach					
Geothermie					

WindON/OFF: Windenergieanlagen onshore/offshore, Wasser: Laufwasserkraftanlagen, CSP: Konzentrierende Solarkraftwerke, PVfrei/dach: Photovoltaikanlagen Freifläche/Dach, AEL: Alkalische Elektrolyse, PEM: PEM-Elektrolyse, HTEL: Hochtemperaturelektrolyse, DAC: CO₂-Abscheidung aus der Luft, KUP: Kurzumtriebsplantage (Pappeln), BtL: Synthese auf Basis von Biomasse, PBtL: Synthese auf Basis von Strom und Biomasse, PtL: Synthese auf Basis von Strom, PtG: Synthese synthetisches Erdgas auf Basis von Strom

Hellgrün: Prozessschritte mit niedrigstem GWP innerhalb der Gruppe

Hellbraun: Prozessschritte mit höchstem GWP innerhalb der Gruppe

Tabelle 6 zeigt die Technologiegruppen und durch die farbliche Hinterlegung die Ergebnisse der ökobilanziellen GWP-Analysen. Unter den Stromerzeugungsoptionen haben Wasserkraftanlagen das niedrigste Treibhauspotenzial pro Kilowattstunde und PV-Freilandanlagen das größte. Durch den hohen Energiebedarf hat die CO₂-Abscheidung aus der Luft ein höheres GWP als die Abscheidung aus Biogas. Bei den Biomassequellen für die BtL-Synthese schneidet Stroh am besten ab, Holz aus Kurzumtriebsplantagen am schlechtesten. Für die Biomassevergärung bringt Mais die höchsten THG-Lasten mit, Abfälle wie Bioabfall die niedrigsten.

Im zweiten Schritt wurden jeweils die Module mit den höchsten und niedrigsten Treibhauspotenzialen zu Bereitstellungspfaden kombiniert (Tabelle 7). Diese Pfade stecken so einen Korridor zwischen Pfaden mit besonders niedrigem und besonders hohem Treibhauspotenzial ab.

In die Berechnungen für die Übersichtsökobilanzen gingen dann nur die technischen Daten ein, die für das Stützjahr 2015 ermittelt wurden. Die Herstellung außerhalb Deutschlands wurde schematisch untersucht, indem für einzelne Varianten ein Transport über eine Entfernung von 5000 Kilometern angesetzt wurde. Weitere Standortparameter wie Volllaststunden der Stromquelle gingen noch nicht ein. Auch eine energetische Verschaltung der Module (Wärme- und Stromnutzung aus der Syntheseanlage) wurde hier noch nicht berücksichtigt. Das Treibhauspotenzial der PtL-Pfade wurde sowohl für die Fischer-Tropsch-Synthese als auch für die Methanolsynthese berechnet.

Tabelle 7: Liste der Bereitstellungspfade für die Übersichtsökobilanzen

Produkt	Standort	Synthese	CO ₂ -Quelle	Biomasse	Strom	Elektrolyse	Transport
Fischer-Tropsch	D	BtL	---	Stroh	---	---	LKW
Methanol	D	BtL	---	Stroh	---	---	LKW
Fischer-Tropsch	D	PBtL	---	Stroh	Wasser	AEL	LKW
Methanol	D	PBtL	---	Stroh	Wasser	AEL	LKW
Fischer-Tropsch	D	PtL	Biogas	---	Wasser	AEL	LKW
Methanol	D	PtL	Biogas	---	Wasser	AEL	LKW
SNG	D	PtG	Biogas	---	Wasser	AEL	Gasnetz
Biomethan	D	Biogas	---	Bioabfall	---	---	Gasnetz
Wasserstoff	D	H ₂	---	---	Wasser	AEL	Gasnetz
Fischer-Tropsch	Ausland	PtL	Biogas	---	Wasser	AEL	HGÜ+ LKW
Methanol	Ausland	PtL	Biogas	---	Wasser	AEL	HGÜ+ LKW
Fischer-Tropsch	Ausland	PtL	Biogas	---	Wasser	AEL	Tanker + LKW
Methanol	Ausland	PtL	Biogas	---	Wasser	AEL	Tanker + LKW

Produkt	Standort	Synthese	CO ₂ -Quelle	Biomasse	Strom	Elektrolyse	Transport
SNG	Ausland	PtG	Biogas	---	Wasser	AEL	HGÜ + Gasnetz
Biomethan	Ausland	SNG	Biogas	---	Wasser	AEL	Pipeline
Wasserstoff	Ausland	SNG	Biogas	---	Wasser	AEL	Tanker + Gasnetz
Fischer-Tropsch	D	BtL	---	KUP	---	---	LKW
Methanol	D	BtL	---	KUP	---	---	LKW
Fischer-Tropsch	D	PBtL	---	KUP	Pvfrei	AEL	LKW
Methanol	D	PBtL	---	KUP	Pvfrei	AEL	LKW
Fischer-Tropsch	D	PtL	DAC	---	Pvfrei	AEL	LKW
Methanol	D	PtL	DAC	---	Pvfrei	AEL	LKW
SNG	D	SNG	DAC	---	Pvfrei	AEL	Gasnetz
Biomethan	D	Biogas	---	Mais/Gülle	---	---	Gasnetz

Grün gekennzeichnet sind die Pfade, die aus Modulen mit niedrigem GWP kombiniert wurden.

Grau gekennzeichnet sind die günstigen (grünen) Pfade in Kombination mit Transport aus dem Ausland.

Hellbraun gekennzeichnet sind die Pfade, die aus Modulen mit hohem GWP kombiniert wurden.

Mit den Berechnungen des Treibhauspotenzials der Pfade für die Übersichtsökokbilanzen ließen sich einzelne Prozessschritte identifizieren, die besonders große oder geringe Beiträge zum Gesamtergebnis leisteten:

- Für die Bereitstellungspfade, in denen elektrolytischer Wasserstoff zur Synthese benötigt wird (PtL, PBtL), trägt die Bereitstellung von Strom für die Elektrolyse den größten Teil des Gesamttreibhauspotenzials bei. Gleichzeitig weist die (regenerative) Stromproduktion wegen der Lasten bei der Herstellung der Anlagen eine große Spannbreite im Treibhauspotenzial auf, die sowohl von der Art der Stromquelle und von der an unterschiedlichen Standorten möglichen Volllaststunden abhängen. Für die endgültige Pfadauswahl ist deshalb eine große Variation von Stromquellen und Standorten sinnvoll.
- Das Treibhauspotenzial der Biomasse, die in BtL- und PBtL-Verfahren eingesetzt wird, ist ein zweiter wesentlicher Faktor für das Gesamtpotenzial eines Bereitstellungspfades. Besonders zwischen biogenen Reststoffen und Anbaubiomasse gibt es die größten Unterschiede im GWP.
- Die Erkenntnisse aus der Synthese von Methanol lassen sich im Trend für alle Syntheseverfahren auf die Fischer-Tropsch-Synthese übertragen und umgekehrt. Da die tatsächlichen Umweltwirkungen pro Energieeinheit (MJ LHV) des Produkts unterschiedlich sind, sollten in den endgültigen Pfadbetrachtungen aber immer beide Produkte berechnet werden.

- ▶ Der Transport der flüssigen Kohlenwasserstoffe über große Strecken ist mit deutlich weniger Umweltwirkungen verbunden als der gleichwertige Stromtransport mittels Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ). Zum Vergleich sollte lediglich jeweils ein Pfad mit HGÜ für Fischer-Tropsch-Kraftstoff und Methanol in der endgültigen Pfadauswahl enthalten sein.
- ▶ Im Gegensatz dazu ist der Schiffstransport von synthetischem Erdgas aufgrund hoher Methanverluste nicht klar im Vorteil gegenüber dem HGÜ-Stromtransport. In den Übersichtsbilanzen ergab sich zwar ein deutlicher Vorteil für einen Transport des SNG per Pipeline, jedoch war der Bau der Pipeline noch nicht enthalten. Ein Vergleich verschiedener Transportoptionen für SNG von entfernten Standorten ist deshalb sinnvoll.

5.2.2 Liste der ausgewählten Bereitstellungspfade

Mit den Erkenntnissen der Übersichtsökobilanzen und in Verbindung mit der Analyse von Standortfaktoren in Kapitel 4 wurden insgesamt 62 Bereitstellungspfade nach folgenden Überlegungen ausgewählt:

- ▶ Die Pfade der Übersichtsökobilanzen waren bereits so ausgewählt, dass sie besonders günstige und nachteilige Gesamtergebnisse umfassten. Deshalb war es sinnvoll, diese auch in der vollständigen Ökobilanzrechnung zu betrachten. Anstelle von Strom aus Wasserkraft wurden die meisten dieser Pfade aber mit Windkraft gerechnet, da diese in Deutschland und anderen Standorten eine Quelle mit größerem Potenzial ist.
- ▶ Die Bereitstellung von Strom für die Elektrolyse ist der entscheidende Umweltfaktor für viele Verfahren. Es war daher sinnvoll, eine Reihe weiterer Erzeugungsarten und Standorte zu betrachten. In Deutschland zusätzlich Wind onshore und offshore, im Ausland Wind onshore, CSP, Geothermie
- ▶ Um die Auswirkungen des Transports von Strom oder Produkten aus dem Ausland zu untersuchen, wurden Bereitstellungspfade mit Marokko und Saudi-Arabien jeweils mit Transport per HGÜ/Tanker/Pipeline ausgewählt.
- ▶ Um das Potenzial neuer Elektrolysetechniken auszuloten, wurde die Hochtemperaturelektrolyse in Kombination mit zwei FT-P(B)tL-Prozessen und die PEM-Elektrolyse im besten PtL-Pfad als Pfade ausgewählt.
- ▶ Auch die CO₂-Quellen in Industrie und Kraftwerkspark sollten mit einbezogen werden, um Optionen und Risiken in diesem Bereich abzustecken. Deshalb wurden Zementwerke und Braunkohlekraftwerke als CO₂-Quellen für einige Pfade ausgewählt. Für Fischer-Tropsch-Kraftstoff, Methanol und SNG sollte jeweils ein Pfad davon sollte mit Strom aus dem deutschen Strommix betrachtet werden.
- ▶ Zusätzlich werden die Fälle der CO₂ Abscheidung aus einer Müllverbrennungsanlage und einem Oxyfuelkraftwerk für Fischer-Tropsch-Kraftstoffe betrachtet.
- ▶ Für Biomethan wurden zwei weitere Pfade mit alternativen Aufreinigungs/Abscheideverfahren hinzugenommen

Die Kriterien für die Auswahl sind noch einmal in Stichpunkten in Tabelle 8 dargestellt.

Tabelle 8: Auswahlkriterien für die endgültigen Bereitstellungspfade

Auswahlkriterium	Pfadelemente
Pfade aus der Übersichtsökobilanz wurden beibehalten. Wasserkraft durch Windkraft ersetzt	Stroh und KUP als BtL-Biomasse, Biomüll/Grünschnitt und Mais/Gülle als Biogassubstrate, CO ₂ aus DAC und Biogasaufbereitung, PVfrei und Wind onshore als Stromquelle, AEL
Weitere Variationen der Stromerzeugung	Wind offshore, CSP, Geothermie, Strommix
Standorte im Ausland, Transport per HGÜ/Tanker/Pipeline	Marokko, Saudi-Arabien, Island
Variationen der Elektrolysetechnologien	PEM, HTEL
Weitere CO ₂ -Quellen	Zementindustrie, Braunkohlekraftwerk, Oxyfuelkraftwerk, Müllverbrennungsanlage
Variation Aufbereitungsverfahren Biogas/Biomethan	Aminwäsche, Druckwasserwäsche, Membrantrennung

Alle Bereitstellungspfade sind in Tabelle 9 bis Tabelle 13 dargestellt. Dass darin verhältnismäßig viele Pfade mit Produktionsort Deutschland vorgesehen sind, bedeutet nicht, dass dieser Standort gegenüber der Herstellung im Ausland bevorzugt werden sollte. Dies ist vielmehr eine Vereinfachung, die es erlaubt, den Einfluss von Bereitstellungsfaktoren jenseits von Transport und Volllaststunden der Stromquelle zu untersuchen. Letztere Einflüsse werden in etlichen Auslandspfaden abgebildet und untersucht und können von der Tendenz auf andere – nicht untersuchte – Bereitstellungspfade übertragen werden.

Tabelle 9: Bereitstellungspfade für Fischer-Tropsch-Kraftstoff

Lfd.Nr.	Standort	Synthese	CO ₂ -Quelle	Biomasse	Strom	H ₂	Transport
1.	D	BtL		Stroh			LKW
2.	D	PBtL		Stroh	WindON	AEL	LKW
3.	D	PtL	Biogas		WindON	AEL	LKW
4.	D	PtL	Zement		PVfrei	AEL	LKW
5.	Saudi-Arabien	PtL (in D)	Zement		PVfrei	AEL	HGÜ+ LKW
6.	Saudi-Arabien	PtL	Zement		PVfrei	AEL	Tanker + LKW
7.	Saudi-Arabien	PtL	Zement		CSP	AEL	Tanker + LKW
8.	D	BtL		KUP			LKW
9.	D	PBtL		KUP	Pvfrei	AEL	LKW
10.	D	PtL	DAC		Pvfrei	AEL	LKW

Lfd.Nr.	Stand-ort	Synthese	CO ₂ -Quelle	Biomasse	Strom	H ₂	Transport
11.	D	PtL	DAC		WindOFF	AEL	LKW
12.	Ma- rokko	PtL	DAC		CSP	AEL	Tanker + LKW
13.	Ma- rokko	PtL	DAC		WindON	AEL	Tanker + LKW
14.	Ma- rokko	PtL	DAC		Pvfrei	AEL	Tanker + LKW
15.	Island	PtL	Geothermie		Geothermie	AEL	Tanker + LKW
16.	Schwe- den	PBtL		Waldrestholz	Wasser	AEL	Tanker + LKW
17.	Schwe- den	PBtL		KUP	Wasser	AEL	Tanker + LKW
18.	D	PBtL		KUP	WindOFF	HTEL	LKW
19.	D	PtL	DAC		WindOFF	HTEL	LKW
20.	D	PtL	Biogas		WindON	PEM	LKW
21.	D	PtL	Braunkohlekraftwerk		WindON	AEL	LKW
22.	D	PtL	Braunkohlekraftwerk		Strommix	AEL	LKW

Tabelle 10: Bereitstellungspfade für Methanol

Lfd.Nr.	Standort	Synthese	CO ₂ -Quelle	Biomasse	Strom	H ₂	Transport
23.	D	BtL		Stroh			LKW
24.	D	PBtL		Stroh	WindON	AEL	LKW
25.	D	PtL	Biogas		WindON	AEL	LKW
26.	D	PtL	Zement		PVfrei	AEL	LKW
27.	Saudi-Arabien (Strom)	PtL (in D)	Zement		PVfrei	AEL	HGÜ+ LKW
28.	Saudi-Arabien	PtL	Zement		PVfrei	AEL	Tanker + LKW
29.	Saudi-Arabien	PtL	Zement		CSP	AEL	Tanker + LKW
30.	D	BtL		KUP			LKW
31.	D	PBtL		KUP	Pvfrei	AEL	LKW
32.	D	PtL	DAC		Pvfrei	AEL	LKW
33.	D	PtL	DAC		WindOFF	AEL	LKW
34.	Marokko	PtL	DAC		CSP	AEL	Tanker + LKW
35.	Marokko	PtL	DAC		WindON	AEL	Tanker + LKW
36.	Marokko	PtL	DAC		Pvfrei	AEL	Tanker + LKW
37.	Island	PtL	Geothermie		Geothermie	AEL	Tanker + LKW
38.	Schweden	PBtL		Waldrestholz	Wasser	AEL	Tanker + LKW
39.	Schweden	PBtL		KUP	Wasser	AEL	Tanker + LKW
40.	D	PtL	Biogas		WindON	PEM	LKW
41.	D	PtL	Braunkohlekraftwerk		WindON	AEL	LKW
42.	D	PtL	Braunkohlekraftwerk		Strommix	AEL	LKW

Tabelle 11: Bereitstellungspfade für synthetisches Erdgas

Lfd.Nr.	Standort	Synthese	CO ₂ -Quelle	Strom	H ₂	Transport
43.	D	PtG	Biogas	WindON	AEL	Gasnetz (D)
44.	D	PtG	Zement	PVfrei	AEL	Gasnetz (D)
45.	Saudi-Arabien (Strom)	PtL (in D)	Zement	PVfrei	AEL	HGÜ + Gasnetz
46.	Saudi-Arabien	PtG	Zement	PVfrei	AEL	Pipeline
47.	Saudi-Arabien	PtG	Zement	PVfrei	AEL	Tanker + Gasnetz
48.	D	PtG	DAC	PVfrei	AEL	Gasnetz (D)
49.	D	PtG	DAC	WindOFF	AEL	Gasnetz (D)
50.	Marokko (Strom)	PtG (inD)	DAC	CSP	AEL	HGÜ + Gasnetz
51.	Marokko	PtG	DAC	CSP	AEL	Pipeline
52.	Marokko	PtG	DAC	CSP	AEL	Tanker + Gasnetz
53.	D	PtG	Braunkohlekraftwerk	WindON	AEL	Gasnetz (D)
54.	D	PtG	Braunkohlekraftwerk	Strommix	AEL	Gasnetz (D)

Tabelle 12: Bereitstellungspfade für Wasserstoff

Lfd.Nr.	Standort	Synthese	Strom	H ₂	Transport
55.	D	H ₂	WindON	AEL	Gasnetz (D)
56.	D	H ₂	WindON	PEM	Gasnetz (D)

Tabelle 13: Bereitstellungspfade für Biomethan

Lfd.Nr.	Standort	Synthese	Biomasse (Gas)	Abscheidetechnologie	Transport
57.	D	Vergärung	Bioabfall/Grünschnitt	Aminwäsche	Gasnetz (D)
58.	D	Vergärung	Mais/Gülle	Aminwäsche	Gasnetz (D)
59.	D	Vergärung	Bioabfall/Grünschnitt	Druckwasserwäsche	Gasnetz (D)
60.	D	Vergärung	Bioabfall/Grünschnitt	Membrantrennung	Gasnetz (D)

Tabelle 14: Zusätzliche Bereitstellungspfade für Fischer-Tropsch-Kraftstoff

Lfd.Nr.	Stand-ort	Synthese	CO ₂ -Quelle	Strom	H ₂	Transport
61.	D	PtL	Rauchgas Oxyfuel-Braunkohlekraftwerk	WindON	AEL	LKW
62.	D	PtL	Rauchgas Müllverbrennungsanlage	WindON	AEL	LKW

5.3 Ergebnisse der Ökobilanzrechnungen

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Ökobilanzrechnungen zuerst auf der Ebene der einzelnen Produkte –Fischer-Tropsch-Kraftstoff (Abschnitt 5.3.3.1), Methanol (Abschnitt 5.3.3.2), synthetisches Erdgas (Abschnitt 5.3.3.3), Biomethan (Abschnitt 5.3.3.4) und Wasserstoff (Abschnitt 5.3.3.5) – dargestellt. Dabei wird jeweils detailliert auf das Treibhauspotenzial für die Stützjahre 2015 und 2050 eingegangen und als zweite Hauptvariante der Betrieb der Synthesenanlagen mit unterschiedlichen Volllaststunden betrachtet. Für alle Wirkungskategorien werden die Bandbreiten der Ergebnisse und die dominanten Prozessschritte angegeben. Einzelne Ergebnisse werden dann hervorgehoben, wenn sie besondere Einsichten zu einem spezifischen Bereitstellungspfad, den eingesetzten Roh- und Betriebsstoffen oder Transportwegen liefern.

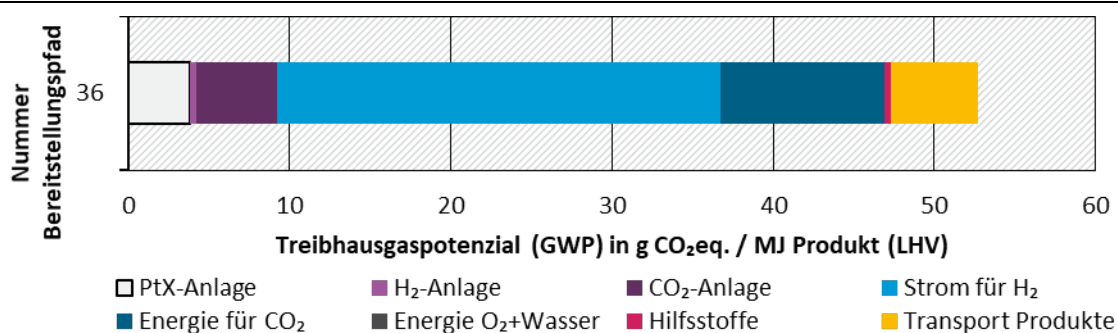
Auf eine Darstellung der Ergebnisse für das Stützjahr 2030 wird – wie im ganzen Bericht – verzichtet, da diese keine grundlegenden anderen Erkenntnisse im Vergleich zu den Jahren 2015 und 2050 liefern, sondern nur einen Zwischenschritt zwischen diesen darstellen.

Im zweiten Teil der Analyse (Abschnitt 5.3.4) werden die Ergebnisse für alle Produkte und Wirkungskategorien in ihren Bandbreiten dargestellt, miteinander verglichen und zu den jeweiligen fossilen Referenzwerten in Beziehung gesetzt. Auch werden die Materialien, Verfahren und Prozesse identifiziert, welche die jeweiligen Ökobilanzergebnisse dominieren.

5.3.1 Lesebeispiel und Referenzprodukte

Die Ergebnisse der Berechnungen werden als gestapelte Balken dargestellt, die sich aus den Beiträgen der einzelnen Prozessschritte zu Gesamtergebnis zusammensetzen. In Abbildung 33 ist das beispielhaft für das Treibhauspotenzial des Bereitstellungspfades 36 dargestellt.

Abbildung 33: Lesebeispiel für Diagramm Treibhauspotenzial



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

In diesem Pfad wird Methanol mit Strom aus einer PV-Freilandanlage in Marokko und CO₂ aus der Luft synthetisiert. Das fertige Produkt wird dann per Tankschiff nach Deutschland gebracht und dort per LKW zum Endpunkt, der Mitte Deutschlands, transportiert. Die in den einzelnen Prozessschritten dieses und aller ähnlichen Diagramme berücksichtigten Aktivitäten sind in Tabelle 15 aufgelistet.

Tabelle 15: In den Ökobilanzergebnissen aufgeschlüsselte Prozessschritte

Prozessschritt	Berücksichtigte Aktivitäten
PtX-Anlage	Bau und Betrieb der Syntheseanlage, auch direkte Emissionen (z. B. aus der Restgasverbrennung oder Gasreinigung)
H ₂ -Anlage	Bau und Betrieb der Elektrolyseanlage, auch direkte Emissionen (aus H ₂ -Leckagen). Der Strom für die Elektrolyse wird nicht hier, sondern unter Strom für H ₂ bilanziert
CO ₂ -Anlage	Bau und Betrieb der CO ₂ -Abscheideanlage, auch direkte Emissionen (z. B. Emissionen der Waschlösung). Wärme und Strom für die Abscheidung wird nicht hier, sondern unter Energie für CO ₂ bilanziert
Biogasanlage	Bau und Betrieb der Biogasanlage, auch direkte Emissionen.
Biomasse Anbau/Transport	Anbau / Ernte / Sammlung, Hacken, Bündeln und Transport von Biomasse zur Syntheseanlage
Strom für H ₂	Strom für die Wasserelektrolyse
Energie für CO ₂	Wärme und Strom für die Abscheidung von CO ₂
Energie O ₂ +Wasser	Wärme und Strom für die Bereitstellung von Sauerstoff für die Vergasung von Biomasse und für die Bereitstellung von Prozess- und Kühlwasser
Hilfsstoffe	Herstellung von Hilfsstoffen für den Einsatz in den Synthese- und Abscheideanlagen (Katalysatoren, Waschflüssigkeiten, Adsorbentmaterialien)
Stromtransport HGÜ	Bau der Hochspannungsgleichstromleitung und Transmissionsverluste beim Stromtransport
Transport Produkte	Bau und Betrieb der Transportinfrastruktur und direkte Emissionen beim Transport der Produkte (Pipeline, Tankschiff, Gasverflüssigung, Gasnetz, LKW)
CO ₂ aus Oxyfuel	CO ₂ das aus einem Oxyfuelkraftwerk abgeschieden und deshalb dem PtX-Energieträger angelastet wird (siehe Abschnitt 5.1.3.4)
fossiles CO ₂ nachrichtlich	CO ₂ das aus einem Braunkohlekraftwerk oder einem Zementwerk abgeschieden wird und bilanziell bei dieser Quelle verbleibt. (siehe Abschnitt 5.1.3.4)

Die Ergebnisse der Ökobilanzrechnungen werden in Kapitel 5.3.3 für Fischer-Tropsch-Kraftstoffe und Methanol in Pfadgruppen dargestellt, die sich darin unterscheiden, ob Biomasse eingesetzt wird oder nicht. Dabei werden folgende Begriffe verwendet:

- ▶ In **rein strombasierten** Pfaden (PtL) wird der nötige Wasserstoff allein aus der Elektrolyse gewonnen und der Kohlenstoff stammt aus Industrieabgasen oder der Luft.
- ▶ In **überwiegend biomassebasierten** Pfaden werden Wasserstoff und Kohlenstoff entweder ausschließlich (in BtL-Prozessen) oder überwiegend (in PBtL-Prozessen) aus Biomasse gewonnen. Der in den PBtL-Verfahren zusätzlich eingesetzte elektrolytisch erzeugte Wasserstoff ermöglicht es lediglich, den biogenen Kohlenstoff besser auszunutzen.

Diese Unterscheidung zwischen strombasierten und überwiegend biomassebasierten Pfaden ist auch aus verfahrenstechnischer Sicht sinnvoll. Die überwiegend biomassebasierten Verfahren haben einen anderen Technologiereifegrad, der hauptsächlich auf noch offene technische Fragen bei der Vergasung/Pyrolyse der Biomassen zurückzuführen ist.

Um alle Ökobilanzergebnisse angemessen interpretieren zu können sind nicht nur die absoluten Werte in den unterschiedlichen Wirkungskategorien wichtig, sondern auch der Vergleich mit den Umweltwirkungen der gleichen Produkte, wenn sie auf Basis fossiler Rohstoffe bereitgestellt werden. Tabelle 16 zeigt diese fossilen Referenzprodukte und ihre Umweltwirkungen. Die Daten sind aus [JOULES 2017] und Berechnungen auf Basis von EcoInvent 3.5 [Wernet 2016]

Für alle Wirkungskategorien außer dem Treibhauspotenzial (GWP) entsprechen die angegebenen Werte den Umweltlasten der Bereitstellung (Vorkette) der Referenzprodukte. Für das Treibhauspotenzial sind zusätzlich die Emissionen bei vollständiger Verbrennung des enthaltenen Kohlenstoffs hinzugezählt (Emissionsfaktoren). Diese Darstellung ist im Rahmen der Berichterstattung zu den nationalen Treibhausgasemissionen üblich [UBA 2016].

Analog sind auch für die in dieser Studie betrachteten Produkte die jeweiligen CO₂-Emissionen hinzugezählt – und die Aufnahme des CO₂ zu Beginn des Bereitstellungspfades mit dem gleichen Wert negativ berücksichtigt, da dieses der Atmosphäre entzogen bzw. die Emission in diese zunächst verhindert wird.

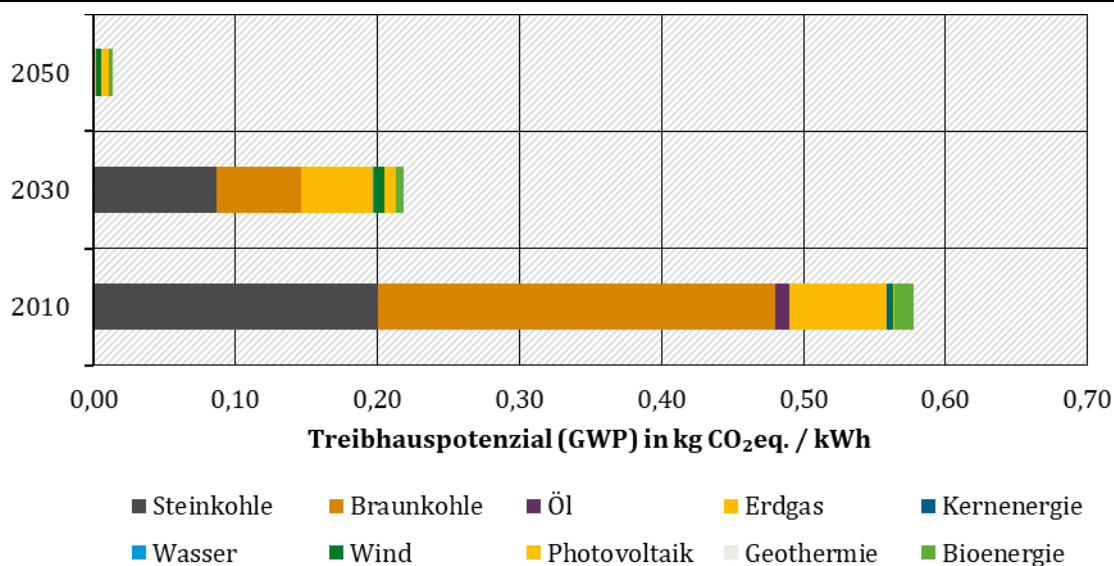
Tabelle 16: Konventionelle Referenzprodukte und ihre Umweltwirkungen

Umweltwirkung	Diesel	Benzin	Methanol aus Erdgas	Erdgas	Wasserstoff aus Erdgas
Treibhauspotenzial [g CO ₂ eq/MJ]	90	87	95	63	88
Versauerungspotenzial [g SO ₂ eq/MJ]	0,069	0,078	0,052	0,032	0,049
Eutrophierungspotenzial [g PO ₄ eq/MJ]	0,021	0,021	0,0065	0,0015	0,0090
Kumulierter Energieaufwand [MJ/MJ]	1,3	1,2	1,6	1,01	1,4
Sommersmog [g C ₂ H ₄ eq/MJ]	0,046	0,046	0,037	0,020	0,032
Ozonabbau [g CFC11eq/MJ]	6,4E-06	7,1E-06	1,8E-05	1,1E-05	1,6E-05
Feinstaub [g/MJ]	0,062	0,068	0,047	0,022	0,042
Kumulierter Rohstoffaufwand [kg/MJ]	0,029	0,028	0,042	0,026	0,038
Naturraumbeanspruchung [m ² a/MJ]	9,4E-05	9,4E-05	1,9E-04	5,4E-08	7,4E-08
Wasserbedarf [l/MJ]	0,068	0,065	0,048	1,1E-04	0,048

5.3.2 Treibhauspotenzial des Strommixes

Im Zuge der Transformation zu einer klimaneutralen Wirtschaft (siehe Abschnitt 5.1.2) sinkt die Treibhausintensität des deutschen Strommixes sehr stark. Zum einen werden fossile Energiequellen nach und nach durch erneuerbare ersetzt, zum anderen sinken auch die treibhauswirksamen Emissionen in der Herstellung der Stromerzeugungsanlagen. Verbesserte Verfahren, höhere Sekundärmaterialquoten und der Einsatz von regenerativen Energien bei der Herstellung von z. B. Stahl, Zement und Silizium sind dafür der Grund (Abschnitt 5.1.2). Das Treibhauspotenzial des deutschen Strommixes sinkt von 577 g CO₂eq/kWh im Jahr 2010 auf 14 g CO₂eq/kWh im Jahr 2050 (Abbildung 34).

Abbildung 34: Treibhauspotenzial Strommix Deutschland inkl. Vorketten in den Jahren 2010, 2030, 2050



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

5.3.3 Analyse auf Produktebene

5.3.3.1 Fischer-Tropsch-Kraftstoffe

5.3.3.1.1 Kurzer Überblick, Anmerkungen zur Datenqualität und Technologiereife

Die Fischer-Tropsch-Synthese auf Basis von CO₂ ist eine Technologie mit höchstem Reifegrad. Während der Reaktion wird viel Wärme frei, die in der CO₂-Abscheidung oder einer Hochtemperatur-elektrolyse genutzt werden kann. Da ein großer Teil der Wärme auf hohem Temperaturniveau anfällt, lässt sich daraus auch Strom gewinnen und in die Elektrolyse einspeisen. Diese Energieintegration im Prozess ist in den hier untersuchten Pfaden durchweg angenommen. Das gilt auch für die (P)BtL-Pfade, in denen die überschüssige Wärme genutzt wird, um die Biomasse zu trocknen und zu pelletieren. Diese Annahmen spiegeln eine eher optimistische Sichtweise wider.

Als erste Hauptvariante wird in allen Pfaden mit den maximal möglichen Volllaststunden der Synthesenanlagen gerechnet. Als zweite Hauptvariante wird dann die Herstellung mit den Volllaststunden der Stromquelle betrachtet (Erläuterungen dazu in Abschnitt 5.1.3.2)

Die überwiegend biomassebasierten Verfahren ((P)BtL) haben z. T. einen anderen Technologiereifegrad als die rein strombasierten (PtL) Verfahren. Das liegt hauptsächlich an noch offenen

technischen Fragen bei der Vergasung/Pyrolyse der Biomassen und der Einbindung der Elektrolyseure. Wegen dieser technischen Unterschiede zwischen den PtL- und den (P)BtL-Pfaden werden diese im Folgenden getrennt betrachtet.

5.3.3.1.2 Ergebnisse für rein strombasierte Pfade

Damit die folgenden Ergebnisdiagramme besser lesbar sind, werden die rein strombasierten Bereitstellungspfade für Fischer-Tropsch-Kraftstoff noch einmal in Tabelle 17 aufgeführt. An den Diagrammen sind dann nur die Pfadnummern vermerkt.

Tabelle 17: Rein strombasierte Bereitstellungspfade für Fischer-Tropsch- Kraftstoff

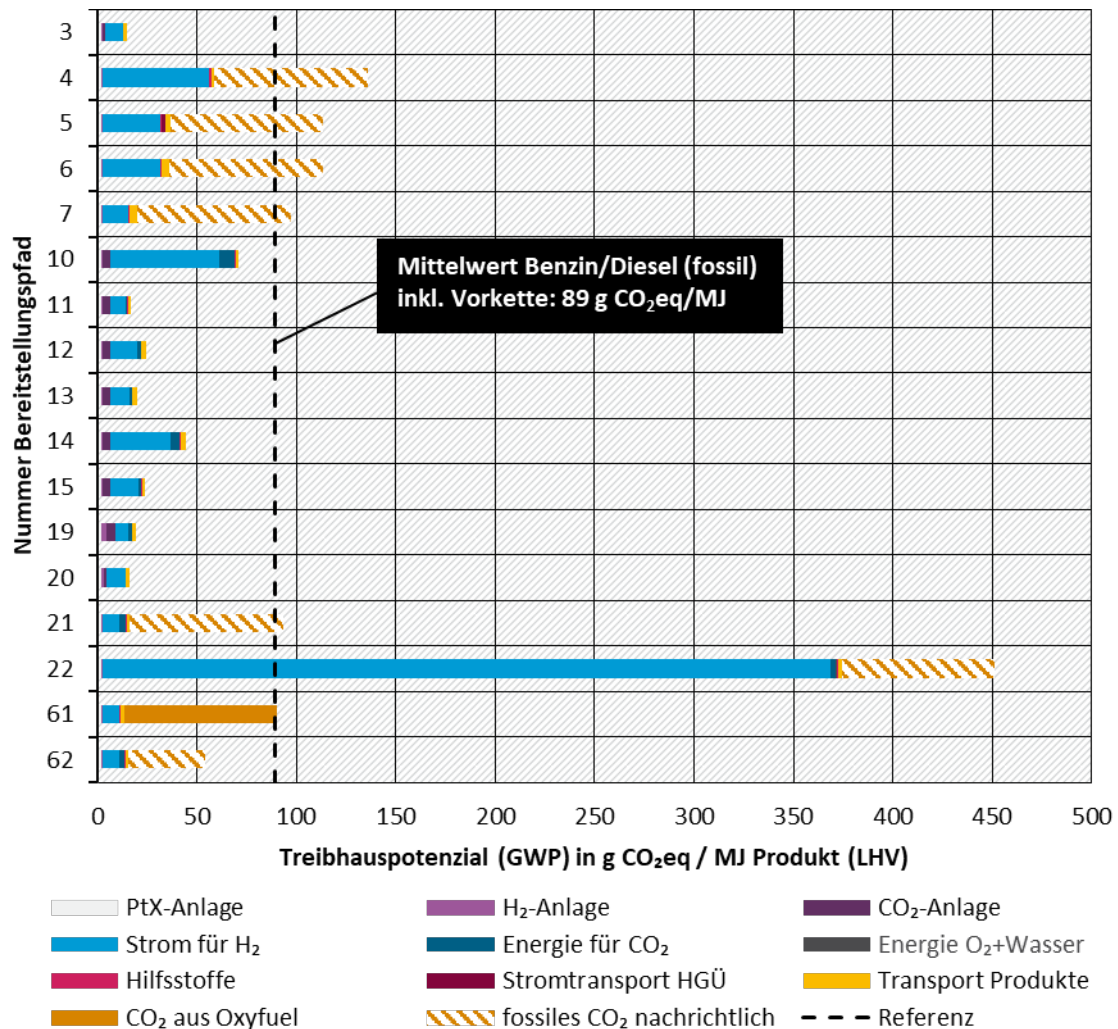
Pfad	Standort	Synthese	CO ₂ -Quelle	Stromquelle	Elektrolyse	Transport
3	Deutschland	PtL	Biogasanlage	Wind onshore	Alkalische Elektrolyse	LKW
4	Deutschland	PtL	Zementwerk	PV Freilandanlage	Alkalische Elektrolyse	LKW
5	Saudi-Arabien	PtL in Deutschland	Zementwerk in Deutschland	PV Freilandanlage in Saudi-Arabien	Alkalische Elektrolyse	Hochspannungsgleichstrom + LKW
6	Saudi-Arabien	PtL	Zementwerk	PV Freilandanlage	Alkalische Elektrolyse	Tanker + LKW
7	Saudi-Arabien	PtL	Zementwerk	Solarkraftwerk (CSP)	Alkalische Elektrolyse	Tanker + LKW
10	Deutschland	PtL	DAC (Luft)	PV Freilandanlage	Alkalische Elektrolyse	LKW
11	Deutschland	PtL	DAC (Luft)	Wind offshore	Alkalische Elektrolyse	LKW
12	Marokko	PtL	DAC (Luft)	Solarkraftwerk (CSP)	Alkalische Elektrolyse	Tanker + LKW
13	Marokko	PtL	DAC (Luft)	Wind onshore	Alkalische Elektrolyse	Tanker + LKW
14	Marokko	PtL	DAC (Luft)	PV Freilandanlage	Alkalische Elektrolyse	Tanker + LKW
15	Island	PtL	DAC (Luft)	Geothermiekraftwerk	Alkalische Elektrolyse	Tanker + LKW
19	Deutschland	PtL	DAC (Luft)	Wind offshore	Hochtemperatur-Elektrolyse	LKW
20	Deutschland	PtL	Biogasanlage	Wind onshore	Polymer-Elektrolyt-Membran-EL	LKW
21	Deutschland	PtL	Braunkohlekraftwerk	Wind onshore	Alkalische Elektrolyse	LKW

Pfad	Standort	Synthese	CO ₂ -Quelle	Stromquelle	Elektrolyse	Transport
22	Deutschland	PtL	Braunkohlekraftwerk	Strommix	Alkalische Elektrolyse	LKW
61	Deutschland	PtL	Oxyfuel-Braunkohlekraftwerk	Wind onshore	Alkalische Elektrolyse	LKW
62	Deutschland	PtL	Müllverbrennungsanlage	Wind onshore	Alkalische Elektrolyse	LKW

5.3.3.1.2.1 Treibhauspotenzial heute

In Abbildung 35 sind die Berechnungen für das Treibhauspotenzial (GWP) der rein strombasierten Fischer-Tropsch-Pfade (PtL-Synthese) für das Jahr 2015 dargestellt. Die in den Ergebnissen aufgeschlüsselten Prozessschritte sind in Tabelle 15 näher beschrieben. Pfad 22, in dem der Strom für Elektrolyse aus dem deutschen Strommix stammt, schneidet deutlich am schlechtesten ab, was auf den hohen Anteil fossiler Brennstoffe bei der Stromerzeugung zurückzuführen ist. Auch Pfad 61 mit einer Abscheidung von CO₂ aus einem Oxyfuelkraftwerk überschreitet den Referenzwert eines heutigen fossilen Kraftstoffs. Würde man das CO₂ aus Zementwerken und Braunkohlekraftwerken dem Kraftstoff zuordnen, anstatt es hier nur nachrichtlich auszuweisen, so würden auch diese Pfade schlechter als die konventionelle Referenz abschneiden.

Abbildung 35: Treibhauspotenzial 2015 rein strombasierter Fischer-Tropsch- Pfade (Volllaststunden Syntheseanlage)

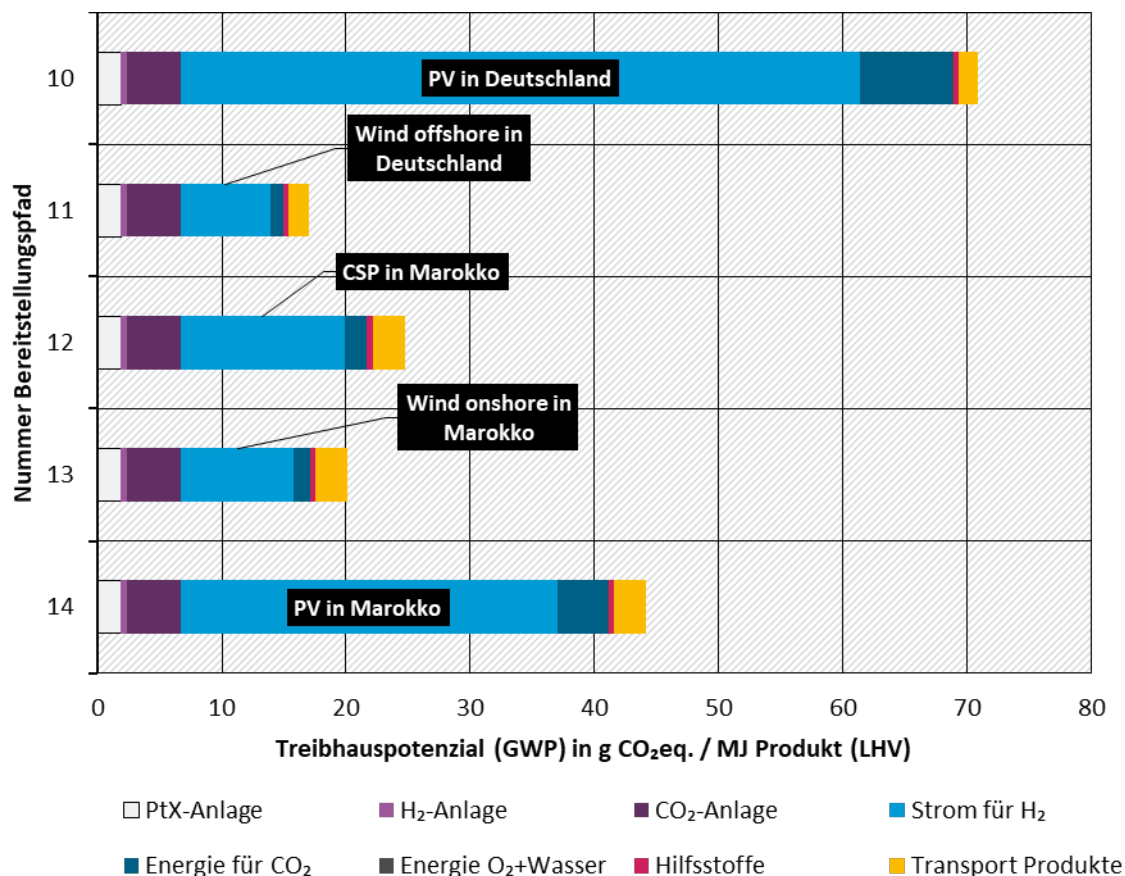


Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

In allen Pfaden, außer dem Oxyfuelpfad 61, stellt der Strom für die Elektrolyse den größten Anteil zum Treibhauspotenzial. In den Pfaden 10 bis 19 schlägt sich auch der hohe apparative Aufwand für die CO₂-Abscheidung aus der Luft nieder. Die H₂-Anlage liefert nur in Pfad 19 einen nennenswerten Beitrag, weil dort die Hochtemperaturelektrolyse zum Einsatz kommt, die noch eine relativ geringe Lebensdauer aufweist. Am günstigsten schneiden die Pfade mit einer Abscheidung von CO₂ aus Biogasanlagen (3, 20) ab. Etliche Pfade liegen im Bereich von 20 bis 25 g CO₂eq/MJ Produkt, was eine Reduktion von etwa 75 % gegenüber konventionellem Kraftstoff bedeutet.

Wie stark die verwendete Stromquelle und deren standortabhängigen Volllaststunden das Treibhauspotenzial bestimmen, zeigt Abbildung 36. Für die dort dargestellten Pfade 10 bis 14 kommen als Stromquellen Wind on- und offshore, PV-Freiflächenanlagen und konzentrierende Solarkraft zum Einsatz, und sie enthalten alle eine Abscheidung von CO₂ aus der Luft. Standorte sind sowohl Deutschland als auch Marokko.

Abbildung 36: Einfluss der Stromquelle und deren jährlicher Volllaststunden auf das Treibhauspotenzial 2015 strombasierter Fischer-Tropsch-Pfade (Volllaststunden Syntheseanlage)



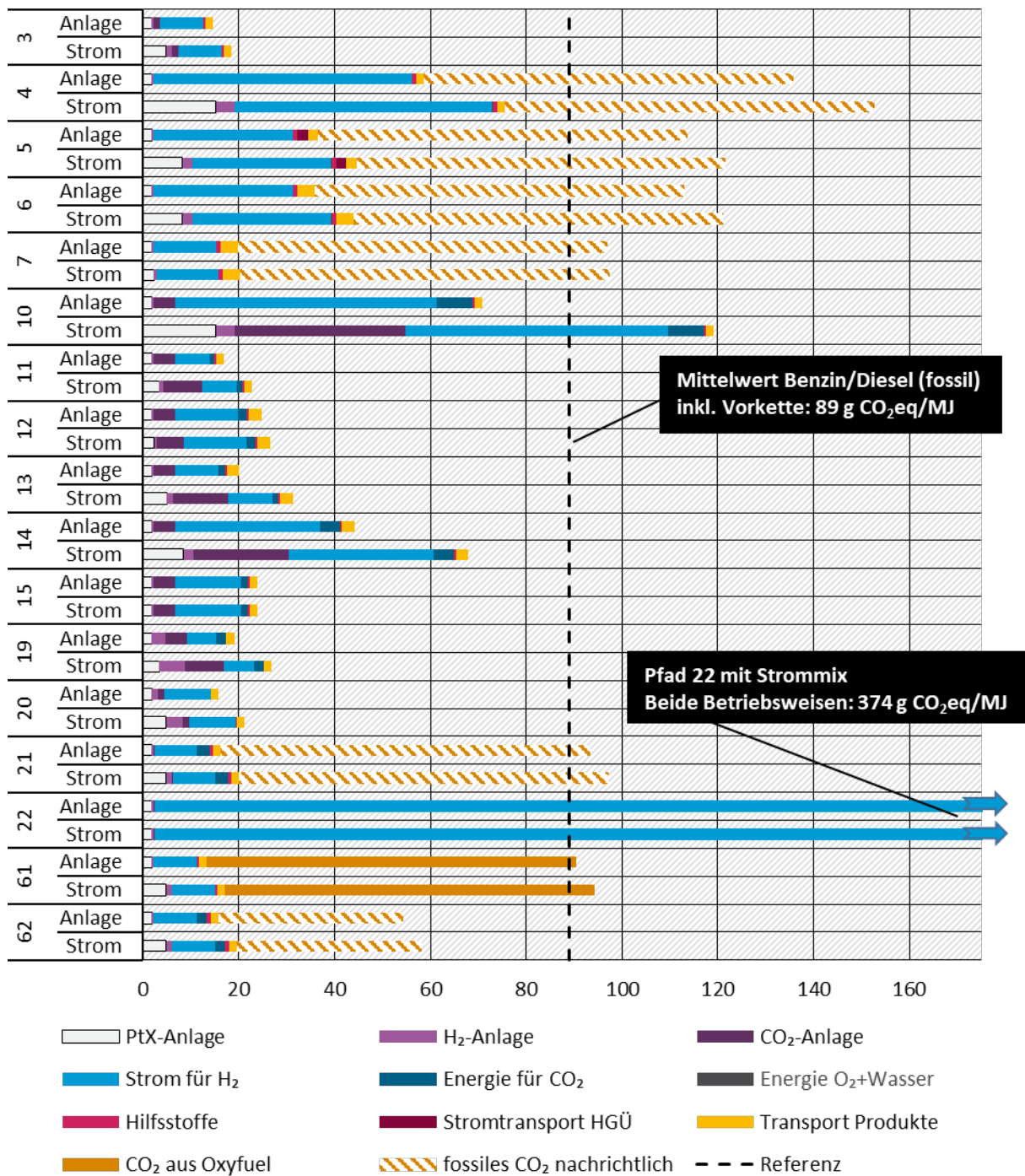
Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

Strom aus Photovoltaikanlagen hat im Vergleich zu Windenergieanlagen ein höheres Treibhauspotenzial pro Kilowattstunde. Das gilt besonders an Standorten wie Deutschland mit relativ geringen jährlichen Volllaststunden, an denen über die gesamte Lebensdauer gerechnet weniger Strom erzeugt wird als an sonnenreichen Standorten. Aber selbst in Marokko schneidet die Stromerzeugung mit Photovoltaik noch schlechter ab als die mit Windkraft am selben Standort oder in Deutschland. Da die CO₂-Abscheidung aus der Luft energieintensiv ist und im Stützjahr 2015 nicht vollständig aus der Abwärme der Fischer-Tropsch-Synthese versorgt werden kann, skaliert deren Beitrag auch mit der eingesetzten Stromquelle und deren Volllaststunden. Hinzu kommt der relativ hohe Aufwand für die CO₂-Anlage selbst. Der Transport der flüssigen Energieträger spielt hingegen eine geringere Rolle.

5.3.3.1.2.2 Zweite Hauptvariante: Treibhauspotenzial heute in Abhängigkeit von der Betriebsweise

Als zweite Hauptvariante wurde das Treibhauspotenzial der strombasierten Fischer-Tropsch-Pfade 2015 mit den Volllaststunden der Stromquelle berechnet. Diese bildet näherungsweise den Fall ab, dass die Syntheseanlage nur dann läuft, wenn Strom aus der verknüpften Stromquelle zur Verfügung steht (siehe Abschnitt 5.1.3.2). Abbildung 37 zeigt die Ergebnisse dieser Ökobilanzrechnungen im Vergleich zur Betriebsweise „Volllaststunden Syntheseanlage“.

Abbildung 37: Treibhauspotenzial 2015 rein strombasierter Fischer-Tropsch-Pfade (Volllaststunden Syntheseanlage und Volllaststunden Stromquelle)



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

Über fast alle Pfade steigt das Treibhauspotenzial im Vergleich zur Berechnung mit den Volllaststunden der Syntheseanlage an, besonders stark für Stromquellen mit niedrigen Volllaststunden. Der Grund dafür ist der höhere Beitrag der Anlageninfrastruktur. Die Umweltwirkungen, die beim Bau dieser Anlagen entstehen, verteilen sich bei geringeren Volllaststunden und gleichbleibender Lebensdauer auf einen geringeren Produktoutput. Für Pfad 10 (CO₂ Abscheidung aus der Luft, Stromquelle: PV in Deutschland) führt der Wechsel der Betriebsweise zu einem Anstieg von 68 %. Mit 119 g CO₂eq/MJ liegt dieser Pfad dann deutlich über der fossilen Referenz.

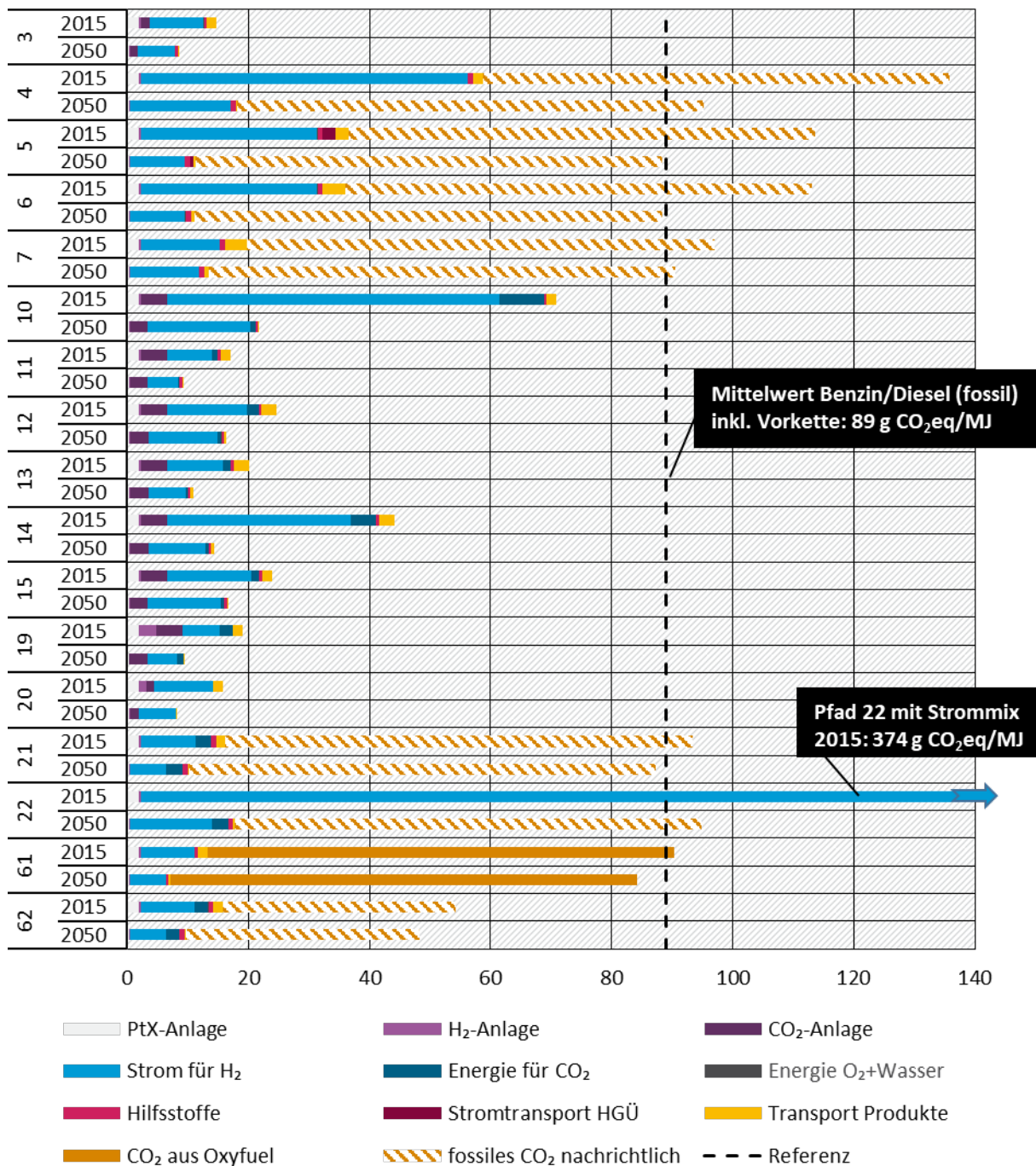
5.3.3.1.2.3 Treibhauspotenzial 2050

In Abbildung 38 sind die Berechnungen für das Treibhauspotenzial (GWP) der rein strombasierten Fischer-Tropsch-Pfade (PtL-Synthese) für das Jahr 2050 denen des Jahres 2015 gegenübergestellt. Die meisten Pfade liegen 2050 im Bereich von 10 bis 15 g CO₂eq/MJ Produkt, was eine Reduktion von etwa 85 % gegenüber konventionellem Kraftstoff bedeutet. Dass das Treibhauspotenzial nicht noch geringer ist, liegt an den noch bestehenden Emissionen in den Vorketten¹²

Im Vergleich zu den Ergebnissen für das Jahr 2015 sind die Werte um 7 bis 95 % gesunken. Die geringste Verbesserung zeigt sich in Pfad 61, in dem das aus dem Oxyfuelkraftwerk entnommene CO₂ weiter voll angerechnet wird. Der stärkste Rückgang ist in Pfad 22 zu verzeichnen, in dem der Strom für die Elektrolyse aus dem deutschen Strommix stammt.

¹² Es wird wie in der RESCUE-Studie unterstellt, dass die Welt außerhalb Europas zwar auch eine Transformation hin zur Treibhausgasneutralität vollzieht jedoch um 10 Jahre verzögert.

Abbildung 38: Treibhauspotenzial 2050 und 2015 rein strombasierter Fischer-Tropsch-Pfade (Volllaststunden Syntheseanlage)



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

Der Rückgang für die anderen Pfade ist ebenfalls auf das sinkende Treibhauspotenzial der Stromquellen – insbesondere Windkraft und Photovoltaik – zurückzuführen. Das Treibhauspotenzial für Pfade mit Photovoltaik (4, 5, 6, 10, 14) als Quelle geht um rund 70 % zurück, für die Pfade mit Windstrom (11, 19, 3, 62, 20, 21, 13) um 40 bis 50 %. Die Pfade mit konzentrierender Solarkraft und Geothermie (7, 12, 15) verbessern sich um etwas mehr als 30 %. Auch die verbesserte Herstellung der Syntheseanlagen trägt einen, wenn auch kleinen, Teil zu dieser positiven Entwicklung bei. Außerdem wird der Fischer-Tropsch-Kraftstoff im Jahr 2050 mit Tankschiffen und LKW transportiert, die ihrerseits mit diesem Kraftstoff angetrieben werden.

5.3.3.1.2.4 Ausgewählte Ergebnisse in anderen Wirkungskategorien

In Tabelle 18 sind die Bandbreiten der Ergebnisse für alle zehn Umweltwirkungen, die im Rahmen dieser Studie untersucht wurden, für die rein strombasierten Fischer-Tropsch-Pfade für das Jahr 2050 mit den Volllaststunden der Syntheseanlage aufgeführt. Eine detaillierte Auflistung für alle Pfade, Stützjahre und Betriebsweisen findet sich auf der Internetseite des Umweltbundesamtes. Eine tiefergehende Analyse der Ursachen (Materialien, Verfahren, Prozesse) der Umweltwirkungen findet sich im Abschnitt 5.3.4 zur produktübergreifenden Analyse.

Tabelle 18: Bandbreiten der Ökobilanzberechnungen 2050 rein strombasierter Fischer-Tropsch-Pfade (Volllaststunden Syntheseanlage)

Umweltwirkung	Referenz (Mittelwert Diesel/Benzin)	Min (Pfad)	Max (Pfad)	Kommentar
Treibhauspotenzial [g CO ₂ eq/MJ]	89	8,3 (20)	84 (61)	Die meisten Pfade liegen zwischen 8 und 20 g CO ₂ eq/MJ
Versauerung [g SO ₂ eq/MJ]	0,074	0,076 (19)	5,1 (15)	Pfad 15 mit singulär hohem Wert. Die anderen liegen unter 0,315 g SO ₂ eq/MJ
Eutrophierung [g PO ₄ eq/MJ]	0,021	0,012 (15)	0,096 (22)	
Kumulierter Energieaufwand [MJ/MJ]	1,2	1,9 (7)	5,4 (15)	Pfad 15 mit singulär hohem Wert. Die meisten anderen liegen zwischen 1,9 und 2,4 MJ/MJ
Sommersmog [g C ₂ H ₄ eq/MJ]	0,046	0,014 (15)	0,065 (10)	
Ozonabbau [g CFC11eq/MJ]	6,4E-06	8,6E-06 (61)	3,1E-04 (12)	
Feinstaub [g/MJ]	0,065	0,050 (15)	0,19 (22)	
Kumulierter Rohstoffaufwand [kg/MJ]	0,029	0,015 (15)	0,066 (10)	Pfad 15 mit singulär niedrigem Wert. Die meisten anderen liegen zwischen 0,030 und 0,065 kg/MJ
Naturraumbeanspruchung [m ² a/MJ]	9,4E-05	6,7E-03 (61)	2,3E-02 (10)	
Wasserbedarf [l/MJ]	0,067	0,12 (13)	2,4 (15)	Pfad 15 mit singulär hohem Wert. Die meisten anderen liegen zwischen 0,18 und 0,45 l/MJ

Für das **Treibhauspotenzial** liegen wie in Abschnitt 5.3.3.1.2.3 beschrieben, die Werte zwischen 8 und 84 g CO₂eq/MJ. Das entspricht zwischen 9 und 94 % der fossilen Referenz (des durchschnittlichen Treibhauspotenzials von Diesel und Benzin inklusive Vorkette). Die Pfade 20 und 61 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Die meisten Pfade liegen zwischen 8 und 20 g CO₂eq/MJ. Hauptquelle ist die Stromerzeugung für die Elektrolyse.

Für die **Versauerung** liegen die Werte zwischen 0,076 und 5,1 g SO₂eq/MJ. Das entspricht zwischen 103 und 6900 % der fossilen Referenz. Die Pfade 19 und 15 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Die meisten Pfade liegen unter 0,32 g SO₂eq/MJ. Hauptquelle ist die Stromerzeugung für die Elektrolyse – in extremer Weise die direkten Emissionen aus dem Geothermiekraftwerk in Pfad 15.

Für die **Eutrophierung** liegen die Werte zwischen 0,012 und 0,096 g PO₄eq/MJ. Das entspricht zwischen 57 und 457 % der fossilen Referenz. Die Pfade 15 und 22 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Viele Pfade liegen um 0,040 g PO₄eq/MJ. Hauptquelle ist die Stromerzeugung für die Elektrolyse und die Braunkohle für die Abscheidungsenergie aus dem Braunkohlekraftwerk.

Der **Kumulierte Energieaufwand** liegt zwischen 1,87 und 5,36 MJ/MJ. Das entspricht zwischen 152 und 436 % der fossilen Referenz. Die Pfade 7 und 15 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Viele Pfade liegen zwischen 1,9 und 2,4 MJ/MJ. Hauptursache ist die Stromerzeugung für die Elektrolyse.

Für die Wirkungskategorie **Sommersmog** liegen die Werte zwischen 0,014 und 0,065 g C₂H₄eq/MJ. Das entspricht zwischen 30 und 140 % der fossilen Referenz. Die Pfade 15 und 10 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Viele Pfade liegen um 0,040 g C₂H₄eq/MJ. Hauptquelle ist die Stromerzeugung für die Elektrolyse, aber auch der Bau der Anlagen und die Braunkohle für die Abscheidungsenergie aus dem Braunkohlekraftwerk spielen eine Rolle.

Für den **Ozonabbau** liegen die Werte zwischen 8,6E-06 und g CFC11 eq/MJ. Das entspricht zwischen 140 und 4.800 % der fossilen Referenz. Die Pfade 61 und 12 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Viele Pfade liegen um 4,0E-06 g CFC11 eq/MJ. Hauptquelle ist die Stromerzeugung in CSP-Kraftwerken und der Bau der Anlagen für Abscheidung von CO₂ aus der Luft.

Für die Wirkungskategorie **Feinstaub** liegen die Werte zwischen 0,05 und 0,19 g/MJ. Das entspricht zwischen 77 und 290 % der fossilen Referenz. Die Pfade 15 und 22 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Viele Pfade liegen um 0,10 g/MJ oder darunter. Hauptquelle ist die Stromerzeugung für die Elektrolyse und der Bau der Anlagen.

Der **Kumulierte Rohstoffaufwand** liegt zwischen 0,015 und 0,066 kg/MJ. Das entspricht zwischen 52 und 224 % der fossilen Referenz. Die Pfade 15 und 10 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Viele Pfade liegen zwischen 0,040 und 0,050 kg/MJ. Hauptursache ist die Stromerzeugung für die Elektrolyse.

Bei der **Naturraumbeanspruchung** liegen die Werte zwischen 6,7E-03 und 2,3E-02 m²a/MJ. Das entspricht zwischen 7100 und 25.000 % der fossilen Referenz. Die Pfade 61 und 10 sind die mit den geringsten und meisten Auswirkungen. Hauptquelle ist die Stromerzeugung für die Elektrolyse, insbesondere aus Photovoltaikanlagen.

Der **Wasserbedarf** liegt zwischen 0,12 und 2,4 l/MJ. Das entspricht zwischen 175 und 3600 % der fossilen Referenz. Die Pfade 13 und 15 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Viele Pfade liegen um 0,300 l/MJ. Hauptursache ist die Stromerzeugung für die Elektrolyse – in extremer Weise im Geothermiekraftwerk in Pfad 15.

5.3.3.1.3 Ergebnisse für überwiegend biomassebasierte Pfade

Damit die folgenden Ergebnisdiagramme besser lesbar sind, werden die überwiegend biomassebasierten Bereitstellungspfade für Fischer-Tropsch-Kraftstoff noch einmal in Tabelle 19 aufgeführt. An den Diagrammen sind dann nur die Pfadnummern vermerkt.

Tabelle 19: Überwiegend biomassebasierte Bereitstellungspfade für Fischer-Tropsch-Kraftstoff

Pfad	Standort	Synthese	Biomasse	Stromquelle	Elektrolyse	Transport
1	Deutschland	BtL	Stroh	---	---	LKW
8	Deutschland	BtL	Pappelholz aus Kurzumtriebsplantagen	---	---	LKW
2	Deutschland	PBtL	Stroh	Wind onshore	Alkalische Elektrolyse	LKW
9	Deutschland	PBtL	Pappelholz aus Kurzumtriebsplantagen	PV Freilandanlage	Alkalische Elektrolyse	LKW
16	Schweden	PBtL	Waldrestholz	Wasserkraft	Alkalische Elektrolyse	Tanker + LKW
17	Schweden	PBtL	Pappelholz aus Kurzumtriebsplantagen	Wasserkraft	Alkalische Elektrolyse	Tanker + LKW
18	Deutschland	PBtL	Pappelholz aus Kurzumtriebsplantagen	Wind offshore	Hochtemperatur-EL	LKW

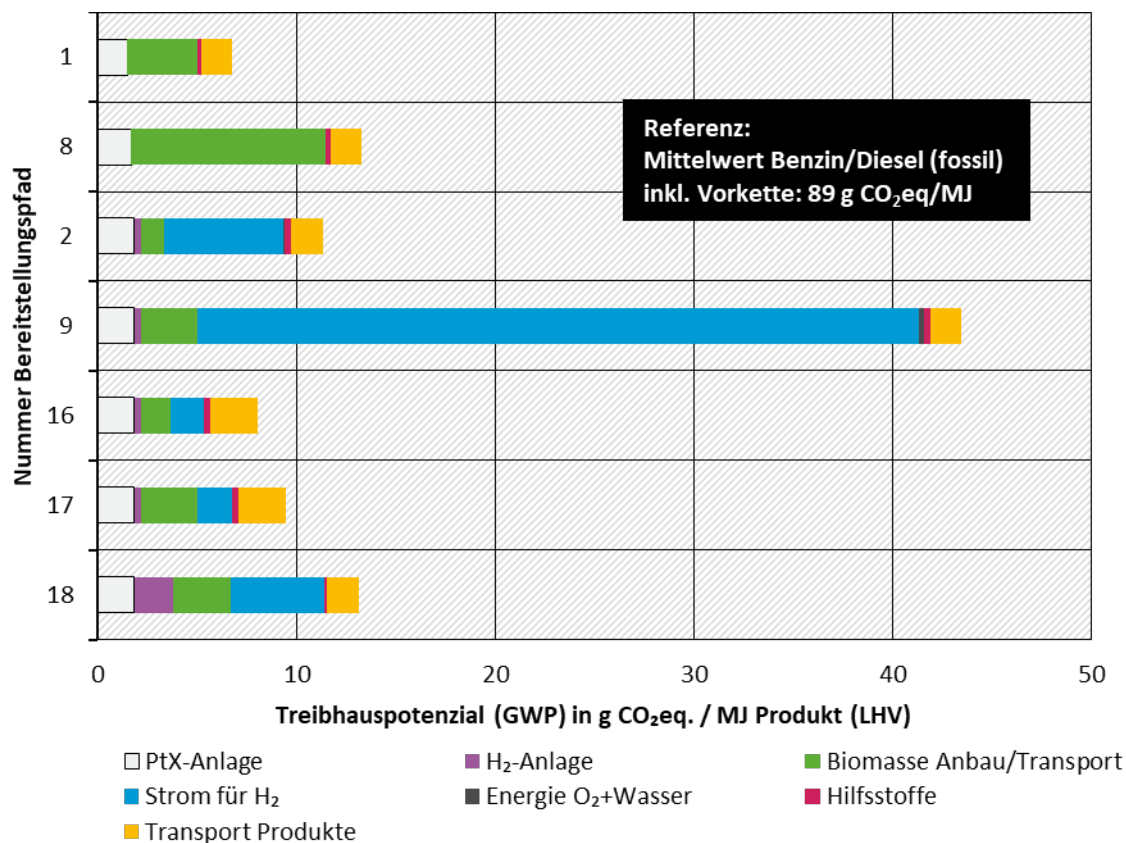
5.3.3.1.3.1 Treibhauspotenzial heute

In Abbildung 39 sind die Berechnungen für das Treibhauspotenzial (GWP) der überwiegend biomassebasierten Fischer-Tropsch-Pfade ((P)BtL-Synthese) für das Jahr 2015 dargestellt. Die in den Ergebnissen aufgeschlüsselten Prozessschritte sind in Tabelle 15 näher beschrieben. Bei den Pfaden, bei denen kein Wasserstoff zum Einsatz kommt (1, 8), liefern Anbau und Transport der Biomasse den größten Anteil zum GWP. Der größere Wert für Pfad 8 spiegelt die höheren Emissionen bei Anbau und Ernte des Pappelholzes aus Kurzumtriebsplantagen wider. Die Pfade 2 und 9 setzten dieselben Substrate wie die Pfade 1 und 8 ein (Stroh und Pappelholz), nutzen diese aber besser aus, indem Wasserstoff zugemischt wird. Deshalb ist der Beitrag der Biomasse in diesen Pfaden geringer. Andererseits kommt dadurch aber das Treibhauspotenzial des Stroms für die Elektrolyse hinzu, der hier aus Photovoltaikanlagen stammt.

Pfad 17 und 18 kombinieren die effiziente Nutzung der Anbaubiomasse Pappelholz mit Stromquellen mit einem niedrigen GWP. Daraus resultieren die insgesamt niedrigen Treibhauspotenziale. In Pfad 18 leistet die noch kurzlebige Hochtemperaturolektrolyse einen etwas höheren Beitrag.

Die meisten Pfade liegen im Bereich von 10 g CO₂eq/MJ Produkt, was eine Reduktion von etwa 90 % gegenüber konventionellem Kraftstoff bedeutet. Nur Pfad 9 erreicht mit 44 g CO₂eq/MJ Produkt lediglich eine 50-prozentige Reduktion gegenüber der fossilen Referenz.

Abbildung 39: Treibhauspotenzial 2015 biomassebasierter Fischer-Tropsch-Pfade (Volllaststunden Syntheseanlage)



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

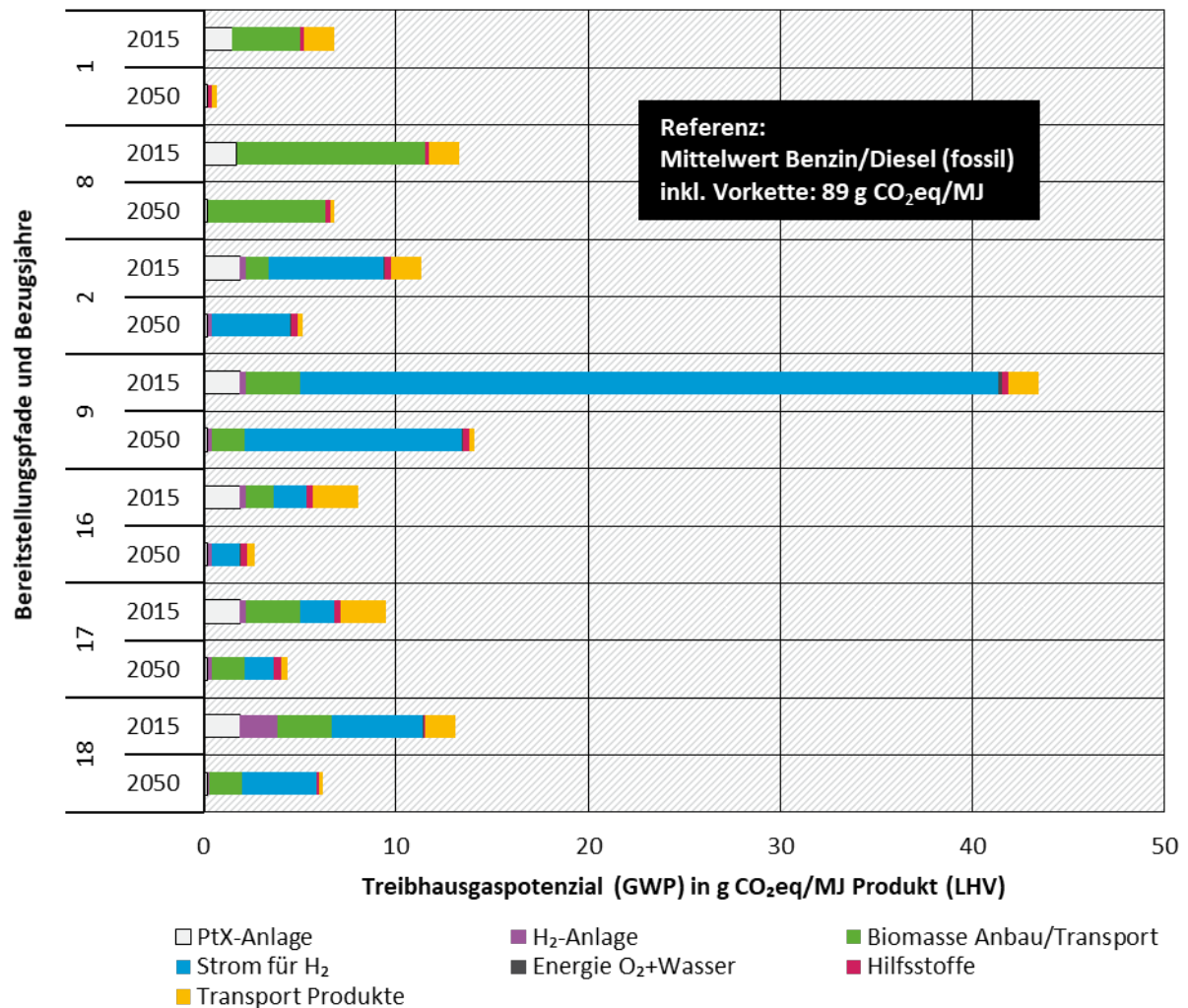
Im Fall der überwiegend biomassebasierten Fischer-Tropsch-Pfade ist es nicht sinnvoll eine zweite Hauptvariante mit den Volllaststunden der Stromquelle darzustellen. Den Großteil der Energie, des Kohlenstoffs und des Wasserstoffs für die Synthese beziehen diese Anlagen aus der verwendeten Biomasse, der Strom liefert lediglich zusätzlichen Wasserstoff für die bessere Ausnutzung des Kohlenstoffs. Dieser wird entweder auf Vorrat erzeugt und gespeichert, oder die Anlage in Zeiten fehlenden Stromangebots aus erneuerbaren Energien mit dem Strommix betrieben.

5.3.3.1.3.2 Treibhauspotenzial 2050

In Abbildung 40 sind die Berechnungen für das Treibhauspotenzial (GWP) der überwiegend biomassebasierten Fischer-Tropsch-Pfade ((P)BtL-Synthese) für das Jahr 2050 denen des Jahres 2015 gegenübergestellt. Im Vergleich zu den Ergebnissen für das Jahr 2015 sind die Werte um 50 bis 90 % gesunken. Der relativ stärkste Rückgang von 90 % ist in Pfad 1 zu verzeichnen, denn das dort verwendete Stroh wird 2050 mit Maschinen verarbeitet und transportiert, die ihrerseits mit Fischer-Tropsch-Kraftstoffen angetrieben werden. Auch für die anderen Pfade werden die Transport- und Verarbeitungsprozesse besser. Für die Anbaubiomasse Pappelholz sinkt der GWP der Biomassebereitstellung dadurch um rund 40 %. Das Treibhauspotenzial des Stroms für die Elektrolyse trägt 2050 anteilig einen höheren Beitrag zu den Gesamtergebnissen bei als noch 2015, auch wenn die absoluten Werte um etwa 20 bis 30 % sinken.

Die meisten Pfade liegen 2050 im Bereich von 5 g CO₂eq./MJ Produkt, was eine Reduktion von etwa 94 % gegenüber konventionellem Kraftstoff bedeutet. Nur Pfad 9 erreicht mit 14 g CO₂eq./MJ Produkt eine 85-%ige Reduktion gegenüber der fossilen Referenz.

Abbildung 40: Treibhauspotenzial 2050 und 2015 biomassebasierter Fischer-Tropsch-Pfade (Volllaststunden Syntheseanlage)

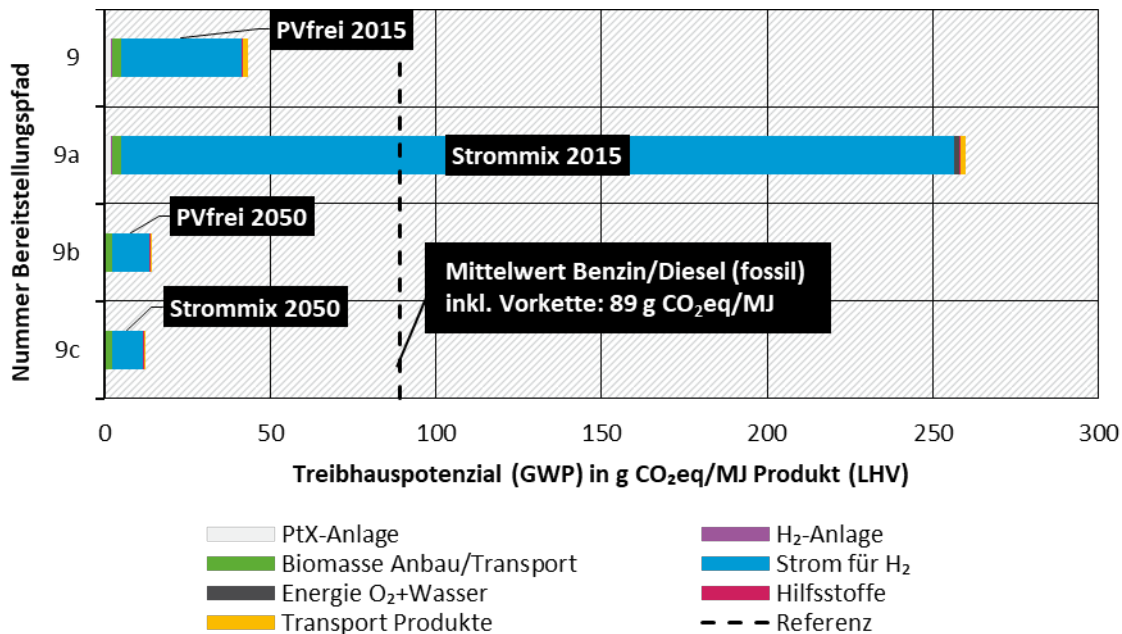


Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

5.3.3.1.3.3 Sensitivitäten: Treibhauspotenzial bei Betrieb mit Strommix

Als Sensitivitäten werden das Treibhauspotenzial des biomassebasierten Fischer-Tropsch-Pfades 9 (FT-PBtL KUP, PVfrei) mit Strombezug aus den Strommischen der Jahre 2015 und 2050 gerechnet. Das bildet den Fall ab, dass die Syntheseanlage weiterläuft, wenn Strom aus der verknüpften Stromquelle nicht zur Verfügung steht. Abbildung 41 zeigt die Ergebnisse dieser Ökobilanzrechnungen.

Abbildung 41: Sensitivität Pfad 9 (FT-PbTL KUP) mit PV-Strom und Strommix 2015/2050 (Volllaststunden Syntheseanlage)



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

Für das Jahr 2015 bedeutet der Strombezug aus dem Strommix (Pfad 9a) einen Anstieg des Treibhauspotenzials von Pfad 9 von 43 auf 260 g CO₂eq/MJ Produkt. Damit wird fast das Dreifache des Referenzwerts für fossilen Kraftstoff erreicht. Für das Jahr 2050 ist der Bezug von Strom aus dem Mix (Pfad 9c, 12 g CO₂eq/MJ Produkt) sogar ein Vorteil gegenüber der reinen Nutzung von Photovoltaik (Pfad 9b, 14 g CO₂eq/MJ Produkt), wie in Pfad 9 vorgesehen. Der Grund: Im Strommix sind auch andere erneuerbare Quellen enthalten, die ein niedrigeres Treibhauspotenzial haben.

5.3.3.1.3.4 Ausgewählte Ergebnisse in anderen Wirkungskategorien

In Tabelle 20 sind die Bandbreiten der Ergebnisse für alle zehn Umweltwirkungen, die im Rahmen dieser Studie untersucht wurden, für die überwiegend biomassebasierten Fischer-Tropsch-Pfade für das Jahr 2050 mit den Volllaststunden der Syntheseanlage aufgeführt. Eine detaillierte Auflistung für alle Pfade, Stützjahre und Betriebsweisen findet sich auf der Internetseite des Umweltbundesamtes. Eine tiefergehende Beschreibung der Ursachen (Materialien, Verfahren, Prozesse) der Umweltwirkungen findet sich im Abschnitt 5.3.4 zur produktübergreifenden Analyse.

Tabelle 20: Bandbreiten der Ökobilanzberechnungen 2050 überwiegend biomassebasierter Fischer-Tropsch-Pfade (Vollaststunden Synthesenanlage)

Umweltwirkung	Referenz (Mittelwert Diesel/Benzin)	Min (Pfad)	Max (Pfad)	Kommentar
Treibhauspotenzial [g CO ₂ eq/MJ]	89	0,69 (1)	14 (9)	Die meisten Pfade liegen zwischen 3 und 6 g CO ₂ eq/MJ
Versauerung [g SO ₂ eq/MJ]	0,074	0,025 (1)	0,67 (8)	Die meisten Pfade liegen unter 0,300 g SO ₂ eq/MJ
Eutrophierung [g PO ₄ eq/MJ]	0,021	0,0028 (1)	0,13 (8)	Nur die Pfade 1 und 16 liegen unter der fossilen Referenz von 0,021 g PO ₄ eq/MJ
Kumulierter Energieaufwand [MJ/MJ]	1,2	2,2 (2)	3,4 (8)	Viele Pfade liegen zwischen 2,3 und 2,5 MJ/MJ
Sommersmog [g C ₂ H ₄ eq/MJ]	0,046	0,0066 (1)	0,041 (9)	Viele Pfade liegen um 13 mg C ₂ H ₄ eq/MJ.
Ozonabbau [g CFC11eq/MJ]	6,4E-06	4,7E-06 (16)	3,7E-04 (8)s	Nur die Pfade mit Restbiomasse (1, 2, 16) liegen unter der fossilen Referenz
Feinstaub [g/MJ]	0,065	0,019 (1)	0,24 (8)	Nur die Pfade mit Restbiomasse (1, 2, 16) liegen unter der fossilen Referenz
Kumulierter Rohstoffaufwand [kg/MJ]	0,029	0,0039 (1)	0,041 (9)	Viele Pfade liegen unter 0,017 kg/MJ.
Naturraumbeanspruchung [m ² a/MJ]	9,4E-05	1,0E-04 (1)	4,1E-02 (8)	Sehr große Unterschiede zwischen Rest- und Anbaubiomasse
Wasserbedarf [l/MJ]	0,067	0,33 (16)	18 (8)	Sehr große Unterschiede zwischen Rest- und Anbaubiomasse

Für das **Treibhauspotenzial** liegen wie in Abschnitt 5.3.3.1.3.2 beschrieben, die Werte zwischen 0,69 und 14 g CO₂eq/MJ. Das entspricht zwischen 1 und 16 % der fossilen Referenz (des durchschnittlichen Treibhauspotenzials von Diesel und Benzin inklusive Vorkette). Pfade 1 und 9 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Die meisten Pfade liegen zwischen 3 und 6 g CO₂eq/MJ. Hauptquellen sind die Stromerzeugung für die Elektrolyse und der Anbau des Holzes aus Kurzumtriebsplantagen.

Für die **Versauerung** liegen die Werte zwischen 0,025 und 0,67 g SO₂eq/MJ. Das entspricht zwischen 34 und 900 % der fossilen Referenz. Die Pfade 1 und 8 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Die meisten Pfade liegen unter 0,300 g SO₂eq/MJ, drei unter der fossilen Referenz von 0,074 g SO₂eq/MJ. Hauptquelle ist der Anbau des Holzes aus Kurzumtriebsplantagen.

Für die **Eutrophierung** liegen die Werte zwischen 0,0028 und 0,13 g PO₄eq/MJ. Das entspricht zwischen 13 und 620 % der fossilen Referenz. Die Pfade 1 und 8 sind die mit den geringsten und

meisten Emissionen. Nur zwei Pfade (1 und 16) liegen unter der fossilen Referenz von 0,021 g PO₄eq/MJ. Hauptquellen sind die Stromerzeugung für die Elektrolyse und der Anbau des Holzes aus Kurzumtriebsplantagen.

Der **Kumulierte Energieaufwand** liegt zwischen 2,2 und 3,4 MJ/MJ. Das entspricht zwischen 179 und 276 % der fossilen Referenz. Die Pfade 2 und 8 sind die mit dem geringsten und meisten Aufwand. Viele Pfade liegen zwischen 2,3 und 2,5 MJ/MJ. Hauptursachen sind die Stromerzeugung für die Elektrolyse und Anbau und Transport der Biomasse.

Für die Wirkungskategorie **Sommersmog** liegen die Werte zwischen 0,0066 und 0,041 g C₂H₄eq/MJ. Das entspricht zwischen 15 und 91 % der fossilen Referenz. Die Pfade 1 und 9 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Viele Pfade liegen um 13 mg C₂H₄eq/MJ. Hauptquellen sind die Stromerzeugung für die Elektrolyse und Anbau und Transport der Biomasse.

Für den **Ozonabbau** liegen die Werte zwischen 4,7E-06 und 3,7E-04 g CFC11eq/MJ. Das entspricht zwischen 76 und 5900 % der fossilen Referenz. Die Pfade 16 und 8 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Nur die Pfade mit Restbiomasse (1, 2, 16) liegen unter der fossilen Referenz von 6,15E-06 g CFC11 eq/MJ. Hauptquelle ist der Anbau des Holzes aus Kurzumtriebsplantagen.

Für die Wirkungskategorie **Feinstaub** liegen die Werte zwischen 0,019 und 0,24 g/MJ. Das entspricht zwischen 29 und 370 % der fossilen Referenz. Die Pfade 1 und 8 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Nur die Pfade mit Restbiomasse (1, 2, 16) liegen unter der fossilen Referenz von 0,065 g/MJ oder darunter. Hauptquellen sind die Stromerzeugung für die Elektrolyse und der Anbau der Biomasse.

Der **Kumulierte Rohstoffaufwand** liegt zwischen 0,0039 und 0,041 kg/MJ. Das entspricht zwischen 14 und 166 % der fossilen Referenz. Die Pfade 1 und 9 sind die mit dem geringsten und meisten Aufwand. Viele Pfade liegen unter 0,017 kg/MJ. Hauptursache ist die Stromerzeugung für die Elektrolyse.

Bei der **Naturraumbeanspruchung** liegen die Werte zwischen 1,0E-04 und 4,1E-02 m²a/MJ. Das entspricht zwischen 110 und mehr als 44.000 % der fossilen Referenz. Die Pfade 1 und 8 sind die mit den geringsten und meisten Auswirkungen. Hauptquellen sind der Anbau des Holzes aus Kurzumtriebsplantagen und die Stromerzeugung für die Elektrolyse, insbesondere aus Photovoltaikanlagen.

Der **Wasserbedarf** liegt zwischen 0,33 und 18 l/MJ. Das entspricht zwischen 490 und 27.000 % der fossilen Referenz. Die Pfade 16 und 8 sind die mit dem geringsten und größten Bedarf. Die PBtL-Pfade mit Holz aus Kurzumtriebsplantagen liegen bei rund 5 l/MJ, die PBtL-Pfade mit Reststoffen bei rund 0,4 l/MJ. Hauptursache ist der Anbau des Holzes aus Kurzumtriebsplantagen.

5.3.3.2 Methanol

5.3.3.2.1 Kurzer Überblick, Anmerkungen zur Datenqualität und Technologiereife

Die Methanolsynthese auf Basis von CO₂ ist eine Technologie mit hohem Reifegrad. Während der Reaktion wird viel Wärme frei, die aber zum Teil innerhalb der Anlage genutzt wird, um das Methanol aufzureinigen. Es steht deshalb bei diesem Verfahren nicht ganz so viel überschüssige Wärme wie bei der Fischer-Tropsch-Synthese zur Verfügung, die in der CO₂-Abscheidung oder einer Hochtemperaturelektrolyse genutzt werden kann. Da ein großer Teil der Wärme auf hohem Temperaturniveau anfällt, lässt sich daraus auch Strom gewinnen und in die Elektrolyse einspeisen. Diese Energieintegration ist in den hier untersuchten Pfaden durchweg angenommen. Das gilt auch für die (P)BtL-Pfade, in denen die überschüssige Wärme genutzt wird, um die Biomasse zu trocknen und zu pelletieren.

Als Basisfall wird in allen Pfaden mit den maximal möglichen Volllaststunden der Synthesenanlagen gerechnet. Als zweite Hauptvariante wird dann die Herstellung mit den Volllaststunden der Stromquelle betrachtet (Erläuterungen dazu in Abschnitt 5.1.3.2)

Die überwiegend biomassebasierten Verfahren ((P)BtL) haben z. T. einen anderen Technologiereifegrad als die rein strombasierten (PtL) Verfahren. Das liegt hauptsächlich an noch offenen technischen Fragen bei der Vergasung/Pyrolyse der Biomassen und der Einbindung der Elektrolyseure. Wegen dieser technischen Unterschiede zwischen den PtL- und den (P)BtL-Pfaden werden diese im Folgenden getrennt betrachtet.

Produktionsdaten für die Herstellung von Methanol wurden aus thermodynamischen Modellrechnungen mit dem Software-Tool ASPEN Plus abgeleitet. Dabei wurde eine hohe Wärmeintegration angenommen. Die Daten spiegeln somit möglicherweise eine eher optimistische Sichtweise wider.

5.3.3.2.2 Ergebnisse für rein strombasierte Pfade

Damit die folgenden Ergebnisdiagramme besser lesbar sind, werden die rein strombasierten Bereitstellungspfade für Fischer-Tropsch-Kraftstoff noch einmal in Tabelle 21 aufgeführt. An den Diagrammen sind dann nur die Pfadnummern vermerkt.

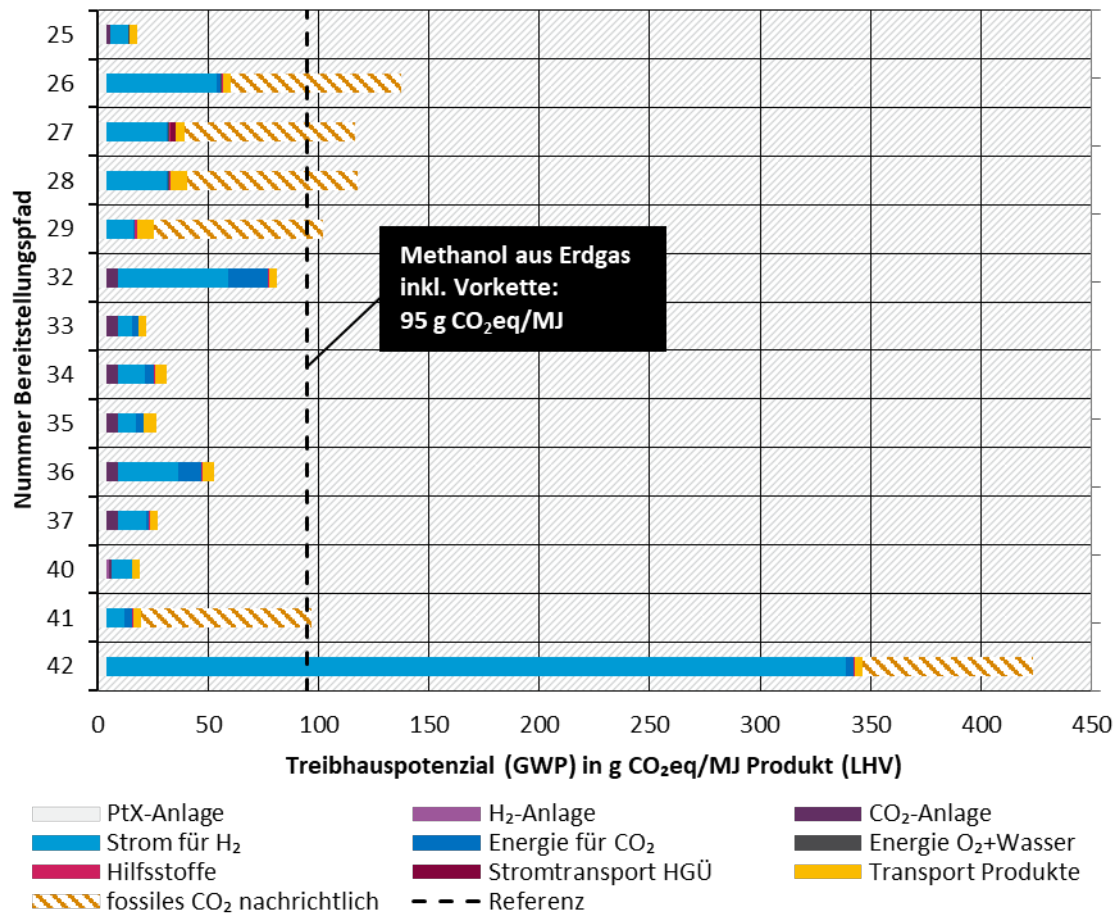
Tabelle 21: Rein strombasierte Bereitstellungspfade für Methanol

Pfad	Standort	Synthese	CO ₂ -Quelle	Stromquelle	Elektrolyse	Transport
25	Deutschland	PtL	Biogasanlage	Wind onshore	Alkalische Elektrolyse	LKW
26	Deutschland	PtL	Zementwerk	PV Freilandanlage	Alkalische Elektrolyse	LKW
27	Saudi-Arabien	PtL in Deutschland	Zementwerk in Deutschland	PV Freilandanlage in Saudi-Arabien	Alkalische Elektrolyse	Hochspannungsgleichstrom + LKW
28	Saudi-Arabien	PtL	Zementwerk	PV Freilandanlage	Alkalische Elektrolyse	Tanker + LKW
29	Saudi-Arabien	PtL	Zementwerk	Solkraftwerk (CSP)	Alkalische Elektrolyse	Tanker + LKW
32	Deutschland	PtL	DAC (Luft)	PV Freilandanlage	Alkalische Elektrolyse	LKW
33	Deutschland	PtL	DAC (Luft)	Wind offshore	Alkalische Elektrolyse	LKW
34	Marokko	PtL	DAC (Luft)	Solkraftwerk (CSP)	Alkalische Elektrolyse	Tanker + LKW
35	Marokko	PtL	DAC (Luft)	Wind onshore	Alkalische Elektrolyse	Tanker + LKW
36	Marokko	PtL	DAC (Luft)	PV Freilandanlage	Alkalische Elektrolyse	Tanker + LKW
37	Island	PtL	DAC (Luft)	Geothermiekraftwerk	Alkalische Elektrolyse	Tanker + LKW
40	Deutschland	PtL	Biogasanlage	Wind onshore	Polymer-Elektrolyt-Membran-EL	LKW
41	Deutschland	PtL	Braunkohlekraftwerk	Wind onshore	Alkalische Elektrolyse	LKW
42	Deutschland	PtL	Braunkohlekraftwerk	Strommix	Alkalische Elektrolyse	LKW

5.3.3.2.2.1 Treibhauspotenzial heute

In Abbildung 42 sind die Berechnungen für das Treibhauspotenzial (GWP) der rein strombasierten Methanol-Pfade (PtL-Synthese) für das Jahr 2015 dargestellt. Die in den Ergebnissen aufgeschlüsselten Prozessschritte sind in Tabelle 15 näher beschrieben. Pfad 42, in dem der Strom für Elektrolyse aus dem deutschen Strommix stammt, schneidet deutlich am schlechtesten ab, was auf den hohen Anteil fossiler Brennstoffe bei der Stromerzeugung zurückzuführen ist. Würde man das CO₂ aus Zementwerken und Braunkohlekraftwerken dem Methanol zuordnen, anstatt es hier nur nachrichtlich auszuweisen, so würden auch diese Pfade genauso schlecht oder sogar schlechter als die konventionelle Referenz abschneiden.

Abbildung 42: Treibhauspotenzial 2015 rein strombasierter Methanolfpade (Volllaststunden Syntheseanlage)



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

In allen Pfaden stellt der Strom für die Elektrolyse den größten Anteil zum Treibhauspotenzial. In den Pfaden 32 bis 36 schlägt sich auch der hohe apparative Aufwand für die CO₂-Abscheidung aus der Luft nieder. Am günstigsten schneiden die Pfade mit einer Abscheidung von CO₂ aus Biogasanlagen (25, 40) ab. Etliche Pfade liegen im Bereich von 20 bis 25 g CO₂eq/MJ Produkt, was eine Reduktion von etwa 75 % gegenüber konventionellem Methanol bedeutet.

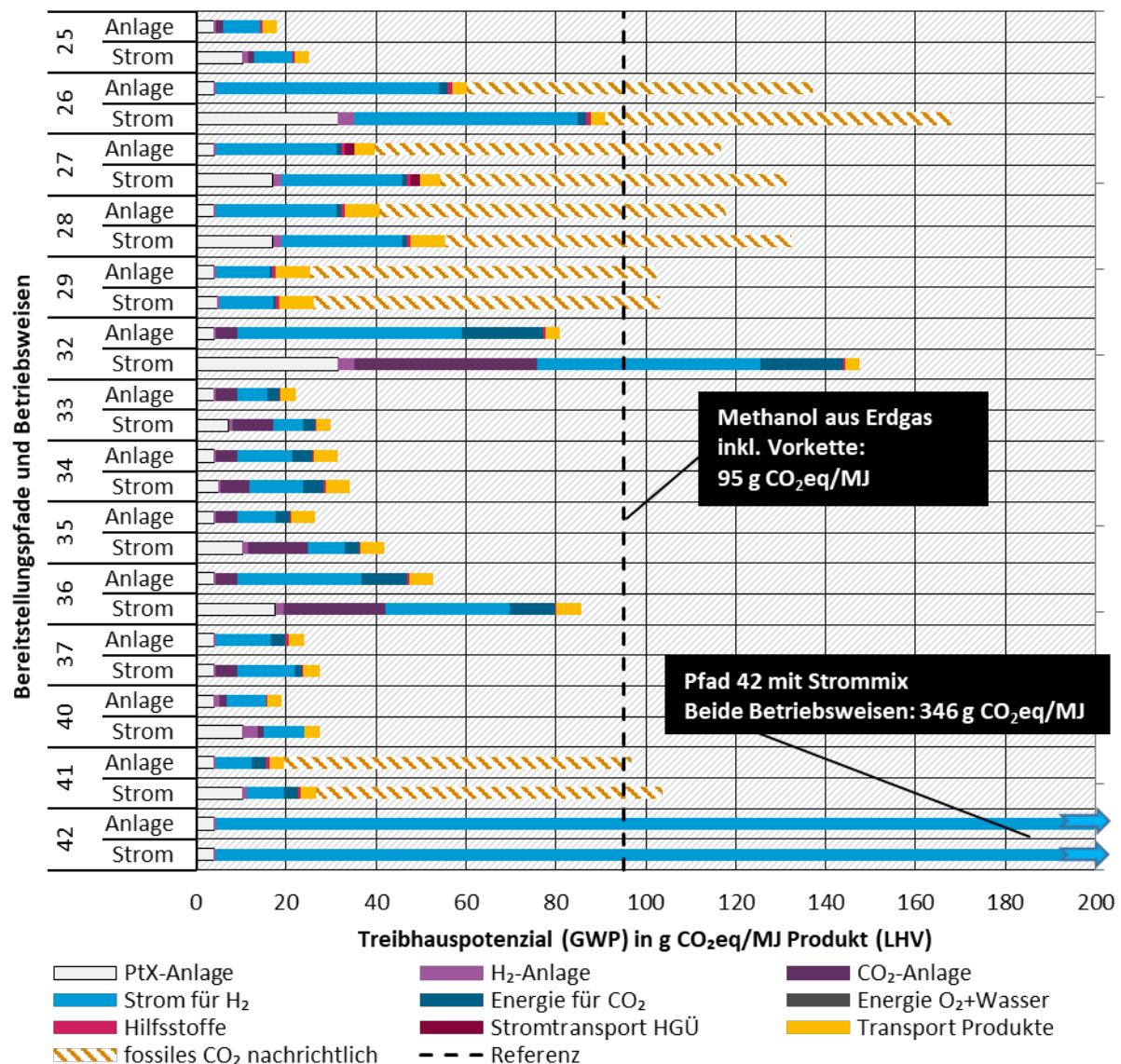
Auch beim Einfluss der Stromquelle zeigt sich ein ähnliches Bild wie bei den Fischer-Tropsch-Kraftstoffen. Pfade mit Strom aus Photovoltaikanlagen (z. B. 32 und 36) zeigen ein deutlich höheres Treibhauspotenzial als sonst identische Pfade, in denen der Strom aus Windkraftanlagen (33, 35) oder konzentrierender Solarkraft (34) stammt.

Da die CO₂-Abscheidung aus der Luft energieintensiv ist und im Stützjahr 2015 nicht vollständig aus der Abwärme der Methanol-Synthese versorgt werden kann, skaliert deren Beitrag auch mit der eingesetzten Stromquelle und deren Volllaststunden. Der Transport der flüssigen Energieträger spielt hingegen eine untergeordnete Rolle.

5.3.3.2.2 Zweite Hauptvariante: Treibhauspotenzial heute in Abhängigkeit von der Betriebsweise

Als zweite Hauptvariante wird das Treibhauspotenzial der strombasierten Methanol-Pfade 2015 mit den Volllaststunden der Stromquelle berechnet. Das bildet näherungsweise den Fall ab, dass die Syntheseanlage nur dann läuft, wenn Strom aus der verknüpften Stromquelle zur Verfügung steht (siehe Abschnitt 5.1.3.2). Abbildung 43 vergleicht die Ergebnisse beider Ökobilanzrechnungen für das Treibhauspotenzial.

