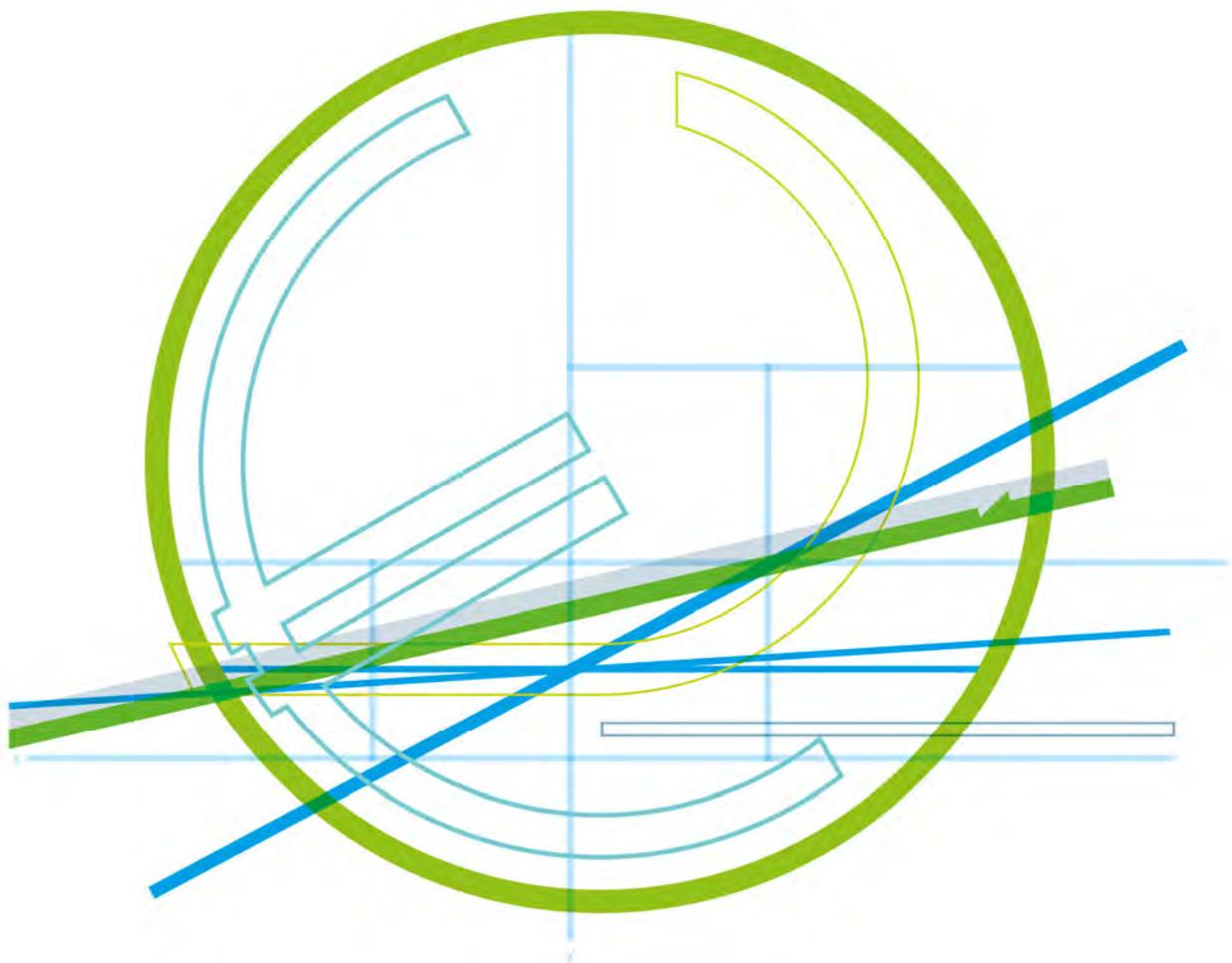


ALGAE&ENERGY:AUSTRIA

Algen – eine zukünftige erneuerbare Energiequelle?
Stand der Technik und Zukunftsperspektiven
für das österreichische Energiesystem



VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

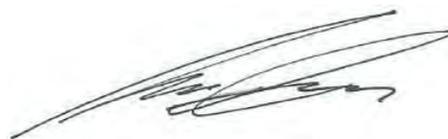
Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Neue Energien 2020“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Theresia Vogel'.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Ingmar Höbarth'.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds



ENDBERICHT

ALGAE&ENERGY:AUSTRIA **Algen – eine zukünftige erneuerbare Energiequelle?** **Stand der Technik und Zukunftsperspektiven** **für das österreichische Energiesystem**

M. HINGSAMER, K. KÖNIGHOFER, G. JUNGMEIER, J. PUCKER,
L. CANELLA, N. PENA (JOANNEUM RESEARCH)
R. RAUCH, A. FLAMMINI, J. HRBEK (TU WIEN)
G. BOCHMANN, B. DROSG (BOKU Wien)
A. SONNLEITNER, D. BACOVSKY, N. LUDWICZEK (BIOENERGY 2020+)



bioenergy2020+

NEUE ENERGIE 2020

Programmsteuerung



Programmabwicklung



Graz, im Juni 2012

*FFG-Projekt Nr.: 825403
JOANNEUM RESEARCH Projekt Nr.: RES.04-10.GF.002-01
JOANNEUM RESEARCH Bericht Nr.: ENG-B-10/11
Endbericht 150 Seiten (zusätzlich 9 Anhänge)*

ALGAE&ENERGY:AUSTRIA
Algen – eine zukünftige erneuerbare Energiequelle?
Stand der Technik und Zukunftsperspektiven für das
österreichische Energiesystem

*M. HINGSAMER, K. KÖNIGHOFER, G. JUNGMEIER, J. PUCKER,
L. CANELLA, N. PENA (JOANNEUM RESEARCH)
R. RAUCH, A. FLAMMINI, J. HRBEK (TU WIEN)
G. BOCHMANN, B. DROSG (BOKU WIEN)
A. SONNLEITNER, D. BACOVSKY, N. LUDWICZEK (BIOENERGY 2020+)*

JUNI 2012

Projekt Nr.: RES.04-10.GF.002-01
Bericht Nr.: ENG-B-10/11
Freigegeben: Graz, am 25. Juni 2012



R. Padinger
Forschungsgruppenleiter

K. Könighofer
Projektleiter

Projekttitle

Algae&Energy:Austria

Algen – eine zukünftige erneuerbare Energiequelle? – Stand der Technik und Zukunftsperspektiven für das österreichische Energiesystem

Projektkonsortium

JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH
RESOURCES – Institut für Wasser, Energie und Nachhaltigkeit
Energieforschung

Mag.^a Maria Hingsamer
Dipl.-Ing. Kurt Könighofer
Dipl.-Ing. Dr. Gerfried Jungmeier
Dipl.-Ing.ⁱⁿ (FH) Johanna Pucker
Dipl.-Ing.ⁱⁿ Lorenza Canella
MSc Naomi Pena
Elisabethstraße 18/II
8010 Graz
Tel. +43/316/876-1421
Fax +43/316/8769-1421
Email: maria.hingsamer@joanneum.at
<http://www.joanneum.at>



Technische Universität Wien
Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und
technische Biowissenschaften

Dipl.-Ing. Dr. Reinhard Rauch
Dipl.-Ing. Alessandro Flammini
Dipl.-Ing.ⁱⁿ Dr.ⁱⁿ Jitka Hrbek
Getreidemarkt 9/166
1060 Wien
Tel. +43/01/58801-15954
Fax. +43/01/58801-15999
Email: rrauch@mail.zserv.tuwien.ac.at
<http://www.vt.tuwien.ac.at>