Abbildung 43: Treibhauspotenzial 2015 rein strombasierter Methanolfpade (Volllaststunden Syntheseanlage und Volllaststunden Stromquelle)



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

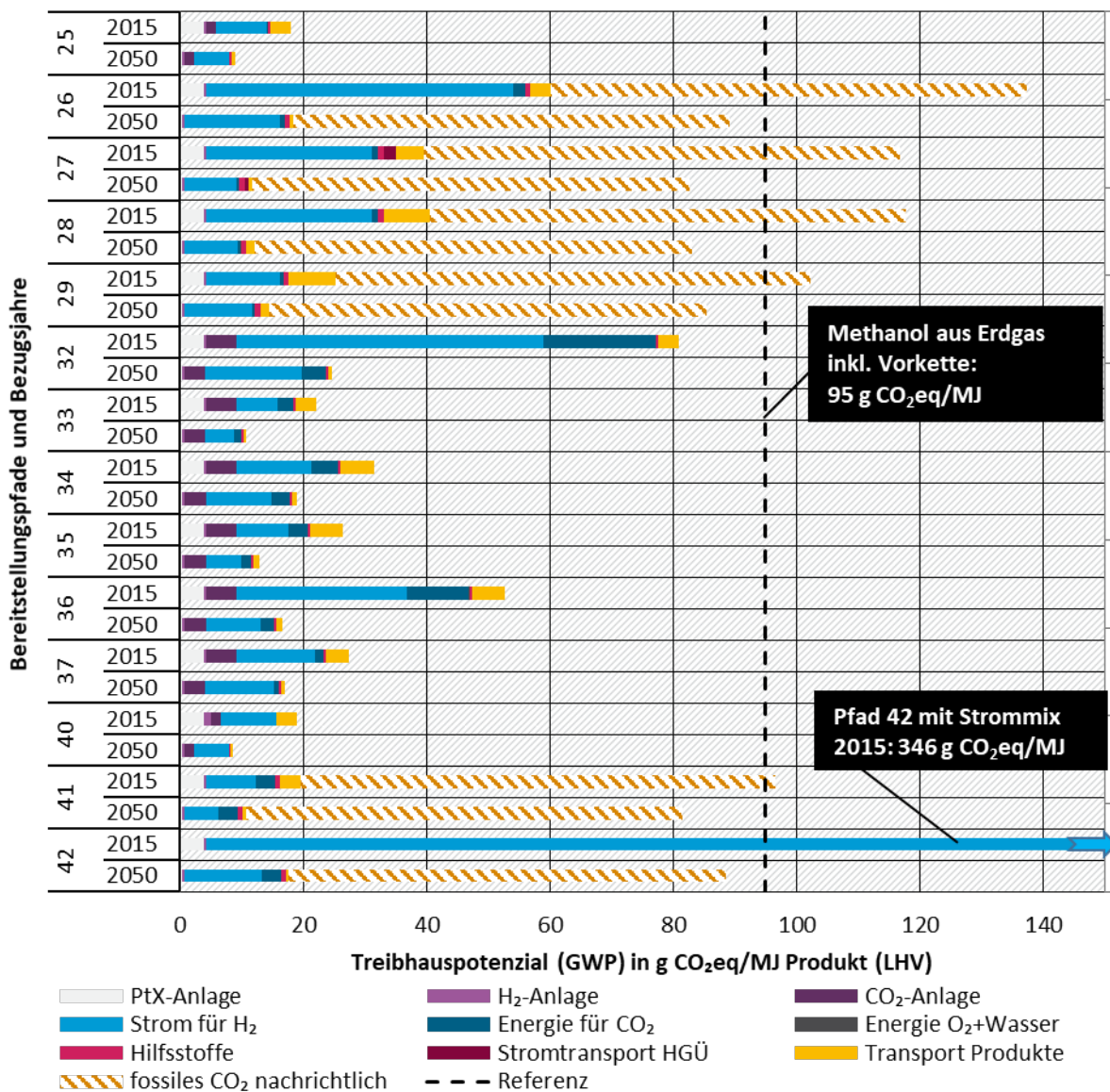
Wie schon bei den Fischer-Tropsch-Kraftstoffen ist das Treibhauspotenzial der Methanolherstellung über alle Pfade im Vergleich zur Berechnung mit den Volllaststunden der Syntheseanlage (Abbildung 42) größer – besonders deutlich für Stromquellen mit niedrigen Volllaststunden. Der Grund dafür ist auch hier der höhere Beitrag der Anlageninfrastruktur. Die Umweltwirkungen, die beim Bau dieser Anlagen entstehen, verteilen sich bei geringeren Volllaststunden und gleichbleibender Lebensdauer auf einen geringeren Produktoutput.

Für Pfad 32 mit Photovoltaikanlagen in Deutschland als Stromquelle und CO₂-Abscheidung aus der Luft ist der Anstieg besonders ausgeprägt. In der Betriebsweise „Volllaststunden Stromquelle“ führt die Herstellung von Methanol zu einem GWP von 81 g CO₂eq/MJ Produkt, in der Betriebsweise „Volllaststunden Syntheseanlage“ sind dies 148 g CO₂eq/MJ Produkt. Dies entspricht einem Anstieg von 83 %.

5.3.3.2.2.3 Treibhauspotenzial 2050

In Abbildung 44 sind die Berechnungen für das Treibhauspotenzial (GWP) der rein strombasierten Methanol-Pfade (PtL-Synthese) für das Jahr 2050 denen des Jahres 2015 gegenübergestellt. Im Vergleich zu den Ergebnissen für das Jahr 2015 sind die Werte um 35 bis 95 % gesunken. Der stärkste Rückgang ist in Pfad 42 zu verzeichnen, in dem der Strom für die Elektrolyse aus dem deutschen Strommix stammt. Im Zuge der Transformation zu einer klimaneutralen Wirtschaft (siehe Abschnitt 5.1.2) sinkt dessen Treibhauspotenzial von 577 g CO₂eq. /kWh im Jahr 2010 auf 14 g CO₂eq. /kWh im Jahr 2050 (Abbildung 34).

Abbildung 44: Treibhauspotenzial 2050 und 2015 rein strombasierter Methanolfpade (Volllaststunden Syntheseanlage)



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

Der Rückgang für die andern Pfade ist ebenfalls auf das sinkende Treibhauspotenzial der Stromquellen – insbesondere Windkraft und Photovoltaik – zurückzuführen. Verbesserte Verfahren, höhere Sekundärmaterialquoten und der Einsatz von regenerativen Energien bei der Herstellung von z. B. Stahl, Zement und Silizium (Abschnitt 5.1.2) für die Stromerzeugungsanlagen sind dafür der Grund. Das GWP für Pfade mit Photovoltaik (26, 28, 32, 36) als Quelle geht um rund 70

% zurück, für die Pfade mit Windstrom (25, 33, 35, 40, 41) um 45 bis 55 %. Die Pfade mit konzentrierender Solarkraft und Geothermie (29, 34) verbessern sich um rund 40 %. Auch die verbesserte Herstellung der Syntheseanlagen trägt einen, wenn auch kleinen, Teil zu dieser positiven Entwicklung bei. Außerdem wird das Methanol im Jahr 2050 mit Tankschiffen und LKW transportiert, die ihrerseits mit diesem Kraftstoff angetrieben werden.

Die meisten Pfade liegen 2050 im Bereich von 10 bis 15 g CO₂eq/MJ Produkt, was eine Reduktion von etwa 85 bis 90 % gegenüber konventionellem Kraftstoff bedeutet.

5.3.3.2.4 Ausgewählte Ergebnisse in anderen Wirkungskategorien

In Tabelle 22 sind die Bandbreiten der Ergebnisse für alle zehn Umweltwirkungen, die im Rahmen dieser Studie untersucht wurden, für die rein strombasierten Methanol-Pfade für das Jahr 2050 mit den Volllaststunden der Syntheseanlage aufgeführt. Eine detaillierte Auflistung für alle Pfade, Stützjahre und Betriebsweisen findet sich auf der Internetseite des Umweltbundesamtes. Eine tiefere Analyse der Ursachen (Materialien, Verfahren, Prozesse) der Umweltwirkungen findet sich im Abschnitt 5.3.4 zur produktübergreifenden Analyse.

Tabelle 22: Bandbreiten der Ökobilanzberechnungen 2050 rein strombasierter Methanolfade (Volllaststunden Syntheseanlage)

Umweltwirkung	Referenz	Min (Pfad)	Max (Pfad)	Kommentar
Treibhauspotenzial [g CO ₂ eq/MJ]	95	8,7 (40)	25 (32)	Die meisten Pfade liegen zwischen 10 und 20 g CO ₂ eq/MJ
Versauerung [g SO ₂ eq/MJ]	0,052	0,082 (40)	4,9 (37)	Die meisten Pfade liegen unter 0,2 g SO ₂ eq/MJ
Eutrophierung [g PO ₄ eq/MJ]	0,0065	0,015 (37)	0,097 (42)	Viele Pfade liegen um 0,05 g PO ₄ eq/MJ.
Kumulierter Energieaufwand [MJ/MJ]	1,6	1,8 (41)	5,4 (37)	Viele Pfade liegen zwischen 1,9 und 2,5 MJ/MJ
Sommersmog [g C ₂ H ₄ eq/MJ]	0,037	0,018 (37)	0,073 (32)	Viele Pfade liegen zwischen 0,025 und 0,050 g C ₂ H ₄ eq/MJ
Ozonabbau [g CFC11eq/MJ]	1,8E-05	1,1E-05 (25)	3,6E-04 (34)	Viele Pfade liegen um 9,0E-05 g CFC11 eq/MJ
Feinstaub [g/MJ]	0,047	0,057 (40)	0,20 (32)	Viele Pfade liegen um 0,13 g/MJ oder darunter
Kumulierter Rohstoffaufwand [kg/MJ]	0,042	0,019 (37)	0,075 (32)	Viele Pfade liegen zwischen 0,040 und 0,060 g/MJ
Naturraumbeanspruchung [m ² a/MJ]	1,9E-04	7,4E-04 (41)	0,026 (32)	Pfade mit PV und CSP liegen deutlich über denen mit Wind, Geothermie und Strommix
Wasserbedarf [l/MJ]	0,048	0,13 (28)	3,8 (37)	Pfad 37 (Geothermie) singulär hoch, die meisten Pfade liegen zwischen 0,13 und 0,46 l/MJ

Für das **Treibhauspotenzial** liegen wie in Abschnitt 5.3.3.2.2.3 beschrieben, die Werte zwischen 8,7 und 25 g CO₂eq/MJ. Das entspricht zwischen 9 und 26 % der fossilen Referenz (des durchschnittlichen Treibhauspotenzials von Methanol aus Erdgas inklusive Vorkette). Die Pfade 40 und 32 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Die meisten Pfade liegen zwischen 10 und 20 g CO₂eq/MJ. Hauptquelle ist die Stromerzeugung für die Elektrolyse.

Für die **Versauerung** liegen die Werte zwischen 0,082 und 4,9 g SO₂eq/MJ. Das entspricht zwischen 160 und 7600 % der fossilen Referenz. Die Pfade 40 und 37 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Die meisten Pfade liegen unter 0,2 g SO₂eq/MJ. Hauptquelle ist die Stromerzeugung für die Elektrolyse – in extremer Weise die direkten Emissionen aus dem Geothermiekraftwerk in Pfad 37.

Für die **Eutrophierung** liegen die Werte zwischen 0,015 und 0,097 g PO₄eq/MJ. Das entspricht zwischen 190 und 1200 % der fossilen Referenz. Die Pfade 37 und 42 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Viele Pfade liegen um 0,05 g PO₄eq/MJ. Hauptquelle ist die Stromerzeugung für die Elektrolyse und in einzelnen Pfad die Energie für die CO₂-Abscheidung.

Der **Kumulierte Energieaufwand** liegt zwischen 1,8 und 5,4 MJ/MJ. Das entspricht zwischen 110 und 340 % der fossilen Referenz. Die Pfade 41 und 37 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Viele Pfade liegen zwischen 1,9 und 2,5 MJ/MJ. Hauptursache ist die Stromerzeugung für die Elektrolyse und die CO₂-Abscheidung.

Für die Wirkungskategorie **Sommersmog** liegen die Werte zwischen 0,018 und 0,073 g C₂H₄eq/MJ. Das entspricht zwischen 50 und 200 % der fossilen Referenz. Die Pfade 37 und 32 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Viele Pfade liegen zwischen 0,025 und 0,050 g C₂H₄eq/MJ. Hauptquelle ist die Stromerzeugung für die Elektrolyse, aber auch der Bau der Anlagen, in einigen Pfaden die Energie für die CO₂-Abscheidung und der Transport des Methanols aus dem Ausland (Tankschiffe mit Methanolantrieb) spielen eine Rolle.

Für den **Ozonabbau** liegen die Werte zwischen 1,1E-05 und 3,6E-04 g CFC11eq/MJ. Das entspricht zwischen 55 und 180 % der fossilen Referenz. Die Pfade 25 und 34 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Viele Pfade liegen um 9,0E-05 g CFC11 eq/MJ. Hauptquelle ist die Stromerzeugung in CSP-Kraftwerken und der Bau der Anlagen für Abscheidung von CO₂ aus der Luft.

Für die Wirkungskategorie **Feinstaub** liegen die Werte zwischen 0,057 und 0,20 g/MJ. Das entspricht zwischen 120 und 420 % der fossilen Referenz. Die Pfade 40 und 32 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Viele Pfade liegen um 0,13 g/MJ oder darunter. Hauptquellen sind die Stromerzeugung für die Elektrolyse, der Bau der Anlagen und auch der Transport des Methanols aus dem Ausland (Tankschiffe mit Methanolantrieb).

Der **Kumulierte Rohstoffaufwand** liegt zwischen 0,019 und 0,075 g/MJ. Das entspricht zwischen 45 und 180 % der fossilen Referenz. Die Pfade 37 und 32 sind die mit dem jeweils geringsten und meisten Aufwand. Viele Pfade liegen zwischen 0,040 und 0,060 g/MJ. Hauptursache ist die Stromerzeugung für die Elektrolyse.

Bei der **Naturraumbeanspruchung** liegen die Werte zwischen 7,4E-04 und 2,6E-02 m²a/MJ. Das entspricht zwischen 390 und mehr als 14.000 % der fossilen Referenz. Die Pfade 33 und 37 sind die mit den geringsten und meisten Auswirkungen. Hauptquelle ist die Stromerzeugung für die Elektrolyse, insbesondere aus Photovoltaikanlagen.

Der **Wasserbedarf** liegt zwischen 0,13 und 3,8 l/MJ. Das entspricht zwischen 275 und 7900 % der fossilen Referenz. Die Pfade 28 und 37 sind die mit dem jeweils geringsten und größten Bedarf. Viele Pfade liegen zwischen 0,15 und 0,3 l/MJ. Hauptursache ist die Stromerzeugung für die

Elektrolyse – in extremer Weise im Geothermiekraftwerk in Pfad 15 – und das Prozesswasser für die Methanolsynthese.

5.3.3.2.3 Ergebnisse für überwiegend biomassebasierte Pfade

Damit die folgenden Ergebnisdiagramme besser lesbar sind, werden die überwiegend biomassebasierten Bereitstellungspfade für Methanol noch einmal in Tabelle 23 aufgeführt. An den Diagrammen sind dann nur die Pfadnummern vermerkt.

Tabelle 23: Überwiegend biomassebasierte Bereitstellungspfade für Methanol

Pfad	Standort	Synthese	Biomasse	Stromquelle	Elektrolyse	Transport
23	Deutschland	BtL	Stroh	---	---	LKW
24	Deutschland	PBtL	Stroh	Wind onshore	Alkalische Elektrolyse	LKW
30	Deutschland	BtL	Pappelholz aus Kurzumtriebsplantagen	---	---	LKW
31	Deutschland	PBtL	Pappelholz aus Kurzumtriebsplantagen	PV Freilandanlage	Alkalische Elektrolyse	LKW
38	Schweden	PBtL	Waldrestholz	Wasserkraft	Alkalische Elektrolyse	Tanker + LKW
39	Schweden	PBtL	Pappelholz aus Kurzumtriebsplantagen	Wasserkraft	Alkalische Elektrolyse	Tanker + LKW

5.3.3.2.3.1 Treibhauspotenzial heute

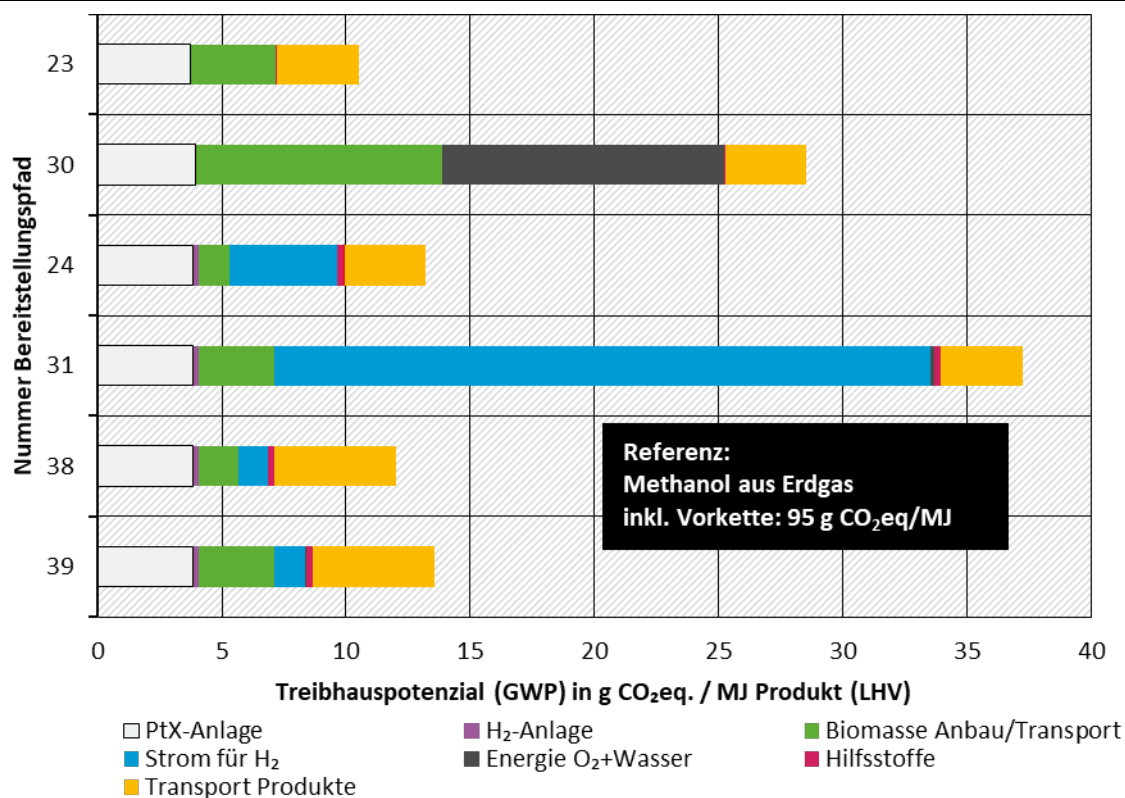
In Abbildung 45 sind die Berechnungen für das Treibhauspotenzial (GWP) der überwiegend biomassebasierten Methanolfpade ((P)BtL-Synthese) für das Jahr 2015 dargestellt. Die in den Ergebnissen aufgeschlüsselten Prozessschritte sind in Tabelle 15 näher beschrieben. Bei den Pfaden, bei denen kein Wasserstoff zum Einsatz kommt (23, 30) liefern Anbau und Transport der Biomasse einen großen Anteil zum GWP. Der größere Wert für Pfad 30 spiegelt die höheren Emissionen bei Anbau und Ernte des Pappelholzes aus Kurzumtriebsplantagen wider. Das aus der Methanolanlage weniger Energie ausgekoppelt werden kann als aus der Fischer-Tropsch-Anlage muss mehr externe Energie bezogen werden, um den Sauerstoff für die Vergasung der Biomasse per Luftzerlegung bereitzustellen. Auch dies spiegelt sich in Pfad 30 wider.

Die Pfade 24 und 31 setzen dieselben Substrate wie die Pfade 23 und 31 ein (Stroh und Pappelholz), nutzen diese aber besser aus, indem Wasserstoff zugemischt wird. Deshalb ist der Beitrag der Biomasse in diesen Pfaden geringer. Andererseits kommt dadurch aber das Treibhauspotenzial des Stroms für die Elektrolyse hinzu, der hier aus Photovoltaikanlagen stammt.

Pfad 38 und 39 kombinieren die effiziente Nutzung der Anbaubiomasse Pappelholz mit Stromquellen mit einem niedrigen GWP. Daraus resultieren insgesamt niedrigen Treibhauspotenziale.

Viele Pfade liegen im Bereich von 10 bis 15 g CO₂eq/MJ Produkt, was eine Reduktion von etwa 85 bis 90 % gegenüber konventionellem Kraftstoff bedeutet. Pfad 31 erreicht mit 37 g CO₂eq/MJ Produkt lediglich eine 50-%ige Reduktion gegenüber der fossilen Referenz.

Abbildung 45: Treibhauspotenzial 2015 biomassebasierter Methanolfpade (Volllaststunden Syntheseanlage)



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

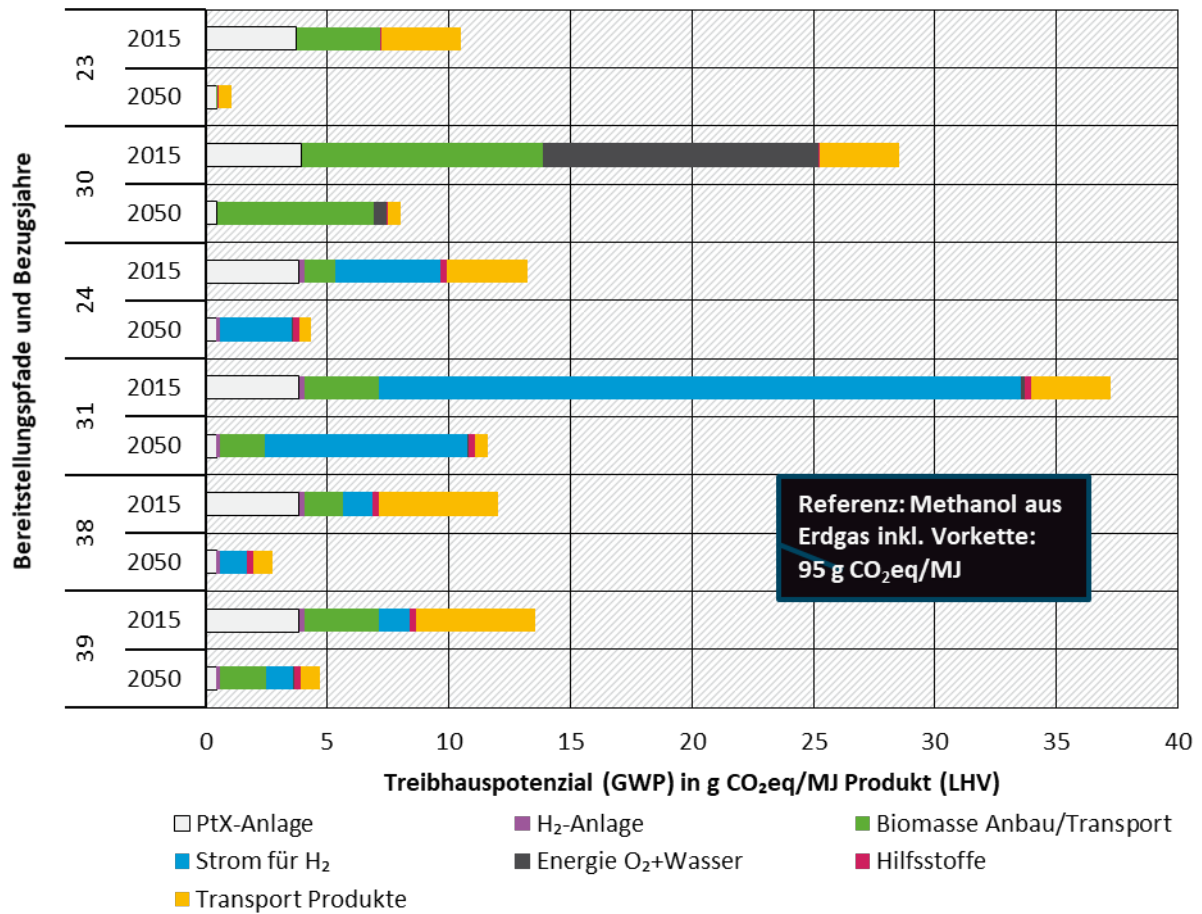
Im Fall der überwiegend biomassebasierten Methanolfpade ist es nicht sinnvoll eine zweite Hauptvariante mit den Volllaststunden der Stromquelle darzustellen. Den Großteil der Energie, des Kohlenstoffs und des Wasserstoffs für die Synthese beziehen diese Anlagen aus der verwendeten Biomasse, der Strom liefert lediglich zusätzlichen Wasserstoff für die bessere Ausnutzung des Kohlenstoffs. Dieser wird entweder auf Vorrat erzeugt und gespeichert, oder die Anlage in Zeiten fehlenden Stromangebots aus erneuerbaren Energien mit dem Strommix betrieben.

5.3.3.2.3.2 Treibhauspotenzial 2050

In Abbildung 46 sind die Berechnungen für das Treibhauspotenzial (GWP) der überwiegend biomassebasierten Methanolfpade ((P)BtL-Synthese) für das Jahr 2050 denen des Jahres 2015 gegenübergestellt. Im Vergleich zu den Ergebnissen für das Jahr 2015 sind die Werte um 65 bis 90 % gesunken. Der relativ stärkste Rückgang von 90 % ist in Pfad 23 zu verzeichnen, denn das dort verwendet Stroh wird 2050 mit Maschinen verarbeitet und transportiert, die ihrerseits mit PtX-Kraftstoffen angetrieben werden. Auch für die anderen Pfade werden die Transport- und Verarbeitungsprozesse besser. Für die Anbaubiomasse Pappelholz sinkt der GWP der Biomassebereitstellung dadurch um rund 40 %.

Die Mehrzahl der Pfade liegt 2050 im Bereich von 4 g CO₂eq./MJ Produkt, was eine Reduktion von etwa 96 % gegenüber konventionellem Kraftstoff bedeutet. Pfad 31 erreicht mit 12 g CO₂eq./MJ Produkt eine 87-%ige Reduktion gegenüber der fossilen Referenz.

Abbildung 46: Treibhauspotenzial 2050 und 2015 biomassebasierter Methanolfpade (Volllaststunden Syntheseanlage)

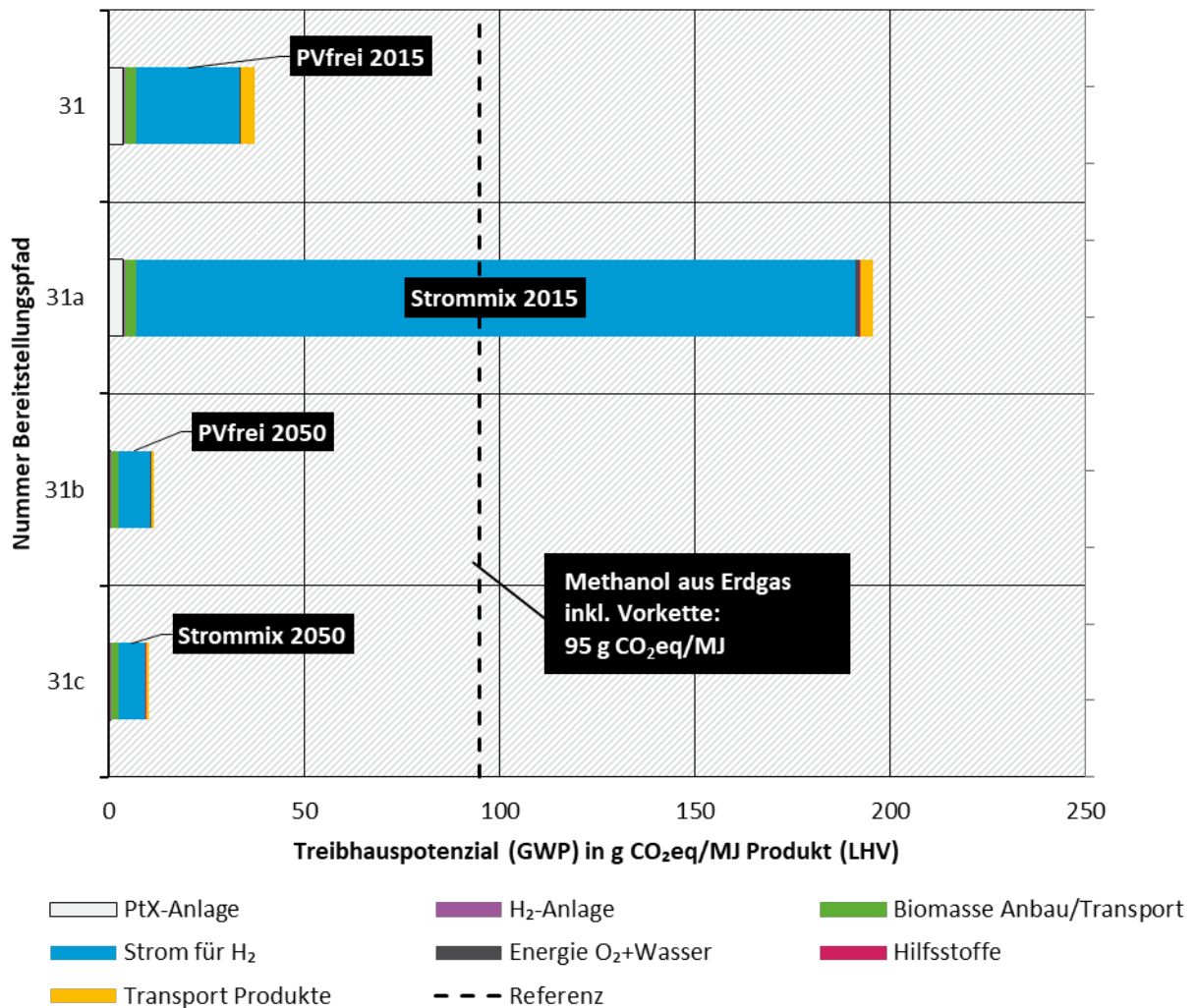


Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

5.3.3.2.3.3 Sensitivität: Treibhauspotenzial bei Betrieb mit Strommix

Als Sensitivität wird das Treibhauspotenzial des biomassebasierten Methanolfpades 31 (MeOH-PBtL, KUP, PVfrei, AEL) mit Strombezug aus dem Strommix gerechnet. Das bildet den Fall ab, dass die Syntheseanlage weiterläuft, wenn Strom aus der verknüpften Stromquelle zur nicht Verfügung steht. Abbildung 47 zeigt die Ergebnisse dieser Ökobilanzrechnungen.

Abbildung 47: Sensitivität Pfad 31 (MS-PBtL KUP) mit PV-Strom und Strommix 2015/2050 (Voll- laststunden Syntheseanlage)



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

Für das Jahr 2015 bedeutet der Strombezug aus dem Strommix (Pfad 31a) einen Anstieg des Treibhauspotenzials von Pfad 31 von 37 auf 196 g CO₂eq/MJ Produkt. Damit wird mehr als das Doppelte des Referenzwert für fossilen Kraftstoff erreicht. Für das Jahr 2050 ist der Bezug von Strom aus dem Mix (Pfad 31c, 10 g CO₂eq/MJ Produkt) dagegen sogar ein Vorteil gegenüber der reinen Nutzung von Photovoltaik (Pfad 31b, 12 g CO₂eq/MJ Produkt), wie in Pfad 31 vorgesehen.

5.3.3.2.3.4 Ausgewählte Ergebnisse in anderen Wirkungskategorien

In Tabelle 24 sind die Bandbreiten der Ergebnisse für alle zehn Umweltwirkungen, die im Rahmen dieser Studie untersucht wurden, für die überwiegend biomassebasierten Methanol-Pfade für das Jahr 2050 mit den Volllaststunden der Syntheseanlage aufgeführt. Eine detaillierte Auflistung für alle Pfade, Stützjahre und Betriebsweisen findet sich auf den Internetseiten des Umweltbundesamtes. Eine tiefere Analyse der Ursachen (Materialien, Verfahren, Prozesse) der Umweltwirkungen findet sich im Abschnitt 5.3.4 zur produktübergreifenden Analyse.

Tabelle 24: Bandbreiten der Ökobilanzberechnungen 2050 überwiegend biomassebasierter Methanol-Pfade (Volllaststunden Syntheseanlage)

Umweltwirkung	Referenz	Min (Pfad)	Max (Pfad)	Kommentar
Treibhauspotenzial [g CO ₂ eq/MJ]	95	1,1 (23)	12 (31)	Die meisten Pfade liegen zwischen 3 und 8 g CO ₂ eq/MJ
Versauerung [g SO ₂ eq/MJ]	0,052	0,042 (38)	0,71 (30)	Die Pfade mit Restbiomasse (23, 24, 28) liegen unter oder nur knapp über der fossilen Referenz
Eutrophierung [g PO ₄ eq/MJ]	0,0065	0,0045 (23)	0,14 (30)	Nur ein Pfad (23) Pfade liegt unter der fossilen Referenz
Kumulierter Energieaufwand [MJ/MJ]	1,6	1,9 (24)	3,5 (30)	Die PBtL-Pfade sind günstiger als die BtL-Pfade und liegen zwischen 1,9 und 2,2 MJ/MJ
Sommersmog [g C ₂ H ₄ eq/MJ]	0,037	0,0092 (23)	0,034 (31)	Viele Pfade liegen um 0,015 g C ₂ H ₄ eq/MJ
Ozonabbau [g CFC11eq/MJ]	1,8E-05	6,7E-06 (38)	3,8E-04 (30)	Nur die Pfade mit Restbiomasse (23, 24, 28) liegen unter der fossilen Referenz
Feinstaub [g/MJ]	0,047	0,026 (23)	0,29 (30)	Nur die Pfade mit Restbiomasse (23, 24, 28) liegen unter der fossilen Referenz
Kumulierter Rohstoffaufwand [kg/MJ]	0,042	0,0074 (23)	0,034 (31)	Viele Pfade liegen unter 0,020 kg/MJ
Naturraumbeanspruchung [m ² a/MJ]	1,9E-04	2,2E-04 (23)	4,2E-02 (30)	Große Unterschiede zwischen Rest- und Anbaubiomasse
Wasserbedarf [l/MJ]	0,048	0,13 (23)	18 (30)	Große Unterschiede zwischen Rest- und Anbaubiomasse

Für das **Treibhauspotenzial** liegen wie in Abschnitt 5.3.3.2.3.2 beschrieben, die Werte zwischen 1 und 12 g CO₂eq/MJ. Das entspricht zwischen 1,1 und 12 % der fossilen Referenz (des durchschnittlichen Treibhauspotenzials von Methanol aus Erdgas inklusive Vorkette). Pfade 23 und 31 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Die meisten Pfade liegen zwischen 3 und 8 g CO₂eq/MJ. Hauptquellen sind die Stromerzeugung für die Elektrolyse und der Anbau des Holzes aus Kurzumtriebsplantagen.

Für die **Versauerung** liegen die Werte zwischen 0,042 und 0,71 g SO₂eq/MJ. Das entspricht zwischen 80 und 1100 % der fossilen Referenz. Die Pfade 38 und 30 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Drei Pfade liegen unter oder nur knapp über der fossilen Referenz von 0,052 g SO₂eq/MJ. Hauptquelle ist der Anbau des Holzes aus Kurzumtriebsplantagen.

Für die **Eutrophierung** liegen die Werte zwischen 0,0045 und 0,14 g PO₄eq/MJ. Das entspricht zwischen 70 und 2200 % der fossilen Referenz. Die Pfade 23 und 30 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Nur ein Pfad (23) Pfade liegt unter der fossilen Referenz von 0,007 g PO₄eq/MJ. Hauptquellen sind die Stromerzeugung für die Elektrolyse und der Anbau des Holzes aus Kurzumtriebsplantagen.

Der **Kumulierte Energieaufwand** liegt zwischen 1,9 und 3,5 MJ/MJ. Das entspricht zwischen 120 und 220 % der fossilen Referenz. Die Pfade 24 und 30 sind die mit dem geringsten und meisten Aufwand. Die PBtL-Pfade sind günstiger als die BtL-Pfade und liegen zwischen 1,9 und 2,2 MJ/MJ. Hauptursachen sind die Stromerzeugung für die Elektrolyse und Anbau und Transport der Biomasse.

Für die Wirkungskategorie **Sommersmog** liegen die Werte zwischen 0,0092 und 0,034 g C₂H₄eq/MJ. Das entspricht zwischen 24 und 92 % der fossilen Referenz. Die Pfade 23 und 31 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Viele Pfade liegen um 0,015 g C₂H₄eq/MJ. Hauptquellen sind die Stromerzeugung für die Elektrolyse und Anbau und Transport der Biomasse.

Für den **Ozonabbau** liegen die Werte zwischen 6,7E-06 und 3,8E-04 g CFC11eq/MJ. Das entspricht zwischen 40 und 2100 % der fossilen Referenz. Die Pfade 38 und 30 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Nur die Pfade mit Restbiomasse (23, 24, 28) liegen unter der fossilen Referenz von 1,8E-05 g CFC11 eq/MJ. Hauptquelle ist der Anbau des Holzes aus Kurzumtriebsplantagen.

Für die Wirkungskategorie **Feinstaub** liegen die Werte zwischen 0,026 und 0,29 g/MJ. Das entspricht zwischen 60 und 620 % der fossilen Referenz. Die Pfade 23 und 30 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Nur die Pfade mit Restbiomasse (23, 24, 28) liegen unter der fossilen Referenz von 0,047 g/MJ. Hauptquellen sind die Stromerzeugung für die Elektrolyse und der Anbau der Biomasse.

Der **Kumulierte Rohstoffaufwand** liegt zwischen 0,0074 und 0,034 kg/MJ. Das entspricht zwischen 17 und 91 % der fossilen Referenz. Die Pfade 23 und 31 sind die mit den geringsten und meisten Aufwand. Viele Pfade liegen unter 0,020 kg/MJ. Hauptursache ist die Stromerzeugung für die Elektrolyse.

Bei der **Naturraumbeanspruchung** liegen die Werte zwischen 2,2E-04 und 4,2E-02 m²a/MJ. Das entspricht zwischen 115 und mehr als 22.000 % der fossilen Referenz. Die Pfade 23 und 30 sind die mit den geringsten und meisten Auswirkungen. Hauptquellen sind der Anbau des Holzes aus Kurzumtriebsplantagen und die Stromerzeugung für die Elektrolyse, insbesondere aus Photovoltaikanlagen.

Der **Wasserbedarf** liegt zwischen 0,13 und 18 l/MJ. Das entspricht zwischen 260 und 38.000 % der fossilen Referenz. Die Pfade 23 und 30 sind wieder die mit dem geringsten und größten Bedarf. Die PBtL-Pfade mit Holz aus Kurzumtriebsplantagen liegen bei rund 5,8 l/MJ, die PBtL-Pfade mit Reststoffen bei rund 0,3 l/MJ. Hauptursache ist der Anbau des Holzes aus Kurzumtriebsplantagen.

5.3.3.3 Synthetisches Erdgas

5.3.3.3.1 Kurzer Überblick, Anmerkungen zur Datenqualität und Technologiereife

Die Methansynthese auf Basis von CO₂ ist eine Technologie mit hohem Reifegrad. Während der Reaktion wird viel Wärme frei, die in der CO₂-Abscheidung oder einer Hochtemperaturelektrolyse genutzt werden kann. Diese Wärmeintegration ist in den hier untersuchten Pfaden durchweg angenommen.

Produktionsdaten für die Methansynthese wurden aus der Literatur zur Demonstrationsanlage der Audi AG in Werlte entnommen. Dabei wurde die in dieser Anlage umgesetzte hohe Wärmeintegration angenommen. Die Daten spiegeln somit möglicherweise eine eher optimistische Sichtweise wider.

5.3.3.3.2 Ergebnisse

Damit die folgenden Ergebnisdiagramme besser lesbar sind, werden die rein strombasierten Bereitstellungspfade für synthetisches Methan noch einmal in Tabelle 25 aufgeführt. An den Diagrammen sind dann nur die Pfadnummern vermerkt.

Tabelle 25: Bereitstellungspfade für synthetisches Erdgas

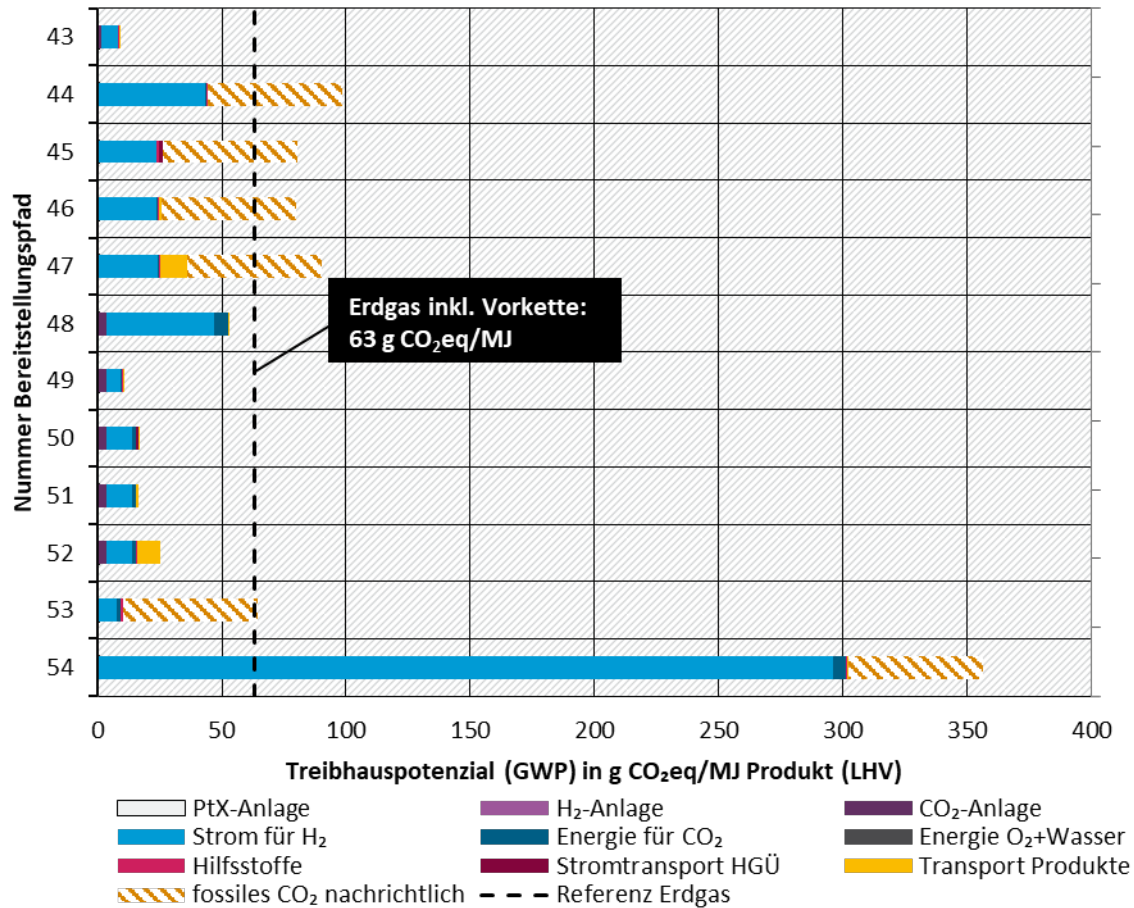
Pfad	Standort	Synthese	CO ₂ -Quelle	Stromquelle	Elektrolyse	Transport
43	Deutschland	PtG	Biogasanlage	Wind onshore	Alkalische Elektrolyse	Gasnetz
44	Deutschland	PtG	Zementwerk	PV Freilandanlage	Alkalische Elektrolyse	Gasnetz
45	Deutschland	PtG	Zementwerk	PV Freilandanlage	Alkalische Elektrolyse	Hochspannungsgleichstrom + Gasnetz
46	Saudi-Arabien	PtG	Zementwerk	PV Freilandanlage	Alkalische Elektrolyse	Pipeline
47	Saudi-Arabien	PtG	Zementwerk	PV Freilandanlage	Alkalische Elektrolyse	Tanker + Gasnetz
48	Saudi-Arabien	PtG	DAC (Luft)	PV Freilandanlage	Alkalische Elektrolyse	Gasnetz
49	Deutschland	PtG	DAC (Luft)	Wind offshore	Alkalische Elektrolyse	Gasnetz
50	Marokko	PtG	DAC (Luft)	Solkraftwerk (CSP)	Alkalische Elektrolyse	Hochspannungsgleichstrom + Gasnetz
51	Marokko	PtG	DAC (Luft)	Solkraftwerk (CSP)	Alkalische Elektrolyse	Pipeline
52	Marokko	PtG	DAC (Luft)	Solkraftwerk (CSP)	Alkalische Elektrolyse	Tanker + Gasnetz
53	Deutschland	PtG	Braunkohlekraftwerk	Wind onshore	Alkalische Elektrolyse	Gasnetz
54	Deutschland	PtG	Braunkohlekraftwerk	Strommix	Alkalische Elektrolyse	Gasnetz

5.3.3.3.2.1 Treibhauspotenzial heute

In Abbildung 48 sind die Berechnungen für das Treibhauspotenzial (GWP) der Pfade für synthetisches Erdgas (PtG-Synthese) für das Jahr 2015 dargestellt. Die in den Ergebnissen aufgeschlüsselte Prozessschritte sind in Tabelle 15 näher beschrieben. Pfad 54, in dem der Strom für Elektrolyse aus dem deutschen Strommix stammt, schneidet deutlich am schlechtesten ab, was auf den hohen Anteil fossiler Brennstoffe bei der Stromerzeugung zurückzuführen ist. Würde man das CO₂ aus Zementwerken und Braunkohlekraftwerken dem synthetischen Erdgas zuordnen,

anstatt es hier nur nachrichtlich auszuweisen, so würden auch diese Pfade fast genauso schlecht oder sogar schlechter als die konventionelle Referenz abschneiden.

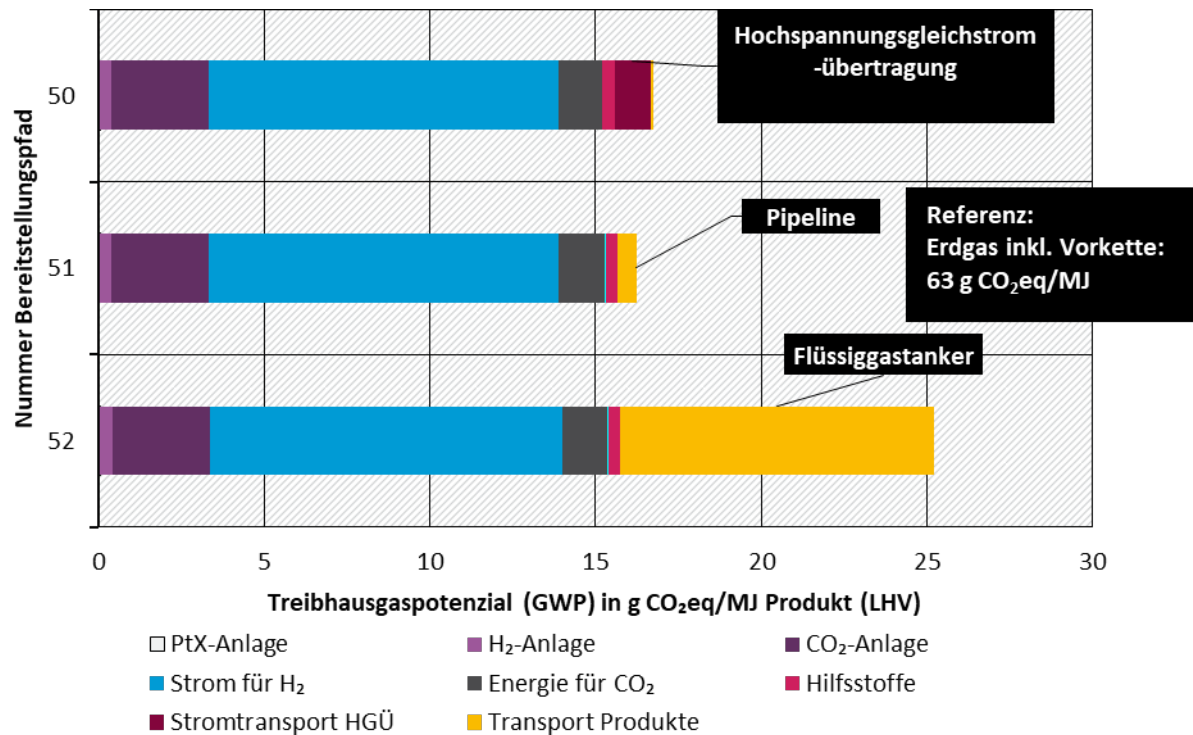
Abbildung 48: Treibhauspotenzial 2015 Bereitstellungspfade synthetisches Erdgas (Volllaststunden Syntheseanlage)



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

Dass beim (synthetischen) Erdgas auch Transport eine größere Rolle als bei den flüssigen Energieträgern spielt und erheblich das Treibhauspotenzial bestimmen kann, zeigt Abbildung 49. Die dort dargestellten Pfade 50 bis 52 enthalten alle eine Abscheidung von CO₂ aus der Luft. Als Stromquelle kommt konzentrierende Solarkraft (CSP) zum Einsatz. Standort des Kraftwerks ist Marokko – doch während in Pfad 51 und 52 das Produkt per Pipeline bzw. Schiff nach Deutschland transportiert wird, gelangt in Pfad 50 der Strom per Hochspannungsgleichstromübertragung nach Deutschland, wo dann das Erdgas synthetisiert wird. Mit dem Stromtransport sind durch Bau der Leitung und Verluste bei der Übertragung Treibhausgasemissionen verbunden, die pro Einheit des Produktes etwa doppelt so hoch sind, wie die, die beim Transport des Erdgases per Pipeline nach Deutschland entstehen. Mit rund 1 g CO₂eq/MJ Produkt ist der Beitrag zum Gesamtergebnis jedoch gering (6 %). Deutlich ungünstiger ist der Transport per Flüssiggastanker. Da bei der Verflüssigung und Regasifizierung des Erdgases Methan freigesetzt wird und auch die gasgetriebenen Motoren der Tankschiffe einen erheblichen Methanslip aufweisen, schlägt bei diesem Pfad der Transport mit rund 10 g CO₂eq/MJ Produkt zu Buche. Das sind fast 40 % der Gesamtemissionen dieses Pfades.

Abbildung 49: Transportabhängigkeit des Treibhauspotenzials 2015 für Bereitstellungspfade synthetischen Erdgases (Volllaststunden Syntheseanlage)

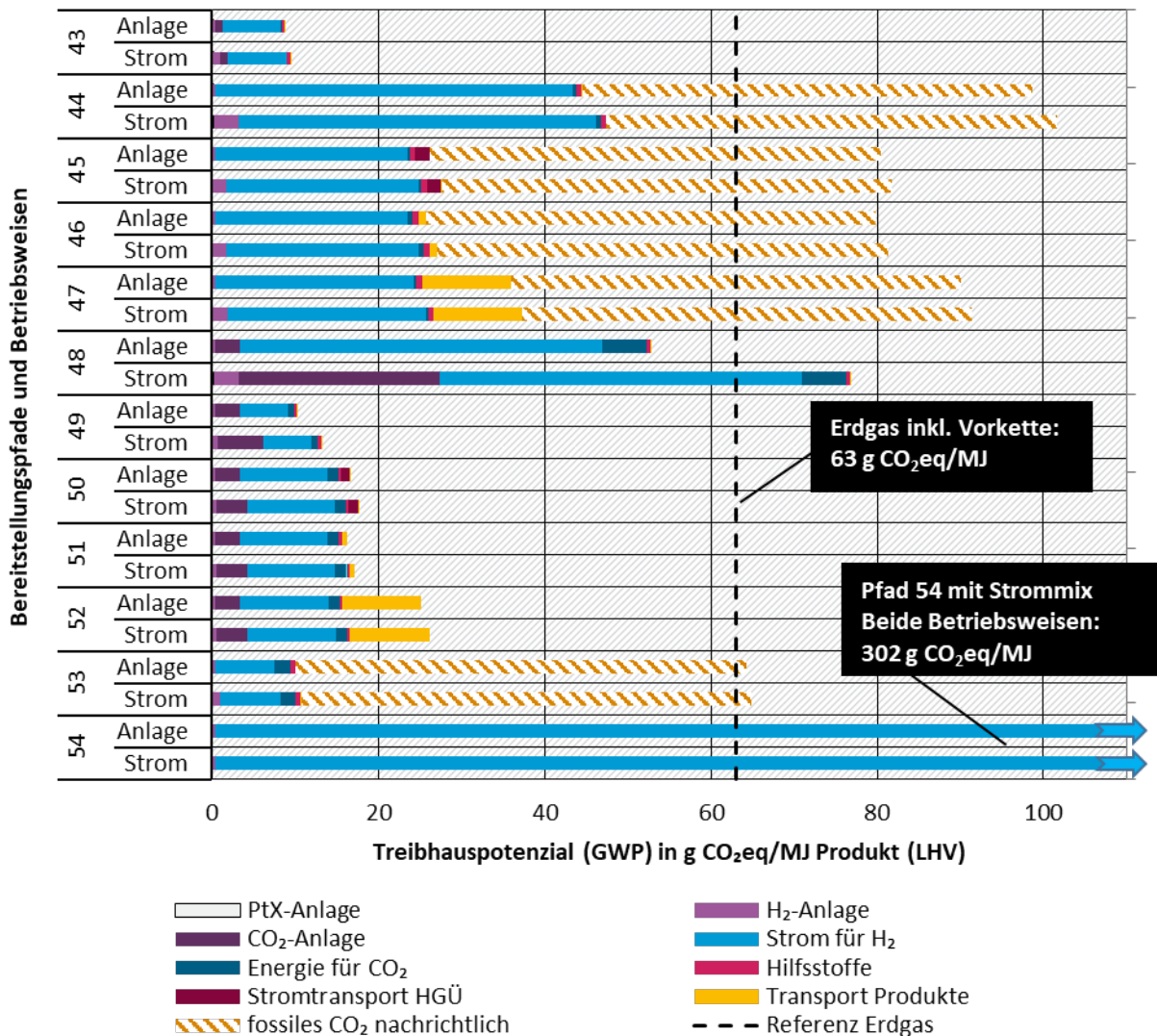


Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

5.3.3.3.2 Zweite Hauptvariante: Treibhauspotenzial heute in Abhängigkeit von der Betriebsweise

Als zweite Hauptvariante wird das Treibhauspotenzial der SNG-Pfade 2015 wieder mit den Volllaststunden der Stromquelle berechnet. Das bildet näherungsweise den Fall ab, dass die Syntheseanlage nur dann läuft, wenn Strom aus der verknüpften Stromquelle zur Verfügung steht (siehe Abschnitt 5.1.3.2). Abbildung 50 zeigt die Ergebnisse dieser Ökobilanzrechnungen.

Abbildung 50: Treibhauspotenzial 2015 Bereitstellungspfade synthetisches Erdgas (Volllaststunden der Syntheseanlage und Volllaststunden Stromquelle)



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

Wie schon bei den Fischer-Tropsch-Kraftstoffen und beim Methanol steigt das Treibhauspotenzial der Erdgasherstellung über alle Pfade im Vergleich zur Berechnung mit den Volllaststunden der Syntheseanlage an. Der Grund dafür ist auch hier der höhere Beitrag der Anlageninfrastruktur. Die Umweltwirkungen, die beim Bau dieser Anlagen entstehen, verteilen sich bei geringeren Volllaststunden und gleichbleibender Lebensdauer auf einen geringeren Produktoutput. Allerdings ist der Beitrag der Syntheseanlage für die Herstellung von synthetischem Erdgas nicht so groß, wie bei den flüssigen Energieträgern. Das liegt an den im Modell verwendeten unterschiedlichen EcoInvent-Modulen („chemical factory construction, organics“ für Methanol- und Fischer-Tropsch-Synthesen und „synthetic gas factory construction“ für SNG). Ein Unterschied zwischen den Anlagen ist zwar zu erwarten, da die Erdgassynthese einfacher aufgebaut ist. Die hier errechnete Differenz scheint aber sehr groß. Spezifische Anlagendaten standen für diese Studie aber nicht zur Verfügung.

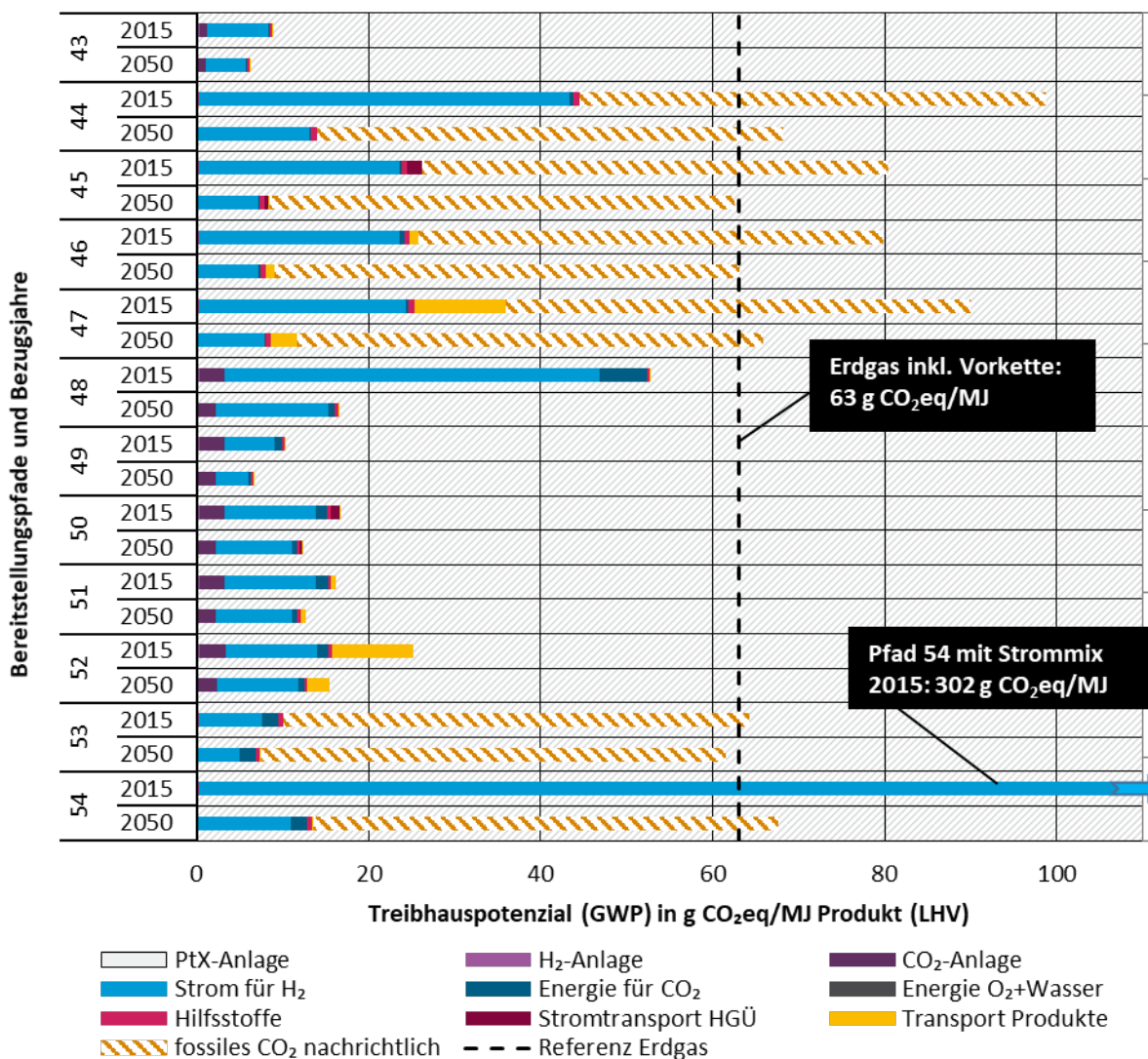
Für Pfad 48 mit Photovoltaikanlagen in Deutschland als Stromquelle und CO₂-Abscheidung aus der Luft ist der Anstieg ausgeprägter als bei den anderen Pfaden. In der Betriebsweise „Volllast-

stunden Stromquelle“ führt die Herstellung von SNG hier zu einem GWP von 77 g CO₂eq/MJ Produkt, in der Betriebsweise „Volllaststunden Syntheseanlage“ sind dies 53 g CO₂eq/MJ Produkt. Dies entspricht einem Anstieg von 45 %, der hier überwiegend auf die Herstellung der CO₂-Abscheideanlage zurückzuführen ist. Für diese lagen Materialdaten des Herstellers vor.

5.3.3.3.2.3 Treibhauspotenzial 2050

In Abbildung 51 sind die Berechnungen für das Treibhauspotenzial (GWP) der Pfade für synthetisches Erdgas (PtG-Synthese) für das Jahr 2050 denen des Jahres 2015 gegenübergestellt. Im Vergleich zu den Ergebnissen für das Jahr 2015 sind die Werte um 22 bis 96 % gesunken. Der stärkste Rückgang ist in Pfad 54 zu verzeichnen, in dem der Strom für die Elektrolyse aus dem deutschen Strommix stammt. Im Zuge der Transformation zu einer klimaneutralen Wirtschaft (siehe Abschnitt 5.1.2) sinkt dessen Treibhauspotenzial von 577 g CO₂eq/kWh im Jahr 2010 auf 14 g CO₂eq/kWh im Jahr 2050 (Abbildung 34).

Abbildung 51: Treibhauspotenzial 2050 und 2015 Bereitstellungspfade synthetisches Erdgas (Volllaststunden Syntheseanlage)



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

Der Rückgang für die andern Pfade ist ebenfalls auf das sinkende Treibhauspotenzial der Stromquellen – insbesondere Windkraft und Photovoltaik – zurückzuführen; verbesserte Verfahren,

höhere Sekundärmaterialquoten und der Einsatz von regenerativen Energien bei der Herstellung von z. B. Stahl, Zement und Silizium (Abschnitt 5.1.2) für die Stromerzeugungsanlagen sind dafür der Grund. Das GWP für Pfade mit Photovoltaik (44, 45, 46, 47, 48) als Quelle geht um rund 70 % zurück, für die Pfade mit Windstrom (43, 49, 53, 55, 56) um 30 bis 40 %. Die Pfade mit konzentrierender Solarkraft (50 bis 52) verbessern sich um rund 13 %. Auch die verbesserte Herstellung der Syntheseanlagen trägt einen, wenn auch kleinen, Teil zu dieser positiven Entwicklung bei.

Die meisten Pfade liegen 2050 im Bereich von 7 bis 15 g CO₂eq/MJ Produkt, was eine Reduktion von etwa 80 bis 90 % gegenüber fossilem Erdgas bedeutet.

5.3.3.3.2.4 Ausgewählte Ergebnisse in anderen Wirkungskategorien

In Tabelle 26 sind die Bandbreiten der Ergebnisse für alle zehn Umweltwirkungen, die im Rahmen dieser Studie untersucht wurden, für die Pfade synthetisches Erdgas für das Jahr 2050 mit den Volllaststunden der Syntheseanlage aufgeführt. Eine detaillierte Auflistung für alle Pfade, Stützjahre und Betriebsweisen findet sich auf den Internetseiten des Umweltbundesamtes. Eine tiefere Analyse der Ursachen (Materialien, Verfahren, Prozesse) der Umweltwirkungen findet sich im Abschnitt 5.3.4 zur produktübergreifenden Analyse.

Tabelle 26: Bandbreiten der Ökobilanzberechnungen 2050 Pfade synthetisches Erdgas (Volllaststunden Syntheseanlage)

Umweltwirkung	Referenz	Min (Pfad)	Max (Pfad)	Kommentar
Treibhauspotenzial [g CO ₂ eq/MJ]	63	6,3 (43)	17 (48)	Die meisten Pfade liegen zwischen 8 und 13 g CO ₂ eq/MJ
Versauerung [g SO ₂ eq/MJ]	0,032	0,075 (49)	0,26 (54)	Die meisten Pfade liegen um die 0,10 g SO ₂ eq/MJ
Eutrophierung [g PO ₄ eq/MJ]	0,0015	0,016 (49)	0,073 (54)	Viele Pfade liegen zwischen 0,020 und 0,035 g PO ₄ eq/MJ
Kumulierter Energieaufwand [MJ/MJ]	1,01	1,5 (43)	1,8 (48)	
Sommersmog [g C ₂ H ₄ eq/MJ]	0,020	0,018 (49)	0,049 (48)	Viele Pfade liegen zwischen 0,025 und 0,030 g C ₂ H ₄ eq/MJ.
Ozonabbau [g CFC11eq/MJ]	1,1E-05	7,7E-06 (43)	2,5E-04 (52)	Viele Pfade liegen um 2,8E-05 g CFC11eq/MJ
Feinstaub [g/MJ]	0,022	0,060 (49)	0,15 (54)	Viele Pfade liegen um 0,08 g/MJ
Kumulierter Rohstoffaufwand [kg/MJ]	0,026	0,019 (49)	0,048 (48)	
Naturraumbeanspruchung [m ² a/MJ]	5,4E-08	4,6E-04 (53)	1,8E-02 (48)	Pfade mit PV und CSP deutlich schlechter als die mit Wind und Strommix
Wasserbedarf [l/MJ]	1,1E-04	9,4E-02 (46)	2,7E-01 (48)	

Für das **Treibhauspotenzial** liegen wie in Abschnitt 5.3.3.3.2.3 beschrieben, die Werte zwischen 6,3 und 17 g CO₂eq/MJ. Das entspricht zwischen 10 und 27 % der fossilen Referenz (des durchschnittlichen Treibhauspotenzials von Erdgas inklusive Vorkette). Die Pfade 43 und 48 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Die meisten Pfade liegen zwischen 8 und 13 g CO₂eq/MJ. Hauptquellen sind die Stromerzeugung für die Elektrolyse, der Bau der Anlagen für die CO₂-Abscheidung aus der Luft und der Transport des SNG per Schiff.

Für die **Versauerung** liegen die Werte zwischen 0,075 und 0,26 g SO₂eq/MJ. Das entspricht zwischen 230 und 800 % der fossilen Referenz. Die Pfade 49 und 54 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Die meisten Pfade liegen um die 0,100 g SO₂eq/MJ. Hauptquellen sind die Stromerzeugung für die Elektrolyse und Herstellung und Betriebsstoffe der Elektrolyseure.

Für die **Eutrophierung** liegen die Werte zwischen 0,016 und 0,073 g PO₄eq/MJ. Das entspricht zwischen 1000 und 4900 % der fossilen Referenz. Die Pfade 49 und 54 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Viele Pfade liegen zwischen 0,020 und 0,035 g PO₄eq/MJ. Hauptquelle ist die Stromerzeugung für die Elektrolyse und die Braunkohle für die Abscheidungsenergie aus dem Braunkohlekraftwerk.

Der **Kumulierte Energieaufwand** liegt zwischen 1,5 und 1,8 MJ/MJ. Das entspricht zwischen 150 und 180 % der fossilen Referenz. Die Pfade 43 und 48 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Hauptursache ist die Stromerzeugung für die Elektrolyse.

Für die Wirkungskategorie **Sommersmog** liegen die Werte zwischen 0,018 und 0,049 g C₂H₄eq/MJ. Das entspricht zwischen 90 und 245 % der fossilen Referenz. Die Pfade 49 und 48 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Viele Pfade liegen zwischen 0,025 und 0,030 g C₂H₄eq/MJ. Hauptquelle ist die Stromerzeugung für die Elektrolyse, aber auch der Bau der Anlagen für die CO₂-Abscheidung aus der Luft und der Transport per Flüssiggastanker tragen jeweils um die 20 % zur Gesamtmenge bei.

Für den **Ozonabbau** liegen die Werte zwischen 7,7E-06 und 2,5E-04 g CFC11eq/MJ. Das entspricht zwischen 70 und 2300 % der fossilen Referenz. Die Pfade 49 und 48 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Viele Pfade liegen um 2,8E-05 g CFC11eq/MJ. Hauptquelle ist die Stromerzeugung für die Elektrolyse, der Bau der Anlagen für Abscheidung von CO₂ aus der Luft und der Transport per Flüssiggastanker.

Für die Wirkungskategorie **Feinstaub** liegen die Werte zwischen 0,06 und 0,15 g/MJ. Das entspricht zwischen 270 und 680 % der fossilen Referenz. Die Pfade 49 und 54 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Viele Pfade liegen um 0,08 g/MJ. Hauptquellen sind die Stromerzeugung für die Elektrolyse, der Bau der Anlagen, sowie der Transport per Flüssiggastanker.

Der **Kumulierte Rohstoffaufwand** liegt zwischen 0,019 und 0,048 kg/MJ. Das entspricht zwischen 73 und 185 % der fossilen Referenz. Die Pfade 49 und 48 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Hauptursache ist die Stromerzeugung für die Elektrolyse.

Bei der **Naturraumbeanspruchung** liegen die Werte zwischen 4,6E-04 und 1,8E-02 m²a/MJ. Das entspricht zwischen 850.000 und 33.000.000 % der fossilen Referenz. Die Pfade 53 und 48 sind die mit den geringsten und meisten Auswirkungen. Hauptquelle ist die Stromerzeugung für die Elektrolyse, insbesondere aus Photovoltaikanlagen.

Der **Wasserbedarf** liegt zwischen 0,094 und 0,27 l/MJ. Das entspricht zwischen 85.000 und 250.000 % der fossilen Referenz. Die Pfade 46 und 48 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Viele Pfade liegen um 0,300 l/MJ. Hauptursache ist die Stromerzeugung für die Elektrolyse und der Prozesswasserbedarf an den Standorten ohne Meerwasserentsalzung.

5.3.3.4 Biomethan

5.3.3.4.1 Kurzer Überblick, Anmerkungen zur Datenqualität und Technologiereife

Die Biomethanproduktion durch die Vergärung von Biomasse und anschließende Aufreinigung des Rohgases ist eine Technologie mit höchstem Reifegrad. Die hier betrachteten Pfade unterschieden sich einerseits durch die eingesetzten Substrate, andererseits durch die Verfahren zur CO₂-Abtrennung

Es gibt unterschiedliche technische Möglichkeiten, die Energie für den Betrieb der Biogasanlage und die Aufreinigung des Rohgases/CO₂-Abscheidung bereitzustellen. In den hier modellierten Anlagen kommt ein Biogas-Blockheizkraftwerk zum Einsatz. Die Umweltlasten werden nach Exergiegehalt auf Strom und Wärme aufgeteilt.

5.3.3.4.2 Ergebnisse

Damit die folgenden Ergebnisdiagramme besser lesbar sind, werden die Pfade für die Biomethanproduktion noch einmal in Tabelle 27 aufgeführt. An den Diagrammen sind dann nur die Pfadnummern vermerkt.

Tabelle 27: Bereitstellungspfade für Biomethan

Pfad	Standort	Synthese	Biomasse	Abscheidetechnologie	Transport
57	Deutschland	Vergärung	Bioabfall/Grünschnitt	Aminwäsche	Gasnetz
58	Deutschland	Vergärung	Mais/Gülle	Aminwäsche	Gasnetz
59	Deutschland	Vergärung	Bioabfall/Grünschnitt	Druckwasserwäsche	Gasnetz
60	Deutschland	Vergärung	Bioabfall/Grünschnitt	Membrantrennung	Gasnetz

5.3.3.4.2.1 Treibhauspotenzial heute

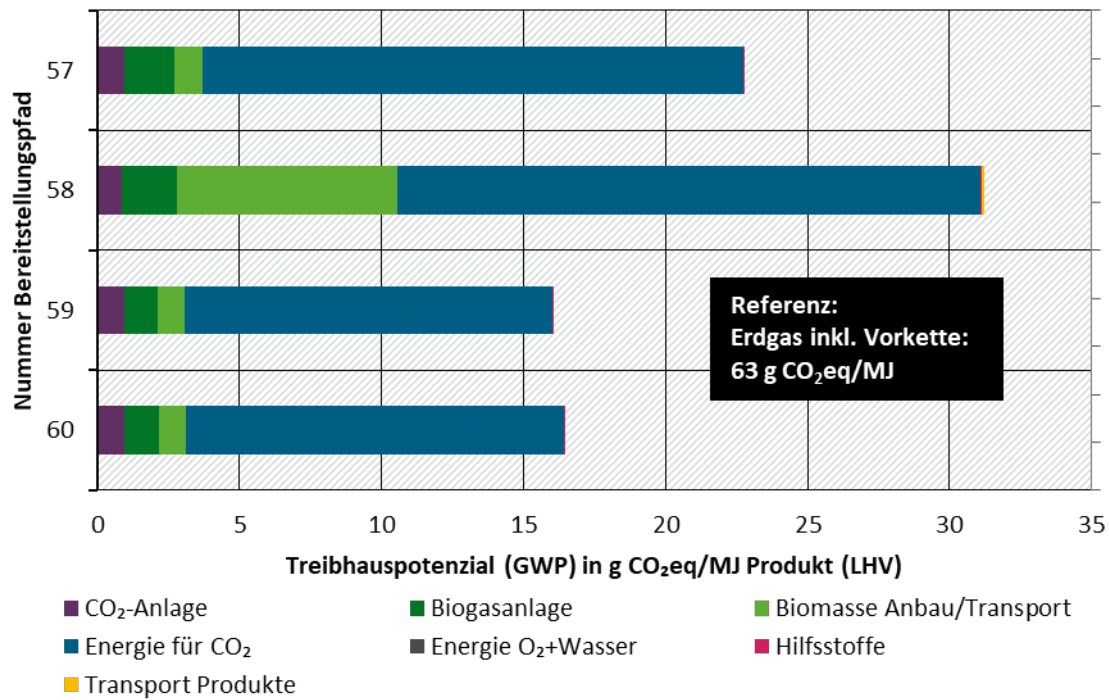
In Abbildung 52 sind die Berechnungen für das Treibhauspotenzial (GWP) der Pfade Biomethan für das Jahr 2015 dargestellt. Die in den Ergebnissen aufgeschlüsselte Prozessschritte sind in Tabelle 15 näher beschrieben.

Pfad 58, in dem eine Mischung aus der Anbaubiomasse Mais und dem landwirtschaftlichen Reststoff Gülle eingesetzt wird, schneidet am schlechtesten ab. Beim Anbau des Maises wird Energie für die Feldbearbeitung und Ernte benötigt und durch die Düngung Stickstoffverbindungen freigesetzt, die erheblich zum GWP beitragen.

Wärme und Strom für die CO₂-Abscheidung werden in den hier angenommenen Anlagen aus einem mit Rohbiogas betriebenen Blockheizkraftwerk erzeugt. Dabei entweichendes Methan (Methanslip) ist für das Treibhauspotenzial der CO₂-Abscheidung verantwortlich. Zwischen den CO₂-Abtrennverfahren Druckwasserwäsche (Pfad 59) und Membrantrennung (Pfad 60) bestehen keine großen Unterschiede im Treibhauspotenzial. Die Aminwäsche (Pfade 57, 58) schneidet hingegen etwas schlechter ab.

Die beiden besten Pfade liegen im Bereich von 15 g CO₂eq/MJ Biomethan, was eine Reduktion von etwa 75 % gegenüber fossilem Methan bedeutet. Für den Pfad 58 mit Anbaubiomasse beträgt die Reduktion nur 45 %.

Abbildung 52: Treibhauspotenzial 2015 Bereitstellungspfade Biomethan (Volllaststunden Syntheseanlage)

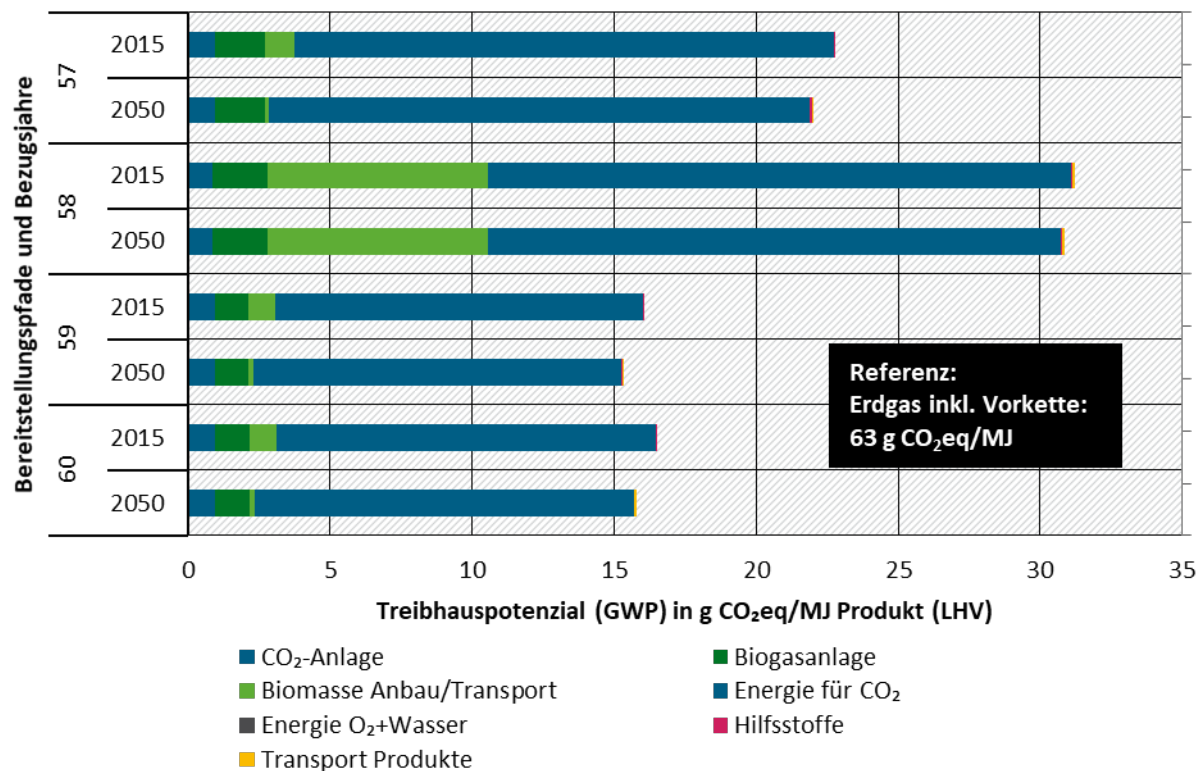


Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

5.3.3.4.2.2 Treibhauspotenzial 2050

In Abbildung 53 sind die Berechnungen für das Treibhauspotenzial (GWP) der Pfade für Biomethan für das Jahr 2050 denen des Jahres 2015 gegenübergestellt. Im Vergleich zu den Ergebnissen für das Jahr 2015 sind die Werte kaum gesunken. Hauptquelle bleibt weiterhin der Methanlip bei der Energiebereitstellung für die CO₂-Abscheidung.

Abbildung 53: Treibhauspotenzial 2050 und 2015 Bereitstellungspfade Biomethan (Volllaststunden der Syntheseanlage)



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

5.3.3.4.2.3 Ausgewählte Ergebnisse in anderen Wirkungskategorien

In Tabelle 28 sind die Bandbreiten der Ergebnisse für alle zehn Umweltwirkungen, die im Rahmen dieser Studie untersucht wurden, für die Biomethan-Pfade für das Jahr 2050 mit den Volllaststunden der Syntheseanlage aufgeführt. Eine detaillierte Auflistung für alle Pfade, Stützjahre und Betriebsweisen findet sich auf den Internetseiten des Umweltbundesamtes. Eine tieferegehende Analyse der Ursachen (Materialien, Verfahren, Prozesse) der Umweltwirkungen findet sich im Abschnitt 5.3.4 zur produktübergreifenden Analyse

Tabelle 28: Bandbreiten der Ökobilanzberechnungen 2050 Biomethanpfade (Volllaststunden Synthesanlage)

Umweltwirkung	Referenz	Min (Pfad)	Max (Pfad)	Kommentar
Treibhauspotenzial [g CO ₂ eq/MJ]	63	15 (59)	31 (58)	
Versauerung [g SO ₂ eq/MJ]	0,032	0,043 (59)	0,31 (58)	Die Pfade mit Aminwäsche (57 und 58) schneiden deutlich schlechter ab als die mit Druckwasserwäsche (59) und Membrantrennung (60).
Eutrophierung [g PO ₄ eq/MJ]	0,0015	0,016 (59)	0,064 (58)	Die Pfade mit Aminwäsche (57 und 58) schneiden deutlich schlechter ab als die mit Druckwasserwäsche (59) und Membrantrennung (60).
Kumulierter Energieaufwand [MJ/MJ]	1,01	0,048 (59)	0,82 (58)	Pfade mit Restbiomasse deutlich besser als die mit Anbaubiomasse
Sommersmog [g C ₂ H ₄ eq/MJ]	0,020	0,024 (59)	0,24 (58)	Die Pfade mit Aminwäsche (57 und 58) schneiden deutlich schlechter ab als die mit Druckwasserwäsche (59) und Membrantrennung (60).
Ozonabbau [g CFC11eq/MJ]	1,1E-05	3,5E-04 (59)	5,8E-04 (58)	
Feinstaub [g/MJ]	0,022	0,042 (59)	0,33 (58)	Die Pfade mit Aminwäsche (57 und 58) schneiden deutlich schlechter ab als die mit Druckwasserwäsche (59) und Membrantrennung (60).
Kumulierter Rohstoffaufwand [kg/MJ]	0,026	0,012 (59)	0,055 (58)	Pfade mit Restbiomasse deutlich besser als Pfad 58 Anbaubiomasse
Naturraumbeanspruchung [m ² a/MJ]	5,4E-08	9,0E-04 (59)	1,3E-02 (58)	Pfade mit Restbiomasse deutlich besser als Pfad 58 Anbaubiomasse
Wasserbedarf [l/MJ]	1,1E-04	2,1E-02 (60)	5,6 (58)	Pfade mit Restbiomasse deutlich besser als Pfad 58 Anbaubiomasse

Für das **Treibhauspotenzial** liegen wie in Abschnitt 5.3.3.4.2.2 beschrieben, die Werte zwischen 15 und 31 g CO₂eq/MJ. Das entspricht zwischen 24 und 49 % der fossilen Referenz (des durchschnittlichen Treibhauspotenzials von Erdgas inklusive Vorkette). Die Pfade 59 und 58 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Hauptquellen sind die Energiebereitstellung für die CO₂-Abscheidung sowie Anbau und Transport der Anbaubiomasse.

Für die **Versauerung** liegen die Werte zwischen 0,043 und 0,31 g SO₂eq/MJ. Das entspricht zwischen 130 und 1000 % der fossilen Referenz. Die Pfade 59 und 58 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Die Pfade mit Aminwäsche (57 und 58) schneiden deutlich schlechter ab als die mit Druckwasserwäsche (59) und Membrantrennung (60). Hauptquellen sind die Energiebereitstellung für die CO₂-Abscheidung inklusive Aminverlusten sowie Anbau und Transport der Anbaubiomasse.

Für die **Eutrophierung** liegen die Werte zwischen 0,016 und 0,064 g PO₄eq/MJ. Das entspricht zwischen 1000 und 4200 % der fossilen Referenz. Die Pfade 59 und 58 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Auch in dieser Kategorie schneiden die Pfade mit Aminwäsche (57 und 58) deutlich schlechter ab als die mit Druckwasserwäsche (59) und Membrantrennung (60). Hauptquellen sind die Energiebereitstellung für die CO₂-Abscheidung sowie Anbau und Transport der Anbaubiomasse.

Der **Kumulierte Energieaufwand** liegt zwischen 0,048 und 0,82 MJ/MJ. Das entspricht zwischen 5 und 82 % der fossilen Referenz. Die Pfade 59 und 58 sind die mit dem jeweils geringsten und meisten Aufwand. Hauptursachen sind Anbau und Transport der Anbaubiomasse.

Für die Wirkungskategorie **Sommersmog** liegen die Werte zwischen 0,024 und 0,24 g C₂H₄eq/MJ. Das entspricht zwischen 120 und 1200 % der fossilen Referenz. Die Pfade 59 und 58 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Auch in dieser Kategorie schneiden die Pfade mit Aminwäsche (57 und 58) deutlich schlechter ab als die mit Druckwasserwäsche (59) und Membrantrennung (60). Hauptquelle ist die Energiebereitstellung für die CO₂-Abscheidung.

Für den **Ozonabbau** liegen die Werte zwischen 3,5E-04 und 5,8E-04 g CFC11eq/MJ. Das entspricht zwischen 3100 und 5300 % der fossilen Referenz. Die Pfade 59 und 58 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Hauptquellen sind die Energiebereitstellung für die CO₂-Abscheidung sowie Anbau und Transport der Anbaubiomasse.

Für die Wirkungskategorie **Feinstaub** liegen die Werte zwischen 0,042 und 0,33 g/MJ. Das entspricht zwischen 190 und 1500 % der fossilen Referenz. Die Pfade 59 und 58 sind die mit den geringsten und meisten Emissionen. Die Pfade mit Aminwäsche (57 und 58) schneiden deutlich schlechter ab als die mit Druckwasserwäsche (59) und Membrantrennung (60). Hauptquellen sind die Energiebereitstellung für die CO₂-Abscheidung inklusive Aminverlusten sowie Anbau und Transport der Anbaubiomasse.

Der **Kumulierte Rohstoffaufwand** liegt zwischen 0,012 und 0,055 kg/MJ. Das entspricht zwischen 46 und 210 % der fossilen Referenz. Die Pfade 59 und 58 sind die mit dem jeweils geringsten und meisten Aufwand. Hauptquellen sind Bau der Anlagen sowie Anbau und Transport der Anbaubiomasse.

Bei der **Naturraumbeanspruchung** liegen die Werte zwischen 9,0E-04 und 1,3E-02 m²a/MJ. Das entspricht zwischen 1.700.000 und 24.000.000 % der fossilen Referenz. Die Pfade 59 und 58 sind die mit den geringsten und meisten Auswirkungen. Hauptursachen sind der Bau der Biogasanlagen sowie Anbau und Transport der Anbaubiomasse.

Der **Wasserbedarf** liegt zwischen 0,021 und 5,6 l/MJ. Das entspricht zwischen 19.000 und 5.000.000 % der fossilen Referenz. Die Pfade 60 und 58 sind die mit dem jeweils geringsten und größten Bedarf. Die Pfade mit Restbiomasse liegen alle um 0,025 l/MJ. Hauptursache sind dort der Bau und Betrieb der Anlagen. In Pfad 58 entsteht der hohe Wasserbedarf im Anbau der Anbaubiomasse Mais.

5.3.3.5 Wasserstoff

5.3.3.5.1 Kurzer Überblick, Anmerkungen zur Datenqualität und Technologiereife

Die Wasserelektrolyse ist eine Technologie mit hohem Reifegrad.

Die Daten zu Bau und Betrieb wurden aus der Literatur entnommen. Eine erhebliche Unsicherheit besteht dabei in der Frage, wie sich die Lebensdauern der Elektrolyseure entwickeln werden.

5.3.3.5.2 Ergebnisse

Damit die folgenden Ergebnisdiagramme besser lesbar sind, werden die Pfade für die Wasserstoffproduktion noch einmal in Tabelle 27 aufgeführt. An den Diagrammen sind dann nur die Pfadnummern vermerkt.

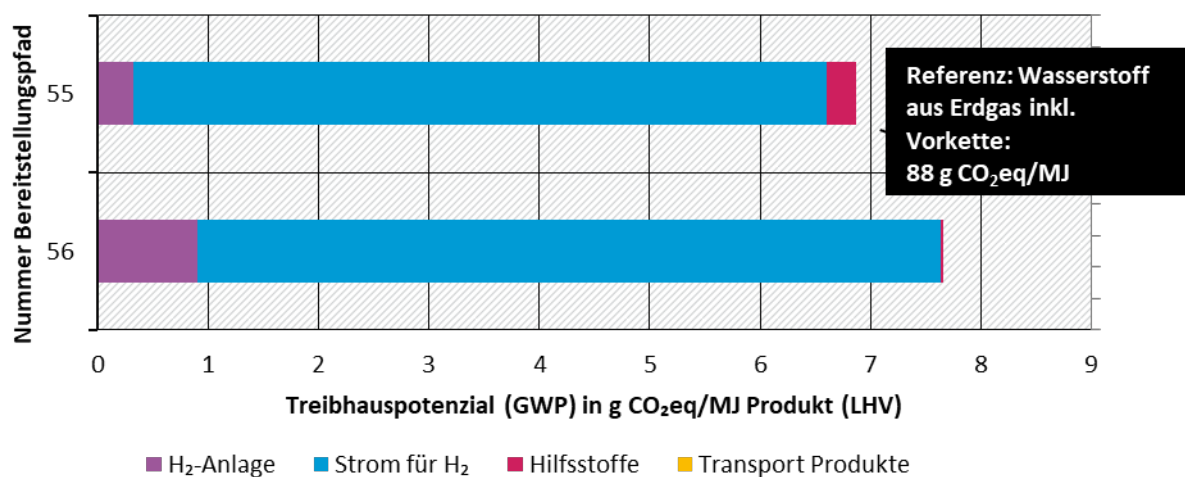
Tabelle 29: Bereitstellungspfade für Wasserstoff

Pfad	Standort	Elektrolyse	Stromquelle	Transport
55	Deutschland	Alkalische Elektrolyse	Wind onshore	Gasnetz
56	Deutschland	Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse	Wind onshore	Gasnetz

5.3.3.5.2.1 Treibhauspotenzial heute

In Abbildung 54 sind die Berechnungen für das Treibhauspotenzial (GWP) der Pfade Wasserstoff für das Jahr 2015 dargestellt. Die in den Ergebnissen aufgeschlüsselte Prozessschritte sind in Tabelle 15 näher beschrieben. Pfad 56, in dem die PEM-Elektrolyse zum Einsatz kommt, ist etwas schlechter. Im Vergleich zur Referenz, der Herstellung von Wasserstoff durch die Dampfreformierung von Erdgas (88 g CO₂eq/MJ Produkt), schneiden aber beide Pfade deutliche besser ab. Das liegt auch an der in diesem Pfaden eingesetzten Stromquelle (Wind onshore). Der Strom für die Elektrolyse trägt auch bei der Herstellung von Wasserstoff den größten Anteil zum Treibhauspotenzial bei.

Abbildung 54: Treibhauspotenzial 2015 Bereitstellungspfade Wasserstoff (Volllaststunden Elektrolyse)

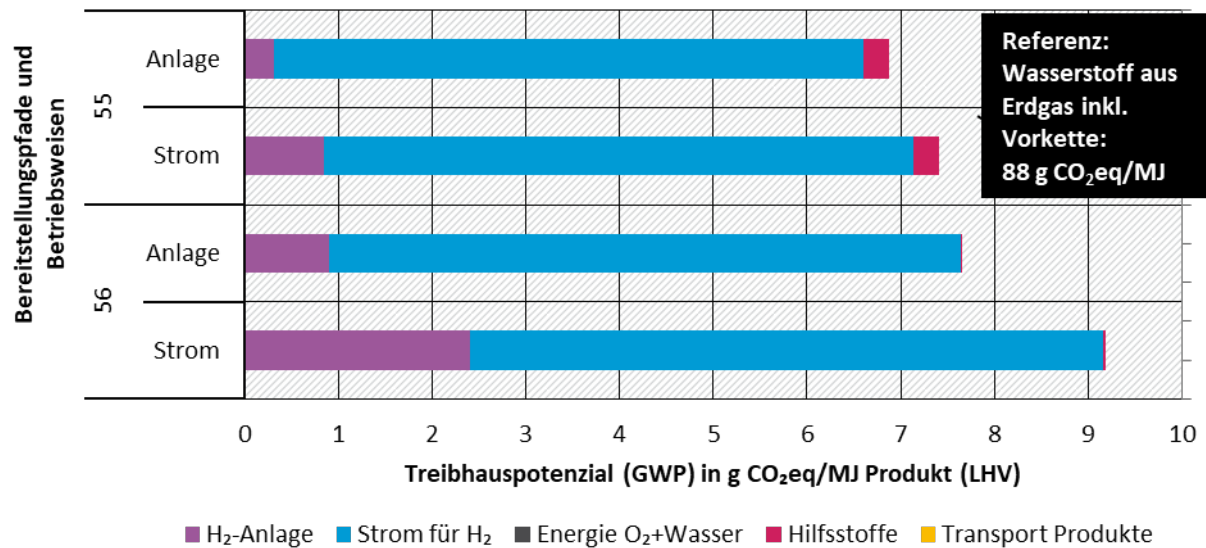


Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

5.3.3.5.2.2 Zweite Hauptvariante: Treibhauspotenzial heute in Abhängigkeit von der Betriebsweise

Als zweite Hauptvariante wird das Treibhauspotenzial der Wasserstoffpfade 2015 wieder mit den Volllaststunden der Stromquelle berechnet. Das bildet näherungsweise den Fall ab, dass die Elektrolyseure nur dann laufen, wenn Strom aus der verknüpften Stromquelle zur Verfügung steht (siehe Abschnitt 5.1.3.2). Abbildung 55 zeigt die Ergebnisse dieser Ökobilanzrechnungen.

Abbildung 55: Treibhauspotenzial 2015 Bereitstellungspfade Wasserstoff (Volllaststunden Stromquelle)



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

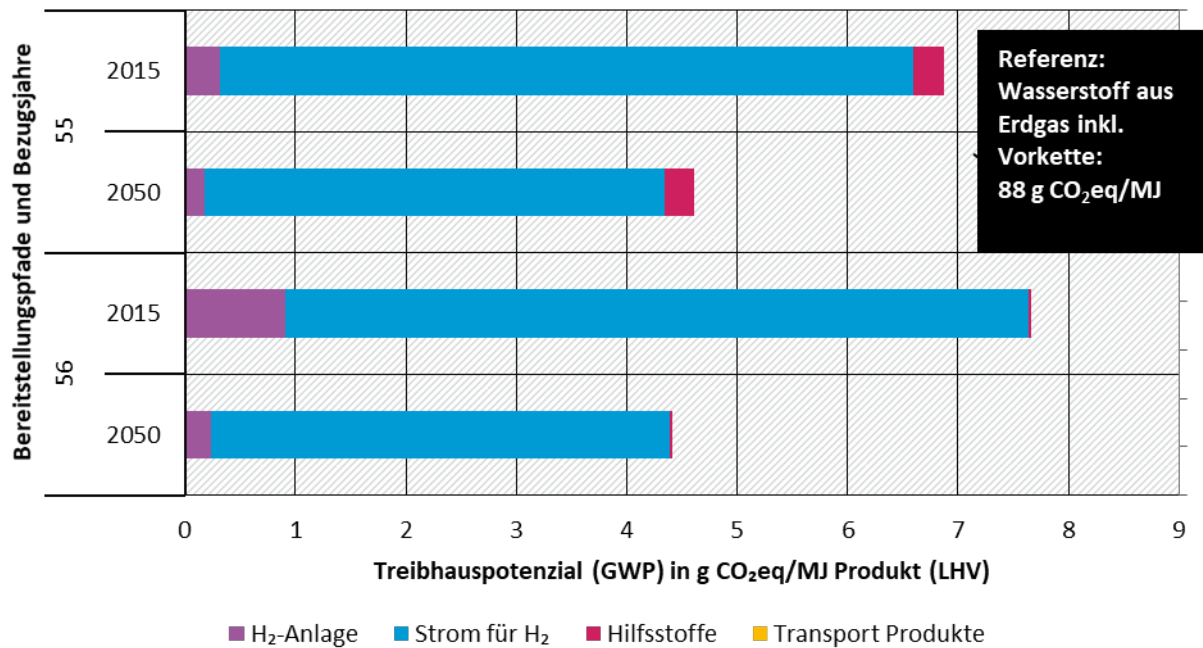
Wie schon bei den anderen Produkten steigt das Treibhauspotenzial der in beiden Pfaden im Vergleich zur Berechnung mit den Volllaststunden des Elektrolyseurs (Abbildung 54) an. Der Grund dafür ist auch hier der höhere Beitrag der Anlageninfrastruktur. Die Umweltwirkungen, die beim Bau dieser Anlagen entstehen, verteilen sich bei geringeren Volllaststunden und gleichbleibender Lebensdauer auf einen geringeren Produktoutput.

Für Pfad 56 mit der PEM-Elektrolyse, die heute noch eine geringere Lebensdauer aufweist als die alkalische Elektrolyse, ist der Anstieg ausgeprägter als bei Pfad 55. In der Betriebsweise „Volllaststunden Stromquelle“ führt die Herstellung von Wasserstoff hier zu einem GWP von 9 g CO₂eq/MJ Produkt, in der Betriebsweise „Volllaststunden Elektrolyseur“ sind dies 7,5 g CO₂eq/MJ Produkt. Dies entspricht einem Anstieg von 17 %.

5.3.3.5.2.3 Treibhauspotenzial 2050

In Abbildung 56 sind die Berechnungen für das Treibhauspotenzial (GWP) der Wasserstoffpfade für das Jahr 2050 denen des Jahres 2015 gegenübergestellt. Im Vergleich zu den Ergebnissen für das Jahr 2015 sind die Werte um 33 % (Pfad 55) bzw. 42 % (Pfad 56) gesunken.

Abbildung 56: Treibhauspotenzial 2050 Bereitstellungspfade Wasserstoff (Volllaststunden Elektrolyse)



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

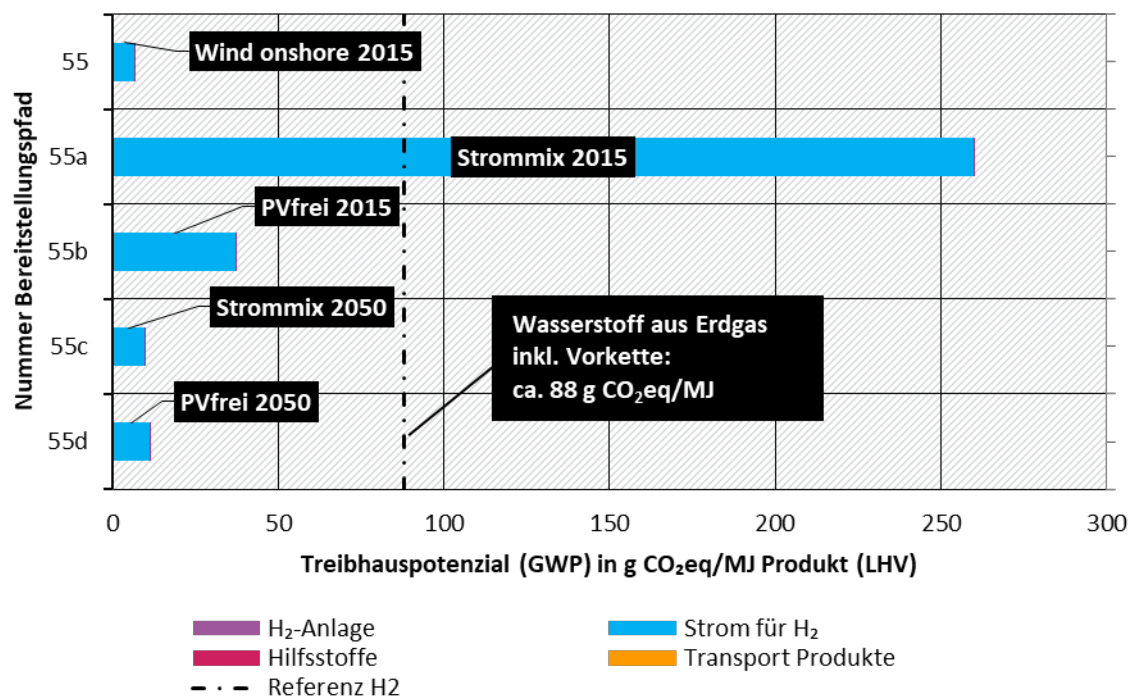
Beide Pfade liegen 2050 im Bereich von 4,5 g CO₂eq/MJ Produkt, was eine Reduktion von etwa 94 % gegenüber Wasserstoff aus fossilem Erdgas bedeutet.

Der Rückgang ist auf das sinkende Treibhauspotenzial der Stromquelle Windkraft zurückzuführen; verbesserte Verfahren, höhere Sekundärmaterialquoten und der Einsatz von regenerativen Energien bei der Herstellung von z. B. Stahl, Zement und Silizium (Abschnitt 5.1.2) für die Stromerzeugungsanlagen sind dafür der Grund. Der gestiegene Wirkungsgrad beider Elektrolyseverfahren und die höhere Lebensdauer der PEM-Elektrolyse spielen ebenfalls eine Rolle.

5.3.3.5.2.4 Sensitivität: Treibhauspotenzial 2015/2050 in Abhängigkeit von der Stromquelle

Als Sensitivität wird das Treibhauspotenzial des Wasserstoffpfades 55 (H₂, AEL, Wind onshore) mit Strombezug aus PV-Freilandanlagen und aus dem Strommix berechnet. Abbildung 57 zeigt die Ergebnisse dieser Ökobilanzrechnungen.

Abbildung 57: Sensitivitätsrechnungen für Pfad 55 (Wasserstoff, AEL) mit PV-Strom und Strommix 2015/2050 (Volllaststunden Elektrolyse)



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

Für das Jahr 2015 bedeutet der Strombezug aus PV-Freilandanlagen (Pfad 55b) einen Anstieg des Treibhauspotenzials auf 38 g CO₂eq/MJ Wasserstoff; mit Strom aus dem Strommix (Pfad 55a) steigt das GWP sogar auf 260 g CO₂eq/MJ Wasserstoff. Damit wird fast das Dreifache des Referenzwert für Wasserstoff aus Erdgas erreicht. Für das Jahr 2050 ist der Bezug von Strom aus dem Mix (Pfad 55c, 10 g CO₂eq/MJ Wasserstoff) sogar ein Vorteil gegenüber der reinen Nutzung von Photovoltaik (Pfad 55d, 11 g CO₂eq/MJ Wasserstoff). In der Basisversion des Pfades 55 mit Wind onshore beträgt das GWP 2050 rund 7 g CO₂eq/MJ Wasserstoff.

5.3.3.5.2.5 Ausgewählte Ergebnisse in anderen Wirkungskategorien

In Tabelle 30 sind die Bandbreiten der Ergebnisse für alle zehn Umweltwirkungen, die im Rahmen dieser Studie untersucht wurden, für die Wasserstoff-Pfade für das Jahr 2050 mit den Volllaststunden der Synthesanlage aufgeführt. Eine detaillierte Auflistung für alle Pfade, Stützjahre und Betriebsweisen findet sich auf den Internetseiten des Umweltbundesamtes. Eine tiefere Analyse der Ursachen (Materialien, Verfahren, Prozesse) der Umweltwirkungen findet sich im Abschnitt 5.3.4 zur produktübergreifenden Analyse.

Tabelle 30: Bandbreiten der Ökobilanzberechnungen 2050 der Wasserstoffpfade (Volllaststunden Synthesanlage)

Umweltwirkung	Referenz	Min (Pfad)	Max (Pfad)	Kommentar
Treibhauspotenzial [g CO ₂ eq/MJ]	88	4,4 (56)	4,6 (55)	
Versauerung [g SO ₂ eq/MJ]	0,049	0,043 (56)	0,060 (55)	

Umweltwirkung	Referenz	Min (Pfad)	Max (Pfad)	Kommentar
Eutrophierung [g PO ₄ eq/MJ]	0,0090	0,023 (56)	0,024 (55)	
Kumulierter Energieaufwand [MJ/MJ]	1,4	1,3 (56)	1,3 (55)	
Sommersmog [g C ₂ H ₄ eq/MJ]	0,032	0,013 (56)	0,014 (55)	
Ozonabbau [g CFC11eq/MJ]	1,6E-05	5,0E-06 (55)	5,5E-06 (56)	
Feinstaub [g/MJ]	0,042	0,037 (56)	0,047 (55)	
Kumulierter Rohstoffaufwand [kg/MJ]	0,038	0,028 (56)	0,030 (55)	
Naturraumbeanspruchung [m ² a/MJ]	7,5E-08	3,9E-04 (56)	3,9E-04 (55)	
Wasserbedarf [l/MJ]	0,048	0,14 (56)	0,14 (55)	

Für das **Treibhauspotenzial** liegen wie in Abschnitt 5.3.3.5.2.3 beschrieben, die Werte bei 4,4 und 4,6 g CO₂eq/MJ. Das entspricht rund 5 % der fossilen Referenz (des durchschnittlichen Treibhauspotenzials von Wasserstoff aus Erdgas inklusive Vorkette). Pfad 56 mit der PEM-Elektrolyse schneidet etwas besser ab als Pfad 55 mit der alkalischen Elektrolyse, bei der die Herstellung des Elektrolyts einen Beitrag leistet. Hauptquelle ist die Stromerzeugung für die Elektrolyse (hier Wind onshore).

Für die **Versauerung** sind die Werte 0,043 und 0,060 g SO₂eq/MJ. Das entspricht 88, bzw 122 % der fossilen Referenz. Auch hier schneidet Pfad 56 (PEM) etwas besser ab als Pfad 55 (AEL), bei dem Bau und Betrieb des Elektrolyseurs einen größeren Beitrag leisten. Hauptquelle ist aber in beiden Pfaden die Stromerzeugung für die Elektrolyse.

Für die **Eutrophierung** sind die Werte 0,023 und 0,023 g PO₄eq/MJ. Das entspricht rund 260 % der fossilen Referenz. Hauptquelle ist auch hier die Stromerzeugung für die Elektrolyse.

Der **Kumulierte Energieaufwand** liegt in beiden Pfaden bei 1,3 MJ/MJ. Das entspricht rund 90 % der fossilen Referenz. Hauptursache ist auch hier die Stromerzeugung für die Elektrolyse.

Für die Wirkungskategorie **Sommersmog** liegen die Werte bei 0,013 und 0,014 g C₂H₄eq/MJ. Das entspricht rund 40 % der fossilen Referenz. Auch hier schneidet Pfad 56 (PEM) etwas besser ab als Pfad 55 (AEL), bei dem Bau und Betrieb des Elektrolyseurs einen größeren Beitrag leisten. Hauptquelle ist aber in beiden Pfaden die Stromerzeugung für die Elektrolyse.

Für den **Ozonabbau** sind die Werte 5,0E-06 und 5,5E-06 g CFC11 eq/MJ. Das entspricht rund 10 bzw. 20 % der fossilen Referenz. Auch hier schneidet Pfad 55 (AEL) etwas besser ab als Pfad 56 (PEM), bei dem Bau und Betrieb des Elektrolyseurs einen größeren Beitrag leisten. Hauptquelle ist aber in beiden Pfaden die Stromerzeugung für die Elektrolyse.

Für die Wirkungskategorie **Feinstaub** liegen die Werte bei 0,037 und 0,047 g/MJ. Das entspricht rund 30 % der fossilen Referenz. Auch hier schneidet Pfad 56 (PEM) wieder besser ab als Pfad 55 (AEL), bei dem Bau und Betrieb des Elektrolyseurs einen größeren Beitrag leisten. Hauptquelle ist aber in beiden Pfaden die Stromerzeugung für die Elektrolyse.

Der **Kumulierte Rohstoffaufwand** liegt bei 0,028 und 0,030 kg/MJ. Das entspricht rund 75 % der fossilen Referenz. Hauptursache ist in beiden Pfaden wieder die Stromerzeugung für die Elektrolyse.

Bei der **Naturraumbeanspruchung** liegt der Wert für beide Pfade bei $3,9E-04$ m²a/MJ. Das entspricht rund 520.000 % der fossilen Referenz. Hauptursache ist in beiden Pfaden wieder die Stromerzeugung für die Elektrolyse (hier Wind onshore).

Der **Wasserbedarf** liegt bei 0,14 l/MJ. Das entspricht rund 290 % der fossilen Referenz. Hauptursachen sind in beiden Pfaden die Stromerzeugung für die Elektrolyse und der Prozesswasserbedarf.

5.3.4 Produktübergreifende Analyse

Die Umweltwirkungen der Bereitstellungspfade verschiedener Produkte (Fischer-Tropsch-Kraftstoff, Methanol, SNG, Biomethan und Wasserstoff) lassen sich über den Bezug auf deren Energiegehalt vergleichen. Die so erstellten Vergleiche sind in ihrer Aussagekraft allerdings eingeschränkt, da

- ▶ die Produkte z. T. unterschiedliche Einsatzbereiche und -zwecke haben (als Treibstoff, Brennstoff, chemischer Grundstoff, Reduktionsmittel in der Industrie) und
- ▶ die Nutzungsphase der Produkte in dieser Studie nicht mit betrachtet wird, obwohl diese zu den gesamten Umweltlasten der Energieträger beiträgt. Umweltwirkungen, die sich z. B. aus der Verbrennung ergeben und sich von Produkt zu Produkt unterscheiden, sind in den Vergleichen hier nicht berücksichtigt.

Ausnahme ist das Treibhauspotenzial, das über die stöchiometrischen Emissionsfaktoren (CO₂-Freisetzung bei vollständiger Verbrennung) auch die Nutzungsphase enthält.

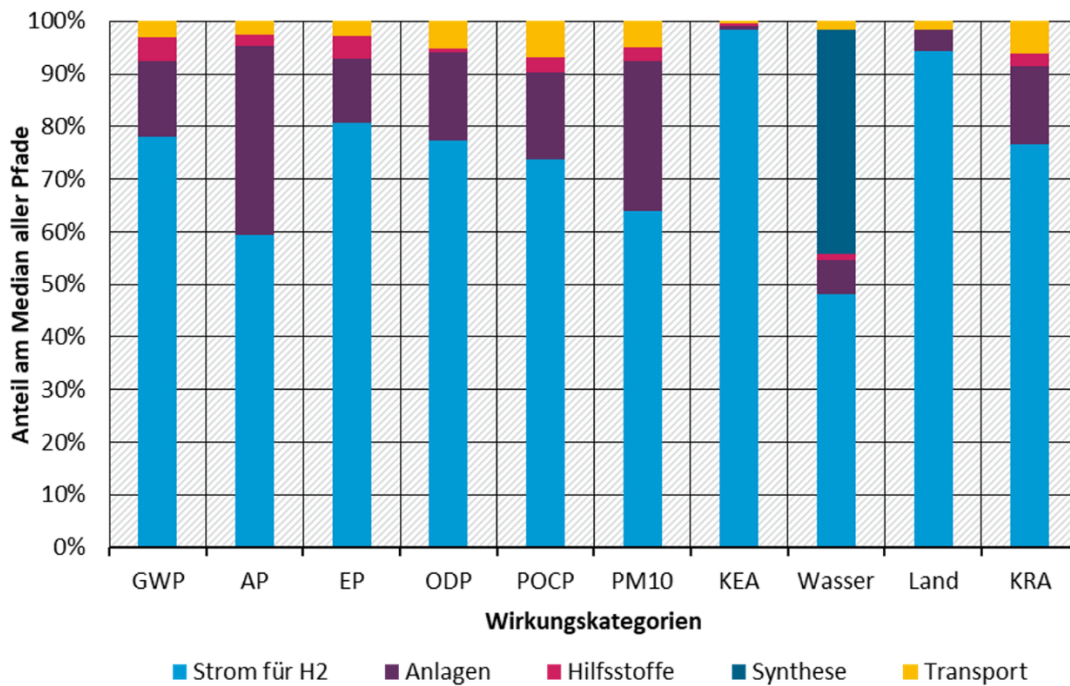
In Abschnitt 5.3.4.1 werden in einer Dominanzanalyse die Beiträge der einzelnen Prozessschritte der Bereitstellungspfade (z. B. Stromerzeugung, Bau der Synthesanlagen, Transport) zu allen Umweltwirkungen für das Jahr 2050 herausgearbeitet. Außerdem wird analysiert, welche Materialien (z. B. Stahl, Zement) über ihre Herstellungsprozesse im Jahr 2050 für die Umweltwirkungen verantwortlich sind.

In Abschnitt 5.3.4.2 wird dann dargestellt, wie sich die Bereitstellungspfade in den einzelnen Wirkungskategorien normieren lassen, indem sie mit den heutigen Emissionen und Bedarfen in Deutschland verglichen werden. In Abschnitt 5.3.4.3 werden schließlich für alle Wirkungskategorien und Energieträger die Bandbreiten der Ökobilanzrechnungen dargestellt analysiert.

5.3.4.1 Dominanzanalyse - Prozesse und Materialien

In der Dominanzanalyse wurde untersucht, wie die einzelnen Prozessschritte zu den verschiedenen Umweltwirkungen beitragen. Abbildung 58 zeigt für alle zehn untersuchten Wirkungskategorien die über alle rein strombasierten Bereitstellungspfade für das Jahr 2050 gemittelten (Median-)Anteile – also für alle Bereitstellungspfade, in denen keine Biomasse eingesetzt wird.

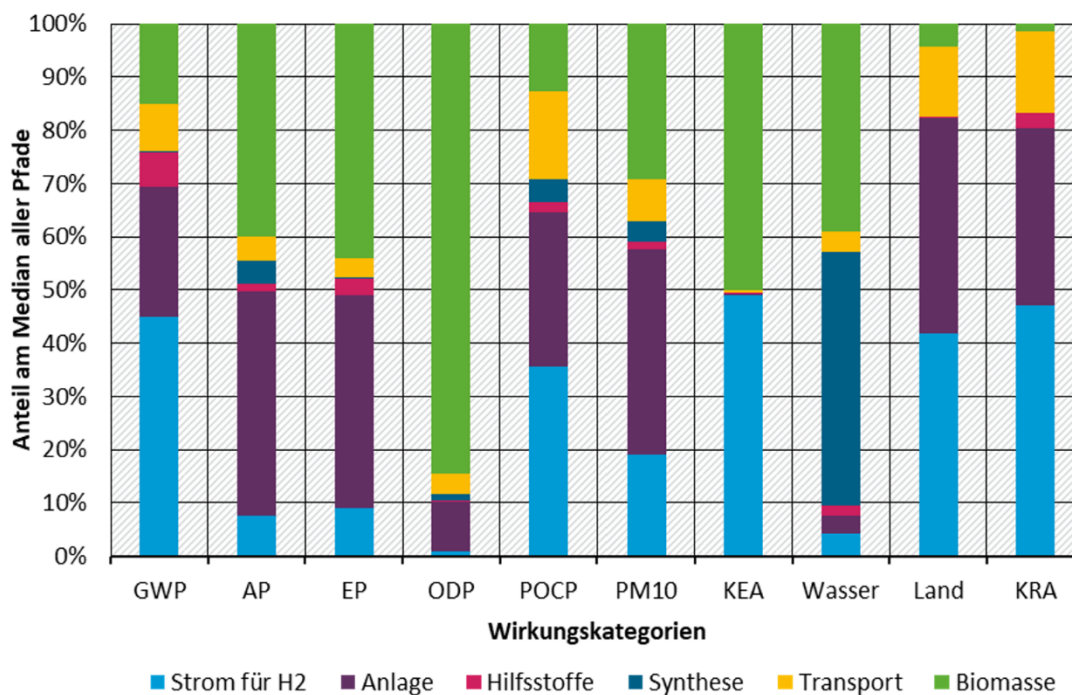
Abbildung 58: Dominanzanalyse aller Umweltwirkungskategorien für die Mediane über alle rein strombasierten Bereitstellungspfade 2050 (Volllaststunden Syntheseanlage)



GWP: Treibhauspotenzial, AP: Versauerung, EP: Eutrophierung, ODP: Ozonabbau, POCP: Sommersmog, PM10: Feinstaub, KEA: Kumulierter Energieaufwand, Wasser: Wasserverbrauch, Fläche: Flächenbedarf, KRA: Kumulierter Rohstoffaufwand
Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

Es zeigt sich – wie auch schon in der produktbezogenen Analyse in Abschnitt 5.3.3 – dass im Jahr 2050 die Erzeugung des Stroms für die Elektrolyse und der Bau der Synthese- und Abscheideanlagen über 90 % zu fast allen Wirkungskategorien beitragen. Ausnahme ist der Wasserverbrauch, bei dem der direkte Prozesswasserbedarf über alle rein strombasierten Pfade gemittelt rund ein Drittel beiträgt. Zu einem kleineren Teil tragen über alle Wirkungskategorien Transportinfrastruktur (Pipelines, Schiffe, LKW, ...) und direkte Emissionen des Transportes bei.

Abbildung 59: Dominanzanalyse aller Umweltwirkungskategorien für die Mediane über alle biomassebasierten Bereitstellungspfade 2050 (Volllaststunden Syntheseanlage)



GWP: Treibhauspotenzial, AP: Versauerung, EP: Eutrophierung, ODP: Ozonabbau, POCP: Sommersmog, PM10: Feinstaub, KEA: Kumulierter Energieaufwand, Wasser: Wasserverbrauch, Fläche: Flächenbedarf, KRA: Kumulierter Rohstoffaufwand
Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

Abbildung 59 zeigt die Dominanzanalyse für alle Wirkungskategorien - gemittelt über alle Bereitstellungspfade, in denen biogene Reststoffe und Anbaubiomasen eingesetzt werden, für das Jahr 2050. Die Nutzung von Strom für die Elektrolyse in den PBT-L-Pfaden führt auch hier zu erheblichen Beiträgen. Daneben trägt aber auch die Biomasse stark zu den Umweltwirkungen bei. Sowohl die Herstellung und Nutzung von Mineraldünger als auch die direkten Emissionen aus der Synthese der Energieträger (Biomassevergasung) liefern relevante Beiträge zu Versauerung, Ozonabbau- und Sommersmogpotenzial, sowie zur sekundären Feinstaubbildung.

In den durch die Analyse ermittelten dominanten Prozessschritten gibt es sowohl für die rein strombasierten als auch für die biomassebasierten Bereitstellungspfade eine relativ kleine Menge an Materialien und Prozessen, die Hauptursache der Umweltwirkungen sind:

► Die Herstellung und der Betrieb der Stromerzeugungsanlagen:

- Für Windkraftanlagen ist Herstellung der Materialien Stahl und glasfaserverstärkter Kunststoff (GFK) am wichtigsten; relevant sind auch die Herstellung von Aluminium, Kupfer, Zement und die Transporte für Anlagenbau.
- Für Photovoltaikanlagen dominieren die Herstellung von Kupfer und Aluminium. In geringerem Umfang spielt auch die Herstellung von Silber, Glas und Stahl eine Rolle.
- Die Stromgewinnung aus Geothermie in Island ist mit sehr hohen H₂S-Emissionen verbunden.

- Kraftwerke mit konzentrierender Solarkraft (CSP) mit Flüssigsalz-Wärmespeichern nutzen Nitratsalze als Speichermedium, die bei der Herstellung signifikante N₂O-Emissionen verursachen.
- ▶ Die Herstellung und der Betrieb der anderen Anlagen (Elektrolyseure, Syntheseanlagen, Abscheideanlagen für CO₂):
 - Auch hier trägt die Herstellung einiger weniger Materialien, die beim Bau der Anlagen verwendet werden, dominant zu den Umweltwirkungen bei: Am größten ist der Beitrag von Stahl, gefolgt von Aluminium, Kupfer und Zement.
 - Direkte Emissionen aus den Syntheseanlagen tragen nur in den (P)BtL-Prozessen mit Biomassevergasung in relevantem Umfang zu einigen Umweltwirkungen bei (z. B. zur Versauerung und zum Sommersmogpotenzial)
- ▶ Beim Transport von Strom und PtX-Energieträgern spielen ebenfalls die Herstellung von Stahl, Aluminium und Kupfer eine dominierende Rolle – vor allem für den Bau von LKW, Schiffen und Pipelines. Hinzu kommen die direkten Emissionen bei der Verbrennung der Treibstoffe in den Motoren der Transportmittel.
- ▶ In den Umweltkategorien, in denen Biomasse einen relevanten Beitrag liefert, tragen die Herstellung von Stickstoffdünger für Anbaubiomasse und die direkten Emissionen der Düngerganwendung, v. a. NH₃, N₂O und Nitrat, am stärksten bei. Hinzu kommen die direkten Emissionen beim Transport der Biomasse.

5.3.4.2 Normierung

Im Abschnitt 5.3.3 wurde gezeigt, dass die Herstellung synthetischer Energieträger meist mit einem geringeren Treibhauspotenzial verbunden ist als die fossiler Referenzprodukte. In vielen anderen Wirkungskategorien schneiden die synthetischen Energieträger aber deutlich schlechter ab als die Referenz. Die Bandbreiten der Ergebnisse für die einzelnen Produkte sind in den jeweiligen Unterkapiteln des Abschnitts 5.3.3 in Tabellen aufgeführt (z. B. für rein strombasierten Fischer-Tropsch-Kraftstoff in Tabelle 18) und in den Diagrammen des folgenden Abschnitts 5.3.4.3 dargestellt.

Um abzuschätzen, wie relevant die zusätzlichen Be- und Entlastungen sind, wird die Größe der zusätzlichen Umweltwirkungen mit heutigen Umweltbelastungen in Bezug gesetzt. Dieser Bewertungsschritt in Ökobilanzen wird als Normierung bezeichnet, siehe z. B. in [UBA 1999].

Ausgangspunkt für die Normierung ist in dieser Studie die rechnerische zusätzliche Be- oder Entlastung, die dadurch entstehen würde, wenn in Jahr 2050 ein fossiler durch einen synthetischen Energieträger ersetzt würde. Als zu ersetzende fossile Referenz wurde ein arithmetischer Mittelwert über die Umweltwirkungen fossilen Benzins, Diesels, Erdgases und Wasserstoffs berechnet. Diesen Werten wurden die Umweltwirkungen gegenübergestellt, die aus der Herstellung eines synthetischen Energieträgers resultieren würden, der den gleichen Energiebedarf deckt. Die Differenz beziffert die rechnerische zusätzliche spezifische Be- oder Entlastung durch den synthetischen Energieträger gegenüber dem fossilen.

Diese Ent- und Belastungen lassen sich dadurch einordnen, dass sie in einem weiteren Schritt mit den Gesamtemissionen in der jeweiligen Kategorie in Deutschland verglichen werden. In dieser Studie wurden dazu die Daten des Jahres 2016 verwendet.

Die folgende Textbox beschreibt die Normierung beispielhaft für den Bereitstellungspfad 10 (FT-Kraftstoff, Herstellung in Deutschland, CO₂ aus der Luft, PV Freilandanlage, Alkalische Elektrolyse).

Rechenbeispiel Normierung Umweltwirkungen Pfad 10 im Jahr 2050

Das Treibhauspotenzial eines Fischer-Tropsch-Kraftstoffs aus Bereitstellungspfad 10 (Herstellung in Deutschland, CO₂ aus der Luft, PV Freilandanlage, Alkalische Elektrolyse) im Jahr 2050 beträgt 22 g CO₂eq/MJ in der Betriebsweise „Volllaststunden Syntheseanlage“. Für den fossilen Referenzmisch liegt dieser Wert bei 85 g CO₂eq/MJ. Wird der fossile Referenzkraftstoff durch den synthetischen ersetzt, so werden pro Megajoule 63 g CO₂eq vermieden.

Das Versauerungspotenzial desselben Fischer-Tropsch-Kraftstoffs aus Bereitstellungspfad 10 im Jahr 2050 beträgt 0,21 g SO₂eq/MJ. Für den fossilen Referenzmisch liegt dieser Wert bei 0,056 g SO₂eq/MJ. Wird der fossile Referenzkraftstoff durch den synthetischen ersetzt, so werden pro Megajoule 0,15 g SO₂eq zusätzliche freigesetzt.

Im Jahr 2016 lag das Treibhauspotenzial aller Emissionen in Deutschland (also nicht nur der kraftstoffbedingten) bei 909 Mio. t CO₂eq und das Versauerungspotenzial aller Emissionen bei rund 2,65 Mio. t SO₂eq. Die berechneten Ent- und Belastungen durch den Fischer-Tropsch-Kraftstoff aus Bereitstellungspfad 10 werden auf diese Emissionen normiert:

Treibhauspotenzial: $-63/909 = -0,069$

Versauerungspotenzial: $+0,15/2,65 = +0,057$

Diese Quotienten werden in einem letzten Schritt auf den des Treibhauspotenzials skaliert:

Treibhauspotenzial: $-0,069/0,069 = -1$

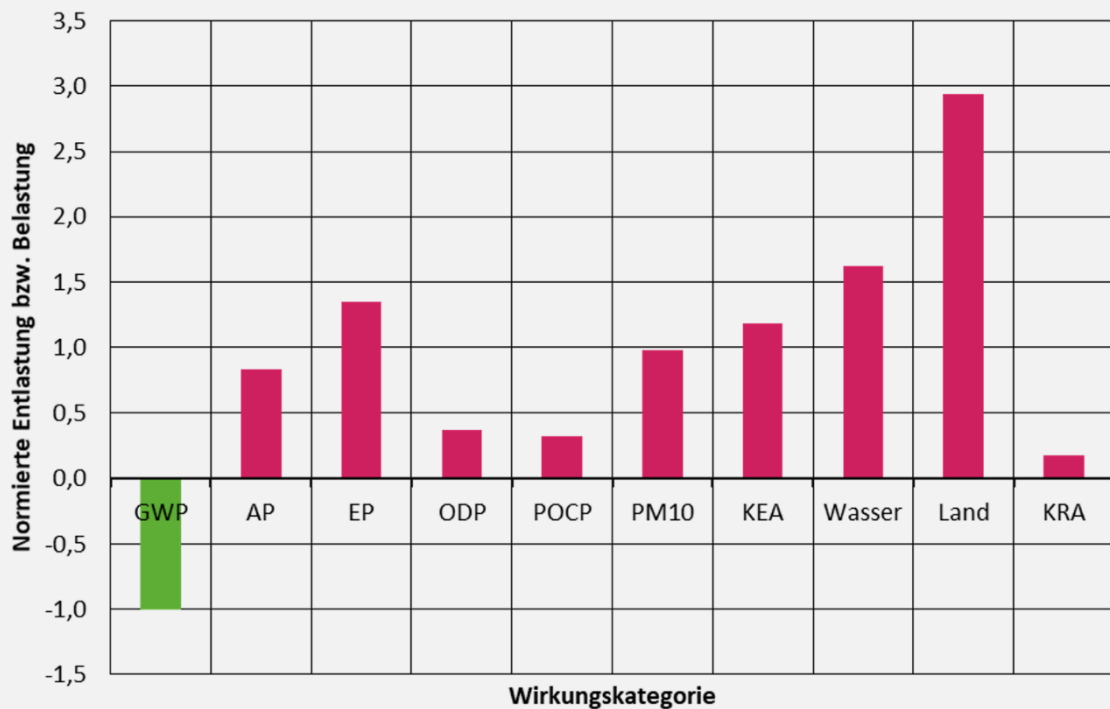
Versauerungspotenzial: $0,057/0,069 = +0,83$

Was zunächst wie eine abstrakte Rechnung aussieht, hat eine konkrete Bedeutung: Der normierte Quotient des Versauerungspotenzial setzt die zusätzlichen Belastungen in dieser Wirkungskategorie in direkt proportionale Beziehung zur Treibhausgas-minderung. Es sind jetzt Aussagen wie folgende möglich: „Wenn im Jahr 2050 so viel Fischer-Tropsch-Kraftstoff (aus Pfad 10) produziert wird, dass die vermiedene Menge an CO₂-Äquivalenten x % aller THG-Emissionen des Jahres 2016 beträgt, so beträgt die zusätzliche Versauerung 0,83mal x % der Versauerung des Jahres 2016.“

Ein Beispiel mit fiktiven Zahlen: Angenommen im Jahr 2050 werden 50 Milliarden Liter Fischer-Tropsch-Kraftstoff (aus Pfad 10) hergestellt und eingesetzt. Dann werden gegenüber der fossilen Referenz 98,3 Mio. t CO₂eq vermieden. Das sind rund 11 % aller THG-Emissionen von 2016 in Deutschland. Aus der Normierung wissen wir, dass gleichzeitig versauernde Emissionen in der Größenordnung von $11 \times 0,83 = 9$ % der Emissionen von 2016 entstehen. Die Entlastung im GWP ist also mit einer Belastung im Versauerungspotenzial in ähnlicher Größenordnung verbunden.

Abbildung 60 zeigt diese Normierung aller Umweltwirkungen von Pfad 10

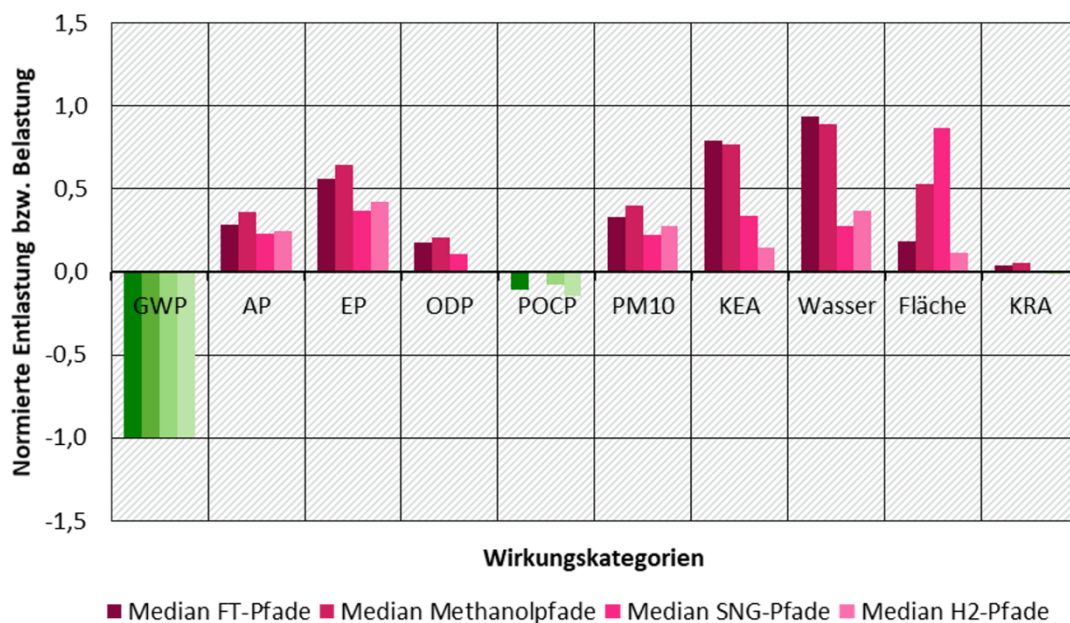
Abbildung 60: Rechnerische Entlastung bzw. Belastung im Jahr 2050 durch Fischer-Tropsch-Kraftstoff aus Pfad 10 (CO₂ aus der Luft, PV Freilandanlage in Deutschland)



GWP: Treibhauspotenzial, AP: Versauerung, EP: Eutrophierung, ODP: Ozonabbau, POCP: Sommersmog, PM10: Feinstaub, KEA: Kumulierter Energieaufwand, Wasser: Wasserverbrauch, Fläche: Flächenbedarf, KRA: Kumulierter Rohstoffaufwand
Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

Neben der Analyse einzelner Bereitstellungspfade ist es auch sinnvoll, die Umweltwirkungen für einzelne Produktgruppen zu normieren und darzustellen. Dafür wurden zunächst die Mediane der Ergebnisse in den Produktgruppe gebildet, diese dann wie im Rechenbeispiel den Umweltwirkungen durch fossile Energieträger gegenübergestellt und auf die Situation 2016 normiert. Für die Wasserstoffpfade wurden auch Sensitivitätsrechnungen (Stromversorgung mit PV bzw. dem Strommix 2050) in die Medianbildung mit einbezogen.

Abbildung 61: Rechnerische Entlastung bzw. Belastung 2050 im Vergleich zu fossilen Energieträgern, normiert auf die Situation 2016 für die Mediane über alle Pfade einer Produktgruppe (Volllaststunden Syntheseanlage)



GWP: Treibhauspotenzial, AP: Versauerung, EP: Eutrophierung, ODP: Ozonabbau, POCP: Sommersmog, PM10: Feinstaub, KEA: Kumulierter Energieaufwand, Wasser: Wasserverbrauch, Fläche: Flächenbedarf, KRA: Kumulierter Rohstoffaufwand
Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

In Abbildung 61 sind die Ent- und Belastungen für die Medianwerte grafisch dargestellt. Für die Fischer-Tropsch-Pfade und die Methanolfade ergibt sich ein sehr ähnliches Bild. Neben dem Treibhauspotenzial zeigen sich nur noch für das Sommersmogpotenzial (POCP) leichte Entlastungen. In allen anderen Wirkungskategorien entstehen in dieser Abschätzung zusätzliche Belastungen. Für die Kategorien Wasserbedarf und kumulierter Energieaufwand (KEA) liegen diese in der gleichen Größenordnung wie die Entlastung in der Kategorie Treibhauspotenzial. Für das Eutrophierungspotenzial (EP) ist es rund die Hälfte des GWP.

Die Medianwerte für synthetisches Erdgas (SNG) folgen einem ähnlichen Muster, liegen aber für fast alle Kategorien besser als die für Fischer-Tropsch-Kraftstoffe und Methanol. Die Wasserstoffpfade schneiden in dieser Analyse ähnlich wie SNG ab, liegen aber in der Kategorie „Fläche“ deutlich besser.

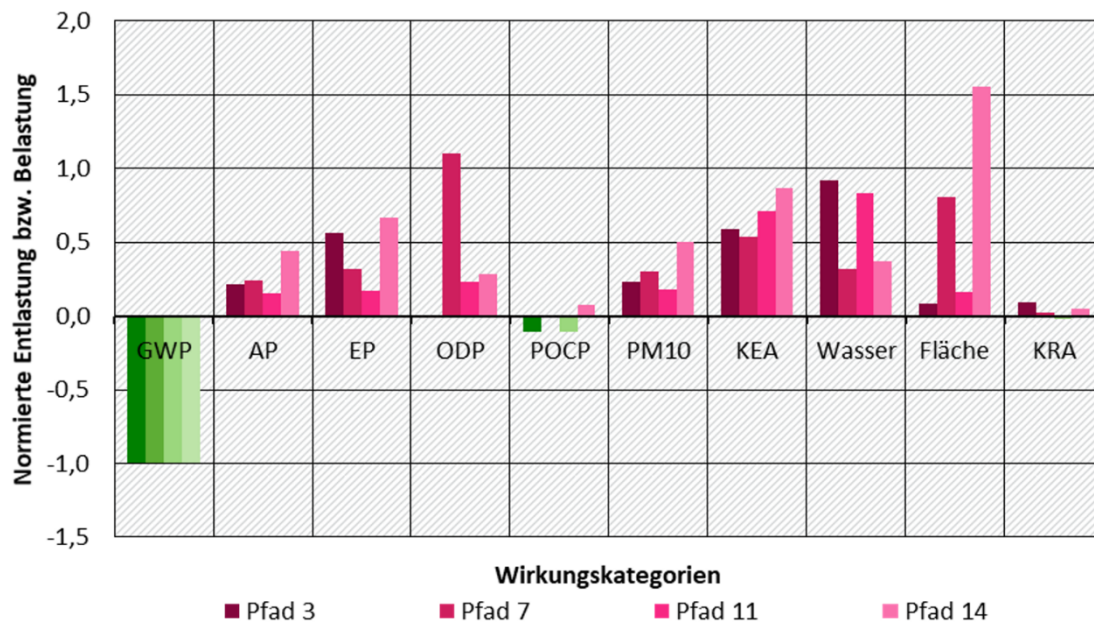
Die in Kapitel 5.2 dargestellte Auswahl der Pfade beeinflusst allerdings diese Ergebnisse. So wird beispielsweise in acht von zwölf SNG-Pfaden entweder Photovoltaik oder konzentrierende Solarkraft (CSP) als Stromquelle eingesetzt, die beide einen relativ großen Flächenbedarf haben. Entsprechend hoch liegt dann auch der Median der Ergebnisse. Für Methanol sind hingegen nur acht von 20 Pfaden mit PV oder CSP gerechnet, für Wasserstoff nur zwei der Sensitivitätsrechnungen.

Die Tendenz ist über alle Produktgruppen gleich: Im Mittel könnte die Herstellung von P(B)tX-Energieträgern im Jahr 2050 noch mit erheblichen Umweltwirkungen verbunden sein. Diese stammen allerdings überwiegend aus der Herstellung relativ weniger Materialien für Stromerzeugungs- und Syntheseanlagen sowie für Pipelines und Transportschiffe.

Weitere pfadübergreifende Aussagen lassen sich gewinnen, wenn einzelne Pfadgruppen betrachtet werden, die sich darin unterscheiden, ob und welche Art von Biomasse eingesetzt wird.

In den Abbildung 62 bis Abbildung 64 ist dies exemplarisch für Fischer-Tropsch-Kraftstoffe dargestellt.

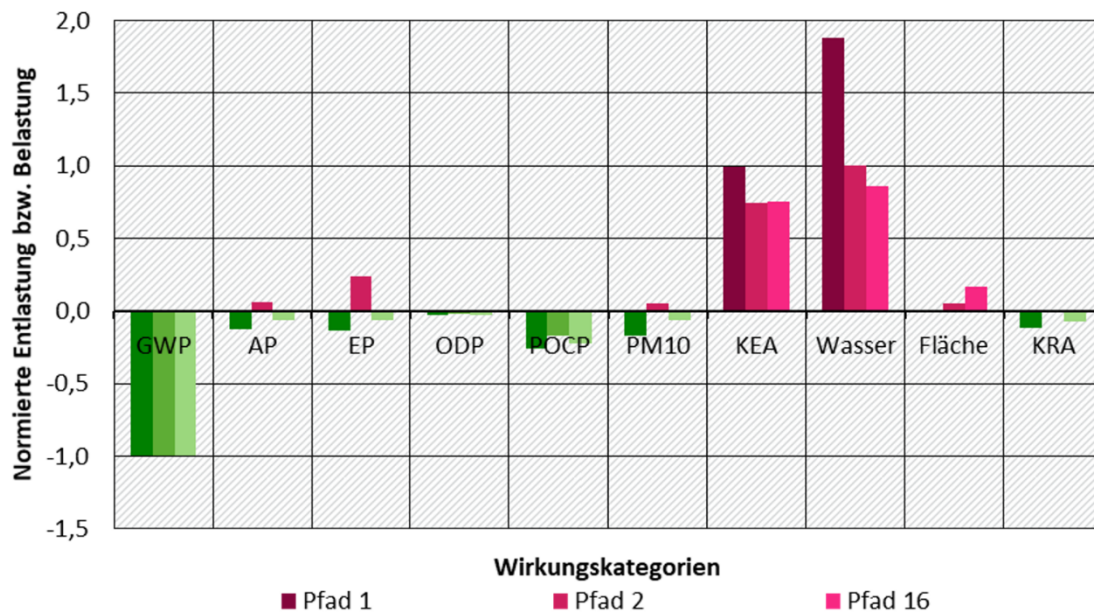
Abbildung 62: Rechnerische Entlastung bzw. Belastung 2050 im Vergleich zu fossilen Energieträgern, normiert auf die Situation 2016 für rein strombasierte FT-Pfade (Volllaststunden Syntheseanlage)



GWP: Treibhauspotenzial, AP: Versauerung, EP: Eutrophierung, ODP: Ozonabbau, POCP: Sommersmog, PM10: Feinstaub, KEA: Kumulierter Energieaufwand, Wasser: Wasserverbrauch, Fläche: Flächenbedarf, KRA: Kumulierter Rohstoffaufwand
Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

In Abbildung 62 sind die normierten Ent- und Belastungen für vier Pfade dargestellt, in denen Fischer-Tropsch-Kraftstoff aus Strom und CO₂ hergestellt wird (rein strombasierte Pfade). Über alle Wirkungskategorien zeigt sich dasselbe Muster wie für die Mediane der Produktgruppen in Abbildung 61. Unterschiede zwischen den Pfaden beruhen ganz überwiegend auf der Nutzung unterschiedlicher Stromquellen. In Pfad 14 führt die Nutzung von PV-Strom zu höheren Werten für Versauerung, Eutrophierung, Feinstaub und Flächenbedarf. In Pfad 7 zeigt sich ein besonders hohes Potenzial für den Ozonabbau, das aus der Herstellung der Salze zur Wärmespeicherung im CSP-Kraftwerk resultiert.

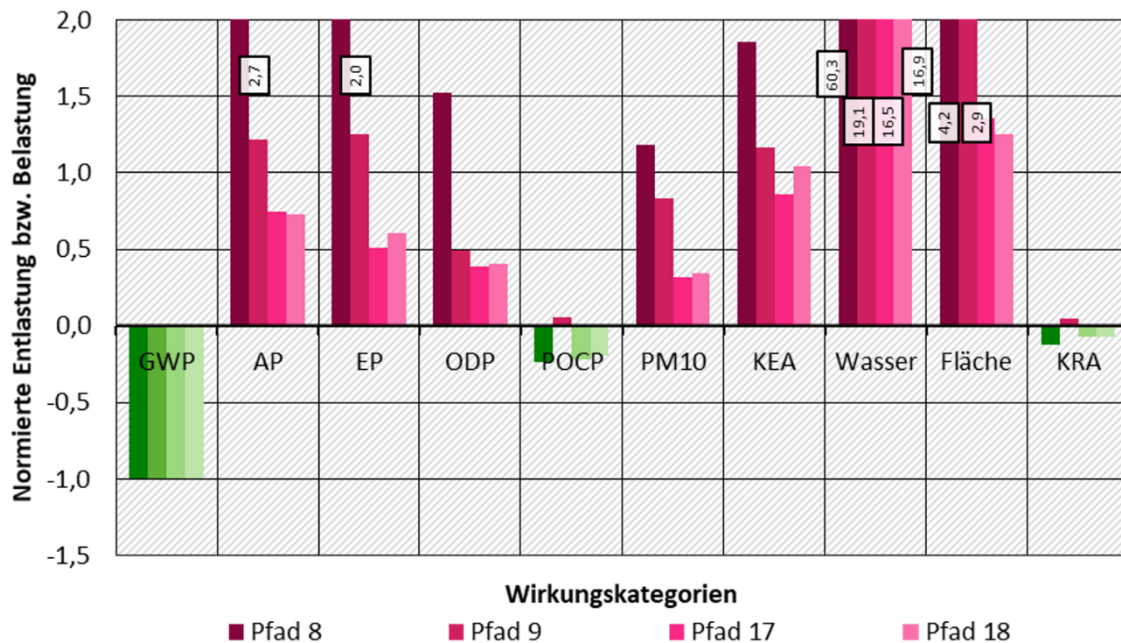
Abbildung 63: Rechnerische Entlastung bzw. Belastung 2050 im Vergleich zu fossilen Energieträgern, normiert auf die Situation 2016 für FT-Pfade mit Bioreststoffen



GWP: Treibhauspotenzial, AP: Versauerung, EP: Eutrophierung, ODP: Ozonabbau, POCP: Sommersmog, PM10: Feinstaub, KEA: Kumulierter Energieaufwand, Wasser: Wasserverbrauch, Fläche: Flächenbedarf, KRA: Kumulierter Rohstoffaufwand
Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

In Abbildung 63 sind die normierten Ent- und Belastungen für drei Pfade dargestellt, in denen Fischer-Tropsch-Kraftstoff aus Bioreststoffen hergestellt wird. Pfad 2 und 16 sind PBT-Pfade, in denen auch elektrolytisch gewonnener Wasserstoff eingesetzt wird. Im Gegensatz zu reinen PtL-Pfaden wird deutlich weniger Strom benötigt und die Reststoffe gehen entsprechend der ökobilanziellen Konvention ohne Umweltlasten aus dem Anbau in die Bilanz ein. Deshalb zeigen sich in den meisten Umweltkategorien Entlastungen gegenüber der Herstellung fossiler Energieträger. In Zukunft könnte sich diese Zuordnung und damit die ökobilanzielle Bewertung ändern (siehe „Limitierungen der ökobilanziellen Betrachtung“ in Kapitel 5.3.5.1)

Abbildung 64: Rechnerische Entlastung bzw. Belastung 2050 im Vergleich zu fossilen Energieträgern, normiert auf die Situation 2016 für FT-Pfade mit Anbaubiomasse



GWP: Treibhauspotenzial, AP: Versauerung, EP: Eutrophierung, ODP: Ozonabbau, POCP: Sommersmog, PM10: Feinstaub, KEA: Kumulierter Energieaufwand, Wasser: Wasserverbrauch, Fläche: Flächenbedarf, KRA: Kumulierter Rohstoffaufwand
Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

In Abbildung 64 sind die normierten Ent- und Belastungen für vier Pfade dargestellt, in denen Fischer-Tropsch-Kraftstoff aus Pappelholz aus Kurzumtriebsplantagen (Anbaubiomasse) hergestellt wird. Im Vergleich zu den rein strombasierten Pfaden und denen mit Bioreststoffen zeigen sich hier fast durchweg erheblich schlechtere Werte. Insbesondere die Nutzung mineralischen Düngers führt zu hohen Belastungen in den Kategorien Versauerung, Eutrophierung und Sommersmog. Auch Wasser- und Flächenbedarf ist für Anbaubiomasse sehr hoch. Die extrem hohen Umweltbelastungen in Pfad 8 resultieren auch aus der schlechteren Ausnutzung des biogenen Kohlenstoffs in der reinen BtL-Synthese.

5.3.4.3 Analyse der einzelnen Wirkungskategorien

In diesem Abschnitt werden die Bandbreiten der auf den Energiegehalt bezogenen Umweltwirkungen für alle Produkte, verschiedene Gruppen von Bereitstellungspfaden, die Stützjahre 2015 und 2050 sowie die beiden Betriebsweisen dargestellt (Abbildung 66 bis Abbildung 74). Die Umweltwirkungen der Pfade, in denen der Strommix verwendet wird, sind gesondert gekennzeichnet. Außerdem ist die jeweilige Umweltwirkung für die fossile Referenz (Benzin/Diesel, Methanol, Erdgas, Wasserstoff aus Erdgas) angegeben. Die Werte lassen sich an der linken Achse ablesen.

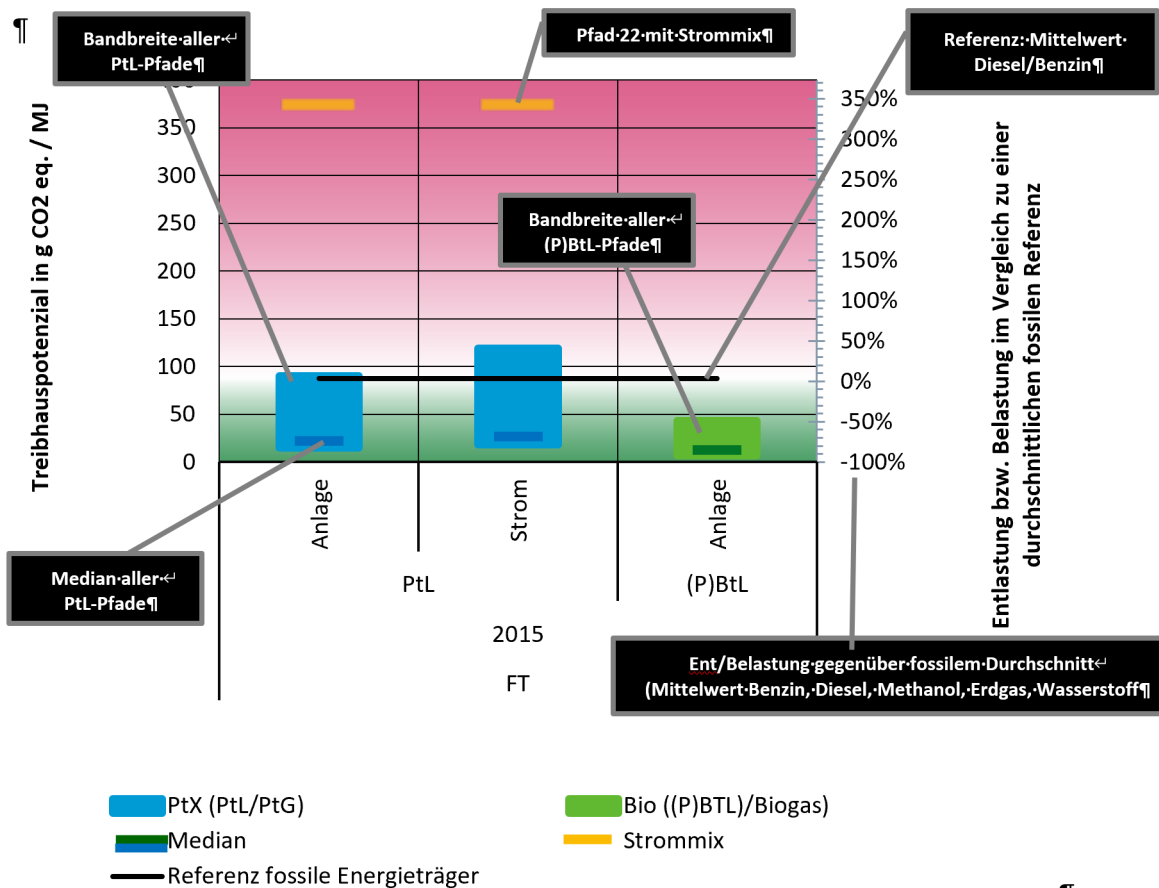
Auf der rechten Achse ist die %uale Be- bzw. Entlastung gegenüber einem durchschnittlichen fossilen Energieträger (arithmetischer Mittelwert aus den Umweltwirkungen der Herstellung von Benzin, Diesel, Methanol, Erdgas und Wasserstoff aus Erdgas) aufgetragen. Die Bildung des Mittelwerts ist hier notwendig, damit die angezeigte Skala für alle Produktgruppen gleichermaßen gilt. Zusätzlich ist der Hintergrund des Diagramms rot (zusätzliche Belastung) und grün (zusätzliche Entlastung) eingefärbt, um die Ergebnisse schnell einordnen zu können.

Die Bezeichnungen „Anlage“ und „Strom“ benennen die Betriebsweise der Syntheseanlage - nach möglichen Volllaststunden der Syntheseanlage oder der Stromerzeugung für die Elektrolyse (Abschnitt 5.1.3.2). Vereinfacht gesagt steigen in der Betriebsweise „Volllaststunden Stromquelle“ die Umweltwirkungen des Baus von Elektrolyseuren, Synthese- und Abscheidungsanlagen, da diese über feststehende Lebensdauern auf die in dieser Zeit produzierten Energieträgermengen verteilt werden. Laufen die Anlagen pro Jahr kürzer, werden weniger Energieträger produziert, die dann pro Einheit einen größeren „Rucksack“ an Umweltwirkungen aus dem Bau der Anlage erhalten.

Für überwiegend biomassebasierte (P)BtL-Prozesse ist ein Betrieb mit den Volllaststunden der Stromquelle nicht zu erwarten und deshalb in den Abbildungen nicht aufgeführt.

Die Bereitstellungspfade für flüssige Energieträger werden wie schon in Abschnitt 5.3.3 nach rein strombasierten PtL-Pfaden und überwiegend biomassebasierten (P)BtL-Pfaden gruppiert. Die Gründe dafür sind, dass die (P)BtL-Prozesse einen anderen technologischen Reifegrad aufweisen und zudem ein Betrieb der Anlagen nur mit den Volllaststunden der Stromquelle nicht zu erwarten ist. Für jede dargestellt Produktgruppe ist auch der Median über alle Ergebnisse dieser Gruppe dargestellt. In Abbildung 65 sind als Lesebeispiel die verschiedenen Elemente des Diagramms für das Treibhauspotenzial 2015 für Fischer-Tropsch-Kraftstoffe beschriftet:

Abbildung 65: Lesebeispiel: Bandbreiten des Treibhauspotenzials 2015 für Fischer-Tropsch-Kraftstoffe und potenzielle Ent-/Belastung im Vergleich zu einer fossilen Referenz



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

Auf die Darstellung der Berechnungen für das Stützjahr 2030 wurde – wie überall im Bericht – verzichtet, um die Abbildungen möglichst übersichtlich zu halten. Eine vollständige Aufstellung aller Ergebnisse findet sich auf den Internetseiten des Umweltbundesamtes.

5.3.4.3.1 Treibhauspotenzial

In Abbildung 66 sind die Bandbreiten des Treibhauspotenzials für alle Produkte dargestellt. Die Ergebnisse sind nach Strom- und Biomasseinsatz in Pfadgruppen aufgeteilt. Die Bandbreiten werden jeweils für die Stützjahre 2015 und 2050 und die beiden betrachteten Betriebsweisen separat dargestellt.

Im Gesamtbild reichen die Bandbreiten bis zu 95 % unter die fossile Referenz. Allerdings gibt es vor allem für das Jahr 2015 für alle Energieträger auch Pfade, die schlechter als die Referenz abschneiden und somit eine zusätzliche Belastung im Treibhauspotenzial bedeuten. Das gilt insbesondere für den Betrieb der Anlagen mit Strom aus dem Strommix, der im Jahr 2015 noch eine sehr schlechte Treibhausbilanz hat (Abschnitt 5.3.2). Die Herstellung von synthetischen Energieträgern hat in diesem Fall ein Treibhauspotenzial, das rund 350 % des fossilen Referenzproduktes beträgt.

Im Jahr 2015 zeigen **rein strombasierte** PtL-Energieträger (FT-Kraftstoffe und Methanol) ähnliche Bandbreiten der Ergebnisse, während strombasiertes Methan (SNG) besser abschneidet. Die Wasserstoffpfade zeigen die geringste Aufspreizung der Ergebnisse und den größten Abstand zum Treibhauspotenzial des Referenzproduktes.

Hauptquellen für das Treibhauspotenzial sind bei allen strombasierten Produkten vor allem der Strom für die Elektrolyse. Bei den Pfaden mit CO₂-Abscheidung aus der Luft kann auch der Bau der Abscheideanlagen einen nennenswerten Beitrag liefern (im Extremfall bis zu 30 %).

Die überwiegend **biomassebasierten**, flüssigen Energieträger (FT-Kraftstoff und Methanol aus (P)BtL-Synthesen) schneiden im Jahr 2015 im Vergleich zu den rein strombasierten besser ab – sowohl hinsichtlich der jeweiligen Maximal- also auch Minimalwerte der Bandbreiten der Bereitstellungspfade. Anders sind die Ergebnisse beim Methan. Hier weisen die günstigsten PtG-Pfade ein niedrigeres Treibhauspotenzial auf als die günstigsten Biogaspfade. Im Vergleich der ungünstigsten Pfade liegt Biomethan deutlicher unter der fossilen Referenz als strombasiertes Methan.

Hauptquellen für das Treibhauspotenzial sind bei allen überwiegend biomassebasierten Produkten Anbau und Transport der Biomasse und in den PBtL-Pfaden auch der Strom für die Elektrolyse.

Im Jahr 2050 verbessern sich die Ergebnisse für fast alle Produkte und Betriebsweisen. Der Grund dafür liegt hauptsächlich in der sinkenden Treibhausintensität des Stroms für die Elektrolyse. Die Materialien für den Bau der Stromerzeugungs-, Synthese- und Abscheideanlagen (Stahl, Beton, Aluminium, Kupfer) sind durch geänderte Produktionsprozesse (Abschnitt 5.1.2) für weniger Emissionen verantwortlich. Außerdem sinken durch den Einsatz synthetischer Energieträger, die treibhauswirksamen Emissionen aus dem Transport der Produkte. Für den FT-Kraftstoff sinkt das Treibhauspotenzial des ungünstigsten Pfades (Pfad 61) weniger stark, da in diesem die CO₂-Nutzung aus einem Braunkohle-Oxyfuelkraftwerk ganz dem FT-Kraftstoff zugerechnet wird (Abschnitt 5.1.3.4).

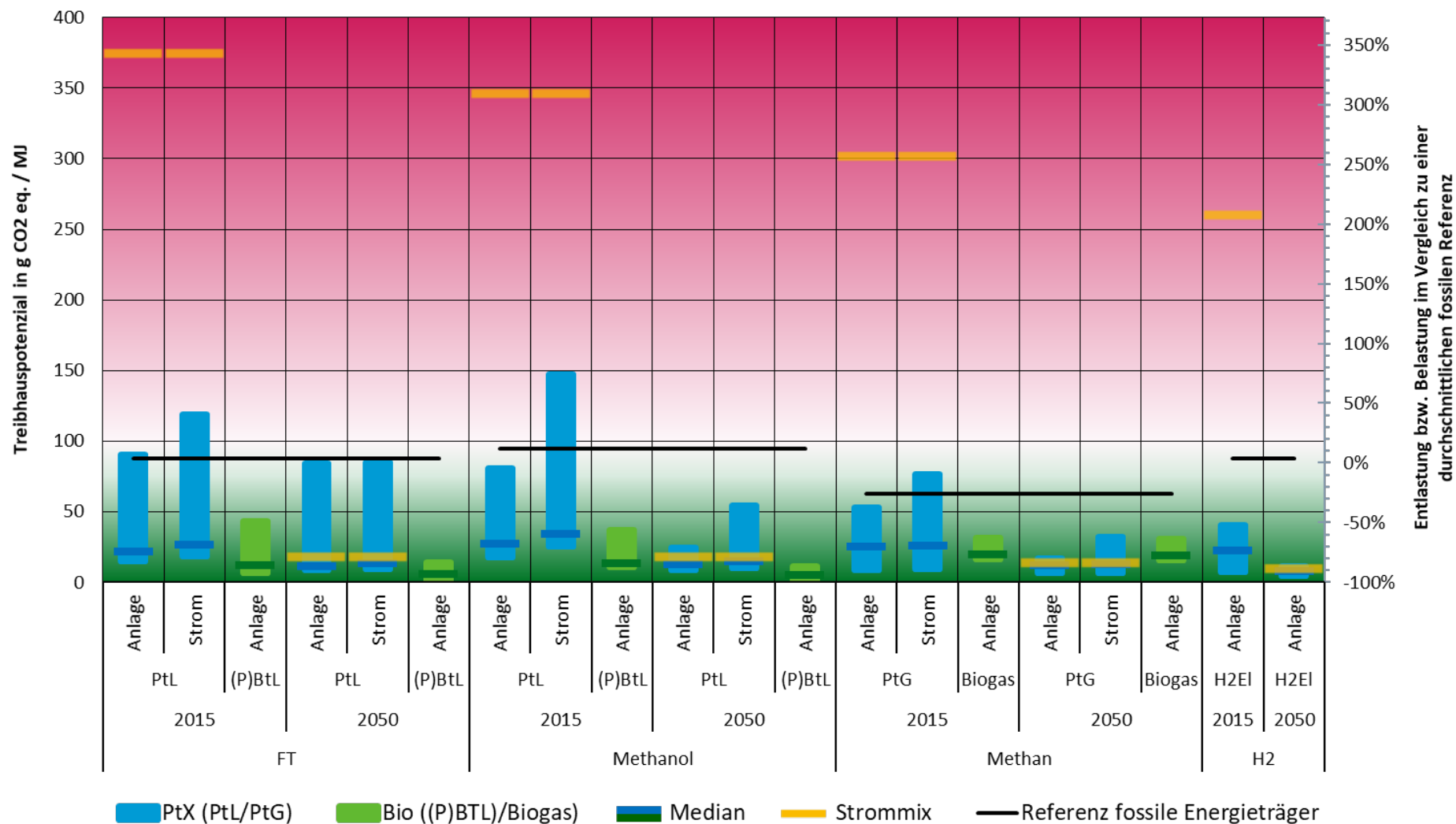
Über alle Bereitstellungspfade gemittelt trägt im Jahr 2050 CO₂ zu 76 %, CH₄ zu 12 % und N₂O zu 10 % zum spezifischen Treibhauspotenzial bei.

Um das Treibhauspotenzial der Energieträger möglichst gering zu halten, sollten die Anlagen in den Jahren 2015 und 2030 nicht mit Strom aus dem allgemeinen Mix betrieben werden. Entweder sollten die Anlagen dann nur in der Betriebsweise „Volllaststunden Stromquelle“ laufen oder

es müssen Speicher für Wasserstoff/CO₂/Strom zur Anlage hinzugefügt werden. Beide Optionen erhöhen die Emissionen und Kosten. Die Nutzung von Speichern wurde in dieser Studie nicht modelliert.

Im Jahr 2050 ist der Unterscheid zwischen den beiden Betriebsweisen weniger bedeutsam. Mit Blick auf das Treibhauspotenzial ist es dann problemlos, den allgemeinen Strommix einzusetzen.

Abbildung 66: Treibhauspotenzial - Bandbreiten 2015 und 2050 und potenzielle Ent-/Belastung im Vergleich zu einer fossilen Referenz



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

5.3.4.3.2 Versauerungspotenzial

In Abbildung 67 sind die Bandbreiten des Versauerungspotenzials für alle Produkte dargestellt. Die Ergebnisse sind nach Strom- und Biomasseinsatz in Pfadgruppen aufgeteilt. Die Bandbreiten werden jeweils für die Stützjahre 2015 und 2050 und die beiden betrachteten Betriebsweisen separat dargestellt.

Im Gesamtbild liegen fast alle Produkte und Pfade – und somit auch die Mediane der Pfadgruppen – über der fossilen Referenz. Die Extremwerte liegen in dieser Wirkungskategorie aber sehr weit auseinander. Während die Herstellung von FT-Kraftstoff mit Strom und CO₂ aus Geothermie in Island für das Stützjahr 2015 rund 11.000 % über dem Versauerungspotenzial der durchschnittlichen fossilen Referenz, liegt der günstigste Pfad (56, H₂, Wind onshore, PEM) im Jahr 2050 rund 25 % darunter.

Im Jahr 2015 zeigen **rein strombasierte** PtL-Energieträger (FT-Kraftstoffe und Methanol) ähnliche Bandbreiten der Ergebnisse, während strombasiertes Methan (SNG) und Wasserstoff deutlich besser abschneiden. Das gilt auch für den Fall, wenn die sehr ungünstigen Pfade 15 und 37 (Geothermie in Island) aus der Berechnung genommen werden. Dann liegt der ungünstigste Pfad für FT-Kraftstoff (Pfad 10, PV in Deutschland, DAC) immer noch bei rund 1800 %, der ungünstigste für Methanolfad (Pfad 32,) bei rund 2100 % und der ungünstigste Pfad für synthetisches Erdgas (Pfad 48, PV in Deutschland, DAC) bei rund 1300 % der durchschnittlichen fossilen Referenz. Auch die Pfade mit der Nutzung des allgemeinen Strommixes gehören 2015 bei allen Produkten zu den drei schlechtesten Pfaden.

Hauptquelle für das Versauerungspotenzial sind bei allen strombasierten Produkten die Anlagen der Stromerzeugung für die Elektrolyse - vor allem über die in Abschnitt 5.3.4.1 beschriebenen Prozesse und Materialien. Der Bau der Elektrolyseure, Synthese- und Abscheideanlagen spielt bei der Versauerung aber eine größere Rolle als beim Treibhauspotenzial. Bei den Pfaden mit CO₂-Abscheidung aus der Luft können alle Anlagen zusammen sogar einen Beitrag von bis zu 60 % liefern.

Die überwiegend **biomassebasierten**, flüssigen Energieträger (FT-Kraftstoff und Methanol aus (P)BtL-Synthesen) schneiden im Vergleich zu den rein strombasierten auf den ersten Blick deutlich besser ab - sowohl was die niedrigste Versauerungspotenzial der günstigen Pfade als auch die Emissionen der ungünstigsten Pfade angeht. Werden die extrem ungünstigen Pfade 15 und 37 (FT-Kraftstoff und Methanol mit Strom aus Geothermie in Island) aus dem Vergleich genommen, so zählen die Pfade mit Anbaubiomasse zu den schlechtesten. Die Pfade 8 und 30 (FT-Kraftstoff und Methanol aus der BtL-Synthese mit Holz aus Kurzumtriebsplantagen) weisen im Jahr 2050 dann sogar ein zwei bis drei Mal so hohes Versauerungspotenzial auf als die schlechtesten strombasierten Pfade 10 und 32 (FT-Kraftstoff und Methanol mit PV-Strom in Deutschland und DAC). Bereitstellungspfade mit biogenen Reststoffen schneiden am besten ab. Diese Tendenz wurde schon im Kapitel 5.3.4.2 deutlich.

Beim Methan ist der Vorteil von Biogas gegenüber SNG nicht ganz so groß.

Hauptquellen für das Versauerungspotenzial sind bei allen überwiegend biomassebasierten Produkten Anbau und Transport der Biomasse und in den PBtL-Pfaden auch der Strom für die Elektrolyse. Beim Biomethan trägt die anlageninterne Bereitstellung von Wärme und Strom über Emissionen von NO_x aus dem Biogas-BHKW am stärksten zum Versauerungspotenzial bei. In den Biomethanpfaden mit Aminwäsche ist dieser Beitrag wegen des höheren Energiebedarfs stärker ausgeprägt.

Im Jahr 2050 verbessern sich die Ergebnisse für fast alle Produkte und Betriebsweisen. Die Gründe dafür liegen hauptsächlich im sinkenden Versauerungspotenzial des Stroms und der Anlagenherstellung, sowie in der höheren Effizienz der Wasserstoffelektrolyse. Die Materialien für den Bau der Stromerzeugungs-, Synthese- und Abscheideanlagen (insbesondere Kupfer, Stahl und Aluminium) sind durch geänderte Produktionsprozesse und den Einsatz von regenerativen Energieträgern (Abschnitt 5.1.2) für weniger Emissionen verantwortlich.

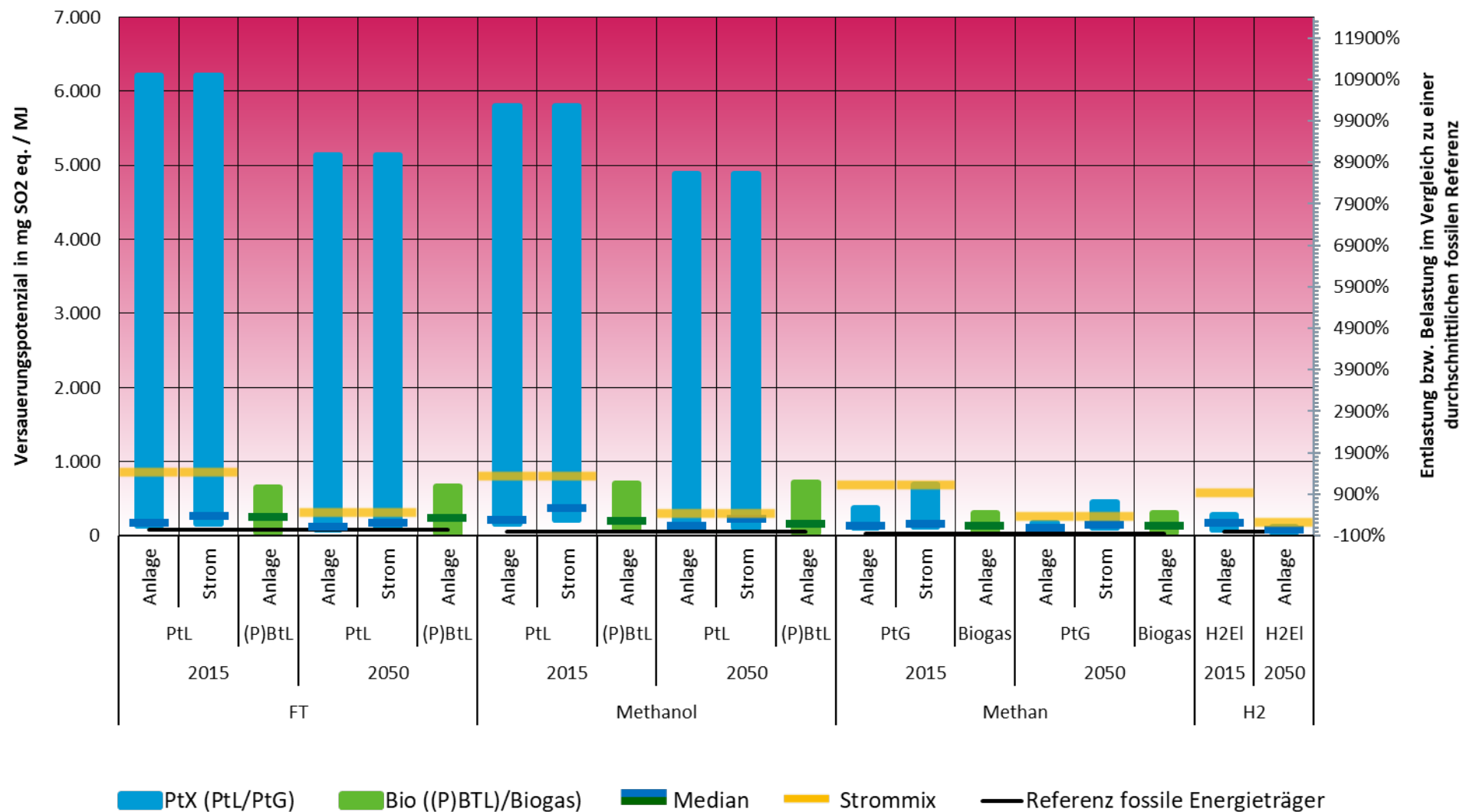
Für die ungünstigsten Pfade mit Strom und CO₂ aus Geothermie in Island sinkt das Versauerungspotenzial nur geringfügig, da sich die H₂S-Emissionen aus dem Kraftwerk nicht ändern. Lediglich die Effizienz der CO₂-Abscheidung verbessert sich etwas.

Für die biomassebasierten Produkte ergibt sich fast keine Verbesserung, da sich die Hauptursachen – Anbau und Transport der Biomasse und Energiebereitstellung in der Biogasanlage nicht ändern. Sie sind ungefähr viermal so groß wie ihre fossile Referenz.

Über alle Bereitstellungspfade gemittelt trägt im Jahr 2050 SO₂ zu 56 %, NO_x zu 22 % und NH₃ zu 15 % und H₂S mit 4 % zum spezifischen Versauerungspotenzial bei.

Die Unterschiede in den Ergebnissen für die Betriebsarten „Anlage“ und „Strom“ sind für die FT-Produkte und Methanolfpade im Diagramm nicht erkennbar. In beiden Kategorien weisen die Pfade mit Stromquelle Geothermie die Höchstwerte auf, die sich mit der Betriebsweise nicht ändern. Für die meisten anderen Pfade liegen die Ergebnisse für die Betriebsart „Volllaststunden Stromquelle“ bei ca. 150 % der Betriebsart „Volllaststunden Syntheseanlage“.

Abbildung 67: Versauerungspotenzial - Bandbreiten 2015 und 2050 und potenzielle Ent-/Belastung im Vergleich zu einer fossilen Referenz



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

5.3.4.3.3 Eutrophierung

In Abbildung 68 sind die Bandbreiten des Eutrophierungspotenzials für alle Produkte dargestellt. Die Ergebnisse sind nach Strom- und Biomasseinsatz in Pfadgruppen aufgeteilt. Die Bandbreiten werden jeweils für die Stützjahre 2015 und 2050 und die beiden betrachteten Betriebsweisen separat dargestellt.

Im Gesamtbild liegen fast alle Produkte und Pfade – und somit auch die Mediane der Pfadgruppen – über der fossilen Referenz. Die Extremwerte liegen auch in dieser Wirkungskategorie sehr weit auseinander. Während die Herstellung von Methanol mit CO₂-Abscheidung aus der Luft und Strom aus PV in Deutschland (Pfad 32) im Jahr 2015 in der Betriebsweise Strom zu einer rechnerischen Belastung von mehr als 4000 % der durchschnittlichen fossilen Referenz führt, weist der günstigste Pfad 1 (FT-BtL aus Stroh in Deutschland) im Jahr 2050 eine Entlastung von rund 75 % auf.

Im Jahr 2015 zeigen **rein strombasierte** PtL-Energieträger (FT-Kraftstoffe und Methanol) ähnliche Bandbreiten der Ergebnisse, wobei Methanol etwas schlechter abschneidet. Grund dafür ist, dass die Synthesanlage einen größeren Beitrag liefert und dass aus der Methanolsynthese weniger Wärme ausgekoppelt und in der CO₂-Abscheidung eingesetzt werden kann. Strombasiertes Methan (SNG) und vor allem Wasserstoff schneiden gegenüber den flüssigen Energieträgern deutlich besser ab.

Die Pfade mit der Nutzung des allgemeinen Strommixes liegen im Jahr 2015 bei allen überwiegend strombasierten Produkten in der Nähe der Mediane.

Hauptquelle für das Eutrophierungspotenzial ist bei allen strombasierten Produkten der Strom für die Elektrolyse und in den Methanolfaden auch für die CO₂-Abscheidung – jeweils über die in Abschnitt 5.3.4.1 beschriebenen Prozesse und Materialien. Der Bau der Elektrolyseure, Synthese- und Abscheideanlagen spielt bei der Versauerung aber eine größere Rolle als beim Treibhauspotenzial. Bei den Pfaden mit CO₂-Abscheidung aus der Luft können alle Anlagen zusammen sogar einen Beitrag von bis zu 60 % liefern – vor allem in der Betriebsweise „Volllaststunden Stromquelle“.

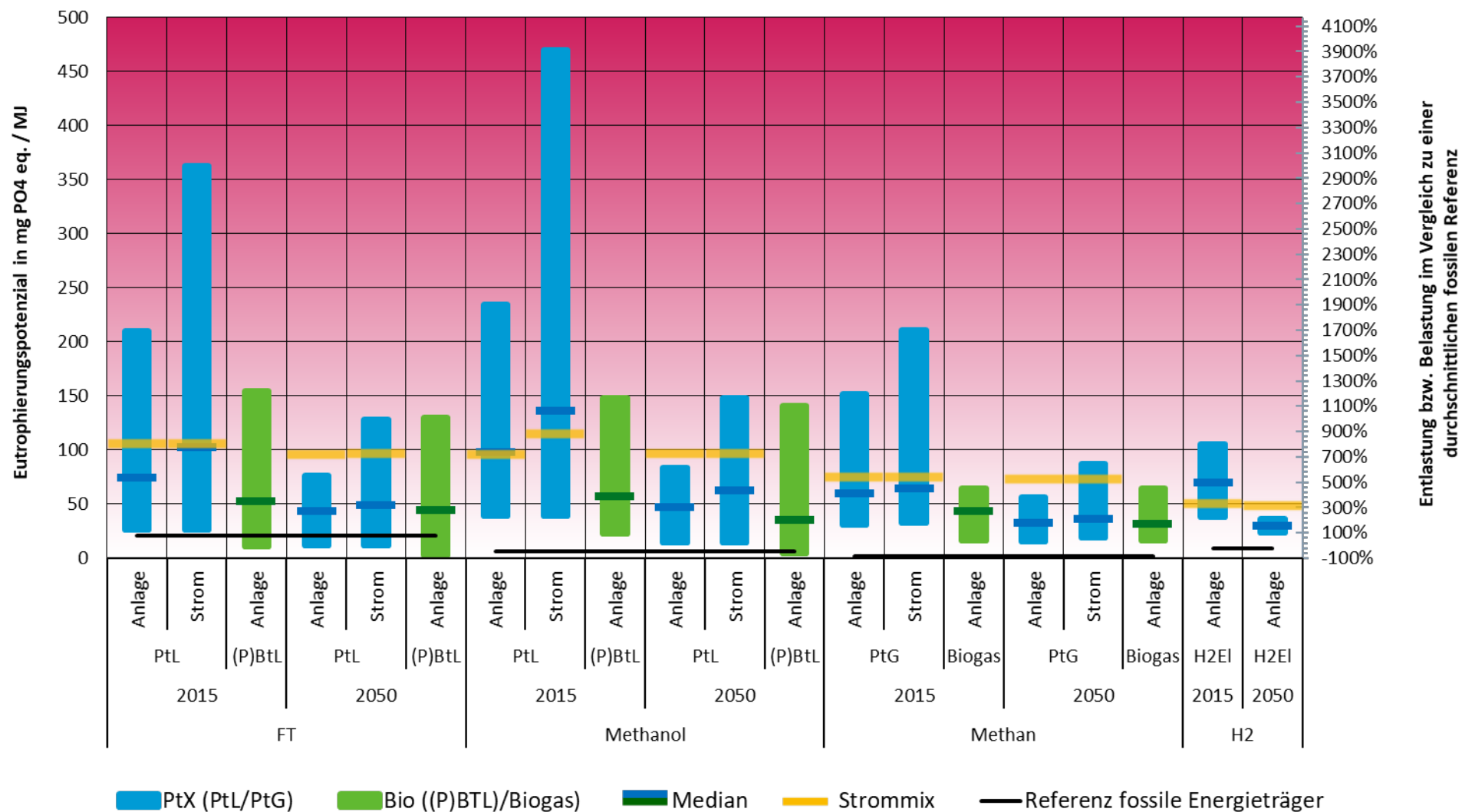
Die überwiegend **biomassebasierten** Energieträger (FT-Kraftstoff und Methanol aus (P)BtL-Synthesen, Biogas) schneiden im Jahr 2015 in ihrem Eutrophierungspotenzial im Vergleich zu den rein strombasierten besser ab – sowohl hinsichtlich der jeweiligen Maximal- also auch Minimalwerte der Bandbreiten der Bereitstellungspfade. Hauptquellen für das Eutrophierungspotenzial sind bei allen überwiegend biomassebasierten Produkten Anbau und Transport der Biomasse und in den PBtL-Pfaden auch der Strom für die Elektrolyse. Beim Biomethan trägt die anlageninterne Bereitstellung von Wärme und Strom über Emissionen von NO_x aus dem Biogas-BHKW am stärksten zum Eutrophierungspotenzial bei. In den Biomethanpfaden mit Aminwäsche ist dieser Beitrag wegen des höheren Energiebedarfs stärker ausgeprägt.

In Jahr 2050 verbessern sich die Ergebnisse für fast alle Produkte und Betriebsweisen. Der Grund dafür liegt hauptsächlich im sinkenden Eutrophierungspotenzial des Stroms und der Anlagenherstellung. Die Materialien für den Bau der Stromerzeugungs-, Synthese- und Abscheideanlagen (insbesondere Stahl, Kupfer und Aluminium) sind durch geänderte Produktionsprozesse (Abschnitt 5.1.2) für weniger eutrophierende Emissionen verantwortlich. Für die biomassebasierten Produkte ergibt sich fast keine Verbesserung, da sich die Hauptursachen – Anbau der Biomasse und Energiebereitstellung in der Biogasanlage nicht ändern.

Über alle Bereitstellungspfade gemittelt trägt im Jahr 2050 PO₄--- mit 54 % NH₃ mit 23 % und NO_x mit 17 % zum Eutrophierungspotenzial bei.

Die Unterschiede in den Ergebnissen für die Betriebsarten „Volllaststunden Syntheseanlage“ und „Volllaststunden Stromquelle“ fallen im Jahr 2050 proportional ähnlich aus wie im Jahr 2015. Das liegt an den verminderten eutrophierenden Emissionen bei der Herstellung der Materialien zum Bau der Stromerzeugungs-, Synthese- und Abscheideanlagen.

Abbildung 68: Eutrophierungspotenzial - Bandbreiten 2015 und 2050 und potenzielle Ent-/Belastung im Vergleich zu einer fossilen Referenz



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

5.3.4.3.4 Sommersmog

In Abbildung 69 sind die Bandbreiten des Sommersmogpotenzials für alle Produkte dargestellt. Die Ergebnisse sind nach Strom- und Biomasseeinsatz in Pfadgruppen aufgeteilt. Die Bandbreiten werden jeweils für die Stützjahre 2015 und 2050 und die beiden betrachteten Betriebsweisen separat dargestellt.

Im Gesamtbild sind je nach Pfadgruppe sowohl zusätzliche Belastungen als auch Entlastungen gegenüber der durchschnittlichen fossilen Referenz zu verzeichnen. Die Extremwerte liegen auch in dieser Wirkungskategorie sehr weit auseinander. Während die Herstellung von Methanol mit CO₂-Abscheidung aus der Luft und Strom aus PV in Deutschland (Pfad 32) in der Betriebsweise „Volllaststunden Stromquelle“ im Jahr 2015 zu einer rechnerischen Belastung von mehr als 850 % der durchschnittlichen fossilen Referenz führt, weist der günstigste Pfad (Pfad 1, FT-BtL aus Stroh in Deutschland) im Jahr 2050 eine Entlastung von rund 98 % auf.

Im Jahr 2015 zeigen **rein strombasierte** PtL-Energieträger (FT-Kraftstoffe und Methanol) ähnliche Bandbreiten der Ergebnisse, wobei Methanol etwas schlechter abschneidet. Gründe dafür sind, dass aus der Methanolsynthese weniger Wärme ausgekoppelt und in der CO₂-Abscheidung eingesetzt werden kann und dass wegen der geringeren Energiedichte beim Transport des Methanols mehr Emissionen pro Megajoule Produkt anfallen. Strombasiertes Methan (SNG) und Wasserstoff schneiden gegenüber den flüssigen Energieträgern etwas besser ab. Die Pfade mit der Nutzung des allgemeinen Strommixes sind im Jahr 2015 für fast alle Produkte mit Abstand die schlechtesten – mit Ausnahme der Pfade 32 (Methanol, DAC, PV in Betriebsweise „Volllaststunden Stromquelle“).

Hauptquelle für das Sommersmogpotenzial ist bei allen strombasierten Produkten der Strom für die Elektrolyse und in den Methanolpfaden auch für die CO₂-Abscheidung - jeweils über die in Abschnitt 5.3.4.1 beschriebenen Prozesse und Materialien. Der Bau der Elektrolyseure, Synthese- und Abscheideanlagen spielt beim Sommersmogpotenzial aber eine größere Rolle als beim Treibhauspotenzial. Bei den Pfaden mit CO₂-Abscheidung aus der Luft können alle Anlagen zusammen sogar einen Beitrag von bis zu 50 % liefern – vor allem in der Betriebsweise „Volllaststunden Stromquelle“.

Die überwiegend **biomassebasierten**, flüssigen Energieträger (FT-Kraftstoff und Methanol aus (P)BtL-Synthesen) schneiden im Jahr 2015 in ihrem Sommersmogpotenzial im Vergleich zu den rein strombasierten deutlich besser ab - sowohl hinsichtlich der jeweiligen Maximal- also auch Minimalwerte der Bandbreiten der Bereitstellungspfade. Biomethan zeigt aber deutlich schlechtere Ergebnisse als strombasiertes Methan. Hauptquellen für das Sommersmogpotenzial sind bei allen überwiegend biomassebasierten Produkten Anbau und Transport der Biomasse und in den PBtL-Pfaden auch der Strom für die Elektrolyse. Beim Biomethan trägt die anlageninterne Bereitstellung von Wärme und Strom über Emissionen von NO_x aus dem Biogas-BHKW am stärksten zum Sommersmogpotenzial bei. In den Biomethanpfaden mit Aminwäsche ist dieser Beitrag wegen des höheren Energiebedarfs stärker ausgeprägt.

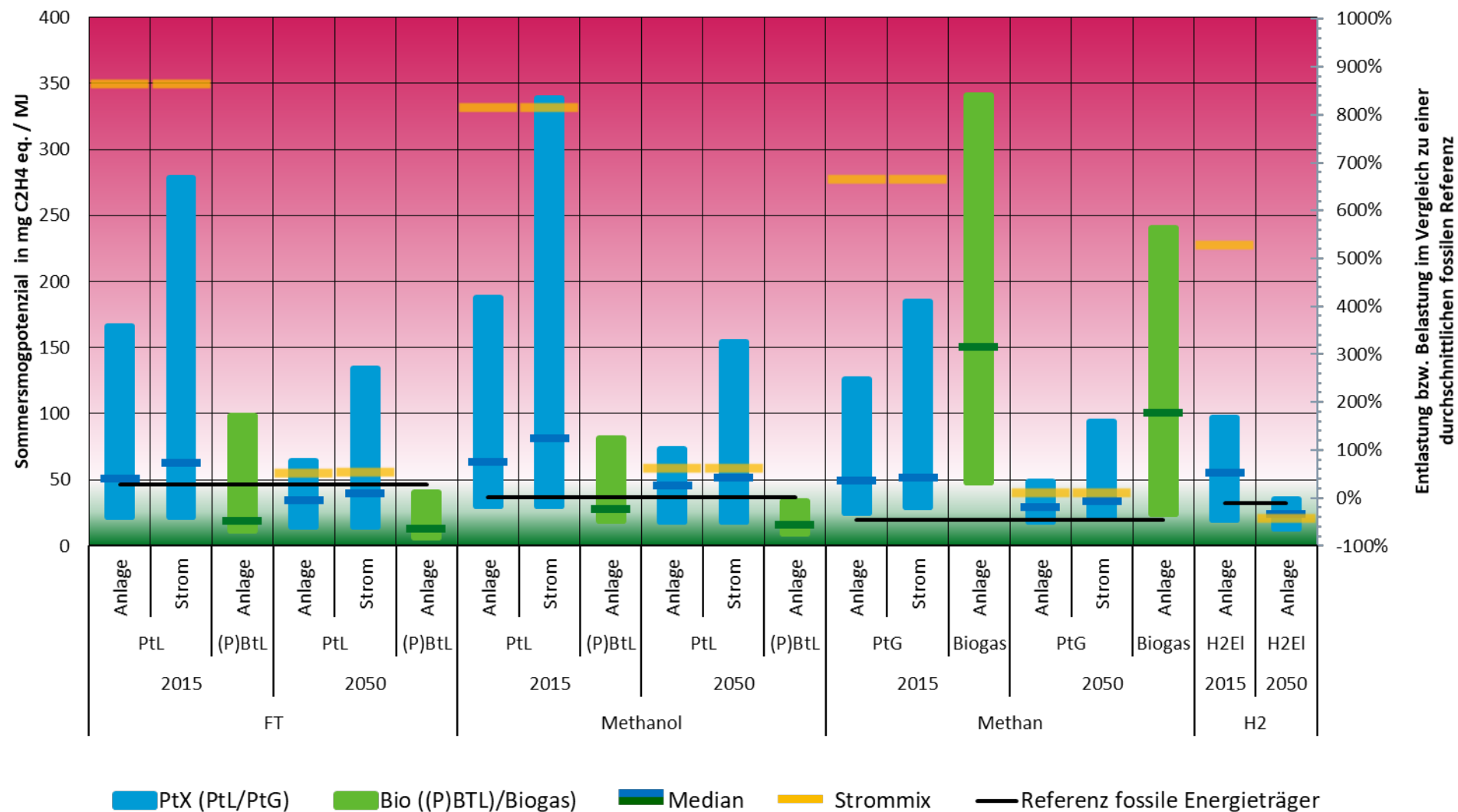
In Jahr 2050 verbessern sich die Ergebnisse für fast alle Produkte und Betriebsweisen. Der Grund dafür liegt hauptsächlich im niedrigeren Strombedarf, aufgrund höherer Effizienz der Elektrolyse, und sinkenden Sommersmogpotenzial des Stroms pro Kilowattstunde. Die Materialien für den Bau der Stromerzeugungs-, Synthese- und Abscheideanlagen (vor allem Stahl, Aluminium und Kupfer) sind durch geänderte Produktionsprozesse und höhere Recyclingquoten (Abschnitt 5.1.2) für weniger Emissionen verantwortlich. Für die überwiegend biomassebasierten Produkte ergibt sich für die meisten Pfade keine Verbesserung, da sich die Hauptursachen – Anbau und Transport der Biomasse und Energiebereitstellung in der Biogasanlage nicht ändern.

In den PBtL-Pfaden macht sich die Verbesserung des Stroms für die Elektrolyse positiv bemerkbar.

Über alle Bereitstellungspfade gemittelt trägt im Jahr 2050 NO_x mit 69 %, NMVOC mit 14 %, SO₂ mit 8 % und CO mit 5 % zum Sommersmogpotenzial bei.

Die Unterschiede in den Ergebnissen für die Betriebsarten „Volllaststunden Syntheseanlage“ und „Volllaststunden Stromquelle“ fallen im Jahr 2050 proportional ähnlich aus wie im Jahr 2015. Das liegt wiederum an den verminderten sommersmog erzeugenden Emissionen bei der Herstellung der Materialien zum Bau der Stromerzeugungs-, Synthese- und Abscheideanlagen.

Abbildung 69: Sommersmogpotenzial - Bandbreiten 2015 und 2050 und potenzielle Ent-/Belastung im Vergleich zu einer fossilen Referenz



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

5.3.4.3.5 Ozonabbau

In Abbildung 70 sind die Bandbreiten des Ozonabbaupotenzials für alle Produkte dargestellt. Die Ergebnisse sind nach Strom- und Biomasseinsatz in Pfadgruppen aufgeteilt. Die Bandbreiten werden jeweils für die Stützjahre 2015 und 2050 und die beiden betrachteten Betriebsweisen separat dargestellt.

Im Gesamtbild liegen fast alle Produkte und Pfade – und somit auch die Mediane der Pfadgruppen – über der fossilen Referenz. Die Extremwerte liegen auch in dieser Wirkungskategorie sehr weit auseinander. Die Herstellung von Biomethan aus Bioabfall/Grünschnitt mit CO₂-Abscheidung durch Aminwäsche Pfad 57 im Jahr 2015 führt zu einer rechnerischen Belastung von rund 8700 % der durchschnittlichen fossilen Referenz führt. Der günstigste Pfad 16 mit FT-PBtL-Synthese aus dem Reststoff Stroh weist im Jahr 2050 eine Entlastung von rund 60 % der fossilen Referenz auf.

Im Jahr 2015 zeigen **rein strombasierte** PtL-Energieträger (FT-Kraftstoffe und Methanol) ähnliche Bandbreiten der Ergebnisse, wobei Methanol geringfügig schlechter abschneidet. Strombasiertes Methan (SNG) schneidet gegenüber den flüssigen Energieträgern etwas besser ab. Die Wasserstoffpfade zeigen beim Ozonabbaupotenzial klar die besten Ergebnisse. Die Pfade mit der Nutzung des allgemeinen Strommixes zählen im Jahr 2015 für alle Produkte zu den schlechtesten.

Hauptquelle für das Ozonabbaupotenzial ist bei allen strombasierten Produkten der Strom für die Elektrolyse, besonders aus konzentrierender Solarkraft (CSP) mit Flüssigsalz-Wärmespeichern. Das Speichermedium besteht aus Nitratsalzen, die bei der Herstellung signifikante N₂O-Emissionen verursachen, die wesentlich zum Ozonabbau beitragen. Der Bau der Elektrolyseure, Synthese- und Abscheideanlagen spielt beim Ozonabbaupotenzial nur bei der Abscheidung aus der Luft (DAC) eine nennenswerte Rolle. DAC kann sogar einen Beitrag von bis zu 85 % liefern – zum Beispiel in Pfad 48 (FT-PtL, DAC, PV in Deutschland) in der Betriebsweise „Volllaststunden Stromquelle“. Die nach Herstellerangaben modellierte DAC-Anlage verwendet ein Anionentauscherharz, das bei der Herstellung ozonabbauendes Tetrachlormethan (R-10) freisetzt.

Die überwiegend **biomassebasierten**, flüssigen Energieträger (FT-Kraftstoff und Methanol aus (P)BtL-Synthesen) schneiden im Jahr 2015 in ihrem Ozonabbaupotenzial im Vergleich zu den rein strombasierten etwas besser ab. Biomethan zeigt aber deutlich schlechtere Ergebnisse als strombasiertes Methan.

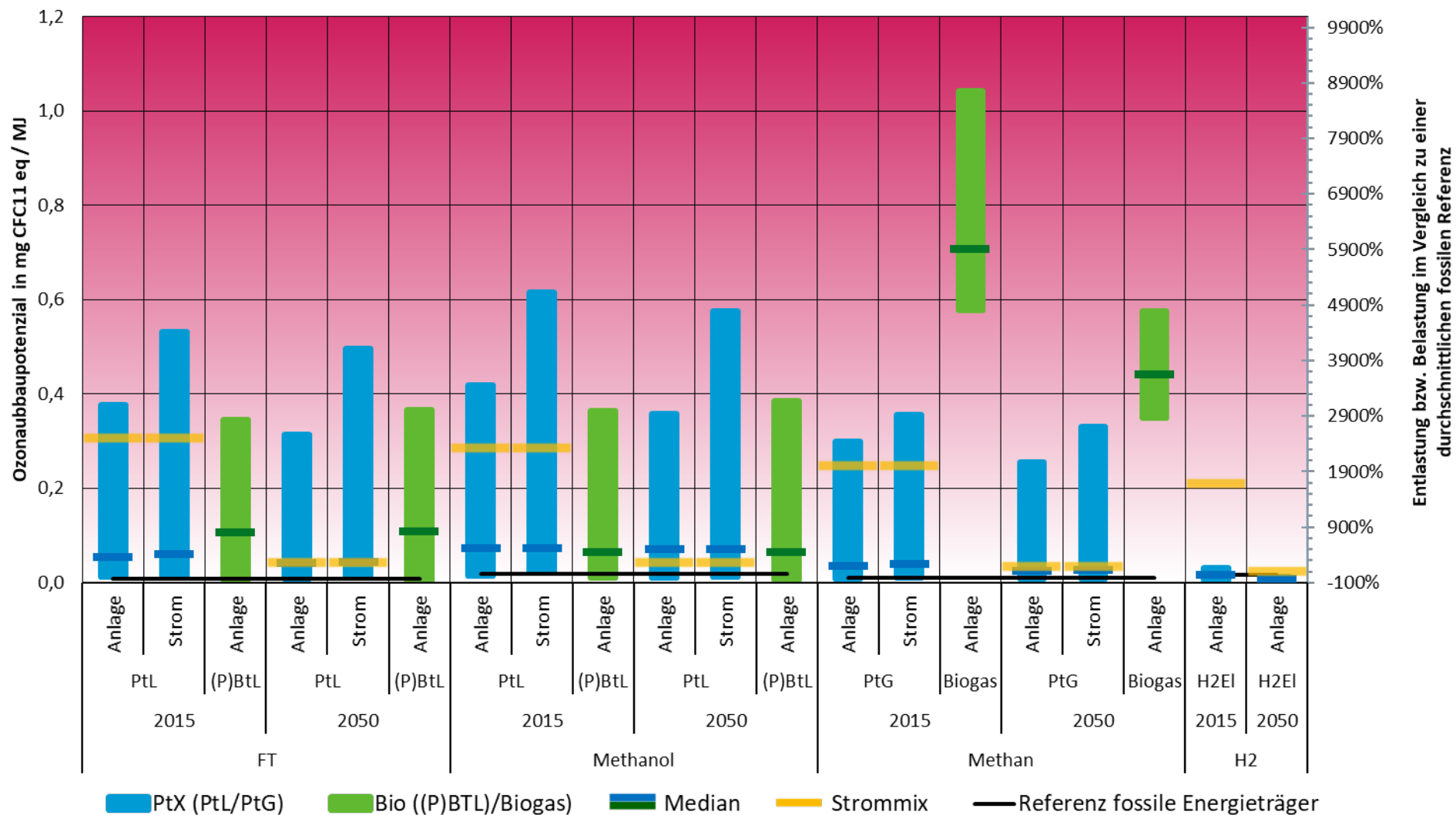
Hauptquellen für das Ozonabbaupotenzial sind bei allen Pfaden mit Anbaubiomasse N₂O-Emissionen aus dem Anbau. Beim Biogas tragen die Gärrestlagerung und -ausbringung sowie die Emissionen aus dem Biogas-BHKW für die anlageninterne Bereitstellung von Wärme und Strom bei.

Im Jahr 2050 verbessern sich die Ergebnisse für fast alle Produkte und Betriebsweisen wenig. Der Grund dafür liegt hauptsächlich im nur leicht sinkenden Ozonabbaupotenzial der Stromerzeugung. Für die überwiegend biomassebasierten Produkte ergibt sich für die meisten Pfade keine Verbesserung, da sich die Hauptursachen – Anbau der Biomasse, Gärrestlagerung und -ausbringung sowie die Energiebereitstellung in der Biogasanlage nicht ändern.

Über alle Bereitstellungspfade gemittelt trägt im Jahr 2050 N₂O mit 82 % und Tetrachlormethan mit 17 % zum spezifischen Ozonabbaupotenzial bei.

Die Unterschiede in den Ergebnissen für die Betriebsarten „Volllaststunden Syntheseanlage“ und „Volllaststunden Stromquelle“ fallen für die Jahre 2015 und 2050 ähnlich aus und sind durch den in der Betriebsart „Strom“ deutlich höheren Beitrag der CO₂-Abscheidung aus der Luft bedingt.

Abbildung 70: Ozonabbaupotenzial - Bandbreiten 2015 und 2050 und potenzielle Ent-/Belastung im Vergleich zu einer fossilen Referenz



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

5.3.4.3.6 Feinstaub

In Abbildung 71 sind die Bandbreiten der Feinstaubemissionen für alle Produkte dargestellt. Die Ergebnisse sind nach Strom- und Biomasseinsatz in Pfadgruppen aufgeteilt. Die Bandbreiten werden jeweils für die Stützjahre 2015 und 2050 und die beiden betrachteten Betriebsweisen separat dargestellt.

Im Gesamtbild liegen fast alle Produkte und Pfade – und somit auch die Mediane der Pfadgruppen – über der fossilen Referenz. Besser als die fossile Referenz und damit entlastend schneiden nur wenige Bereitstellungspfade ab. Die Extremwerte liegen auch in dieser Wirkungskategorie sehr weit auseinander. Während die Herstellung von Methanol mit CO₂-Abscheidung aus der Luft und Strom aus PV in Deutschland (Pfad 32) in der Betriebsweise „Volllaststunden Stromquelle“ im Jahr 2015 zu einer rechnerischen Belastung von rund 2000 % der durchschnittlichen fossilen Referenz führt, weist der günstigste Pfad (Pfad 1, FT-BtL aus Stroh in Deutschland) im Jahr 2050 eine Entlastung von rund 40 % auf.

Im Jahr 2015 zeigen **rein strombasierte** PtL-Energieträger (FT-Kraftstoffe und Methanol) ähnliche Bandbreiten der Ergebnisse, wobei Methanol schlechter abschneidet. Strombasiertes Methan (SNG) schneidet gegenüber den flüssigen Energieträgern etwas besser ab. Die Wasserstoffpfade zeigen bei den Feinstaubemissionen klar die besten Ergebnisse. Die Pfade mit der Nutzung des allgemeinen Strommixes zählen im Jahr 2015 für alle Produkte zu den schlechtesten – vor allem im Vergleich zu denen der Betriebsweise „Volllaststunden Syntheseanlage“.

Hauptquelle für das Feinstaubpotenzial sind bei allen strombasierten Produkten die Anlagen der Stromerzeugung für die Elektrolyse – vor allem über die in Abschnitt 5.3.4.1 beschriebenen Prozesse und Materialien. Der Bau der Elektrolyseure, Synthese- und Abscheideanlagen spielt bei den Feinstaubemissionen aber eine größere Rolle als beim Treibhauspotenzial. Bei den Pfaden mit CO₂-Abscheidung aus der Luft können alle Anlagen zusammen sogar einen Beitrag von bis zu 60 % liefern – vor allem in der Betriebsweise „Volllaststunden Stromquelle“.

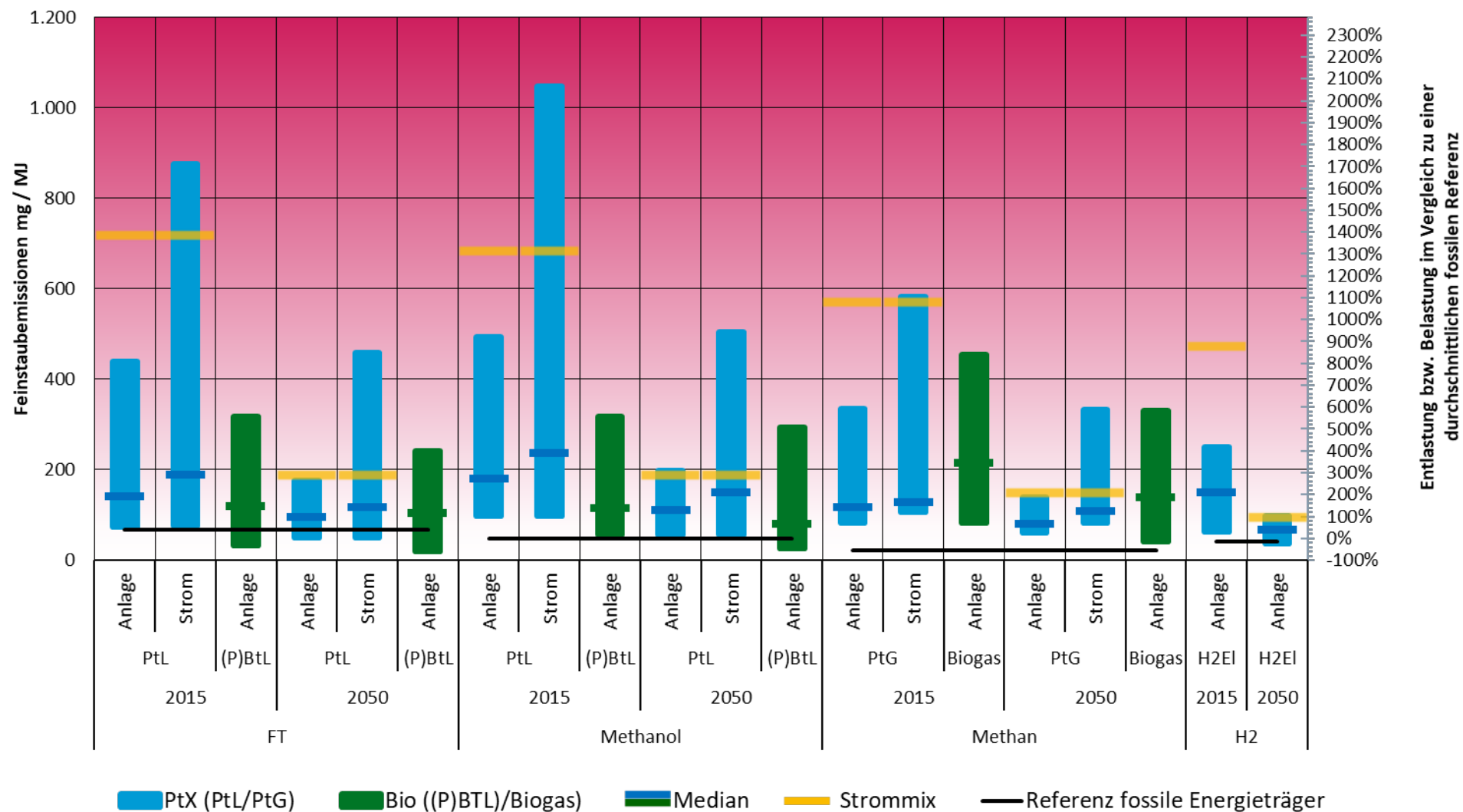
Die überwiegend **biomassebasierten**, flüssigen Energieträger (FT-Kraftstoff und Methanol aus (P)BtL-Synthesen) schneiden im Jahr 2015 in ihren Feinstaubemissionen im Vergleich zu den rein strombasierten besser ab. Biomethan liegt tendenziell etwas schlechter als strombasiertes Methan. Hauptquellen für die Feinstaubemissionen sind bei allen überwiegend biomassebasierten Produkten Anbau und Transport der Biomasse und in den PBtL-Pfaden auch der eingesetzte Strom. Beim Biomethan trägt die anlageninterne Bereitstellung von Wärme und Strom aus dem Biogas-BHKW am stärksten zu den Feinstaubemissionen bei. In den Biomethanpfaden mit Aminwäsche ist dieser Beitrag wegen des höheren Energiebedarfs stärker ausgeprägt.

In Jahr 2050 verbessern sich die Ergebnisse für fast alle Produkte und Betriebsweisen deutlich. Der Grund dafür liegt hauptsächlich in den sinkenden Feinstaubemissionen der Stromerzeugung. Für die überwiegend biomassebasierten Produkte ergibt sich für die meisten Pfade nur leichte Verbesserung, da sich die Hauptursachen – Anbau und Transport der Biomasse und Energiebereitstellung in der Biogasanlage nicht ändern.

Über alle Bereitstellungspfade gemittelt tragen im Jahr 2050 NO_x mit 86 %, SO₂ mit 34 %, NH₃ mit 15 % und direkte PM₁₀-Freisetzungen mit 15 % zu den Feinstaubemissionen bei.

Die Unterschiede in den Ergebnissen für die Betriebsweisen „Volllaststunden Syntheseanlage“ und „Volllaststunden Stromquelle“ fallen für die Jahre 2015 und 2050 ähnlich deutlich aus und sind durch den Beitrag des Baus aller Anlagen (Elektrolyseure, Syntheseanlagen und Abscheideanlagen) bedingt.

Abbildung 71: Feinstaubemissionen - Bandbreiten 2015 und 2050 und potenzielle Ent-/Belastung im Vergleich zu einer fossilen Referenz



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

5.3.4.3.7 Kumulierter Energieaufwand

In Abbildung 72 sind die Bandbreiten des kumulierten Energieaufwandes für alle Produkte dargestellt. Die Ergebnisse sind nach Strom- und Biomasseinsatz in Pfadgruppen aufgeteilt. Die Bandbreiten werden jeweils für die Stützjahre 2015 und 2050 und die beiden betrachteten Betriebsweisen separat dargestellt.

Im Gesamtbild liegen fast alle Produkte und Pfade – und somit auch die Mediane der Pfadgruppen - über der fossilen Referenz. Die Extremwerte liegen auch in dieser Wirkungskategorie sehr weit auseinander. Während die Herstellung von Methanol und FT-Kraftstoff mit Strom und CO₂ aus Geothermie in Island für das Stützjahr 2015 zu einer rechnerischen Mehrbelastung von über 500 % der durchschnittlichen fossilen Referenz führt, weist der günstigste Pfad (Pfad 57, Biomechan aus Bioabfall/Grünschnitt mit CO₂-Abscheidung durch Druckwasserwäsche) eine Entlastung von rund 95 % auf.