**Universität für Bodenkultur
Interuniversitäres Forschungsinstitut für Agrarbiotechnologie**

Dipl.-Ing. Günther Bochmann
Dipl.-Ing. Bernhard Drosch
Konrad Lorenz Strasse 20
3430 Tulln
Tel. +43/2272/66280-536
Fax. +43/2272/66280-503
Email: guenther.bochmann@boku.ac.at
<http://www.ifa-tulln.ac.at>



**BIOENERGY 2020+ GmbH
Standort Wieselburg**

Dipl.-Ing.ⁱⁿ (FH) Andrea Sonnleitner
Dipl.-Ing.ⁱⁿ Dina Bacovsky
Mag. Nikolaus Ludwizcek
Gewerbepark Haag 3
3250 Wieselburg-Land
Tel. +43/7416/52238-37
Fax. +43/7416/52238-99
Email: andrea.sonnleitner@bioenergy2020.eu
<http://www.bioenergy2020.eu>

bioenergy2020+



Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.



Inhaltsverzeichnis

ZUSAMMENFASSUNG	9
SUMMARY	14
1 EINLEITUNG	18
1.1 AUFGABENSTELLUNG	18
1.2 SCHWERPUNKTE DES PROJEKTES	18
1.3 EINORDNUNG IN DAS PROGRAMM	19
1.4 VERWENDETE METHODEN	21
1.5 AUFBAU DER ARBEIT	21
1.6 ROLLE DER PROJEKTPARTNER	22
1.7 ELEMENTE DER NUTZUNGSPFADE FÜR BIOENERGIE AUS MIKROALGEN	22
2 ALGENARTEN UND –PRODUKTIONSTECHNOLOGIEN	26
2.1 ALGENARTEN ZUR ENERGIEPRODUKTION	26
2.1.1 Algenarten	26
2.1.2 Stöchiometrische Massenbilanz	29
2.2 UMWELTBEDINGUNGEN	30
2.3 KULTIVIERUNG VON MIKROALGEN	32
2.3.1 Offene Systeme	32
2.3.2 Photobioreaktoren	33
2.3.3 Fermenter	34
2.3.4 Integrierte Systeme	34
2.3.5 Vergleich der Produktivitäten	35
2.4 MIKROALGEN IN DER ABWASSERBEHANDLUNG	36
2.5 ERNTE DER ALGENBIOMASSE	36
2.5.1 Flokkulation	37
2.5.2 Flotation	37
2.5.3 Sedimentation	37
2.5.4 Zentrifugation	37
2.5.5 Filtration	37
2.5.6 Ultraschall-Aggregation	37
2.6 AUFBEREITUNG DER ALGENBIOMASSE	38
2.6.1 Trocknung	38
2.6.2 Ölextraktion	38
3 UMWANDLUNGSTECHNOLOGIEN	40
3.1 BIOCHEMISCHE UMWANDLUNG	40
3.1.1 Alkoholfermentation	40
3.1.2 Methanfermentation	41
3.2 THERMOCHEMISCHE UMWANDLUNG	42
3.2.1 Verbrennung	43
3.2.2 Vergasung	44
3.2.3 Pyrolyse	45
3.2.4 Raffinerieprozesse	47

3.2.5	Hydrothermale Prozesse	47
3.3	MECHANISCHE UND CHEMISCHE UMWANDLUNG	48
3.3.1	Umesterung und Veresterung	48
4	NUTZUNGSPFADE FÜR BIOENERGIE AUS MIKROALGEN IN ÖSTERREICH ..51	
4.1	BESCHREIBUNG DER AUSGEWÄHLTEN NUTZUNGSPFADE FÜR BIOENERGIE AUS MIKROALGEN	51
4.2	ANLAGENGRÖßEN	58
4.3	KULTIVIERUNG	60
4.3.1	Auswahl	60
4.3.2	Massenbilanzen	62
4.3.3	Energiebilanzen	63
4.3.4	Kostendaten	65
4.4	ERNTE	65
4.4.1	Auswahl	65
4.4.2	Massenbilanzen	66
4.4.3	Energiebilanzen	67
4.4.4	Kostendaten	68
4.5	AUFBEREITUNG	69
4.5.1	Auswahl	69
4.5.2	Massenbilanzen	69
4.5.3	Energiebilanzen	70
4.5.4	Kostendaten	71
4.6	BIOCHEMISCHE UMWANDLUNG	71
4.6.1	Auswahl	71
4.6.2	Massenbilanzen	74
4.6.3	Energiebilanzen	75
4.6.4	Kostendaten	77
4.7	THERMOCHEMISCHE UMWANDLUNG	78
4.7.1	Auswahl	78
4.7.2	Massenbilanzen	78
4.7.3	Energiebilanzen	81
4.7.4	Kostendaten	82
4.8	MECHANISCHE UND CHEMISCHE UMWANDLUNG	83
4.8.1	Auswahl	83
4.8.2	Massenbilanzen	84
4.8.3	Energiebilanzen	85
4.8.4	Kostendaten	85
5	BEWERTUNG DER AUSGEWÄHLTEN NUTZUNGSPFADE FÜR BIOENERGIE AUS MIKROALGEN	86
5.1	VORGANGSWEISE	86
5.2	REFERENZSYSTEME	86
5.3	TECHNOLOGISCHE BEWERTUNG	87
5.4	ÖKONOMISCHE BEWERTUNG	89
5.4.1	Methodik	89
5.4.2	Kostenvergleichsrechnung	93
5.4.3	Sensitivitätsanalyse	102
5.4.4	Vergleich mit Referenzsystemen	105

5.5	ÖKOLOGISCHE BEWERTUNG	109
5.5.1	Methodik	109
5.5.2	Prozessketten	114
5.5.3	Treibhausgas-Emissionen	117
5.5.4	Fossiler kumulierter Primärenergiebedarf	124
5.5.5	Flächenbedarf der Algenkultivierung	128
5.6	GESAMTBEWERTUNG	131
6	SZENARIEN FÜR ÖSTERREICH MITTELFRISTIG/LANGFRISTIG	134
6.1	SZENARIEN-FESTLEGUNG	134
6.1.1	Einleitung	134
6.1.2	Szenarien.....	135
6.2	ERGEBNISSE SZENARIEN	136
7	FORSCHUNGS- UND ENTWICKLUNGSBEDARF	139
8	ERGEBNISSE UND SCHLUSSFOLGERUNGEN	141
9	AUSBLICK UND EMPFEHLUNGEN	145
10	LITERATURVERZEICHNIS	146
11	ANHANGFEHLER! TEXTMARKE NICHT DEFINIERT.	
11.1	ALGENARTEN UND PRODUKTIONSTECHNOLOGIEN	
11.2	BERECHNUNG DER THEORETISCH MAXIMALEN FLÄCHENPRODUKTIVITÄT IN ÖSTERREICH	
11.3	KOSTEN DER ALGENPRODUKTION	
11.4	MASSENBLANZEN DER EINZELNEN NUTZUNGSPFADE 2020 (MITTELFRISTIG) UND 2050 (LANGFRISTIG)	
11.5	ÜBERSICHT ENERGIEBEDARF UND OUTPUT DER NUTZUNGSPFADE	
11.6	UMWANDLUNG ZU BIODIESEL IM DETAIL	
11.7	ÖKONOMISCHE BEWERTUNG	
11.8	SENSITIVITÄTSANALYSE	
11.9	GEWINNVERGLEICHSRECHNUNG UND AMORTISATIONSZEITEN	

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Überblick über eine Auswahl von Mikroalgenarten und deren Zusammensetzung	28
Tabelle 2-2: Überblick über eine Auswahl von Mikroalgenarten und deren Produktivitäten	29
Tabelle 2-3: Fettsäuremuster verschiedener Mikroalgenarten (GOUVEIA und OLIVEIRA, 2009)	39
Tabelle 4-1: Gruppen der Algennutzung sowie Umwandlungstechnologie der jeweiligen Nutzungspfade	54
Tabelle 4-2: Definierte Anlagengrößen der Nutzungspfade	59
Tabelle 4-3: Massenbilanz Flat Plate Photobioreaktor	62
Tabelle 4-4: Massenbilanz Raceway Pond	63
Tabelle 4-5: Energiebedarf Flat Plate Photobioreaktor	64
Tabelle 4-6: Energiebedarf Raceway Pond	64
Tabelle 4-7: Massenbilanz Flokkulation mit Flotation	66
Tabelle 4-8: Massenbilanz Zentrifugation	67
Tabelle 4-9: Energiebedarf Flokkulation mit Flotation	68
Tabelle 4-10: Energiebedarf Zentrifugation	68
Tabelle 4-11: Massenbilanz Trocknung	69
Tabelle 4-12: Massenbilanz Ölextraktion	70
Tabelle 4-13: Energiebedarf Trocknung	70
Tabelle 4-14: Energiebedarf Ölextraktion	71
Tabelle 4-15: Biogas- und Methanerträge aus Algen	72
Tabelle 4-16: Massenbilanz Ethanolproduktion (Nutzungspfad „2 Bioethanol“)	74
Tabelle 4-17: Massenbilanz Biogasanlage (Nutzungspfad „3a Biomethan“)	75
Tabelle 4-18: Massenbilanz Biogasanlage (Nutzungspfad „4a Biomethan“)	75
Tabelle 4-19: Energiebilanz Ethanolproduktion (Nutzungspfad „2 Bioethanol“)	76
Tabelle 4-20: Energiebilanz Biogasanlage (Nutzungspfad „3a Biomethan“)	76
Tabelle 4-21: Energiebilanz Biogasanlage (Nutzungspfad „4a Biomethan“)	77
Tabelle 4-22: Massenbilanz hydrothermale Karbonisierung (Nutzungspfad „3b HTC-Kohle“)	79
Tabelle 4-23: Massenbilanz hydrothermale Karbonisierung (Nutzungspfad „4b HTC-Kohle“)	79
Tabelle 4-24: Massenbilanz hydrothermale Vergasung (Nutzungspfad „3c Biowasserstoff, Biomethan“)	79
Tabelle 4-25: Massenbilanz hydrothermale Karbonisierung (Nutzungspfad „4b Biowasserstoff, Biomethan“)	80
Tabelle 4-26: Massenbilanz Fluid Catalytic Cracking (Nutzungspfad „1b Biobenzin“)	81
Tabelle 4-27: Heizwerte der Produkte aus Verfahren der thermochemischen Umwandlung	81
Tabelle 4-28: Energiebilanz hydrothermale Karbonisierung (Nutzungspfad „3b HTC-Kohle“)	81
Tabelle 4-29: Energiebilanz hydrothermale Karbonisierung (Nutzungspfad „4b HTC-Kohle“)	81
Tabelle 4-30: Energiebilanz hydrothermale Vergasung (Nutzungspfad „3c Biowasserstoff, Biomethan“)	82
Tabelle 4-31: Energiebilanz hydrothermale Vergasung (Nutzungspfad „4c Biowasserstoff, Biomethan“)	82
Tabelle 4-32: Energiebilanz Fluid Catalytic Cracking (Nutzungspfad „1b Biobenzin“)	82
Tabelle 4-33: Massenbilanz Biodieselproduktion mittelfristig	84
Tabelle 4-34: Massenbilanz Biodieselproduktion langfristig	85
Tabelle 4-35: Energiebedarf Biodieselproduktion mittelfristig	85
Tabelle 4-36: Energiebedarf Biodieselproduktion langfristig	85
Tabelle 5-1: Referenzsysteme mit fossiler oder erneuerbarer Energie	87
Tabelle 5-2: Stand der Entwicklung der Technologien der ausgewählten Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen	89
Tabelle 5-3: Gesamtinvestitionskosten	93
Tabelle 5-4: Kosten der Hauptprodukte mit und ohne Erlöse für Nebenprodukte	100
Tabelle 5-5: Produzierte Energiemenge und – kosten	101
Tabelle 5-6: Vergleich mit fossilen und erneuerbaren Referenzen im mittelfristigen Zeitraum	106
Tabelle 5-7: Vergleich mit fossilen Referenzen im langfristigen Zeitraum	107
Tabelle 5-8: Varianten der Energiebereitstellung	114
Tabelle 5-9: Treibhausgas-Emissionen der Referenzsysteme mit fossiler sowie erneuerbarer Energie	123

Tabelle 5-10: Fossiler kumulierter Primärenergiebedarf der Referenzsysteme mit fossiler oder erneuerbarer Energie	127
Tabelle 6-1: Biodieselmengen Österreich (mittelfristig und langfristig)	136
Tabelle 6-2: Anlagenanzahl der Szenarien	137
Tabelle 6-3: Energiepotentiale der Szenarien	137
Tabelle 6-4: Treibhausgas-Reduktion der Szenarien	138
Tabelle 6-5: Szenario langfristig – Energiepotentiale und Treibhausgas-Reduktion	138
Tabelle 7-1: Forschungs- und Entwicklungsbedarf im Bereich der Energieträgerproduktion aus Mikroalgen	140