Im Jahr 2015 zeigen **rein strombasierte** PtL-Energieträger (FT-Kraftstoffe und Methanol) ähnliche Bandbreiten auf hohem Niveau, während strombasiertes Methan (SNG) und Wasserstoff deutlich besser abschneiden. Das gilt auch für den Fall, wenn die sehr ungünstigen Pfade 15 und 37 (Geothermie in Island) aus der Berechnung genommen werden. Dann liegt der ungünstigste Pfad für FT-Kraftstoff (Pfad 10, PtL-Synthese mit PV-Strom und DAC in Deutschland) immer noch bei 280 % und für Methanol (Pfad 32, PtL-Synthese mit PV-Strom und DAC in Deutschland) bei 350 % der durchschnittlichen fossilen Referenz. Der ungünstigste Pfad für synthetisches Erdgas (Pfad 48, PtG-Synthese mit PV-Strom und DAC in Deutschland) liegt bei 220 %. Die Pfade mit der Nutzung des allgemeinen Strommixes gehören 2015 bei allen Produkten zu den zwei schlechtesten Pfaden. Hauptbeiträge für den kumulierten Energieaufwand sind bei allen strombasierten Produkten die Anlagen der Stromerzeugung für die Elektrolyse - vor allem über die in Abschnitt 5.3.4.1 beschriebenen Prozesse und Materialien - und zu einem kleineren Teil die CO₂-Abscheidung aus der Luft. Der Bau der Elektrolyseure, Synthese- und Abscheideanlagen spielt eine untergeordnete Rolle.

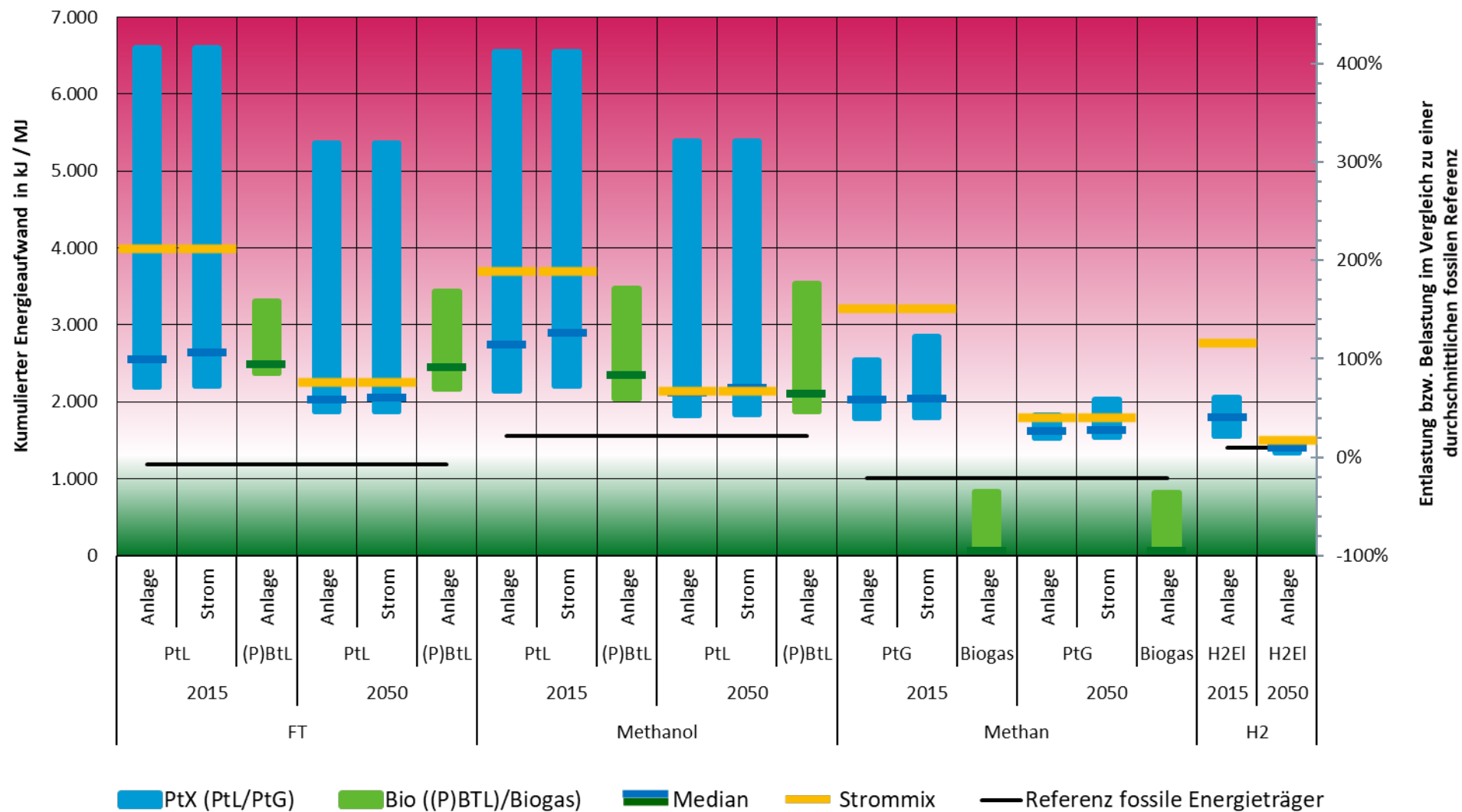
Die überwiegend **biomassebasierten**, flüssigen Energieträger (FT-Kraftstoff und Methanol aus (P)BtL-Synthesen) schneiden im Jahr 2015 im Vergleich zu den rein strombasierten nicht besser ab, wenn man die außergewöhnlich ungünstigen Pfade 15 und 37 (Geothermie in Island) aus der Betrachtung nimmt. Biomethan ist gegenüber SNG klar im Vorteil und stellt die einzigen Pfade dar, die im Jahr 2050 besser als die Referenz abschneiden. Hauptbeiträge für den kumulierten Energieaufwand sind bei allen überwiegend biomassebasierten Produkten Anbau und Transport der Biomasse und in den PBtL-Pfaden der Strom für die Elektrolyse.

In Jahr 2050 verbessern sich die Ergebnisse für fast alle Produkte und Betriebsweisen. Der Grund dafür liegt hauptsächlich in der besseren Effizienz der Elektrolyse und der CO₂-Abscheidung aus der Luft. Für die rein biomassebasierten Produkte ergibt sich keine Verbesserung, da sich die Hauptursachen – Anbau der Biomasse und Energiebereitstellung in der Biogasanlage - nicht ändern.

Über alle Bereitstellungspfade gemittelt trägt im Jahr 2050 Solarenergie zu 36 %, Windenergie zu 30 % und Biomasse zu 18 %, geothermische Energie zu 9 %, Wasserkraft zu 4 % und fossile Energieträger (außerhalb der EU) mit 3 % zum kumulierten Energieaufwand bei.

Die Ergebnisse für die Betriebsweisen „Volllaststunden Syntheseanlage“ und „Volllaststunden Stromquelle“ unterscheiden sich beim kumulierten Energieaufwand nur wenig, da der Beitrag der Anlagen relativ gering ist.

Abbildung 72: Kumulierter Energieaufwand - Bandbreiten 2015 und 2050 und potenzielle Ent-/Belastung im Vergleich zu einer fossilen Referenz



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

5.3.4.3.8 Naturraumbeanspruchung

In Abbildung 73 sind die Bandbreiten des Flächenbedarfs für alle Produkte dargestellt. Die Ergebnisse sind nach Strom- und Biomasseinsatz in Pfadgruppen aufgeteilt. Die Bandbreiten werden jeweils für die Stützjahre 2015 und 2050 und die beiden betrachteten Betriebsweisen separat dargestellt.

Im Gesamtbild liegen fast alle Produkte und Pfade – und somit auch die Mediane der Pfadgruppen - über der fossilen Referenz. Die Extremwerte liegen auch in dieser Wirkungskategorie sehr weit auseinander. Während die Herstellung von Methanol mit CO₂-Abscheidung aus der Luft und Strom aus PV in Deutschland (Pfad 32) in der Betriebsweise „Volllaststunden Stromquelle“ im Jahr 2015 zu einer rechnerischen Belastung von rund 60.000 % der durchschnittlichen fossilen Referenz führt, weist der günstigste Pfad (Pfad 1, Fischer-Tropsch, BtL, Reststoff Stroh) im Jahr 2050 nur eine Belastung von rund 130 % auf.

Im Jahr 2015 zeigen **rein strombasierte** PtL-Energieträger (FT-Kraftstoffe und Methanol) ähnliche Bandbreiten der Ergebnisse, wobei Methanol etwas schlechter abschneidet. Grund dafür ist, dass aus der Methanolsynthese weniger Wärme ausgekoppelt und in der CO₂-Abscheidung eingesetzt werden kann. Die Pfade für strombasiertes Methan (SNG) und Wasserstoff schneiden gegenüber den flüssigen Energieträgern besser ab. Die Pfade mit der Nutzung des allgemeinen Strommixes zählen in den Jahren 2015 und 2050 für alle Produkte zu denen mit dem geringsten Flächenbedarf.

Hauptbeitrag für den Flächenbedarf ist bei allen strombasierten Produkten der Strom für die Elektrolyse und für die energieaufwändige CO₂-Abscheidung aus der Luft. Der Bau der Anlagen fällt nur wenig ins Gewicht.

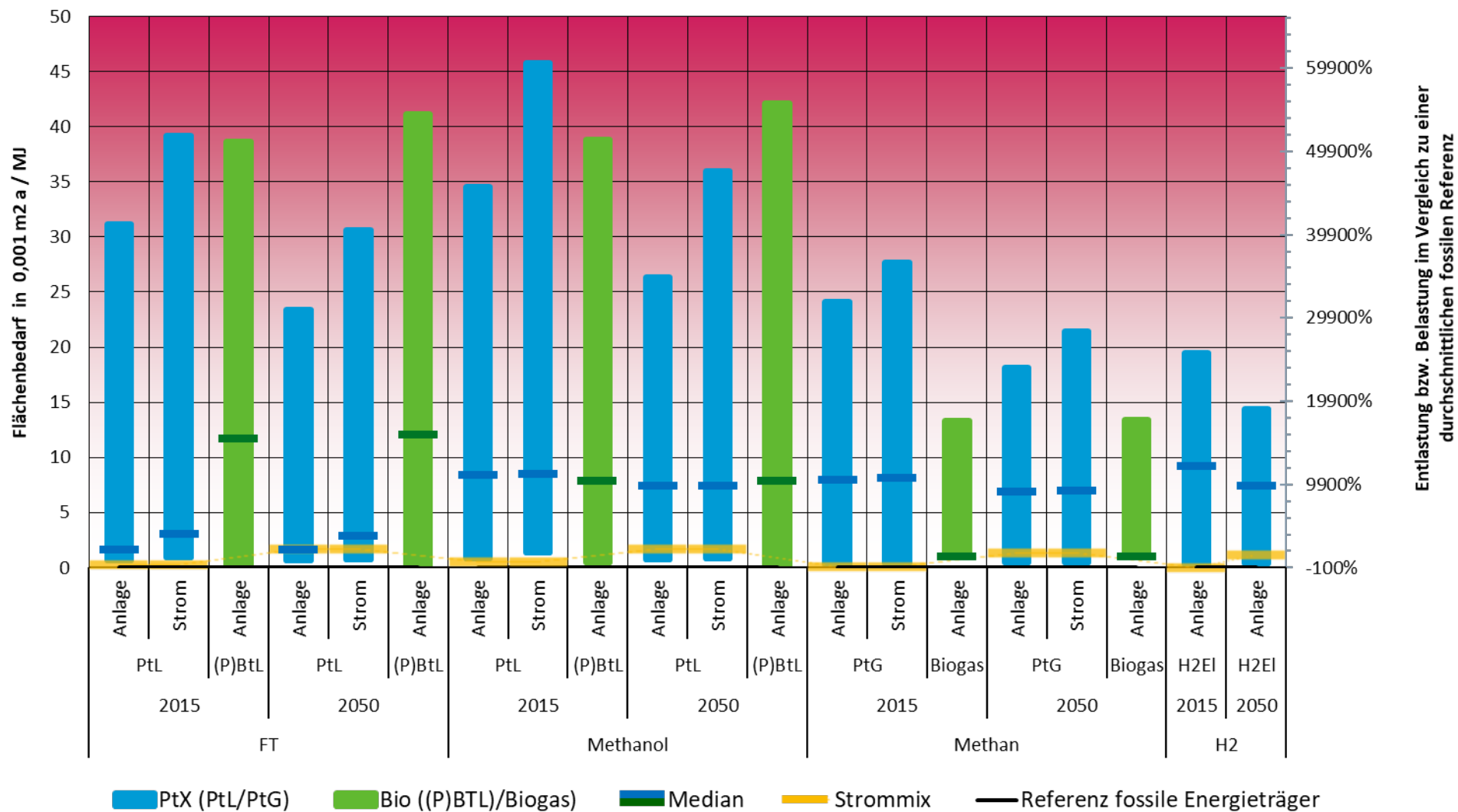
Die überwiegend **biomassebasierten**, flüssigen Energieträger (FT-Kraftstoff und Methanol aus (P)BtL-Synthesen) schneiden im Jahr 2015 mit ihrem Flächenbedarf im Vergleich zu den rein strombasierten genauso schlecht ab. Biomethan ist deutlich im Vorteil gegenüber strombasiertem Methan (SNG). Die Wasserstoffpfade liefern zum SNG vergleichbare Bandbreiten. Hauptbeiträge für den Flächenbedarf sind bei allen überwiegend biomassebasierten Produkten Anbau der Biomasse und in den PBtL-Pfaden auch der eingesetzte Strom.

Im Jahr 2050 verbessern sich die Ergebnisse für die rein strombasierten Produkte etwas. Der Grund dafür liegt hauptsächlich in der steigenden Effizienz der Stromerzeugung und der CO₂-Abscheidung aus der Luft. Der Strommix hat im Jahr 2050 einen größeren Flächenbedarf als noch 2015.

Für die überwiegend biomassebasierten Produkte bleibt die Bandbreite unverändert.

Die Unterschiede in den Ergebnissen für die Betriebsweisen „Volllaststunden Syntheseanlage“ und „Volllaststunden Stromquelle“ fallen für die Jahre 2015 und 2050 ähnlich deutlich aus und sind durch den Beitrag aller Anlagen (Elektrolyseure, Syntheseanlagen und Abscheideanlagen) bedingt.

Abbildung 73: Flächenbedarf - Bandbreiten 2015 und 2050 und potenzielle Ent-/Belastung im Vergleich zu einer fossilen Referenz



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

5.3.4.3.9 Wasserverbrauch

In Abbildung 74 sind die Bandbreiten des Wasserverbrauchs für alle Produkte dargestellt. Die Ergebnisse sind nach Strom- und Biomasseinsatz in Pfadgruppen aufgeteilt. Die Bandbreiten werden jeweils für die Stützjahre 2015 und 2050 und die beiden betrachteten Betriebsweisen separat dargestellt.

Im Gesamtbild liegen fast alle Produkte und Pfade – und somit auch die Mediane der Pfadgruppen - über der fossilen Referenz. Die Extremwerte liegen auch in dieser Wirkungskategorie sehr weit auseinander. Die Herstellung von FT-Kraftstoff mit Holz aus Kurzumtriebsplantagen führt zu einer rechnerischen Belastung von rund 14.000.000 % der durchschnittlichen fossilen Referenz. Der günstigste Pfad (Pfad 60, Biomethan aus Bioabfall/Grünschnitt mit CO₂-Abscheidung durch Membrantrennung) weist im Jahr 2050 eine Entlastung von rund 55 % auf.

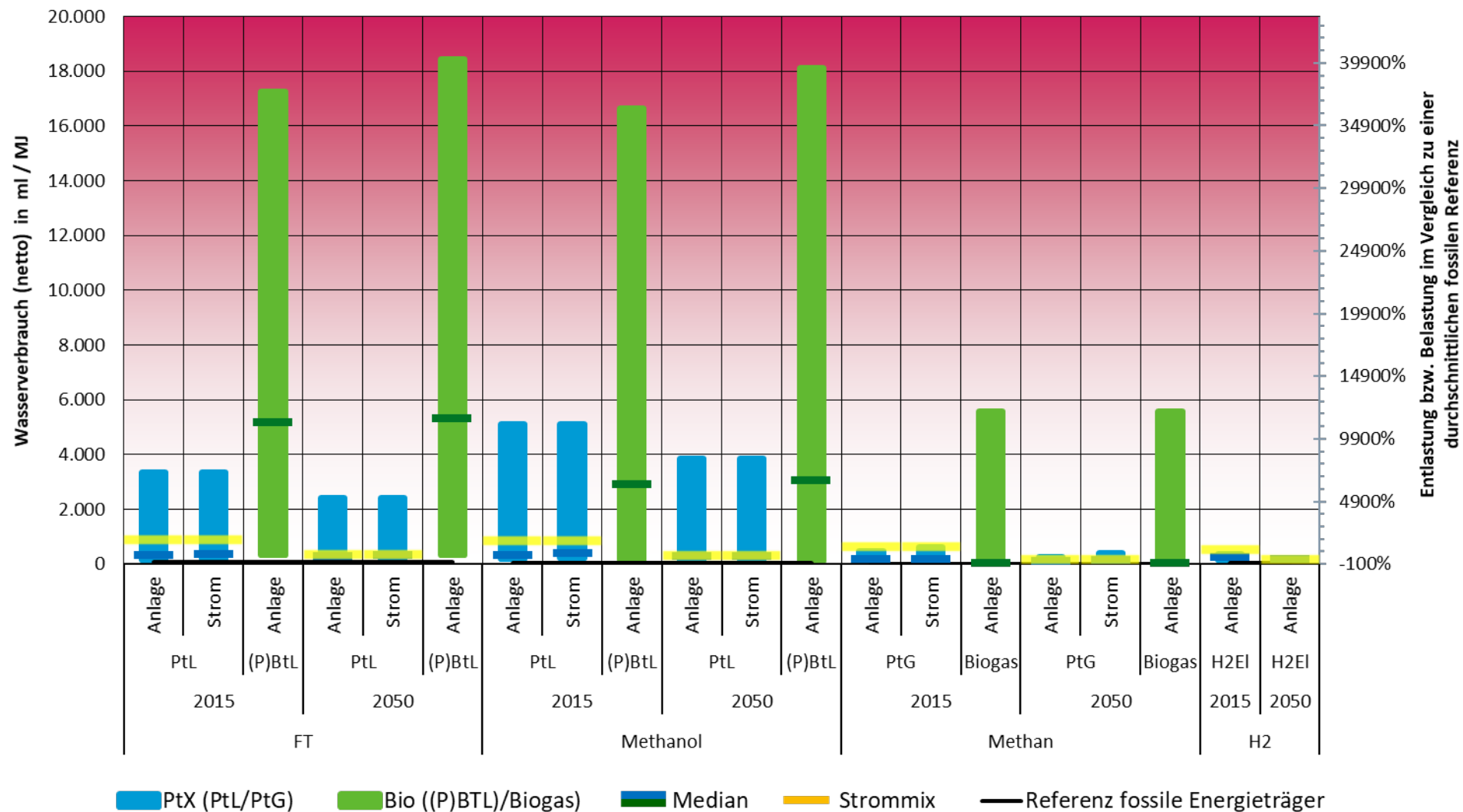
Im Jahr 2015 werden die **rein strombasierten** PtL-Energieträger (FT-Kraftstoffe und Methanol) durch die Pfade 15 und 37 (Geothermie in Island) dominiert, die weit vor den zweitschlechtesten Pfaden 10 und 32 (FT- und Methanol-PtL mit PV-Strom und DAC in Deutschland) liegen. Die Pfade mit der Nutzung des allgemeinen Strommixes zählen in den Jahren 2015 und 2050 für alle Produkte zu denen mit geringerem Wasserverbrauch. Die Wasserstoffpfade liefern zum SNG vergleichbare sehr günstige Bandbreiten. Hauptbeitrag für den Wasserverbrauch ist bei allen strombasierten Produkten die Anlagen der Stromerzeugung für die Elektrolyse - vor allem über die in Abschnitt 5.3.4.1 beschriebenen Prozesse und Materialien. Der Bau der Synthese- und Abscheideanlagen fällt nur wenig ins Gewicht.

Die überwiegend **biomassebasierten**, flüssigen Energieträger (FT-Kraftstoff und Methanol aus (P)BtL-Synthesen) schneiden im Jahr 2015 mit ihrem Wasserverbrauch im Vergleich zu den rein strombasierten sehr viel schlechter ab. Auch Biomethan ist deutlich im Nachteil gegenüber strombasiertem Methan (SNG). Hauptbeiträge für den Wasserverbrauch sind bei allen überwiegend biomassebasierten Produkten Anbau der Biomasse.

Im Jahr 2050 verbessern sich die Ergebnisse für die rein strombasierten Produkte etwas. Der Grund dafür liegt hauptsächlich in der steigenden Effizienz der Stromerzeugung und der CO₂-Abscheidung aus der Luft. Der Strommix hat im Jahr 2050 einen geringeren Wasserverbrauch als noch 2015. Für die überwiegend biomassebasierten Produkte bleibt die Bandbreite unverändert.

Die Unterschiede in den Ergebnissen für die Betriebsweisen „Volllaststunden Syntheseanlage“ und „Volllaststunden Stromquelle“ fallen für die Jahre 2015 und 2050 ähnlich aus und sind durch den Beitrag aller Anlagen (Elektrolyseure, Syntheseanlagen und Abscheideanlagen) bedingt. Im Diagramm sind die Unterschiede durch die Pfade mit Strom aus Geothermie verdeckt.

Abbildung 74: Wasserverbrauch (netto) - Bandbreiten 2015 und 2050 und potenzielle Ent-/Belastung im Vergleich zu einer fossilen Referenz



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

5.3.4.3.10 Kumulierter Rohstoffaufwand

In Abbildung 76 sind die Bandbreiten des kumulierten Rohstoffaufwandes für alle Produkte dargestellt. Die Ergebnisse sind nach Strom- und Biomasseeinsatz in Pfadgruppen aufgeteilt. Die Bandbreiten werden jeweils für die Stützjahre 2015 und 2050 und die beiden betrachteten Betriebsweisen separat dargestellt.

Im Gesamtbild sind für alle Pfadgruppen zusätzliche Belastungen als auch Entlastungen zu gegenüber der durchschnittlichen fossilen Referenz zu verzeichnen. Die Herstellung von Methanol mit CO₂-Abscheidung aus der Luft und Strom aus PV in Deutschland (Pfad 32) führt im Jahr 2015 zu einer rechnerischen Belastung von rund 1300 % der fossilen Referenz. Der günstigste Pfad 1 mit FT-BtL-Synthese aus dem Reststoff Stroh weist im Jahr 2050 eine Entlastung von rund 90 % auf.

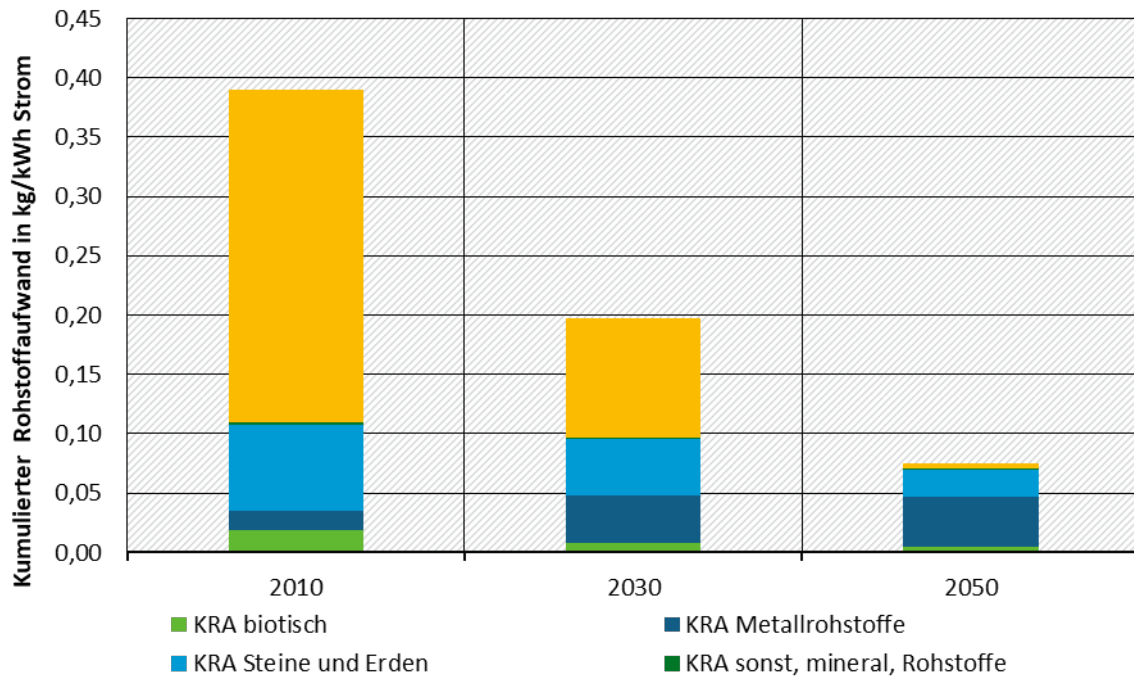
Im Jahr 2015 zeigen **rein strombasierte** PtL-Energieträger (FT-Kraftstoffe und Methanol) ähnliche Bandbreiten der Ergebnisse, wobei Methanol schlechter abschneidet. Grund dafür ist, dass die Syntheseanlage einen größeren Beitrag liefert und dass aus der Methanolsynthese weniger Wärme ausgekoppelt und in der CO₂-Abscheidung eingesetzt werden kann. Die besten Pfade für strombasiertes Methan (SNG) schneiden gegenüber den flüssigen Energieträgern etwas schlechter ab. Dort haben die Pfade 15 und 37 (beide mit Geothermie in Island) den niedrigsten Rohstoffbedarf. Die Wasserstoffpfade haben eine geringe Bandbreite und keinen sehr schlechten Pfad. Die Pfade mit der Nutzung des allgemeinen Strommixes zählen im Jahr 2015 für alle Produkte zu den schlechtesten - in der Betriebsweise „Volllaststunden Syntheseanlage“ sogar mit deutlichem Abstand.

Hauptbeitrag für den kumulierten Rohstoffaufwand sind bei allen strombasierten Produkten die Anlagen der Stromerzeugung für die Elektrolyse - vor allem über die in Abschnitt 5.3.4.1 beschriebenen Prozesse und Materialien. Der Bau der Elektrolyseure, Synthese- und Abscheidungsanlagen spielt beim kumulierten Rohstoffaufwand aber eine größere Rolle als beim Treibhauspotenzial. Bei den Pfaden mit CO₂-Abscheidung aus der Luft können alle Anlagen zusammen sogar einen Beitrag von bis zu knapp 70 % liefern – vor allem in der Betriebsweise „Volllaststunden Stromquelle“. Auch der Bau der Leitungen für die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) in den Pfaden 5, 27,45 und 50 trägt bis zu 30 % zum Rohstoffaufwand bei.

Die überwiegend **biomassebasierten**, flüssigen Energieträger (FT-Kraftstoff und Methanol aus (P)BtL-Synthesen) schneiden im Jahr 2015 mit ihrem kumulierten Rohstoffaufwand im Vergleich zu den rein strombasierten besser ab. Auch Biomethan ist deutlich im Vorteil gegenüber strombasiertem Methan (SNG). Hauptbeiträge für den kumulierten Rohstoffaufwand sind bei allen überwiegend biomassebasierten Produkten Anbau und Transport der Biomasse, die Anlagen und in den PBtL-Pfaden auch der eingesetzte Strom.

Im Jahr 2050 verbessern sich die Ergebnisse für fast alle Produkte und Betriebsweisen deutlich. Der Grund dafür liegt hauptsächlich in dem sinkenden Rohstoffaufwand der Stromerzeugung. In Abbildung 75 ist der kumulierte Rohstoffaufwand des deutschen Strommixes 2010, 2030 und 2050 dargestellt. Dort ist zu erkennen, dass zwar die Anteile an Energierohstoffen, Steinen, Erden und Biomasse stark abnimmt. Der Aufwand an metallischen Rohstoffen nimmt anteilig und in absoluten Zahlen aber deutlich zu.

Abbildung 75: Kumulierter Rohstoffaufwand des deutschen Strommixes 2010, 2030 und 2050



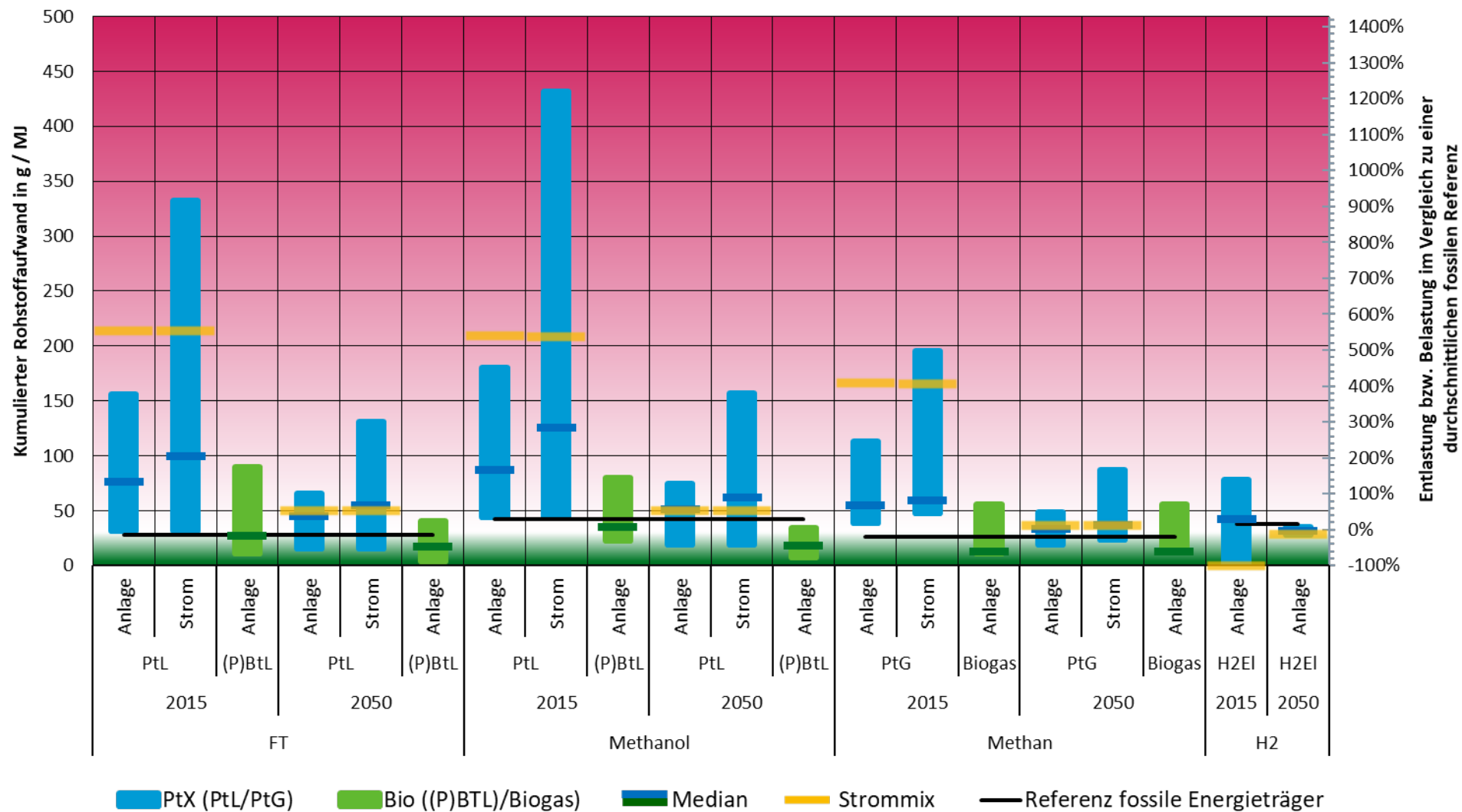
Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

Für die überwiegend biomassebasierten Produkte ergeben sich für die meisten Pfade nur leichte Verbesserungen, da sich die Hauptursachen – Anbau und Transport der Biomasse - nicht ändern.

Über alle Bereitstellungspfade gemittelt tragen im Jahr 2050 Metalle mit 53 %, Steine und Erden mit 32 %, Mineralrohstoffe mit 7 % und Energierohstoffe mit 7 % zum spezifischen kumulierten Rohstoffaufwand bei.

Die Unterschiede in den Ergebnissen für die Betriebsweisen „Volllaststunden Syntheseanlage“ und „Volllaststunden Stromquelle“ fallen für die Jahre 2015 und 2050 ähnlich deutlich aus und sind durch den Beitrag aller Anlagen (Elektrolyseure, Syntheseanlagen und Abscheideanlagen) bedingt.

Abbildung 76: Kumulierter Rohstoffaufwand - Bandbreiten 2015 und 2050 und potenzielle Ent-/Belastung im Vergleich zu einer fossilen Referenz



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

5.3.5 Fazit Ökobilanzen

In einer zusammenfassenden Einordnung der Ökobilanzberechnungen werden in diesem Abschnitt diejenigen Faktoren benannt, welche die Umweltwirkungen der Bereitstellung synthetischer Energieträger auf Basis erneuerbarer Energien signifikant beeinflussen. Außerdem werden mögliche Zielkonflikte für Pfade und Pfadgruppen herausgearbeitet - etwa, wenn besonders niedrige Treibhausgasemissionen mit hohen Werten in anderen Wirkungskategorien einhergehen.

Eine zentrale Frage ist zunächst, welche Klimawirkungen synthetische Energieträger haben und ob diese Entlastungen gegenüber fossilen Referenzprodukten bedeuten:

- ▶ Schon im Stützjahr 2015 gibt es einige Bereitstellungspfade auf Basis von erneuerbarem Strom oder Biomasse, die eine Reduktion von knapp 80 % im Treibhauspotenzial gegenüber der fossilen Referenz erreichen. Die Mehrzahl der Pfade erreichen diese Reduktion aber nicht und liegen zum Teil sogar deutlich darüber. Einzelne Bereitstellungsoptionen liegen sogar im Bereich der fossilen Referenz (Pfade 10, 32, 48 mit CO₂ aus der Luft und PV als Stromquelle in Deutschland) oder schneiden sogar schlechter als diese ab (Pfad 61 mit CO₂ aus einem Braunkohlekraftwerk im Oxyfuelbetrieb).
- ▶ Im Jahr 2050 liegen die meisten Pfade 80 %, etliche auch knapp 90 % unter der fossilen Referenz. Nur bei einer vollständigen Nutzung erneuerbarer Energien entlang der gesamten Produktionskette könnten auch diese Treibhausgasemissionen noch weitgehend vermieden werden. Eine Entlastung um 95 % wird nur von einzelnen Pfaden erreicht, nämlich den (P)BtL-Pfaden mit Stroh oder Waldrestholz als Rohstoff.
- ▶ Besonders ungünstig aus der Perspektive des Treibhauspotenzials ist heute noch die Herstellung synthetischer Energieträger mit Strom aus der allgemeinen Stromversorgung bzw. dem derzeitigen Strommix. Das Treibhauspotenzial dieser Energieträger liegt für das Jahr 2015 bei bis zu 350 % der fossilen Referenz.
- ▶ Bei „Inselbetrieb“ mit der Versorgung aus nur einer erneuerbaren Erzeugungstechnik können die Elektrolyseure, CO₂-Abscheidungsanlagen und die Synthesanlagen entweder nur mit den Volllaststunden der mit der Anlage verkoppelten EE-Stromquelle laufen (in dieser Studie betrachtet in der Betriebsweise „Volllaststunden Stromquelle“) oder es müssen Speicher für Wasserstoff/CO₂/Strom verwendet werden.
 - Die Betriebsweise „Volllaststunden Stromquelle“ führt zu einem erhöhten Treibhauspotenzial der Kraftstoffe, da die Emissionen aus dem Bau der Anlagen über deren Lebensdauer auf eine kleinere Menge an produzierten Energieträgern angerechnet werden. Im Extremfall verdoppelt sich dadurch das Treibhauspotenzial (z. B. Pfad 32: Methanol mit CO₂ aus der Luft und PV als Stromquelle in Deutschland)
 - Die Umweltwirkungen durch Bau und Betrieb von Speichern wurde in dieser Studie nicht betrachtet.
- ▶ Für das Treibhauspotenzial der strombasierten Bereitstellungspfade spielt die Art der erneuerbaren Stromquelle die entscheidende Rolle:

- Die Herstellung der Stromerzeugungsanlagen ist mit Treibhausgasemissionen verbunden, die in der Vorkette, also hauptsächlich in der Herstellung der Materialien Stahl, Beton, Kupfer und Aluminium entstehen. Das ist auch – in vermindertem Maße - noch im Jahr 2050 der Fall, auch wenn sich die Herstellungsverfahren gemäß den Annahmen in Abschnitt 5.1.2 signifikant verbessern¹³.
 - Die Stromerzeugung mit Photovoltaik hat aufgrund der Vorketten auch 2050 noch das größte Treibhauspotenzial der erneuerbaren Energiequellen, gefolgt von konzentrierender Solarkraft, Geothermie, Wind onshore, Wind offshore und Wasserkraft. Das gilt auch für Standorte mit günstigen Bedingungen für Photovoltaik – in dieser Studie etwa für die Stromerzeugung in Marokko und Saudi-Arabien – mit hohen Volllaststunden. An eher ungünstigen PV-Standorten – in dieser Studie Deutschland – fällt das Treibhauspotenzial je erzeugter Kilowattstunde Strom deshalb noch größer aus.
 - Entsprechend zeigen die Bereitstellungspfade mit großem Strombedarf sowie Stromquellen mit hohem Treibhauspotenzial an eher ungünstigen Standorten die schlechtesten Gesamtergebnisse. Beispielhaft sind dafür die Pfade 10 (FT), 32 (Methanol), 48 (SNG) mit CO₂-Abscheidung aus der Luft und Photovoltaik als Stromquelle in Deutschland zu nennen.
- Beim Transport der Produkte aus dem Ausland gibt es Unterschiede zwischen den flüssigen und gasförmigen Energieträgern.
- Für die flüssigen Energieträger trägt der Transport per Tankschiff relativ wenig zum Treibhauspotenzial bei. Die alternativ betrachtete Nutzung der Hochspannungsgleichstromübertragung führt zu ähnlich geringen Werten.
 - Für synthetisches Erdgas (SNG) unterscheiden sich die Transportoptionen wegen der Methanemissionen deutlicher: Der Transport per Flüssiggastanker hat das größte Treibhauspotenzial (2050: 3 g CO₂ eq/MJ), gefolgt vom Pipelinetransport (2050: 1 g CO₂eq/MJ). Die Nutzung der Hochspannungsgleichstromübertragung führt zu den geringsten Werten (2050: 0,5 g CO₂eq/MJ)
- Die Pfade mit Biomasse als Rohstoff schneiden beim Treibhauspotenzial durchschnittlich besser ab als die strombasierten Pfade.
- Vor allem Bereitstellungspfade, die biogene Reststoffe (Stroh, Waldrestholz, Biomüll) verwenden zeigen die geringsten Werte. Das liegt vor allem daran, dass ihnen keine Lasten aus dem Anbau zugeschrieben werden. PBtL-Synthesen mit den gleichen Rohstoffen nutzen diese zwar besser aus, zeigen aber – je nach gekoppelter Stromquelle – ein deutlich größeres Treibhauspotenzial. Es ist deshalb ebenfalls ungünstig, diese mit dem allgemeinen Strommix zu betreiben, solange dieser noch größere Anteile fossiler Energiequellen enthält.

¹³ Es wird unterstellt wie in der RESCUE-Studie, dass die Welt außerhalb Europas zwar auch eine Transformation hin zur Treibhausgasneutralität vollzieht jedoch um 10 Jahre verzögert.

- Für Anbaubiomasse (Holz aus Kurzumtriebsplantagen, Silomais) führen die Emissionen während Anbau und Ernte zu einem höheren Treibhauspotenzial – und zu hohen Umweltbelastungen in anderen Wirkungskategorien.
- Die Biomethanpfade weisen in Jahr 2050 im Vergleich zum synthetischen Erdgas ein höheres Treibhauspotenzial auf. Grund dafür sind die Methanverluste in der Energiebereitstellung für den Betrieb der Anlage, insbesondere der Aufbereitung des Rohbiogases.
- Außerhalb des Rahmens der Ökobilanz unterliegen die überwiegend biomassebasierten Bereitstellungspfade einer Reihe von Einschränkungen, die in Abschnitt 4.2 diskutiert werden. Insbesondere ist die Verfügbarkeit dieser Energieträger möglicherweise durch beschränkte Potenziale und Nutzungskonkurrenzen eingeschränkt.

Im Gegensatz zum Treibhauspotenzial zeigen alle Bereitstellungspfade in den meisten anderen Wirkungskategorien eine deutliche höhere Umweltbelastung im Vergleich zur fossilen Referenz. Wenn im Jahr 2050 große Mengen an synthetischen Energieträgern eingesetzt werden, kann sich daraus eine erhebliche zusätzliche Belastung ergeben, die in vielen Wirkungskategorien in einer ähnlichen Größenordnung liegt wie die Entlastung im GWP (Abschnitt 5.3.4.2)

- ▶ Das Versauerungspotenzial liegt im Jahr 2050 für den Median aller Bereitstellungspfade doppelt so hoch wie die fossile Referenz. Grund dafür sind insbesondere Emissionen aus der Stahl-, Kupfer- und Aluminiumherstellung für die Stromerzeugungsanlagen. Besonders schlecht schneiden Pfade mit Anbaubiomasse ab, da dort der Einsatz von Düngemitteln zu erheblichen Ammoniak-Emissionen führt. Die Stromgewinnung aus Geothermie in Island ist mit sehr hoher Versauerung durch H₂S-Emissionen verbunden.
- ▶ Das Eutrophierungspotenzial liegt im Jahr 2050 für den Median aller Bereitstellungspfade rund 3,8fach so hoch wie die fossile Referenz. Grund dafür sind auch hier Emissionen aus Stahl-, Kupfer- und Aluminiumherstellung. Besonders schlecht schneiden wieder Pfade mit Anbaubiomasse ab, da dort der Einsatz von Düngemitteln zu erheblichen Ammoniak-Emissionen führt.
- ▶ Das Ozonabbaupotenzial liegt für den Median aller Bereitstellungspfade für das Jahr 2050 ebenfalls beim 3,2fachen der fossilen Referenz, das Sommersmogpotenzial rund 15 % darunter. Beim Ozonabbau stechen besonders die Pfade mit konzentrierender Solarkraft (CSP) und die Biomethanerzeugung negativ hervor. Bei CSP sind die Flüssigsalz-Wärmespeichern verantwortlich, die bei der Herstellung des Salzes signifikante N₂O-Emissionen verursachen. Beim Biomethan ist es die Gärrestlagerung und -ausbringung sowie die Emissionen aus dem intern genutzten Biogas-BHKW (Strom und Wärme für den Betrieb der Anlage).
- ▶ Der kumulierte Energieaufwand als Maß für die Gesamteffizienz der Bereitstellungspfade sinkt von 2,3 MJ/MJ auf rund 2 MJ/MJ im Jahr 2050 und liegt damit immer noch 55 % über der fossilen Referenz. Gleichzeitig bedeutet dieser Wert, dass nur die Hälfte des eingesetzten Stroms als Energie in den Endprodukten gespeichert ist.
- ▶ Die Feinstaubbelastungen durch synthetische Energieträger liegen für den Median aller Bereitstellungspfade im Jahr 2050 doppelt so hoch wie die fossile Referenz. Besonders negativ

stechen hier wieder die Pfade mit Anbaubiomasse und Biomethanpfade mit Aminwäsche hervor.

- ▶ Der Flächenbedarf liegt für den Median aller Bereitstellungspfade im Jahr 2050 rund 6.800fach über der fossilen Referenz. Hier sind es vor allem die Pfade mit Strom aus Photovoltaik und konzentrierender Solarkraft, sowie Pfade mit Anbaubiomasse, die einen sehr großen Flächenbedarf aufweisen.
- ▶ Auch der Wasserverbrauch liegt für den Median aller Bereitstellungspfade im Jahr 2050 rund 5,7fach über der fossilen Referenz. Besonders schlecht schneiden die Bereitstellungspfade mit Anbaubiomasse ab.
- ▶ Der kumulierte Rohstoffbedarf steigt für den Median aller Bereitstellungspfade im Jahr 2050 um rund 10 % gegenüber der fossilen Referenz und verschiebt sich von Energie- und Mineralrohstoffen hin zu metallischen Rohstoffen.

Eine produktübergreifende Bewertung ist nur eingeschränkt möglich und sinnvoll, da

- ▶ die Produkte z. T. unterschiedliche Einsatzbereiche und -zwecke haben (Treibstoff, Brennstoff, chemischer Grundstoff, Reduktionsmittel in der Industrie) und
- ▶ die Nutzungsphase in dieser Studie nicht betrachtet wird. Umweltwirkungen, die sich z. B. aus der Verbrennung ergeben und sich von Produkt zu Produkt unterscheiden, sind nicht berücksichtigt und
- ▶ nicht für alle Produkte eine vergleichbare Zahl und Auffächerung der Bereitstellungspfade verwendet wurde.

Ein rein auf den Heizwert bezogener Vergleich der Produkte ergibt in der Tendenz, dass die Erzeugung von Wasserstoff mit den geringsten Umweltwirkungen verbunden ist, gefolgt von synthetischem Erdgas, Fischer-Tropsch-Kraftstoffen und Methanol. Diese Rangfolge spiegelt auch den steigenden Komplexitätsgrad der Syntheseanlagen wider.

5.3.5.1 Limitierungen der ökobilanziellen Betrachtung

Die Aussagekraft der durchgeführten Untersuchungen ist in folgenden Punkten eingeschränkt und sollte in nachfolgenden Studien geschärft werden:

- ▶ Die Nutzung der Abwärme aus den Syntheseanlagen für die Abscheidung von CO₂ ist nur möglich, wenn diese direkt gekoppelt sind. Entkoppelte Bereitstellungspfade würden zu ungünstigeren Ergebnissen führen.
- ▶ Die Umweltwirkungen von Speichern für CO₂, Wasserstoff und Strom wurde nicht einbezogen. Hierdurch würden die Ergebnisse ungünstiger.
- ▶ Die biogenen Reststoffe wurden im Einklang mit den heute üblichen Konventionen als „Abfälle zur Verwertung“ betrachtet und bringen deshalb keine ökobilanziellen Lasten aus dem Anbau mit. Wenn diese Stoffe in der Zukunft in großer Menge für synthetische Energieträger oder auf andere Art stofflich oder energetisch genutzt werden, sind sie möglicherweise als

Wertstoffe bzw. Nebenprodukte zu behandeln, die anteilig die Lasten des Anbaus zugeschrieben bekommt. Das würde die Ergebnisse für alle Bereitstellungspfade mit landwirtschaftlichen Reststoffen verschlechtern.

- ▶ Indirekte Umweltwirkungen der Biomassenutzung, wie direkte und indirekte Landnutzungsänderungen wurden in dieser Studie nicht betrachtet.
- ▶ Die Daten zum Bau der Syntheseanlagen sind der Ökobilanzdatenbank EcoInvent entnommen und bilden nur einen allgemeinen Anlagentypus (z. B. „Chemical Factory Organics“) ab. Spezifische Anlagendaten würden die Genauigkeit der Ergebnisse erhöhen.
- ▶ Für die betrachteten Länder wurden nur Volllaststunden für durchschnittliche gute Standorte verwendet. Eine Differenzierung nach Bandbreiten ist vorstellbar.
- ▶ Die Nutzungsphase der Energieträger wurde mit Ausnahme des Treibhauspotenzials nicht betrachtet. Hier könnten synthetische Energieträger Vorteile gegenüber der fossilen Referenz haben, z. B. aufgrund geringerer Schadstoffgehalte.
- ▶ Die Transformation des Hintergrundsystems (Abschnitt 5.1.2) konnte nur für die Strombereitstellung, die wichtigsten Schlüsseltechnologien, Prozess und Materialien modelliert werden. Außerdem wird wie in der RESCUE-Studie unterstellt, dass die Welt außerhalb Europas zwar auch eine Transformation hin zur Treibhausgasneutralität vollzieht jedoch um zehn Jahre verzögert. Für nachfolgende Untersuchungen wäre interessant, welche Umweltwirkungen mit der Herstellung der synthetischen Energieträger verbunden sind,
 - wenn die Wirtschaft weltweit defossilisiert ist und
 - wenn diese Transformation vollständig im Ökobilanzmodell des Hintergrundsystems abgebildet wird.

5.4 Quellen

De Leeuw, F. A. A. M. (2002): A set of emission indicators for long-range transboundary air pollution. In: Environmental Science & Policy. Vol. 5, S. 135-145.

Fehrenbach, H. / Grahl, B. / Giegrich, J. / Busch, M. (2015): Hemeroby as an impact category indicator for the integration of land use into life cycle (impact) assessment. In: International Journal of Life Cycle Assessment. Vol. 20, No.11, S. 1511–1527.

Goedekoop, M. / Heijungs, R. / Huijbregts, M. / De Schryver, A. / Struijs, J. / van Zelm, R. (2009): ReCiPe 2008 - A life cycle impact assessment method which comprises harmonised category indicators at midpoint and endpoint level. First edition. Report I: Characterisation.

Hauschild, M. / Wenzel, H. (1998): Environmental Assessment of products. Volume 2: Scientific background. Chapman & Hall. London.

Heijungs, R. / Guinée, J. B. / Huppes, G. / Lankreijer, R. M. / de Haes, H. A. U. / Wegener Sleeswijk, A. / Ansems, A. M. M. / Eggels, P. G. / van Duin, R. / Goede, H. P. de (1992): Environmental Life Cycle Assessment of products. Guide and Backgrounds.

IPCC (2013): Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Stocker, T.F.,

D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex, P.M. Midgley (eds.), Cambridge University Press. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

JOULES (2017) - Joint Operation for Ultra Low Emission Shipping, European Commission, <https://cordis.europa.eu/project/rcn/109269/reporting/en>, Accessed: 2019-09-06

UBA (1999): Bewertung in Ökobilanzen: Methode des Umweltbundesamtes zur Normierung von Wirkungsindikatoren, Ordnung (Rangbildung) von Wirkungskategorien und zur Auswertung nach ISO 14042 und 14043; Version'99. Umweltbundesamt

UBA (2016): CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe, Umweltbundesamt, Climate Change 27/2016

UBA (2019a) „Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen“ Laufende Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, (FKZ 37EV 16 119 0)

UBA (2019b). Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität – RESCUE, Umweltbundesamt, Climate Change 36/2019.

Wernet, G. / Bauer, C. / Steubing, B. / Reinhard, J. / Moreno-Ruiz, E. / Weidema, B. (2016): The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology. In: The International Journal of Life Cycle Assessment. Vol. 21, No.9, S. 1218-1230.

WMO (2014): Scientific Assessment of Ozone Depletion: 2014. Global Ozone Research and Monitoring Project - Report No. 55, World Meteorological Organization (WMO). Geneva.

6 Kostenschätzungen

Für die Kostenschätzung wird ein Vergleich der 62 Bereitstellungspfade hinsichtlich ihrer heutigen (2015) und voraussichtlichen Kosten auf lange Sicht (2050) durchgeführt. Es werden die Produktionskosten der speicherbaren erneuerbaren Energieträger für die unterschiedlichen Bereitstellungspfade abgeschätzt und die wesentlichen Randbedingungen zu diesen Produktionskosten identifiziert. Es werden die signifikanten Unterschiede zwischen den einzelnen speicherbaren erneuerbaren Energieträgern und deren wesentliche Ursachen dargestellt.

6.1 Methodik und verwendete Kostendaten

6.1.1 Methodik

In einem Gesamtkostenvergleich werden die heutigen spezifischen Erzeugungskosten der untersuchten Endenergieträger bestimmt, wobei immer die Kosten des gesamten Bereitstellungspfades abgeschätzt werden. Dabei werden folgende Kostenkategorien berücksichtigt:

- ▶ Kapitalkosten der Investition für die Errichtung der Produktionsanlagen (Annuität d. Investition)
- ▶ Verbrauchsgebundene variable Kosten
 - Kosten der eingesetzten Energieträger
 - Energiekosten (Prozesswärme, Strom)
 - Kosten für Betriebsstoffe
 - Transportkosten
- ▶ Betriebsgebundene Fixkosten
 - Personalkosten
 - Wartungs- und Instandhaltungskosten
- ▶ Erlöse für Nebenprodukte

Die Berücksichtigung der Erträge für Nebenprodukte, die bei der Produktion der Endenergieträger anfallen können, erfolgt in Abstimmung mit der Vorgehensweise für die Berücksichtigung von Nebenprodukten bei der Ökobilanzierung

Es werden die jährlichen Produktionskosten [€/a] bzw. die spezifischen Produktionskosten [€/MWh, €/MJ] berechnet. Alle Kosten sind ohne Steuern.

Die jährlichen Produktionskosten berechnen sich aus:

Annuität [€/a] + verbrauchsgebundene variable Kosten [€/a] + betriebsgebundene und sonstige Fixkosten [€/a] - Erlöse für Nebenprodukte [€/a]

1. Annuität [€/a]

Annuität ist der jährlich gleichbleibende Betrag aus den Investitionskosten unter Annahme eines kalkulatorischen Zinssatzes und der Nutzungsdauer von Anlagenteilen nachfolgender Formel:

$$a = C_0 \cdot ANF_{n,i}$$

$$ANF_{n,i} = \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1}$$

a Annuität [€/a]

C₀ Investitionskosten [€]

ANF_{n,i} ...Annuitätenfaktor für die Nutzungsdauer n und den Zinssatz i

I kalkulatorischer Zinssatz [%]

n Nutzungsdauer [a]

Für den kalkulatorischen Zinssatz und die Nutzungsdauer der Anlagenteile werden Werte aus der Fachliteratur (wie Regelwerke z. B. DIN EN 15459, Fachartikel, Reports) eingesetzt.

2. Verbrauchsgebundene variable Kosten [€/a]

Die Verbrauchsgebundenen Kosten beinhalten die durch die Höhe der Energieerzeugung verursachten Kosten, hauptsächlich Kosten der eingesetzten Energieträger, Energiekosten (Prozesswärme, Strom), Kosten für Betriebsstoffe, Transportkosten.

3. Betriebsgebundene und sonstige Fix-Kosten [€/a]

Sie beinhalten die Kosten für Wartung und Instandhaltung und die Personalkosten.

Für die Berechnung der spezifischen Produktionskosten [€/MWh] werden die jährlichen Produktionskosten auf die erzeugte Energiemenge bezogen:

$$\text{jährliche Produktionskosten [€/a]} / \text{erzeugte Energiemenge [MWh/a]}$$

Diese Kostenanalyse untersucht ausschließlich die oben beschriebenen technologiebezogenen Kosten für Anlagenerrichtung und Betrieb für die Produktion speicherbarer erneuerbarer Energieträger und stellt somit die Relationen zwischen Technologiewerten bzw. zukünftigen Technologie-Leistungspotentialen und technologiebezogenen Kostengrößen dar. Weitere Kostengrößen betriebswirtschaftlicher Analysen (z. B. Steuern, Subventionen) sowie volkswirtschaftliche Kosten-Nutzenaspekte, insbesondere externe Umweltkosten, werden in dieser Studie nicht betrachtet. Für eine vergleichende Bewertung der Umweltkosten von erneuerbaren und fossilen Energiesystemen muss auch die Energiedienstleistung der Energieträger berücksichtigt werden, was aber nicht Gegenstand dieser Studie war.

Die Systematik der Kostenschätzung orientiert sich grundsätzlich an denselben Festlegungen wie die Ökobilanz (siehe Abschnitt 5.1). Im Folgenden werden diese in ihrer Anwendung für die Kostenschätzungen nochmals erläutert, anhand des in Abbildung 77 dargestellten beispielhaften Systembildes des Bereitstellungspfades "10_FT/PVfrei/AEL/DAC/LKW_D".

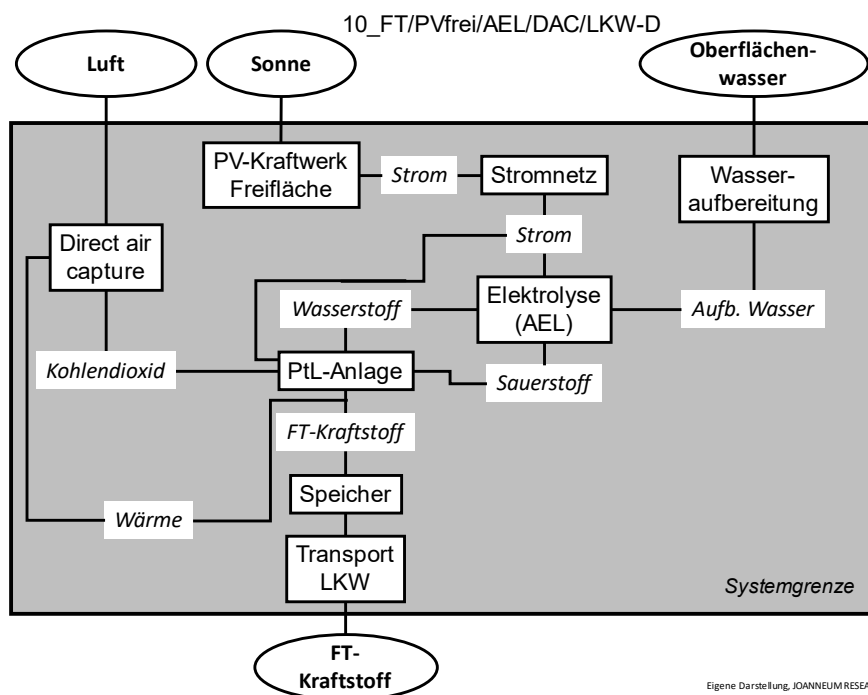
Ein Systembild beschreibt für einen Bereitstellungspfad die Systemgrenze mit allen kostenrelevanten Prozessen, Zwischenprodukten und Koppelprodukten innerhalb der Systemgrenze mit den kostenfreien Beiträgen aus der Natur am oberen Rand sowie mit den Produkten am unteren Rand der Systemgrenze. Systembilder wurden für alle 62 Bereitstellungspfade erstellt und sind Bestandteil der Datenblätter im Anhang A.

Zwischenprodukte, die als Output eines Prozesses einem anderen Prozess als Input dienen, werden bilanziert und sind dadurch kostenbeeinflussend. In Abbildung 77 erzeugt beispielsweise die PtL-Anlage durch Nutzung eines Teils der Abwärme in einer Dampfturbine das Nebenprodukt Strom, der für den Betrieb der Elektrolyse eingesetzt wird. Diese Strommenge verringert die Menge PV-Strom für die Erzeugung der notwendigen Wasserstoffmenge in der Elektrolyse

und führt damit zu geringeren Wasserstoffkosten. Die PtL-Anlage liefert auch Wärme, die im Prozess der CO₂-Abscheidung eingesetzt wird. Diese Systematik in der Kostenabschätzung ermöglicht die Darstellung spezifischer Kostenvorteile durch die Integration der verschiedenen Prozesse in den unterschiedlichen Bereitstellungspfaden. Mögliche Koppelprodukte (Dünger in Bereitstellungspfaden mit Biomasse) werden mit Erlösen aus Marktpreisen in der Kostenabschätzung berücksichtigt.

Zu den wesentlichsten kostenbeeinflussenden Faktoren gehören die jährlichen Volllaststunden der verschiedenen Technologien innerhalb eines Bereitstellungspfades, insbesondere die Jahresstunden der erneuerbaren Stromerzeugung aus Sonne bzw. Wind unterscheiden sich deutlich von den maximalen Betriebsstunden der Synthesenanlagen. In Abschnitt 5.1.3.2 sind zwei Varianten erläutert, wie mit diesem Aspekt in der Ökobilanz umgegangen wurde. Entsprechend wurden auch in der Kostenschätzung für ausgewählte Bereitstellungspfade zusätzlich zur Hauptvariante 1 (Elektrolyseur mit Stromversorgung aus der dem Pfad zugeordneten Stromquelle, CO₂-Abscheidung und Syntheseanlage laufen die maximal möglichen jährlichen Betriebsstunden um die 8000 h/a) zwei Sensitivitätsberechnungen durchgeführt: In einen Fall (Hauptvariante 2) laufen Elektrolyseure, CO₂-Abscheidung und Syntheseanlagen nur die Zahl von Betriebsstunden, die den Volllaststunden der zugeordneten Stromquelle entsprechen. In einem weiteren Fall (Hauptvariante 3), der nur in der Kostenanalyse betrachtet wurde, laufen die Elektrolyseure, CO₂-Abscheidung und Syntheseanlagen ebenfalls die maximal möglichen jährlichen Betriebsstunden, die Stromversorgung aus der zugeordneten Stromquelle erfolgt allerdings nur entsprechend der Betriebsstunden der Stromerzeugungsanlage, der Rest des Stroms kommt aus dem Netz (zum Industriestrompreis).

Abbildung 77: Beispielhaftes Systembild für Bereitstellungspfad 10



Eigene Darstellung, JOANNEUM RESEARCH

6.1.2 Verwendete Kostendaten

Die technischen und ökonomischen Grunddaten für die Kostenabschätzung der untersuchten Technologien wurden in Kapitel 2 und Kapitel 4 dargestellt und hier übernommen.

In der folgenden Übersicht sind die verwendeten Datenquellen für einzelne Technologien und Prozesse der Bereitstellungspfade zusammengestellt und nach Kostenkategorien geordnet. Weitere Datenquellen zu Einflussfaktoren auf die spezifischen Produktionskosten sind im Abschnitt 6.2 angeführt.

► Kapitalkosten

Tabelle 31: Datenquellen Investitionskosten Stromerzeugung, Synthesanlagen

Stromerzeugung	Datenquelle	Synthesanlagen	Datenquelle
PV Freifläche	Schick 2018	Fischer-Tropsch-BtL, -PBtL	Albrecht 2016
Wind onshore	Schick 2018	Fischer-Tropsch-PtL (MEA), -PtL (DAC)	Albrecht 2016
Wind offshore	Schick 2018	Methanol-BtL, -PBtL	Albrecht 2016
Wasser-Laufkraft	Nitsch 2012	Methanol-PtL (DAC)	Albrecht 2016
Geothermie	Agora 2018	Power to Gas	Agora 2018
CSP (3.0, PT)	DLR (eigene Berechnungen)		

Tabelle 32: Datenquellen Investitionskosten Wasserstoffherzeugung, CO₂-Abscheidung

Wasserstoffherzeugung	Datenquelle	CO ₂ -Abscheidung	Datenquelle
Alkalische Elektrolyse	Schmidt 2017	Biogasaufbereitung	Billig 2016
PEM Elektrolyse	Schmidt 2017	Direct Air Capture (DAC)	Viehbahn 2018
Hochtemperatur-Elektrolyse	Schmidt 2017	Rauchgas MEA Wäsche	Albrecht 2016

► Verbrauchsgebundene variable Kosten und Erlöse

Tabelle 33: Datenquellen variable Kosten Energieträger, Transportkosten

Energieträger	Datenquelle	Transportkosten	Datenquelle
Biomasse (Stroh)	Statistik Austria 2018	Stromnetz	BDEW 2019
Biomasse Waldholz, KUP (Schweden)	UNECE 2018	HGÜ	Samweber 2015
Biomasse KUP (Deutschland)	C.A.R.M.E.N. 2018	Gas-Pipeline	Bucy 2016
Mais	FAO 2018	Schiff	Argus 2019
Gülle	DLG 2017	Schiff LNG	Punnonen 2013
Bioabfall, Grünschnitt	Eigene Schätzung	LKW Europa	Della 2019
Gärreste (Koppelprodukt Dünger)	Eigene Schätzung, FAO 2018		

Tabelle 34: Datenquellen variable Kosten Betriebsstoffe

Betriebsstoffe	Datenquelle	Betriebsstoffe	Datenquelle
Sauerstoff (Vergasung)	BLS 2019	Prozesswasser (entsalzt)	Billig 2016
Selexol, MEA (CO ₂ -Wäscher)	BLS 2019	Wasseraufbereitung (Umkehrosmose)	Mena-Water 2019
Nickel, Cobalt, Cr ₂ O ₃ (Katalysator)	BLS 2019	KOH (Alkalische Elektrolyse)	BLS 2019

► Betriebsgebundene und sonstige Fixkosten

Betriebsgebundene Fixkosten für Personalkosten, Wartungs- und Instandhaltungskosten und sonstige Aufwände im Betrieb (z. B. Versicherung) sowie sonstige Fixkosten für die Errichtung (Planung, Verrohrung, Elektrik) wurden über Standard-Zuschlagsfaktoren bezogen auf die Investitionskosten (technologieabhängig 3% bis 5%) abgeschätzt (Peters 2017).

Die Ergebnisse der Kostenabschätzung berücksichtigen die Unsicherheiten der verwendeten Kostendaten und sind in Bandbreiten dargestellt. Die verwendeten Bandbreiten beziehen sich auf entsprechende Angaben in den verwendeten Datenquellen, für Kostendaten ohne Angaben zu Unsicherheiten wurden pauschal 10 % Bandbreite angenommen.

Die Kosten für 2050 wurden wie für das Jahr 2015 für dieselben Kostenkategorien und auf Grundlage derselben in Kapitel 2 und Kapitel 4 ausgewerteten Datenquellen abgeschätzt. Für einzelne Kostenkategorien (z. B. Kosten für Betriebsstoffe) wurden, sofern keine Literaturdaten verfügbar waren, eigene Annahmen für die Kostenentwicklung getroffen. Lernraten für die Abschätzung zukünftiger Entwicklungen der Investitionskosten von Technologien wurden implizit in den Quellen der verwendeten Kostendaten auf Basis des jeweils erforderlichen Technologie-Expertenwissens angewandt, für die Kostenschätzung wurden die Ergebnisse aus den Literaturquellen übernommen.

Zusätzlich zu den Ergebnisdarstellungen in Abschnitt 6.2 sind die wesentlichen Annahmen und Ergebnisse der Kostenschätzung in den Datenblättern zu den 62 Bereitstellungspfaden (Anhang A) zusammenfassend dargestellt.

6.2 Ergebnisse

Die Darstellung der Ergebnisse der Kostenschätzung zeigt analog zur Ökobilanz den Einfluss der wichtigsten Faktoren auf die Kosten von Bereitstellungspfaden, wie die Wahl der Stromquelle, Umwandlungstechnologie oder des Standortes. Es werden zudem die innerhalb von Produktgruppen aus Kostensicht günstigsten bzw. teuersten Bereitstellungspfade beschrieben. In einer Sensitivitätsanalyse wird zudem der Einfluss der Volllaststunden der Stromquelle auf die geschätzten Kosten untersucht.

Zunächst werden die Kosten der Strom-, Wasserstoff- und CO₂-Bereitstellung als Haupteinflussfaktoren für den Großteil der 62 Bereitstellungspfade (mit Ausnahme der BtL- und Biomethan-Pfade) dargestellt (Abschnitt 6.2.1). Darauf aufbauend werden die Kosten auf der Ebene der Bereitstellungspfade für Fischer-Tropsch-Kraftstoff (Abschnitt 6.2.2.1), Methanol (Abschnitt 6.2.2.2), synthetisches Erdgas (Abschnitt 6.2.2.3), Biomethan (Abschnitt 6.2.2.4) und Wasserstoff (Abschnitt 6.2.2.5) dargestellt. Die Kosten werden jeweils für die Stützjahre 2015 und 2050 betrachtet. Einzelne Ergebnisse werden dann hervorgehoben, wenn sie besondere Einsichten zu einem spezifischen Bereitstellungspfad, den Technologien, eingesetzten Roh- und Betriebsstoffen oder Transportwegen liefern.

6.2.1 Kosten von Strom-, Wasserstoff- und CO₂-Bereitstellung

6.2.1.1 Strombereitstellung

In den 62 untersuchten Bereitstellungspfaden erfolgt die Strombereitstellung über 13 Technologie- und Standort-Kombinationen, für die die Stromerzeugungs- und -übertragungskosten (ohne Steuern und Abgaben) abgeschätzt wurden. Die wesentlichen Einflussfaktoren auf die spezifischen Kosten der Strombereitstellung [€/MWh] sind die Investitionskosten der Erzeugungsanlagen, die Lebensdauer der Erzeugungsanlagen, die standortabhängigen Volllaststunden sowie die Kosten der Stromübertragung mit Wechselspannungs- bzw. Gleichspannungs-(HGÜ-)Netz. Die Investitionskosten der Erzeugungsanlagen sind für dieselbe Technologie an allen Standorten gleich (Datenquellen siehe Abschnitt 6.1.2), die erwartete Entwicklung der Investitionskosten bis zum Jahr 2050 ist in Tabelle 35 dargestellt. Die standortabhängigen Volllaststunden wurden in Kapitel 4 modelliert und sind in Tabelle 36 zusammengestellt, es wurden dieselben Volllaststunden für 2015 und 2050 angenommen. Die erwartete Lebensdauer der Erzeugungsanlagen sowie deren Entwicklung bis 2050 ist in Tabelle 37 dargestellt.

Tabelle 35: Investitionskosten für erneuerbare Stromerzeugung [M€/MW]

Technologie	2015	2050	Reduktion bis 2050
Wind onshore (Starkwind)	1,4	1,2	14%
Wind offshore	3,8	2,9	24%
Photovoltaik-Freifläche (PV)	1,2	0,6	50%
Concentrating Solar Power (3.0 PT)	5,6	2,6	54%
Geothermie	2,5	2,2	12%
Wasserkraft	5	5	0%

Tabelle 36: Mittlere Jahresvolllaststunden erneuerbarer Stromerzeugung [h/a]

Technologie	Standort	2015	2050
Wind onshore (Starkwind)	Deutschland	2.963	2.963
	Marokko	2.946	2.946
Wind offshore	Deutschland	4.234	4.234
Photovoltaik-Freifläche (PV)	Deutschland	958	958
	Marokko	1.729	1.729
	Saudi-Arabien	1.777	1.777
Concentrating Solar Power (3.0 PT)	Marokko	6.189	6.189
	Saudi-Arabien	6.537	6.537
Geothermie	Island	7.620	7.620
Wasserkraft	Skandinavien	5.000	5.000

Tabelle 37: Lebensdauer der Anlagen für erneuerbare Stromerzeugung [a]

Technologie	2015	2050
Wind onshore (Starkwind)	20	20
Wind offshore	20	25
Photovoltaik-Freifläche (PV)	20	30
Concentrating Solar Power (3.0 PT)	25	25
Geothermie	30	30
Wasserkraft	40	40

In den folgenden beiden Absätzen wird die Berechnung der Stromübertragungskosten beschrieben. Für Wechsellspannungsnetze liegt der Anteil des Netzentgelts vom Industriestrompreis 2015 in Deutschland bei durchschnittlich 24 €/MWh (Bundesnetzagentur 2018). Das Netzentgelt für 2050 wurde auf Basis einer zweiprozentigen Kostensteigerung pro Jahr auf 41 €/MWh geschätzt. Steigende Anforderungen an den zukünftigen Betrieb von Stromnetzen durch den Wandel der Erzeugungslandschaft und die Liberalisierung des Energiemarktes führen zu erwartbar steigenden technischen Kosten der Übertragung. Die oben beschriebenen Übertragungskosten in Wechsellspannungsnetzen wurden vereinfachend auch für die anderen Erzeugungsstandorte Island, Schweden, Marokko und Saudi-Arabien verwendet.

Die Kosten der Übertragung von in Marokko bzw. Saudi-Arabien erzeugtem Strom über Gleichspannungsnetze (HGÜ) nach Deutschland wurde für vier Bereitstellungspfade (5, 27, 45, 50) abgeschätzt. Die Investitionskosten für HGÜ unterscheiden sich erheblich je nach Ausführung als Freileitung (0,7-1,4 M€/MW) oder als Kabel (1,2-16 M€/MW) (Samweber 2015). Die große Bandbreite bei den Kabeln ist weniger auf die Technologie an sich zurückzuführen als auf die Installation der Kabel. Die Kosten für die Verlegung von Erdkabeln variieren in Abhängigkeit des Verlegungsortes (z. B. dicht besiedeltes Gebiet, Wald oder Naturschutzgebiet, bestehende Kabeltrasse). Für die Kostenabschätzung wurden die Kosten für HGÜ unter der Annahme berechnet, dass 85 % der Strecke von Saudi-Arabien bzw. Marokko nach Deutschland als Freileitung und 15 % als Kabel verlegt werden. Mit den Mittelwerten der genannten Bandbreite der Investitionskosten und voller Auslastung der Leitungen ergeben sich 46 €/MWh für den Stromtransport aus Marokko bzw. 82 €/MWh aus Saudi-Arabien. Die Kosten für HGÜ (Lebensdauer 50 Jahre) ändern sich über die Zeit bis 2050 nicht.

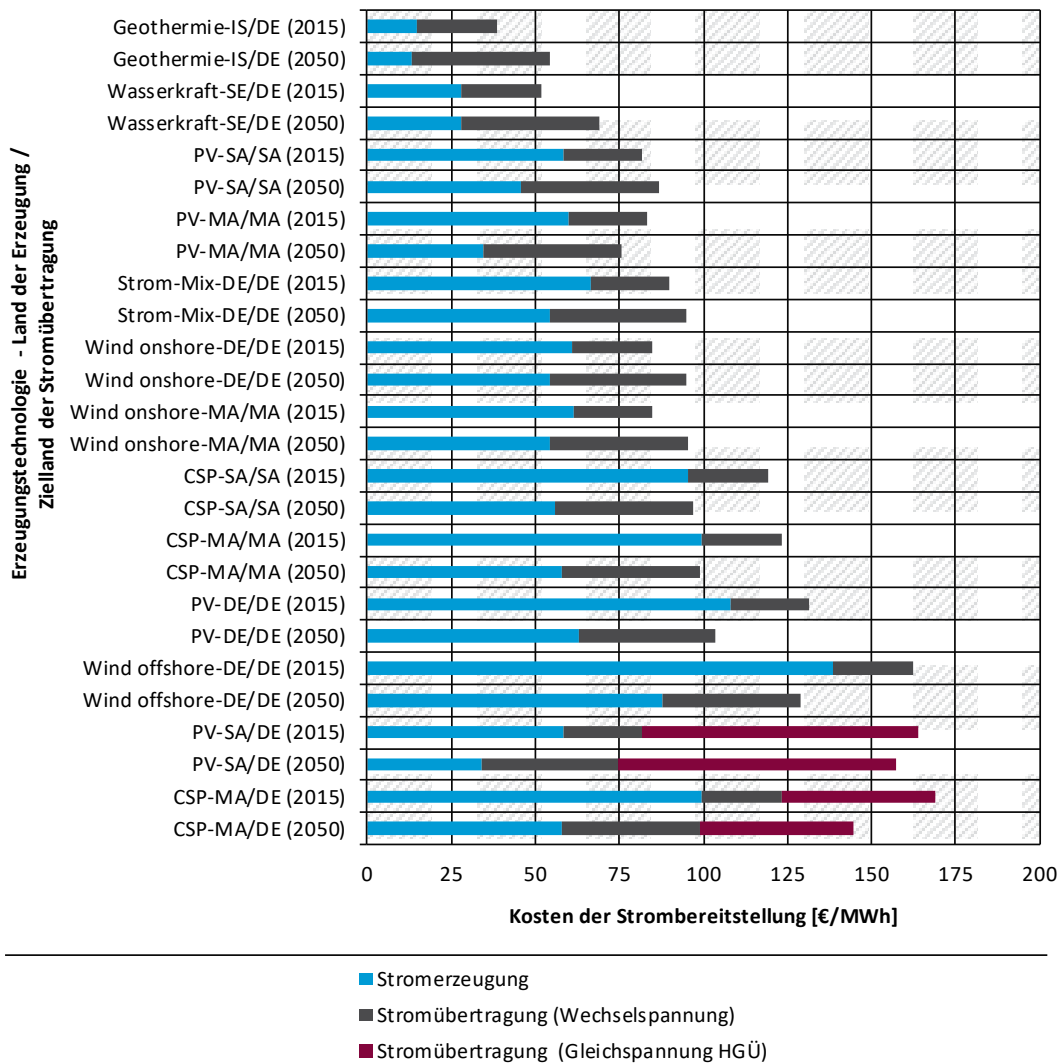
Die Kostenschätzung für Strom aus dem Erzeugungsmix Deutschland in drei Bereitstellungspfaden (22, 42, 54) erfolgte auf Grundlage des Industriestrompreises, der 2015 bei 90 €/MWh für Beschaffung, Netzentgelt und Vertrieb (ohne Abgaben und Steuern) lag (BDEW 2019). Die Kosten 2050 (95 €/MWh) wurden angelehnt an die berechneten Erzeugungskosten für Strom aus Wind-Onshore-Anlagen als die günstigste erneuerbare Stromquelle in Deutschland angenommen.

Die Ergebnisse der spezifischen Strombereitstellungskosten mit den Kostenanteilen für Erzeugung und Übertragung für alle 13 Technologie-/ Standort-Kombinationen sind in Abbildung 78 für die Jahre 2015 und 2050 dargestellt. Die geringsten Kosten im Jahr 2015 bzw. 2050 haben Strom aus Geothermie in Island und Wasserkraft in Schweden, wobei die Bereitstellungskosten 2050 aufgrund steigender Netzkosten für die Übertragung nach Deutschland höher geschätzt werden als 2015. Die günstigste Technologie für Stromerzeugung in Deutschland ist Onshore-Windkraft, deren Kosten in einem ähnlichen Bereich wie der Industriekundenstrompreis in

Deutschland liegt. PV-Strom, der in Saudi-Arabien bzw. Marokko erzeugt und auch dort (in der Elektrolyseanlage) verwendet wird, hat vergleichbare Bereitstellungskosten. Die Kosten 2050 werden auch hier aufgrund steigender Übertragungskosten höher als 2015 geschätzt. Steigende Übertragungskosten bis 2050 kompensieren also sinkende Erzeugungskosten.

Die höchsten Bereitstellungskosten von in Deutschland erzeugtem Strom weisen PV-Anlagen und Offshore-Windkraftanlagen auf. Nur in Marokko mit CSP bzw. in Saudi-Arabien mit PV erzeugter und über Gleichspannungsnetze nach Deutschland importierter Strom hat noch höhere Bereitstellungskosten. Diese Strom-Erzeugungstechnologien weisen noch erhebliches Kostensenkungspotential in der Erzeugung auf, sodass 2050 die Bereitstellungskosten inklusive Übertragung niedriger als 2015 liegen.

Abbildung 78: Spezifische Kosten der erneuerbaren Stromerzeugung und -übertragung



Eigene Darstellung, JOANNEUM RESEARCH

6.2.1.2 Wasserstoffherzeugung

Die elektrolytische Wasserstoffherzeugung ist Bestandteil von 54 der 62 untersuchten Bereitstellungspfade. Es werden drei verschiedene Elektrolyse-Technologien eingesetzt: alkalische (AEL), PEM- und Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL). Die wesentlichen Einflussfaktoren auf die spezi-

fischen Kosten der Wasserstoffherzeugung [€/t] sind die Investitionskosten der Elektrolyseanlagen, die Lebensdauer, die Volllaststunden sowie die Kosten des verwendeten Stroms. Die Investitionskosten und deren Entwicklung für die Stützjahre 2015 und 2050 sind in Tabelle 38 dargestellt (Datenquellen siehe Abschnitt 6.1.2), die Lebensdauer und deren erwartete Entwicklung bis 2050 in Tabelle 39.

Die Volllaststunden sind für die drei Elektrolysetechnologien gleich mit 8.000 Stunden pro Jahr. Rechnerisch wird die Elektrolyse aus der zugeordneten Stromquelle versorgt, Stromspeicher für den Ausgleich den unterschiedlichen Volllaststunden der Stromquelle und der Elektrolyse wurden vernachlässigt. Die Stromkosten für die Wasserstoffherzeugung in der Elektrolyse unterscheiden sich durch die in Abschnitt 6.2.1 beschriebenen Einflussfaktoren sowie in geringem Ausmaß durch die innerhalb der Systemgrenze des Bereitstellungspfads in der Synthesanlage erzeugte und kostenfrei nutzbare Strommenge (0-2,5 % des für die Elektrolyse benötigten Stroms je nach Bereitstellungspfad). Der Wärmebedarf der Hochtemperatur-elektrolyse wird mit Abwärme aus der Synthesanlage gedeckt.

Tabelle 38: Investitionskosten für Elektrolyse-Anlagen [€/kWel]

Technologie	2015	2050	Reduktion bis 2050
Alkalische Elektrolyse AEL	1050	500,0	52%
PEM Elektrolyse	1475	775	47%
Hochtemperatur-Elektrolyse HTEL	4000	1350	66%

Tabelle 39: Lebensdauer der Elektrolyse-Anlagen [h]

Technologie	2015	2050
Alkalische Elektrolyse AEL	75.000	90.000
PEM Elektrolyse	50.000	80.000
Hochtemperatur-Elektrolyse HTEL	10.000	90.000

Als Betriebsstoff benötigen alle Elektrolysetechnologien aufbereitetes Wasser, die alkalische Elektrolyse benötigt zusätzlich Kaliumhydroxid. Für Kaliumhydroxid wurde für 2050 keine Veränderung des Marktpreises, für Wasser aufgrund einer erwarteten zunehmenden Verknappung steigende Kosten angenommen (Tabelle 40).

Tabelle 40: Kosten der Betriebsstoffe von Elektrolyseuren

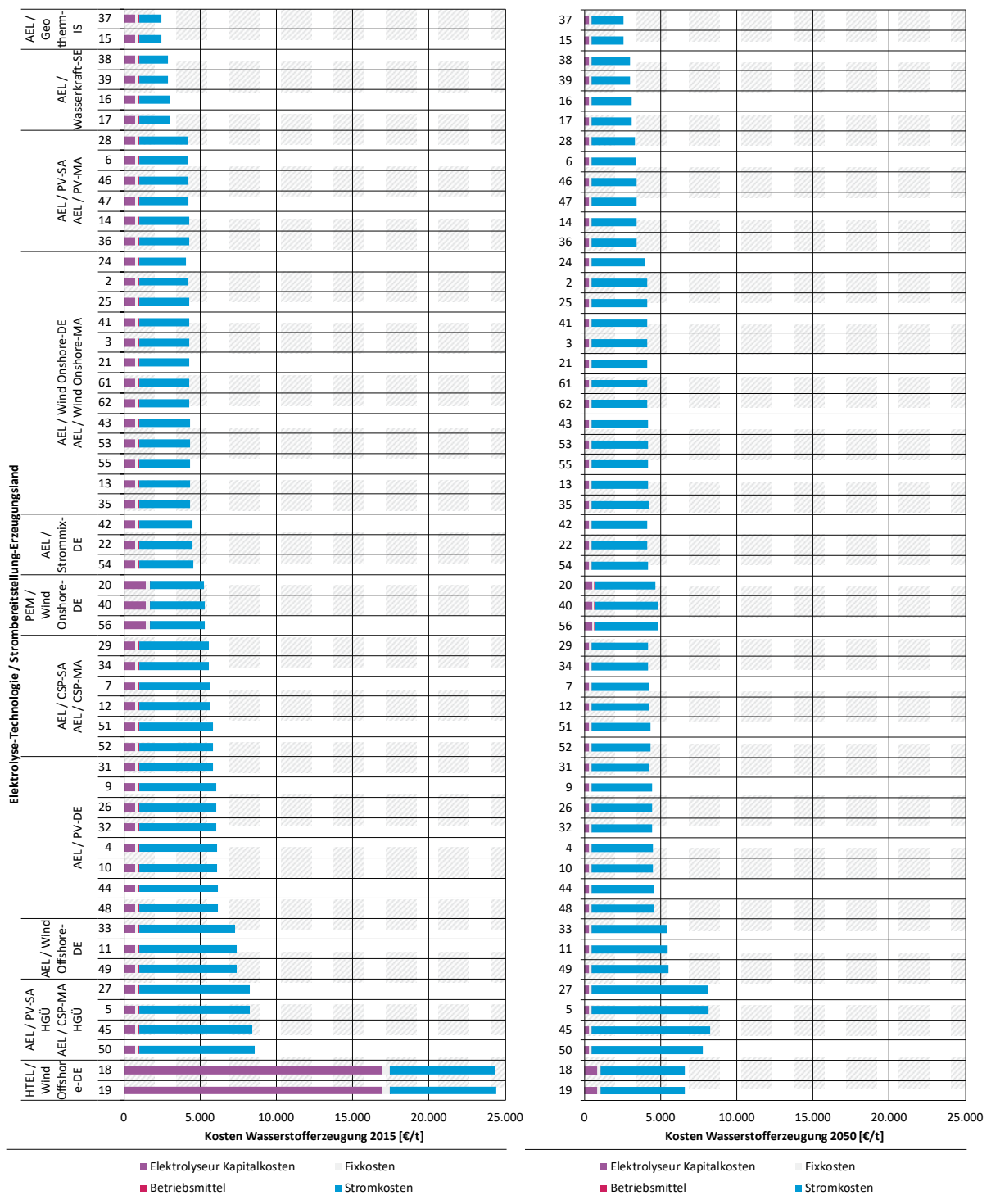
Betriebsstoff	2015	2050	Quelle
Aufbereitetes Wasser	2 €/m ³	3,4 €/m ³	Billig 2016
KOH	220 €/t	220 €/t	BLS 2019

In Abbildung 79 sind die spezifischen Wasserstoffherzeugungskosten in [€/t] Wasserstoff nach Größe sortiert für 2015 und 2050 für die 54 Bereitstellungspfade dargestellt (wie oben beschrieben unter der Annahme, dass rechnerisch die Elektrolyse über 8.000 Volllaststunden aus der zugeordneten Stromquelle versorgt wird, ohne Berücksichtigung eines Stromspeichers). Die Bandbreite der Ergebnisse erstreckt sich 2015 von 2.500 bis 24.500 €/t Wasserstoff, wobei die Kosten für den Großteil der Pfade zwischen 4.200 und 6.200 €/t liegen. Im Stützjahr 2050 liegen die Kosten zwischen 2.500 und 6.500 €/t Wasserstoff, der Großteil der Pfade liegt unter

5.500 €/t. Geringe Unterschiede der Wasserstoffkosten in Pfaden mit derselben Stromquelle und Elektrolysetechnologie ergeben sich aus der Prozessintegration der Elektrolyse- und Syntheseanlagen in den Bereitstellungspfaden.

Wie in Abbildung 79 deutlich wird, haben 2015 und 2050 die Stromkosten den deutlich größten Einfluss auf die Kosten der Wasserstoffbereitstellung, mit Ausnahme der Wasserstoffherzeugung mit der Hochtemperaturelektrolyse im Jahr 2015, für die die Kapitalkosten der Elektrolyseanlage überwiegen. Die Reihung der Wasserstoffkosten lehnt sich folglich an die Reihung der Kosten der Strombereitstellung an, mit den geringsten Kosten für Wasserstoff mit Strom aus Geothermie in Island bzw. mit Strom aus Wasserkraft in Schweden. Die höchsten Kosten hat, neben den bereits erwähnten Pfaden mit Hochtemperaturelektrolyse, Wasserstoff mit Strom aus Offshore Windkraft in Deutschland bzw. mit PV- und CSP-Strom aus Saudi-Arabien und Marokko, der über HGÜ nach Deutschland übertragen wird. Für alle Pfade ist in Abbildung 79 eine deutliche Reduktion der Kapitalkosten für die Elektrolyse im Stützjahr 2050 dargestellt. Am deutlichsten ist diese Reduktion bei der Hochtemperaturelektrolyse, aufgrund der oben beschriebene Reduktion der spezifischen Investitionskosten als auch der deutlich erhöhten Lebensdauer im Vergleich zum Stützjahr 2015. Dennoch sind auch 2050 diese Pfade jene mit den höchsten Wasserstoffkosten mit Strom aus Wind-Offshore-Anlagen.

Abbildung 79: Spezifische Kosten der Wasserstofferzeugung 2015 und 2050 [€/t]



6.2.1.3 CO₂-Bereitstellung

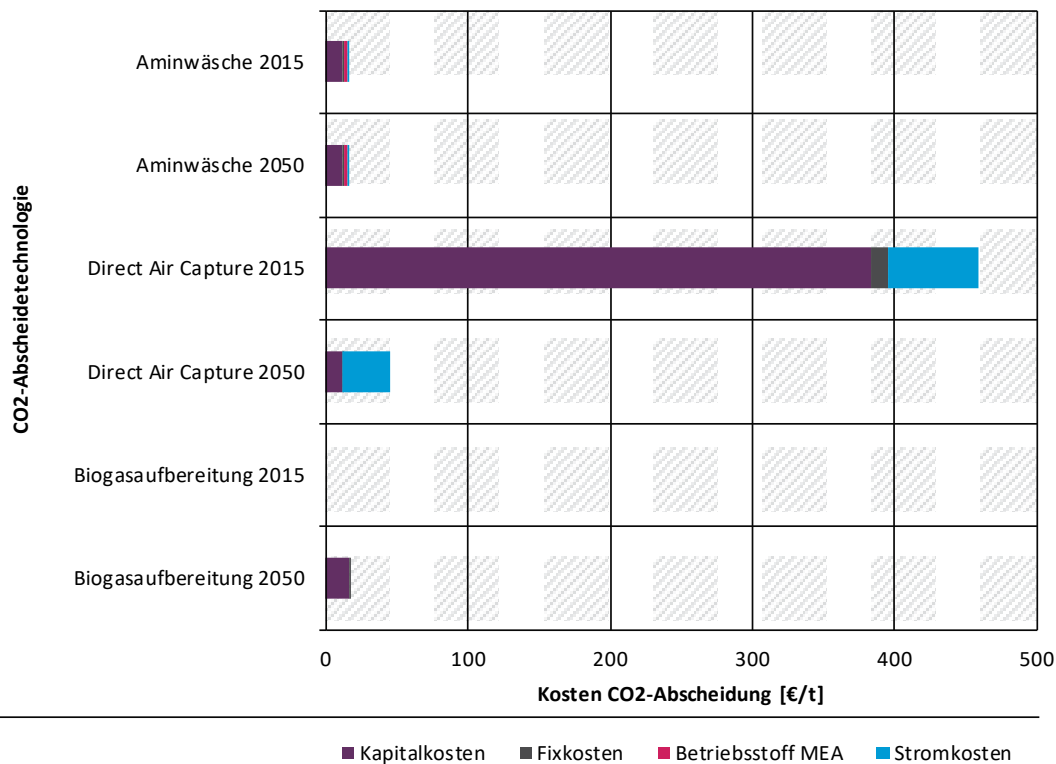
Kohlendioxid wird in 43 der 62 untersuchten Bereitstellungspfade für die Synthese der speicherbaren Energieträger eingesetzt. Es werden in der Kostenabschätzung drei verschiedene CO₂-Abscheideprozesse unterschieden: CO₂-Abscheidung aus dem Rauchgas von Industrie- und Kraftwerksanlagen mit Aminwäsche, CO₂-Abscheidung aus der Luft (Direct Air Capture, DAC),

und CO₂ aus Biogasaufbereitung. Die Haupteinflussfaktoren auf die spezifischen CO₂-Bereitstellungskosten sind die Anlagenkapitalkosten, Betriebsmittel sowie die Energiekosten.

Die Rauchgaswäsche mit Monoethanolamin (MEA) ist heute ein Standardindustrieverfahren in der Abgasreinigung, die Investitionskosten von ca. 6 €/t CO₂ (Albrecht 2016) verändern sich bis 2050 nicht. Die Kosten für den Betriebsstoff MEA verändern sich von ca. 3 €/t CO₂ bis 2050 nur geringfügig (BLS 2019). Für DAC wurden die verwendeten Kostendaten (Viehbahn 2018) aus Angaben der Technologieunternehmen Climeworks und Carbon Engineering abgeleitet, die gegenwärtig von spezifischen CO₂-Abscheidungskosten von 600 USD/t CO₂ bzw. zukünftig von 100 USD/t CO₂ (inklusive Kapital-, Strom- und Wärmekosten) ausgehen. Der Energiebedarf von DAC wurde mit Angaben von Climeworks (auf direkte Anfrage beim Unternehmen) abgeschätzt. Die Stromkosten wurden auf Basis des Industriestrompreises Deutschland berechnet. Der Wärmebedarf wird in allen Bereitstellungspfaden durch die Prozessintegration mit kostenfreier Abwärme aus der Syntheseanlage gedeckt, dadurch sind die hier dargestellten Kosten der CO₂-Abscheidung um die Wärmekosten (auf Basis Erdgaspreis 9€/GJ) niedriger als die Angaben in der Literatur. Dies gilt auch für die CO₂-Abscheidung mit MEA-Wäsche sowie Biogasaufbereitung. Für CO₂ aus der Biogasaufbereitung wurden im Jahr 2015 als Nebenprodukt bei der Herstellung von Biomethan keine Kosten berechnet. Für 2050 wurde für CO₂ aus Biogas aufgrund eines zu erwartenden Marktwertes von CO₂ ein Preis angenommen, der sich an den in dieser Studie berechneten Kosten der CO₂-Abscheidung aus Rauchgasen der Zementindustrie orientiert.

In Abbildung 80 sind die Kosten für die CO₂-Bereitstellung 2015 und 2050 für die Abscheidetechnologien MEA-Wäsche, DAC und Biogasaufbereitung mit ihrer Aufteilung auf Kapital-, Fixkosten, Kosten für den Betriebsstoff MEA sowie Stromkosten dargestellt. Die CO₂-Kosten für DAC liegen auch im Jahr 2050, trotz der dann vergleichbaren Kapitalkosten, aufgrund des höheren Stromverbrauchs deutlich über den CO₂-Kosten der MEA-Wäsche.

Abbildung 80: Spezifische Kosten der CO₂-Abscheidung 2015 und 2050 [€/t] CO₂



Eigene Darstellung: JOANNEUM RESEARCH

6.2.1.4 Biomasse-Bereitstellung

Biomasse wird in 17 von 62 Bereitstellungspfaden in Biomass-to-Liquid (BtL) und Power-Biomass-to-Liquid (PBtL) Anlagen eingesetzt. Im Folgenden sind die verwendeten Kostendaten für das Stützjahr 2015 der unterschiedlichen Biomassearten zusammengestellt.

Tabelle 41: Kosten von Holz und Stroh

Biomasse	Standort	€/t (2015 = 2050)
Stroh	Deutschland	63
Pellets Kurzumtriebsplantagen	Schweden	270
Pellets Kurzumtriebsplantagen	Deutschland	230
Waldrestholz	Schweden	77

Tabelle 42: Kosten von Biogassubstraten

Biomasse	Standort	€/t (2015)	€/t (2050)
Bioabfall	Deutschland	0	44
Grünschnitt	Deutschland	0	39
Mais	Deutschland	142	200
Gülle	Deutschland	11	11

6.2.2 Gesamtkosten der Bereitstellungspfade und Einflussfaktoren

Die für die untersuchten Endenergieträger Fischer-Tropsch (FT)-Kraftstoffe, Methanol, SNG, Biomethan und Wasserstoff ermittelten spezifischen Produktionskosten in [€/GJ] werden für das Stützjahr 2015 den Kosten (ohne Steuern) der entsprechenden fossilen Referenzprodukte Benzin, Diesel und CNG gegenübergestellt.

6.2.2.1 FT-Treibstoffe

In Anlehnung an die Ergebnisdarstellung der Ökobilanz werden die Ergebnisse der Kostenschätzung für die FT-Kraftstoffe getrennt für die strombasierten PtL- und die überwiegend biomassebasierten (P)BtL-Pfade aufgrund des unterschiedlichen Technologie-Reifegrades der Fischer-Tropsch-Synthese mit Wasserstoff und CO₂ und der biomassebasierten Synthese-Verfahren betrachtet.

6.2.2.1.1 Strombasierte FT-Treibstoffe

Da in den folgenden Ergebnisdarstellungen aus Platzgründen nur die Nummern der Bereitstellungspfade angeführt werden, wird an dieser Stelle auf Tabelle 17 verwiesen, in der die strombasierten Bereitstellungspfade für FT-Kraftstoff (PtL) beschrieben sind.

In Abbildung 81 sind die Ergebnisse der Kostenschätzung der 17 strombasierten Fischer-Tropsch-Pfade (PtL-Synthese) für das Stützjahr 2015 mit den Anteilen Kapitalkosten, Fixkosten sowie Kosten für Betriebsstoffe der Syntheseanlage, Wasserstoff-Bereitstellungskosten, Kosten für die CO₂-Abscheidung sowie Kosten für den Transport der Produkte dargestellt. Die Kosten der Wasserstoff-Bereitstellung sowie der CO₂-Abscheidung sind in den vorangegangenen Abschnitten 6.2.1.2 und 6.2.1.3 mit den jeweiligen Kostenanteilen dargestellt und werden hier für eine übersichtlichere Darstellung als aggregierte Kosten übernommen.

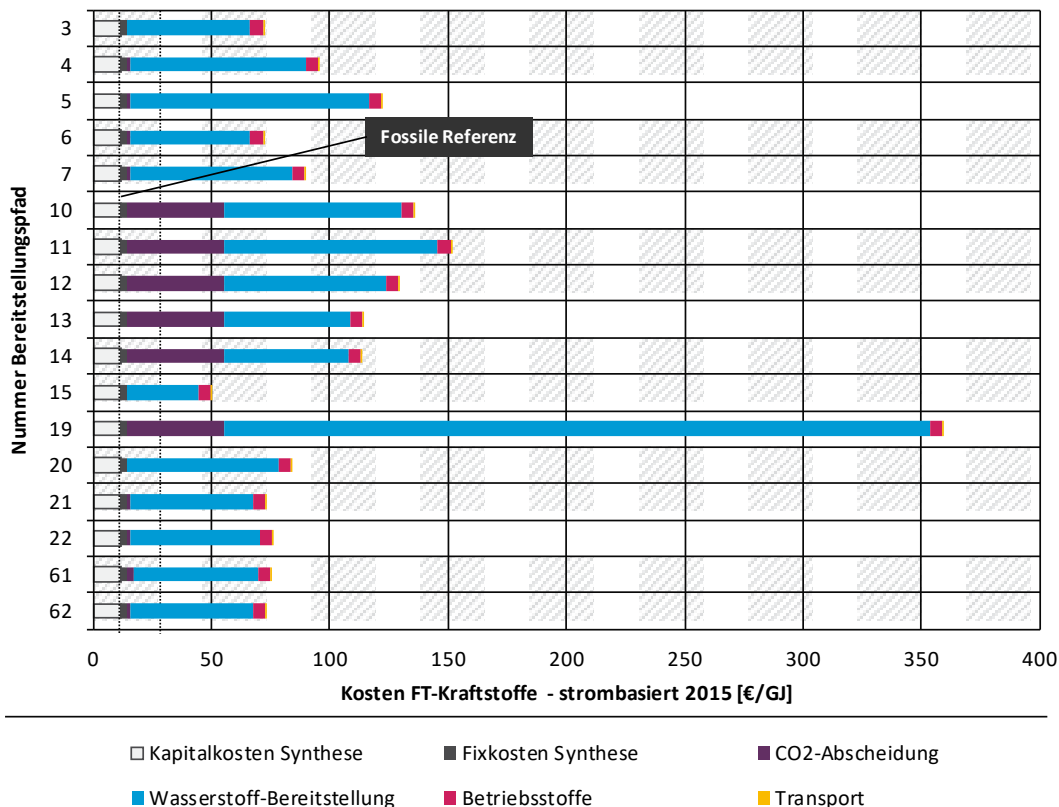
Die Kosten für die fossile Referenz für das Stützjahr 2015 (ca. 12 €/GJ) basieren auf einem Börsenpreis von Benzin der letzten 5 Jahre von 1,4 €/Gallone oder 0,37€/l. Wie bereits beschrieben, werden die externen Klimakosten in dieser Studie weder für die untersuchten Bereitstellungspfade noch für die fossile Referenz berücksichtigt. Der Benzin-Börsenpreis bietet einen bekannten Orientierungswert für einen 2015 verfügbaren fossilen Energieträger. Für das Stützjahr 2050 wird den Kostenschätzungen der untersuchten Bereitstellungspfade ein daran orientierter fiktiver Benzin-Börsenpreis als Orientierungsmaß gegenübergestellt.

Die geschätzten Kosten der strombasierten FT-Treibstoffe im Stützjahr 2015 liegen zwischen 49 und 151 €/GJ, mit Ausnahme von Pfad 19 mit ca. 360 €/GJ. Die niedrigsten Kosten hat Bereitstellungspfad 15 am Standort Island, mit Wasserstoff auf Basis Strom aus Geothermie sowie der CO₂-Abscheidung ebenfalls mit Strom aus Geothermie. Pfad 19 hat mit Abstand die höchsten Kosten, was auf die hohen Kosten der Stromerzeugung mit Offshore-Windkraft sowie auf die hohen Kapitalkosten der Hochtemperaturelektrolyse zurückzuführen ist, die im Jahr 2015 noch eine sehr geringe Lebensdauer hat (ca. 10.000 h).

In allen Pfaden stellen die Kosten für die Wasserstoffbereitstellung und damit die Stromkosten für die Wasserstoffherzeugung den größten Kostenanteil dar, während die Kosten für die Syntheseanlage kaum Einfluss haben. Die Reihung der Pfade nach den Kosten lehnt sich folglich an die Reihung der Stromkosten an. Zudem schlägt sich in den Pfaden 10 bis 14 bzw. 19 der hohe Investitionsbedarf für die CO₂-Abscheidung aus der Luft (DAC) nieder. Die Kosten der CO₂-Abscheidung aus Industrieabgasen wie aus Biogas in den anderen Bereitstellungspfaden spielen eine deutlich geringere Rolle. Pfad 22 mit Strom aus dem deutschen Mix (Industriestrompreis) und CO₂ aus einem Braunkohlekraftwerk als Pfad mit den höchsten Treibhausgasemissionen in der Ökobilanz hat vergleichsweise niedrige Kosten mit 76 €/GJ.

Im Vergleich der Pfade 5 und 6 wird deutlich, dass der Transport des im Ausland (hier in Saudi-Arabien) hergestellten flüssigen Energieträgers per Tanker nach Deutschland (Pfad 6) aus Kostensicht deutlicher günstiger ist als der Transport des im Ausland erzeugten Stroms mit HGÜ für die Produktion des FT-Kraftstoffs in Deutschland (Pfad 5). Die Annahmen für den Transport sind dabei, dass die Kosten für HGÜ je kWh Strom im Jahr 2050 gleich sind wie 2015, und für den Transport je Tonne flüssiger Treibstoff im Tanker um ca. 25 % steigen (2015: 14 €/t; 2050: 17,4 €/t).