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Elemente der Nutzungspfade für Energieträger aus Mikroalgen.....	23
Abbildung 1-2: Technologien der Kultivierung, Ernte und Aufbereitung der Nutzungspfade für Energieträger aus Mikroalgen	24
Abbildung 1-3: Umwandlungstechnologien sowie Produkte der Nutzungspfade für Energieträger aus Mikroalgen	25
Abbildung 2-1: Stöchiometrische Massenbilanz.....	30
Abbildung 2-2: Beispiele für offene Systeme: links offener Teich, rechts Raceway Pond (DARZINS et al., 2010).....	33
Abbildung 2-3: Beispiele für tubuläre PBR: links vertikale PBR und rechts horizontale PBR im AlgaeParc Wageningen (Fotos © Andrea Sonnleitner)	34
Abbildung 2-4: Beispiele für PBR: links Flachplatten PBR (http://biofuels.asu.edu/images/biomaterials-figure1.jpg), rechts Big Bag System (Foto: Business Wire)	34
Abbildung 2-5: Bandbreite der Biomasseproduktivitäten der einzelnen Kultivierungssysteme in $g/(m^2*d)$	35
Abbildung 3-1: Prozessschritte einer Bioethanolanlage mit Trockenvermahlung ("dry-grind") (BOTHAST UND SCHILCHER, 2005)	41
Abbildung 3-2: Mikrobiologische Abbauschritte bei der Methanfermentation (SPEECE, 1996)	41
Abbildung 3-3: Verbrennungsablauf.....	43
Abbildung 3-4: Heizwert von Holz in Abhängigkeit vom Wassergehalt bzw. der Feuchte.....	44
Abbildung 3-5: Ablauf der Vergasung	45
Abbildung 3-6: Ablauf der Pyrolyse	45
Abbildung 3-7: Produkte aus der Pyrolyse	46
Abbildung 3-8: Fließbild Biomethan aus Algen	48
Abbildung 3-9: Prozessschritte der Biodieselproduktion aus Mikroalgenöl	49
Abbildung 4-1: Auswahl der Technologien der Kultivierung, Ernte und Aufbereitung der Nutzungspfade für Energieträger aus Mikroalgen	52
Abbildung 4-2: Auswahl der Umwandlungstechnologien und deren Produkte der Nutzungspfade für Energieträger aus Mikroalgen	52
Abbildung 4-3: Auswahl der interessantesten Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen in Österreich	56
Abbildung 4-4: Prozessschema der Nutzungspfade 1, 2 und 3 von Kultivierung bis Aufbereitung	57
Abbildung 4-5: Prozessschema der Nutzungspfade 4 von Kultivierung bis Ernte	57
Abbildung 4-6: Konversion von Ölen in einer FCC Anlage	80
Abbildung 5-1: Anteile an den Investitionskosten im mittelfristigen Zeitraum	94
Abbildung 5-2: Anteile an den Investitionskosten im langfristigen Zeitraum	95
Abbildung 5-3: Anteile an den Betriebskosten im langfristigen Zeitraum.....	96
Abbildung 5-4: Betriebskosten Nutzungspfad „1a Biodiesel“	96
Abbildung 5-5: Betriebskosten ohne Abschreibung Nutzungspfad „4a Biomethan“	97
Abbildung 5-6: Zusammensetzung der jährlichen Produktionskosten mittelfristig.....	98
Abbildung 5-7: Zusammensetzung der jährlichen Produktionskosten langfristig.....	98
Abbildung 5-8: Kosten der Hauptprodukte	100
Abbildung 5-9: Kosten bezogen auf die energetischen Produkte	101
Abbildung 5-10: Sensitivitätsanalyse Nutzungspfad 1a – Kosten für Biodiesel	102
Abbildung 5-11: Sensitivitätsanalyse Nutzungspfad 4a – Kosten für Biomethan	103
Abbildung 5-12: Minimale und maximale Auswirkung von variierten Parametern auf die Kosten des Endproduktes.....	104
Abbildung 5-13: Auswirkungen von Technologieverbesserungen und Investitionskostenreduktion im langfristigen Zeitraum auf die einzelnen Nutzungspfade	105
Abbildung 5-14: Vergleich fossile Referenz (langfristiger Zeitraum) inkl. Mineralöl- und MwSt. und Algentreibstoff langfristig inkl. MwSt.	108
Abbildung 5-15: Schema für den Vergleich von Biotreibstoffen und fossilen Treibstoffen im Lebenszyklus (JUNGMEIER et al. 2003, JUNGMEIER et al. 1999).....	110
Abbildung 5-16: Beispiel für CO ₂ -Bilanzierung bei Nutzung aus Verbrennungsgasen.....	112
Abbildung 5-17: Prozesskette des Nutzungspfades „1a Biodiesel“ im Vergleich zum Referenzsystem mit Diesel.....	115

Abbildung 5-18: Prozesskette des Nutzungspfades „1a Biodiesel“ im Vergleich zum Referenzsystem mit Biodiesel aus Raps	115
Abbildung 5-19: Prozesskette der Nutzungspfade „3a Biomethan“ und „4a Biomethan“ im Vergleich zum Referenzsystem mit Erdgas.....	116
Abbildung 5-20: Prozesskette der Nutzungspfade „3a Biomethan“ und „4a Biomethan“ im Vergleich zum Referenzsystem mit Biomethan aus Gülle und Energiepflanzen	116
Abbildung 5-21: Treibhausgas-Emissionen des Nutzungspfades „1a Biodiesel“ im Vergleich zu Referenzsystemen.....	118
Abbildung 5-22: Treibhausgas-Emissionen aus Errichtung der Algenkultivierungsanlage und Betrieb des Nutzungspfades „1a Biodiesel“.....	118
Abbildung 5-23: Veränderung der Treibhausgas-Emissionen des Nutzungspfades „1a Biodiesel“ und Referenzsysteme mit erneuerbarer Energie bei Ersatz von Diesel durch Biodiesel.....	119
Abbildung 5-24: Treibhausgas-Emissionen des Nutzungspfades „4a Biomethan“ im Vergleich zu Referenzsystemen.....	120
Abbildung 5-25: Veränderung der Treibhausgas-Emissionen des Nutzungspfades „4a Biomethan“ und Referenzsysteme mit erneuerbarer Energie bei Ersatz von Erdgas durch Biomethan.....	121
Abbildung 5-26: Treibhausgas-Emissionen der Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen der Variante Hilfsenergie Holz	122
Abbildung 5-27: Veränderung der Treibhausgas-Emissionen der Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen der Variante Hilfsenergie Holz im Vergleich zum entsprechenden Referenzsystem mit fossiler Energie	123
Abbildung 5-28: Fossiler kumulierter Primärenergiebedarf des Nutzungspfades „1a Biodiesel“ im Vergleich zu Referenzsystemen.....	125
Abbildung 5-29: Fossiler kumulierter Primärenergiebedarf des Nutzungspfades „4a Biomethan“ im Vergleich zu Referenzsystemen.....	125
Abbildung 5-30: Fossiler kumulierter Primärenergiebedarf der Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen der Variante Hilfsenergie Holz	127
Abbildung 5-31: Veränderung des fossilen kumulierten Primärenergiebedarfs der Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen der Variante Hilfsenergie Holz im Vergleich zum entsprechenden Referenzsystem mit fossiler Energie	128
Abbildung 5-32: Flächenbedarf der Algenkultivierung des Nutzungspfades „1a Biodiesel“ im Vergleich zu Referenzsystemen mit erneuerbarer Energie.....	129
Abbildung 5-33: Flächenbedarf der Algenkultivierung des Nutzungspfades „4a Biomethan“.....	129
Abbildung 5-34: Flächenbedarf der Algenkultivierung der Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen	130
Abbildung 5-35: Transportdienstleistung (PKW) einzelner Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen sowie einzelner Referenzsysteme mit erneuerbarer Energie.....	131
Abbildung 6-1: Anzahl der Standorte in Österreich mit mehr als 300.000 t/a CO ₂	134
Abbildung 6-2: Anzahl kommunaler Abwasseranlagen nach Einwohnerwerten (EW).....	135

Zusammenfassung

Ausgangssituation/Motivation

Der Einsatz von erneuerbarer Energie, die nachhaltig erzeugt und genutzt wird, trägt dazu bei, die Treibhausgas-Emissionen in Österreich, jährlich etwa 85 Mio. t CO₂-Äq., zu reduzieren. Die Biomasse zählt neben der Wasserkraft zu den wesentlichen erneuerbaren Energieträgern und hat in Österreich einen Anteil an der gesamten Primärenergie (etwa 1.400 PJ/a) von etwa 14% (STREICHER et al., 2010). Während die Biomassepotentiale aus der Land- und Forstwirtschaft verfügbar sind und zukünftig verstärkt verfügbar gemacht werden sollen, um Strom, Wärme und Treibstoffe zu erzeugen, ist der zukünftig mögliche Beitrag von Algenbiomasse zum österreichischen Energiesystem noch nicht erforscht. Aktuelle internationale Forschungsergebnisse bewerten Mikroalgen als eine Ressource, die bei der Erzeugung unterschiedlicher Energieträger zukünftig energiewirtschaftliche Bedeutung erlangen könnte. Jedoch gibt es noch keine kommerziellen Anwendungen von Mikroalgen zur Energienutzung, da es noch einer Vielzahl von Herausforderungen zu bewältigen gilt: z.B. großtechnische Produktionstechnologien, Optimierung des Energie-, Nährstoff- und Wasserbedarfs, Aufrechterhaltung stabiler Produktionsbedingungen und Kostenreduktion bei Errichtung und Betrieb.

Inhalt und Ziele

Diese Studie liefert einen Überblick über den aktuellen Stand der Entwicklung und des möglichen Potentials von Mikroalgen für die energetische Nutzung in Österreich. Um die zukünftige energiewirtschaftliche Bedeutung von Mikroalgen sowie Schwerpunkte in österreichischen Energie- und Klimaprogrammen zu bewerten, bedarf es technologischer, ökonomischer und ökologischer Analysen der energetischen Algenutzung. In mittel- und langfristigen Szenarien wurde der mögliche zukünftige Beitrag der Algen zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energie und zur Treibhausgas-Reduktion zur Erreichung der österreichischen Energie- und Klimaziele untersucht.

Der Stand der Technik für Aufzucht, Ernte und Aufbereitung von Mikroalgen sowie unterschiedliche Technologien zur Erzeugung von Energieträgern aus Algenbiomasse wurde erhoben und bewertet. Ein Überblick über die unterschiedlichen Mikroalgenarten für die energetische Nutzung wurde erarbeitet sowie das Synergiepotential von Mikroalgen und Abwasserreinigung erhoben. Die für Österreich interessantesten Möglichkeiten zur energetischen Algenutzung wurden identifiziert. Die interessantesten Kombinationen einzelner Technologien in Nutzungspfaden von der Algenproduktion bis zur Bereitstellung von Energieträgern für Bioenergie aus Mikroalgen wurden technologisch, ökonomisch und ökologisch (z.B. Reduktion der Treibhausgas-Emissionen in Lebenszyklusanalyse) bewertet. Die zukünftigen Perspektiven für Mikroalgen zur Erreichung der österreichischen Klima- und Energieziele wurden mit mittel- und langfristigen Szenarien untersucht. Die vielversprechenden Technologien für Mikroalgen zur Anwendung in Österreich wurden identifiziert und der nötige Forschungs- und Entwicklungsbedarf ermittelt.

Ergebnisse

Mikroalgen zur Energieproduktion

Mikroalgen werden in einem wässrigen Medium in Anwesenheit von Nährstoffen, Sonnenlicht und Kohlendioxid gezüchtet, wobei das Kohlendioxid aus den Verbrennungsgasen bestehender Energieanlagen, die mit fossilen oder biogenen Brennstoffen betrieben werden, oder industrieller Prozesse (z.B. Biogasaufbereitung) stammt. Es werden Trockensubstanzgehalte der Algenbiomasse von 0,02 – 0,07%_{TS} in Racewayponds, bzw. 0,14 – 0,7%_{TS} in Photobioreaktoren erreicht. In Abhängigkeit der Produktionstechnologien in den Nutzungspfaden erscheinen zukünftig Algenerträge von ca. 60 – 200 t_{TS}/(ha*a) erreichbar (gegenüber Erträgen aus Landwirtschaft und für Energieholz

ca. 5 - 20 t/(ha*a)). Mikroalgen bieten zahlreiche Anwendungsmöglichkeiten zur Bereitstellung von biogenen Energieträgern. Die verschiedenen Inhaltsstoffe der unterschiedlichen Algenarten können zur Erzeugung von gasförmigen, flüssigen und festen Bioenergieträgern sowie von Strom und Wärme genutzt werden, wobei auch nicht energetische Produkte wie z.B. Dünger, Tierfutter in Kombination produziert werden. Das Öl der Mikroalgen kann z.B. zu Biodiesel oder Biobenzin umgewandelt werden, der Stärkeanteil der Algenbiomasse kann z.B. zur Produktion von Bioethanol verwendet werden. Die gesamte Algenbiomasse kann zur Produktion von z.B. HTC-Kohle (Kohle aus „Hydrothermal Carbonization“), Biomethan oder Biowasserstoff verwendet werden.

Produktionstechnologien (Kultivierung, Ernte, Aufbereitung)

Die Kultivierungstechnologien können in geschlossene und offene Systeme unterteilt werden. Offene Systeme, z.B. Extensive Ponds, Raceway Ponds, Circular Ponds, haben Kontakt zur Umwelt. Bei den geschlossenen Systemen (Photobioreaktoren) gibt es unterschiedliche Arten z.B. tubuläre Photobioreaktoren, Flachplattenreaktoren, Big Bag Systeme. Durch die Kombination von Abwasserreinigung und Algenkultivierung (integrierte Systeme) kann ein erhebliches Synergiepotenzial erschlossen werden, da somit für die Algenkultivierung der Bedarf an Frischwasser und an Nährstoffen erheblich verringert wird. Die Ernte der Algenbiomasse wird meistens in einem zweistufig Verfahren durchgeführt. Erntetechnologien der 1. Stufe sind z.B. Flokkulation mit anschließender Sedimentation bzw. Flotation, der 2. Stufe sind z.B. Zentrifugation, Filtration oder Ultraschall-Aggregation. Die Algenbiomasse wird nach der Ernte aufbereitet, Technologien dafür sind unter anderem die thermische Trocknung und die Ölextraktion.

Umwandlungstechnologien

Die Umwandlungstechnologien erzeugen aus Algenbiomasse Energieträger und basieren auf thermochemischen, biochemischen oder mechanischen und chemischen Prozessen. Bei der biochemischen Umwandlung sind vor allem die Methanfermentation zu Biogas und die Alkoholfermentation zu Bioethanol von Interesse. Als thermochemische Umwandlungen sind die Verbrennung zur Strom- und Wärmenutzung, Vergasung zu Synthesegas, Pyrolyse zu Pyrolyseöl, Fluid Catalytic Cracking und Hydrierung zu Treibstoffen sowie hydrothermale Verfahren (Karbonisierung, Verflüssigung, Vergasung) möglich. Die Technologien Fluid Catalytic Cracking und Hydrierung wandeln das aus der Algenbiomasse extrahierte Algenöl zu Biotreibstoffen um, die anderen Verfahren verarbeiten die gesamte Algenbiomasse. Die mechanische und chemische Umwandlung ist die Umesterung und Veresterung des Algenöls zu Biodiesel.

Ausgewählte Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen

Ausgehend von den möglichen Kultivierungs-, Ernte-, Aufbereitungs- und Umwandlungstechnologien wurden die für Österreich aus heutiger Sicht interessantesten Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen identifiziert, wobei auch Stakeholder in das Auswahlverfahren einbezogen wurden. Aus Mikroalgen können grundsätzlich auch Biomaterialien, Nahrungs- und Futtermittel erzeugt werden, jedoch war ein wesentlicher Aspekt der ausgewählten Nutzungspfade die energetische Nutzung der Algenbiomasse zu maximieren. Die ausgewählten Nutzungspfade wurden hinsichtlich ihrer Entwicklungsperspektiven nach technologischen, ökonomischen, ökologischen und energiewirtschaftlichen Kriterien für einen mittel- und langfristigen Zeitraum bewertet. Die ausgewählten neun Nutzungspfade für Bioenergieträger aus Mikroalgen sind:

- Nutzungspfad 1 Ölnutzung
 - „1a Biodiesel“ (Algenöl ca. 50 kt/a, Energieträger 1,5 – 1,7 PJ/a)
 - „1b Biobenzin“ (Algenöl ca. 50 kt/a, Energieträger 1,3 – 1,5 PJ/a)
- Nutzungspfad 2 Stärkenutzung
 - „2 Bioethanol“ (Algenbiomasse ca. 200 kt_{TS}/a, Energieträger ca. 2,7 PJ/a)

- Nutzungspfade 3 Ganzalgennutzung
 - „3a Biomethan“ (Algenbiomasse 20 – 70 kt_{TS}/a, Energieträger 0,2 – 0,9 PJ/a)
 - „3b HTC-Kohle“ (Algenbiomasse ca. 70 kt_{TS}/a, Energieträger 1,0 – 1,1 PJ/a)
 - „3c Biowasserstoff, Biomethan“ (Algenbiomasse ca. 70 kt_{TS}/a, Energieträger 1,1 – 1,2 PJ/a)
- Nutzungspfade 4 Abwasserkultivierung
 - „4a Biomethan“ (Algenbiomasse ca. 2 kt_{TS}/a, Energieträger <0,5 PJ/a)
 - „4b HTC-Kohle“ (Algenbiomasse ca. 2 kt_{TS}/a, Energieträger <0,5 PJ/a)
 - „4c Biowasserstoff, Biomethan“ (Algenbiomasse ca. 2 kt_{TS}/a, Energieträger <0,5 PJ/a)

Technologische Bewertung von Nutzungspfaden für Bioenergie aus Mikroalgen

Die Produktion von Bioenergie aus Algenbiomasse befindet sich in einem frühen Entwicklungsstadium. Der Forschungs- und Entwicklungsbedarf in verschiedenen Produktions- und Umwandlungsschritten ist als hoch bis sehr hoch einzustufen. Erste Pilot- und Demonstrationsprojekte werden auf internationaler Ebene (z.B. Deutschland, USA) umgesetzt. Bei erfolgreicher Technologieentwicklung (z.B. Produktivitätssteigerungen, optimierter Einsatz von Hilfsenergien) und entsprechenden ökonomischen Randbedingungen, können großtechnische kommerzielle Anlagen zur Produktion von Bioenergie aus Algen in Österreich mittel- bis langfristig (nach 2020) betrieben werden. Aufgrund der klimatischen Bedingungen in Österreich wurden vor allem geschlossene Systeme (Photobioreaktoren) und in Abwasserreinigungsanlagen integrierte offene Systeme zur Algenkultivierung betrachtet.

Ökonomische Bewertung von Nutzungspfaden für Bioenergie aus Mikroalgen

Die Produktionskosten von Energieträgern aus Mikroalgen sind derzeit deutlich höher (mittelfristig zwischen 33 und 151 €/GJ) als aus konventionellen Systemen. Die Kultivierung von Algen in Abwasser ist mittelfristig ökonomisch vergleichsweise am interessantesten, da Synergien mit der Abwasserreinigung genutzt werden können. Durch erfolgreiche Technologieentwicklungen können deutliche Kostenreduktionen erreicht werden (Produktionskosten aller Nutzungspfade langfristig ca. 20 – 33 €/MJ). Der mit ca. 30 – 50% wesentlichste Anteil der Produktionskosten im mittelfristigen Zeitraum ist durch die Kapitalkosten aus der Investition für die Kultivierung und die Ernte bestimmt.

Die erfolgreiche Entwicklung kostengünstiger und effizienter Kultivierungssysteme und Erntetechnologien ist daher Voraussetzung für die kommerzielle Umsetzung. Die Verringerung der Betriebskosten der Kultivierung und der Ernte (z.B. Energie, Nährstoffe) ist eine Herausforderung bei den weiteren Entwicklungen. Mittelfristig verursachen die Kultivierung und Ernte ca. 55 – 75% der gesamten Betriebskosten zur Erzeugung von Energieträgern aus Algenbiomasse. Erst weitere erfolgreiche signifikante Technologieentwicklungen und (Investitions-)Kostenreduktionen können langfristig zu kostengünstigen Energieträgern aus Mikroalgen führen.

Ökologische Bewertung von Nutzungspfaden für Bioenergie aus Mikroalgen

Die ökologische Bewertung anhand des Primärenergieaufwandes und der Treibhausgas-Emissionen wurde in einer Lebenszyklusanalyse durchgeführt. Zu einer deutlichen Reduktion der Treibhausgas-Emissionen und des fossilen kumulierten Primärenergiebedarfs bei Ersatz von fossilen Energieträgern kommt es nur, wenn der Energiebedarf bei der Kultivierung optimiert wird und zu erheblichen Anteilen aus erneuerbaren Energien und Abwärme stammt. Im Vergleich zu den entsprechenden Referenzsystemen mit fossiler Energie liegt die Reduktion der Treibhausgas-Emissionen der Nutzungspfade 1, 2 und 3 mittelfristig zwischen ca. 40 und 60%, langfristig zwischen ca. 70 und 90%. Ebenfalls relevant für die Treibhausgas-Emissionen ist die Bereitstellung der Nährstoffe wie Stickstoff und Phosphor. Durch die Kombination mit Abwasserreinigungsanlagen können der Bedarf

an mineralischem Dünger als auch der Bedarf an Frischwasser erheblich reduziert werden. Die Treibhausgas-Reduktion liegt bei den Nutzungspfaden 4 mit Abwasserkultivierung mittel- und langfristig bei ca. 90 und 95%. Die Reduktion des fossilen kumulierten Primärenergiebedarfs der Nutzungspfade liegt mittelfristig zwischen ca. 60 und 95%, langfristig zwischen ca. 85 und über 95%.

Ein Vorteil von Energieträgern aus Mikroalgen ist der spezifisch geringere Flächenbedarf. Können die erwarteten Erträge im industriellen Maßstab realisiert werden, ist im Vergleich zu anderen Bioenergiepfaden der Flächenbedarf wesentlich geringer, z.B. beträgt der Flächenbedarf der Algenkultivierung im Nutzungspfad für Biodiesel mittelfristig ca. $0,005 \text{ m}^2/\text{MJ}_{\text{Biodiesel}}$, langfristig ca. $0,003 \text{ m}^2/\text{MJ}_{\text{Biodiesel}}$. Im Vergleich dazu liegt der Flächenbedarf von Biodiesel aus Raps mittelfristig bei ca. $0,12 \text{ m}^2/\text{MJ}_{\text{Biodiesel}}$, langfristig bei ca. $0,09 \text{ m}^2/\text{MJ}_{\text{Biodiesel}}$.

Szenarien

Aufbauend auf den technologischen, ökonomischen und ökologischen Bewertungen wurden Szenarien für Österreich entwickelt. Für die Szenarien wurden die Nutzungspfade „1a Biodiesel“, „1b Biobenzin“ und „3c bzw. 4c Biowasserstoff, Biomethan“ betrachtet. Mittelfristig wurde davon ausgegangen, dass nur für die Nutzung von Abwasser eine kommerzielle Anlage in Betrieb sein könnte, die Anlage könnte Biowasserstoff und Biomethan (in Summe etwa $0,04 \text{ PJ/a}$) erzeugen. Für das langfristige Szenario wurden ausgehend von der Standortanalyse mögliche Anlagenanzahlen abgeleitet und zwei Varianten festgelegt. Als CO_2 -Quellen kämen (CO_2 -Bedarf ca. $0,3 - 1 \text{ Mio. t/a CO}_2$) Kraftwerks- und Industriestandorte (Stahl-, Papier- und Zellstoff-, Zementindustrie) in Frage. Langfristig könnten ca. $20 - 50 \text{ PJ/a}$ (Biodiesel, FCC-Produkte, Biowasserstoff und Biomethan) produziert und dadurch die Treibhausgas-Emissionen um ca. $1,2 - 3,0 \text{ Mio.t CO}_2\text{-Äq./a}$ reduziert werden.