Abbildung 81: Kosten FT-Kraftstoffe strombasiert (PtL) 2015



Quelle: Eigene Darstellung: JOANNEUM RESEARCH

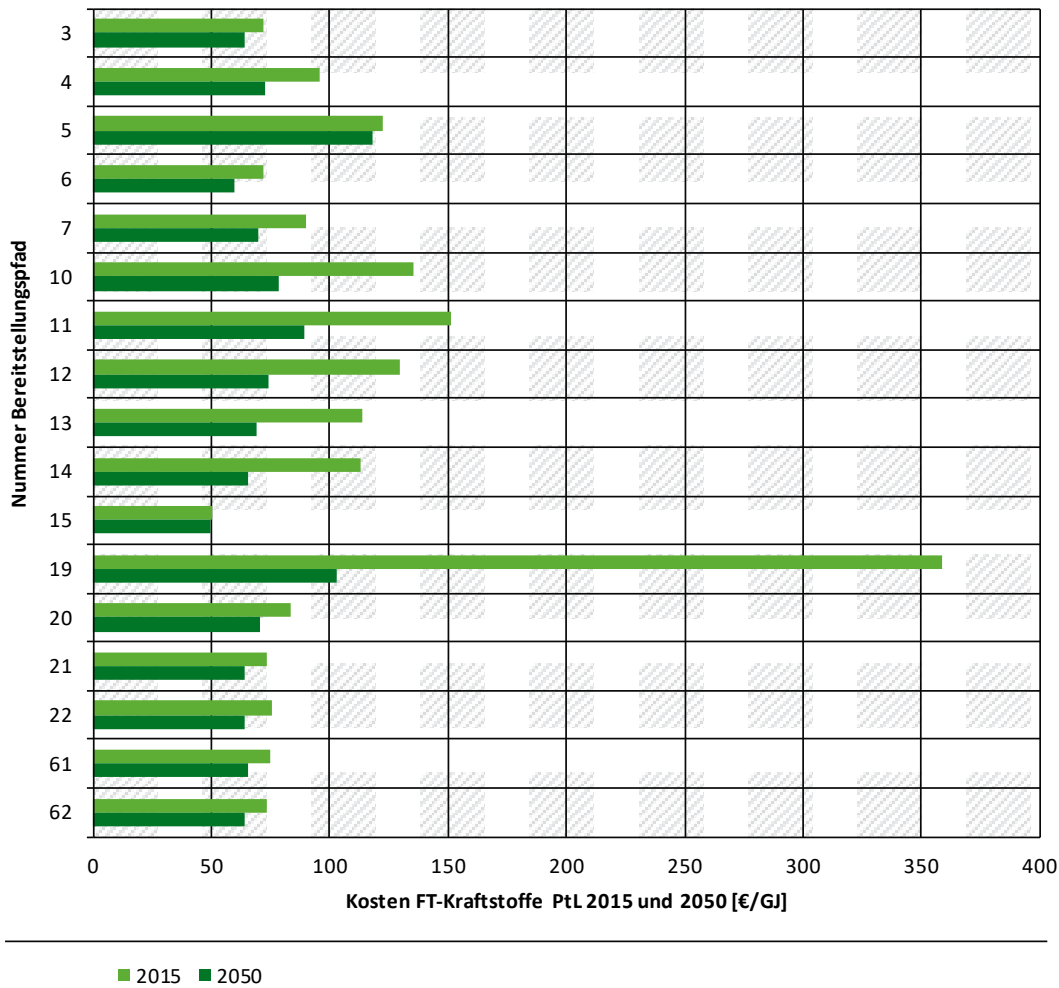
Abbildung 82 stellt die Ergebnisse der Kostenschätzung der 17 strombasierten FT-PtL-Bereitstellungspfade für 2015 und 2050 dar. Im Vergleich zum Jahr 2015 sinken die Kosten bis 2050 um 0 bis 70 %. Keine Veränderung zeigt sich in Pfad 15 (Strom aus Geothermie in Island), die größte Kostensenkung zeigt sich in Pfad 19 (Strom Offshore Windkraft und Hochtemperatur-elektrolyse) aufgrund deutlich geringerer Kapitalkosten für die Wasserstoffbereitstellung im Jahr 2050.

Die Kostenreduktion für die anderen Pfade ist auf die in Abschnitt 6.2.1 beschriebenen Veränderung der Einflussfaktoren auf die Kosten der Strom-, Wasserstoff- und CO₂-Bereitstellung zurückzuführen. Die Kapitalkosten der Synthesenanlagen ändern sich 2050 gegenüber 2015 nicht. Jene Pfade, deren Kosten 2015 im Bereich von 70 bis 75 €/GJ FT-Kraftstoff liegen, liegt im Jahr 2050 ca. 10 bis 15 % niedriger in einem Bereich von 60 bis 65 €/GJ. In den Pfaden 10 bis 14 mit CO₂-Abscheidung aus der Luft verringern sich die Kosten aufgrund der deutlich niedrigeren Kapitalkosten von DAC um ca. 40%. Der Vergleich der Pfade 5 und 6 zeigt, dass der Kostenunter-

schied zwischen Pfad 6 mit Transport des im Ausland (hier in Saudi-Arabien) hergestellten flüssigen Energieträgers per Tanker nach Deutschland und Pfad 5 mit Transport des im Ausland erzeugten Stroms mit HGÜ nach Deutschland in etwa bestehen bleibt.

Alle Kostenergebnisse liegen im Stützjahr 2050, mit Ausnahme von Pfad 5 und 19, unter 90 €/GJ. 90 €/GJ entsprechen umgerechnet in einen fiktiven Benzinpreis als Orientierungsmaß 2,8 €/l Benzin Produktionskosten (ohne Steuern). Das ist das 7,5-fache des Benzinpreises 2015.

Abbildung 82: Kosten FT-Kraftstoffe strombasiert (PtL) 2015 und 2050



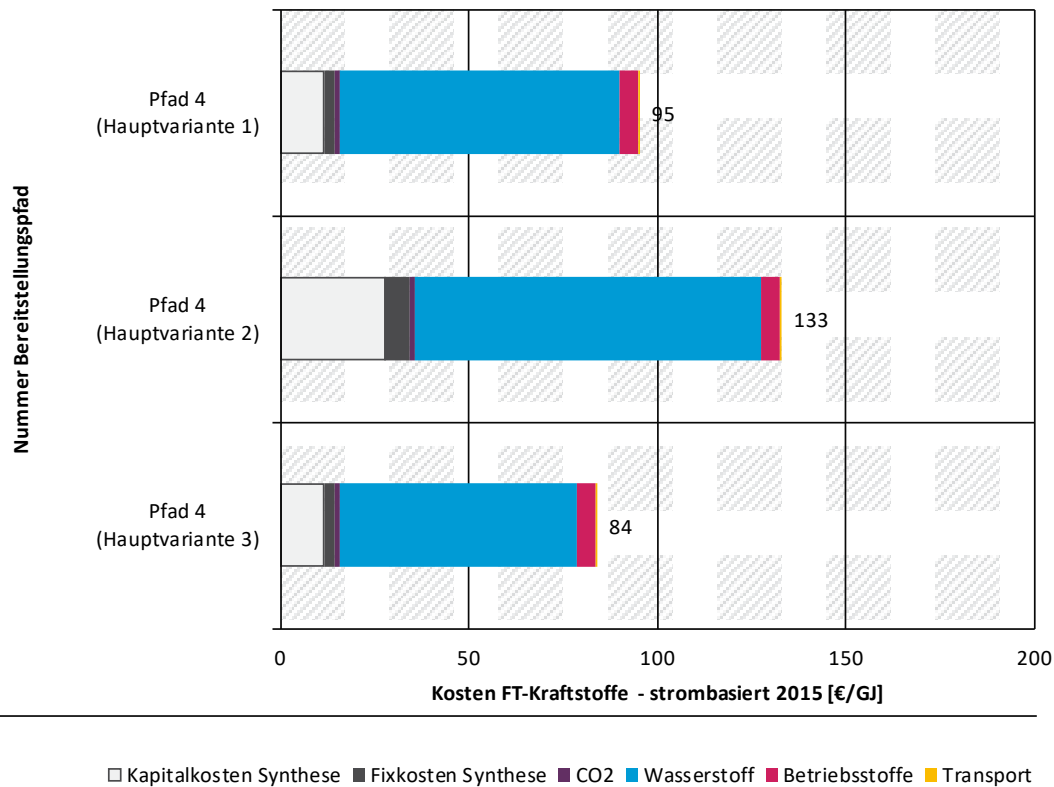
Quelle: Eigene Darstellung; JOANNEUM RESEARCH

Wie bereits in Abschnitt 6.1.1 erläutert, wird in einer Sensitivitätsanalyse, am Beispiel des Bereitstellungspfades 4 (FT/PVfrei/AEL/Zement/LKW/D) für das Stützjahr 2015, die Abhängigkeit der Kosten von unterschiedlichen Jahresstunden der Elektrolyse, CO₂-Abscheidung und Syntheseanlage für drei Fälle verglichen: In der Hauptvariante 1 laufen die Elektrolyseure, CO₂-Abscheidung und Syntheseanlagen die maximal möglichen jährlichen Betriebsstunden (um die 8000 h/a) und werden rechnerisch aus der zugeordneten Stromquelle versorgt. In der Hauptvariante 2 laufen Elektrolyseure, CO₂-Abscheidung und Syntheseanlagen nur die Zahl von Betriebsstunden, die den Volllaststunden der zugeordneten Stromquelle entsprechen. In der Hauptvariante 3 laufen die Anlagen die Elektrolyseure, CO₂-Abscheidung und Syntheseanlagen ebenfalls die maximal möglichen jährlichen Betriebsstunden, die Stromversorgung aus der zugeordneten

Stromquelle erfolgt allerdings nur entsprechend der Betriebsstunden der Stromerzeugungsanlage, der Rest des Stroms kommt aus dem Netz (hier Industriestrompreis).

Abbildung 83 zeigt die Ergebnisse dieser Berechnungen. In der Hauptvariante 2 sinken die Kosten gegenüber dem Basisfall sogar leicht. Der Grund dafür sind die geringeren Stromkosten für die Wasserstofferzeugung aufgrund des im Vergleich zum PV-Strom günstigeren Industriestrompreises. In der Hauptvariante 3 steigen die Kosten um 40 %. Der Grund dafür ist der höhere Beitrag der Anlageninfrastruktur – die Kapitalkosten verteilen sich bei geringeren Volllaststunden und gleichbleibender Lebensdauer auf einen geringeren Produktoutput.

Abbildung 83: Kosten FT-Kraftstoff Pfad 4 (PtL) 2015 - Sensitivität Volllaststunden



Quelle: Eigene Darstellung; JOANNEUM RESEARCH

6.2.2.1.2 Überwiegend biomassebasierte FT-Kraftstoffe

Wie für die strombasierten Pfade in Abschnitt 6.2.2.1.1 werden in den folgenden Ergebnisdarstellungen aus Platzgründen nur die Nummern der Bereitstellungspfade angeführt. In Tabelle 19 sind die überwiegend biomassebasierten Bereitstellungspfade für FT-Kraftstoff (BtL, PBtL) beschrieben. Gegenüber den strombasierten Bereitstellungspfaden für FT-Kraftstoffe fallen für die überwiegend biomassebasierten Pfade keine Kosten für die CO₂-Abscheidung, dafür aber Kosten für die Biomasse und Transport an.

In Abbildung 81 sind die Ergebnisse der Kostenschätzung der sieben überwiegend biomassebasierten Fischer-Tropsch-Pfade ((P)BtL-Synthese) für das Stützjahr 2015 mit den Anteilen Kapitalkosten, Fixkosten, Biomassekosten sowie Kosten für Betriebsstoffe der Syntheseanlage, Wasserstoff-Bereitstellungskosten sowie Kosten für den Transport der Produkte dargestellt. Die Kosten der Wasserstoff-Bereitstellung sowie der Biomasse-Bereitstellung sind in den vorangegangenen Abschnitten 6.2.1.2 und 6.2.1.4 mit den jeweiligen Kostenanteilen dargestellt und werden hier für eine übersichtlichere Darstellung als aggregierte Kosten übernommen.

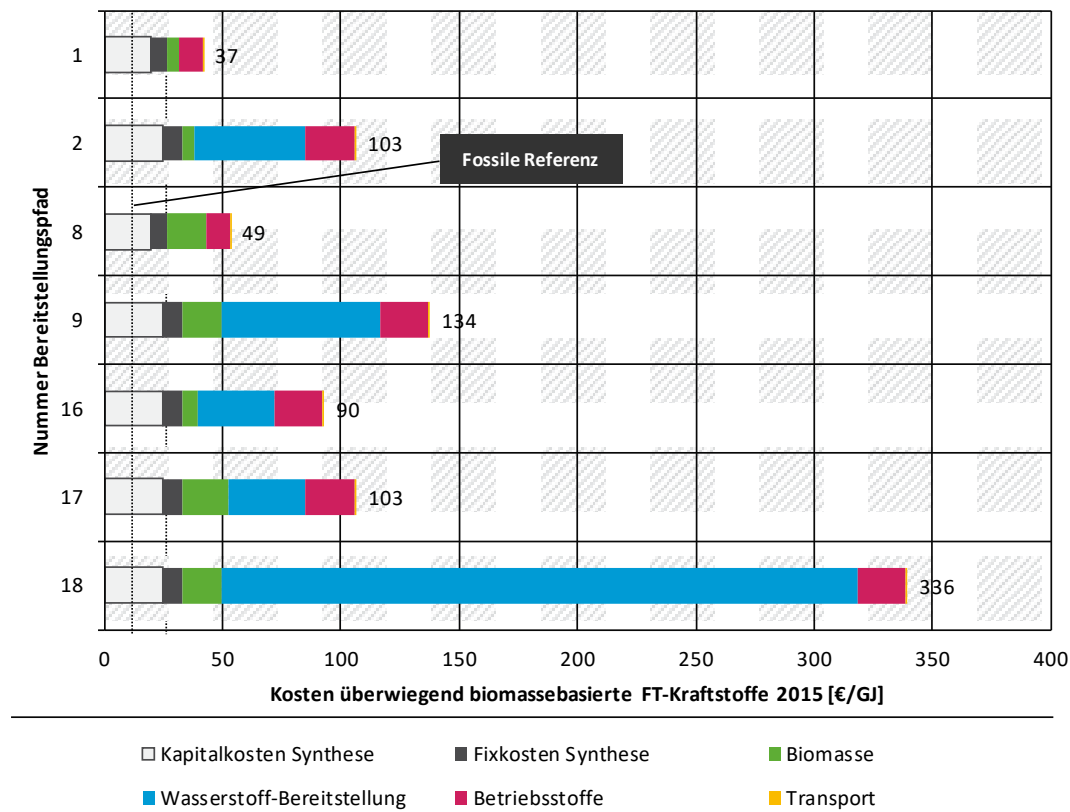
Die Kosten für die fossile Referenz für das Stützjahr 2015 (ca. 12 €/GJ) sind gleich angenommen wie für die strombasierten FT-Kraftstoffe in Abschnitt 6.2.2.1.1.

Die geschätzten Kosten der überwiegend biomassebasierten FT-Treibstoffe im Stützjahr 2015 liegen zwischen 37 und 134 €/GJ, mit Ausnahme von Pfad 18 mit ca. 336 €/GJ. In allen Pfaden, in denen Wasserstoff zum Einsatz kommt, stellen die Kosten für die Wasserstoffbereitstellung und damit die Stromkosten für die Wasserstofferzeugung den größten Kostenanteil dar. Die Reihung der Pfade nach den Kosten lehnt sich folglich an die Reihung der Stromkosten an.

Die Bereitstellungspfade 1 und 8, in denen kein Wasserstoff und zudem eine kostengünstigere Syntheseanlage zum Einsatz kommt, sind die aus Kostensicht günstigsten Pfade. Pfad 1 ist aufgrund der geringeren Kosten für Stroh etwas günstiger als Pfad 8, in dem Pappelholz aus Kurzumtriebsplantagen eingesetzt wird. Pfad 18 hat, analog zum rein strombasierten Pfad 19, mit Abstand die höchsten Kosten, was auf die hohen Kosten der Stromerzeugung mit Offshore-Windkraft sowie auf die hohen Kapitalkosten der Hochtemperaturelektrolyse zurückzuführen ist. Der Vergleich der Pfade 16 und 17 zeigt für den Standort Schweden den relativ geringen Kostenunterschied bei Verwendung von Waldrestholz gegenüber Pappelholz aus Kurzumtriebsplantagen trotz der mehr als dreifach höheren Kosten der Biomasse.

Interessant ist auch der Vergleich der Kosten von Pfad 1 und 2 bzw. Pfad 8 und 9, in denen jeweils die gleiche Biomasse eingesetzt wird, in Pfad 1 bzw. 8 in einem Biomass-to-Liquid (BtL)-Prozess und in Pfad 2 bzw. 9 in einem kombinierten Power&Biomass-to-Liquid-(PBtL)-Prozess. Hauptunterschied ist die Nutzung von zusätzlichem Wasserstoff im PBtL-Prozess, um gegenüber dem BtL-Prozess mehr Kohlenstoff aus der Biomasse zu nutzen. Der effizienteren Nutzung der Biomasse stehen aber die hohen Kosten der Wasserstoff-Bereitstellung gegenüber, sodass die PBtL-Pfade ca. um den Faktor 2,7-mal höhere Kosten haben als die vergleichbaren BtL-Pfade.

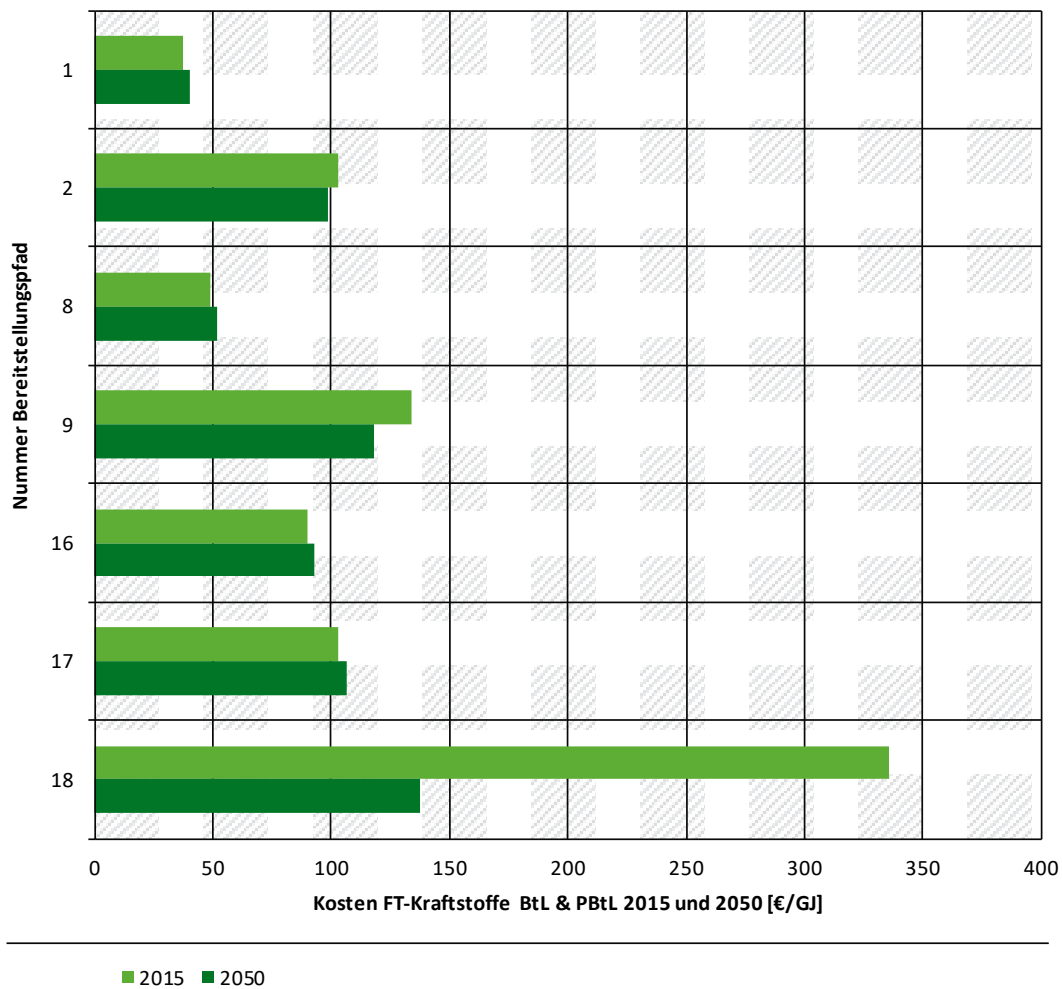
Abbildung 84: Kosten FT-Kraftstoffe überwiegend biomassebasiert (BtL, PBtL) 2015



Eigene Darstellung: JOANNEUM RESEARCH

Abbildung 85 stellt die Ergebnisse der Kostenschätzung der sieben FT-BtL- und PBtL-Bereitstellungspfade für 2015 und 2050 dar. Die Kapitalkosten der Synthesenanlagen ändern sich 2050 gegenüber 2015 nicht. Die größte Kostenveränderung mit einer Reduktion von 57 % zeigt sich in Pfad 18 (mit Strom aus Offshore-Windkraft und Wasserstoff aus der Hochtemperaturelektrolyse) aufgrund deutlich geringerer Kapitalkosten für die Wasserstoffbereitstellung im Jahr 2050. Die geringfügigen Kostenveränderungen für die anderen Pfade ist im Wesentlichen auf die in Abschnitt 6.2.1 beschriebenen Veränderung der Einflussfaktoren auf die Kosten der Strom- und Wasserstoff-Bereitstellung sowie von Betriebsstoffen (Selexol, Sauerstoff für die Vergasung) zurückzuführen.

Abbildung 85: Kosten FT-Kraftstoffe biomassebasiert (BtL, PBtL) 2015 und 2050



Quelle: Eigene Darstellung: JOANNEUM RESEARCH

6.2.2.2 Methanol

Wie für die FT-Kraftstoffe und in Anlehnung an die Ergebnis-Darstellung der Ökobilanz werden die Ergebnisse der Kostenschätzung für Methanol getrennt für die strombasierten und die überwiegend biomassebasierten Bereitstellungspfade aufgrund der unterschiedlichen Technologiereifegrade der Methanol-Synthese mit Wasserstoff und CO₂ und der biomassebasierten Verfahren betrachtet (Abschnitt 5.3.3.2).

6.2.2.2.1 Ergebnisse für strombasierte Pfade

Da in den folgenden Ergebnisdarstellungen aus Platzgründen nur die Nummern der Bereitstellungspfade angeführt werden, wird an dieser Stelle auf Tabelle 21 verwiesen, in der die strombasierten Bereitstellungspfade für Methanol (PtL) beschrieben sind.

In Abbildung 86 sind die Ergebnisse der Kostenschätzung der 14 strombasierten Methanol-Pfade (PtL-Synthese) für das Jahr 2015 mit den Anteilen Kapitalkosten, Fixkosten sowie Kosten für Betriebsstoffe der Syntheseanlage, Wasserstoff-Bereitstellungskosten, Kosten für die CO₂-Abscheidung sowie Kosten für den Transport der Produkte dargestellt. Die Kosten der Wasserstoff-Bereitstellung sowie der CO₂-Abscheidung sind in den vorangegangenen Abschnitten 6.2.1.2 und 6.2.1.3 mit den jeweiligen Kostenanteilen dargestellt und werden hier für eine übersichtlichere Darstellung als aggregierte Kosten übernommen.

Die Kosten für die fossile Referenz für das Stützjahr 2015 (ca. 20 €/GJ) basieren auf einem Handelspreis von Methanol der letzten 5 Jahre von ca. 400 €/t Methanol. Wie bereits für die FT-Kraftstoffe beschrieben, werden die externen Klimakosten in dieser Studie weder für die untersuchten Bereitstellungspfade noch für die fossile Referenz berücksichtigt.

Die geschätzten Kosten der strombasierten Methanolfpade im Stützjahr 2015 liegen zwischen 46 und 152 €/GJ. Die niedrigsten Kosten hat Bereitstellungspfad 37 am Standort Island mit Wasserstoff auf Basis Strom aus Geothermie sowie CO₂-Abscheidung ebenfalls mit Strom aus Geothermie. Pfad 33 hat die höchsten Kosten, was auf die hohen Kosten der Stromerzeugung mit Offshore-Windkraft zurückzuführen ist.

In allen Pfaden stellen die Kosten für die Wasserstoffbereitstellung und damit die Stromkosten für die Wasserstofferzeugung den größten Kostenanteil dar, während die Kosten für die Syntheseanlage kaum Einfluss haben. Die Reihung der Pfade nach den Kosten lehnt sich folglich an die Reihung der Stromkosten an. Zudem schlägt sich in den Pfaden 32 bis 36 der hohe Investitionsbedarf für die CO₂-Abscheidung aus der Luft (DAC) nieder. Die Kosten der CO₂-Abscheidung aus Industrieabgasen wie aus Biogas in den anderen Bereitstellungspfaden spielen eine deutlich geringere Rolle. Pfad 42 mit Strom aus dem deutschen Mix (Industriestrompreis) und CO₂ aus einem Braunkohlekraftwerk als Pfad mit den höchsten Treibhausgasemissionen in der Ökobilanz hat vergleichsweise niedrige Kosten mit 72 €/GJ.

Im Vergleich der Pfade 27 und 28 wird deutlich, dass der Transport des im Ausland (hier in Saudi-Arabien) hergestellten flüssigen Energieträgers per Tanker nach Deutschland (Pfad 28) aus Kostensicht deutlicher günstiger ist als der Transport des im Ausland erzeugten Stroms mit HGÜ für die Produktion von Methanol in Deutschland (Pfad 27). Die Annahmen für den Transport sind dabei wie beim FT-Kraftstoff, dass die Kosten für HGÜ je kWh Strom im Jahr 2050 die gleichen sind wie 2015 und für den Transport je Tonne Methanol im Tanker bis 2050 um ca. 25 % steigen.

Abbildung 87 stellt die Ergebnisse der Kostenschätzung der 14 strombasierten Methanol-PtL-Bereitstellungspfade für 2015 und 2050 dar. Im Vergleich zum Jahr 2015 sinken die Kosten bis 2050 um 0 bis 45 %. Keine Veränderung zeigt sich in Pfad 25 (Strom aus Geothermie in Island), die größte Kostensenkung zeigt sich in den Pfaden 32 bis 36 aufgrund deutlich geringerer Kapitalkosten im Jahr 2050 für die CO₂-Abscheidung aus der Luft mit DAC.

Die Kostenreduktion für die anderen Pfade ist im Wesentlichen auf die in Abschnitt 6.2.1 beschriebenen Veränderung der Einflussfaktoren auf die Kosten der Strom-, Wasserstoff- und CO₂-Bereitstellung zurückzuführen. Die Kapitalkosten der Syntheseanlagen ändern sich 2050 gegenüber 2015 nicht. Jene Pfade, deren Kosten 2015 im Bereich von 70 bis 90 €/GJ FT-Kraftstoff liegen, liegen im Jahr 2050 ca. 10 bis 15 % niedriger in einem Bereich von 60 bis 70 €/GJ. In den Pfaden 32 bis 36 mit CO₂-Abscheidung aus der Luft verringern sich die Kosten aufgrund der deutlich niedrigeren Kapitalkosten von DAC um ca. 45 %. Der Vergleich der Pfade 27 und 28 zeigt, dass der Kostenunterschied zwischen Pfad 28 mit Transport des im Ausland (hier in Saudi-Arabien) hergestellten flüssigen Energieträgers per Tanker nach Deutschland und Pfad 27 mit Transport des im Ausland erzeugten Stroms mit HGÜ nach Deutschland in etwa bestehen bleibt.

Alle Kostenergebnisse liegen im Stützjahr 2050, mit Ausnahme von Pfad 27, unter 90 €/GJ. 90€/GJ entsprechen umgerechnet in einen fiktiven Methanolpreis als Orientierungsmaß ca. 1.800 €/t Methanol Produktionskosten (ohne Steuern). Das ist das 4,5-fache des Methanolpreises im Jahr 2015.

Abbildung 86: Kosten Methanol strombasiert (PtL) 2015

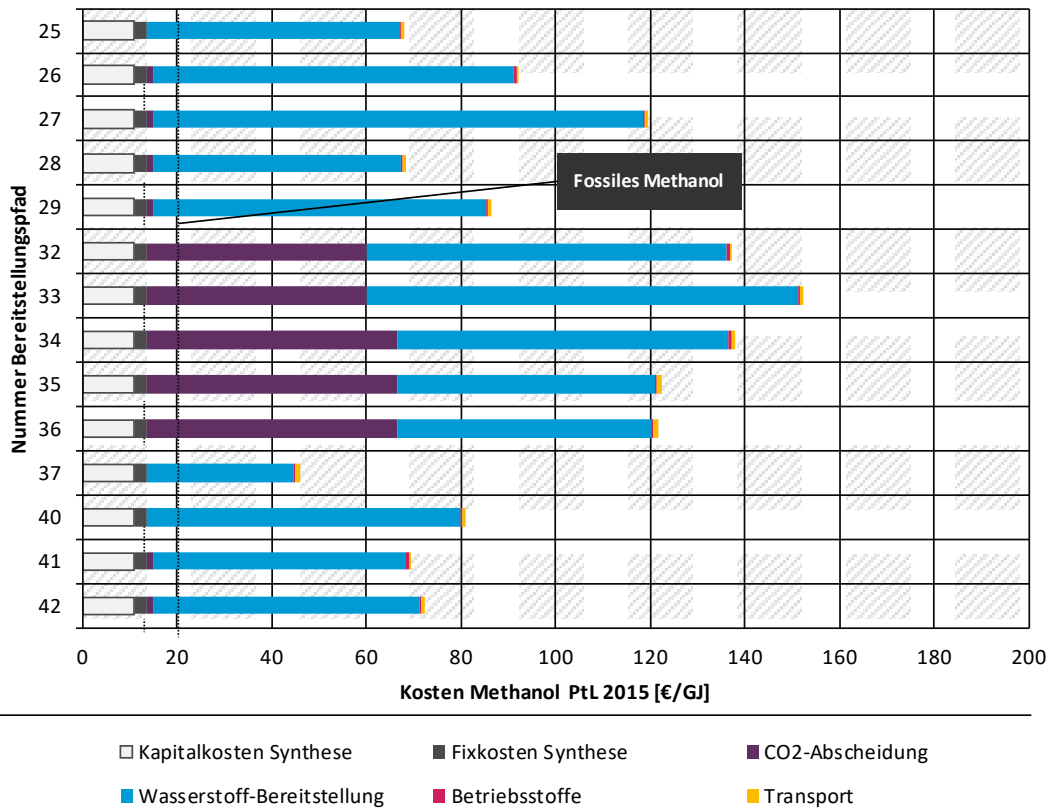
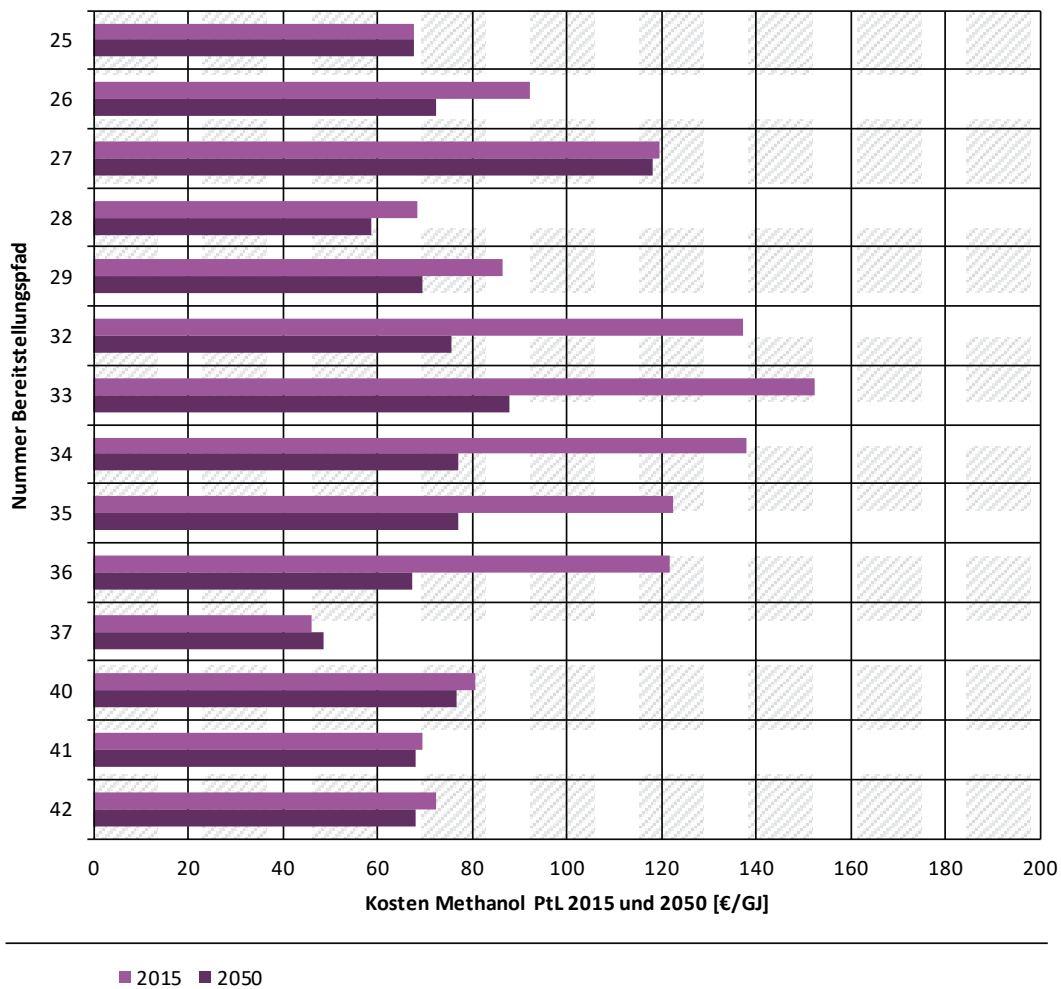


Abbildung 87: Kosten Methanol strombasiert (PtL) 2015 und 2050

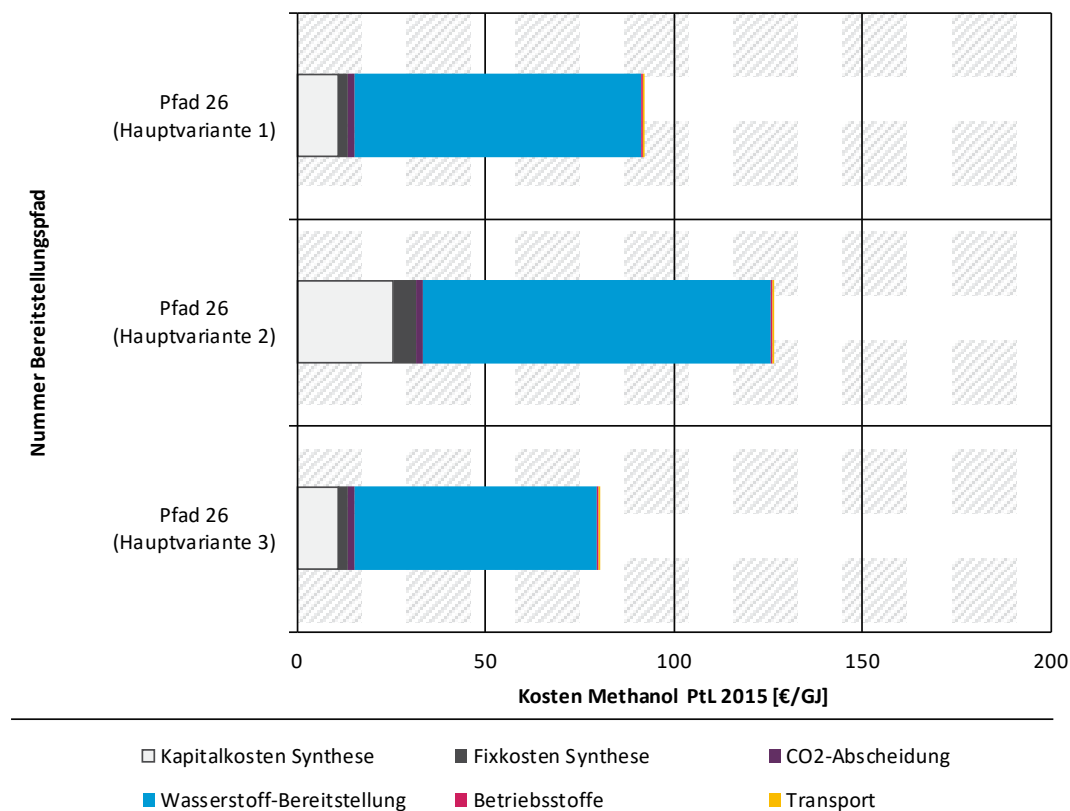


Quelle: Eigene Darstellung: JOANNEUM RESEARCH

Wie bereits in Abschnitt 6.1.1 erläutert und analog zu Abschnitt 6.2.2.1.1 der FT-Kraftstoffe, wird in einer Sensitivitätsanalyse, am Beispiel des Bereitstellungs-pfades 26 (Methanol/PtL/PVfrei/AEL/Zement/LKW_D) für das Stütz-jahr 2015, die Abhängigkeit der Methanolkosten von unterschiedlichen Jahresstunden der Elektrolyse, CO₂-Abscheidung und Synthese-anlage für die drei Hauptvarianten verglichen.

Abbildung 88 zeigt die Ergebnisse dieser Berechnungen. In der Hauptvariante 2 steigen die Kosten um ca. 60 %. Der Grund dafür ist der höhere Beitrag der Anlageninfrastruktur – die Kapitalkosten verteilen sich bei geringeren Volllaststunden und gleichbleibender Lebensdauer auf einen geringeren Produktoutput. In der Hauptvariante 3 sinken die Kosten gegenüber dem Basisfall sogar leicht. Der Grund dafür sind die geringeren Stromkosten für die Wasserstofferzeugung aufgrund des im Vergleich zum PV-Strom günstigeren Industriestrompreises.

Abbildung 88: Kosten Methanol Pfad 26 (PtL) 2015 – Sensitivität Volllaststunden



Eigene Darstellung: JOANNEUM RESEARCH

6.2.2.2 Ergebnisse für überwiegend biomassebasierte Pfade

Wie für die strombasierten Pfade in Abschnitt 6.2.2.1 werden in den folgenden Ergebnisdarstellungen aus Platzgründen nur die Nummern der Bereitstellungspfade angeführt. In Tabelle 23 sind die überwiegend biomassebasierten Bereitstellungspfade für Methanol (BtL, PBtL) beschrieben. Gegenüber den strombasierten Bereitstellungspfaden für Methanol fallen für die überwiegend biomassebasierten Pfade keine Kosten für die CO₂-Abscheidung, dafür aber Kosten für die Biomasse und Transport an.

In Abbildung 89 sind die Ergebnisse der Kostenschätzung der sechs überwiegend biomassebasierten Methanol-Pfade (BtL-, PBtL-Synthese) für das Stützjahr 2015 mit den Anteilen Kapitalkosten, Fixkosten, Biomassekosten sowie Kosten für Betriebsstoffe der Syntheseanlage, Wasserstoff-Bereitstellungskosten sowie Kosten für den Transport der Produkte dargestellt. Die Kosten der Wasserstoff-Bereitstellung sowie der Biomasse-Bereitstellung sind in den vorangegangenen Abschnitten 6.2.1.2 und 6.2.1.4 mit den jeweiligen Kostenanteilen dargestellt und werden hier für eine übersichtlichere Darstellung als aggregierte Kosten übernommen.

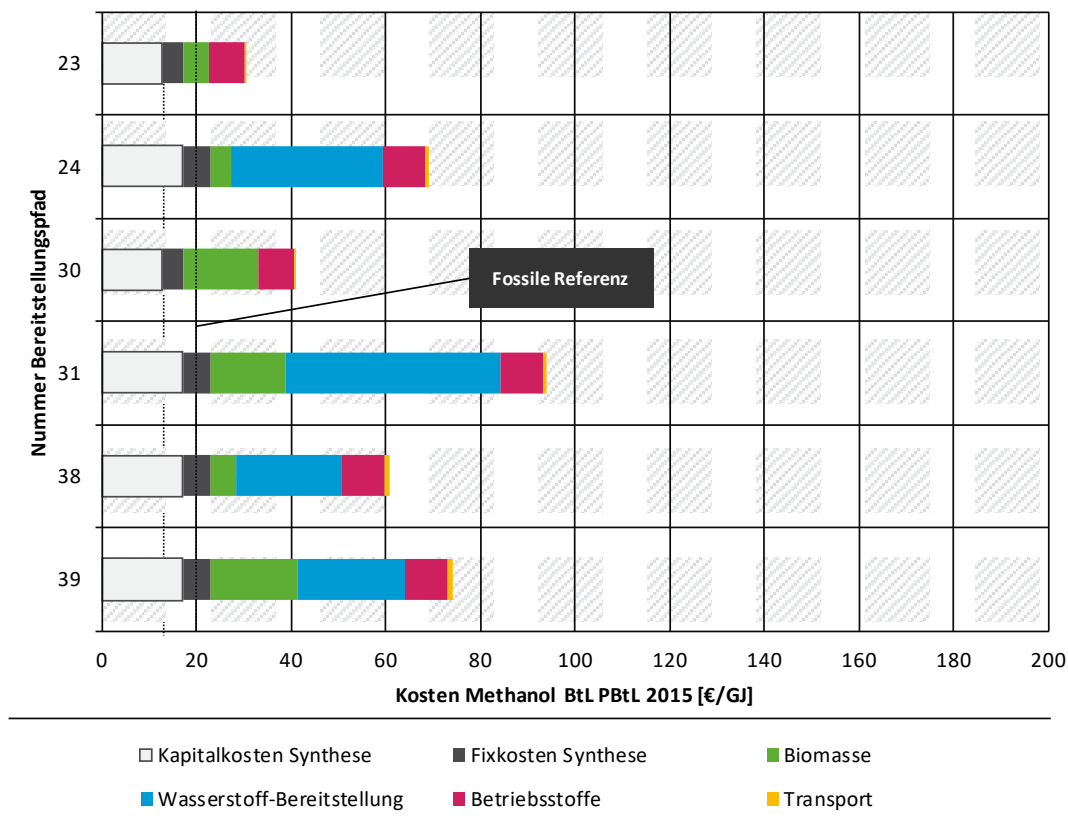
Die geschätzten Kosten der überwiegend biomassebasierten Methanol-Pfade im Stützjahr 2015 liegen zwischen 28 und 152 €/GJ. In allen Pfaden, in denen Wasserstoff zum Einsatz kommt, stellen die Kosten für die Wasserstoffbereitstellung und damit die Stromkosten für die Wasserstoffherzeugung den größten Kostenanteil dar. Die Reihung der Pfade nach den Kosten lehnt sich folglich an die Reihung der Stromkosten an.

Die Bereitstellungspfade 23 und 30, in denen kein Wasserstoff und zudem eine kostengünstigere Syntheseanlage zum Einsatz kommt, sind die aus Kostensicht günstigsten Pfade. Pfad 23 ist auf-

grund der geringeren Kosten für Stroh etwas günstiger als Pfad 30, in dem Pappelholz aus Kurzumtriebsplantagen eingesetzt wird. Der Vergleich der Pfade 38 und 39 zeigt für den Standort Schweden den Kostenunterschied bei Verwendung von Waldrestholz gegenüber Pappelholz aus Kurzumtriebsplantagen.

Interessant ist auch der Vergleich der Kosten von Pfad 23 und 24 bzw. Pfad 30 und 31, in denen jeweils die gleiche Biomasse eingesetzt wird, in Pfad 23 bzw. 30 in einem Biomass-to-Liquid (BtL)-Prozess und in Pfad 24 bzw. 31 in einem kombinierten Power&Biomass-to-Liquid-(PBtL)-Prozess. Hauptunterschied ist die Nutzung von zusätzlichem Wasserstoff im PBtL-Prozess, um gegenüber dem BtL-Prozess mehr Kohlenstoff der Biomasse zu nutzen. Der effizienteren Nutzung der Biomasse stehen aber die hohen Kosten der Wasserstoff-Bereitstellung gegenüber, so dass die PBtL-Pfade ca. um den Faktor 2,3-mal höhere Kosten haben als die vergleichbaren BtL-Pfade.

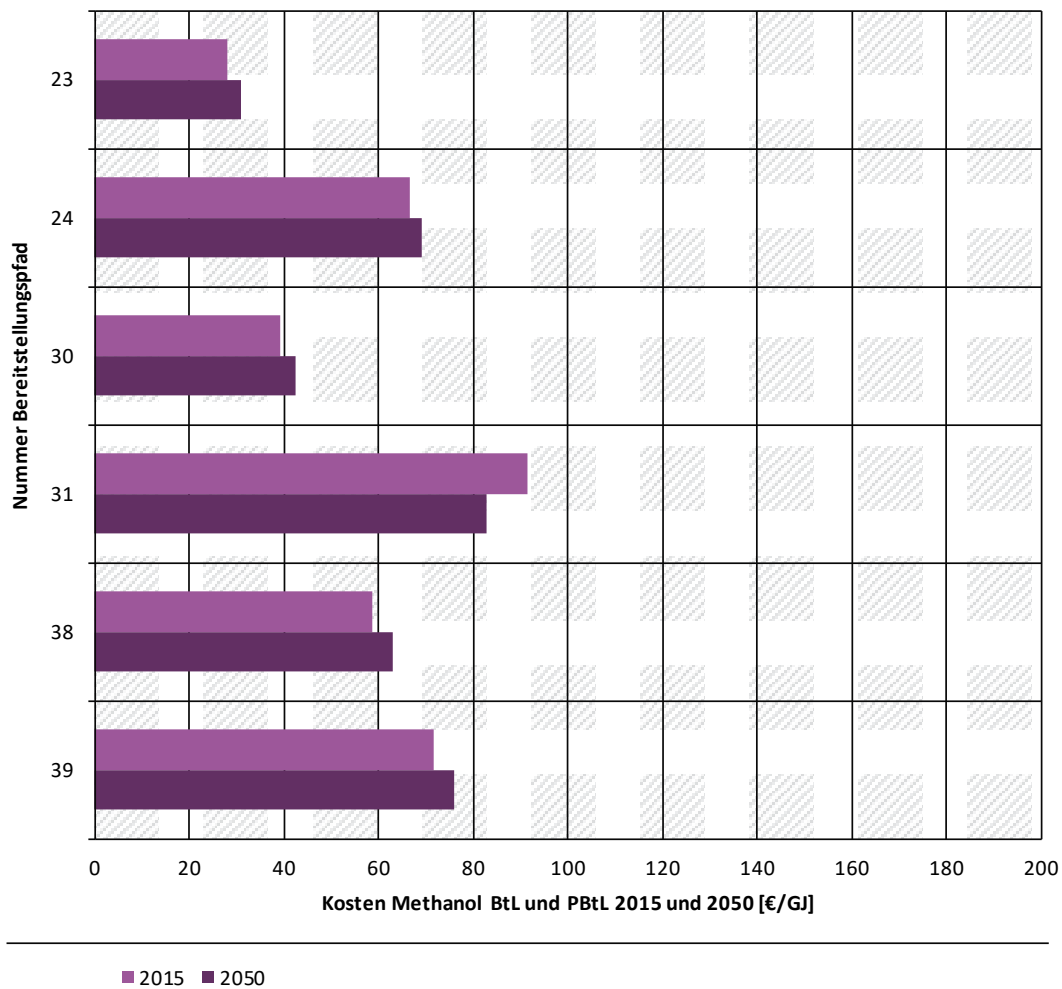
Abbildung 89: Kosten Methanol überwiegend biomassebasiert (BtL, PBtL)2015



Eigene Darstellung: JOANNEUM RESEARCH

Abbildung 90 stellt die Ergebnisse der Kostenschätzung der sechs Methanol-BtL- und PBtL-Bereitstellungspfade für die Jahre 2015 und 2050 dar. Die Kapitalkosten der Syntheseanlagen ändern sich 2050 gegenüber 2015 nicht. Im Vergleich zum Jahr 2015 verändern sich die Kosten im Stützjahr 2050 kaum. Die geringfügigen Kostenveränderungen sind im Wesentlichen auf die in Abschnitt 6.2.1 beschriebenen Veränderung der Einflussfaktoren auf die Kosten der Strom- und Wasserstoff-Bereitstellung sowie von Betriebsstoffen (Selexol, Sauerstoff für die Vergasung) zurückzuführen.

Abbildung 90: Kosten Methanol überwiegend biomassebasiert (BtL, PBtL) 2015 und 2050



Quelle: Eigene Darstellung: JOANNEUM RESEARCH

6.2.2.3 Synthetisches Erdgas SNG

In den folgenden Ergebnisdarstellungen werden aus Platzgründen nur die Nummern der Bereitstellungspfade angeführt. Für die Beschreibungen der SNG-Bereitstellungspfade wird an dieser Stelle auf Tabelle 25 verwiesen.

In Abbildung 91 sind die Ergebnisse der Kostenschätzung der zwölf SNG-Pfade für das Stützjahr 2015 mit den Anteilen Kapitalkosten, Fixkosten sowie Kosten für Betriebsstoffe der Synthesanlage, Wasserstoff-Bereitstellungskosten, Kosten für die CO₂-Abscheidung sowie Kosten für den Transport der Produkte dargestellt. Die Kosten der Wasserstoff-Bereitstellung sowie der CO₂-Abscheidung sind in den vorangegangenen Abschnitten 6.2.1.2 und 6.2.1.3 mit den jeweiligen Kostenanteilen dargestellt und werden hier für eine übersichtlichere Darstellung als aggregierte Kosten übernommen.

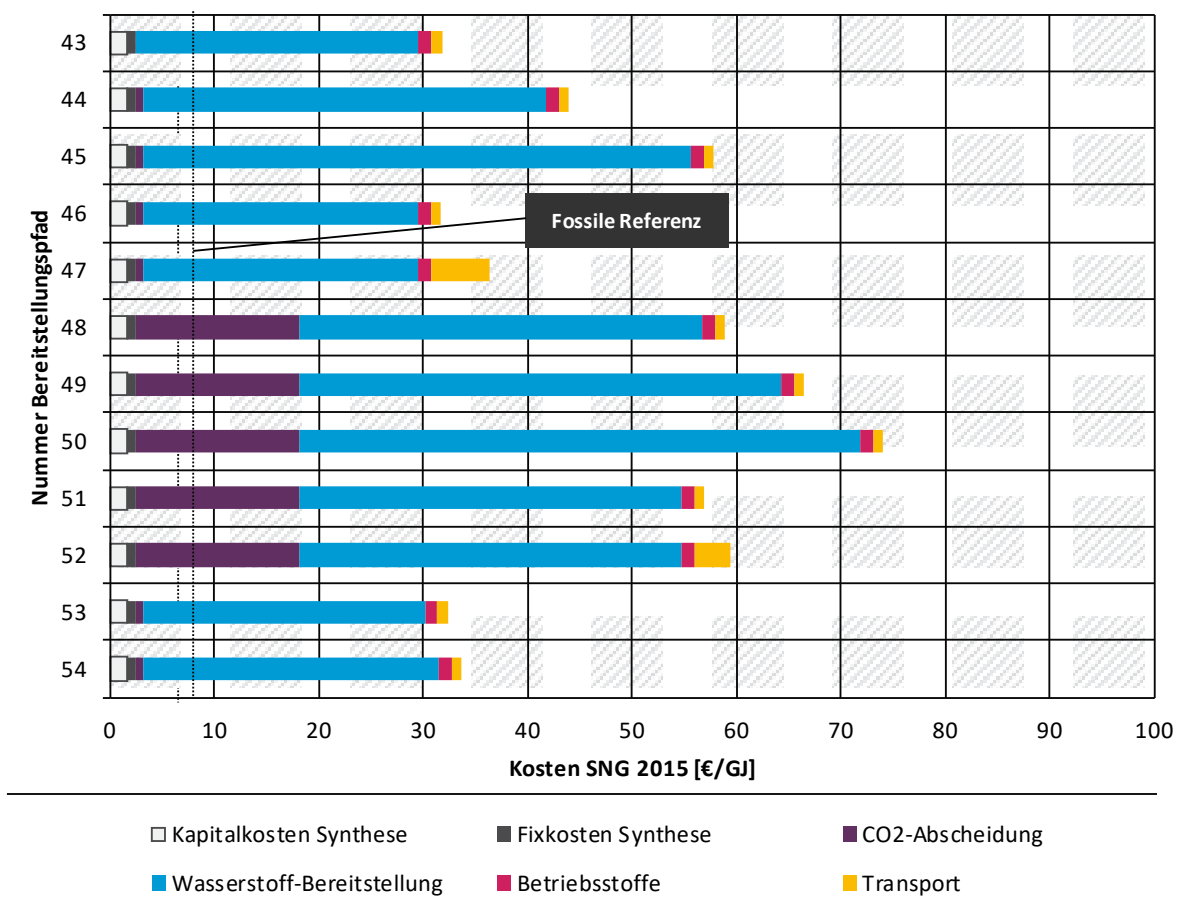
Die Kosten für die fossile Referenz für das Stützjahr 2015 (ca. 8 €/GJ) basieren auf einem Industrie-Erdgaspreis von ca. 3 cent/kWh. Wie bereits beschrieben, werden die externen Klimakosten in dieser Studie weder für die untersuchten Bereitstellungspfade noch für die fossile Referenz berücksichtigt.

Die geschätzten Kosten der SNG-Pfade im Stützjahr 2015 liegen zwischen 32 und 74 €/GJ. Die niedrigsten Kosten haben drei Bereitstellungspfade: Pfad 43 mit Strom aus Onshore-Windkraft und CO₂ aus Biogas, Pfad 46 mit Strom aus PV in Saudi-Arabien und CO₂ aus der Zementindustrie sowie SNG-Transport nach Deutschland mit Gas-Pipeline, sowie Pfad 53 mit Strom aus Onshore-Windkraft und CO₂ aus einem Braunkohlekraftwerk. Pfad 50 hat die höchsten Kosten, was auf die hohen Kosten der Stromerzeugung mit Offshore-Windkraft sowie auf die hohen Kapitalkosten der CO₂-Abscheidung mit DAC zurückzuführen ist.

In allen Pfaden stellen die Stromkosten für die Elektrolyse den größten Kostenanteil dar, während die Kosten für die Syntheseanlage kaum Einfluss haben. In den Pfaden 48 bis 52 schlägt sich auch der hohe Investitionsbedarf für die CO₂-Abscheidung aus der Luft (DAC) nieder. Die Reihung der Pfade nach den Kosten lehnt sich folglich an die Reihung der Stromkosten an.

Im Vergleich der Pfade 50, 51 und 52 wird deutlich, wie auch schon zuvor dargestellt für die FT-Kraftstoff- und Methanolfpade, dass der Transport des im Ausland (hier in Marokko) hergestellten Energieträgers SNG per Gas-Pipeline bzw. per Tanker nach Deutschland (Pfad 51, 52) aus Kostensicht günstiger ist als der Transport des im Ausland erzeugten Stroms mit HGÜ nach Deutschland für die SNG-Produktion in Deutschland (Pfad 50).

Abbildung 91: Kosten SNG (PtG) 2015



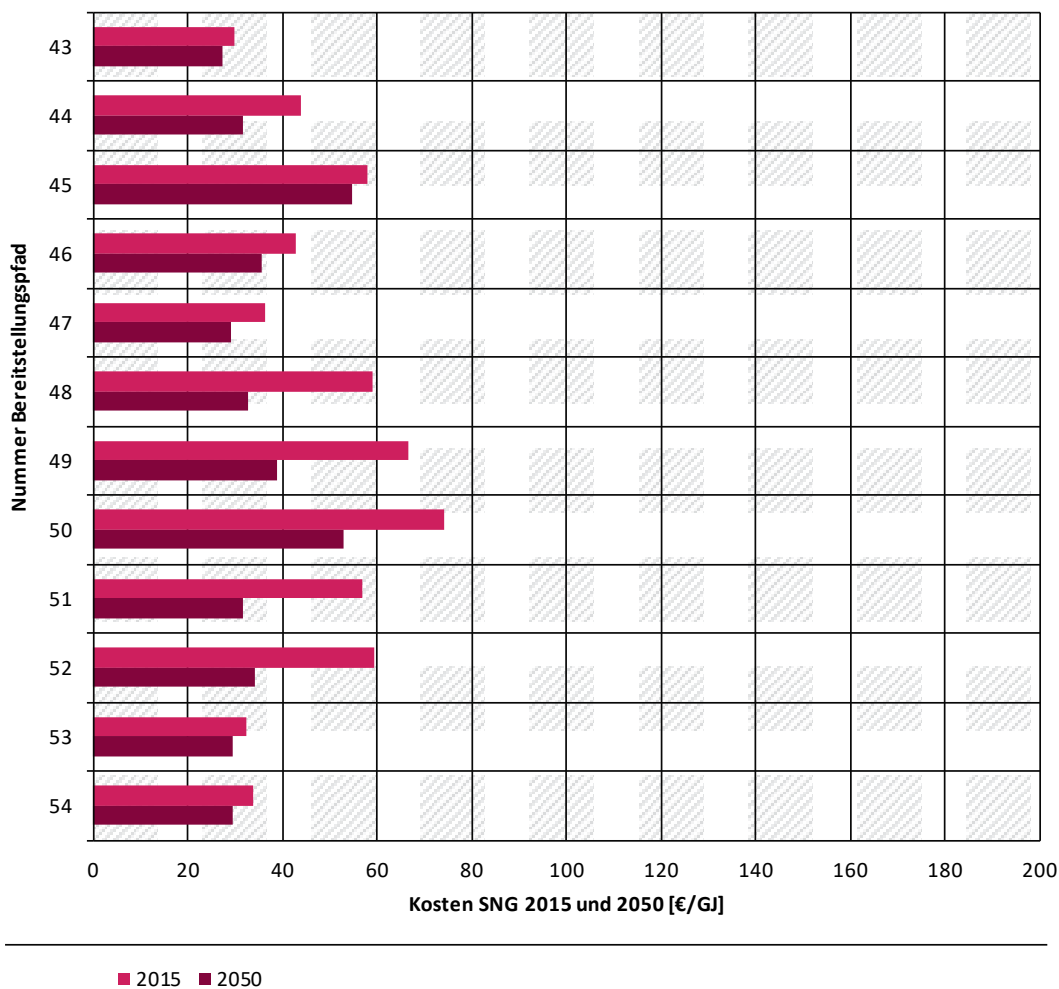
Quelle: Eigene Darstellung; JOANNEUM RESEARCH

Abbildung 92 stellt die Ergebnisse der Kostenschätzung der zwölf SNG-Bereitstellungspfade für die Jahre 2015 und 2050 dar. Im Vergleich zum Jahr 2015 verringern sich die Kosten bis 2050 um 5 bis 45 %. Die Kostenreduktion in allen Pfaden ist im Wesentlichen auf die in Abschnitt 6.2.1 beschriebenen Veränderung der Einflussfaktoren auf die Kosten der Strom-, Wasserstoff-

und CO₂-Bereitstellung zurückzuführen. Die Kapitalkosten der Synthesenanlagen ändern sich 2050 gegenüber 2015 nicht. Die geringste Veränderung zeigt sich in den Pfaden 43, 53 und 54 mit Strom aus Onshore-Windkraft und CO₂ aus Industrie-Abgasquellen. Die größte Kostensenkung zeigt sich in den Pfaden 48 bis 52 aufgrund deutlich geringerer Kapitalkosten im Jahr 2050 für die CO₂-Abscheidung aus der Luft mit DAC. Der Vergleich der Pfade 50, 51 und 52 zeigt, dass die oben bereits beschriebenen Kostenunterschiede aufgrund unterschiedlicher Transportmodi nach Deutschland in etwa bestehen bleibt.

Alle Kostenergebnisse liegen im Stützjahr 2050 unter 60 €/GJ. 60 €/GJ entsprechen umgerechnet in einen fiktiven Gaspreis als Orientierungsmaß von ca. 22 cent/kWh. Das ist das 7,5-fache des Industrie-Erdgaspreises im Jahr 2015.

Abbildung 92: Kosten SNG (PtG) 2015 und 2050

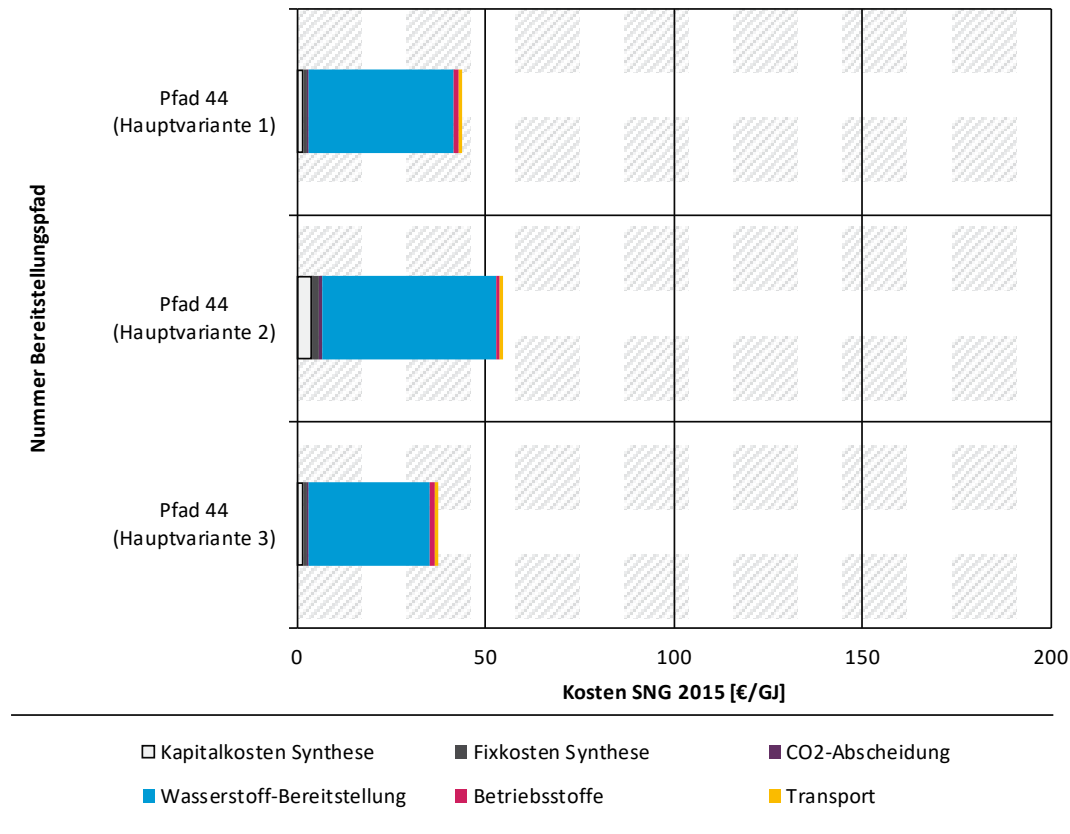


Quelle: Eigene Darstellung: JOANNEUM RESEARCH

Wie für die flüssigen Kraftstoffe wurde in einer Sensitivitätsanalyse, am Beispiel des Bereitstellungs-pfades 44 (SNG/PtG/PVfrei/AEL/Zement/Gasnetz (D)_D), die Abhängigkeit der Kosten von den unterschiedlichen Jahresstunden der Elektrolyseure, CO₂-Abscheidung, Synthesenanlagen sowie Stromerzeugung berechnet und in Abbildung 93 dargestellt. In der Hauptvariante 2 (Elektrolyseure, CO₂-Abscheidung und Synthesenanlagen werden mit den Volllaststunden der zugeordneten Stromquelle betrieben) steigen die Kosten um 25 %. Der Grund dafür ist der höhere Beitrag der Anlageninfrastruktur – die Kapitalkosten verteilen sich bei geringeren Volllaststunden

und gleichbleibender Lebensdauer auf einen geringeren Produktoutput. In der Hauptvariante 3 (Jahresbetriebsstunden der zugeordneten Stromquelle, der Rest des Stroms aus dem Netz) sinken die Kosten gegenüber der Hauptvariante 1 sogar leicht. Der Grund dafür sind die geringeren Stromkosten für die Wasserstofferzeugung aufgrund des im Vergleich zum PV-Strom günstigeren Industriestrompreises.

Abbildung 93: Kosten SNG Pfad 44 2015 - Sensitivität Volllaststunden



Eigene Darstellung: JOANNEUM RESEARCH

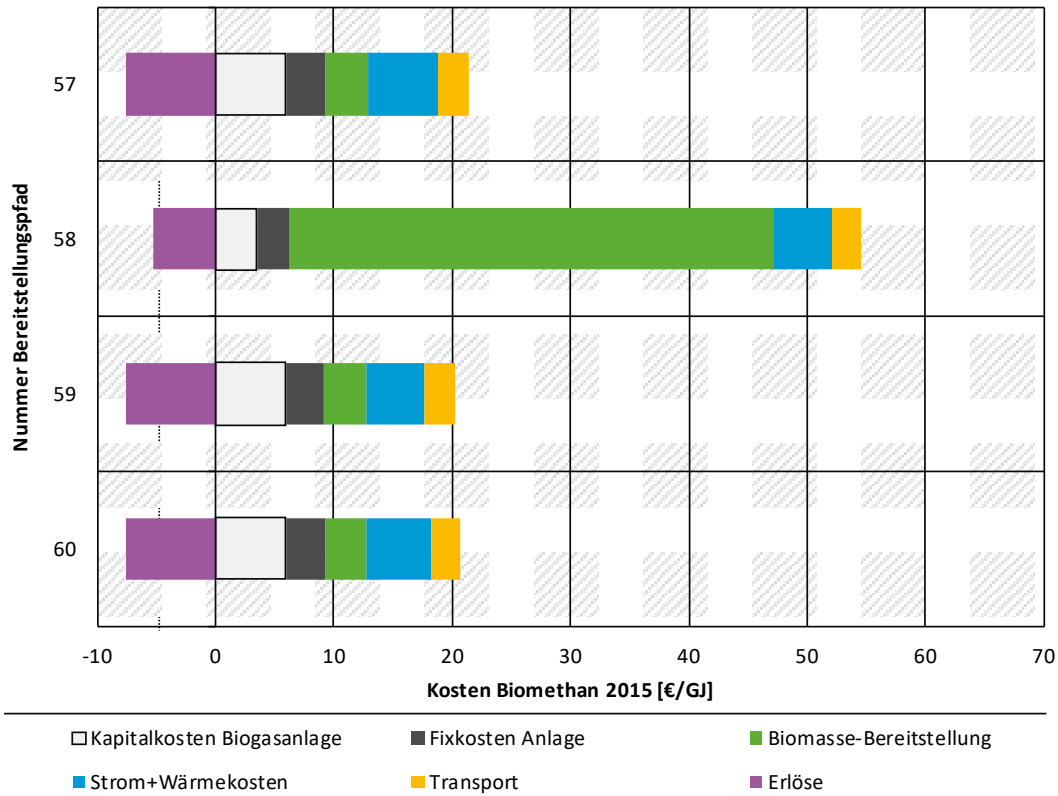
6.2.2.4 Biomethan

In den folgenden Ergebnisdarstellungen zu den Kostenschätzungen der SNG-Bereitstellungspfade werden aus Platzgründen nur die Nummern der Pfade angeführt- Für die Beschreibungen wird an dieser Stelle auf Tabelle 25 verwiesen.

In Abbildung 94 sind die Ergebnisse der Kostenschätzung der vier Biomethanpfade für das Jahr 2015 mit den Anteilen Kapitalkosten, Fixkosten der Biogasaufbereitungs- und der Biogasanlage, Biomassebereitstellungskosten, Strom- und Wärmekosten, Kosten für den Transport der Produkte sowie Erlöse aus den Nebenprodukten dargestellt. Die Kostenunterschiede sind hauptsächlich auf die Kosten der Biomasse zurückzuführen. In den Pfaden 57, 59 und 60 kommt Grünschnitt und Bioabfall zum Einsatz, in Pfad 58 Mais und Gülle. Die Kosten für Grünschnitt und Bioabfall enthalten die Kosten für die Sammlung und Transport zur Biogasanlage, die Biomasse selbst hat als Reststoff keine Kosten. Die Kapitalkosten für die Biogasanlage sind für die Biogasanlage mit Grünschnitt und Bioabfall doppelt so hoch wie für Mais (Billig 2016). Die Kapitalkosten für die Biogas-Aufbereitung liegen für die Membranabscheidung und die Aminwäsche im Bereich von 1.500 €/Nm³/h, für die Druckwasserwäsche und die Druckwechselabsorption im Bereich von 1.700 €/Nm³/h. Außerdem fallen für den Betrieb der Biogasanlagen sowie der Biogas-Aufbereitungsanlagen Kosten für Strom (9 cent/kWh, Industriestrompreis) und Wärme (9 €/GJ),

aus Erdgas) an. Die Gärreste der Biogasanlage können als Dünger Erlöse erzielen. Diese Erlöse wurden über den Düngewert der Gärrestmasse und die somit substituierte Düngermenge abgeschätzt. Alle vier Pfade haben höhere Kosten (ca. um den Faktor 1,5 bis 6) als die fossile Referenz (ca. 8 €/GJ, auf Basis von ca. 3 cent/kWh Erdgaspreis für die Industrie).

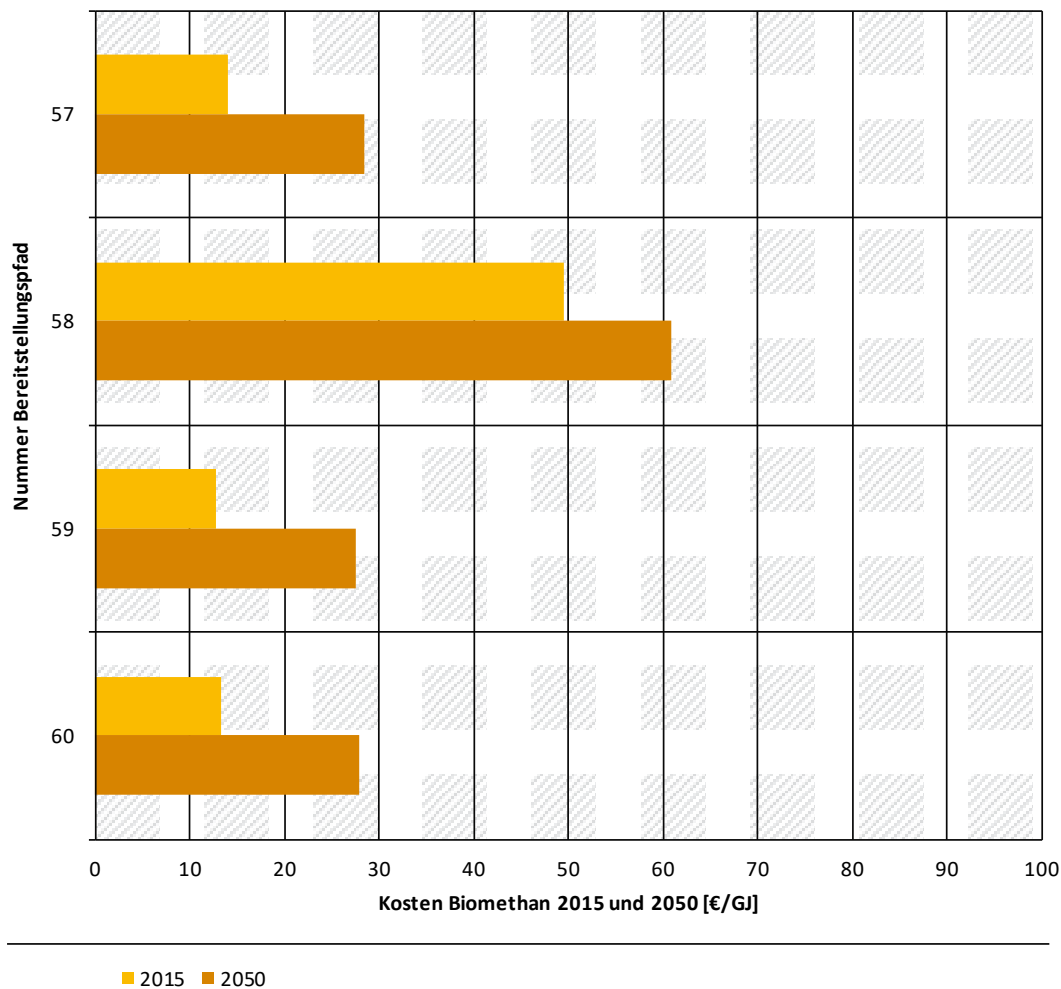
Abbildung 94: Kosten Biomethan 2015



Eigene Darstellung: JOANNEUM RESEARCH

Abbildung 95 stellt die Ergebnisse der Kostenschätzung der vier Biomethan-Bereitstellungspfade für 2015 und 2050 dar. Im Vergleich zum Jahr 2015 liegen die Kosten im Jahr 2050 höher, für Pfad 58 um 23 %, für die Pfade 57, 59 und 60 doppelt so hoch wie 2015. Die Kapitalkosten der Anlagen ändern sich 2050 gegenüber 2015 nicht. Der Grund sind die Annahmen für die Biomassekosten im Stützjahr 2050. In Pfad 58 steigen die Kosten für Mais um ca. 40 % bis zum Jahr 2050. Für Grünschnitt und Bioabfall wurden die Kosten auf Basis der organischen Trockensubstanz an den für 2050 angenommenen Kosten für Restholz-Hackgut angelehnt. Die Kapitalkosten der Biogasanlagen verändern sich bis 2050 aufgrund des hohen Reifegrades 2015 nicht.

Abbildung 95: Kosten Biomethan 2015 und 2050



Quelle: Eigene Darstellung: JOANNEUM RESEARCH

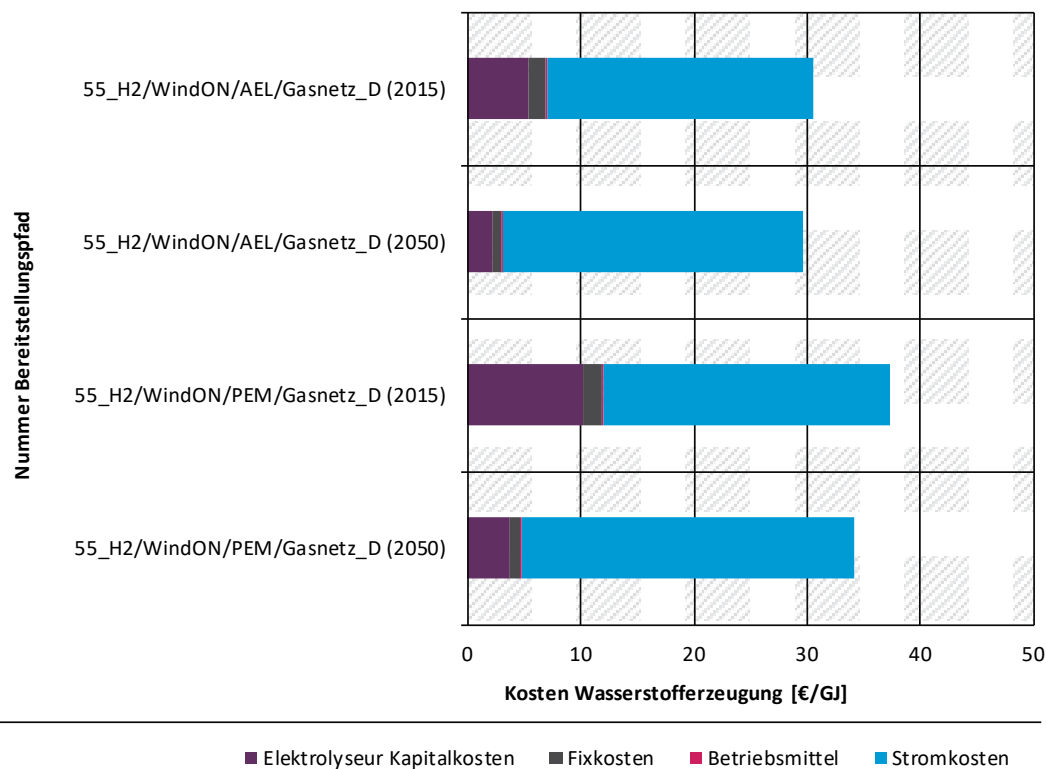
6.2.2.5 Wasserstoff

In zwei Bereitstellungspfaden wird Wasserstoff als speicherbarer erneuerbarer Energieträger erzeugt. Die Kosten der Wasserstoffbereitstellung wurden bereits in Abschnitt 6.2.1.2 untersucht, die Kosten für die Pfade 55 und 56 werden hier nochmals gesondert beschrieben.

In Abbildung 96 sind die spezifischen Wasserstofferzeugungskosten in [€/GJ] Wasserstoff für die Jahre 2015 und 2050 für die beiden Bereitstellungspfade dargestellt (wie oben beschrieben unter der Annahme, dass rechnerisch die Elektrolyse über 8.000 Volllaststunden aus der zugeordneten Stromquelle versorgt wird, ohne Berücksichtigung eines Stromspeichers).

Wie in Abbildung 96 deutlich wird, haben 2015 und 2050 die Stromkosten den deutlich größten Einfluss auf die Kosten der Wasserstoffbereitstellung in beiden Pfaden. Aufgrund der geringeren Kapitalkosten der alkalischen Elektrolyse gegenüber der PEM-Elektrolyse sind die Kosten in Pfad 55 etwas geringer als in Pfad 56. Im Stützjahr 2050 hat Pfad 55 nahezu die gleichen Kosten wie 2015, die geringeren Kapitalkosten werden aufgrund steigender Stromübertragungskosten kompensiert. In Pfad 56 liegen die Kosten im Stützjahr 2050 etwas niedriger als 2015, aufgrund stärker sinkender Kapitalkosten der PEM-Elektrolyse.

Abbildung 96: Kosten Wasserstoff (Pfade 55 und 56) 2015 und 2050



Eigene Darstellung, JOANNEUM RESEARCH

6.2.3 Fazit Kostenabschätzungen

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse und die wichtigsten Einflussfaktoren auf die Kosten der Bereitstellung synthetischer Kraftstoffe auf Basis erneuerbarer Energien zusammengefasst. Es wird jeweils auch Bezug genommen auf die entsprechenden Ergebnisse der Ökobilanz.

In 52 von insgesamt 62 untersuchten Bereitstellungspfaden (PtL, PbtL, PtG) wird Wasserstoff mit verschiedenen Stromquellen für die Elektrolyse zusammen mit CO₂ aus unterschiedlichen Quellen für die Synthese speicherbarer Energieträger eingesetzt. In acht Pfaden (BtL, Bio-CH₄) wird Biomasse ohne externe Strom- bzw. CO₂-Quelle in flüssige bzw. gasförmige Energieträger umgewandelt. In zwei Pfaden (H₂) wird Wasserstoff über alkalische bzw. PEM-Elektrolyse hergestellt.

Für die strombasierten Pfade sind die Kosten für den Strom und in Folge für den Wasserstoff, die Kosten für die energieintensive CO₂-Abscheidung aus Luft bzw. für die biomassebasierten Pfade die Kosten für Biomasse die wichtigsten Einflussfaktoren auf die Bereitstellungskosten.

Diese Kostenanalyse untersucht ausschließlich die oben beschriebenen technologiebezogenen Kosten für Anlagenerrichtung und Betrieb für die Produktion speicherbarer erneuerbarer Energieträger und stellt somit die Relationen zwischen Technologiewerten bzw. zukünftigen Technologie-Leistungspotentialen und technologiebezogenen Kostengrößen dar. Insbesondere externe Umweltkosten für Klimafolgeschäden durch Treibhausgasemissionen werden in dieser Studie nicht betrachtet.

- Für die Kosten der strombasierten Bereitstellungspfade spielt die Art der erneuerbaren Stromquelle die entscheidende Rolle.

- Die Stromerzeugung mit Offshore-Windkraft in Deutschland hat 2015 wie auch 2050 die höchsten Kosten, gefolgt von Strom aus PV in Deutschland und aus konzentrierender Solarkraft (CSP) in Marokko. Die niedrigsten Kosten 2015 und 2050 hat Strom aus Geothermie am Standort Island und aus Wasserkraft am Standort Schweden. Dazwischen liegen die Kosten für Strom aus Onshore-Windkraft in Deutschland oder Marokko und aus PV an Standorten mit hohen Volllaststunden, in dieser Studie in Marokko und Saudi-Arabien.
- Entsprechend zeigen die Bereitstellungspfade mit großem Strombedarf sowie Stromquellen mit hohen Kosten an eher ungünstigen Standorten die schlechtesten Gesamtergebnisse. Großen Strombedarf hat die CO₂-Abscheidung aus der Luft mit Direct Air Capture, in Kombination mit dem Einsatz von Strom aus Offshore-Windkraft in Deutschland weisen beispielhaft die Pfade 11 (FT), 33 (Methanol), 49 (SNG) hohe Energieträgerkosten auf. In einzelnen Pfaden tragen auch die hohen Kapitalkosten der Hochtemperatur-elektrolyse (Pfad 19 – FT) bzw. der Gleichspannungsstromübertragung (HGÜ) (Pfad 5 – FT, Pfad 27 – Methanol, Pfad 45 – SNG) zu hohen Kosten der Bereitstellungspfade bei.
- Für entlegene Standorte ohne Netzanschluss können die Elektrolyseure, CO₂-Abscheidungsanlagen und die Syntheseanlagen entweder nur mit den Volllaststunden der mit der Anlage verkoppelten EE-Stromquelle laufen oder es müssen Speicher für Wasserstoff/CO₂/Strom verwendet werden, die in dieser Studie aber nicht berücksichtigt wurden. In einer Sensitivität der Volllaststunden wurden beispielhaft für einen Pfad je Produkt (Pfad 4 – FT, Pfad 26 – Methanol, Pfad 44 – SNG) die Kosten abgeschätzt, wenn als Stromquelle PV-Strom aus Deutschland im „Inselbetrieb“ eingesetzt wird. Diese Betriebsweise führt zu ca. 40 % höheren Kosten der Energieträger, da die Kapitalkosten aus dem Bau der Anlagen über deren Lebensdauer auf eine kleinere Menge an produzierten Kraftstoffen angerechnet werden.
- In einer übergreifenden Betrachtung von Ökobilanz und Kostenschätzung der erneuerbaren Stromerzeugung als Haupteinflussfaktor in den strombasierten Bereitstellungspfaden zeigt sich, dass PV-Strom in Deutschland sowohl das höchste Treibhauspotential als auch im Vergleich hohe Kosten, und Strom aus Wasserkraft am Standort Schweden sowohl die niedrigsten Treibhausgasemissionen als auch im Vergleich sehr niedrige Kosten aufweist. Bei Geothermie am Standort Island stehen die im Vergleich niedrigsten Kosten einem vergleichsweise hohen Treibhauspotential gegenüber, bei Offshore-Windkraft in Deutschland ist es umgekehrt.
- Der aus Sicht der Ökobilanz und des Treibhauspotentials besonders kritische Einsatz von Strom aus dem allgemeinen heutigen Strommix Deutschland (Pfad 22 – FT, Pfad 42 – Methanol, Pfad 54 – SNG) führt aus Sicht der Kostenabschätzung für 2015 wie auch für 2050 zu vergleichsweise niedrigen Kosten der Bereitstellungspfade. Einschränkend wird angemerkt, dass dieses Ergebnis für das Stützjahr 2015 externe Umweltkosten als Folge des vergleichsweise hohen fossilen Anteils im deutschen Strommix unberücksichtigt lässt. Für das Stützjahr 2050 spielen im Zuge der angenommenen Transformation zu einer klimaneutralen Wirtschaft externe Umweltkosten aber keine bedeutende Rolle.

- ▶ Beim Transport der Energieträger aus dem Ausland gibt es Unterschiede zwischen Strom im Vergleich zu den flüssigen und gasförmigen Energieträgern.
 - In den Bereitstellungspfaden flüssiger Energieträger, FT -Kraftstoff und Methanol, ergibt die Kostenabschätzung ca. 40 % geringere Gesamtkosten mit Transport von FT-Kraftstoff und Methanol per Tankschiff aus Saudi-Arabien (Pfad 6 – FT, Pfad 28 – Methanol) im Vergleich zur Stromübertragung nach Deutschland mit HGÜ (Pfad 5 – FT, Pfad 27 – Methanol). Im Vergleich zur Ökobilanz, in der die beiden Transportvarianten ungefähr dasselbe Treibhauspotential aufweisen, zeigt die Kostenabschätzung einen deutlichen Unterschied.
 - Für synthetisches Erdgas (SNG) wurden drei Transportoptionen verglichen: SNG-Transport per Tankschiff bzw. per Pipeline sowie Stromübertragung mit HGÜ (SNG-Herstellung in Deutschland). Der Transport per Pipeline hat die niedrigsten Kosten, dicht gefolgt vom Transport per Tankschiff. Die höchsten Kosten (ca. 180 % der Pipeline-Kosten) hat die Stromübertragung per HGÜ. Im Vergleich zur Ökobilanz mit dem geringsten Treibhauspotential für Stromübertragung mit HGÜ zeigen die Ergebnisse der Kostenabschätzung auch hier einen deutlichen Unterschied.
- ▶ Bei den Pfaden mit Biomasse als Rohstoff gibt es rein biomassebasierte Pfade (BtL, Bio-Methan) und Pfade mit Einsatz von Biomasse und Strom bzw. Wasserstoff (PBtL).
 - Die Art der Biomasse (Reststoffe bzw. Anbaubiomasse) führt in vergleichbaren Pfaden 2015 und 2050 (z. B. 1 und 8 – FT) zu keinen großen Unterschieden der Kosten der Bereitstellungspfade.
 - PBtL-Synthesen mit den gleichen Rohstoffen nutzen diese zwar besser aus, zeigen aber – je nach gekoppelter Stromquelle – deutlich höhere Kosten, wie auch in der Ökobilanz ein deutlich höheres Treibhauspotential resultiert. Am geringsten ist dieser Unterschied für 2015 und 2050 in den Pfaden 16 und 17 (FT) bzw. 38 und 39 (Methanol) am Standort Schweden mit Biomasse aus Waldrestholz bzw. KUP-Pellets und Strom aus Wasserkraft.
 - Der Vergleich zwischen rein strombasierten Pfaden (PtL) und biomasse- und strombasierten Pfaden (PBtL) mit derselben Stromquelle (z. B. Pfade 9 und 10 – FT, 31 und 32 – Methanol) zeigt für 2050 etwas höhere Kosten für die biomassebasierten Pfade.
 - Die Biomethanpfade auf Basis von biogenen Reststoffen weisen im Jahr 2050 im Vergleich zum synthetischen Erdgas SNG vergleichbare Kosten auf. Ausnahme ist Pfad 58 mit Einsatz von Mais, der von allen gasförmigen Energieträgern die höchsten Kosten hat.

Eine produktübergreifende Bewertung ist nur eingeschränkt möglich und sinnvoll, wie bereits im Fazit der Ökobilanz dargestellt, aufgrund unterschiedlicher Einsatzzwecke, der Nicht-Betrachtung der Nutzungsphase und einer unterschiedlichen Zahl und Auffächerung der Bereitstellungspfade. Ein rein auf den Heizwert bezogener Vergleich der Produkte ergibt in der Tendenz, dass die Erzeugung von Wasserstoff mit den geringsten Kosten verbunden ist, gefolgt von synthetischem Erdgas und Biomethan, Fischer-Tropsch-Kraftstoffen und Methanol. Diese Rangfolge spiegelt auch den steigenden Komplexitätsgrad der Synthesenanlagen wider.

Die Aussagekraft der durchgeführten Untersuchungen ist in denselben Punkten limitiert wie bereits für die Ökobilanz dargestellt und sollte in nachfolgenden Studien geschärft werden.

6.3 Quellen

Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics. (2018). Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Studie. Berlin

Albrecht F. G., König D. H., Baucks N., Dietrich R.-U. (2016). A standardized methodology for the techno-economic evaluation of alternative fuels – a case study. *Fuel* 194 (2017) 511-526

Argus. (2019). Energy and commodity price benchmarks. Unter argusmedia.com/en/crude-oil/argus-freight. (abgerufen März 2019)

BDEW. (2019). BDEW-Strompreisanalyse Januar 2019 Haushalte und Industrie. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin

Billig, E. (2016). Bewertung technischer und wirtschaftlicher Entwicklungspotenziale künftiger und bestehender Biomasse-zu-Methan-Konversionsprozesse. Dissertation. DBFZ-Report 26. Hrsg. DBFZ Deutsches Biomasse Forschungszentrum. Leipzig

BLS. (2019). PPI Producer Price Indices Database. United States Department of Labor. Unter www.bls.gov/ppi/data.htm. (abgerufen im März 2019)

Bucy J. (2016). The potential of power-to-gas. Studie. Enea consulting. Paris

C.A.R.M.E.N. (2018). Preisindizes für Holzpellets Deutschland. Unter carmen-ev.de/infothek/preisindizes/holzpellets/119-preisentwicklung-bei-holzpellets-der-pellet-preis-index. (abgerufen im März 2019)

Della. (2018). Truck service marketing platform. Unter <https://della.eu/price/local>. (abgerufen im März 2019)

DLG Fachzentrum Landwirtschaft. (2017). Gärreste im Ackerbau effizient nutzen. DLG-Merkblatt 397.

FAO. (2018). Statistics of Food and Agriculture Organization United Nations. Unter www.fao.org/faostat/en/#data/QC (abgerufen im März 2019)

Nitsch, J., T. Pregger, T. Naegler, Dominik Heide, D. L. d. Tena, (2012). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Stuttgart, Kassel, Teltow, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE)

Peters M., Timmerhaus K., West R. (2017). *Plant Design and Economics for Chemical Engineers*. 5th edition. Published by McGraw-Hill Book Co.

Punnonen K. (2013). Small and medium size LNG for power production. White paper Wartsilä Oy. Helsinki

Samweber F., Wachinger K., Regett A., Köppl S. (2015). Maßnahmen zum Stromferntransport: HGÜ und Gas-Hybridübertragung im Vergleich. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 65. Jg. 2015 Heft 3. S. 57-61

Schick C., Gils H.-C., Scheele R., Schmidt H., (2018). *Energiesystemanalyse Baden-Württemberg*. Forschungsverbund STRise - Stuttgart Research Initiative on Integrated Systems Analysis for Energy. Stuttgart

Schmidt, O., Gambhir, A., Staffell, I., Hawkes, A., Nelson, J., & Few, S. (2017). Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. *International journal of hydrogen energy*, 42(52), 30470-30492

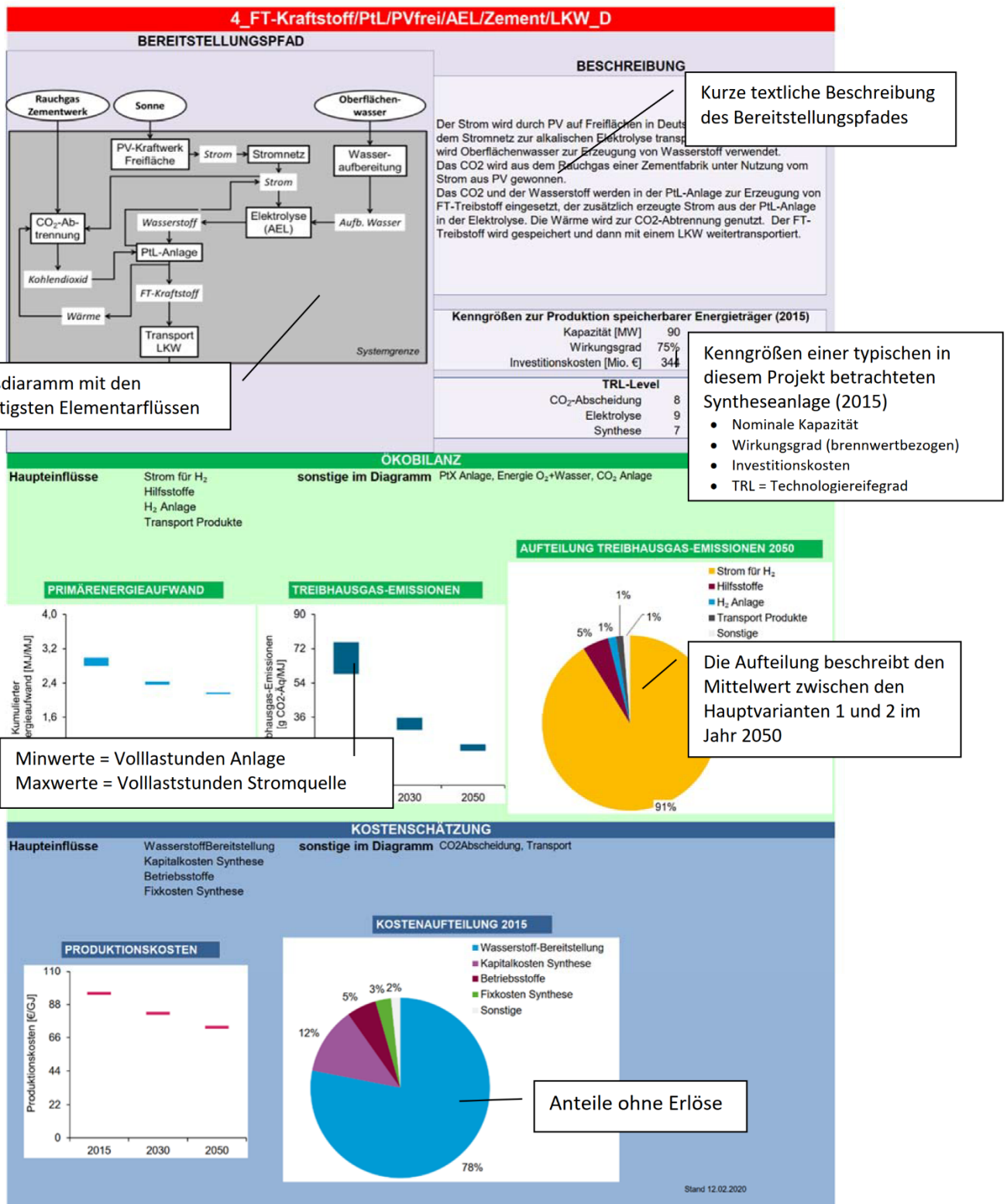
Statistik Austria. (2018). Agricultural and forestry producer prices for Austria. Unter http://www.statistik.at/web_en/statistics/Economy/agriculture_and_forestry/prices_balances/index.html. (abgerufen im März 2019)

UNECE. (2019). United Nations Economic Commission for Europe. UNECE/FAO Forestry and Timber Section. Unter www.unece.org/fileadmin/DAM/timber/statsdata/PriceOutputTable.xls (abgerufen im März 2019)

Viehbahn P., Horst J., Scholz A., Zelt O. (2018). Technologiebericht 4.4 Verfahren der CO₂-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH. Wuppertal

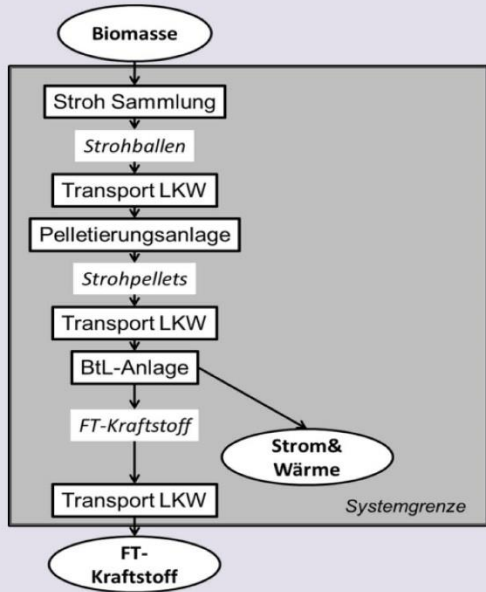
A Anhang: Datenblätter zu den Bereitstellungspfaden

Lesebeispiel:



1_FT-Kraftstoff/BtL/Stroh/LKW_D

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Das Stroh aus dem Getreideanbau wird in Deutschland gesammelt und zur Pelletieranlage gebracht. Die Stroh-Pellets werden zur BtL-Anlage transportiert. Die Biomasse wird in der BtL-Anlage vergast und in FT-Kraftstoff umgewandelt, der entstehende Strom und die entstehende Wärme werden genutzt. Der FT-Treibstoff wird gespeichert und dann mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngrößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	37%
Investitionskosten [Mio. €]	533

TRL-Level

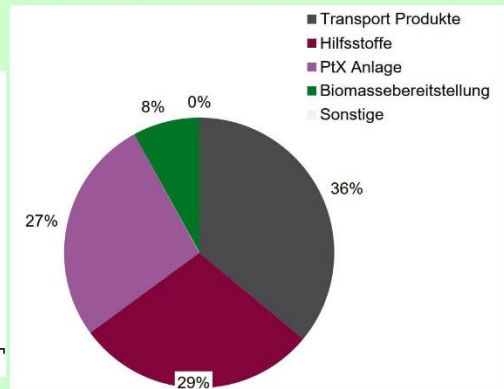
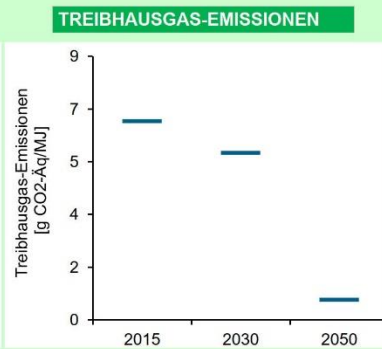
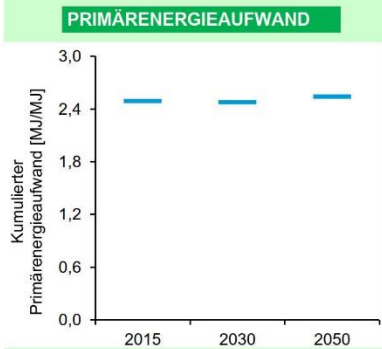
CO ₂ -Abscheidung	n.a.
Elektrolyse	n.a.
Synthese	8

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse Transport Produkte
Hilfsstoffe
PTX Anlage
Biomassebereitstellung

sonstige im Diagramm keine

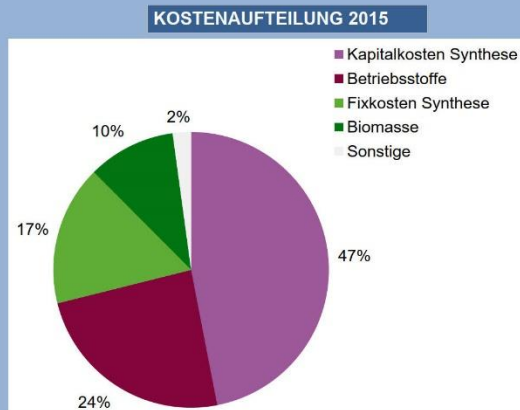
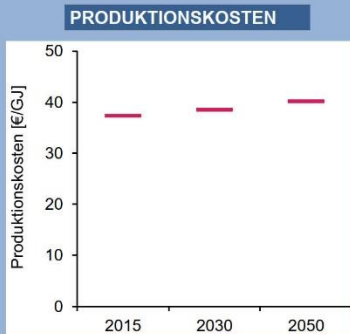
AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



KOSTENSCHÄTZUNG

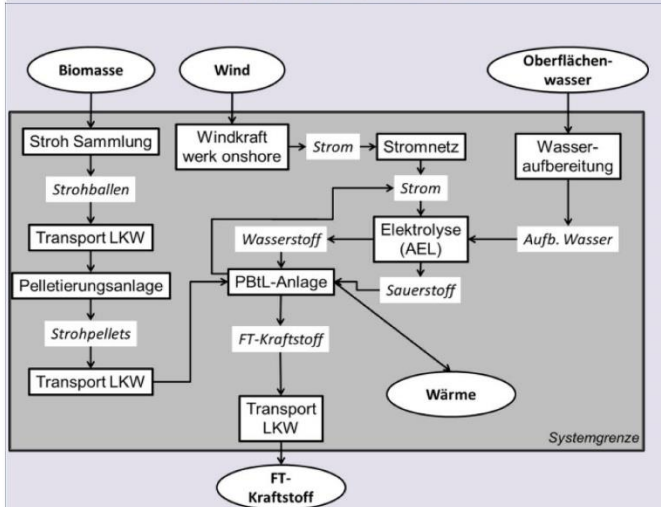
Haupteinflüsse Kapitalkosten Synthese
Betriebsstoffe
Fixkosten Synthese
Biomasse

sonstige im Diagramm Transport Biomasse, Transport



2_FT-Kraftstoff/PbTL/WindON/Stroh/AEL/LKW_D

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch Windkraft onshore in Deutschland erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet und der Sauerstoff in der PBtL-Anlage genutzt. Das Stroh aus dem Getreideanbau wird in Deutschland gesammelt und zur Pelletieranlage gebracht. Die Stroh-Pellets werden zur PBtL-Anlage transportiert. Das CO₂ wird aus der Vergasung von Stroh in der PBtL-Anlage gewonnen. Das CO₂ aus der Vergasung und der Wasserstoff werden in der PBtL-Anlage zur Erzeugung von FT-Treibstoff eingesetzt, der zusätzlich erzeugte Strom aus der PBtL-Anlage in der Elektrolyse. Wärme aus der PBtL-Anlage kann genutzt werden. Der FT-Treibstoff wird gespeichert und dann mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	62%
Investitionskosten [Mio. €]	729

TRL-Level

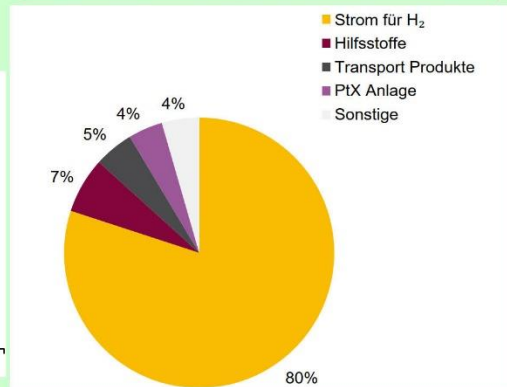
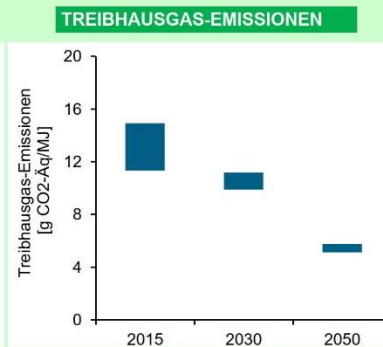
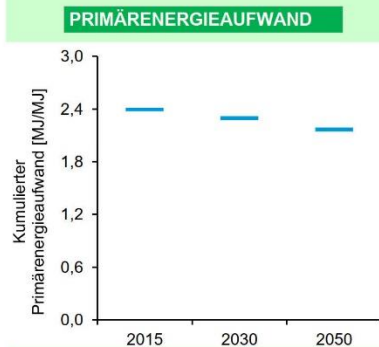
CO ₂ -Abscheidung	n.a.
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse
 Strom für H₂
 Hilfsstoffe
 Transport Produkte
 PtX Anlage

sonstige im Diagramm H₂ Anlage, Energie O₂+Wasser, Biomassebereitstellung

AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050

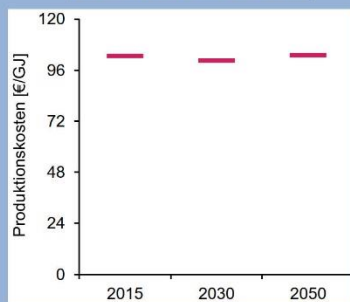


KOSTENSCHÄTZUNG

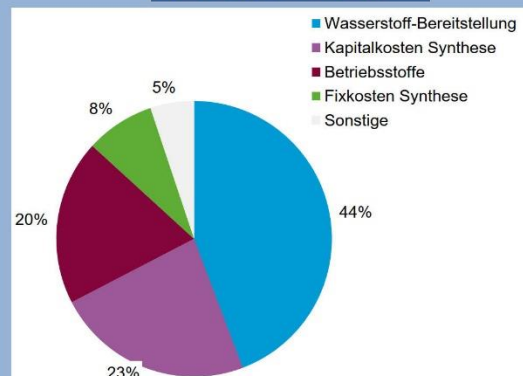
Haupteinflüsse
 Wasserstoffbereitstellung
 Kapitalkosten Synthese
 Betriebsstoffe
 Fixkosten Synthese

sonstige im Diagramm Biomasse, Transport Biomasse, Transport

PRODUKTIONSKOSTEN



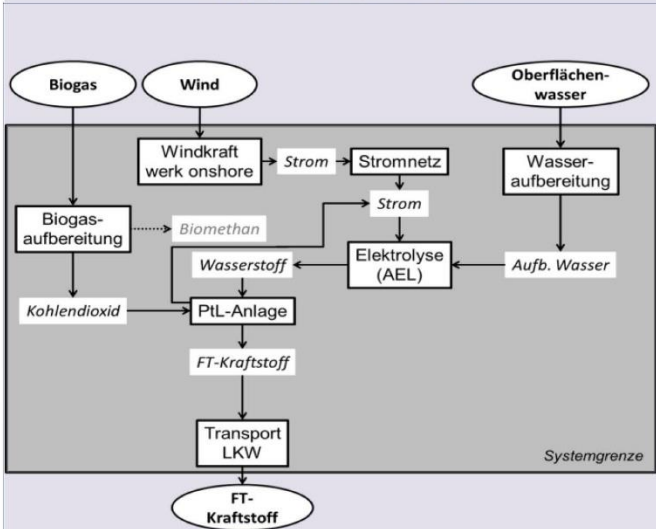
KOSTENAUFTEILUNG 2015



Stand 18.02.2020

3_FT-Kraftstoff/PtL/WindON/AEL/Biogas/LKW_D

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch Windkraft onshore in Deutschland erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ aus einer bestehenden Biogasaufbereitung wird verwendet. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtL-Anlage zur Erzeugung von FT-Treibstoff eingesetzt, der zusätzlich erzeugte Strom aus der PtL-Anlage in der Elektrolyse. Der FT-Treibstoff wird gespeichert und dann mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngrößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	75%
Investitionskosten [Mio. €]	344

TRL-Level

CO ₂ -Abscheidung	9
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

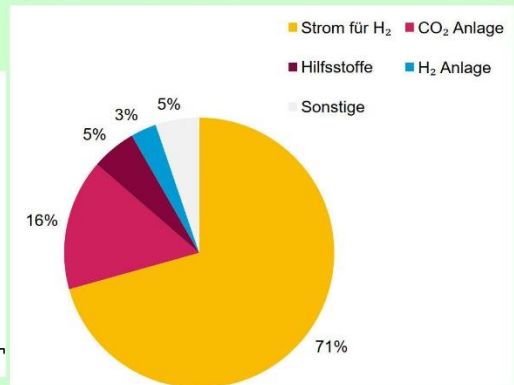
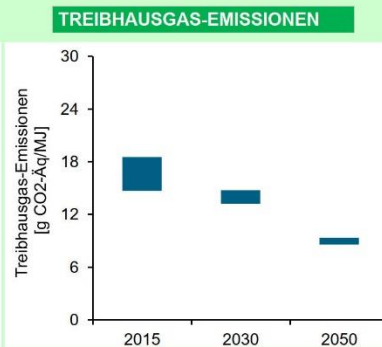
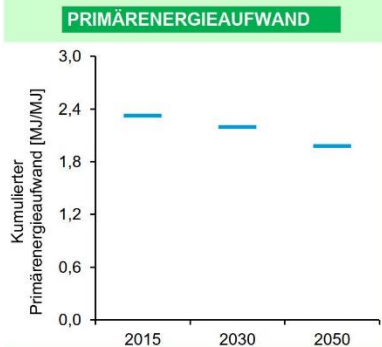
Haupteinflüsse

Strom für H₂
CO₂ Anlage
Hilfsstoffe
H₂ Anlage

sonstige im Diagramm

Transport Produkte, PtX Anlage, Energie O₂+Wasser

AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



KOSTENSCHÄTZUNG

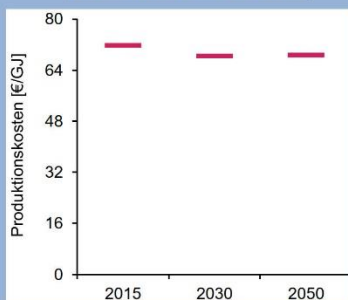
Haupteinflüsse

Wasserstoffbereitstellung
Kapitalkosten Synthese
Betriebsstoffe
Fixkosten Synthese

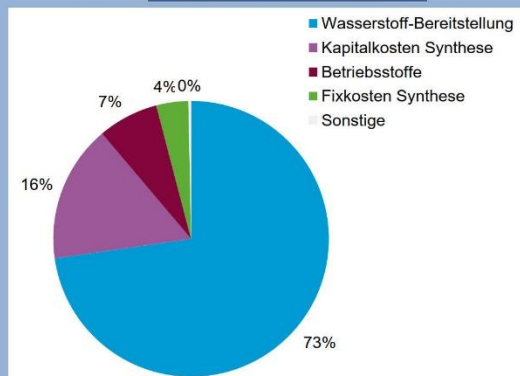
sonstige im Diagramm

Transport

PRODUKTIONSKOSTEN

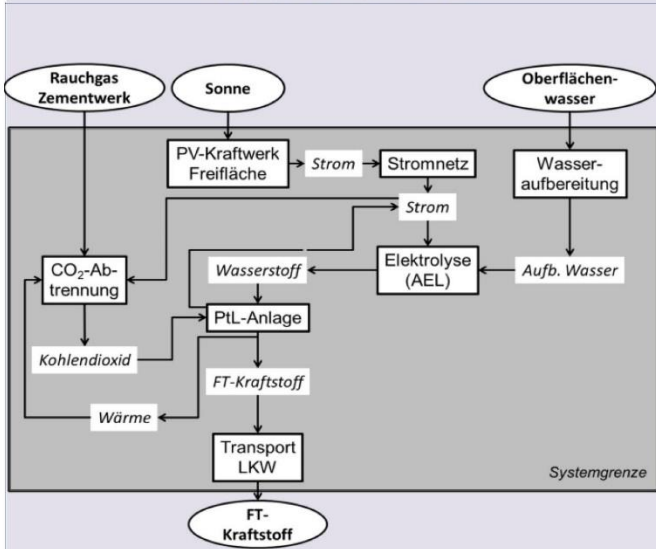


KOSTENAUFTEILUNG 2015



4_FT-Kraftstoff/PtL/PVfrei/AEL/Zement/LKW_D

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch PV auf Freiflächen in Deutschland erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus dem Rauchgas einer Zementfabrik unter Nutzung vom Strom aus PV gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtL-Anlage zur Erzeugung von FT-Treibstoff eingesetzt, der zusätzlich erzeugte Strom aus der PtL-Anlage in der Elektrolyse. Die Wärme wird zur CO₂-Abtrennung genutzt. Der FT-Treibstoff wird gespeichert und dann mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	75%
Investitionskosten [Mio. €]	344

TRL-Level

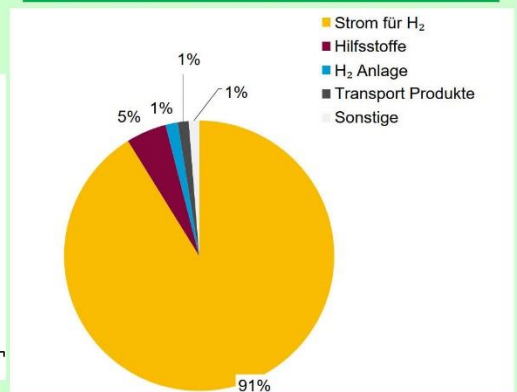
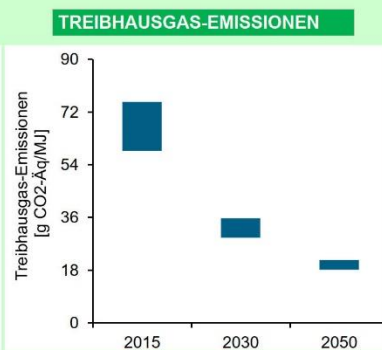
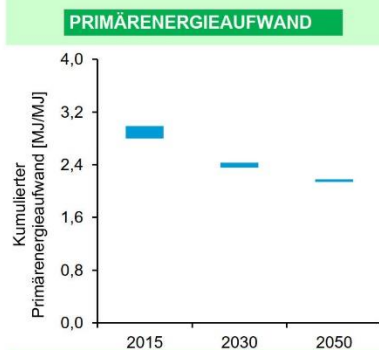
CO ₂ -Abscheidung	8
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse
 Strom für H₂
 Hilfsstoffe
 H₂ Anlage
 Transport Produkte

sonstige im Diagramm PtX Anlage, Energie O₂+Wasser, CO₂ Anlage

AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2015

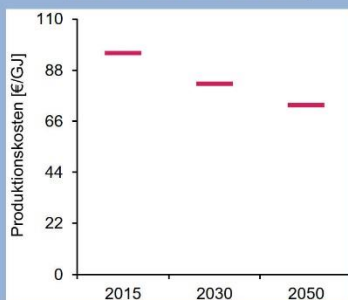


KOSTENSCHÄTZUNG

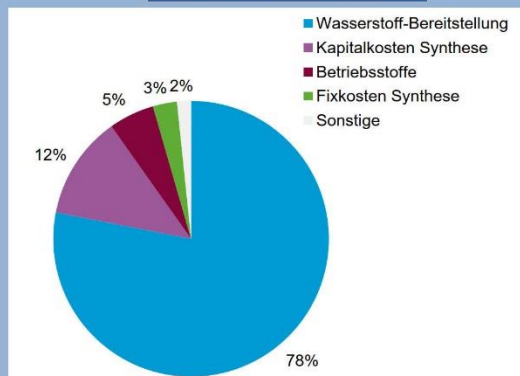
Haupteinflüsse
 Wasserstoffbereitstellung
 Kapitalkosten Synthese
 Betriebsstoffe
 Fixkosten Synthese

sonstige im Diagramm CO₂Abscheidung, Transport

PRODUKTIONSKOSTEN



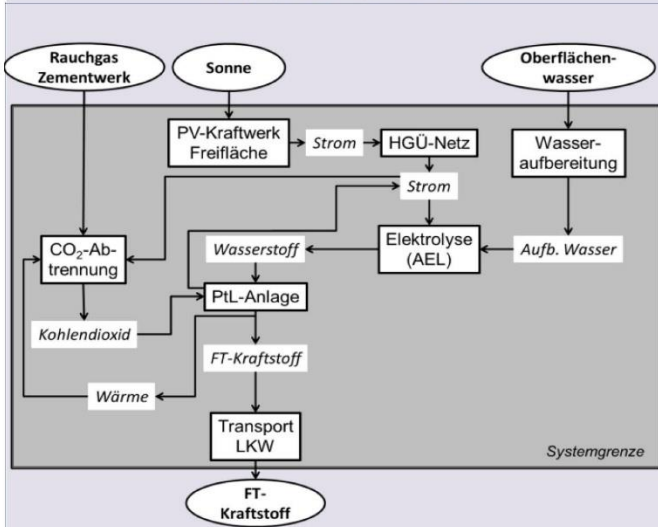
KOSTENAUFTEILUNG 2015



Stand 18.02.2020

5_FT-Kraftstoff/PtL/PVfrei/AEL/Zement/HGÜ+LKW_Saudi Arabien

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch PV auf Freiflächen in Saudi Arabien erzeugt und mit dem HGÜ-Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse nach Deutschland transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus dem Rauchgas einer Zementfabrik unter Nutzung vom Strom aus PV gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtL-Anlage zur Erzeugung von FT-Treibstoff eingesetzt, der zusätzlich erzeugte Strom aus der PtL-Anlage in der Elektrolyse. Die Wärme wird zur CO₂-Abtrennung verwendet. Der FT-Treibstoff wird gespeichert und dann mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngrößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	75%
Investitionskosten [Mio. €]	344

TRL-Level

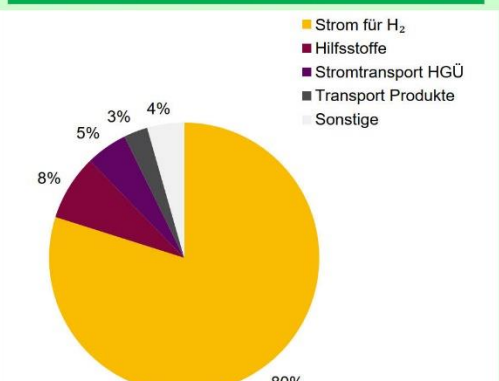
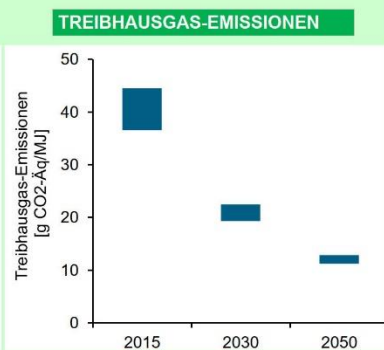
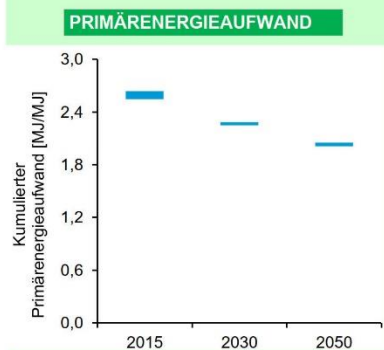
CO ₂ -Abscheidung	8
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse
 Strom für H₂
 Hilfsstoffe
 Stromtransport HGÜ
 Transport Produkte

sonstige im Diagramm H₂ Anlage, PTX Anlage, Energie O₂+Wasser, CO₂ Anlage

AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050

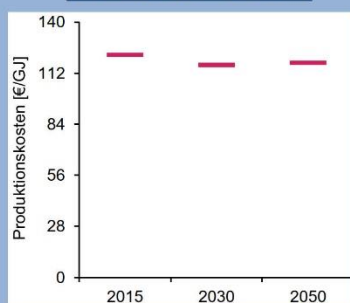


KOSTENSCHÄTZUNG

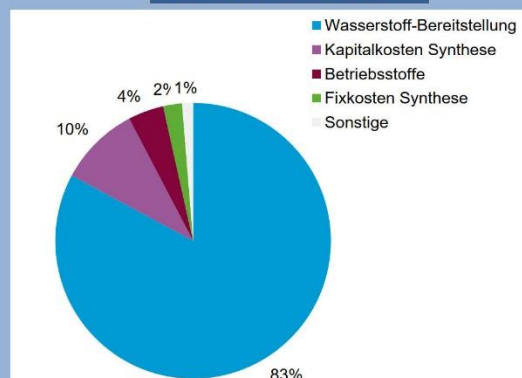
Haupteinflüsse
 Wasserstoffbereitstellung
 Kapitalkosten Synthese
 Betriebsstoffe
 Fixkosten Synthese

sonstige im Diagramm CO₂Abscheidung, Transport

PRODUKTIONSKOSTEN



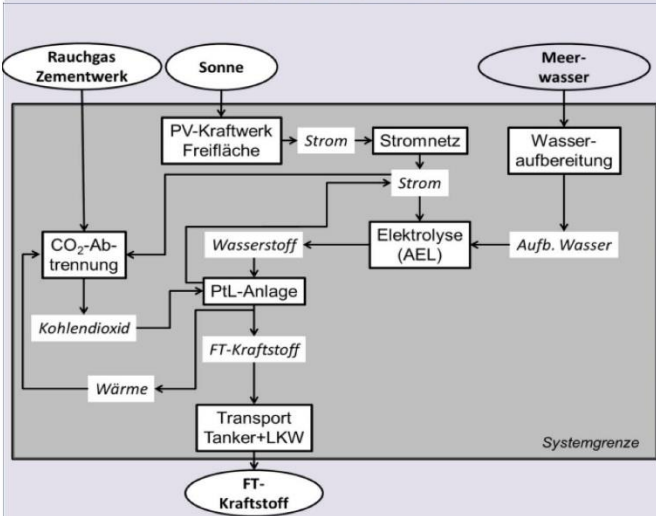
KOSTENAUFTEILUNG 2015



Stand 18.02.2020

6_FT-Kraftstoff/PtL/PVfrei/AEL/Zement/Tanker+LKW_Saudi Arabien

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch PV auf Freiflächen in Saudi Arabien erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Meerwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus dem Rauchgas einer Zementfabrik unter Nutzung vom Strom aus PV gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtL-Anlage zur Erzeugung von FT-Treibstoff eingesetzt, der zusätzlich erzeugte Strom aus der PtL-Anlage in der Elektrolyse. Der FT-Treibstoff wird gespeichert, dann mit einem Schiff nach Deutschland gebracht und vor Ort mit dem LKW weitertransportiert.

Kenngößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	75%
Investitionskosten [Mio. €]	344

TRL-Level

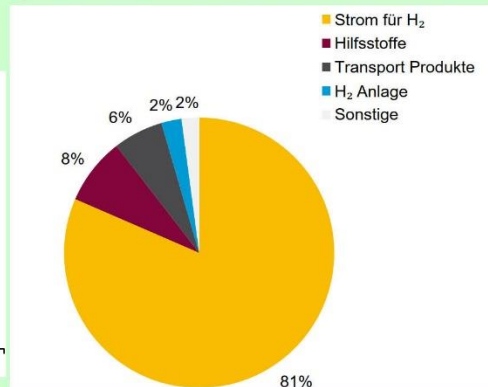
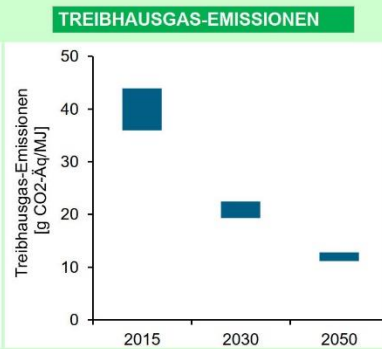
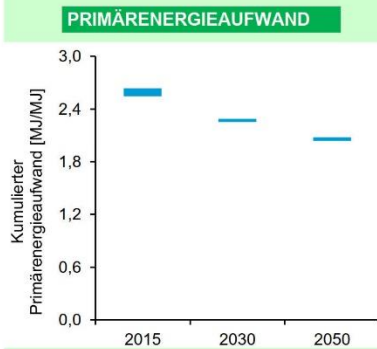
CO ₂ -Abscheidung	8
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse
Strom für H₂
Hilfsstoffe
Transport Produkte
H₂ Anlage

sonstige im Diagramm PtX Anlage, Energie O₂+Wasser, CO₂ Anlage

AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050

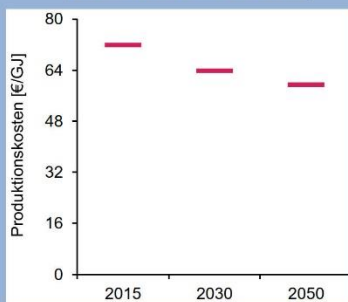


KOSTENSCHÄTZUNG

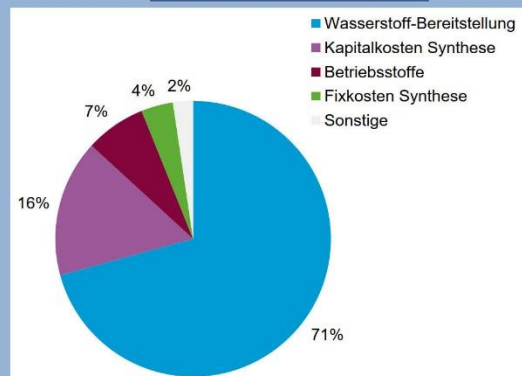
Haupteinflüsse
Wasserstoffbereitstellung
Kapitalkosten Synthese
Betriebsstoffe
Fixkosten Synthese

sonstige im Diagramm CO₂Abscheidung, Transport

PRODUKTIONSKOSTEN



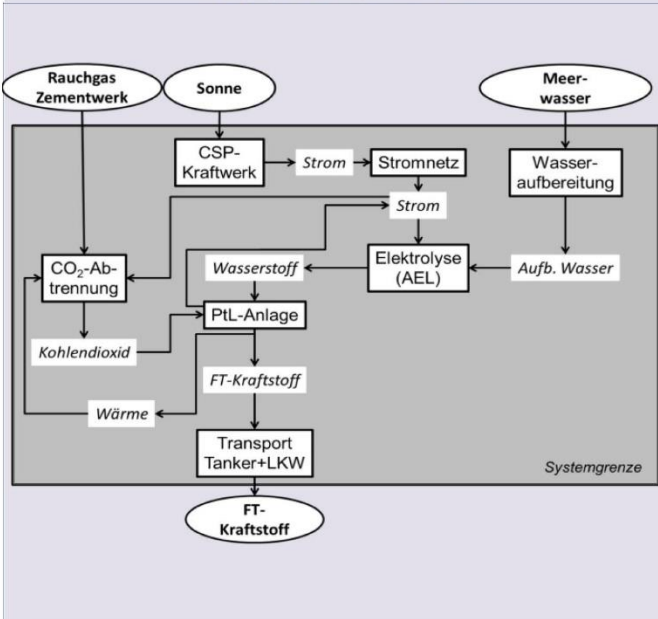
KOSTENAUFTEILUNG 2015



Stand 18.02.2020

7_FT-Kraftstoff/PtL/CSP/AEL/Zement/Tanker+LKW_Saudi Arabien

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch ein CSP-Kraftwerk in Saudi Arabien erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Meerwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus dem Rauchgas einer Zementfabrik unter Nutzung vom Strom aus dem CSP-Kraftwerk gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtL-Anlage zur Erzeugung von FT-Treibstoff eingesetzt, der zusätzlich erzeugte Strom aus der PtL-Anlage in der Elektrolyse. Der FT-Treibstoff wird gespeichert, dann mit einem Schiff nach Deutschland gebracht und vor Ort mit dem LKW weitertransportiert.

Kenngößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	75%
Investitionskosten [Mio. €]	344

TRL-Level

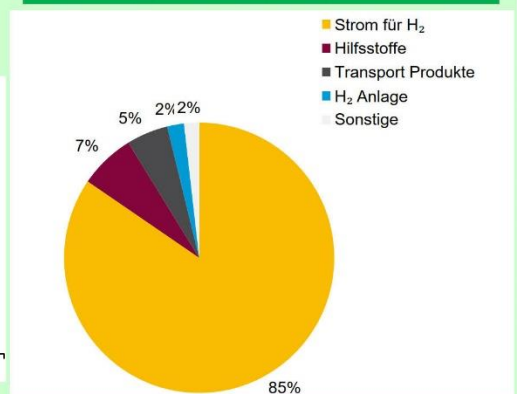
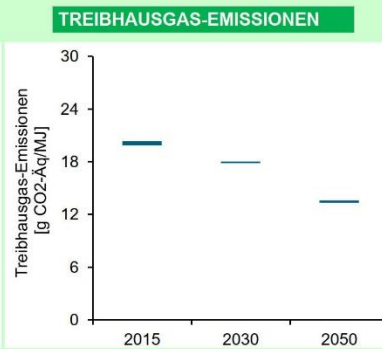
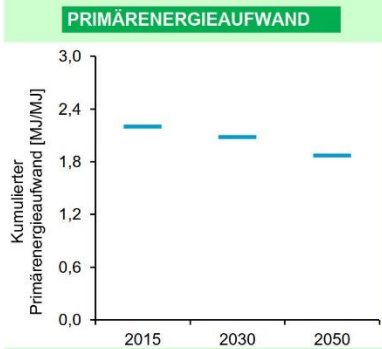
CO ₂ -Abscheidung	8
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse
Strom für H₂
Hilfsstoffe
Transport Produkte
H₂ Anlage

sonstige im Diagramm PtX Anlage, Energie O₂+Wasser, CO₂ Anlage

AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050

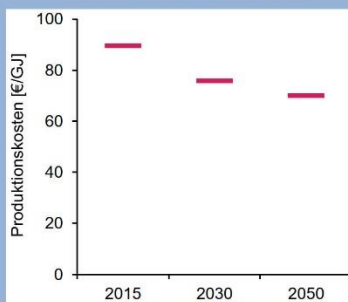


KOSTENSCHÄTZUNG

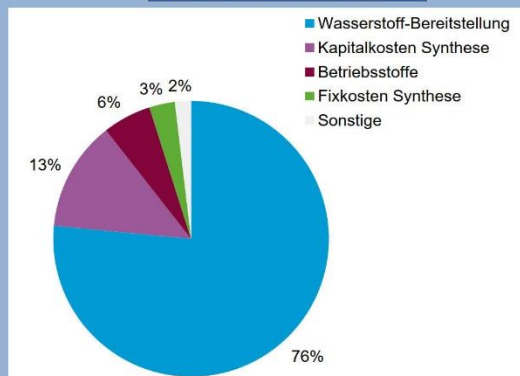
Haupteinflüsse
Wasserstoffbereitstellung
Kapitalkosten Synthese
Betriebsstoffe
Fixkosten Synthese

sonstige im Diagramm CO₂Abscheidung, Transport

PRODUKTIONSKOSTEN

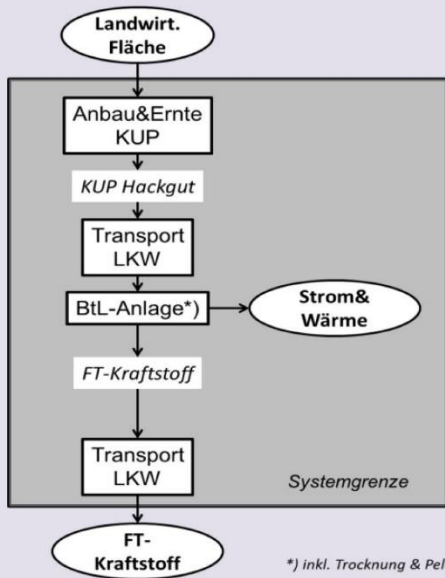


KOSTENAUFTEILUNG 2015



8_FT-Kraftstoff/BtL/KUP Pellets/LKW_D

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

In Deutschland wird das Holz einer Kurzumtriebsplantage zur Herstellung von Hackgut verwendet. Dieses wird mit einem LKW zur PtL-Anlage transportiert. Das Hackgut wird nach Trocknung und Pelletierung in der BtL-Anlage vergast und zu FT-Kraftstoff umgewandelt, der entstehende Strom und die entstehende Wärme werden genutzt. Der FT-Treibstoff wird gespeichert und dann mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngroßen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	37%
Investitionskosten [Mio. €]	533

TRL-Level

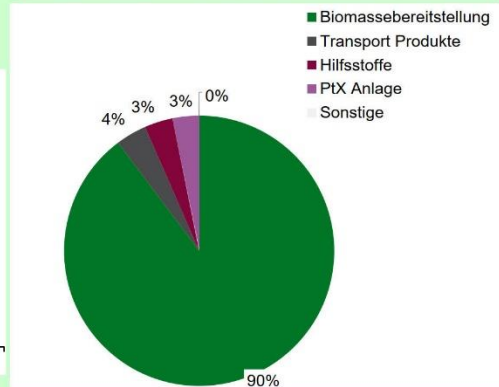
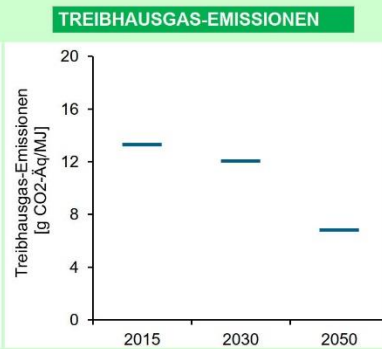
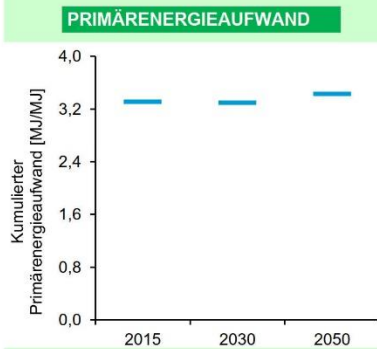
CO ₂ -Abscheidung	n.a.
Elektrolyse	n.a.
Synthese	8

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse Biomassebereitstellung
Transport Produkte
Hilfsstoffe
PtX Anlage

sonstige im Diagramm keine

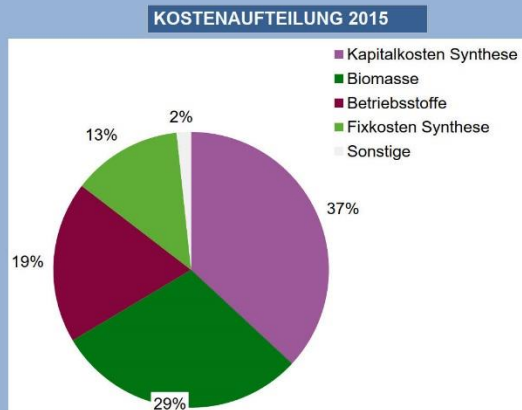
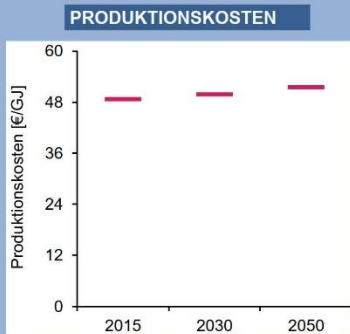
AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



KOSTENSCHÄTZUNG

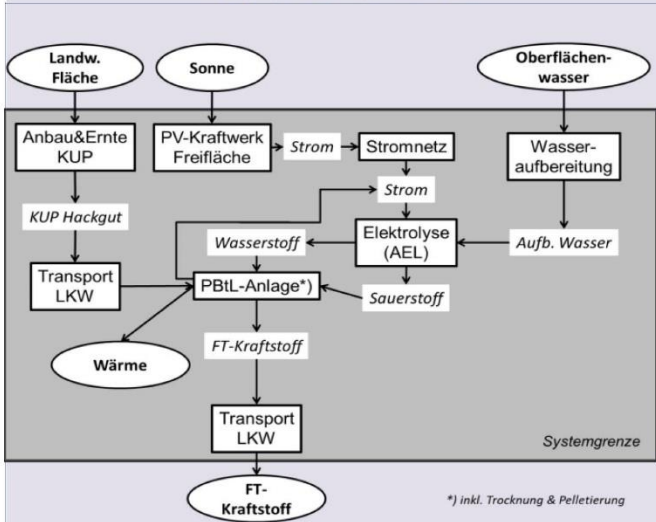
Haupteinflüsse Kapitalkosten Synthese
Biomasse
Betriebsstoffe
Fixkosten Synthese

sonstige im Diagramm Transport Biomasse, Transport



9_FT-Kraftstoff/PBtL/PVfrei/KUP Pellets/AEL/LKW_D

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch PV auf Freiflächen in Deutschland erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet und der Sauerstoff in der Vergasung genutzt. In Deutschland wird das Holz einer Kurzumtriebsplantage zur Herstellung von Hackgut verwendet. Dieses wird mit einem LKW zur PBtL-Anlage transportiert. Das CO₂ wird aus der Vergasung von Pellets aus Kurzumtriebsplantagen in der BPtL-Anlage gewonnen. Das CO₂ aus der Vergasung und der Wasserstoff werden in der PBtL-Anlage zur Erzeugung von FT-Treibstoff eingesetzt. Der zusätzlich erzeugte Strom aus der PBtL-Anlage wird in der Elektrolyse eingesetzt, die Wärme kann auch genutzt werden. Der FT-Treibstoff wird gespeichert und dann mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	62%
Investitionskosten [Mio. €]	729

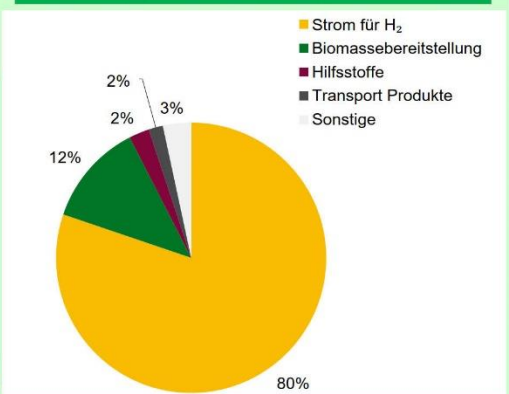
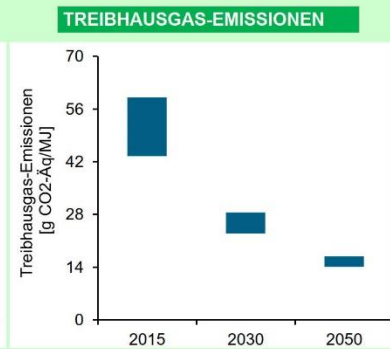
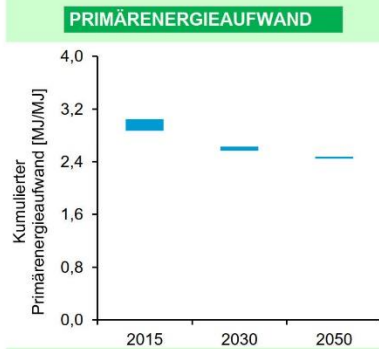
TRL-Level

CO ₂ -Abscheidung	n.a.
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBLANZ

Haupteinflüsse Strom für H₂, Biomassebereitstellung, Hilfsstoffe, Transport Produkte
sonstige im Diagramm PtX Anlage, H₂ Anlage, Energie O₂+Wasser

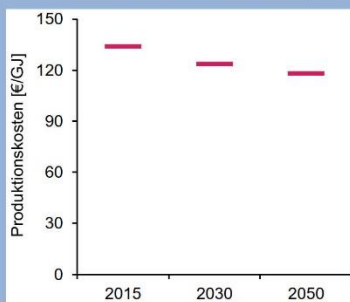
AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



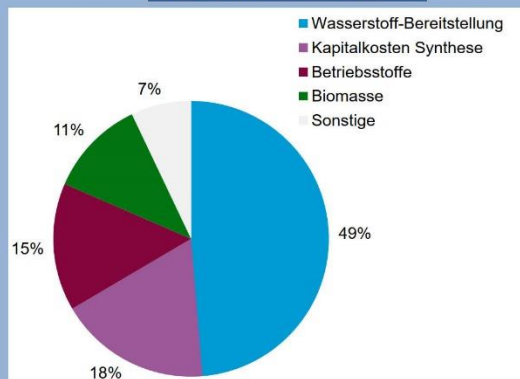
KOSTENSCHÄTZUNG

Haupteinflüsse Wasserstoffbereitstellung, Kapitalkosten Synthese, Betriebsstoffe, Biomasse
sonstige im Diagramm Fixkosten Synthese, Transport Biomasse, Transport

PRODUKTIONSKOSTEN



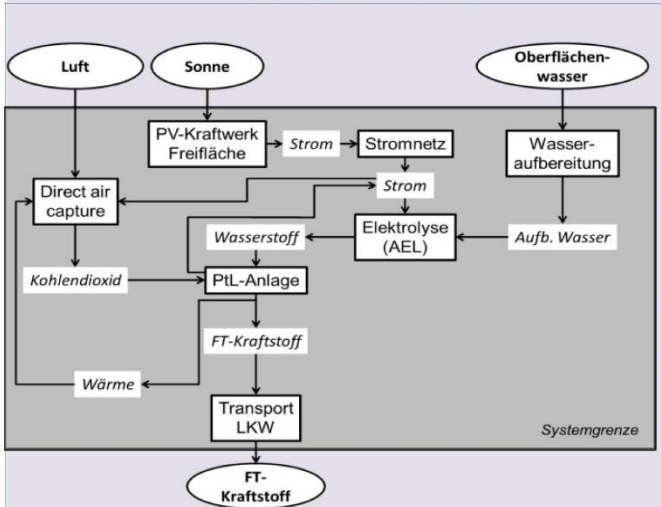
KOSTENAUFTEILUNG 2015



Stand 18.02.2020

10_FT-Kraftstoff/PtL/PVfrei/AEL/DAC/LKW_D

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch PV auf Freiflächen in Deutschland erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus der Luft (DAC) unter Nutzung vom Strom aus PV gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtL-Anlage zur Erzeugung von FT-Treibstoff eingesetzt, der zusätzlich erzeugte Strom aus der PtL-Anlage in der Elektrolyse, die Wärme in der DAC. Der FT-Treibstoff wird gespeichert und dann mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngroßen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	75%
Investitionskosten [Mio. €]	344

TRL-Level

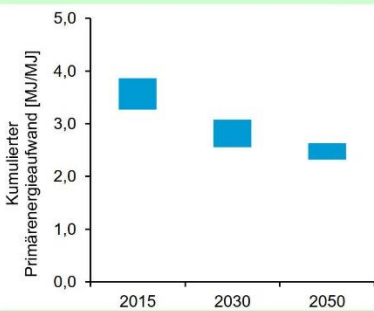
CO ₂ -Abscheidung	7
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

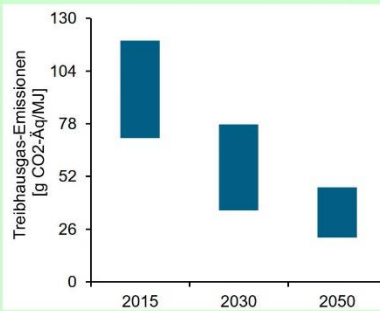
Haupteinflüsse
Strom für H₂
CO₂ Anlage
Energie für CO₂
Hilfsstoffe

sonstige im Diagramm H₂ Anlage, Transport Produkte, PtX Anlage, Energie O₂+Wasser

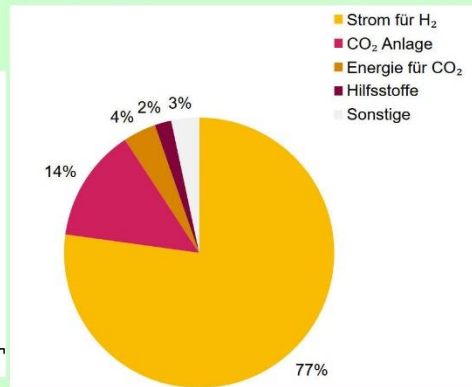
PRIMÄRENERGIEAUFWAND



TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN



AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050

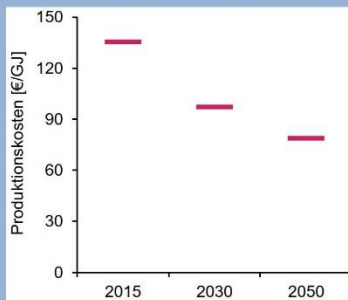


KOSTENSCHÄTZUNG

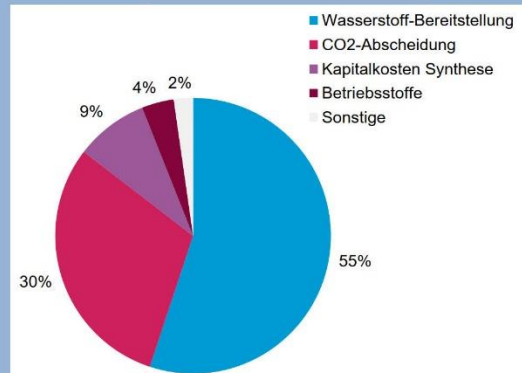
Haupteinflüsse
Wasserstoffbereitstellung
CO₂Abscheidung
Kapitalkosten Synthese
Betriebsstoffe

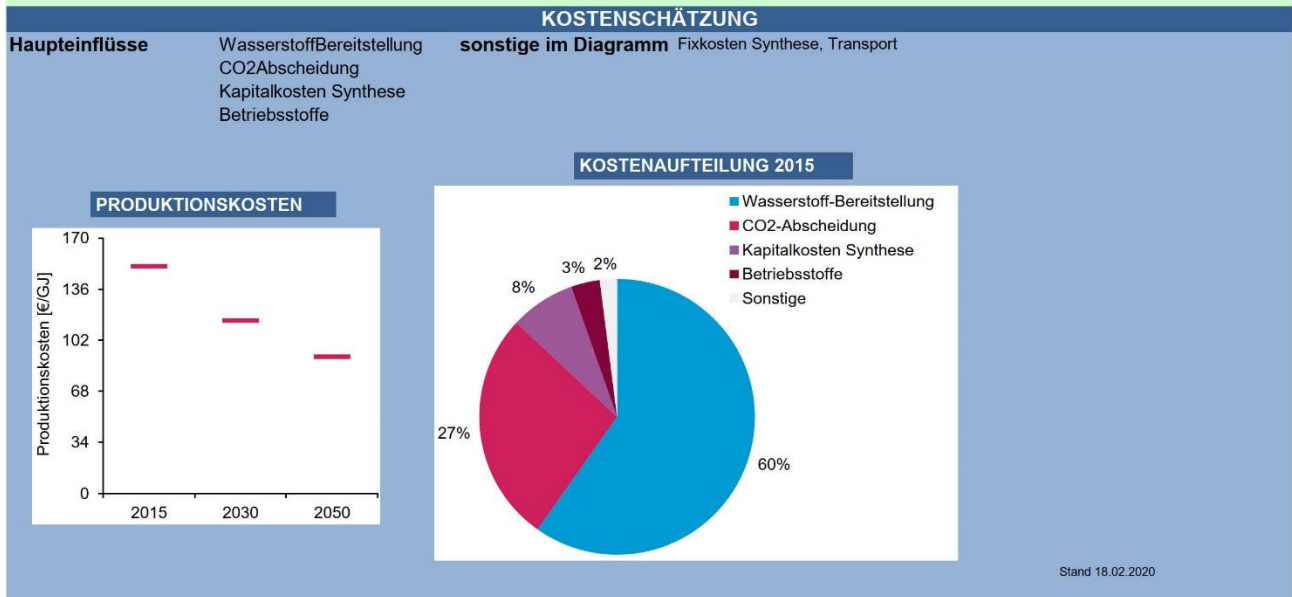
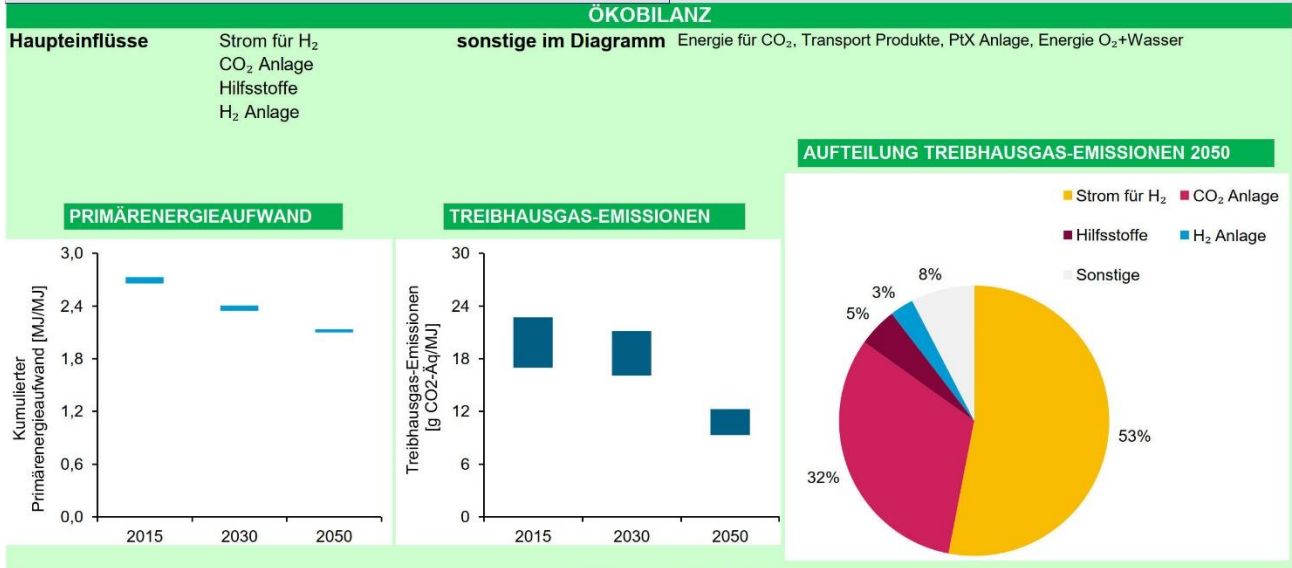
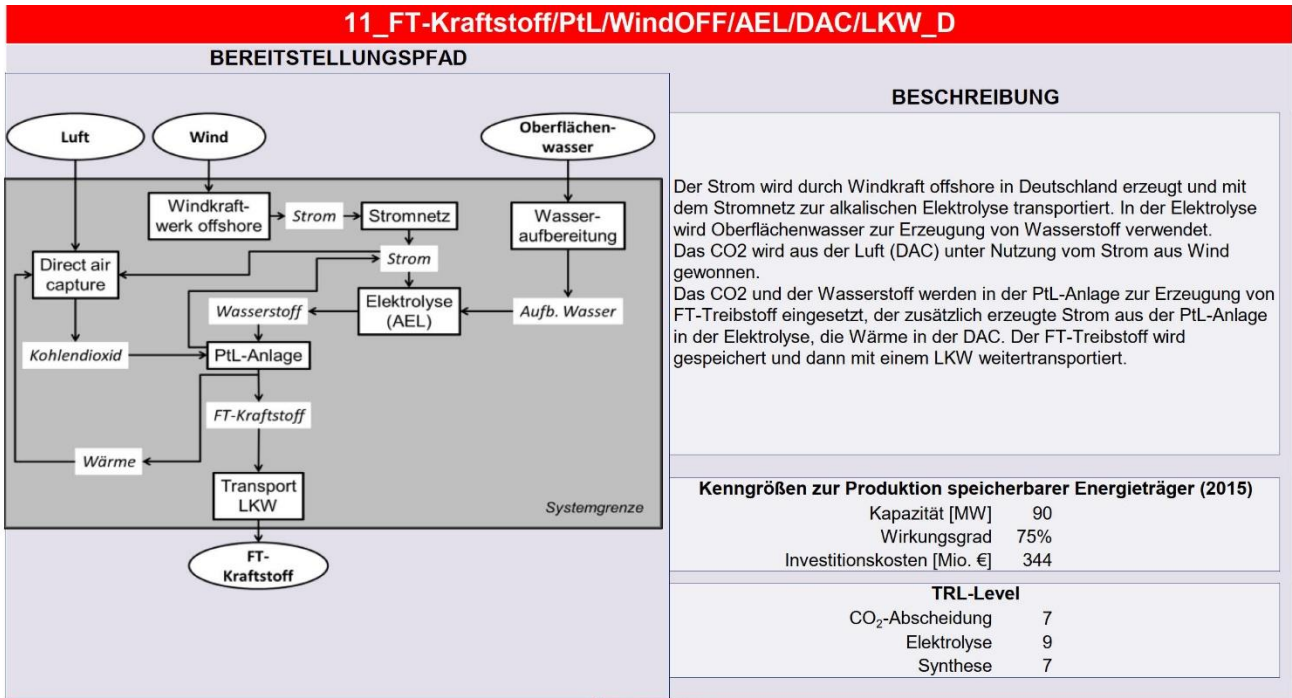
sonstige im Diagramm Fixkosten Synthese, Transport

PRODUKTIONSKOSTEN



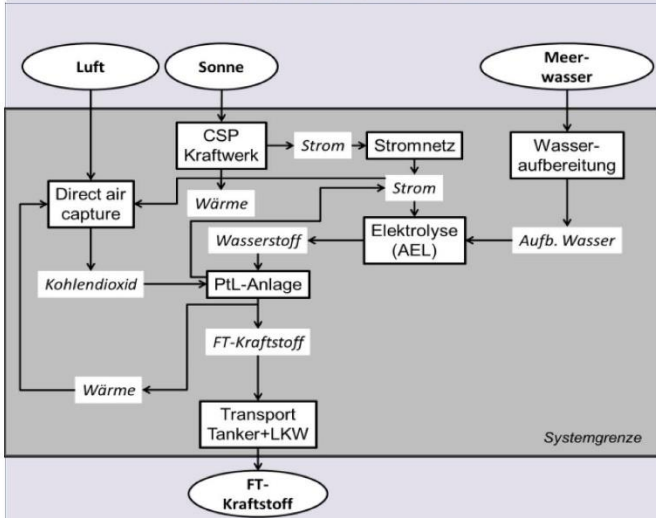
KOSTENAUFTEILUNG 2015





12_FT-Kraftstoff/PtL/CSP/AEL/DAC/Tanker+LKW_Marokko

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch ein CSP-Kraftwerk in Marokko erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Meerwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus der Luft (DAC) unter Nutzung vom Strom aus dem CSP-Kraftwerk gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtL-Anlage zur Erzeugung von FT-Treibstoff eingesetzt, der zusätzlich erzeugte Strom aus der PtL-Anlage in der Elektrolyse, die Wärme in der DAC. Der FT-Treibstoff wird gespeichert, dann mit einem Schiff nach Deutschland gebracht und vor Ort mit dem LKW weitertransportiert.

Kenngrößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	75%
Investitionskosten [Mio. €]	344

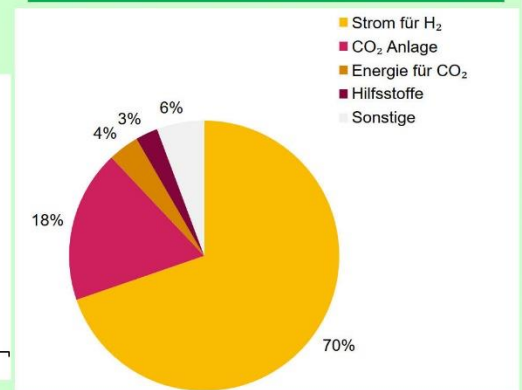
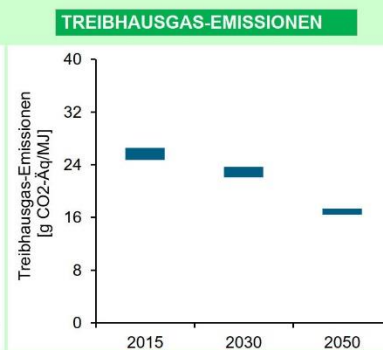
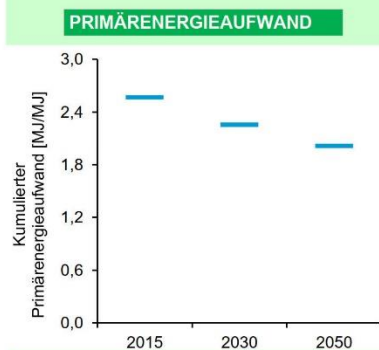
TRL-Level

CO ₂ -Abscheidung	7
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse Strom für H₂, CO₂ Anlage, Energie für CO₂, Hilfsstoffe
sonstige im Diagramm Transport Produkte, H₂ Anlage, PtL Anlage, Energie O₂+Wasser

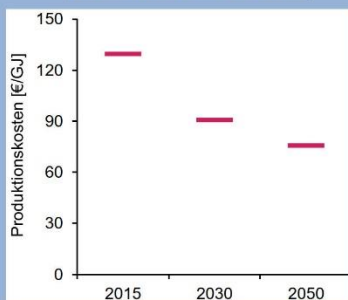
AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



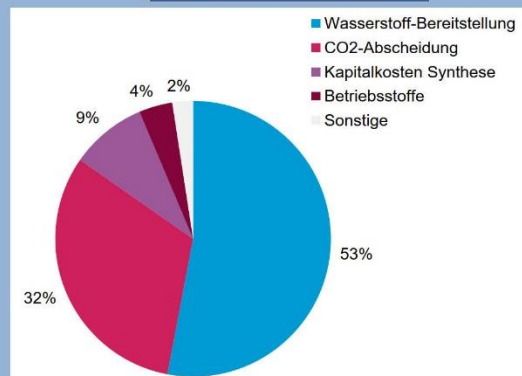
KOSTENSCHÄTZUNG

Haupteinflüsse Wasserstoffbereitstellung, CO₂Abscheidung, Kapitalkosten Synthese, Betriebsstoffe
sonstige im Diagramm Fixkosten Synthese, Transport

PRODUKTIONSKOSTEN



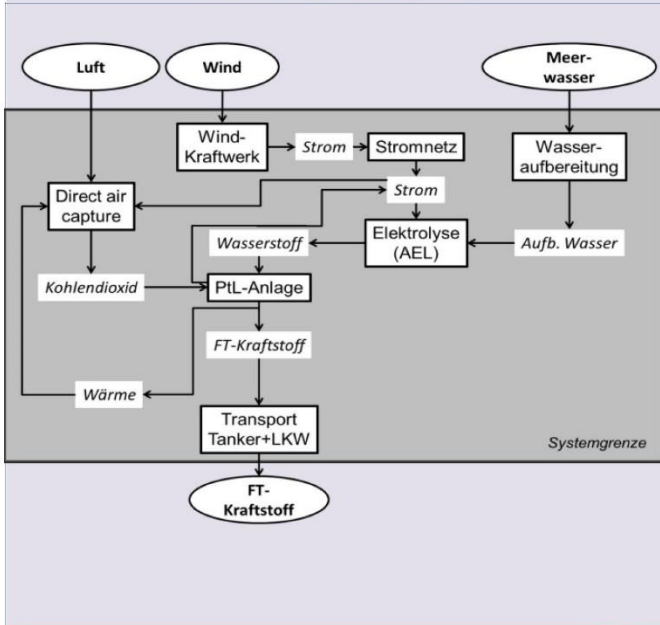
KOSTENAUFTEILUNG 2015



Stand 18.02.2020

13_FT-Kraftstoff/PtL/WindON/AEL/DAC/Tanker+LKW_Marokko

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch ein Windkraftwerk onshore in Marokko erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Meerwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus der Luft (DAC) unter Nutzung vom Strom aus Wind gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtL-Anlage zur Erzeugung von FT-Treibstoff eingesetzt, der zusätzlich erzeugte Strom aus der PtL-Anlage in der Elektrolyse, die Wärme in der DAC. Der FT-Treibstoff wird gespeichert, dann mit einem Schiff nach Deutschland gebracht und vor Ort mit dem LKW weitertransportiert.

Kenngößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	75%
Investitionskosten [Mio. €]	344

TRL-Level

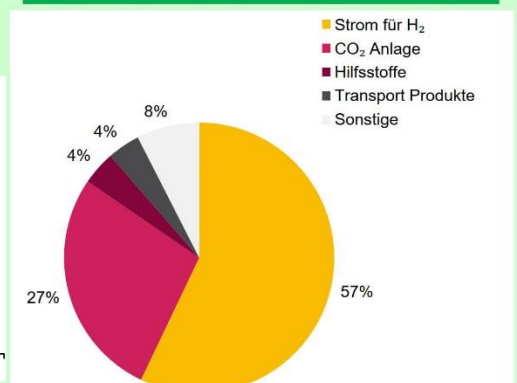
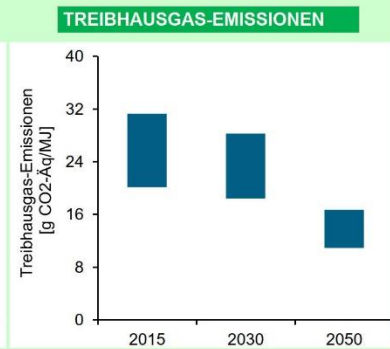
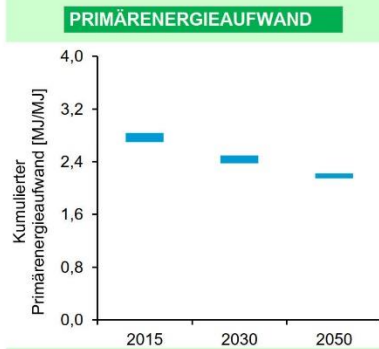
CO ₂ -Abscheidung	7
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse
 Strom für H₂
 CO₂ Anlage
 Hilfsstoffe
 Transport Produkte

sonstige im Diagramm Energie für CO₂, H₂ Anlage, PtX Anlage, Energie O₂+Wasser

AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050

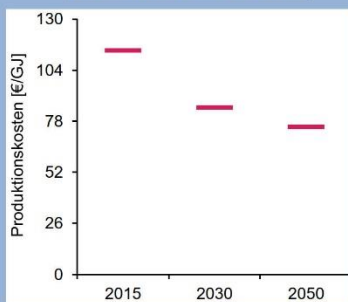


KOSTENSCHÄTZUNG

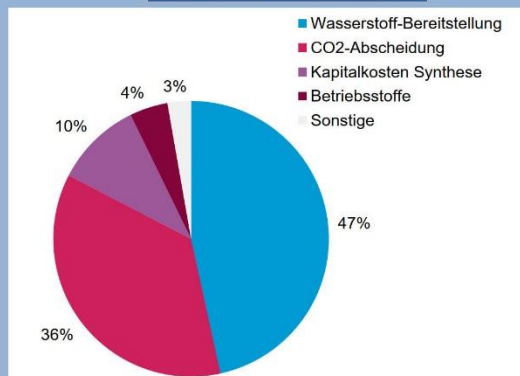
Haupteinflüsse
 Wasserstoffbereitstellung
 CO₂Abscheidung
 Kapitalkosten Synthese
 Betriebsstoffe

sonstige im Diagramm Fixkosten Synthese, Transport

PRODUKTIONSKOSTEN



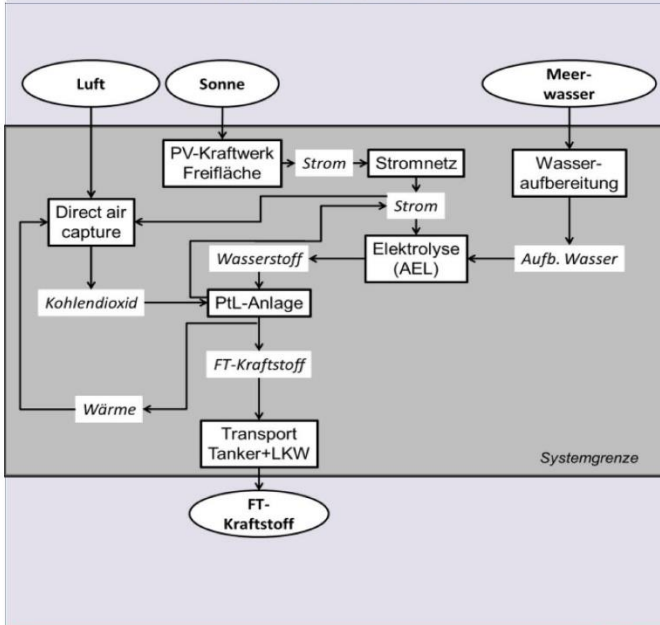
KOSTENAUFTEILUNG 2015



Stand 18.02.2020

14_FT-Kraftstoff/PtL/PVfrei/AEL/DAC/Tanker+LKW_Marokko

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch PV auf Freiflächen in Marokko erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Meerwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus der Luft (DAC) unter Nutzung vom Strom aus PV gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtL-Anlage zur Erzeugung von FT-Treibstoff eingesetzt, der zusätzlich erzeugte Strom aus der PtL-Anlage in der Elektrolyse, die Wärme in der DAC. Der FT-Treibstoff wird gespeichert, dann mit einem Schiff nach Deutschland gebracht und vor Ort mit dem LKW weitertransportiert.

Kenngroßen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	75%
Investitionskosten [Mio. €]	344

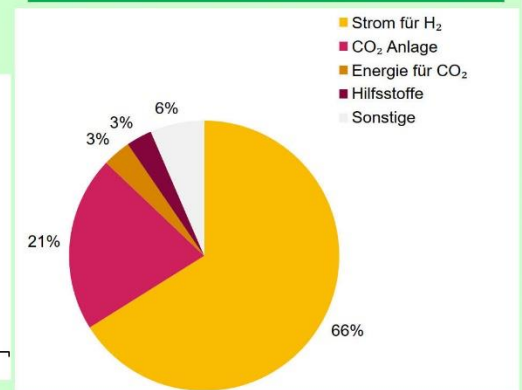
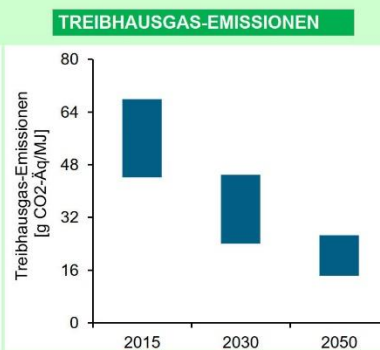
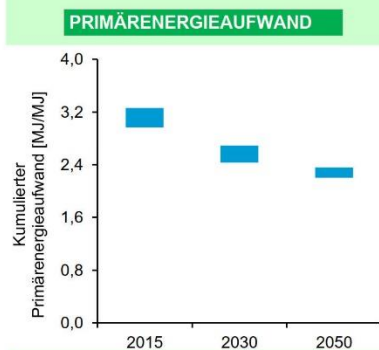
TRL-Level

CO ₂ -Abscheidung	7
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse Strom für H₂, CO₂ Anlage, Energie für CO₂, Hilfsstoffe
sonstige im Diagramm Transport Produkte, H₂ Anlage, PtX Anlage, Energie O₂+Wasser

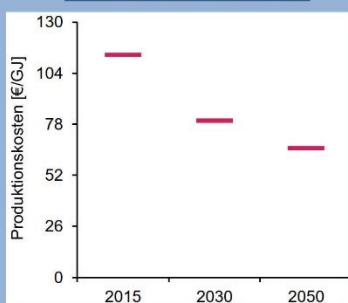
AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



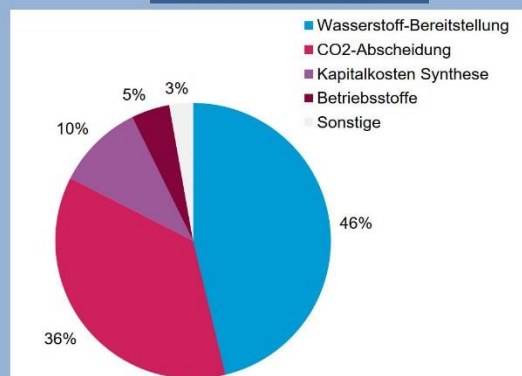
KOSTENSCHÄTZUNG

Haupteinflüsse Wasserstoffbereitstellung, CO₂Abscheidung, Kapitalkosten Synthese, Betriebsstoffe
sonstige im Diagramm Fixkosten Synthese, Transport

PRODUKTIONSKOSTEN

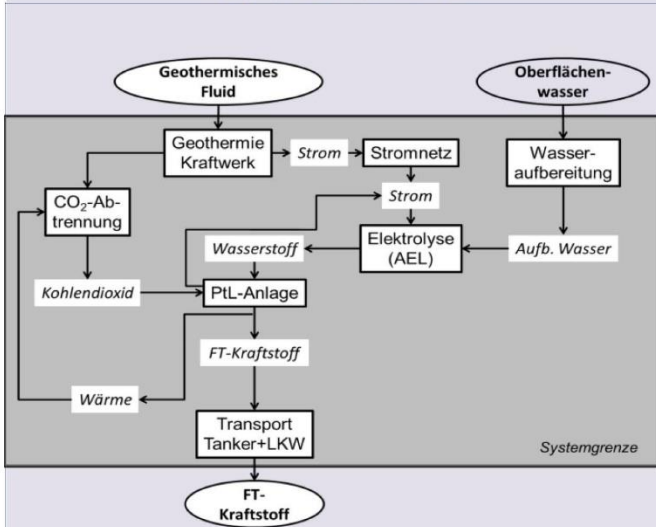


KOSTENAUFTEILUNG 2015



15_FT-Kraftstoff/PtL/Geothermie/AEL/Geothermie/Tanker+LKW_Island

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird in einem Geothermie-Kraftwerk in Island erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus dem geothermischen Fluid unter Einsatz von Wärme und Strom aus der Geothermie gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtL-Anlage zur Erzeugung von FT-Kraftstoff eingesetzt. Der FT-Treibstoff wird gespeichert, dann mit einem Tanker nach Deutschland gebracht und vor Ort mit dem LKW weitertransportiert.

Kenngößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	75%
Investitionskosten [Mio. €]	344

TRL-Level

CO ₂ -Abscheidung	7
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

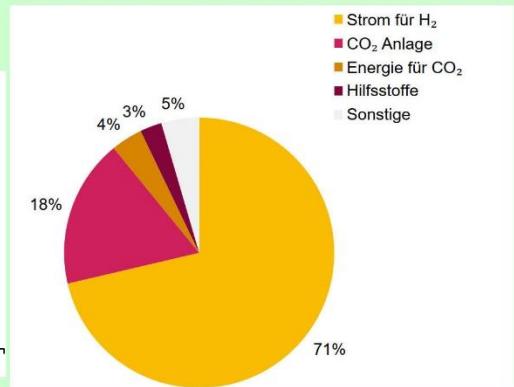
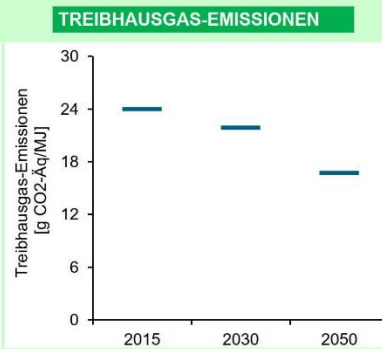
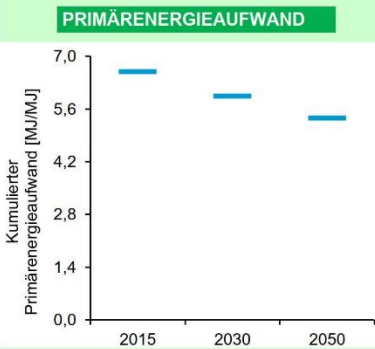
Haupteinflüsse

Strom für H₂
CO₂ Anlage
Energie für CO₂
Hilfsstoffe

sonstige im Diagramm

Transport Produkte, H₂ Anlage, PtX Anlage, Energie O₂+Wasser

AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



KOSTENSCHÄTZUNG

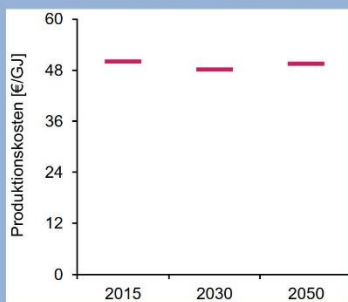
Haupteinflüsse

Wasserstoffbereitstellung
Kapitalkosten Synthese
Betriebsstoffe
Fixkosten Synthese

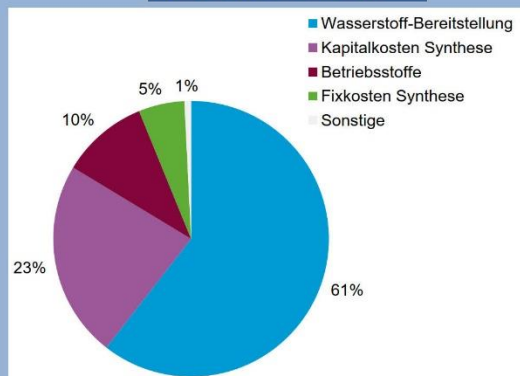
sonstige im Diagramm

Transport

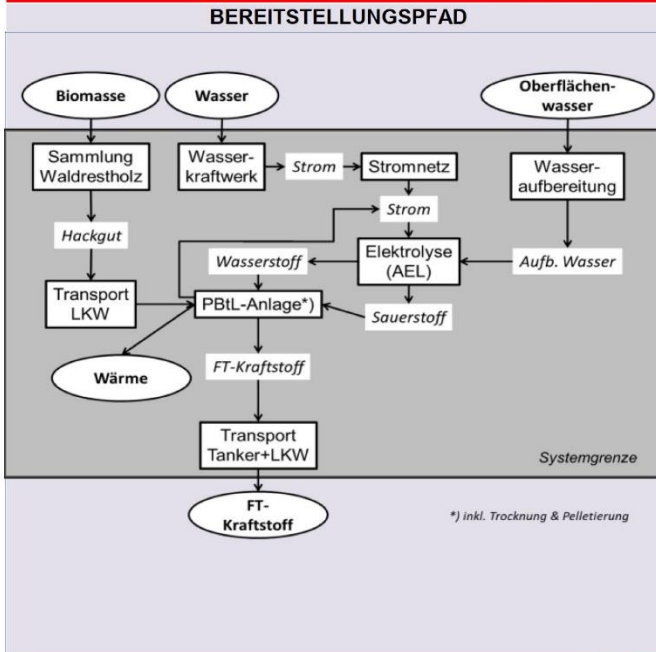
PRODUKTIONSKOSTEN



KOSTENAUFTEILUNG 2015



16_FT-Kraftstoff/PBtL/Wasser/Waldrestholz/AEL/Tanker+LKW_Schweden



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch Wasserkraft in Schweden erzeugt und über das Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse geleitet. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet und der Sauerstoff in der PBtL-Anlage genutzt. Das Waldrestholz wird gesammelt und zur PBtL-Anlage transportiert. Das CO₂ wird aus der Vergasung des Waldrestholzes in der PBtL-Anlage gewonnen. Das CO₂ aus der Vergasung und der Wasserstoff werden in der PBtL-Anlage zur Erzeugung von FT-Treibstoff eingesetzt. Der zusätzlich erzeugte Strom aus der PBtL-Anlage wird in der Elektrolyse eingesetzt. Der FT-Treibstoff wird gespeichert, dann mit einem Tanker nach Deutschland gebracht und vor Ort mit dem LKW weitertransportiert.

Kenngrößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	62%
Investitionskosten [Mio. €]	729

TRL-Level

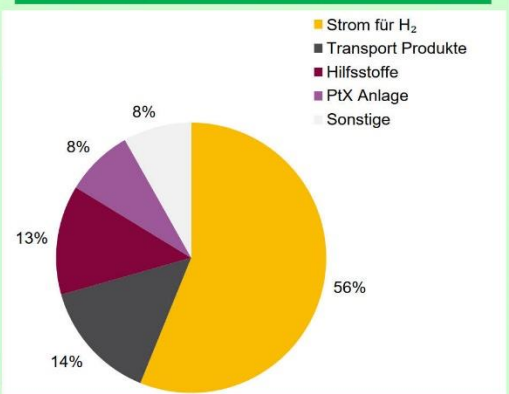
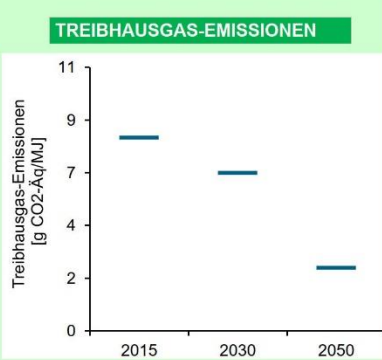
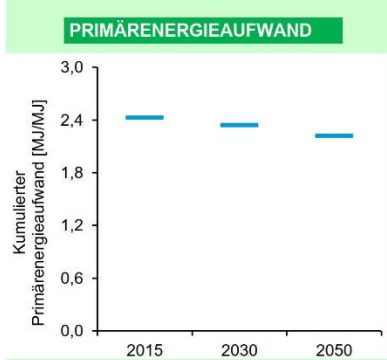
CO ₂ -Abscheidung	n.a.
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBLANZ

Haupteinflüsse Strom für H₂, Transport Produkte, Hilfsstoffe, PtX Anlage

sonstige im Diagramm H₂ Anlage, Biomassebereitstellung, Energie O₂+Wasser

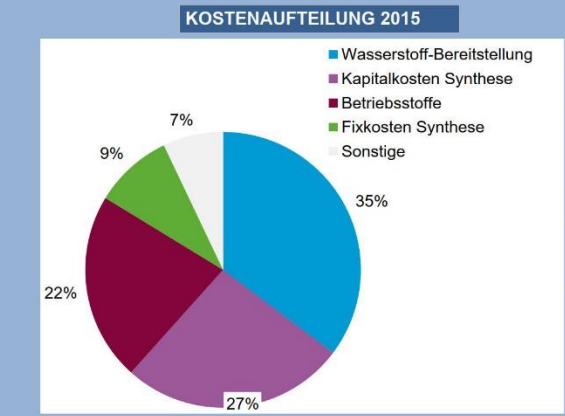
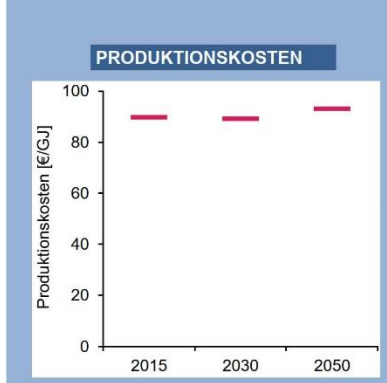
AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



KOSTENSCHÄTZUNG

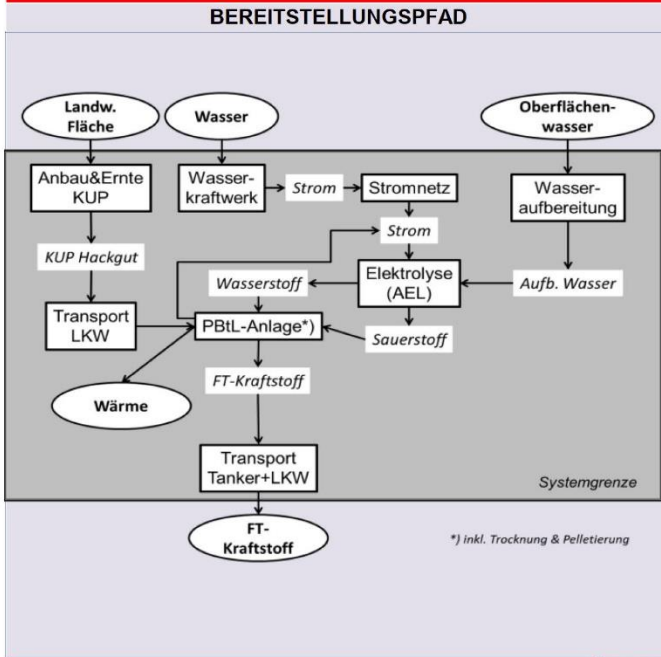
Haupteinflüsse Wasserstoffbereitstellung, Kapitalkosten Synthese, Betriebsstoffe, Fixkosten Synthese

sonstige im Diagramm Biomasse, Transport Biomasse, Transport



Stand 18.02.2020

17_FT-Kraftstoff/PBtL/Wasser/KUP Pellets/AEL/Tanker+LKW_Schweden



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch Wasserkraft in Schweden erzeugt und über das Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse geleitet. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet und der Sauerstoff in der PBtL-Anlage genutzt. In Schweden wird das Holz einer Kurzumtriebsplantage zur Herstellung von Hackgut verwendet. Dieses wird mit einem LKW zur PBtL-Anlage transportiert. Das CO₂ wird aus der Vergasung von Pellets aus Kurzumtriebsplantagen in der PBtL-Anlage gewonnen. Das CO₂ aus der Vergasung und der Wasserstoff werden in der PBtL-Anlage zur Erzeugung von FT-Treibstoff eingesetzt. Der zusätzlich erzeugte Strom aus der PBtL-Anlage wird in der Elektrolyse eingesetzt und die Wärme kann genutzt werden. Der FT-Treibstoff wird gespeichert, dann mit einem Tanker nach Deutschland gebracht und vor Ort mit dem LKW weitertransportiert.

Kenngrößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	62%
Investitionskosten [Mio. €]	729

TRL-Level

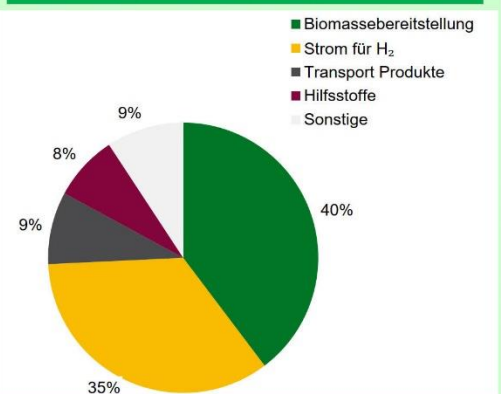
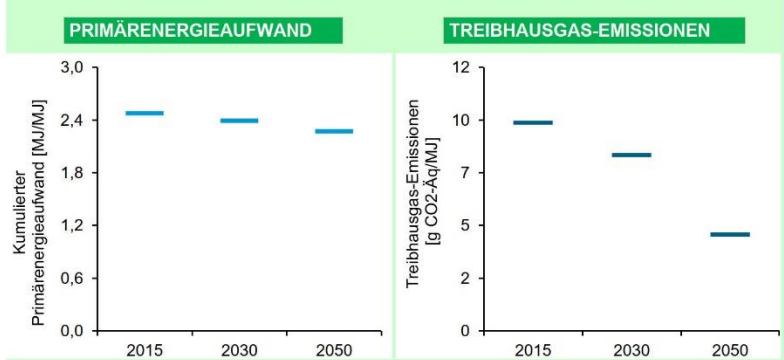
CO ₂ -Abscheidung	n.a.
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse Biomassebereitstellung
Strom für H₂
Transport Produkte
Hilfsstoffe

sonstige im Diagramm PtX Anlage, H₂ Anlage, Energie O₂+Wasser

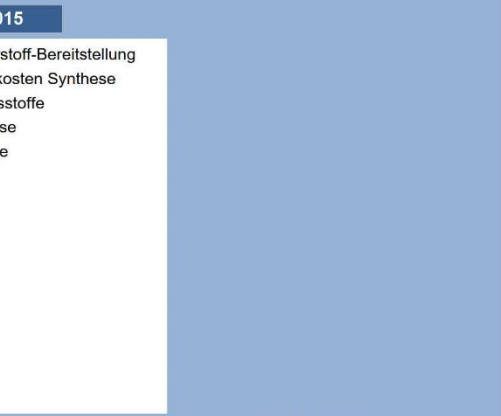
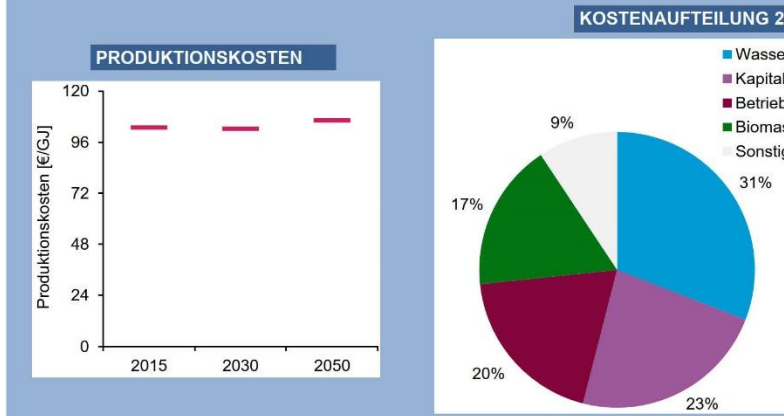
AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



KOSTENSCHÄTZUNG

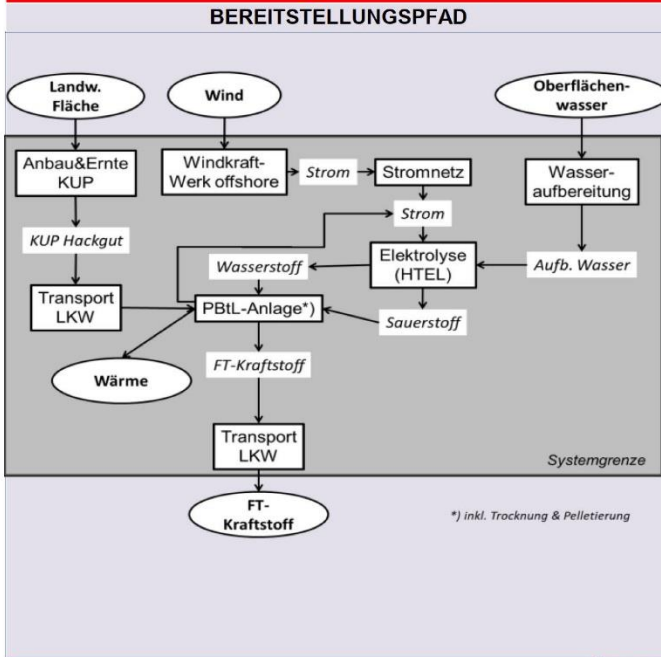
Haupteinflüsse Wasserstoffbereitstellung
Kapitalkosten Synthese
Betriebsstoffe
Biomasse

sonstige im Diagramm Fixkosten Synthese, Transport Biomasse, Transport



Stand 18.02.2020

18_FT-Kraftstoff/PBtL/WindOFF/KUP Pellets/HTLE/LKW_D



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch Windkraft offshore in Deutschland erzeugt und mit dem Stromnetz zur Hochtemperatur-Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet und der Sauerstoff in der PBtL-Anlage genutzt. In Deutschland wird das Holz einer Kurzumtriebsplantage zur Herstellung von Hackgut verwendet. Dieses wird mit einem LKW zur PBtL-Anlage transportiert. Das CO₂ wird aus der Vergasung von Pellets aus Kurzumtriebsplantagen in der PBtL-Anlage gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PBtL-Anlage zur Erzeugung von FT-Treibstoff eingesetzt, der zusätzlich erzeugte Strom aus der PBtL-Anlage wird in der Elektrolyse eingesetzt. Die anfallende Wärme kann genutzt werden. Der FT-Treibstoff wird gespeichert und dann mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngrößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	62%
Investitionskosten [Mio. €]	729

TRL-Level

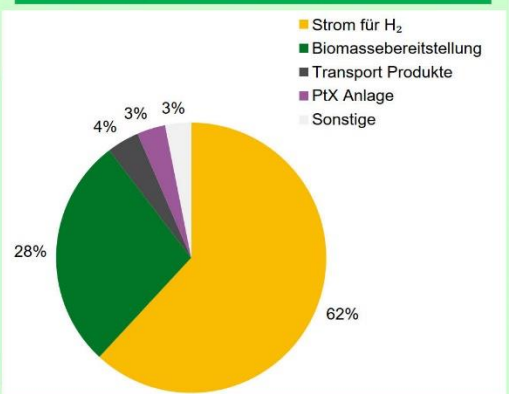
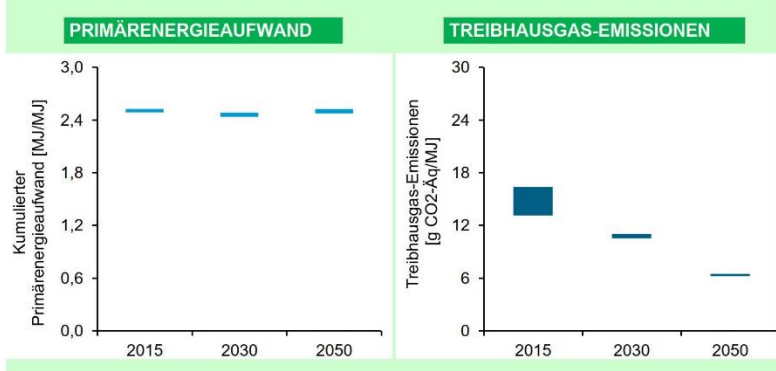
CO ₂ -Abscheidung	n.a.
Elektrolyse	n.a.
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse Strom für H₂, Biomassebereitstellung, Transport Produkte, PTX Anlage

sonstige im Diagramm Hilfsstoffe, H₂ Anlage, Energie O₂+Wasser

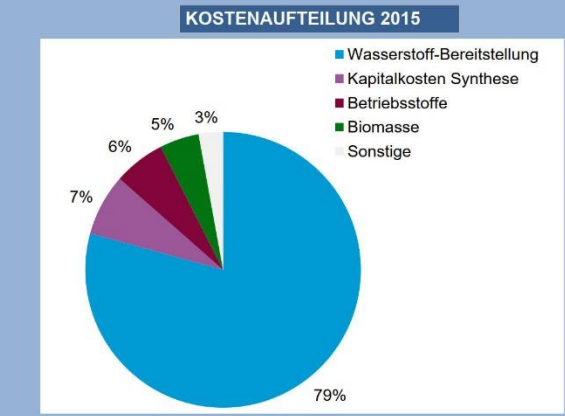
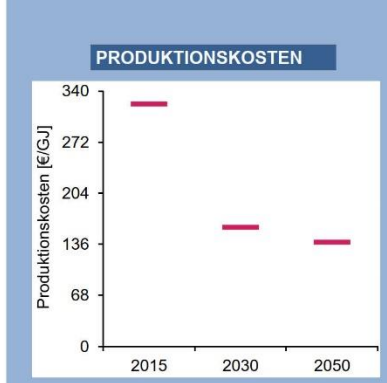
AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



KOSTENSCHÄTZUNG

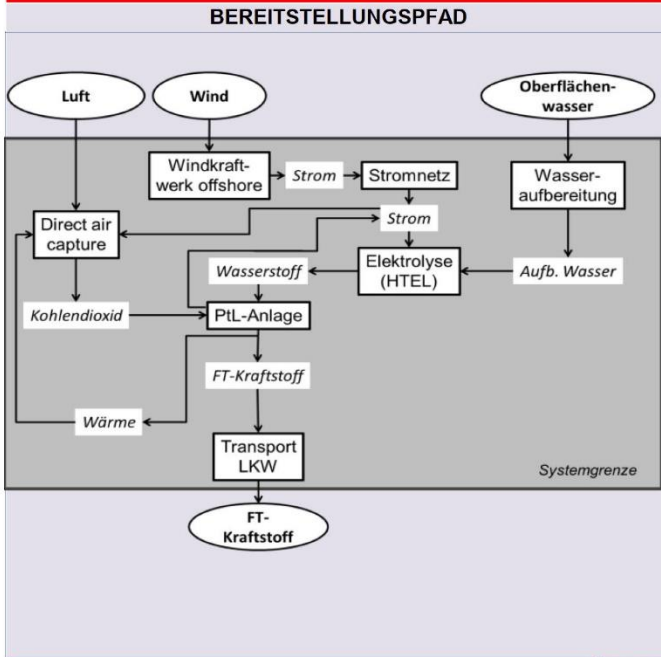
Haupteinflüsse Wasserstoffbereitstellung, Kapitalkosten Synthese, Betriebsstoffe, Biomasse

sonstige im Diagramm Fixkosten Synthese, Transport Biomasse, Transport



Stand 18.02.2020

19_FT-Kraftstoff/PtL/WindOFF/HTLE/DAC/LKW_D



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch Windkraft offshore in Deutschland erzeugt und mit dem Stromnetz zur Hochtemperatur-Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus der Luft (DAC) unter Nutzung vom Strom aus Wind gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtL-Anlage zur Erzeugung von FT-Treibstoff eingesetzt, der zusätzlich erzeugte Strom aus der PtL-Anlage in der Elektrolyse, die Wärme wird in der DAC genutzt. Der FT-Treibstoff wird gespeichert und dann mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngrößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	75%
Investitionskosten [Mio. €]	344

TRL-Level

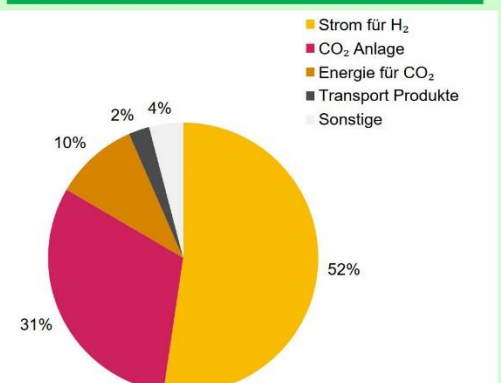
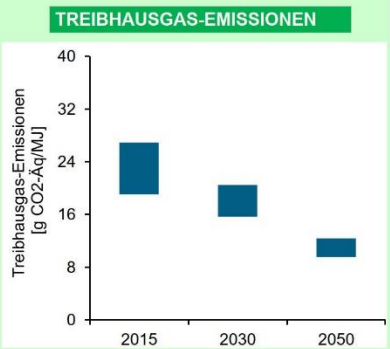
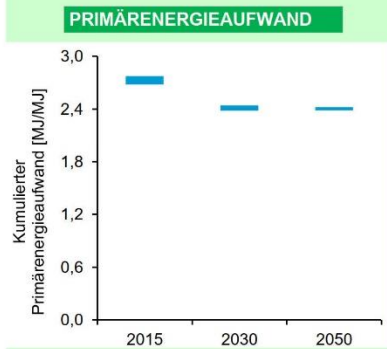
CO ₂ -Abscheidung	7
Elektrolyse	n.a.
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse Strom für H₂, CO₂ Anlage, Energie für CO₂, Transport Produkte

sonstige im Diagramm PtX Anlage, H₂ Anlage, Hilfsstoffe, Energie O₂+Wasser

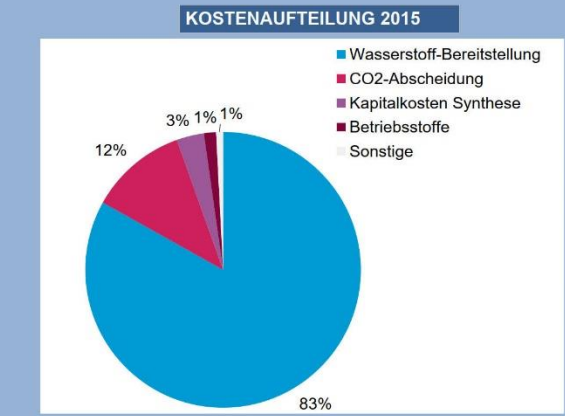
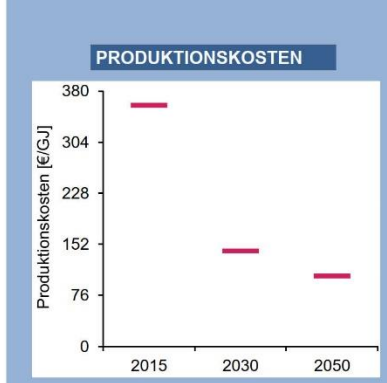
AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



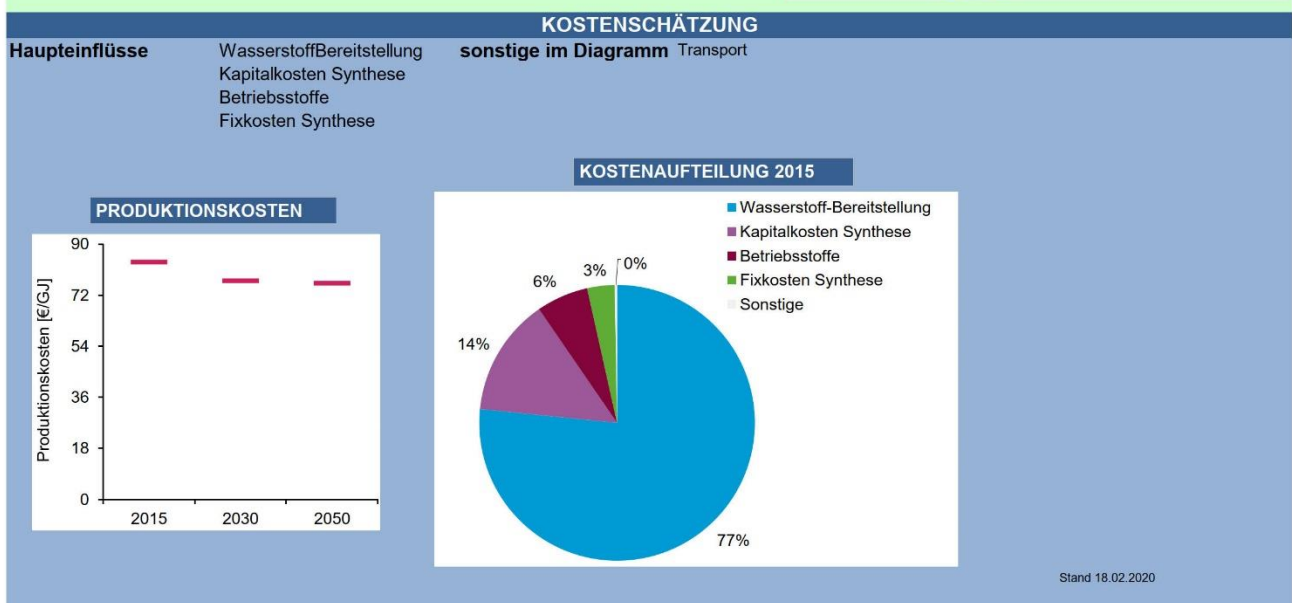
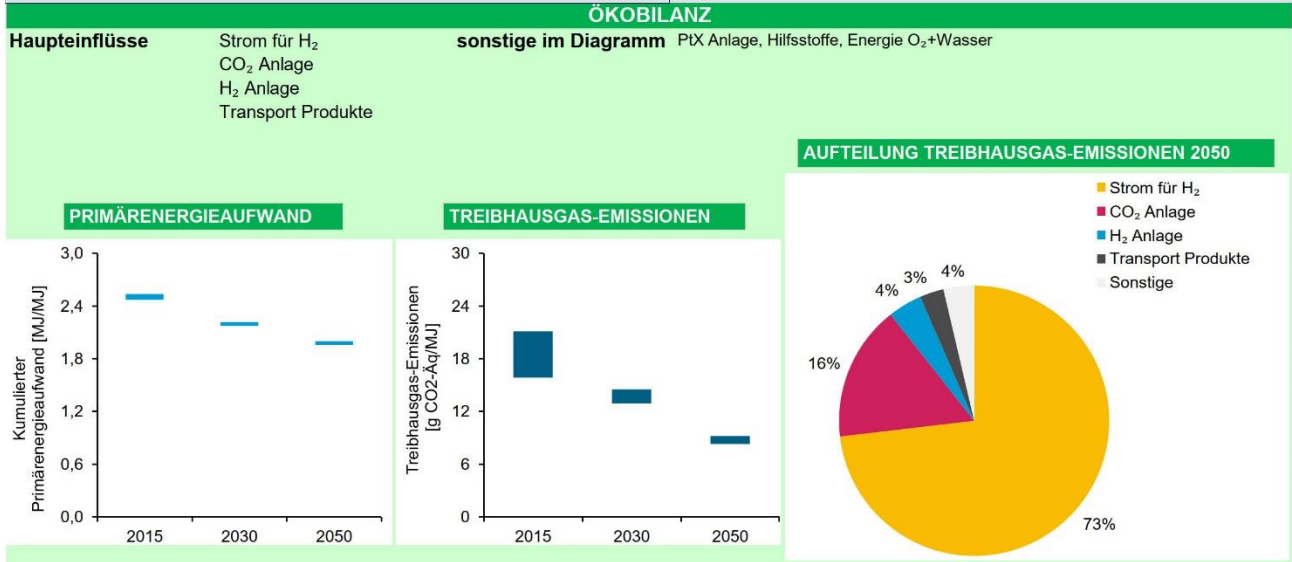
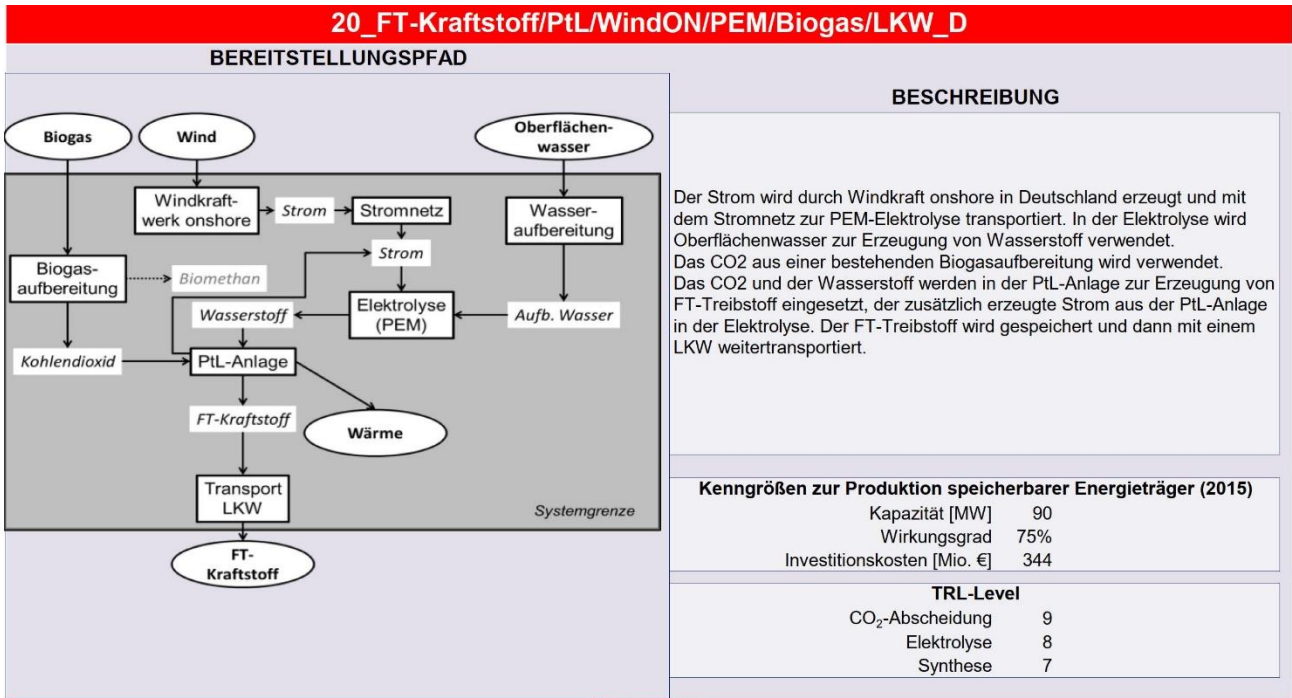
KOSTENSCHÄTZUNG

Haupteinflüsse Wasserstoffbereitstellung, CO₂Abscheidung, Kapitalkosten Synthese, Betriebsstoffe

sonstige im Diagramm Fixkosten Synthese, Transport

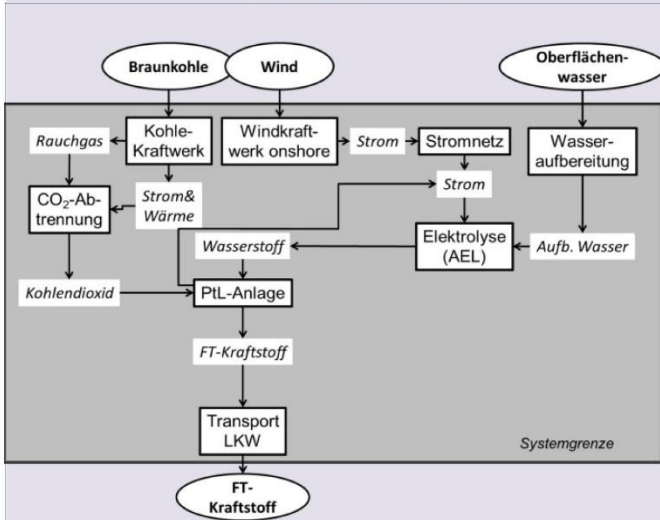


Stand 18.02.2020



21_FT-Kraftstoff/PtL/WindON/AEL/Braunkohle Kraftwerk/LKW_D

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird aus Windkraft onshore in Deutschland erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus dem Rauchgas eines Braunkohle-Kraftwerks abgeschieden, Strom und Wärme des Braunkohle-Kraftwerks werden genutzt. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtL-Anlage zur Erzeugung von FT-Treibstoff eingesetzt, der zusätzlich erzeugte Strom aus der PtL-Anlage in der Elektrolyse. Der FT-Treibstoff wird gespeichert und dann mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngrößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	75%
Investitionskosten [Mio. €]	344

TRL-Level

CO ₂ -Abscheidung	9
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBIANZ

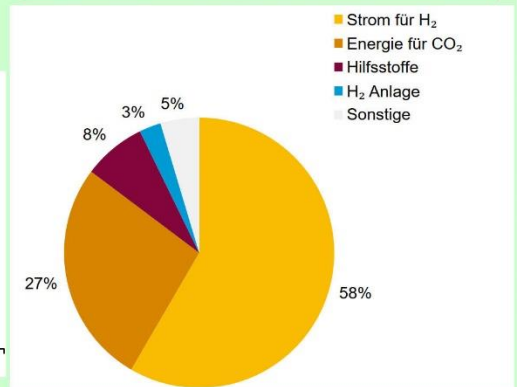
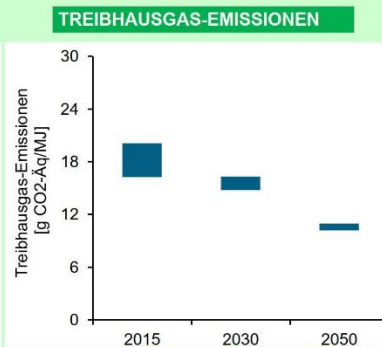
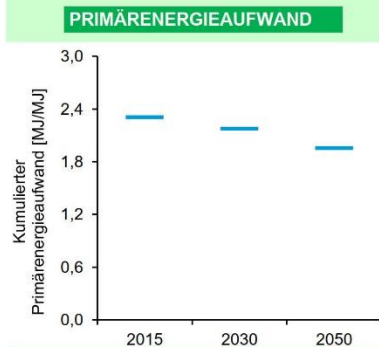
Haupteinflüsse

Strom für H₂
Energie für CO₂
Hilfsstoffe
H₂ Anlage

sonstige im Diagramm

Transport Produkte, PtX Anlage, CO₂ Anlage, Energie O₂+Wasser

AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



KOSTENSCHÄTZUNG

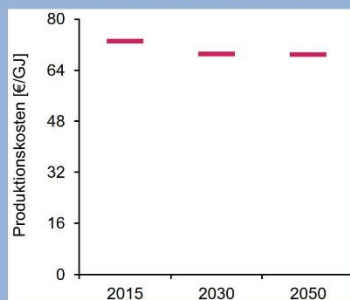
Haupteinflüsse

Wasserstoffbereitstellung
Kapitalkosten Synthese
Betriebsstoffe
Fixkosten Synthese