F&E-Bedarf

Aufgrund des Stands der Entwicklung sind für großtechnische Anwendungen noch wesentliche Entwicklungen notwendig, insbesondere der Nachweis, dass der Hilfsenergiebedarf bei der Algenkultivierung deutlich geringer ist als die Energie in der erzeugten Algenbiomasse. Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht in allen Bereichen entlang der Prozesskette, von den Rohstoffen (z.B. Algenbiologie, Artenauswahl, Optimierung des Wachstums) und der Kultivierung (z.B. Optimierung hinsichtlich Produktivität, Energie-, Wasser-, Nährstoffbedarf), Ernte (z.B. Optimierung der Technologien), der Umwandlung (z.B. Auswahl der Technologien) bis zur optimalen Integration in die bestehenden Infrastrukturen (z.B. CO_2 -Bereitstellung, Wasserbereitstellung, Standortwahl).

Schlussfolgerungen und Perspektiven

Die weltweiten Bemühungen zur Entwicklung der Produktion von Algenbiomasse als Rohstoff für die Industrie und den Energiesektor und die durch einschlägige wissenschaftliche Arbeiten nachgewiesene hohe flächenbezogene Produktivität lassen Erfolge in der Entwicklung von effizienten, kostengünstigen und ökologischen Produktionstechnologien im Bereich der Mikroalgen mittel- bis langfristig für möglich erscheinen. Wesentlich für eine kommerzielle großtechnische Umsetzung ist, die Kultivierung und Aufbereitung der Algenbiomasse zu optimieren, den Hilfsenergiebedarf sowie die Kosten in der Algenzucht zu reduzieren. Durch Erfolge beim Upscaling wird derzeit erwartet, dass kostengünstige Bioenergeträger aus Algenbiomasse bei entsprechenden Rahmenbedingungen in Österreich erzeugt werden können. Ausgehend von aktuellen österreichischen F&E-Aktivitäten unter industrieller Beteiligung auf dem Gebiet der Mikroalgenkultivierung (z.B. Entwicklung von Photobioreaktoren, Algenzucht im Labor, Anlagenbau CO_2 -Abtrennung) und –verarbeitung (z.B. Umwandlung wie Biodieselproduktion, Methanfermentation, Fluid Catalytic Cracking) könnte Österreich eine Vorreiterrolle in der

technologischen Entwicklung einnehmen und als Technologie- und Know-How-Experte auftreten.

Summary

Motivation

Increasing the use of renewable energy is one of the options for reducing greenhouse gas emissions in Austria (which amount to about 85 million t CO₂-eq annually). Biomass is one of the most important renewable energy sources together with hydropower and has a share of approximately 14% in the Austrian total primary energy supply (approximately 1,400 PJ/a) (STREICHER et al., 2010). While estimations of the potential of agricultural and forest biomass to produce electricity, heat and fuels in the future are and will be made increasingly available, estimations of algae's potential in the Austrian energy system are lacking. Current international research results identify algae as a promising energy carrier. However, a number of successful developments are still necessary before algae can reach commercial applications. These include the development of commercial production technologies, efficient energy, nutrients and water demands, maintenance of stable production conditions at commercial scale, and cost-competitiveness.

Content and objectives

The project provides an overview of the current state of development as well as the potential for algae use in the energy sector in Austria. To determine the potential role of algae in Austria's energy and climate strategy, more technological, economic, environmental and energy-economic analyses and assessments of the energetic use of algae are needed. The feasible and practical magnitude of energy substitution and of greenhouse gas reductions achievable through the use of algae was analysed for medium and long term scenarios, taking into consideration contributions of algae to Austrian greenhouse gas targets.

The state of the art of microalgae cultivation, harvesting and processing, as well as available conversion technologies to produce energy carriers from algae biomass was described and evaluated. Various species of microalgae being tested for energy purposes were considered, including synergies with waste water treatment. The most promising pathways for the energetic use of algae were identified in the Austrian context. A combination of the most promising technologies, spanning from technologies for microalgae cultivation to their conversion into energy carriers, were assessed on the basis of their technological, economic, and environmental (e.g. reduction of greenhouse gas emissions in life-cycle analysis) suitability. The future perspectives for microalgae in the Austrian energy and climate strategy were analysed for medium and long term scenarios. Promising technologies for microalgae production and use in Austria were identified. Research and development needs were identified.

Results

Microalgae for energy production

Microalgae are cultivated in a water medium with the provision of nutrients, sunlight and carbon dioxide. The carbon dioxide can derive from combustion gases of existing power plants operated with fossil or biogenic fuels, or other industrial processes (e.g. biogas plants). Dry matter content of the algal biomass of 0.02 – 0.07%_{DM} in raceway ponds, or 0.14 – 0.7%_{DM} in photobioreactors can be reached. Therefore, depending on the production technologies in the pathways considered, algae can yield 60 - 200 t_{DM}/(ha*a) (compared to yields from agriculture and short rotation forest approx. 5 - 20 t/(ha*a)). Microalgae offer a number of possibilities for the provision of biogenic energy carriers. Specific characteristics of different algae species can be exploited for the production of various gaseous, liquid and solid bioenergy carriers, as well as heat and electricity. This can be combined with the co-production of non-energetic products such as fertilizer or animal feed. The algal oil can be converted for example to biodiesel or biogasoline, and the starch of the algal biomass can be

used for the production of bioethanol. The whole algal biomass can be also used in thermochemical processes to produce for example coal from hydrothermal carbonization (HTC), biomethane and biohydrogen.

Production technologies (algae cultivation, harvesting, processing)

Algae cultivation technologies can be divided into open and closed systems. Open systems, e.g. extensive ponds, raceway ponds, circular ponds, are those exposed to the atmosphere. Different types of closed systems are for example tubular, flat plate, or big bag photobioreactors. The combination of wastewater treatment and algal cultivation (integrated systems) offers significant synergies, and the demand for fresh water and external nutrients for algal cultivation can be reduced significantly. Harvesting of algal biomass is usually done in a two-step process: technologies for processes like flocculation with sedimentation or flotation for the first step; followed by centrifugation, filtration or ultrasonic aggregation for the second step. Further processing technologies considered are thermal drying and oil extraction.

Conversion technologies

Conversion technologies (thermochemical, biochemical or mechanical and chemical processes) produce energy carriers from algal biomass. In the biochemical conversion, especially the methane fermentation to biogas and the ethanol fermentation to bioethanol are of interest. Possible technologies of thermochemical conversion are combustion for electricity and heat production, gasification to synthesis gas, pyrolysis to bio-oil, fluid catalytic cracking (FCC) and hydrocracking to fuels as well as hydrothermal processes (carbonization, liquefaction, gasification). FCC and hydrocracking convert the extracted algal oil to refined biofuels such as gasoline, diesel; the other technologies can convert the whole algal biomass. The mechanical and chemical conversion is the transesterification and esterification of algal oil to biodiesel.