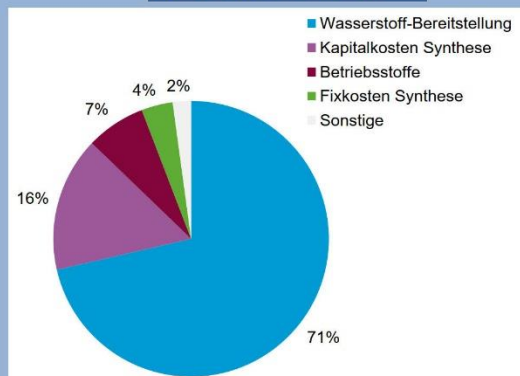
sonstige im Diagramm

CO₂Abscheidung, Transport

PRODUKTIONSKOSTEN

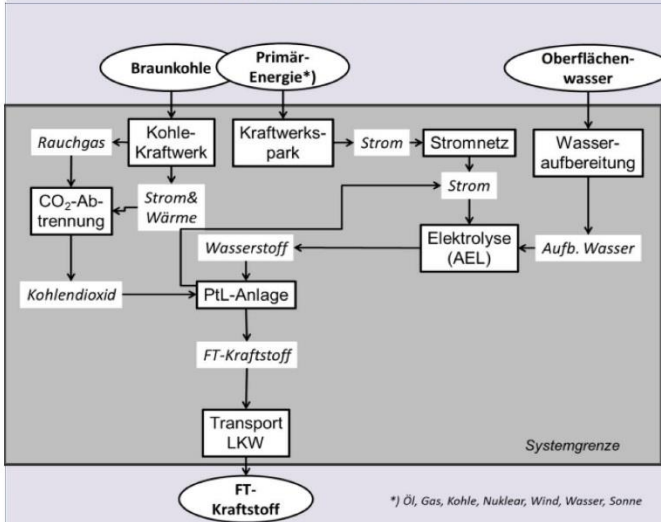


KOSTENAUFTEILUNG 2015



22_FT-Kraftstoff/PtL/Strommix/AEL/Braunkohle Kraftwerk/LKW_D

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird aus dem Strommix in Deutschland erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus dem Rauchgas eines Braunkohle-Kraftwerks abgeschieden, Strom und Wärme des Braunkohle-Kraftwerks werden genutzt. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtL-Anlage zur Erzeugung von FT-Treibstoff eingesetzt, der zusätzlich erzeugte Strom aus der PtL-Anlage in der Elektrolyse. Der FT-Treibstoff wird gespeichert und dann mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	75%
Investitionskosten [Mio. €]	344

TRL-Level

CO ₂ -Abscheidung	9
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBIANZ

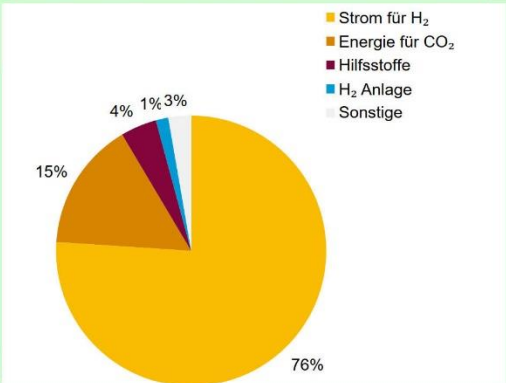
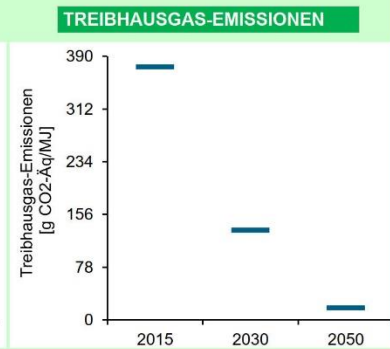
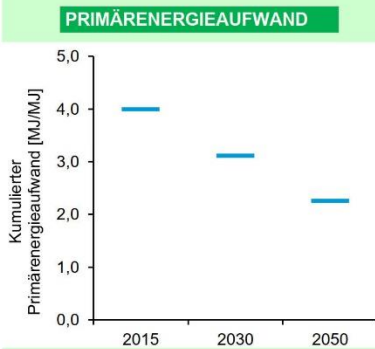
Haupteinflüsse

Strom für H₂
Energie für CO₂
Hilfsstoffe
H₂ Anlage

sonstige im Diagramm

Transport Produkte, PtX Anlage, CO₂ Anlage, Energie O₂+Wasser

AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



KOSTENSCHÄTZUNG

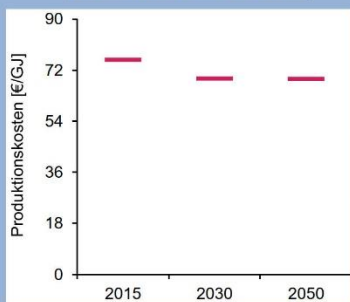
Haupteinflüsse

Wasserstoffbereitstellung
Kapitalkosten Synthese
Betriebsstoffe
Fixkosten Synthese

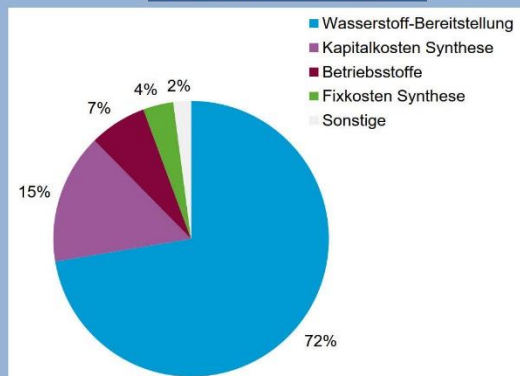
sonstige im Diagramm

CO₂Abscheidung, Transport

PRODUKTIONSKOSTEN

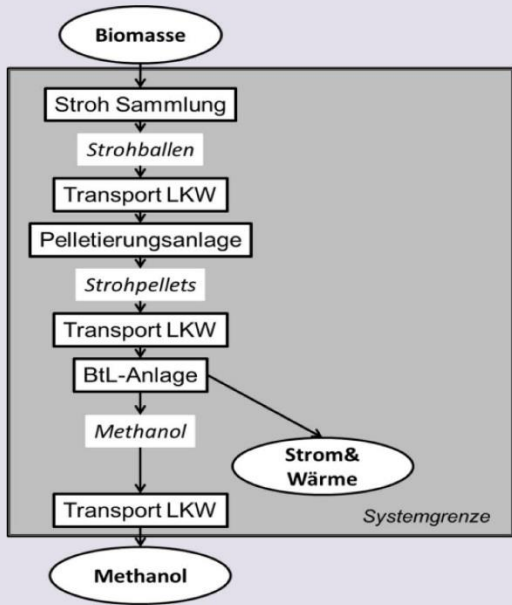


KOSTENAUFTEILUNG 2015



23_Methanol/BtL/Stroh/LKW_D

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Das Stroh aus dem Getreideanbau wird in Deutschland in Ballen gesammelt und zur Pelletieranlage gebracht. Die Stroh-Pellets werden zur BtL-Anlage transportiert. Die Strohpellets werden in der BtL-Anlage vergast und in Methanol umgewandelt. Der zusätzlich anfallende Strom und die anfallende Wärme werden genutzt. Das Methanol wird gespeichert und dann mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngroßen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	68%
Investitionskosten [Mio. €]	383

TRL-Level

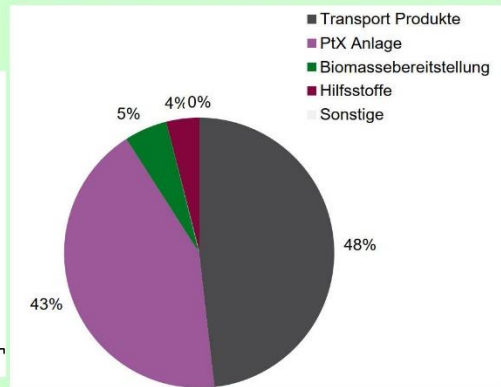
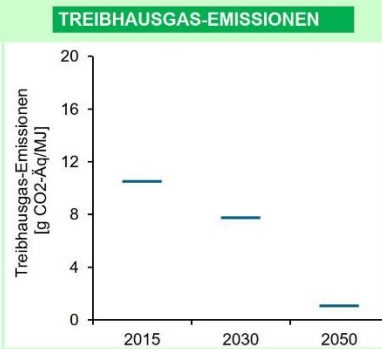
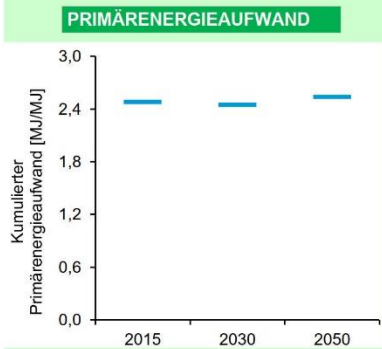
CO ₂ -Abscheidung	n.a.
Elektrolyse	n.a.
Synthese	8

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse Transport Produkte
PtX Anlage
Biomassebereitstellung
Hilfsstoffe

sonstige im Diagramm keine

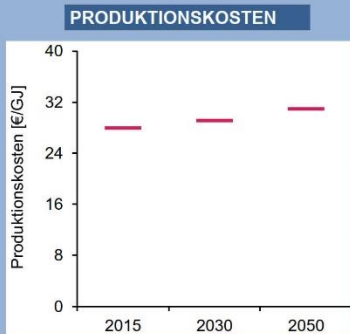
AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



KOSTENSCHÄTZUNG

Haupteinflüsse Kapitalkosten Synthese
Betriebsstoffe
Biomasse
Fixkosten Synthese

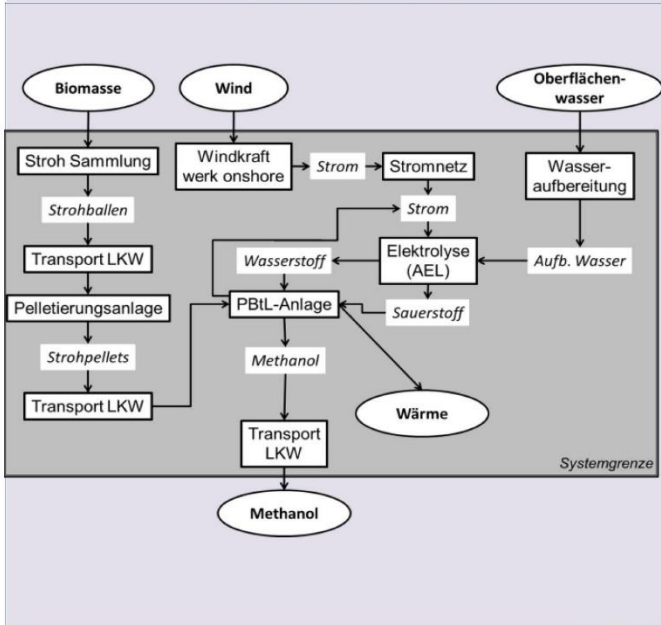
sonstige im Diagramm Transport Biomasse, Transport



Stand 18.02.2020

24_Methanol/PBtL/WindON/Stroh/AEL/LKW_D

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch Windkraft onshore in Deutschland erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet und der Sauerstoff in der Vergasung genutzt. Das Stroh aus dem Getreideanbau wird in Deutschland in Ballen gesammelt und zur Pelletieranlage gebracht. Die Stroh-Pellets werden zur BtL-Anlage transportiert. Das CO₂ wird aus der Vergasung von Stroh in der PBtL-Anlage gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PBtL-Anlage zur Erzeugung von Methanol eingesetzt, der entstehende Strom in der Elektrolyse. Die anfallende Wärme kann auch genutzt werden. Das Methanol wird gespeichert und dann mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngrößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	68%
Investitionskosten [Mio. €]	510

TRL-Level

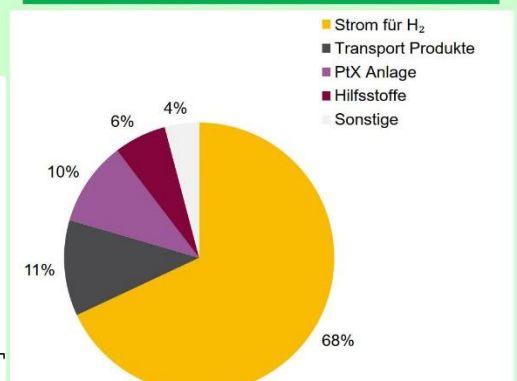
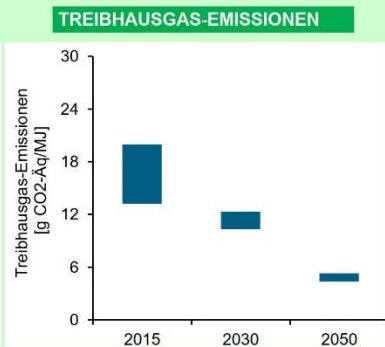
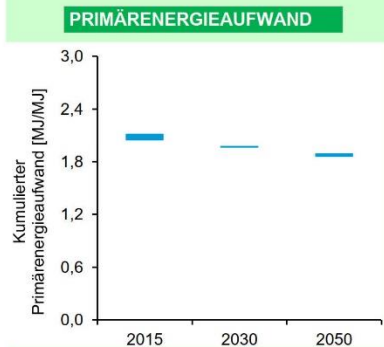
CO ₂ -Abscheidung	n.a.
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse
 Strom für H₂
 Transport Produkte
 PTX Anlage
 Hilfsstoffe

sonstige im Diagramm H₂ Anlage, Energie O₂+Wasser, Biomassebereitstellung

AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050

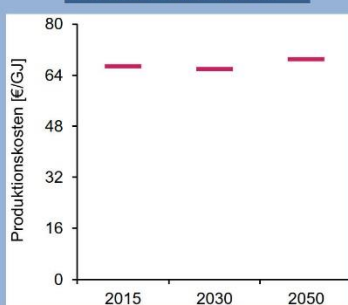


KOSTENSCHÄTZUNG

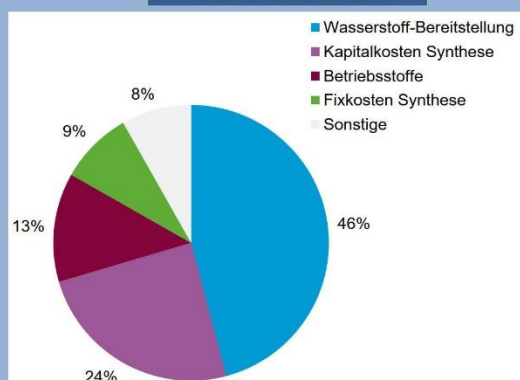
Haupteinflüsse
 Wasserstoffbereitstellung
 Kapitalkosten Synthese
 Betriebsstoffe
 Fixkosten Synthese

sonstige im Diagramm Biomasse, Transport Biomasse, Transport

PRODUKTIONSKOSTEN



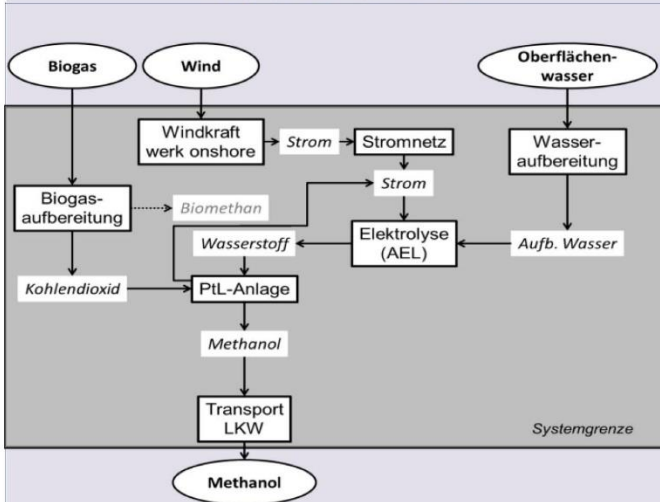
KOSTENAUFTEILUNG 2015



Stand 18.02.2020

25_Methanol/PtL/WindON/AEL/Biogas/LKW_D

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch Windkraft onshore in Deutschland erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ aus einer bestehenden Biogasaufbereitung wird verwendet. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtL-Anlage zur Erzeugung von Methanol eingesetzt, der erzeugte Strom geht in die Elektrolyse. Das Methanol wird gespeichert und dann mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngrößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	84%
Investitionskosten [Mio. €]	325

TRL-Level

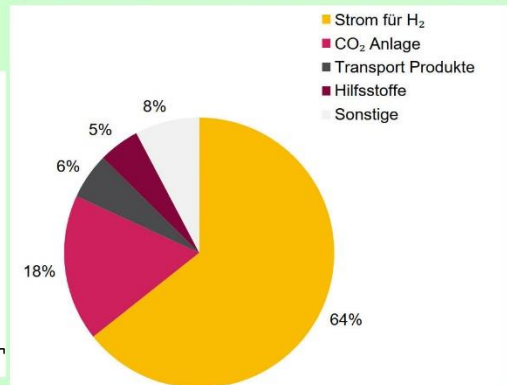
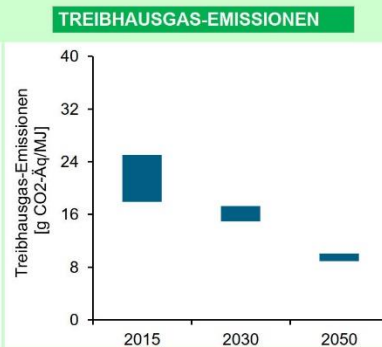
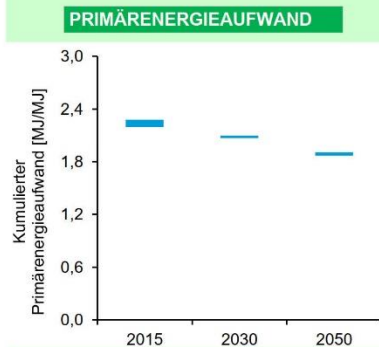
CO ₂ -Abscheidung	9
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse
Strom für H₂
CO₂ Anlage
Transport Produkte
Hilfsstoffe

sonstige im Diagramm PtX Anlage, H₂ Anlage, Energie O₂+Wasser, Energie für CO₂

AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050

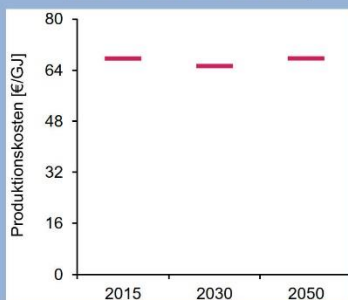


KOSTENSCHÄTZUNG

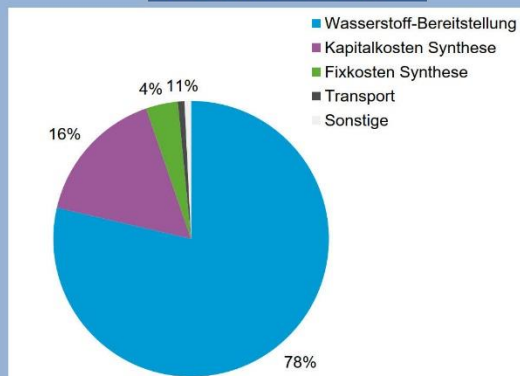
Haupteinflüsse
Wasserstoffbereitstellung
Kapitalkosten Synthese
Fixkosten Synthese
Transport

sonstige im Diagramm Betriebsstoffe

PRODUKTIONSKOSTEN

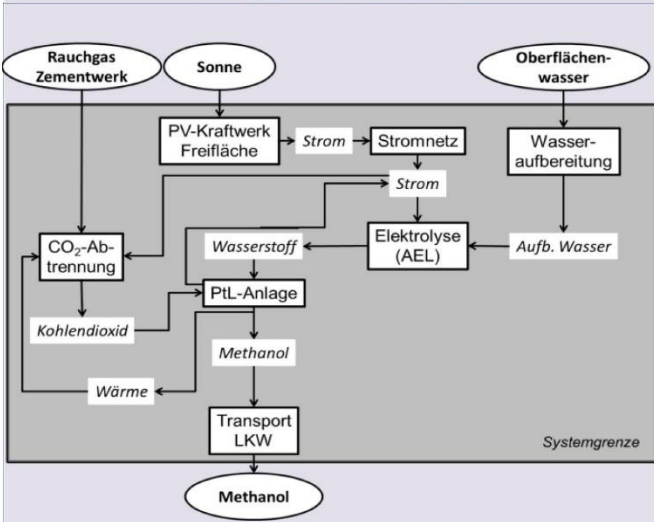


KOSTENAUFTEILUNG 2015



26_Methanol/PtL/PVfrei/AEL/Zement/LKW_D

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch PV auf Freiflächen in Deutschland erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus dem Rauchgas einer Zementfabrik unter Nutzung vom Strom aus PV gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtL-Anlage zur Erzeugung von Methanol eingesetzt, die entstehende Wärme wird in der CO₂-Abtrennung genutzt und der Strom in der Elektrolyse. Das Methanol wird gespeichert und dann mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngrößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	84%
Investitionskosten [Mio. €]	325

TRL-Level

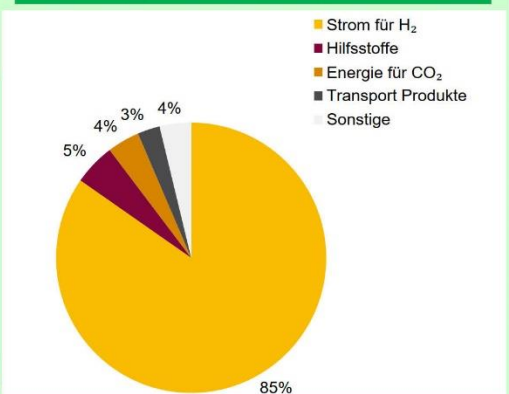
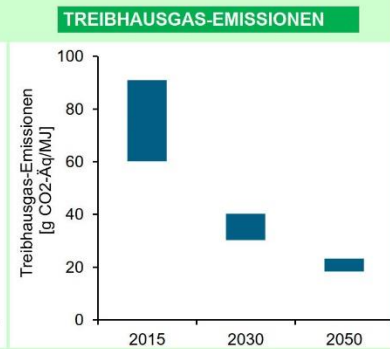
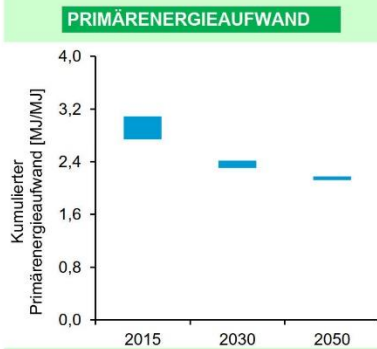
CO ₂ -Abscheidung	8
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse
 Strom für H₂
 Hilfsstoffe
 Energie für CO₂
 Transport Produkte

sonstige im Diagramm PtX Anlage, H₂ Anlage, Energie O₂+Wasser, CO₂ Anlage

AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050

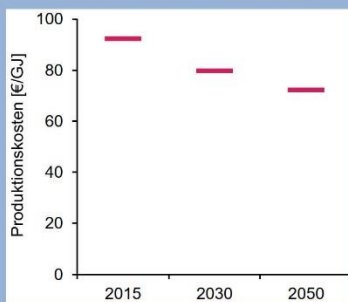


KOSTENSCHÄTZUNG

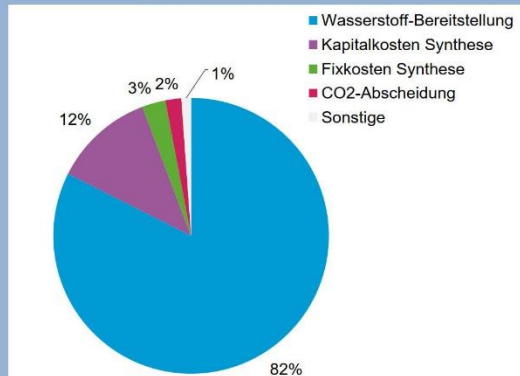
Haupteinflüsse
 Wasserstoffbereitstellung
 Kapitalkosten Synthese
 Fixkosten Synthese
 CO₂Abscheidung

sonstige im Diagramm Transport, Betriebsstoffe

PRODUKTIONSKOSTEN



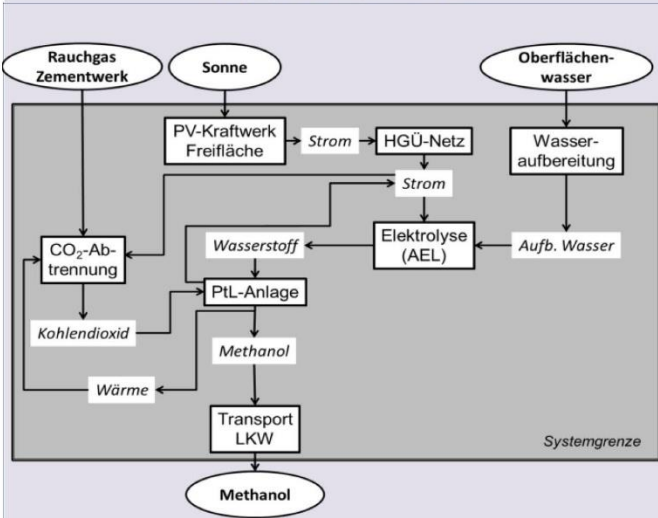
KOSTENAUFTEILUNG 2015



Stand 18.02.2020

27_Methanol/PtL/PVfrei/AEL/Zement/HGÜ+LKW_Saudi Arabien

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch PV auf Freiflächen in Saudi Arabien erzeugt und mit dem HGÜ-Stromnetz nach Deutschland zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus dem Rauchgas einer Zementfabrik unter Nutzung vom Strom aus PV gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtL-Anlage zur Erzeugung von Methanol eingesetzt, wobei die Wärme zur CO₂-Abtrennung und der Strom zur Elektrolyse verwendet werden. Das Methanol wird gespeichert und dann mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	84%
Investitionskosten [Mio. €]	325

TRL-Level

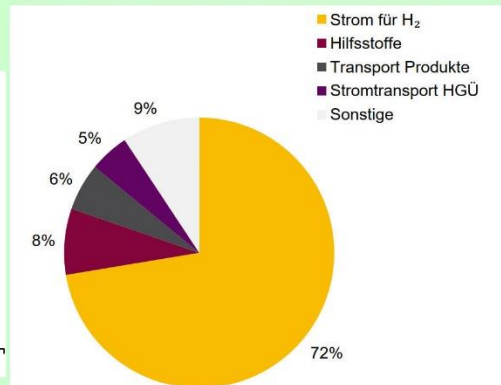
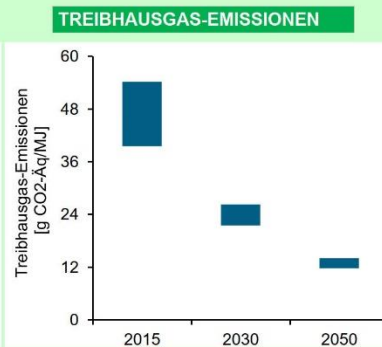
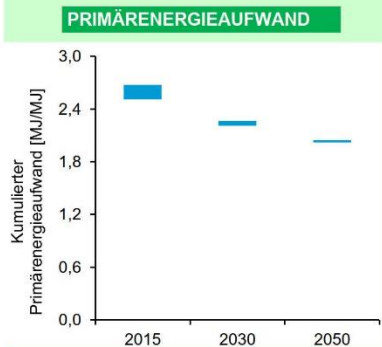
CO ₂ -Abscheidung	8
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse
 Strom für H₂
 Hilfsstoffe
 Transport Produkte
 Stromtransport HGÜ

sonstige im Diagramm PtX Anlage, Energie für CO₂, H₂ Anlage, Energie O₂+Wasser, CO₂ Anlage

AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050

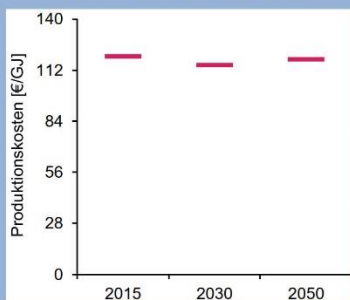


KOSTENSCHÄTZUNG

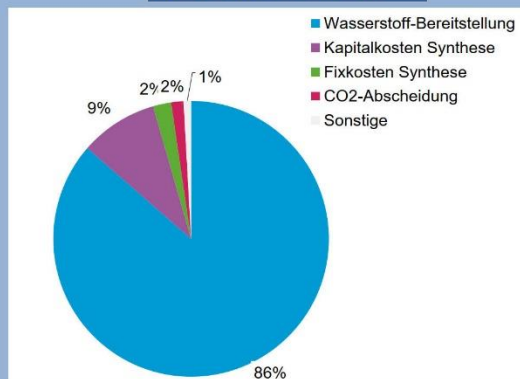
Haupteinflüsse
 Wasserstoffbereitstellung
 Kapitalkosten Synthese
 Fixkosten Synthese
 CO₂Abscheidung

sonstige im Diagramm Transport, Betriebsstoffe

PRODUKTIONSKOSTEN

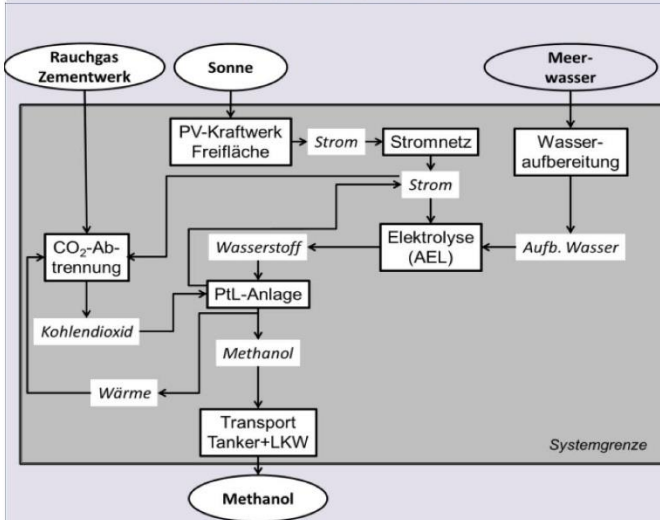


KOSTENAUFTEILUNG 2015



28_Methanol/PtL/PVfrei/AEL/Zement/Tanker+LKW_Saudi Arabien

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch PV auf Freiflächen in Saudi Arabien erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Meerwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus dem Rauchgas einer Zementfabrik unter Nutzung vom Strom aus PV gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtX-Anlage zur Erzeugung von Methanol eingesetzt, wobei die Wärme zur CO₂-Abtrennung und der Strom zur Elektrolyse genutzt werden. Das Methanol wird gespeichert, dann mit einem Tanker nach Deutschland gebracht und vor Ort mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	84%
Investitionskosten [Mio. €]	325

TRL-Level

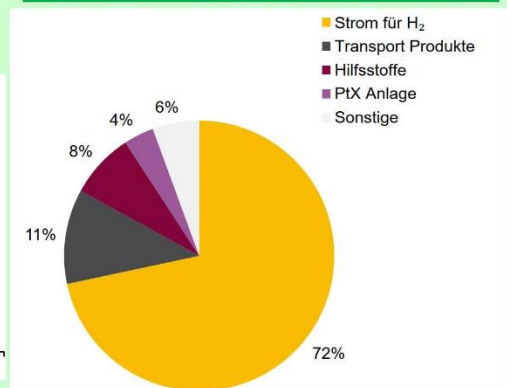
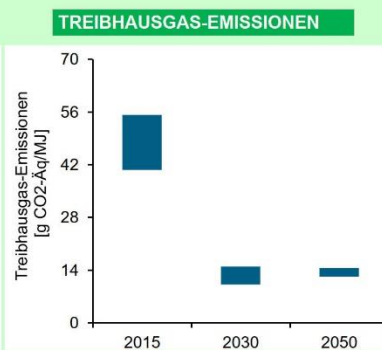
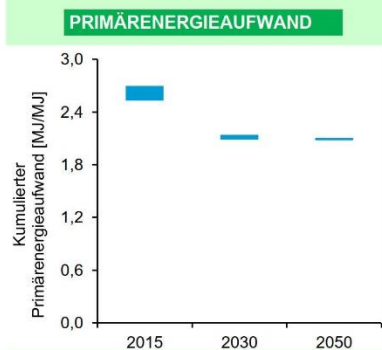
CO ₂ -Abscheidung	8
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse
Strom für H₂
Transport Produkte
Hilfsstoffe
PtX Anlage

sonstige im Diagramm Energie für CO₂, H₂ Anlage, Energie O₂+Wasser, CO₂ Anlage

AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050

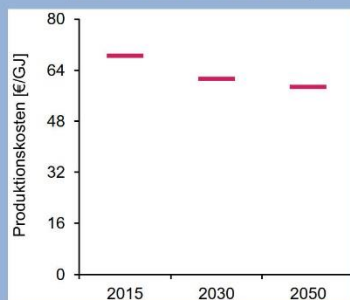


KOSTENSCHÄTZUNG

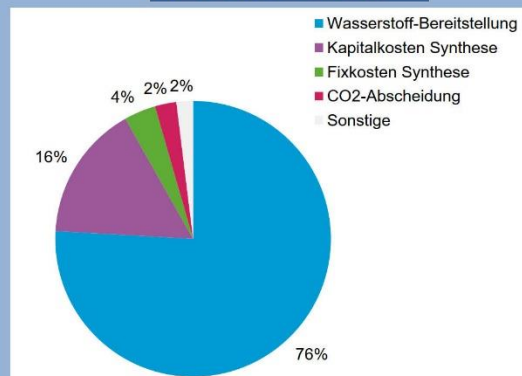
Haupteinflüsse
Wasserstoffbereitstellung
Kapitalkosten Synthese
Fixkosten Synthese
CO₂Abscheidung

sonstige im Diagramm Transport, Betriebsstoffe

PRODUKTIONSKOSTEN



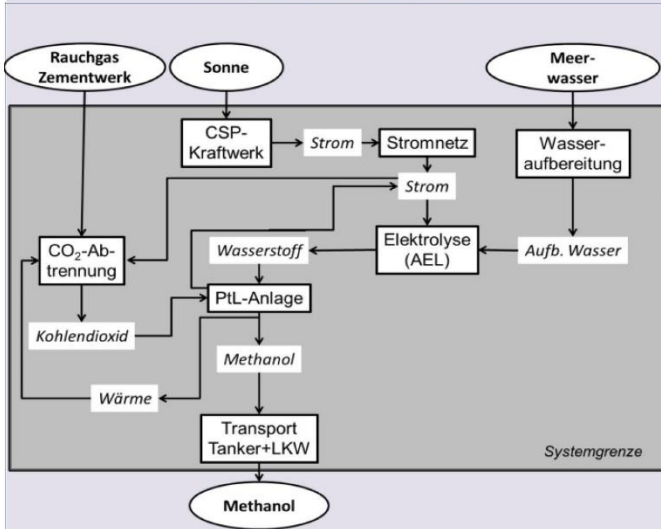
KOSTENAUFTEILUNG 2015



Stand 18.02.2020

29_Methanol/PtL/CSP/AEL/Zement/Tanker+LKW_Saudi Arabien

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch ein CSP-Kraftwerk in Saudi Arabien erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Meerwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus dem Rauchgas einer Zementfabrik unter Nutzung vom Strom aus dem CSP-Kraftwerk gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtL-Anlage zur Erzeugung von Methanol eingesetzt, wobei die Wärme zur CO₂-Abtrennung und der Strom zur Elektrolyse eingesetzt werden. Das Methanol wird gespeichert, dann mit einem Tanker nach Deutschland gebracht und vor Ort mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	84%
Investitionskosten [Mio. €]	325

TRL-Level

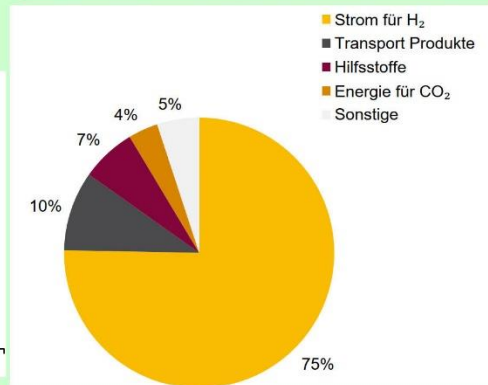
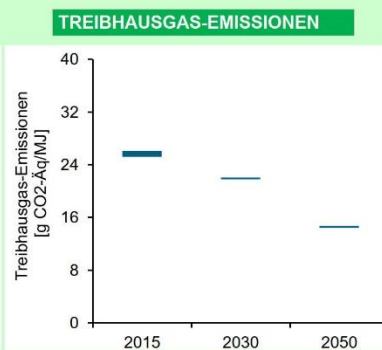
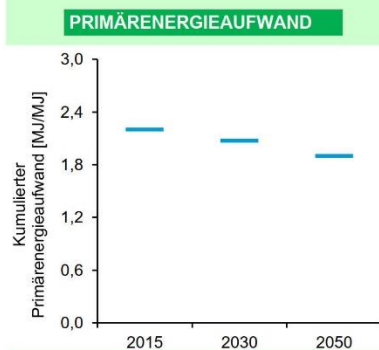
CO ₂ -Abscheidung	8
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse
 Strom für H₂
 Transport Produkte
 Hilfsstoffe
 Energie für CO₂

sonstige im Diagramm PtX Anlage, H₂ Anlage, Energie O₂+Wasser, CO₂ Anlage

AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050

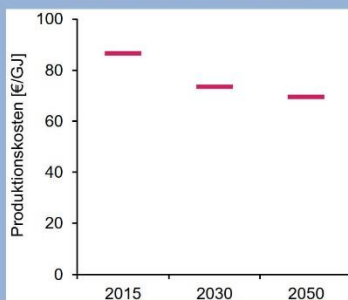


KOSTENSCHÄTZUNG

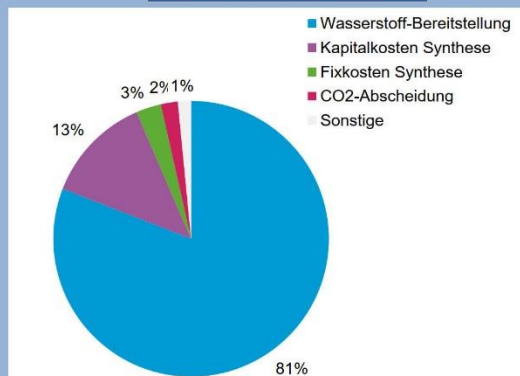
Haupteinflüsse
 Wasserstoffbereitstellung
 Kapitalkosten Synthese
 Fixkosten Synthese
 CO₂Abscheidung

sonstige im Diagramm Transport, Betriebsstoffe

PRODUKTIONSKOSTEN



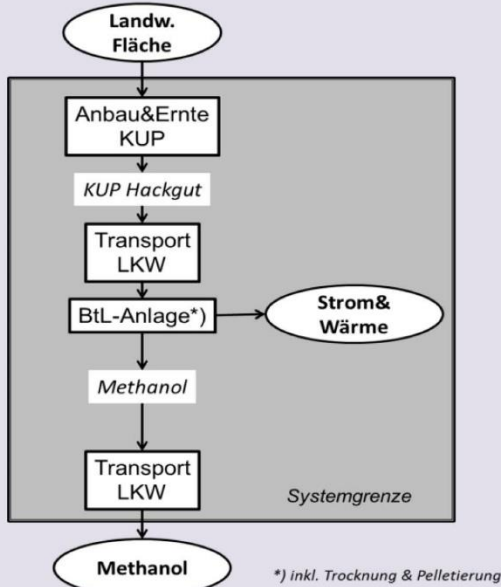
KOSTENAUFTEILUNG 2015



Stand 18.02.2020

30_Methanol/BtL/KUP Pellets/LKW_D

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

In Deutschland wird das Holz einer Kurzumtriebsplantage zur Herstellung von Hackgut verwendet. Dieses wird mit einem LKW zur BtL-Anlage transportiert. Die Biomasse wird in der BtL-Anlage zu Methanol vergast. Der zusätzlich anfallende Strom und die anfallende Wärme werden genutzt. Das Methanol wird gespeichert und dann mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngroßen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	68%
Investitionskosten [Mio. €]	383

TRL-Level

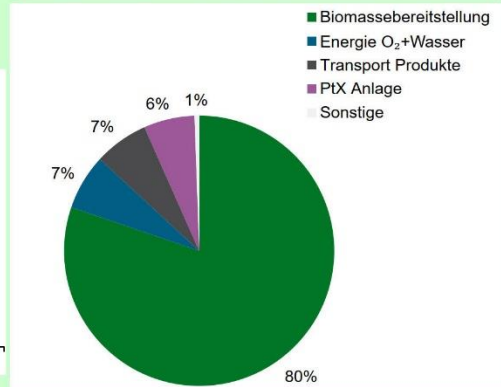
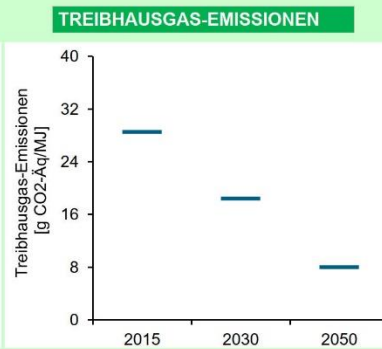
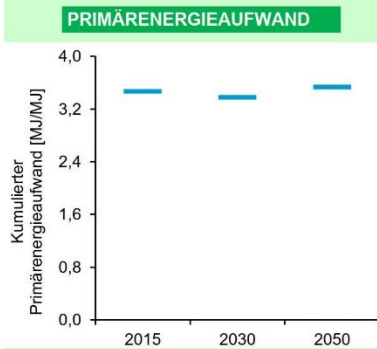
CO ₂ -Abscheidung	n.a.
Elektrolyse	n.a.
Synthese	8

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse Biomassebereitstellung
Energie O₂+Wasser
Transport Produkte
PTX Anlage

sonstige im Diagramm Hilfsstoffe

AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050

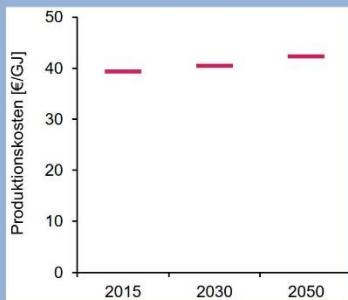


KOSTENSCHÄTZUNG

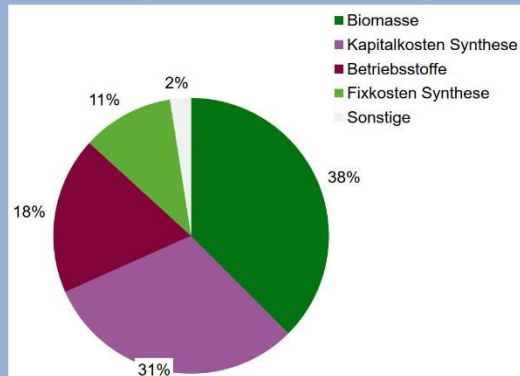
Haupteinflüsse Biomasse
Kapitalkosten Synthese
Betriebsstoffe
Fixkosten Synthese

sonstige im Diagramm Transport Biomasse, Transport

PRODUKTIONSKOSTEN

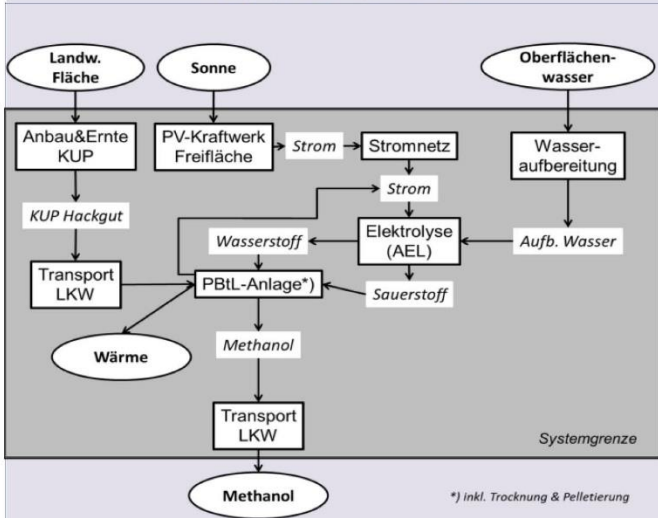


KOSTENAUFTEILUNG 2015



31_Methanol/PBtL/PVfrei/KUP Pellets/AEL/LKW_D

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch PV auf Freiflächen in Deutschland erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet und der Sauerstoff in der Vergasung in der PBtL-Anlage genutzt. In Deutschland wird das Holz einer Kurzumtriebsplantage zur Herstellung von Hackgut verwendet. Dieses wird mit einem LKW zur PBtL-Anlage transportiert. Das CO₂ wird aus der Vergasung von Pellets aus Kurzumtriebsplantagen in der PBtL-Anlage gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtL-Anlage zur Erzeugung von Methanol eingesetzt, wobei die anfallende Wärme genutzt werden kann. Der Strom wird in der Elektrolyse eingesetzt. Das Methanol wird gespeichert und dann mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	68%
Investitionskosten [Mio. €]	510

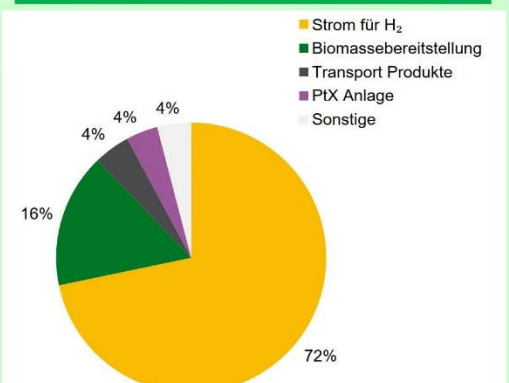
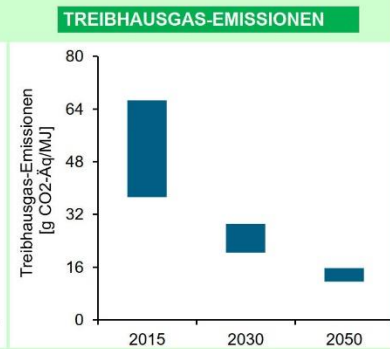
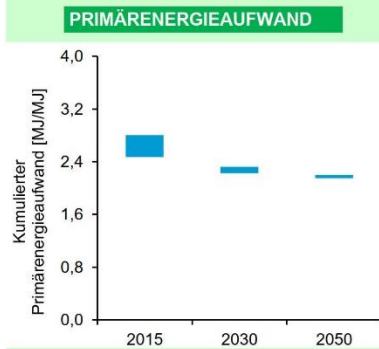
TRL-Level

CO ₂ -Abscheidung	n.a.
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse Strom für H₂, Biomassebereitstellung, Transport Produkte, PTX Anlage
sonstige im Diagramm Hilfsstoffe, H₂ Anlage, Energie O₂+Wasser

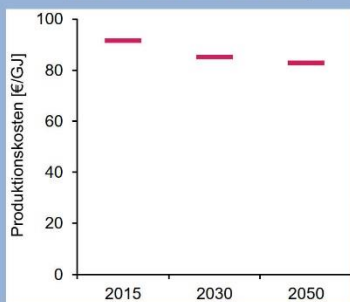
AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



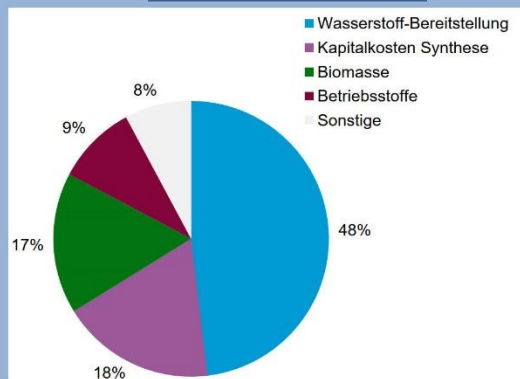
KOSTENSCHÄTZUNG

Haupteinflüsse Wasserstoffbereitstellung, Kapitalkosten Synthese, Biomasse, Betriebsstoffe
sonstige im Diagramm Fixkosten Synthese, Transport Biomasse, Transport

PRODUKTIONSKOSTEN

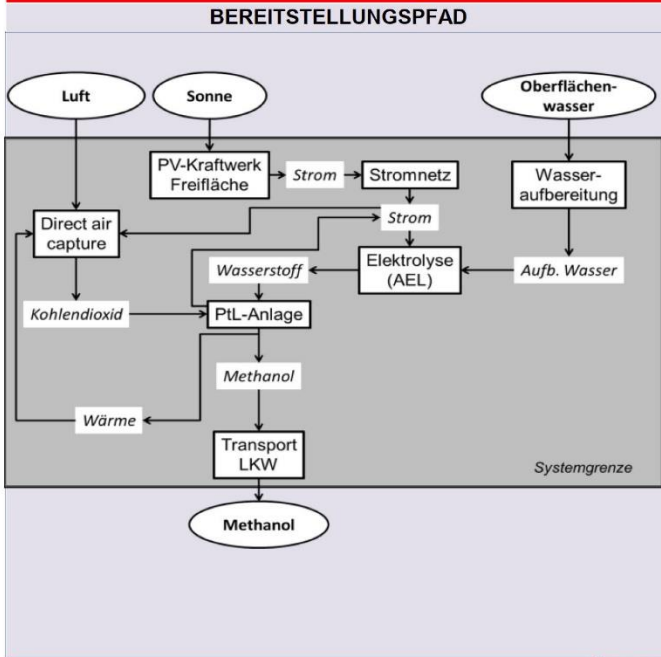


KOSTENAUFTEILUNG 2015



Stand 18.02.2020

32_Methanol/PtL/PVfrei/AEL/DAC/LKW_D



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch PV auf Freiflächen in Deutschland erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus der Luft (DAC) unter Nutzung vom Strom aus PV gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtL-Anlage zur Erzeugung von Methanol eingesetzt, wobei die Wärme in der DAC und der Strom in der Elektrolyse eingesetzt werden. Das Methanol wird gespeichert und dann mit einem LKW weitransportiert.

Kenngrößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	84%
Investitionskosten [Mio. €]	325

TRL-Level

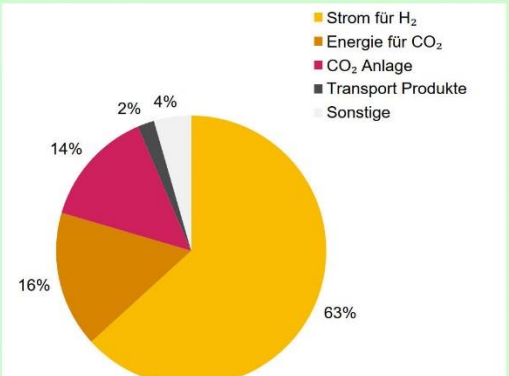
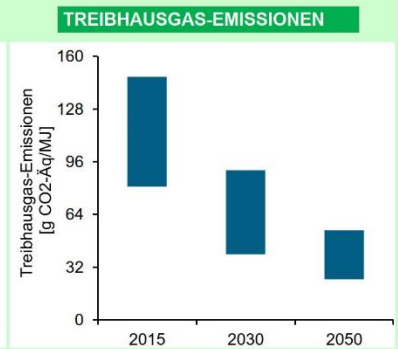
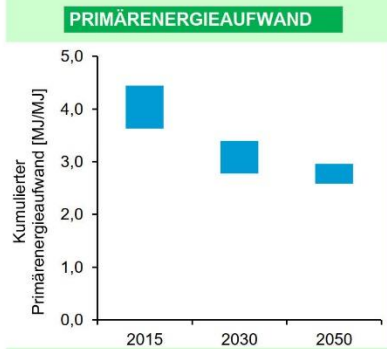
CO ₂ -Abscheidung	7
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse Strom für H₂, Energie für CO₂, CO₂ Anlage, Transport Produkte

sonstige im Diagramm PtX Anlage, Hilfsstoffe, H₂ Anlage, Energie O₂+Wasser

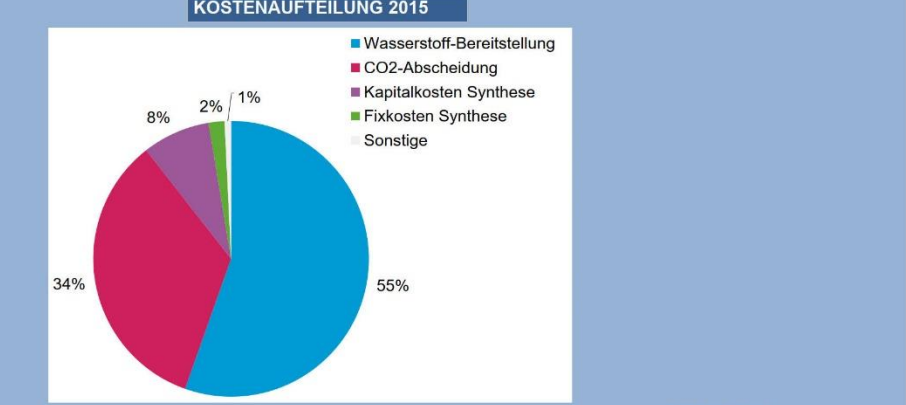
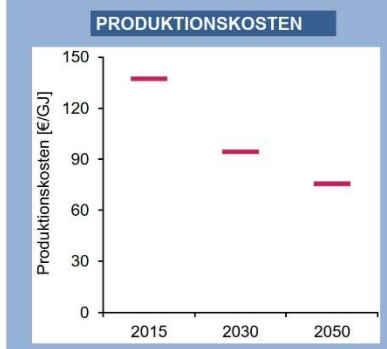
AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



KOSTENSCHÄTZUNG

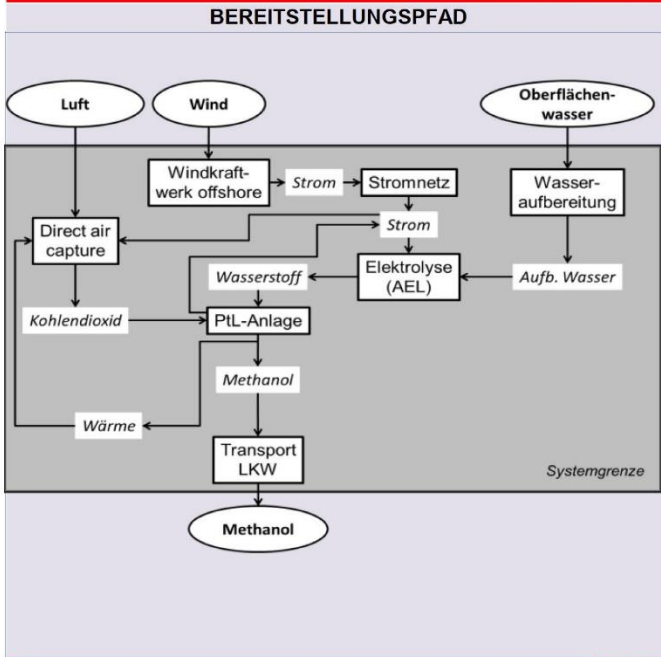
Haupteinflüsse Wasserstoffbereitstellung, CO₂Abscheidung, Kapitalkosten Synthese, Fixkosten Synthese

sonstige im Diagramm Transport, Betriebsstoffe



Stand 18.02.2020

33_Methanol/PtL/WindOFF/AEL/DAC/LKW_D



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch Windkraft offshore in Deutschland erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus der Luft (DAC) unter Nutzung vom Strom aus Wind gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtL-Anlage zur Erzeugung von Methanol eingesetzt, wobei die Wärme in der DAC und der Strom in der Elektrolyse eingesetzt werden. Das Methanol wird gespeichert und dann mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngrößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	84%
Investitionskosten [Mio. €]	325

TRL-Level

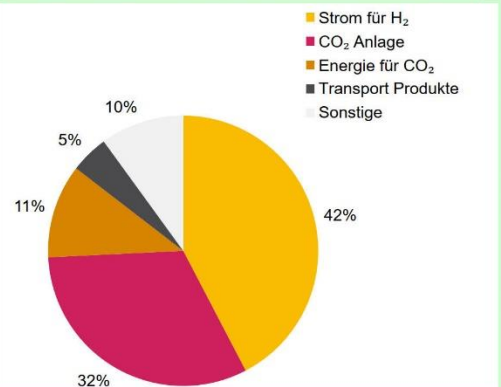
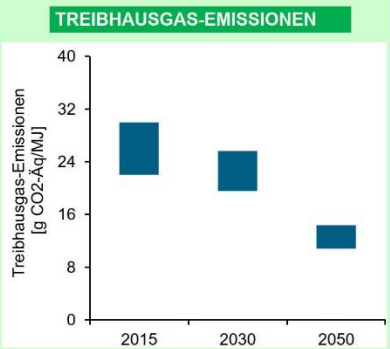
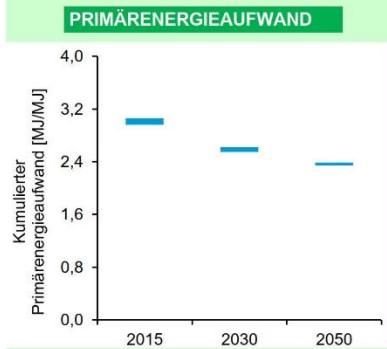
CO ₂ -Abscheidung	7
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse Strom für H₂, CO₂ Anlage, Energie für CO₂, Transport Produkte

sonstige im Diagramm PtX Anlage, Hilfsstoffe, H₂ Anlage, Energie O₂+Wasser

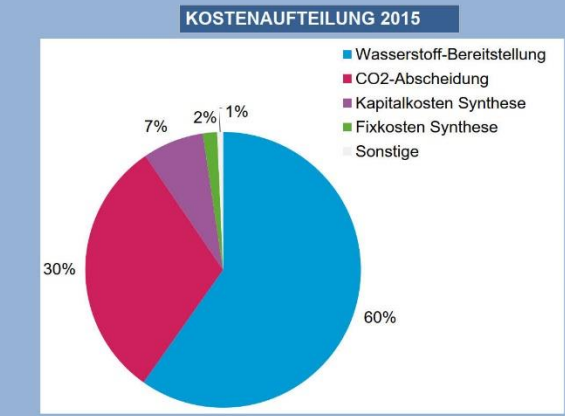
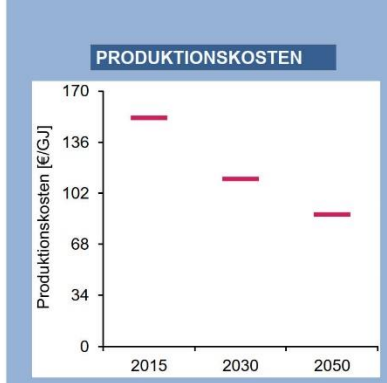
AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



KOSTENSCHÄTZUNG

Haupteinflüsse Wasserstoffbereitstellung, CO₂Abscheidung, Kapitalkosten Synthese, Fixkosten Synthese

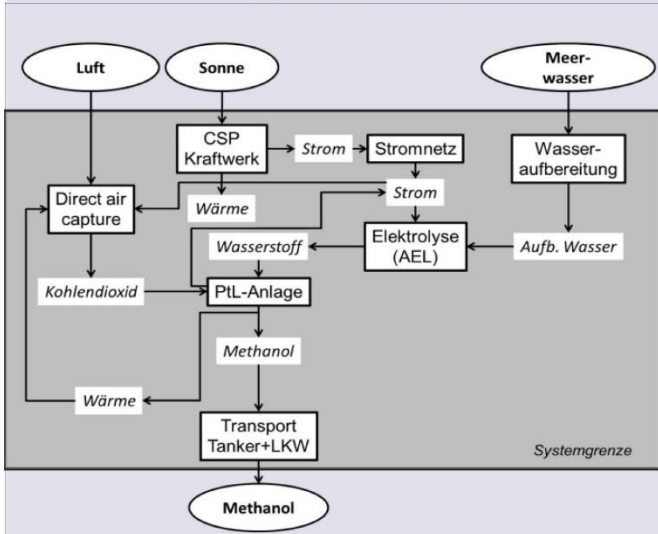
sonstige im Diagramm Transport, Betriebsstoffe



Stand 18.02.2020

34_Methanol/PtL/CSP/AEL/DAC/Tanker+LKW_Marokko

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch ein CSP-Kraftwerk in Marokko erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Meerwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus der Luft (DAC) unter Nutzung vom Strom aus dem CSP-Kraftwerk gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtL-Anlage zur Erzeugung von Methanol eingesetzt, wobei die Wärme in der DAC und der Strom in der Elektrolyse genutzt werden. Das Methanol wird gespeichert, dann mit einem Tanker nach Deutschland gebracht und vor Ort mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngrößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	84%
Investitionskosten [Mio. €]	325

TRL-Level

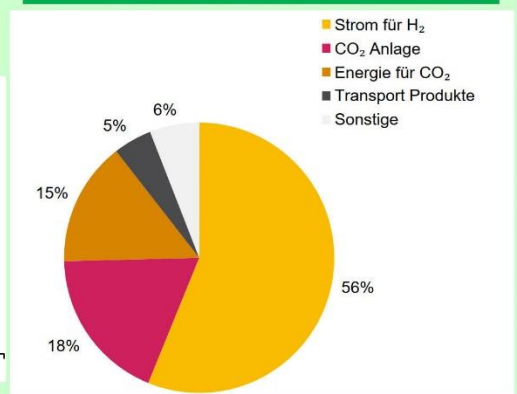
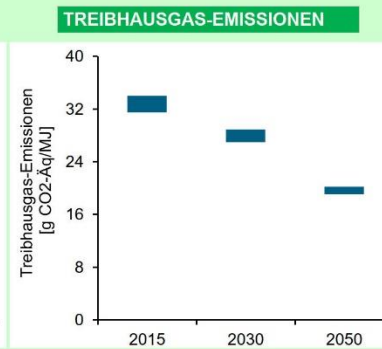
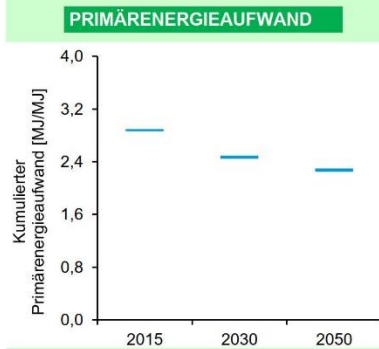
CO ₂ -Abscheidung	7
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse
 Strom für H₂
 CO₂ Anlage
 Energie für CO₂
 Transport Produkte

sonstige im Diagramm PtX Anlage, Hilfsstoffe, H₂ Anlage, Energie O₂+Wasser

AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050

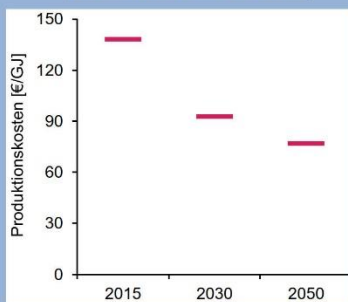


KOSTENSCHÄTZUNG

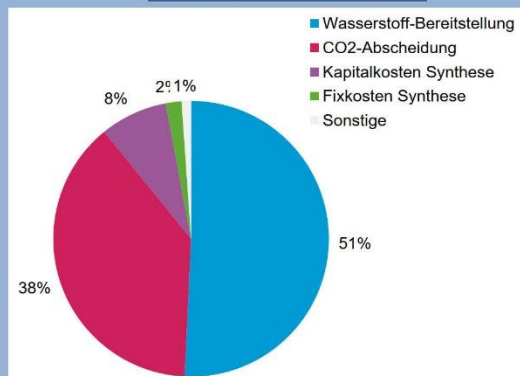
Haupteinflüsse
 Wasserstoffbereitstellung
 CO₂Abscheidung
 Kapitalkosten Synthese
 Fixkosten Synthese

sonstige im Diagramm Transport, Betriebsstoffe

PRODUKTIONSKOSTEN



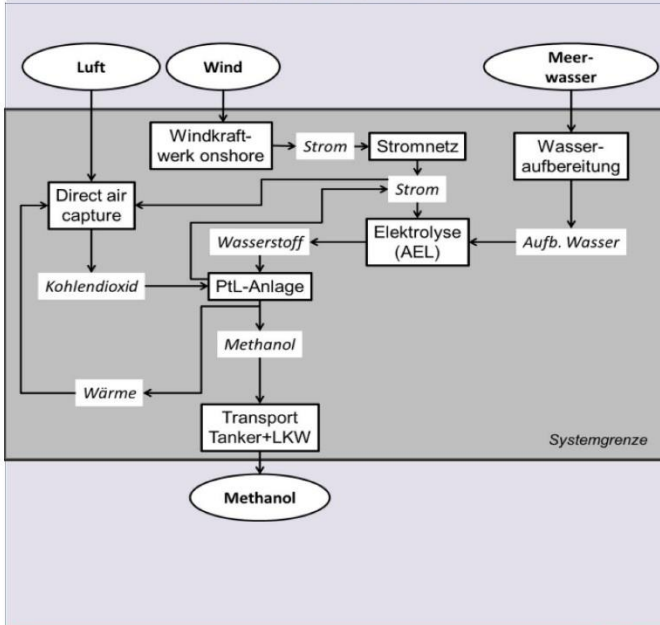
KOSTENAUFTEILUNG 2015



Stand 18.02.2020

35_Methanol/PtL/WindON/AEL/DAC/Tanker+LKW_Marokko

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch Windkraft onshore in Marokko erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Meerwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus der Luft (DAC) unter Nutzung vom Strom aus Wind gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtL-Anlage zur Erzeugung von Methanol eingesetzt, wobei die Wärme in der DAC und der Strom in der Elektrolyse genutzt werden. Das Methanol wird gespeichert, dann mit einem Tanker nach Deutschland gebracht und vor Ort mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngrößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	84%
Investitionskosten [Mio. €]	325

TRL-Level

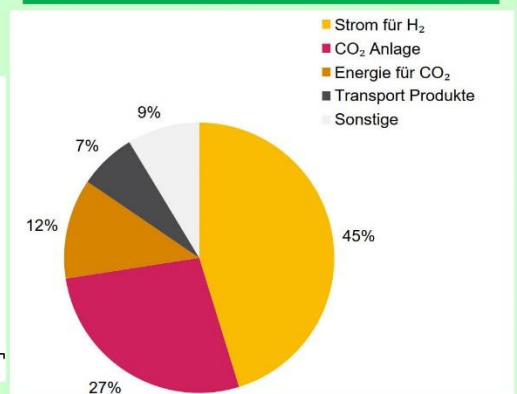
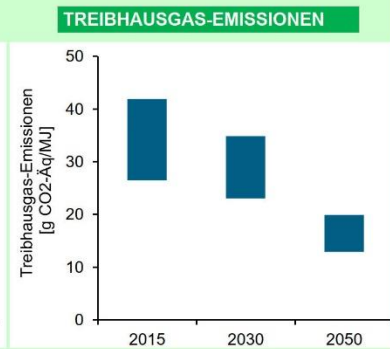
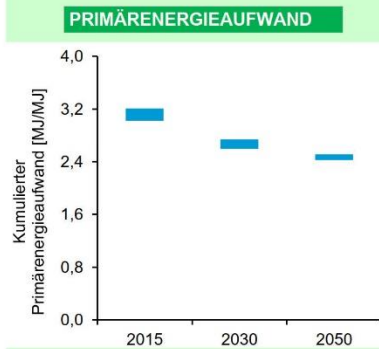
CO ₂ -Abscheidung	7
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse
 Strom für H₂
 CO₂ Anlage
 Energie für CO₂
 Transport Produkte

sonstige im Diagramm PtX Anlage, Hilfsstoffe, H₂ Anlage, Energie O₂+Wasser

AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050

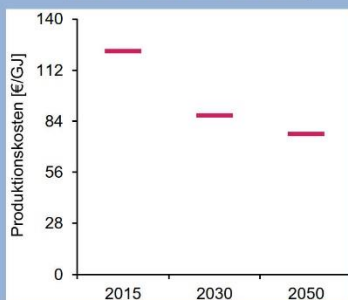


KOSTENSCHÄTZUNG

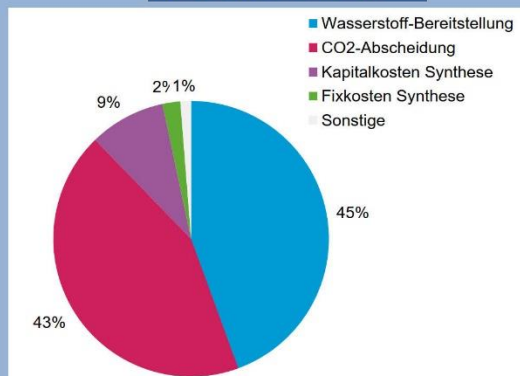
Haupteinflüsse
 Wasserstoffbereitstellung
 CO₂Abscheidung
 Kapitalkosten Synthese
 Fixkosten Synthese

sonstige im Diagramm Transport, Betriebsstoffe

PRODUKTIONSKOSTEN



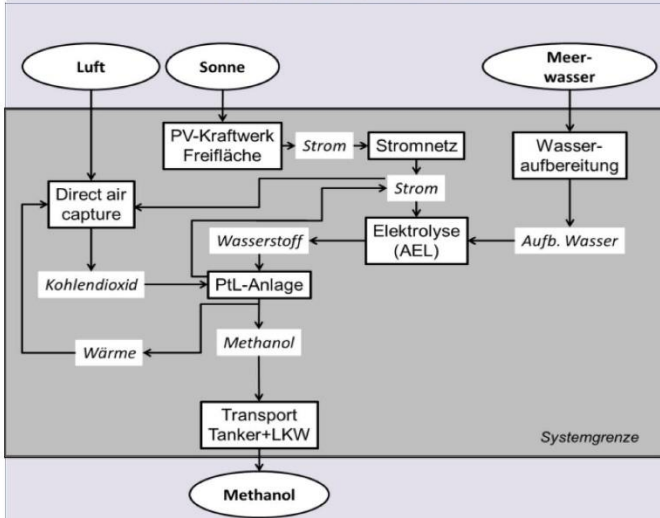
KOSTENAUFTEILUNG 2015



Stand 18.02.2020

36_Methanol/PtL/PVfrei/AEL/DAC/Tanker+LKW_Marokko

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch PV auf Freiflächen in Marokko erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Meerwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus der Luft (DAC) unter Nutzung vom Strom aus PV gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtL-Anlage zur Erzeugung von Methanol eingesetzt, wobei die Wärme in der DAC und der Strom in der Elektrolyse genutzt werden. Das Methanol wird gespeichert, dann mit einem Tanker nach Deutschland gebracht und vor Ort mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	84%
Investitionskosten [Mio. €]	325

TRL-Level

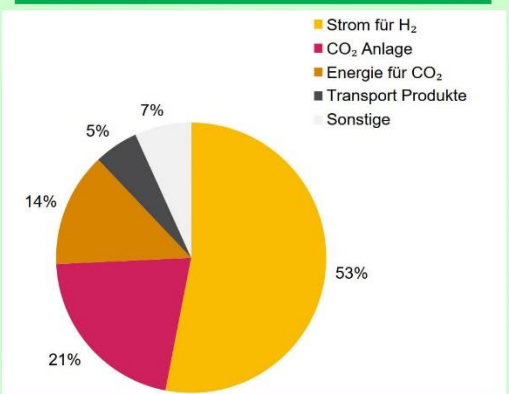
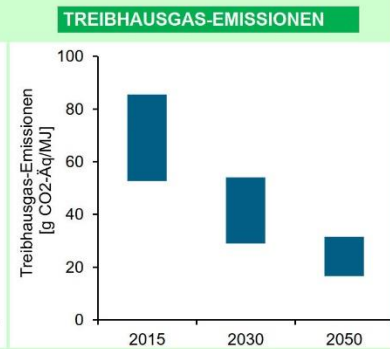
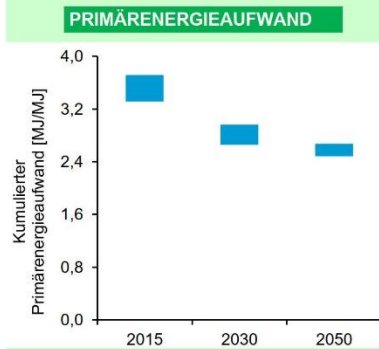
CO ₂ -Abscheidung	7
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse
 Strom für H₂
 CO₂ Anlage
 Energie für CO₂
 Transport Produkte

sonstige im Diagramm PtX Anlage, Hilfsstoffe, H₂ Anlage, Energie O₂+Wasser

AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050

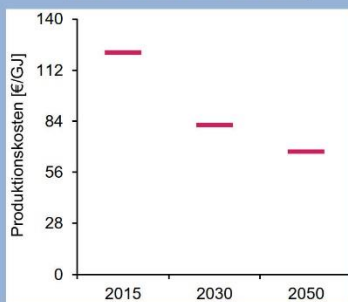


KOSTENSCHÄTZUNG

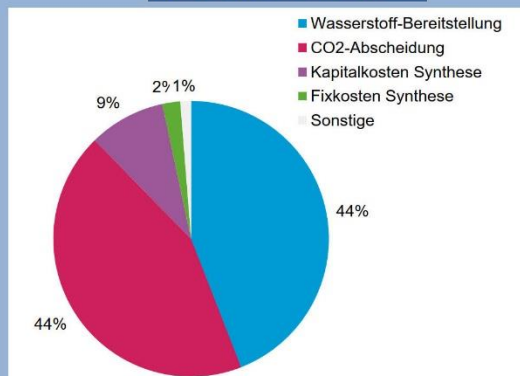
Haupteinflüsse
 Wasserstoffbereitstellung
 CO₂Abscheidung
 Kapitalkosten Synthese
 Fixkosten Synthese

sonstige im Diagramm Transport, Betriebsstoffe

PRODUKTIONSKOSTEN

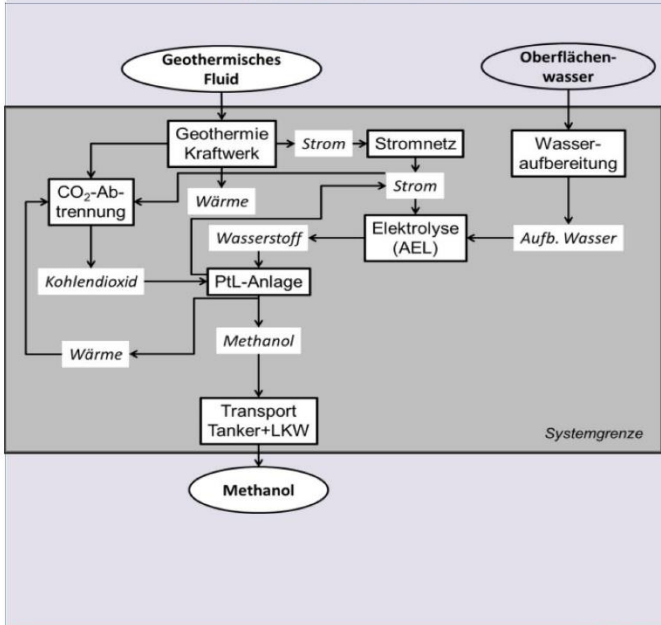


KOSTENAUFTEILUNG 2015



37_Methanol/PtL/Geothermie/AEL/Geothermie/Tanker+LKW_Island

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird in einem Geothermie-Kraftwerk in Island erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus dem geothermischen Fluid unter Einsatz von Wärme und Strom aus der Geothermie gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtL-Anlage zur Erzeugung von Methanol eingesetzt. Der anfallende Strom wird in der Elektrolyse eingesetzt. Das Methanol wird gespeichert, dann mit einem Tanker nach Deutschland gebracht und vor Ort mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	84%
Investitionskosten [Mio. €]	325

TRL-Level

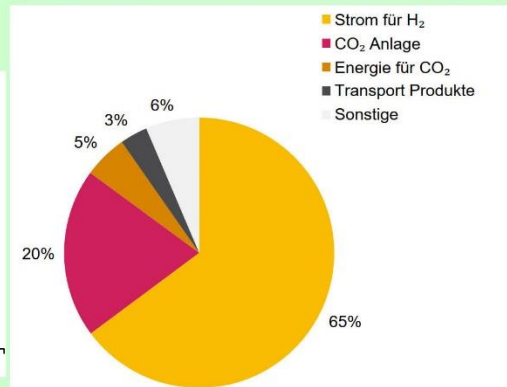
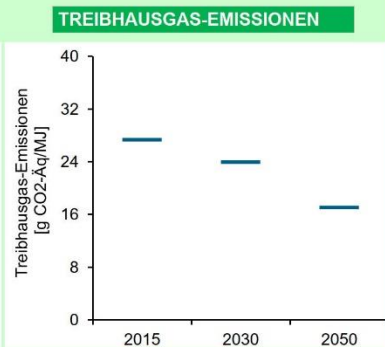
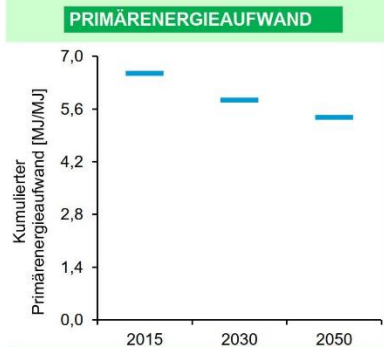
CO ₂ -Abscheidung	7
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse
 Strom für H₂
 CO₂ Anlage
 Energie für CO₂
 Transport Produkte

sonstige im Diagramm PtX Anlage, Hilfsstoffe, H₂ Anlage, Energie O₂+Wasser

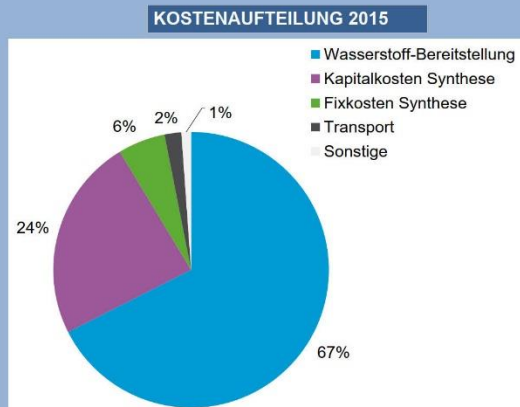
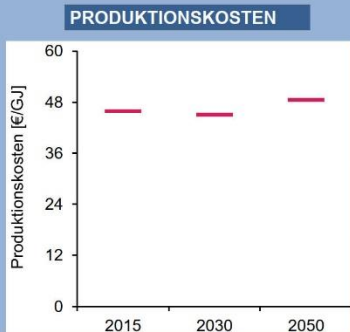
AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



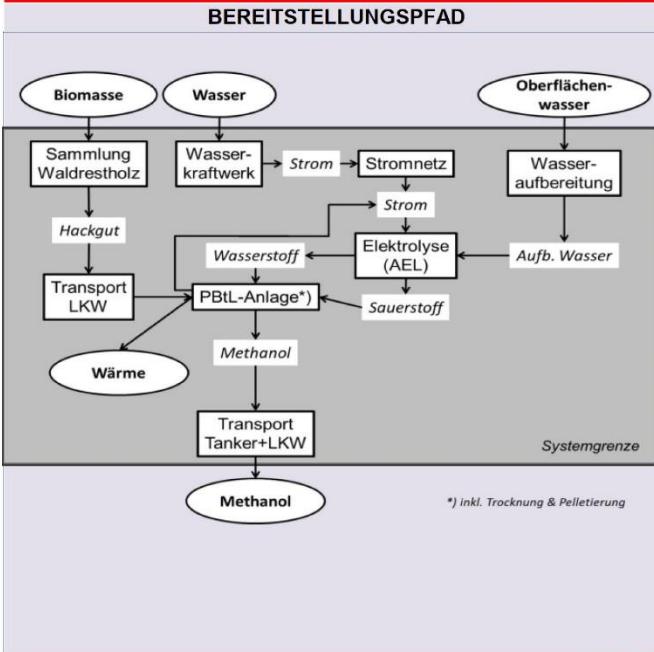
KOSTENSCHÄTZUNG

Haupteinflüsse
 Wasserstoffbereitstellung
 Kapitalkosten Synthese
 Fixkosten Synthese
 Transport

sonstige im Diagramm Betriebsstoffe



38_Methanol/PBtL/Wasser/Waldrestholz/AEL/Tanker+LKW_Schweden



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch Wasserkraft in Schweden erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet und der Sauerstoff in der Vergasung genutzt. Das Waldrestholz wird gesammelt und mit dem LKW zur PBtL-Anlage gebracht. Das CO₂ wird aus der Vergasung des Waldrestholzes in der PBtL-Anlage gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PBtL-Anlage zur Erzeugung von Methanol eingesetzt, wobei die anfallende Wärme genutzt werden kann. Der anfallende Strom wird in der Elektrolyse eingesetzt. Das Methanol wird gespeichert, dann mit einem Tanker nach Deutschland gebracht und vor Ort mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngrößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	68%
Investitionskosten [Mio. €]	510

TRL-Level

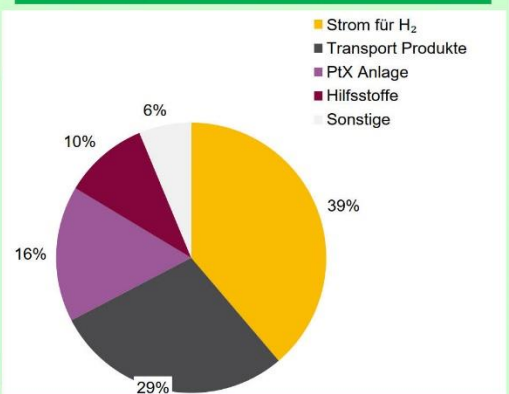
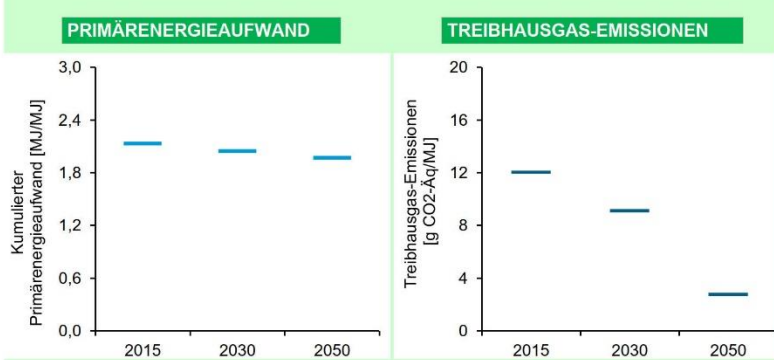
CO ₂ -Abscheidung	n.a.
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse Strom für H₂
Transport Produkte
PTX Anlage
Hilfsstoffe

sonstige im Diagramm H₂ Anlage, Biomassebereitstellung, Energie O₂+Wasser

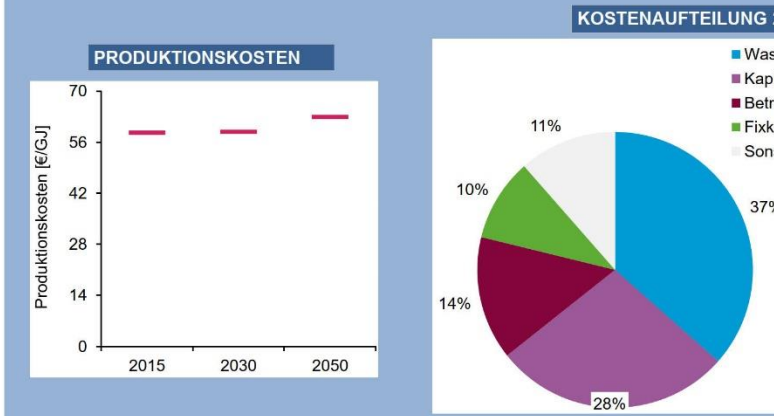
AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



KOSTENSCHÄTZUNG

Haupteinflüsse Wasserstoffbereitstellung
Kapitalkosten Synthese
Betriebsstoffe
Fixkosten Synthese

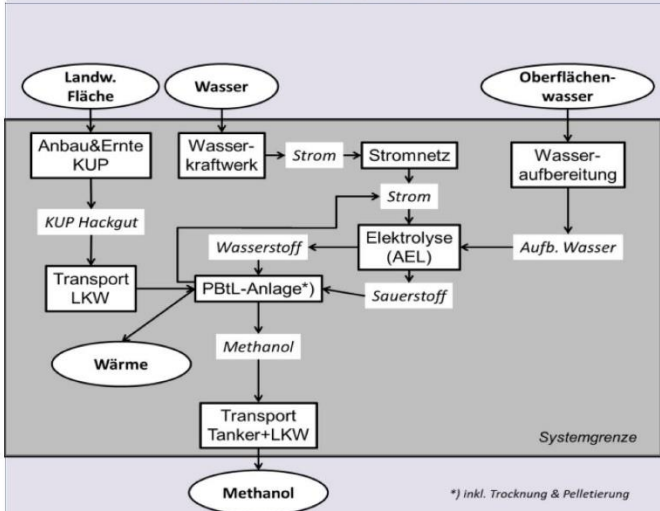
sonstige im Diagramm Biomasse, Transport, Transport Biomasse



Stand 18.02.2020

39_Methanol/PbTL/Wasser/KUP Pellets/AEL/Tanker+LKW_Schweden

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch Wasserkraft in Schweden erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet, der Sauerstoff in der PbTL-Anlage genutzt. In Schweden wird das Holz einer Kurzumtriebsplantage zur Herstellung von Hackgut verwendet. Dieses wird mit einem LKW zur PbTL-Anlage transportiert. Das CO₂ wird aus der Vergasung von Pellets aus Kurzumtriebsplantagen in der PbTL-Anlage gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PbTL-Anlage zur Erzeugung von Methanol eingesetzt, wobei die anfallende Wärme genutzt werden kann. Der anfallende Strom wird in der Elektrolyse eingesetzt. Das Methanol wird gespeichert, dann mit einem Tanker nach Deutschland gebracht und vor Ort mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	68%
Investitionskosten [Mio. €]	510

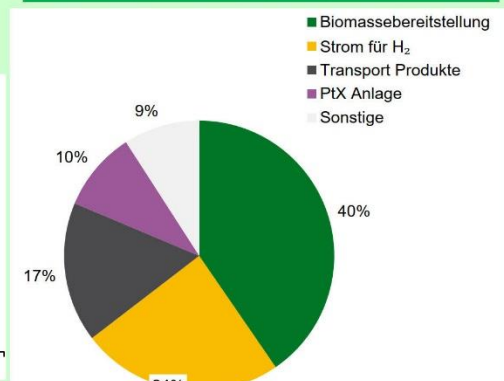
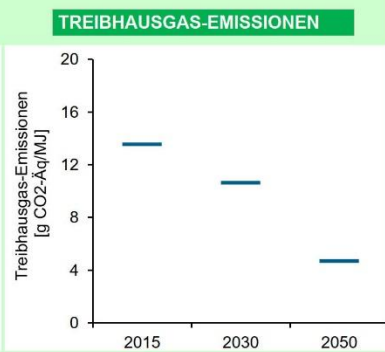
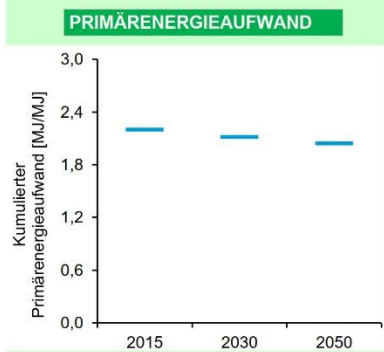
TRL-Level

CO ₂ -Abscheidung	n.a.
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse Biomassebereitstellung
Strom für H₂
Transport Produkte
PTX Anlage
sonstige im Diagramm Hilfsstoffe, H₂ Anlage, Energie O₂+Wasser

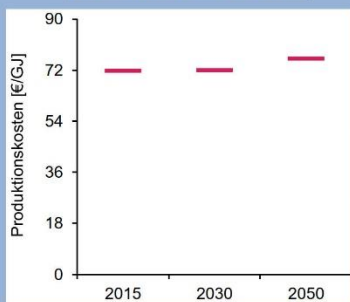
AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



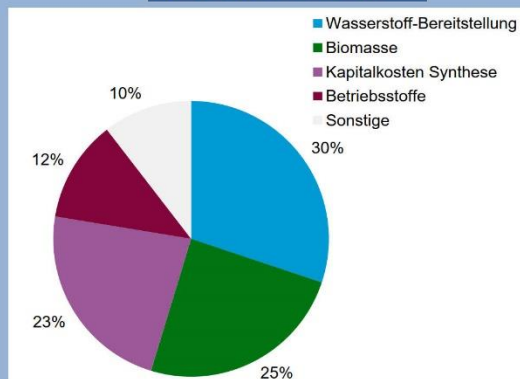
KOSTENSCHÄTZUNG

Haupteinflüsse Wasserstoffbereitstellung
Biomasse
Kapitalkosten Synthese
Betriebsstoffe
sonstige im Diagramm Fixkosten Synthese, Transport, Transport Biomasse

PRODUKTIONSKOSTEN



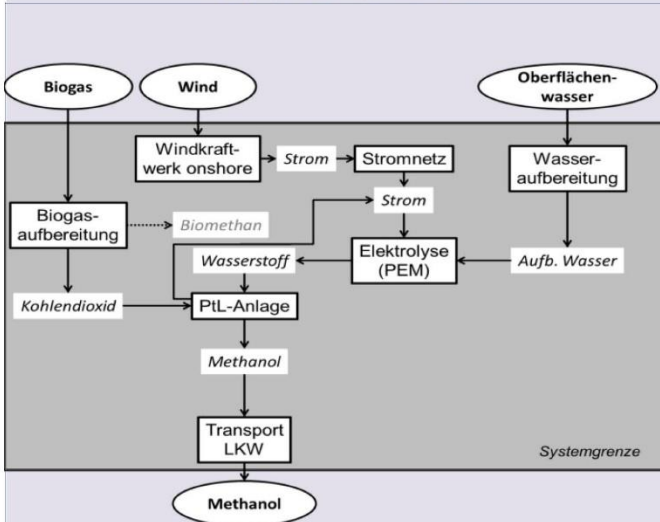
KOSTENAUFTEILUNG 2015



Stand 18.02.2020

40_Methanol/PtL/WindON/PEM/Biogas/LKW_D

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch Windkraft onshore in Deutschland erzeugt und mit dem Stromnetz zur PEM-Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ aus einer bestehenden Biogasaufbereitung wird verwendet. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtL-Anlage zur Erzeugung von Methanol eingesetzt. Der anfallende Strom wird in der Elektrolyse eingesetzt. Das Methanol wird gespeichert und dann mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngrößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	84%
Investitionskosten [Mio. €]	325

TRL-Level

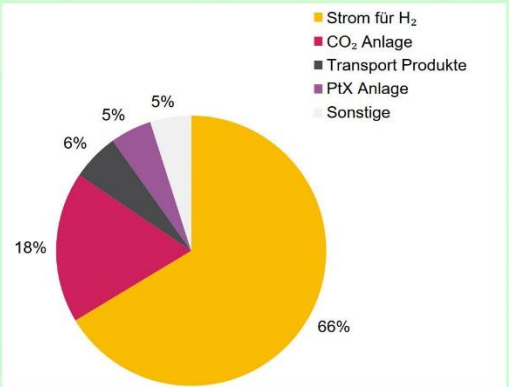
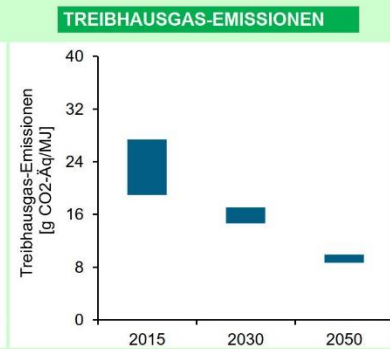
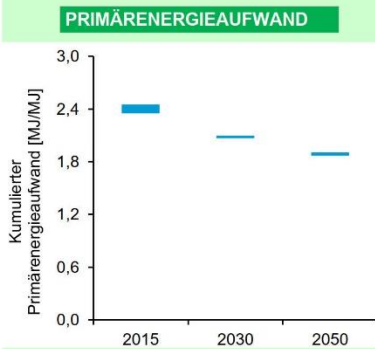
CO ₂ -Abscheidung	9
Elektrolyse	8
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse
 Strom für H₂
 CO₂ Anlage
 Transport Produkte
 PtX Anlage

sonstige im Diagramm H₂ Anlage, Hilfsstoffe, Energie O₂+Wasser, Energie für CO₂

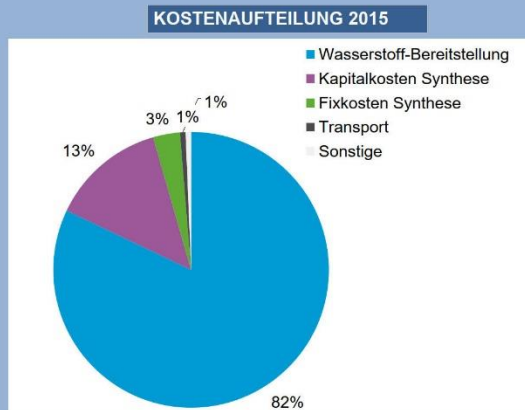
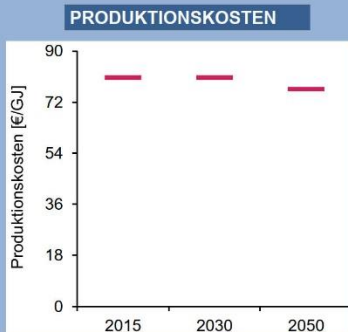
AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



KOSTENSCHÄTZUNG

Haupteinflüsse
 Wasserstoffbereitstellung
 Kapitalkosten Synthese
 Fixkosten Synthese
 Transport

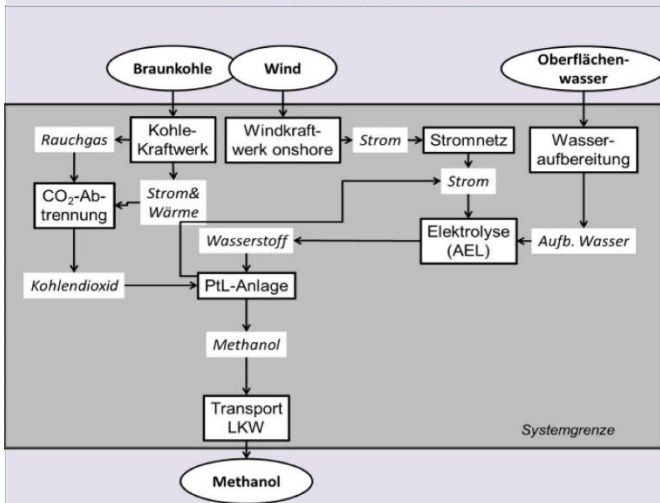
sonstige im Diagramm Betriebsstoffe



Stand 18.02.2020

41_Methanol/PtL/WindON/AEL/Braunkohle Kraftwerk/LKW_D

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch Windkraft onshore in Deutschland erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus dem Rauchgas eines Braunkohle-Kraftwerks unter Nutzung vom Strom aus PV gewonnen, Strom und Wärme des Braunkohle-Kraftwerks werden genutzt. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtL-Anlage zur Erzeugung von Methanol eingesetzt. Der anfallende Strom wird in der Elektrolyse eingesetzt. Das Methanol wird gespeichert und dann mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	84%
Investitionskosten [Mio. €]	325

TRL-Level

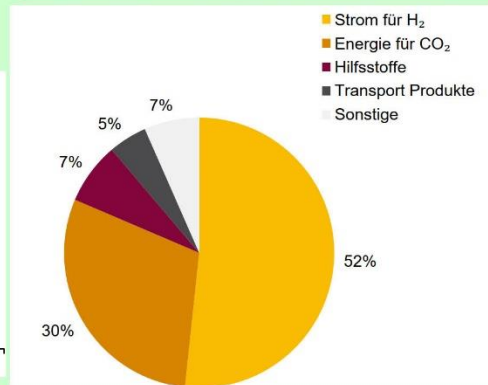
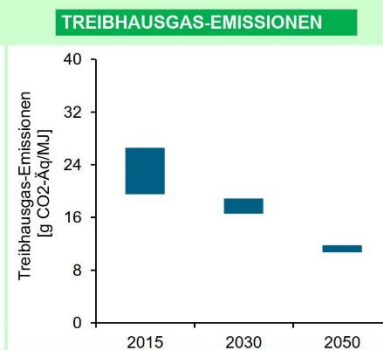
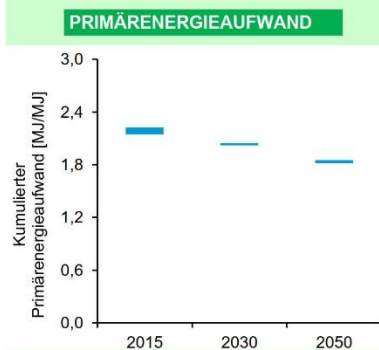
CO ₂ -Abscheidung	9
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse
 Strom für H₂
 Energie für CO₂
 Hilfsstoffe
 Transport Produkte

sonstige im Diagramm PtX Anlage, H₂ Anlage, CO₂ Anlage, Energie O₂+Wasser

AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050

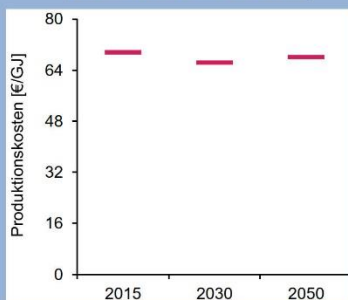


KOSTENSCHÄTZUNG

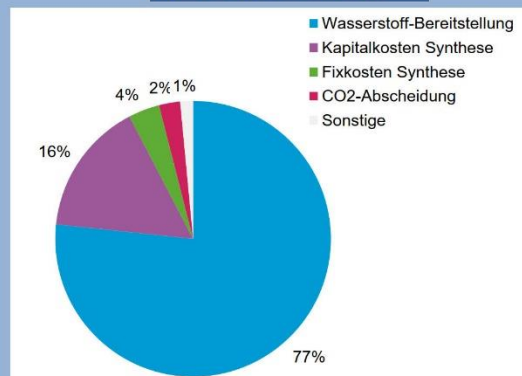
Haupteinflüsse
 Wasserstoffbereitstellung
 Kapitalkosten Synthese
 Fixkosten Synthese
 CO₂Abscheidung

sonstige im Diagramm Transport, Betriebsstoffe

PRODUKTIONSKOSTEN

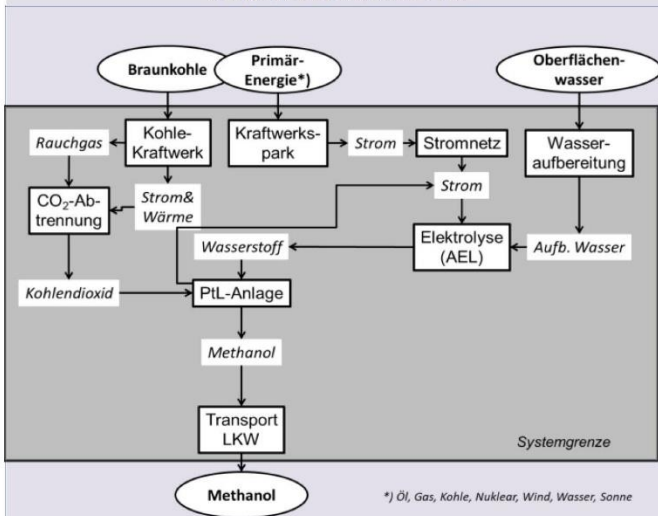


KOSTENAUFTEILUNG 2015



42_Methanol/PtL/Strommix/AEL/Braunkohle Kraftwerk/LKW_D

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird aus dem Strommix in Deutschland erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus dem Rauchgas eines Braunkohle-Kraftwerks unter Nutzung vom Strom aus PV gewonnen, Strom und Wärme des Braunkohle-Kraftwerks werden genutzt. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtL-Anlage zur Erzeugung von Methanol eingesetzt. Der anfallende Strom wird in der Elektrolyse eingesetzt. Das Methanol wird gespeichert und dann mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngrößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	90
Wirkungsgrad	84%
Investitionskosten [Mio. €]	325

TRL-Level

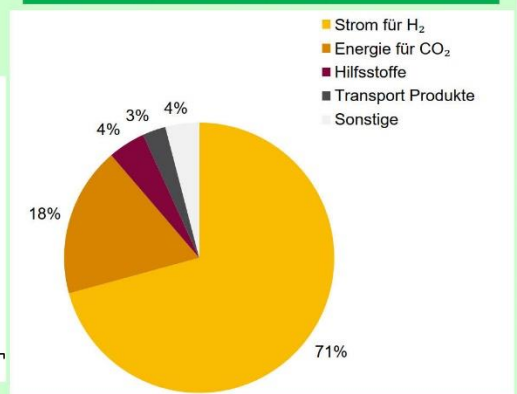
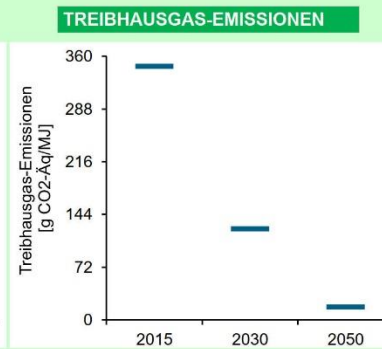
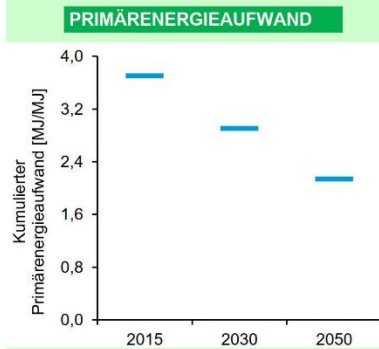
CO ₂ -Abscheidung	9
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBIlanz

Haupteinflüsse
 Strom für H₂
 Energie für CO₂
 Hilfsstoffe
 Transport Produkte

sonstige im Diagramm PtX Anlage, H₂ Anlage, CO₂ Anlage, Energie O₂+Wasser

AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050

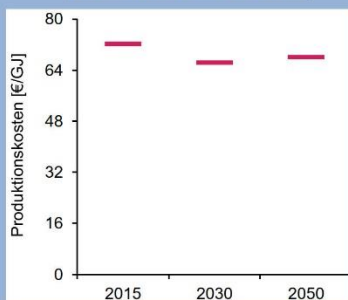


KOSTENSCHÄTZUNG

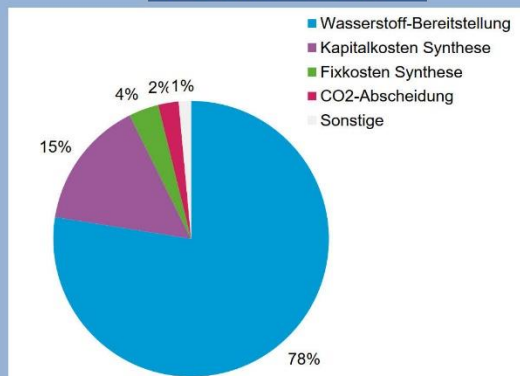
Haupteinflüsse
 Wasserstoffbereitstellung
 Kapitalkosten Synthese
 Fixkosten Synthese
 CO₂Abscheidung

sonstige im Diagramm Transport, Betriebsstoffe

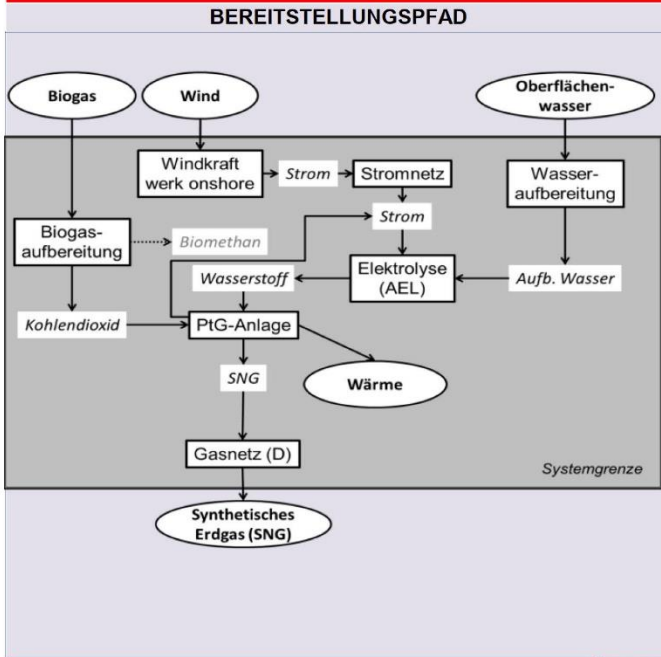
PRODUKTIONSKOSTEN



KOSTENAUFTEILUNG 2015



43_SNG/PtG/WindON/AEL/Biogas/Gasnetz (D)_D



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch Windkraft onshore in Deutschland erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ aus einer bestehenden Biogasaufbereitung wird verwendet. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtG-Anlage zur Erzeugung von SNG eingesetzt, der entstehende Strom wird in der Elektrolyse genutzt, der entstehende Wärme kann auch genutzt werden. Das SNG wird in Gasnetz eingespeist und zur Nutzung weitertransportiert.

Kenngrößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	6
Wirkungsgrad	78%
Investitionskosten [Mio. €]	3

TRL-Level

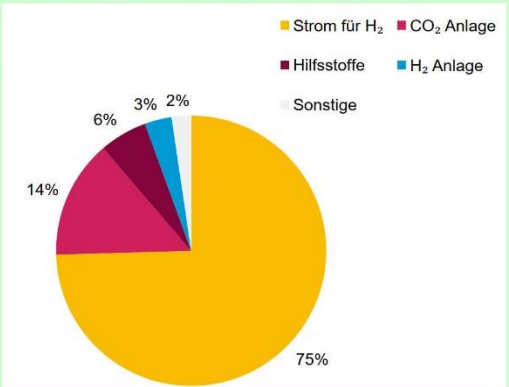
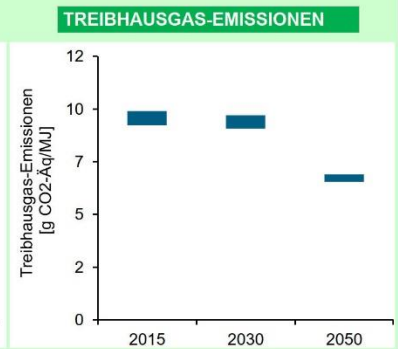
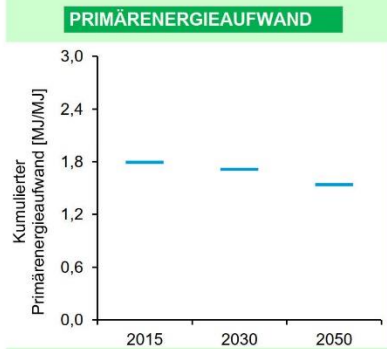
CO ₂ -Abscheidung	9
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse Strom für H₂, CO₂ Anlage, Hilfsstoffe, H₂ Anlage

sonstige im Diagramm Transport Produkte, Energie für CO₂, PtX Anlage, Energie O₂+Wasser

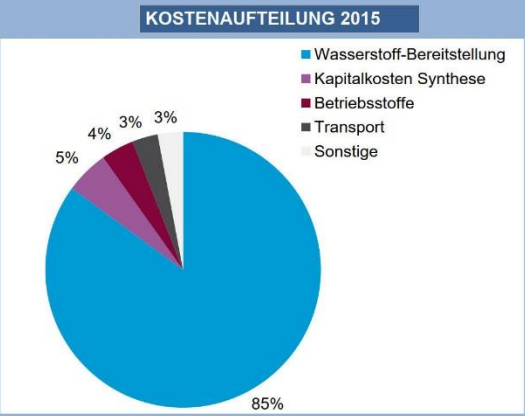
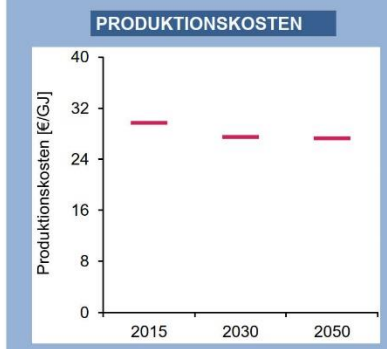
AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



KOSTENSCHÄTZUNG

Haupteinflüsse Wasserstoffbereitstellung, Kapitalkosten Synthese, Betriebsstoffe, Transport

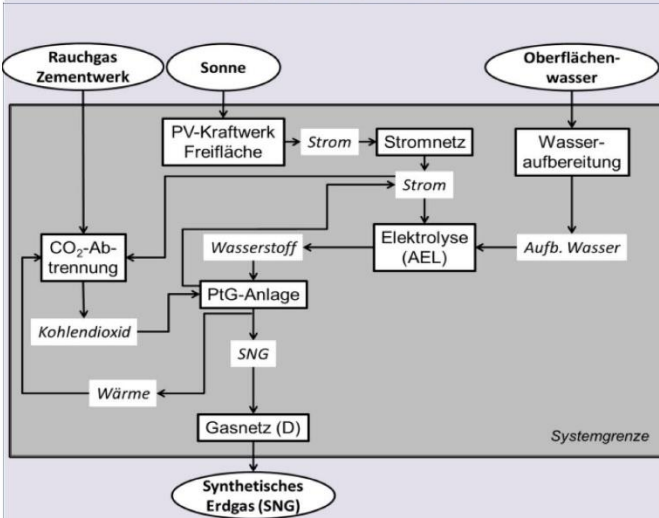
sonstige im Diagramm Fixkosten Synthese, Hilfsenergie



Stand 18.02.2020

44_SNG/PtG/PVfrei/AEL/Zement/Gasnetz (D)_D

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch PV auf Freiflächen in Deutschland erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus dem Rauchgas einer Zementfabrik unter Nutzung vom Strom aus PV gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtG-Anlage zur Erzeugung von SNG eingesetzt, die entstehende Wärme wird in der CO₂-Abtrennung eingesetzt, der entstehende Strom in der Elektrolyse. Das SNG wird in Gasnetz eingespeist und zur Nutzung weitertransportiert.

Kenngroßen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	6
Wirkungsgrad	78%
Investitionskosten [Mio. €]	3

TRL-Level

CO ₂ -Abscheidung	8
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

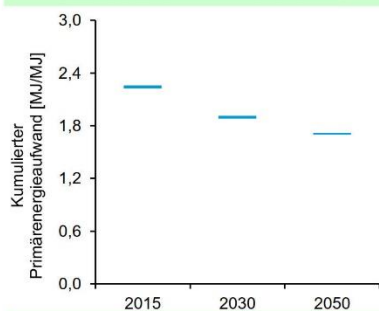
Haupteinflüsse

Strom für H₂
Hilfsstoffe
H₂ Anlage
Energie für CO₂

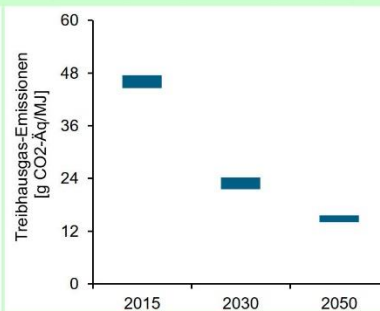
sonstige im Diagramm

Transport Produkte, PtX Anlage, Energie O₂+Wasser, CO₂ Anlage

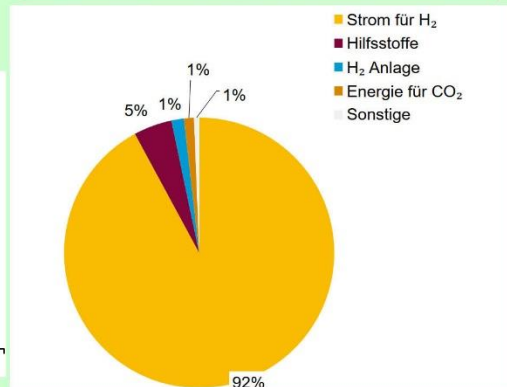
PRIMÄRENERGIEAUFWAND



TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN



AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



KOSTENSCHÄTZUNG

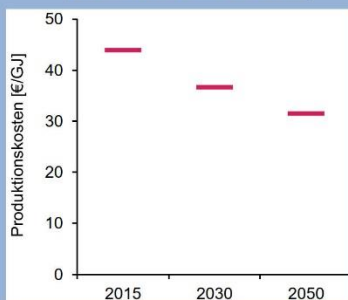
Haupteinflüsse

Wasserstoffbereitstellung
Kapitalkosten Synthese
Betriebsstoffe
Transport

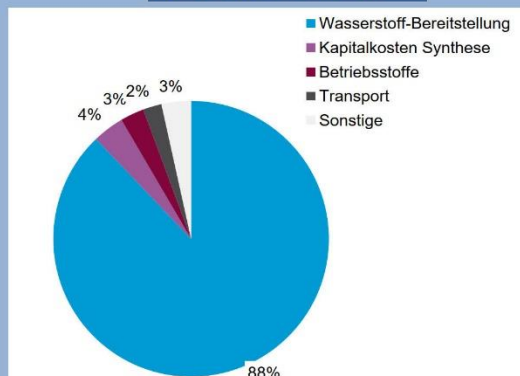
sonstige im Diagramm

Fixkosten Synthese, CO₂Abscheidung, Hilfsenergie

PRODUKTIONSKOSTEN



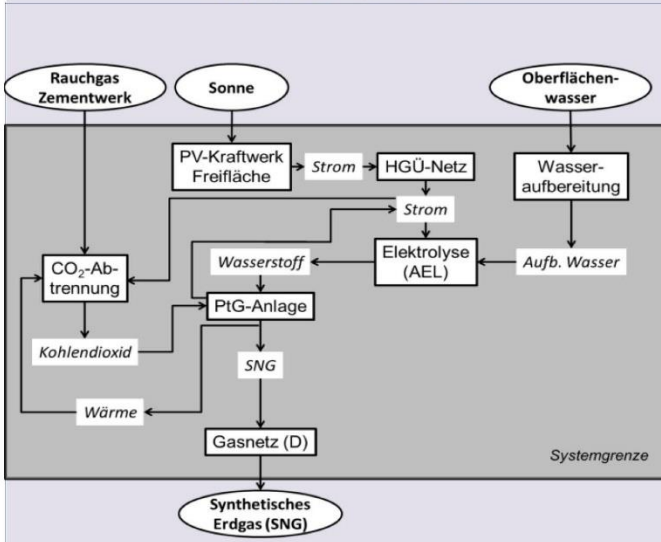
KOSTENAUFTEILUNG 2015



Stand 18.02.2020

45_SNG/PtG/PVfrei/AEL/Zement/HGÜ+Gasnetz_Saudi Arabien

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch PV auf Freiflächen in Saudi Arabien erzeugt und mit dem HGÜ-Stromnetz nach Deutschland zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus dem Rauchgas einer Zementfabrik unter Nutzung vom Strom aus PV gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtG-Anlage zur Erzeugung von SNG eingesetzt, die entstehende Wärme wird in der CO₂-Abtrennung genutzt, der entstehende Strom in der Elektrolyse. Das SNG wird in das Gasnetz eingespeist und zur Nutzung weitertransportiert.

Kenngroßen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	6
Wirkungsgrad	78%
Investitionskosten [Mio. €]	3

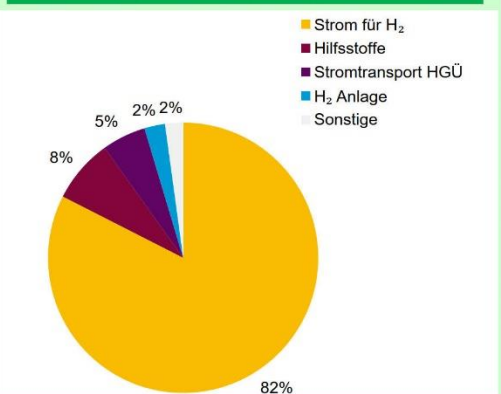
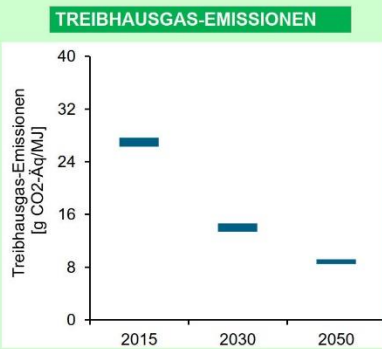
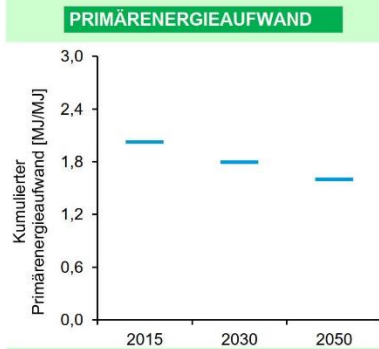
TRL-Level

CO ₂ -Abscheidung	8
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

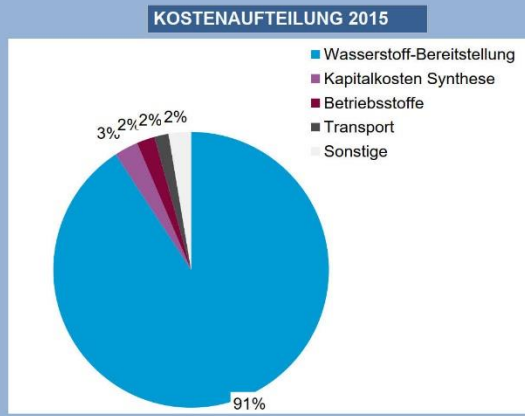
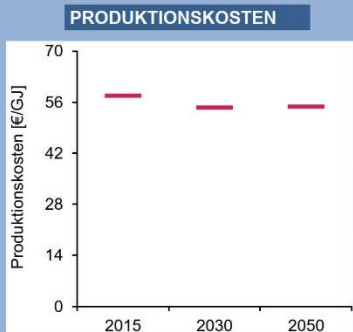
Haupteinflüsse Strom für H₂, Hilfsstoffe, Stromtransport HGÜ, H₂ Anlage
sonstige im Diagramm Energie für CO₂, Transport Produkte, PtX Anlage, Energie O₂+Wasser, CO₂ Anlage

AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



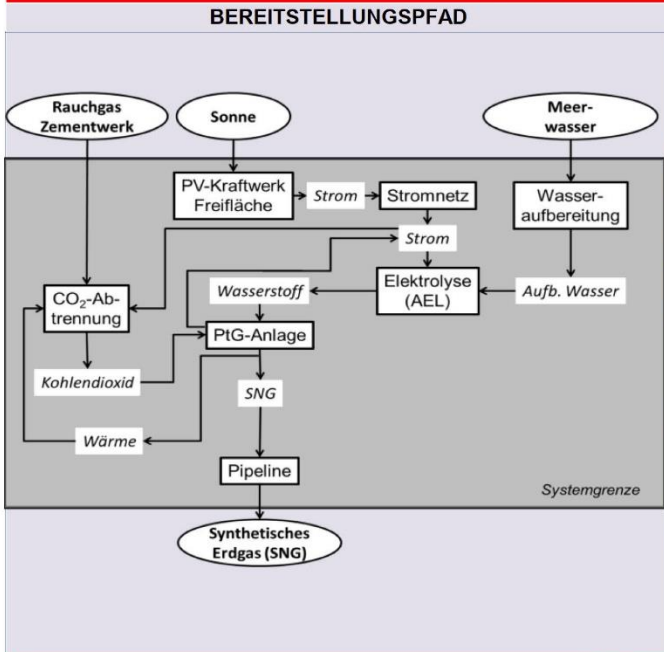
KOSTENSCHÄTZUNG

Haupteinflüsse Wasserstoffbereitstellung, Kapitalkosten Synthese, Betriebsstoffe, Transport
sonstige im Diagramm Fixkosten Synthese, CO₂Abscheidung, Hilfsenergie



Stand 18.02.2020

46_SNG/PtG/PVfrei/AEL/Zement/Pipeline_Saudi Arabien



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch PV auf Freiflächen in Saudi Arabien erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Meerwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus dem Rauchgas einer Zementfabrik unter Nutzung vom Strom aus PV gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtG-Anlage zur Erzeugung von SNG eingesetzt, die entstehende Wärme wird in der CO₂-Abtrennung genutzt, der anfallende Strom in der Elektrolyse. Das SNG wird in eine Pipeline eingespeist und nach Deutschland weitertransportiert.

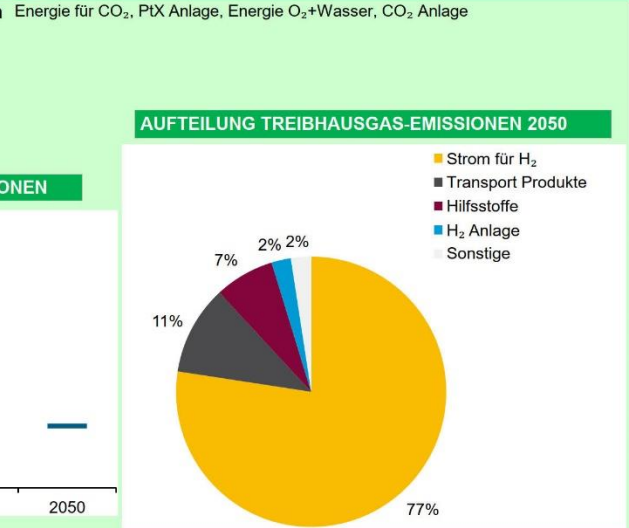
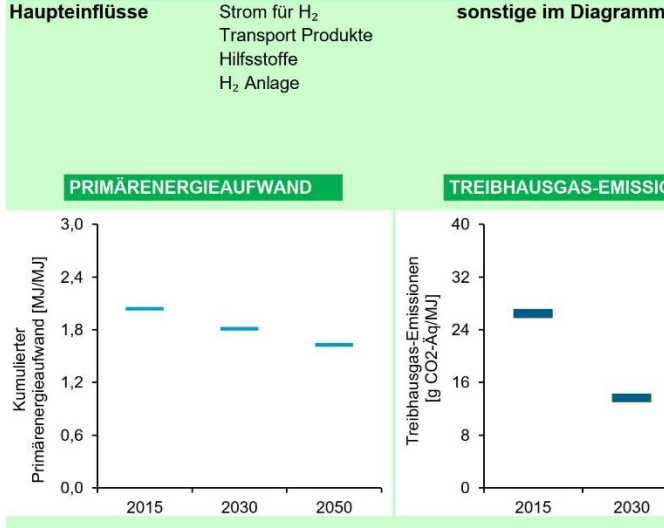
Kenngrößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	6
Wirkungsgrad	78%
Investitionskosten [Mio. €]	3

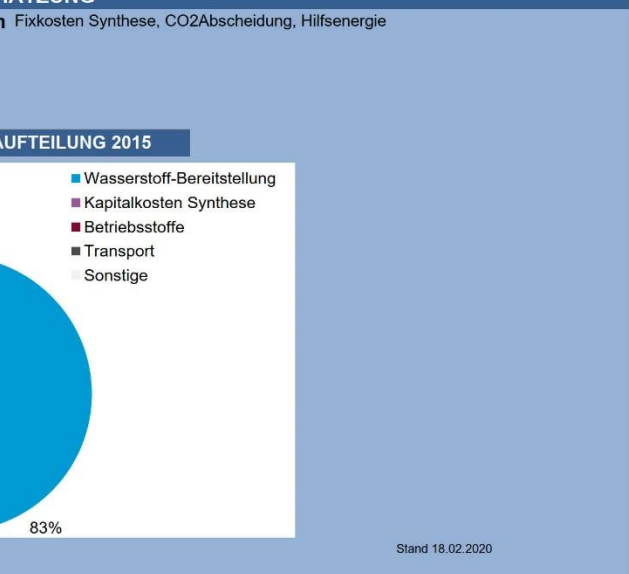
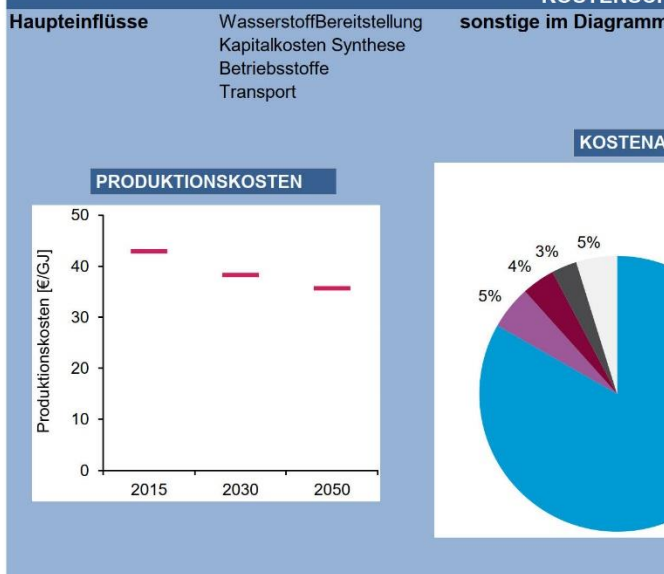
TRL-Level

CO ₂ -Abscheidung	8
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ



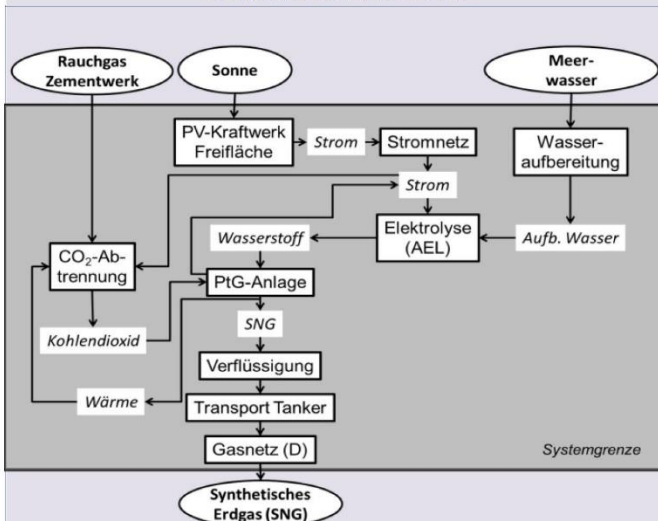
KOSTENSCHÄTZUNG



Stand 18.02.2020

47_SNG/PtG/PVfrei/AEL/Zement/Tanker+Gasnetz_Saudi Arabien

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch PV auf Freiflächen in Saudi Arabien erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Meerwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus dem Rauchgas einer Zementfabrik unter Nutzung vom Strom aus PV gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtG-Anlage zur Erzeugung von SNG eingesetzt, die entstehende Wärme wird in der CO₂-Abtrennung genutzt, der anfallende Strom in der Elektrolyse. Das SNG wird verflüssigt, mit einem Tanker nach Deutschland gebracht, vor Ort ins Gasnetz eingespeist und zur Nutzung weitertransportiert.

Kenngroßen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	6
Wirkungsgrad	78%
Investitionskosten [Mio. €]	3

TRL-Level

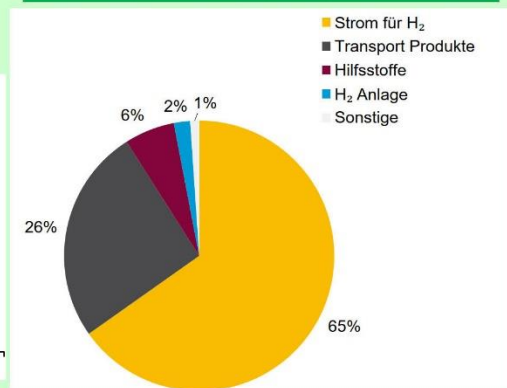
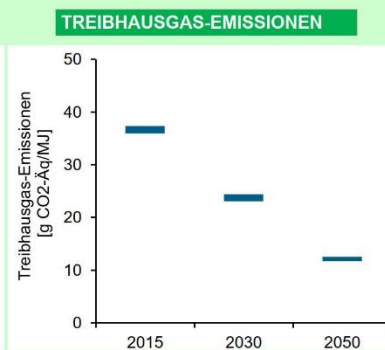
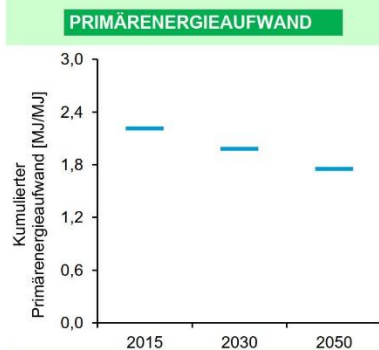
CO ₂ -Abscheidung	8
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse
Strom für H₂
Transport Produkte
Hilfsstoffe
H₂ Anlage

sonstige im Diagramm Energie für CO₂, PtX Anlage, Energie O₂+Wasser, CO₂ Anlage

AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050

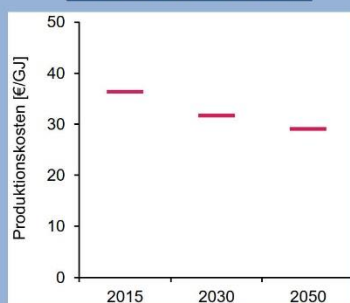


KOSTENSCHÄTZUNG

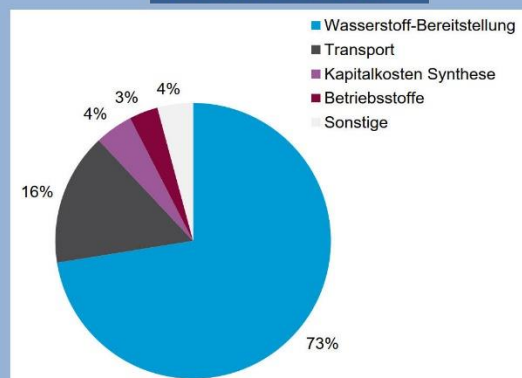
Haupteinflüsse
Wasserstoffbereitstellung
Transport
Kapitalkosten Synthese
Betriebsstoffe

sonstige im Diagramm Fixkosten Synthese, CO₂Abscheidung, Hilfsenergie

PRODUKTIONSKOSTEN

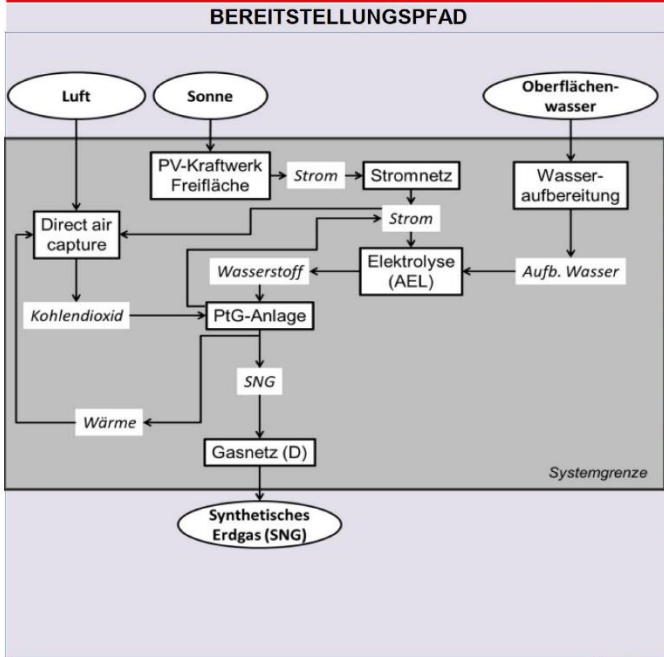


KOSTENAUFTEILUNG 2015



Stand 18.02.2020

48_SNG/PtG/PVfrei/AEL/DAC/Gasnetz (D)_D



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch PV auf Freiflächen in Deutschland erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus der Luft (DAC) unter Nutzung vom Strom aus PV gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtG-Anlage zur Erzeugung von SNG eingesetzt, die entstehende Wärme wird in der DAC genutzt, der anfallende Strom in der Elektrolyse. Das SNG wird in Gasnetz eingespeist und zur Nutzung weitertransportiert.

Kenngroßen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	6
Wirkungsgrad	78%
Investitionskosten [Mio. €]	3

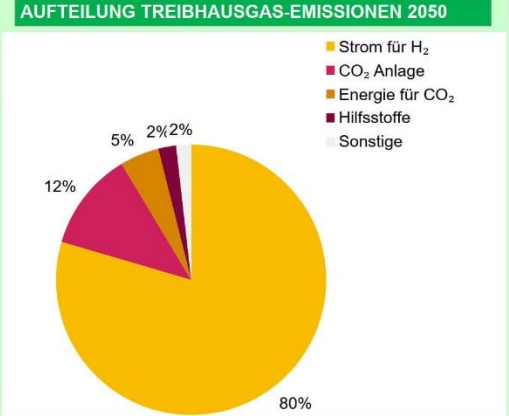
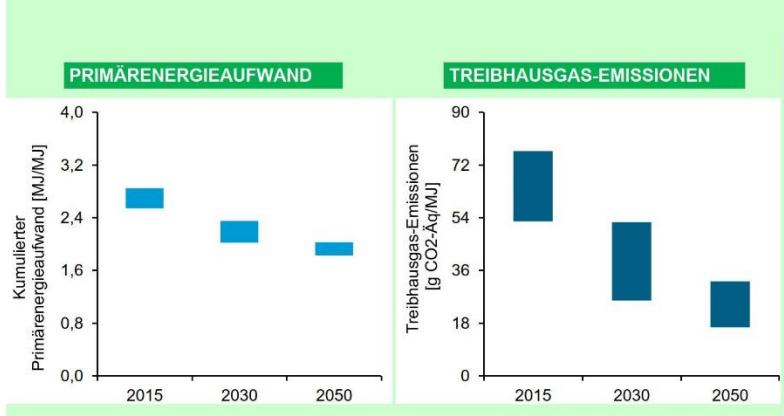
TRL-Level

CO ₂ -Abscheidung	7
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse Strom für H₂, CO₂ Anlage, Energie für CO₂, Hilfsstoffe

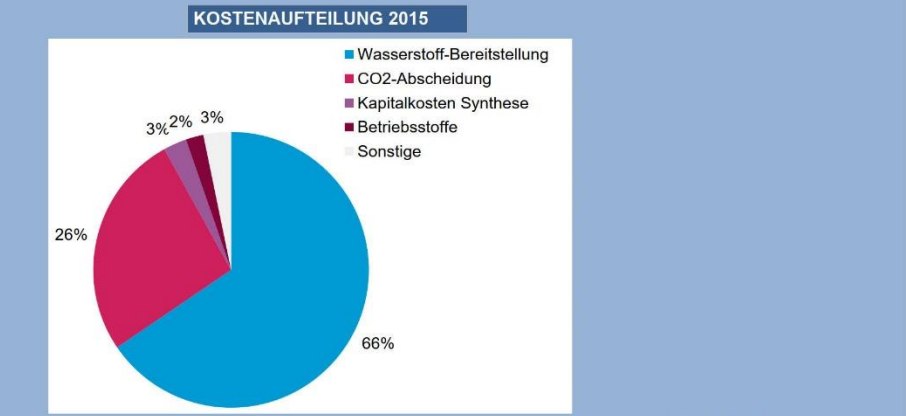
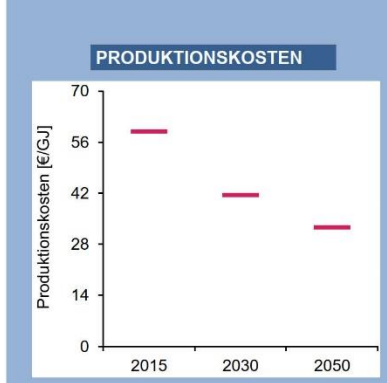
sonstige im Diagramm H₂ Anlage, Transport Produkte, PtX Anlage, Energie O₂+Wasser



KOSTENSCHÄTZUNG

Haupteinflüsse Wasserstoffbereitstellung, CO₂Abscheidung, Kapitalkosten Synthese, Betriebsstoffe

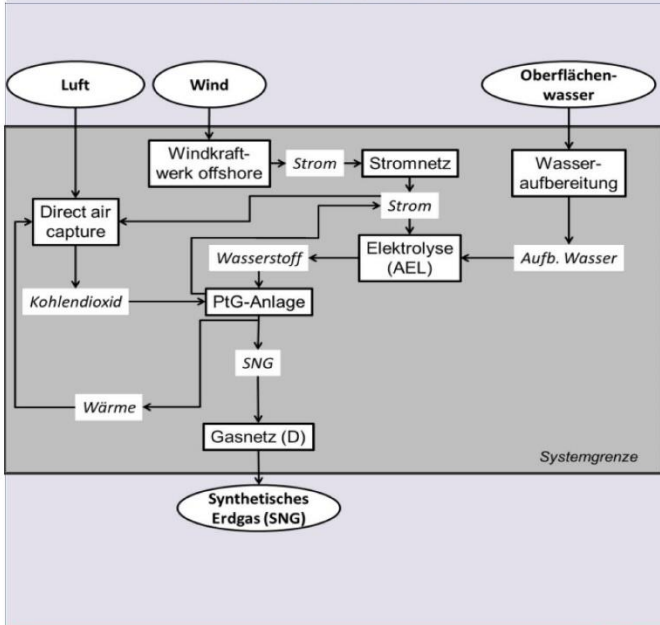
sonstige im Diagramm Transport, Fixkosten Synthese, Hilfsenergie



Stand 18.02.2020

49_SNG/PtG/WindOFF/AEL/DAC/Gasnetz (D)_D

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch Windkraft offshore in Deutschland erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus der Luft (DAC) unter Nutzung vom Strom aus Wind gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtG-Anlage zur Erzeugung von SNG eingesetzt, die entstehende Wärme wird in der DAC eingesetzt, der anfallende Strom in der Elektrolyse. Das SNG wird in Gasnetz eingespeist und zur Nutzung weitertransportiert.

Kenngroßen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	6
Wirkungsgrad	78%
Investitionskosten [Mio. €]	3

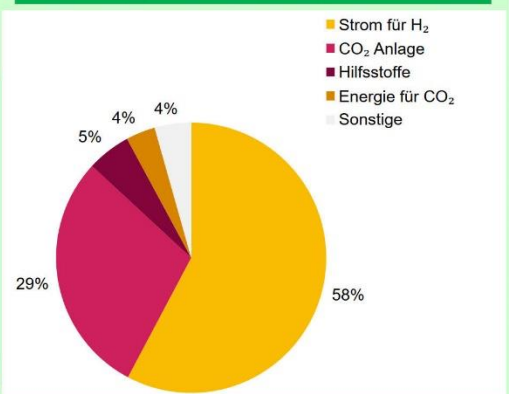
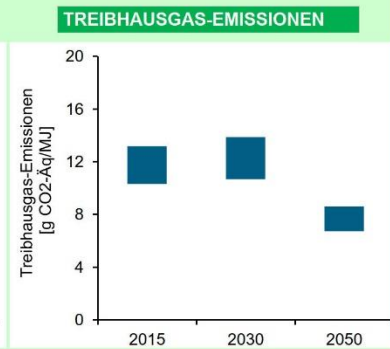
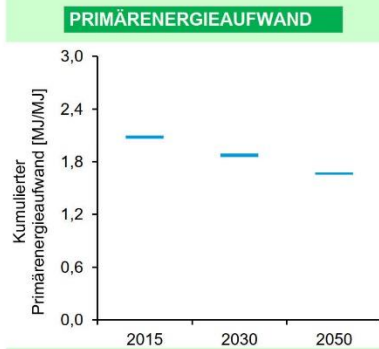
TRL-Level

CO ₂ -Abscheidung	7
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse Strom für H₂, CO₂ Anlage, Hilfsstoffe, Energie für CO₂
sonstige im Diagramm H₂ Anlage, Transport Produkte, PtX Anlage, Energie O₂+Wasser

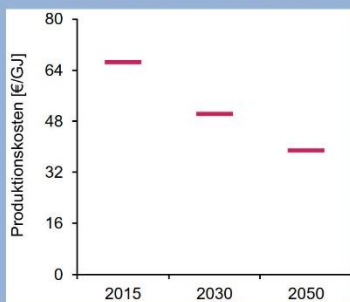
AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



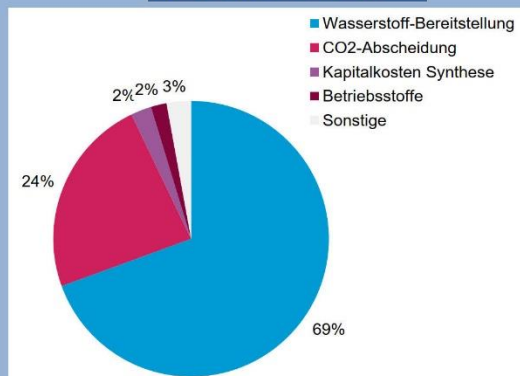
KOSTENSCHÄTZUNG

Haupteinflüsse Wasserstoffbereitstellung, CO₂Abscheidung, Kapitalkosten Synthese, Betriebsstoffe
sonstige im Diagramm Transport, Fixkosten Synthese, Hilfsenergie

PRODUKTIONSKOSTEN

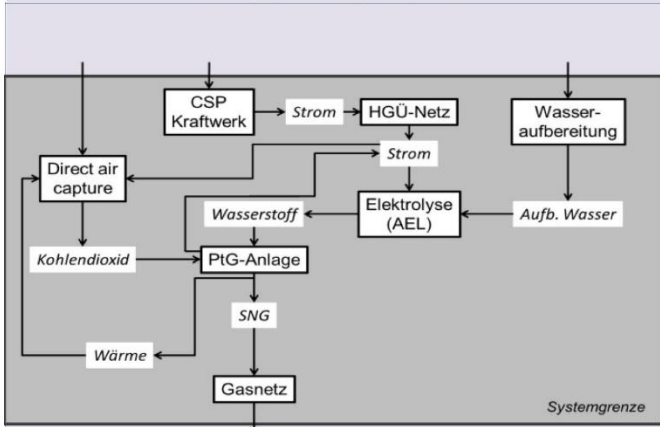


KOSTENAUFTEILUNG 2015



50_SNG/PtG/CSP/AEL/DAC/HGÜ+Gasnetz_Marokko

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch ein CSP-Kraftwerk in Marokko erzeugt und mit dem HGÜ-Stromnetz nach Deutschland zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus der Luft (DAC) unter Nutzung vom Strom aus dem CSP-Kraftwerk gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtG-Anlage zur Erzeugung von SNG eingesetzt, die entstehende Wärme wird in der DAC eingesetzt, der anfallende Strom in der Elektrolyse. Das SNG wird in Gasnetz eingespeist und zur Nutzungen weitertransportiert.

Kenngrößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	6
Wirkungsgrad	78%
Investitionskosten [Mio. €]	3

TRL-Level

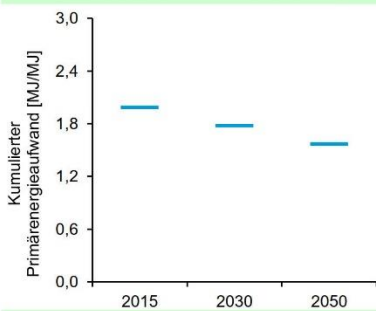
CO ₂ -Abscheidung	7
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

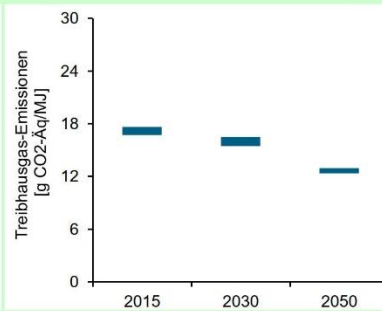
Haupteinflüsse
 Strom für H₂
 CO₂ Anlage
 Energie für CO₂
 Hilfsstoffe

sonstige im Diagramm Stromtransport HGÜ, H₂ Anlage, Transport Produkte, Energie O₂+Wasser, PtX Anlage

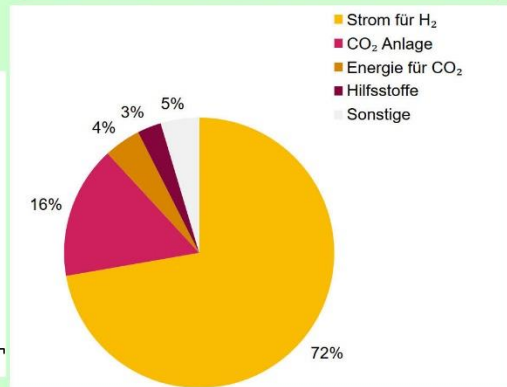
PRIMÄRENERGIEAUFWAND



TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN



AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050

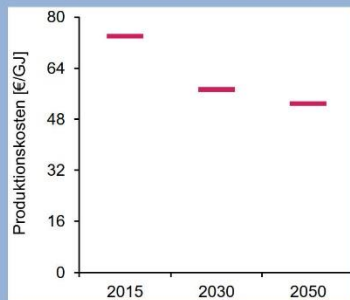


KOSTENSCHÄTZUNG

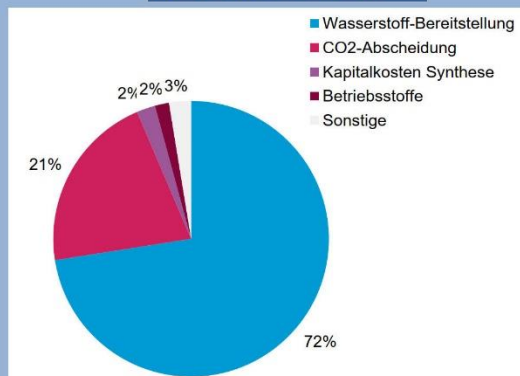
Haupteinflüsse
 Wasserstoffbereitstellung
 CO₂Abscheidung
 Kapitalkosten Synthese
 Betriebsstoffe

sonstige im Diagramm Transport, Fixkosten Synthese, Hilfsenergie

PRODUKTIONSKOSTEN

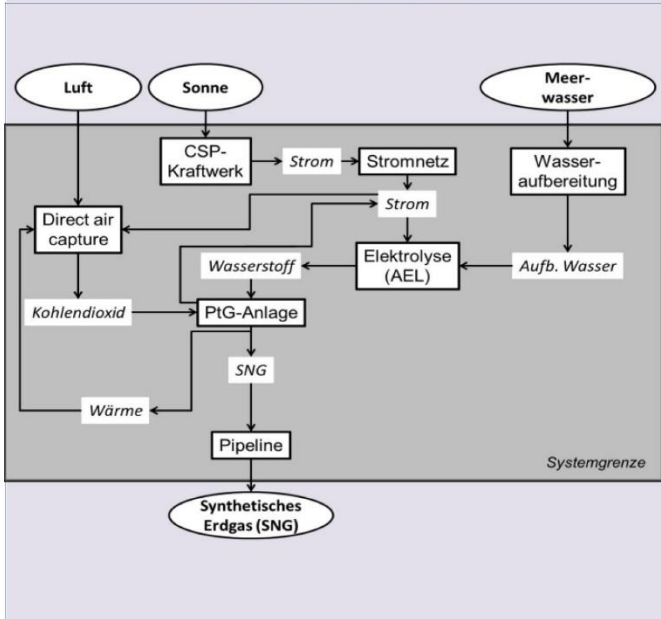


KOSTENAUFTEILUNG 2015



51_SNG/PtG/CSP/AEL/DAC/Pipeline_Marokko

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch ein CSP-Kraftwerk in Marokko erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Meerwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus der Luft (DAC) unter Nutzung vom Strom aus dem CSP-Kraftwerk gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtG-Anlage zur Erzeugung von SNG eingesetzt, die entstehende Wärme wird in der DAC genutzt, der anfallende Strom in der Elektrolyse. Das SNG wird in die Pipeline eingespeist und nach Deutschland weitertransportiert.

Kenngrößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	6
Wirkungsgrad	78%
Investitionskosten [Mio. €]	3

TRL-Level

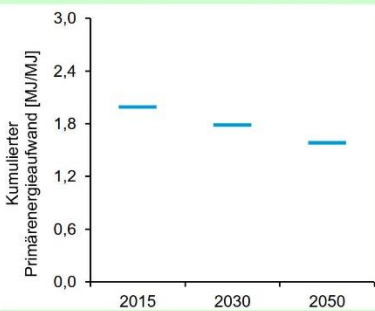
CO ₂ -Abscheidung	7
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

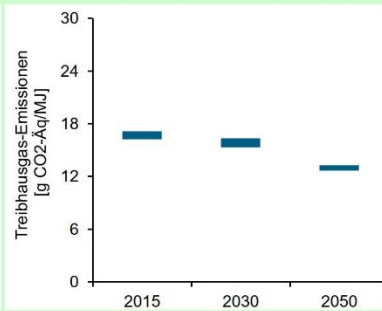
Haupteinflüsse
 Strom für H₂
 CO₂ Anlage
 Energie für CO₂
 Transport Produkte

sonstige im Diagramm Hilfsstoffe, H₂ Anlage, Energie O₂+Wasser, PtX Anlage

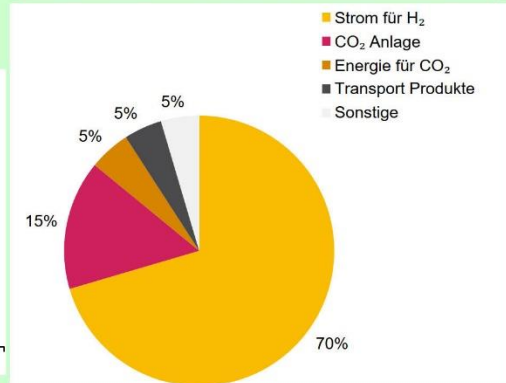
PRIMÄRENERGIEAUFWAND



TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN



AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050

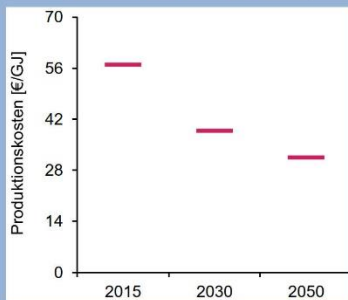


KOSTENSCHÄTZUNG

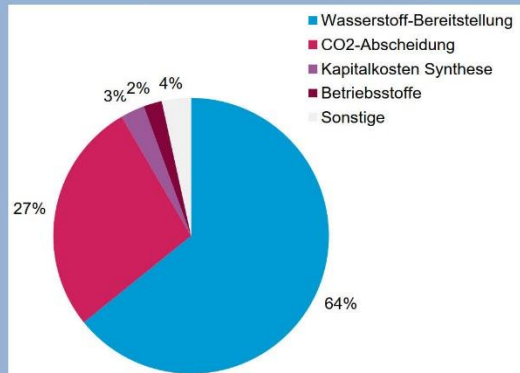
Haupteinflüsse
 Wasserstoffbereitstellung
 CO₂Abscheidung
 Kapitalkosten Synthese
 Betriebsstoffe

sonstige im Diagramm Transport, Fixkosten Synthese, Hilfsenergie

PRODUKTIONSKOSTEN

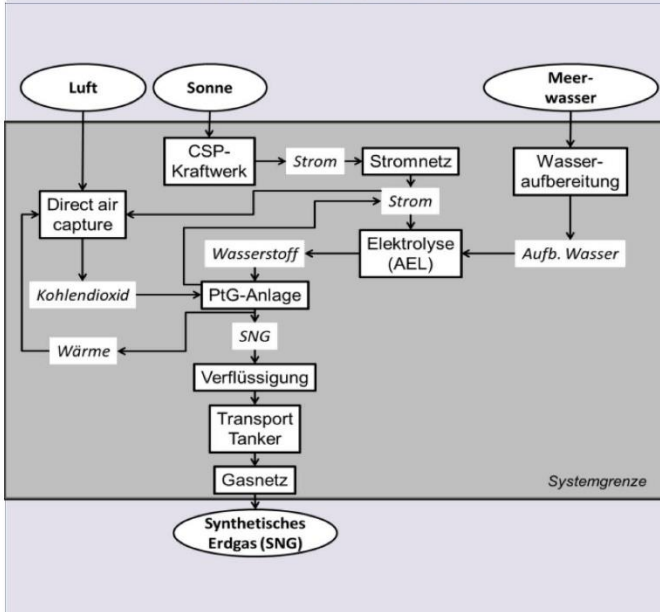


KOSTENAUFTEILUNG 2015



52_SNG/PtG/CSP/AEL/DAC/Tanker+Gasnetz_Marokko

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch ein CSP-Kraftwerk in Marokko erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Meerwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus der Luft (DAC) unter Nutzung vom Strom aus dem CSP-Kraftwerk gewonnen. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtG-Anlage zur Erzeugung von SNG eingesetzt, die entstehende Wärme wird in der DAC genutzt, der anfallende Strom in der Elektrolyse. Das SNG wird verflüssigt, mit einem Tanker nach Deutschland gebracht, vor Ort ins Gasnetz eingespeist und zur Nutzung weitertransportiert.

Kenngrößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	6
Wirkungsgrad	78%
Investitionskosten [Mio. €]	3

TRL-Level

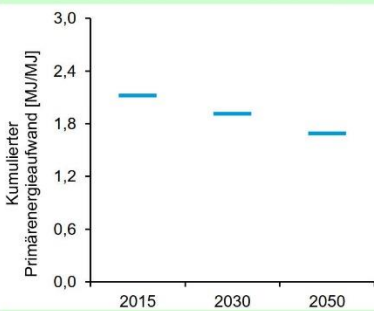
CO ₂ -Abscheidung	7
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

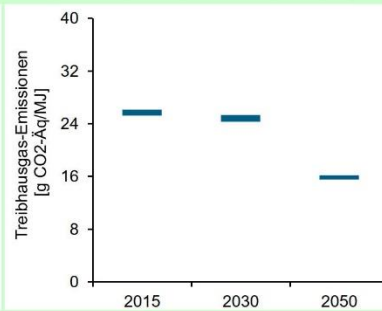
Haupteinflüsse
 Strom für H₂
 Transport Produkte
 CO₂ Anlage
 Energie für CO₂

sonstige im Diagramm Hilfsstoffe, H₂ Anlage, Energie O₂+Wasser, PtX Anlage

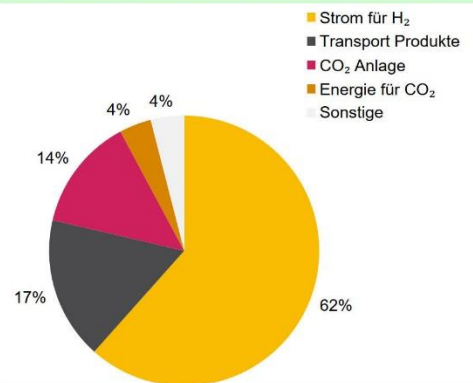
PRIMÄRENERGIEAUFWAND



TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN



AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050

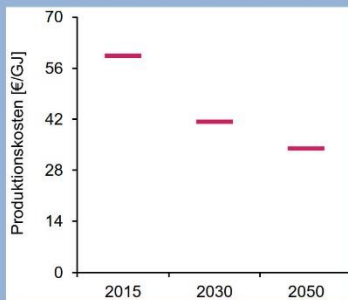


KOSTENSCHÄTZUNG

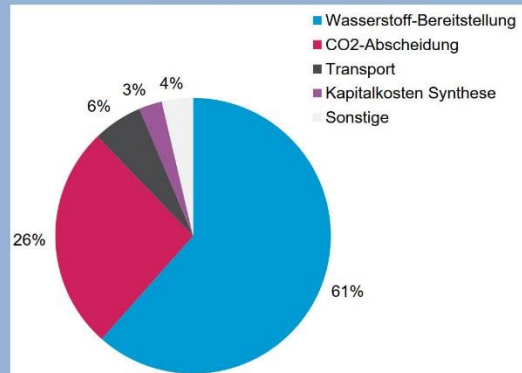
Haupteinflüsse
 Wasserstoffbereitstellung
 CO₂Abscheidung
 Transport
 Kapitalkosten Synthese

sonstige im Diagramm Betriebsstoffe, Fixkosten Synthese, Hilfsenergie

PRODUKTIONSKOSTEN



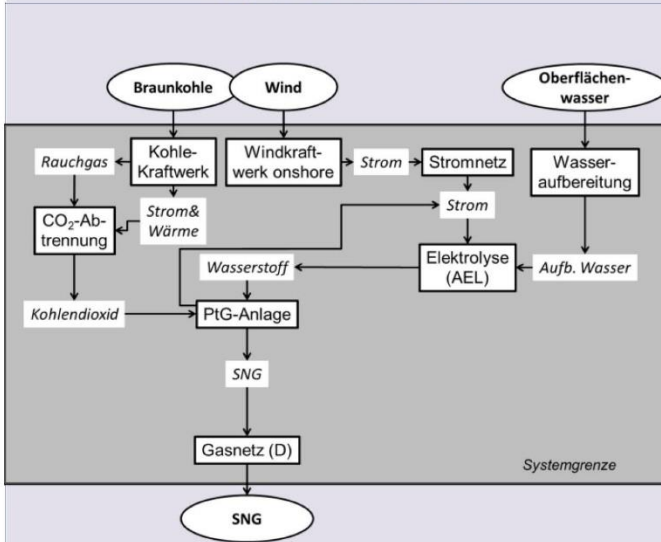
KOSTENAUFTEILUNG 2015



Stand 18.02.2020

53_SNG/PtG/WindON/AEL/Braunkohle Kraftwerk/Gasnetz (D)_D

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch Windkraft onshore in Deutschland erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus dem Rauchgas eines Braunkohle-Kraftwerks abgeschieden, Strom und Wärme des Braunkohle-Kraftwerks werden genutzt. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtG-Anlage zur Erzeugung von SNG eingesetzt. Der anfallende Strom wird in der Elektrolyse genutzt. Das SNG wird in Gasnetz eingespeist und zur Nutzung weitertransportiert.

Kenngrößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	6
Wirkungsgrad	78%
Investitionskosten [Mio. €]	3

TRL-Level

CO ₂ -Abscheidung	9
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

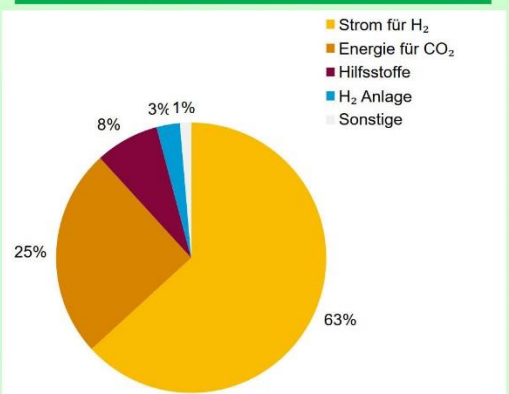
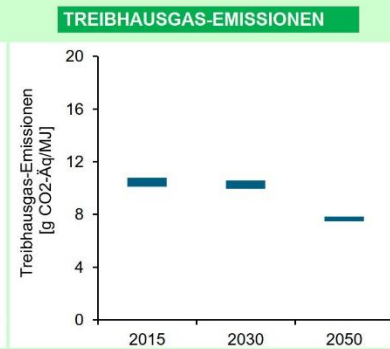
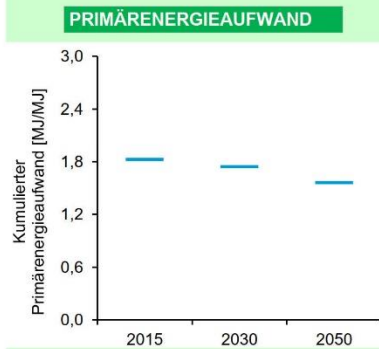
Haupteinflüsse

Strom für H₂
Energie für CO₂
Hilfsstoffe
H₂ Anlage

sonstige im Diagramm

Transport Produkte, CO₂ Anlage, PtX Anlage, Energie O₂+Wasser

AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



KOSTENSCHÄTZUNG

Haupteinflüsse

Wasserstoffbereitstellung
Kapitalkosten Synthese
Betriebsstoffe
Transport

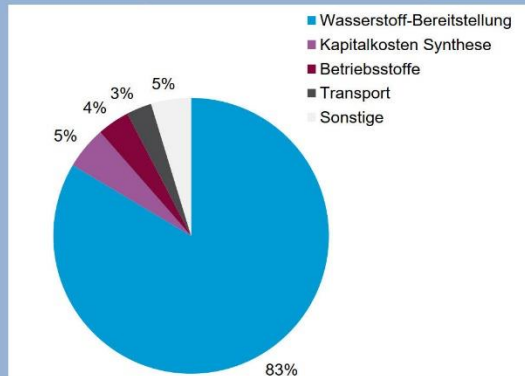
sonstige im Diagramm

Fixkosten Synthese, CO₂Abscheidung, Hilfsenergie

PRODUKTIONSKOSTEN



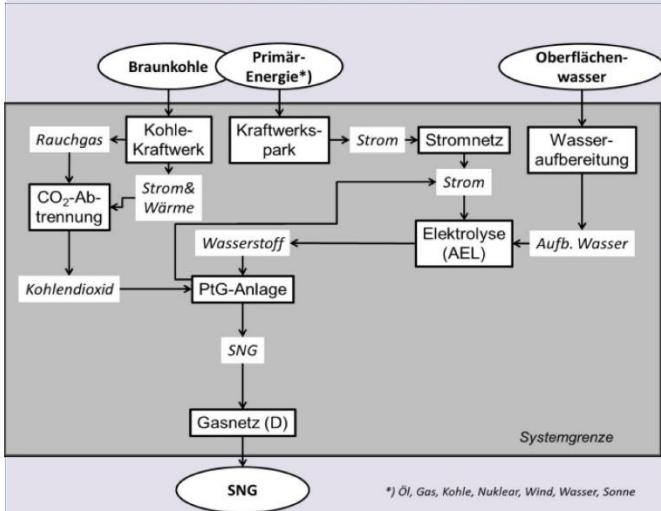
KOSTENAUFTEILUNG 2015



Stand 18.02.2020

54_SNG/PtG/Strommix/AEL/Braunkohle Kraftwerk/Gasnetz (D)_D

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird aus dem Strommix in Deutschland erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus dem Rauchgas eines Braunkohle-Kraftwerks abgeschieden, Strom und Wärme des Braunkohle-Kraftwerks werden genutzt. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtG-Anlage zur Erzeugung von SNG eingesetzt. Der anfallende Strom wird in der Elektrolyse genutzt. Das SNG wird in Gasnetz eingespeist und zur Nutzung weitertransportiert.

Kenngößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	6
Wirkungsgrad	78%
Investitionskosten [Mio. €]	3

TRL-Level

CO ₂ -Abscheidung	9
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBLANZ

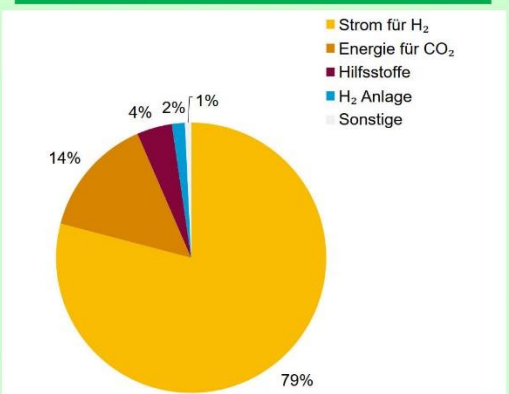
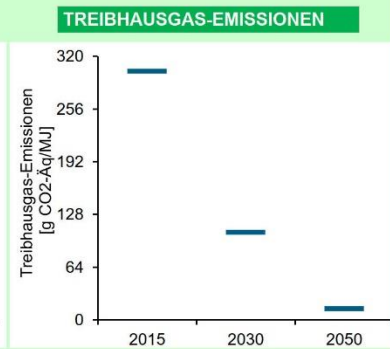
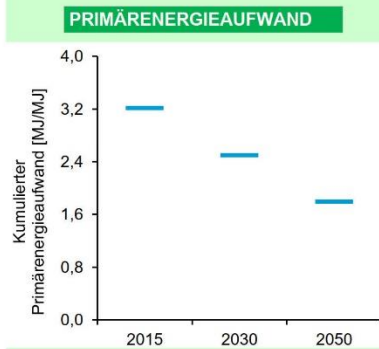
Haupteinflüsse

Strom für H₂
Energie für CO₂
Hilfsstoffe
H₂ Anlage

sonstige im Diagramm

Transport Produkte, CO₂ Anlage, PtX Anlage, Energie O₂+Wasser

AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



KOSTENSCHÄTZUNG

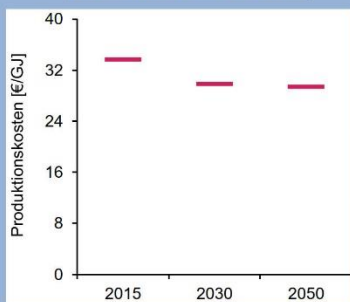
Haupteinflüsse

Wasserstoffbereitstellung
Kapitalkosten Synthese
Betriebsstoffe
Transport

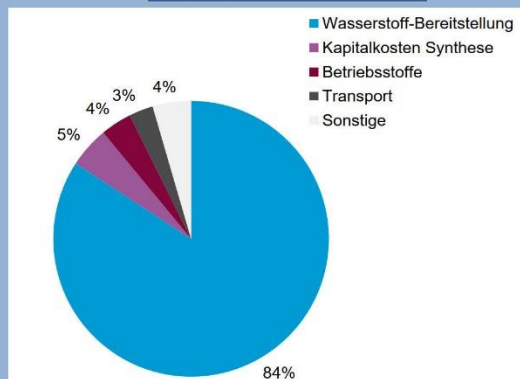
sonstige im Diagramm

Fixkosten Synthese, CO₂Abscheidung, Hilfsenergie

PRODUKTIONSKOSTEN

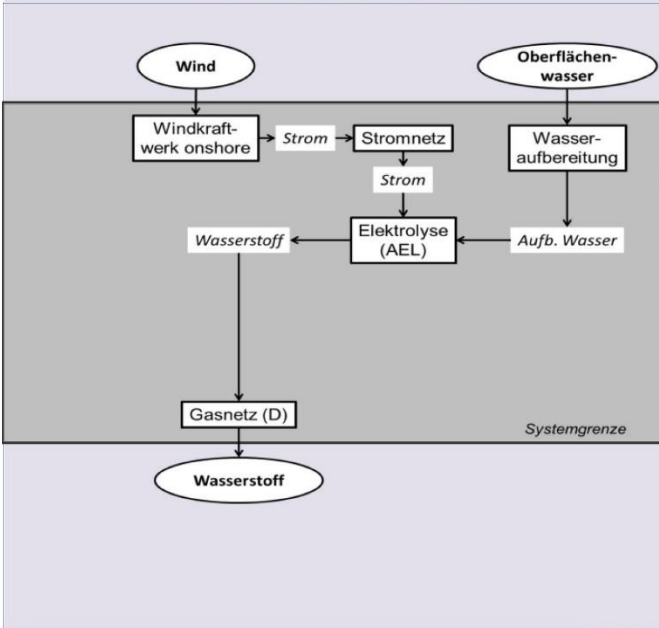


KOSTENAUFTEILUNG 2015



55_H2/H2/WindON/AEL/Gasnetz (D)_D

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch Windkraft onshore in Deutschland erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet.

Kenngößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	1
Wirkungsgrad	67%
Investitionskosten [Mio. €]	1

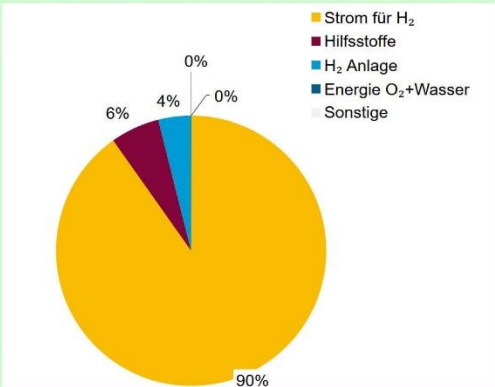
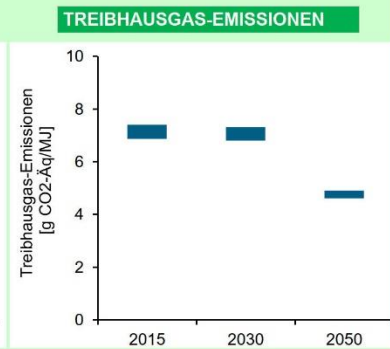
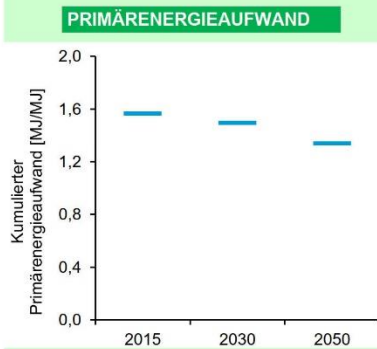
TRL-Level

CO ₂ -Abscheidung	n.a.
Elektrolyse	9
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse Strom für H₂
Hilfsstoffe
H₂ Anlage
Energie O₂+Wasser
sonstige im Diagramm keine

AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



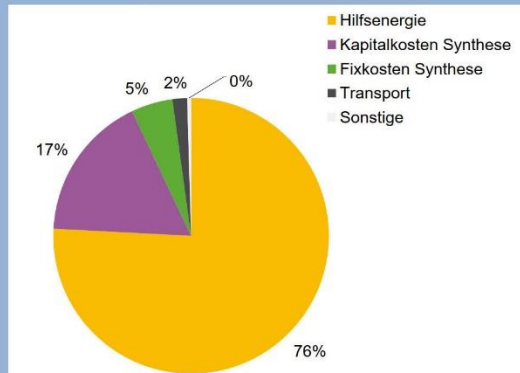
KOSTENSCHÄTZUNG

Haupteinflüsse Hilfsenergie
Kapitalkosten Synthese
Fixkosten Synthese
Transport
sonstige im Diagramm Betriebsstoffe

PRODUKTIONSKOSTEN



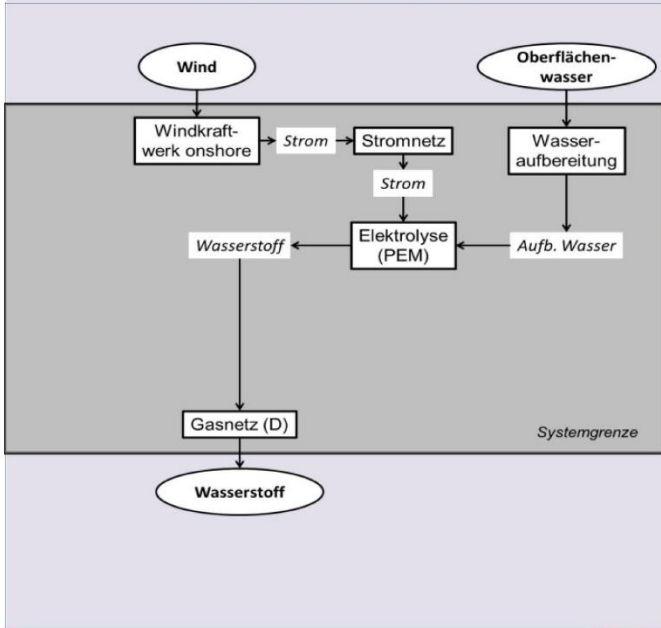
KOSTENAUFTEILUNG 2015



Stand 18.02.2020

56_H2/H2/WindON/PEM/Gasnetz (D)_D

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch Windkraft onshore in Deutschland erzeugt und mit dem Stromnetz zur PEM-Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet.

Kenngrößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	1
Wirkungsgrad	67%
Investitionskosten [Mio. €]	1

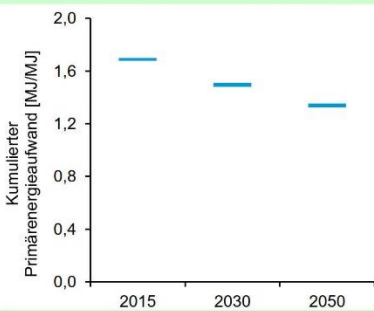
TRL-Level

CO ₂ -Abscheidung	n.a.
Elektrolyse	8
Synthese	7

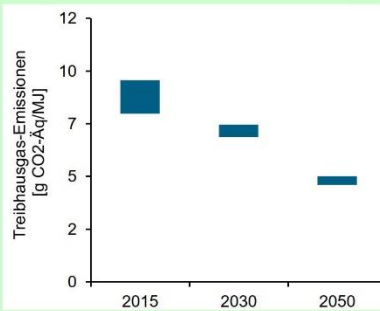
ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse Strom für H₂, H₂ Anlage, Hilfsstoffe, Energie O₂+Wasser
sonstige im Diagramm keine

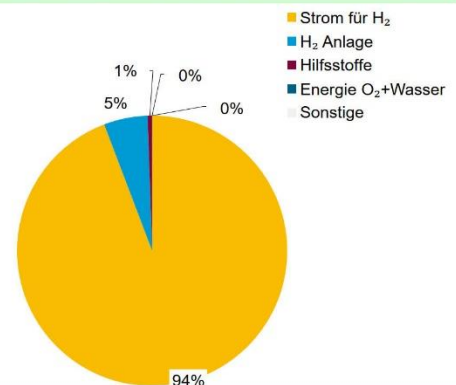
PRIMÄRENERGIEAUFWAND



TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN



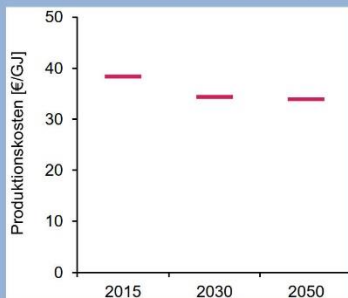
AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



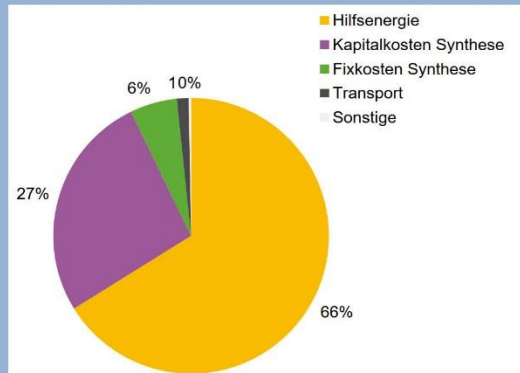
KOSTENSCHÄTZUNG

Haupteinflüsse Hilfsenergie, Kapitalkosten Synthese, Fixkosten Synthese, Transport
sonstige im Diagramm Betriebsstoffe

PRODUKTIONSKOSTEN



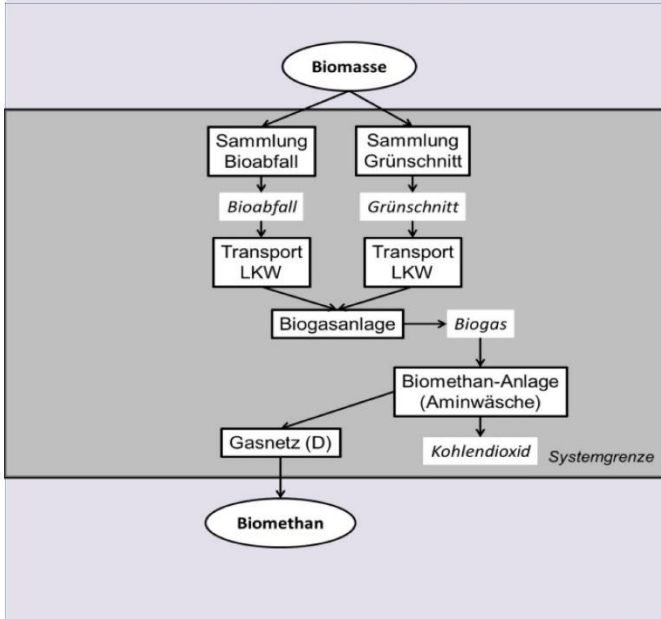
KOSTENAUFTEILUNG 2015



Stand 18.02.2020

57_Biomethan/Vergärung/Bioabfall/Grünschnitt/Gasnetz (D)_D

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Bioabfall und Grünschnitt werden in Deutschland gesammelt, zu einer Biogasanlage gebracht. Das Biogas wird mittels Aminwäsche zu Biomethan veredelt und in das Gasnetz eingespeist.

Kenngroßen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	n.a.
Wirkungsgrad	n.a.
Investitionskosten [Mio. €]	n.a.

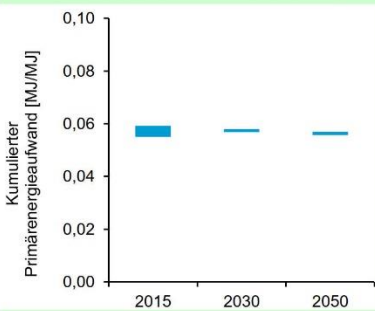
TRL-Level

CO ₂ -Abscheidung	n.a.
Elektrolyse	n.a.
Synthese	7

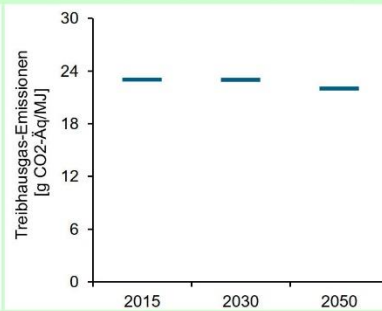
ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse Energie für CO₂, Biogasanlage, CO₂ Anlage, Biomassebereitstellung
sonstige im Diagramm Transport Produkte, Hilfsstoffe

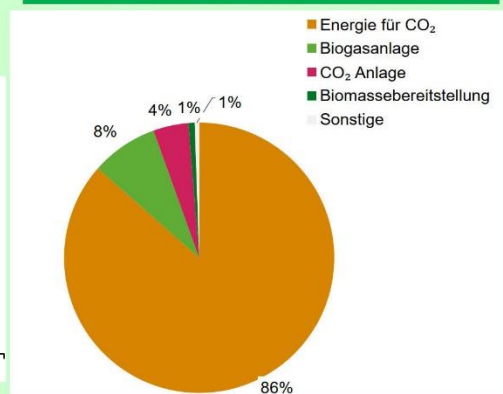
PRIMÄRENERGIEAUFWAND



TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN



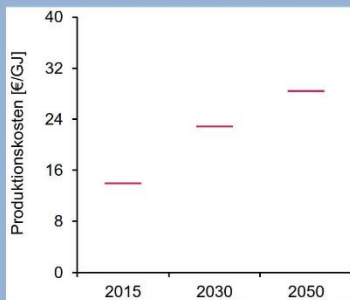
AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



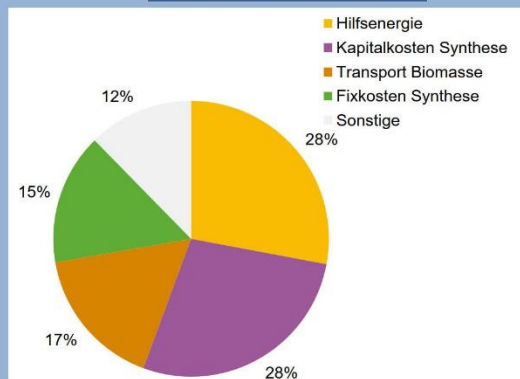
KOSTENSCHÄTZUNG

Haupteinflüsse Hilfsenergie, Kapitalkosten Synthese, Transport Biomasse, Fixkosten Synthese
sonstige im Diagramm Transport, Betriebsstoffe

PRODUKTIONSKOSTEN

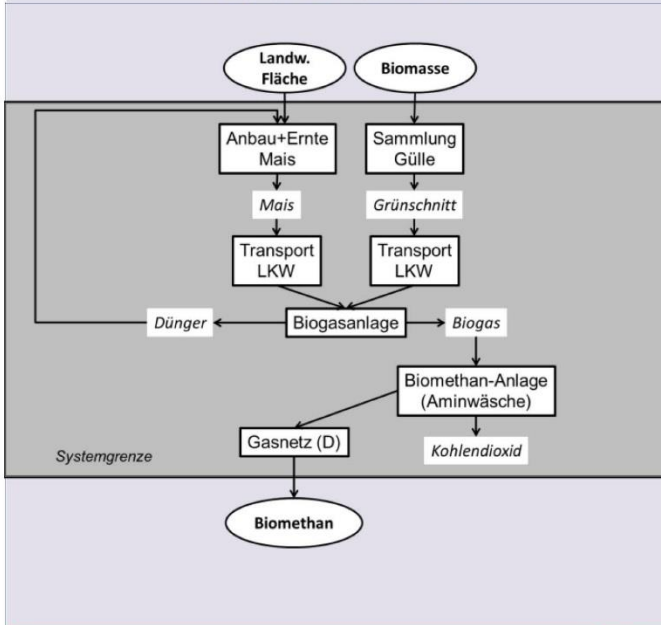


KOSTENAUFTEILUNG 2015



58_Biomethan/Vergärung/Mais/Gülle/Gasnetz (D)_D

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Gülle und Maisganzpflanzen werden in Deutschland zu einer Biogasanlage gebracht. Das Biogas wird mittels Aminwäsche zu Biomethan veredelt und in das Gasnetz eingespeist. Der Dünger aus der Biogasanlage wird wieder zum Anbau von Mais verwendet.

Kenngößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	n.a.
Wirkungsgrad	n.a.
Investitionskosten [Mio. €]	n.a.

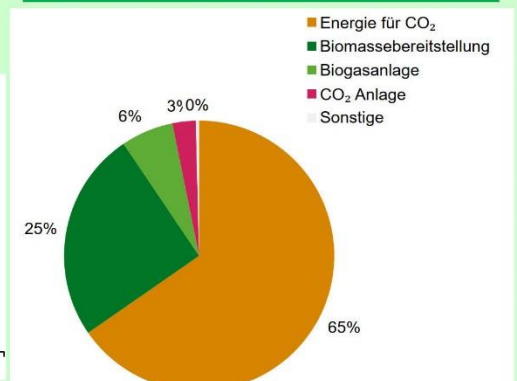
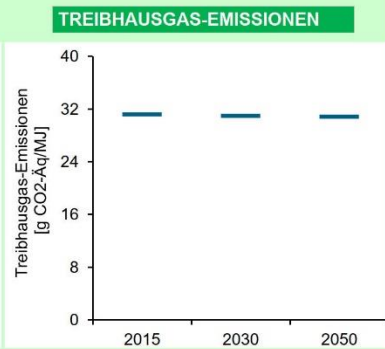
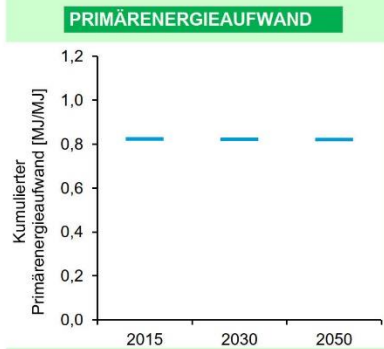
TRL-Level

CO ₂ -Abscheidung	n.a.
Elektrolyse	n.a.
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse Energie für CO₂, Biomassebereitstellung, Biogasanlage, CO₂ Anlage
sonstige im Diagramm Transport Produkte, Hilfsstoffe

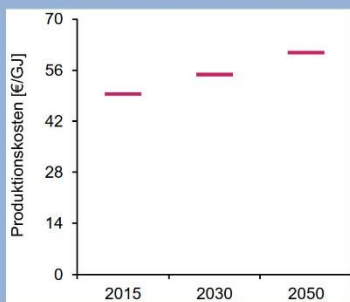
AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



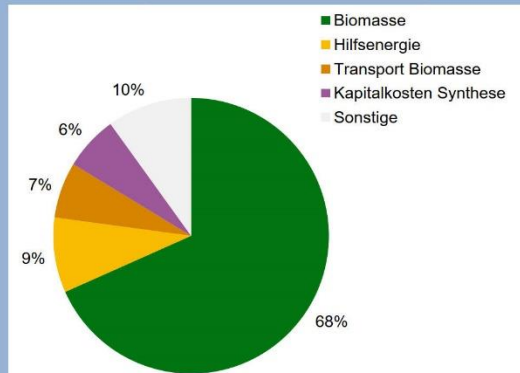
KOSTENSCHÄTZUNG

Haupteinflüsse Biomasse, Hilfsenergie, Transport Biomasse, Kapitalkosten Synthese
sonstige im Diagramm Fixkosten Synthese, Transport, Betriebsstoffe

PRODUKTIONSKOSTEN

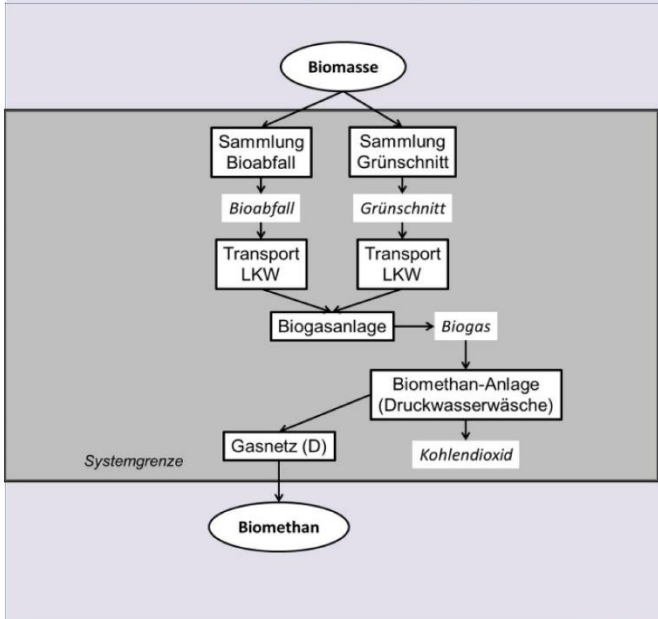


KOSTENAUFTEILUNG 2015



59_Biomethan/Vergärung/Bioabfall/Grünschnitt/Gasnetz (D)_D

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Bioabfall und Grünschnitt werden in Deutschland gesammelt, zu einer Biogasanlage gebracht. Das Biogas wird mittels Druckwasserwäsche zu Biomethan veredelt und in das Gasnetz eingespeist.

Kenngrößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	n.a.
Wirkungsgrad	n.a.
Investitionskosten [Mio. €]	n.a.

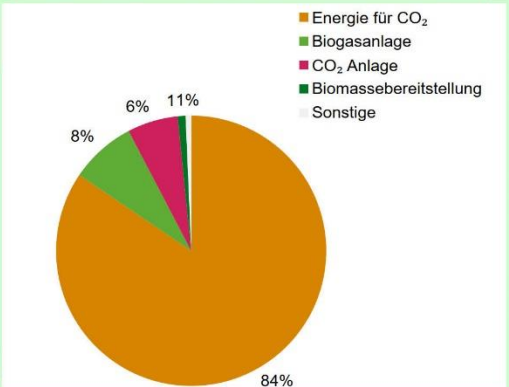
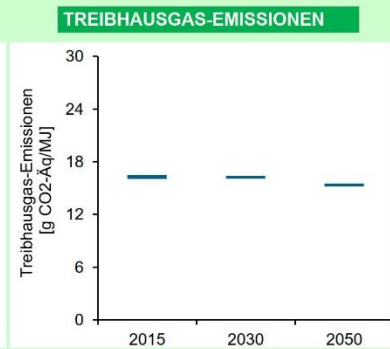
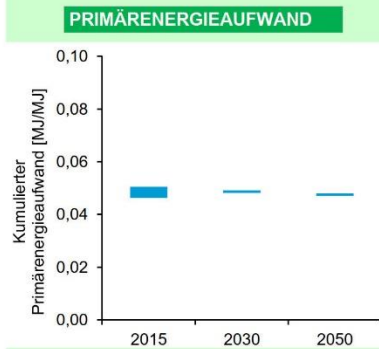
TRL-Level

CO ₂ -Abscheidung	n.a.
Elektrolyse	n.a.
Synthese	7

ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse Energie für CO₂, Biogasanlage, CO₂ Anlage, Biomassebereitstellung
sonstige im Diagramm Transport Produkte, Hilfsstoffe, Energie O₂+Wasser

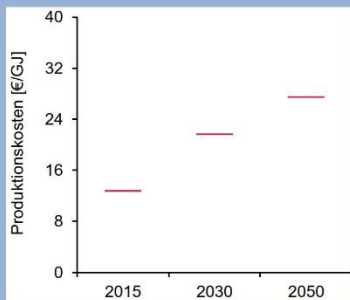
AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



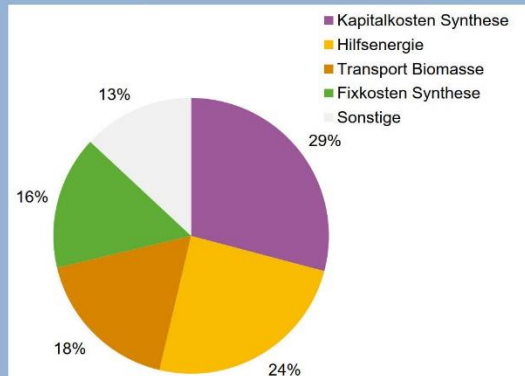
KOSTENSCHÄTZUNG

Haupteinflüsse Kapitalkosten Synthese, Hilfsenergie, Transport Biomasse, Fixkosten Synthese
sonstige im Diagramm Transport, Betriebsstoffe

PRODUKTIONSKOSTEN

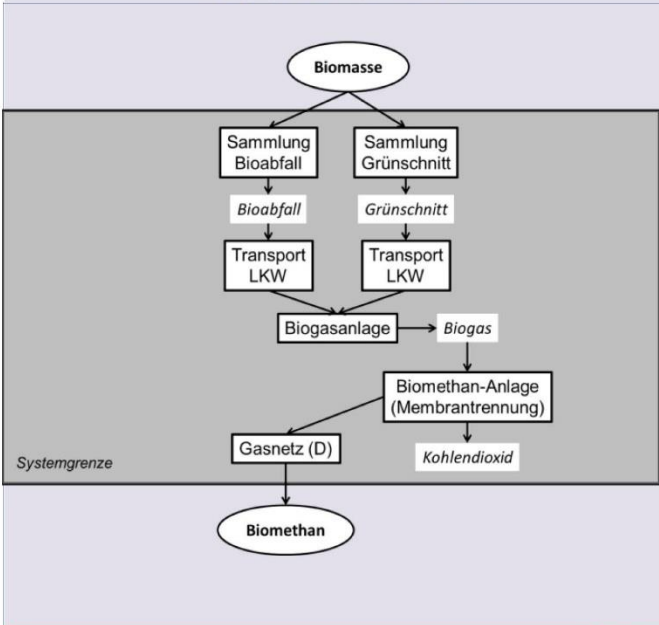


KOSTENAUFTEILUNG 2015



60_Biomethan/Vergärung/Bioabfall/Grünschnitt/Gasnetz (D)_D

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Bioabfall und Grünschnitt werden in Deutschland gesammelt, zu einer Biogasanlage gebracht. Das Biogas wird mittels Membrantrennung zu Biomethan veredelt und in das Gasnetz eingespeist.

Kenngößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	n.a.
Wirkungsgrad	n.a.
Investitionskosten [Mio. €]	n.a.

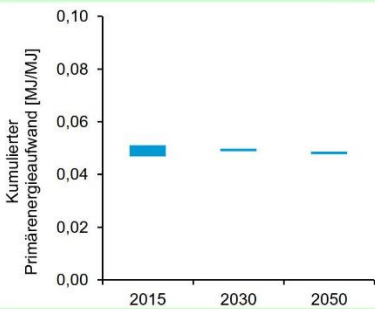
TRL-Level

CO ₂ -Abscheidung	n.a.
Elektrolyse	n.a.
Synthese	7

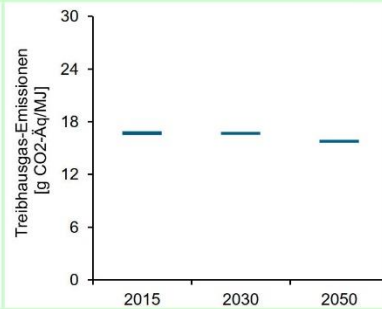
ÖKOBILANZ

Haupteinflüsse Energie für CO₂, Biogasanlage, CO₂ Anlage, Biomassebereitstellung
sonstige im Diagramm Transport Produkte, Hilfsstoffe

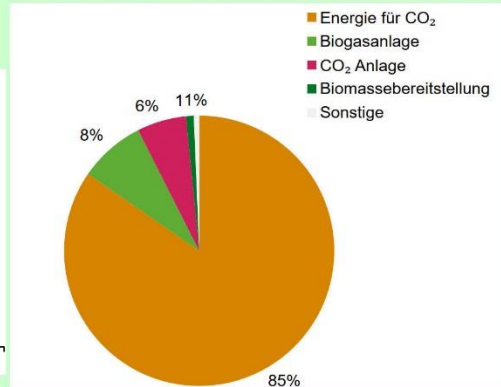
PRIMÄRENERGIEAUFWAND



TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN



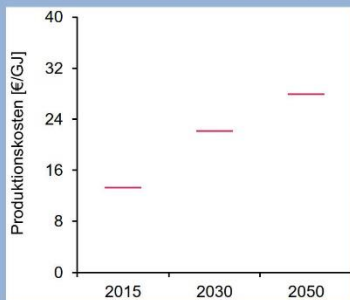
AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



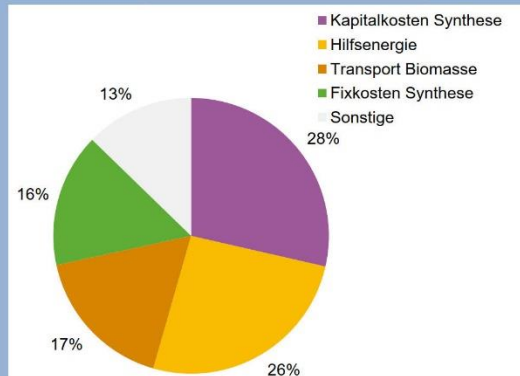
KOSTENSCHÄTZUNG

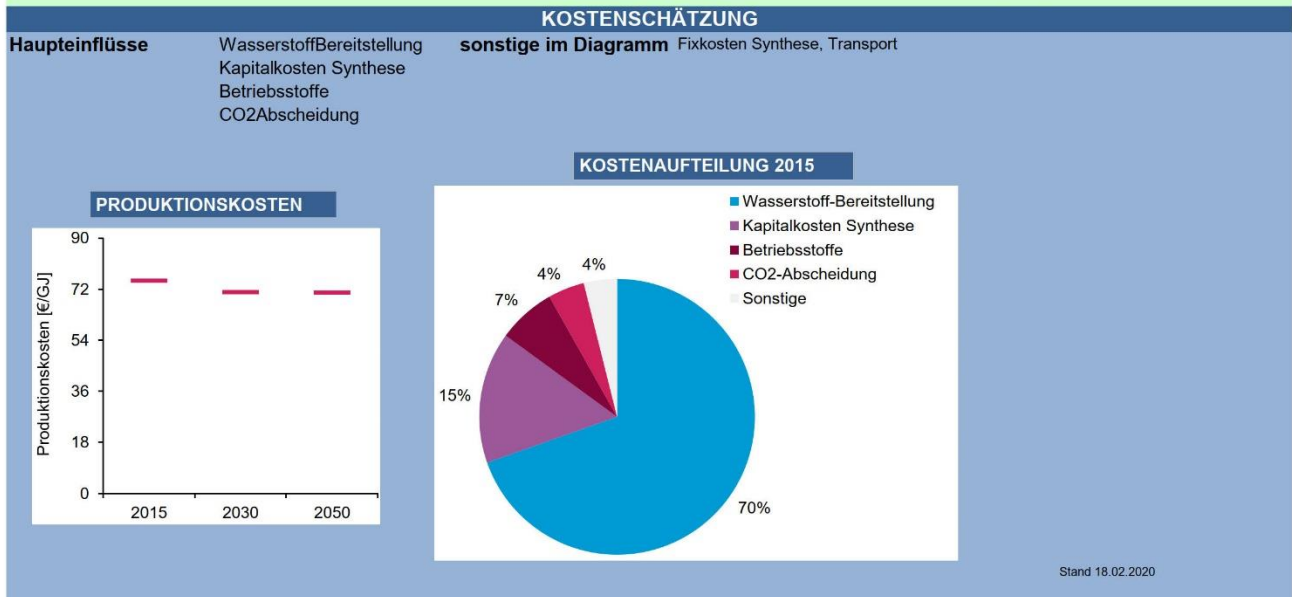
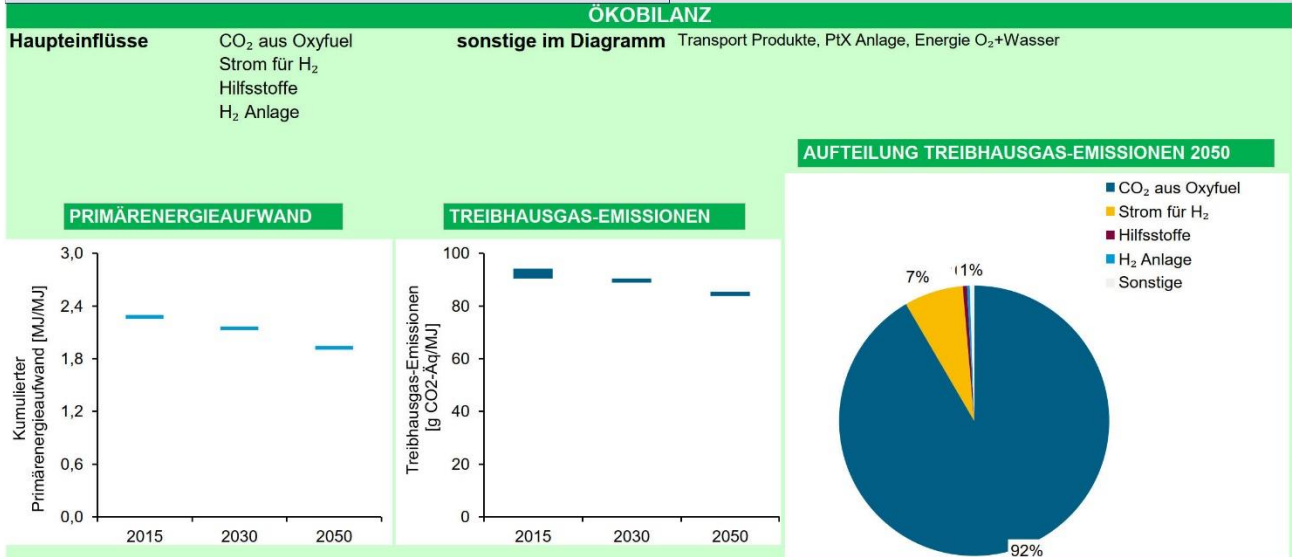
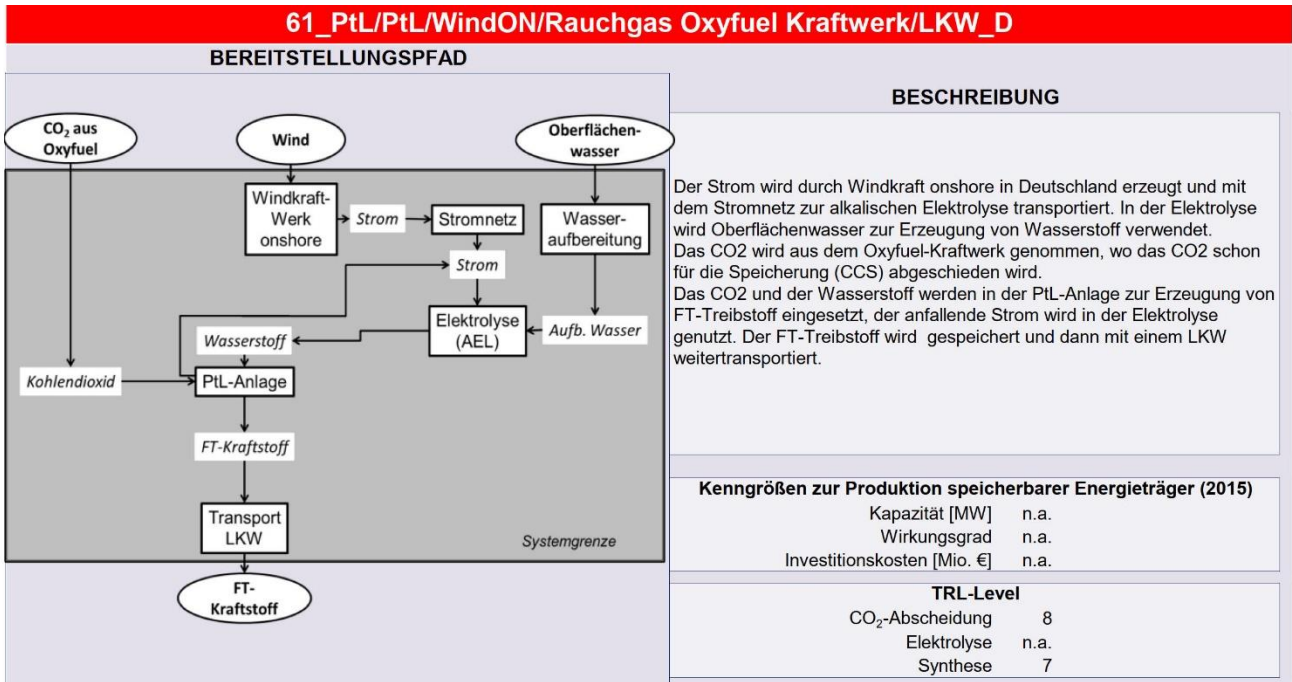
Haupteinflüsse Kapitalkosten Synthese, Hilfsenergie, Transport Biomasse, Fixkosten Synthese
sonstige im Diagramm Transport, Betriebsstoffe

PRODUKTIONSKOSTEN



KOSTENAUFTEILUNG 2015

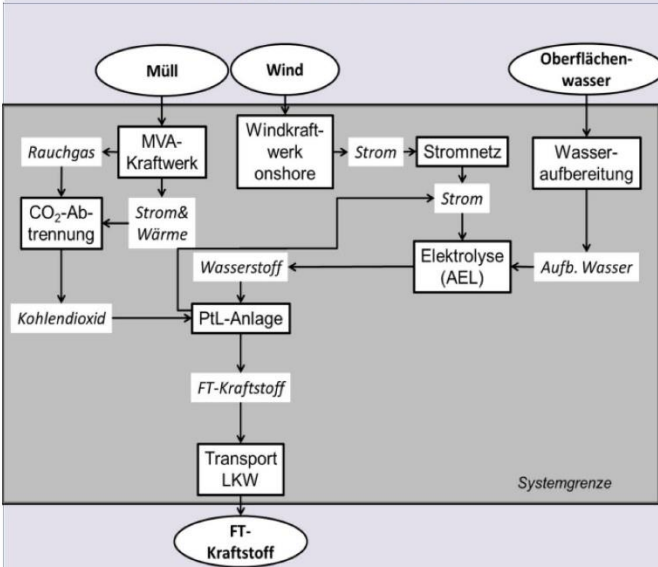




Stand 18.02.2020

62_PtL/PtL/WindON/Rauchgas MVA (Müll)/LKW_D

BEREITSTELLUNGSPFAD



BESCHREIBUNG

Der Strom wird durch Windkraft onshore in Deutschland erzeugt und mit dem Stromnetz zur alkalischen Elektrolyse transportiert. In der Elektrolyse wird Oberflächenwasser zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Das CO₂ wird aus dem Rauchgas einer Müllverbrennungsanlage gewonnen, Strom und Wärme der Anlage werden genutzt. Das CO₂ und der Wasserstoff werden in der PtL-Anlage zur Erzeugung von FT-Treibstoff eingesetzt, der anfallende Strom wird in der Elektrolyse genutzt. Der FT-Treibstoff wird gespeichert und dann mit einem LKW weitertransportiert.

Kenngrößen zur Produktion speicherbarer Energieträger (2015)

Kapazität [MW]	n.a.
Wirkungsgrad	n.a.
Investitionskosten [Mio. €]	n.a.

TRL-Level

CO ₂ -Abscheidung	8
Elektrolyse	n.a.
Synthese	7

ÖKOBILANZ

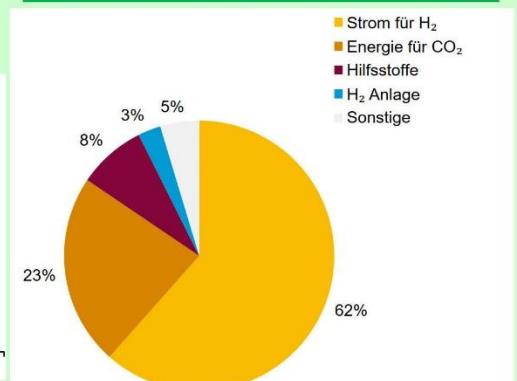
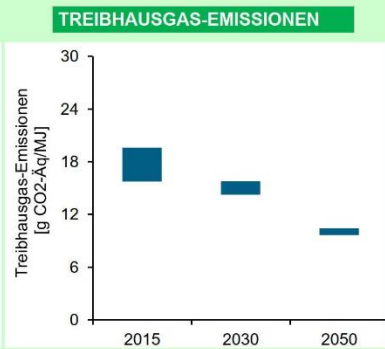
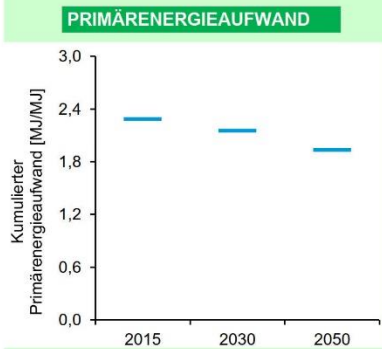
Haupteinflüsse

Strom für H₂
Energie für CO₂
Hilfsstoffe
H₂ Anlage

sonstige im Diagramm

Transport Produkte, PtX Anlage, Energie O₂+Wasser, CO₂ Anlage

AUFTEILUNG TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN 2050



KOSTENSCHÄTZUNG

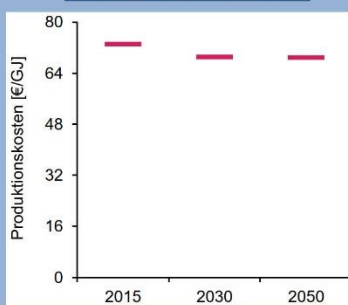
Haupteinflüsse

Wasserstoffbereitstellung
Kapitalkosten Synthese
Betriebsstoffe
Fixkosten Synthese

sonstige im Diagramm

CO₂Abscheidung, Transport

PRODUKTIONSKOSTEN



KOSTENAUFTEILUNG 2015