Identified pathways for bioenergy from microalgae

Based on the available cultivation, harvesting, processing and conversion technologies, most promising pathways for introducing algae in the Austrian energy system were identified, and stakeholders were involved in the selection process. Biomaterials, food, feed and biochemicals can also be produced from algal biomass, but the main driver for the selection of pathways was the maximization of energy production. A technological, economic and environmental assessment was done for a medium and long term perspective for the selected pathways, and the results were compared to alternative fossil and renewable energy systems. The 9 selected algal-based energy pathways are:

- Pathways 1: oil use
 - „1a Biodiesel“ (algal oil approx. 50 Kt/a, energy carrier 1.5 – 1.7 PJ/a)
 - „1b Biogasoline“ (algal oil approx. 50 Kt/a, energy carrier 1.3 – 1.5 PJ/a)
- Pathway 2: starch use
 - „2 Bioethanol“ (algal biomass approx. 200 Kt_{DM}/a, energy carrier approx. 2.7 PJ/a)
- Pathways 3: whole algae use
 - „3a Biomethane“ (algal biomass 20 – 70 Kt_{DM}/a, energy carrier 0.2 – 0.9 PJ/a)
 - „3b HTC coal “ (algal biomass approx. 70 Kt_{DM}/a, energy carrier 1.0 – 1.1 PJ/a)
 - „3c Biohydrogen, biomethane“ (algal biomass approx. 70 Kt_{DM}/a, energy carrier 1.1 – 1.2 PJ/a)
- Pathways 4: wastewater cultivation
 - „4a Biomethane“ (algal biomass approx. 2 Kt_{DM}/a, energy carrier <0.5 PJ/a)
 - „4b HTC coal “ (algal biomass approx. 2 Kt_{DM}/a, energy carrier <0.5 PJ/a)
 - „4c Biohydrogen, biomethane“ (algal biomass approx. 2 Kt_{DM}/a, energy carrier <0.5 PJ/a)

Technological assessment of identified pathways

The production of bioenergy from algal biomass is still in an early stage of development. Research and development needs in the cultivation, harvesting, processing and conversion steps are very high. The first pilot and demonstration projects are being implemented (e.g. in Germany, United States). Once breakthrough technology development can be demonstrated (e.g. increasing productivity, reduced energy costs) commercial plants for the production of bioenergy from algae in Austria can be operated in the medium to long term (after 2020). Due to the Austrian climatic conditions, mainly closed systems (photobioreactors) but also open systems for algal cultivation in combination with wastewater treatment (integrated systems) have been considered.

Economic assessment of identified pathways

The production costs of energy carriers from microalgae are currently considerably higher than for conventional systems (in the medium term approx. 33 – 151 €/GJ). The cultivation of algae in wastewater is in the medium term the most interesting from an economic point of view, because synergies with wastewater treatment can be exploited. Significant cost reductions can be achieved through technological developments (production costs of all pathways in the long term could reach 20 - 33 €/GJ). The most significant share of production costs in the medium term is determined by the capital costs from the investment for cultivation and harvesting (approximately 35 - 50%). The successful development of cost-competitive and efficient cultivation systems and harvesting technologies is therefore fundamental for commercial implementation. The reduction of the operating costs for cultivation and harvesting (mainly external energy inputs and nutrients) are a further challenge in the future development. In the medium term, the cultivation and harvesting are responsible for approximately 55 - 75% of the total operating costs for the production of energy carriers from algal biomass. Only further significant technological improvements can make energy carriers from microalgae cost-competitive with today's fossil fuel prices.

Environmental assessment of identified pathways

A life-cycle analysis approach was used for the environmental assessment of the primary energy demand and the greenhouse gas emissions. A significant reduction of greenhouse gas emissions and fossil cumulative primary energy demand in replacement of fossil fuels can only be reached if the energy demand for algal cultivation is optimized and is met, to a significant extent, by renewable energy and waste heat. Compared to the corresponding fossil fuels reference system, the reduction of greenhouse gas emissions for the pathways 1, 2 and 3 amounts to 40 - 60% in the medium term, and to between 70 and 90% in the long term. The amount of nutrients provided, such as nitrogen and phosphorus, is also relevant for the greenhouse gas emissions. By combining the algal cultivation with wastewater treatment, the need for mineral fertilizers as well as the need for fresh water can be significantly reduced. The reduction of greenhouse gas emissions for the pathway 4 with wastewater cultivation increases to 90% - 95% in both medium and long term. The reduction of fossil cumulative primary energy demand of the pathways amounts to between 60 and 95% in the medium term, in the long term between 85 and over 95%.

An important advantage of energy carriers from microalgae if compared with other renewable energies is their lower demand in terms of land area per unit of energy produced. If the expected algal yields can be achieved and an industrial scale will be reached, the area demand would be significantly lower if compared to other bioenergy resources, e.g. the area demand of algal cultivation in the pathway for biodiesel is about 0.005 sqm/MJ_{biodiesel} in the medium term, in the long term about 0.003 sqm/MJ_{biodiesel}. In comparison the area demand of biodiesel from rapeseed is about 0.12 sqm/MJ_{biodiesel} in the medium term and about 0.09 sqm/MJ_{biodiesel} in the long term.

Scenarios

Based on the technological, economic and environmental assessments, different scenarios were developed for Austria. The pathways “1a Biodiesel”, “1b Biogasoline” and “3c or 4c Biohydrogen and biomethan” were considered in these scenarios. For the medium term it was assumed that there will be only one commercial plant in operation using waste water, that could co-produce biohydrogen and biomethane (about 0.04 PJ/a in total).

For the long-term scenario two scenarios were set based on the site analysis and possible plant numbers. As carbon dioxide sources power plants and industrial sites (e.g. steel, paper and pulp, cement industries) are possible options. It was estimated that about 0.3 to 1 million t/a CO₂ were needed for algae cultivation. In the long term scenario, approx. 20 - 50 PJ/a (of biodiesel, FCC products, biohydrogen or biomethane) can be produced, thus saving greenhouse gas emissions for about 1.2 to 3.0 Mt CO₂ eq./a.

R&D needs

If compared to the current state of the art, significant developments are still necessary for algae cultivation to feed large scale plants. In particular, a long-lasting positive energy balance (i.e. the difference between the energy content of the produced algal biomass and the auxiliary energy demand for algae growth) of the cultivation process still has to be proved. Research and development is required in all areas along the process chain, from raw materials (e.g. algal bioengineering, species selection, optimization of growth conditions) and cultivation (e.g. optimization in terms of productivity, energy, water, nutrient demand), harvesting (e.g. optimization of technologies), conversion (e.g. selection of technologies) to the optimal integration into the existing infrastructure (e.g. CO₂ supply, water availability, site location).

Conclusion and perspectives

In light of the global efforts in developing algal biomass as a promising raw material for the industry and the energy sector and the high energy productivity per unit of land reported by relevant scientific work, further successes in the development of efficient, low-cost, ecological production from microalgae can be expected in the medium or long term. For a commercial large-scale implementation it is essential to further optimize the cultivation and processing of algal biomass and to reduce the auxiliary energy demand and the associated costs needed for cultivation. Under these conditions it can be expected that cost-competitive bioenergy carriers from algal biomass can be produced in Austrian conditions as well.

On the basis of current Austrian R&D activities with industrial participation in the field of microalgae cultivation (e.g. development of photobioreactors, research at lab-scale on algae growing systems, development of CO₂ separation plants) and processing (e.g. research and demonstration of conversion technologies for biodiesel, methane fermentation, fluid catalytic cracking), Austria is very well placed and could play a leading role in the current technology development, as a technology and know-how exporter.

1 Einleitung

Die Aufgabenstellung, die Schwerpunkte des Projektes, die Einordnung in das Programm, die verwendeten Methoden, der Aufbau der Arbeit sowie die Rolle der Projektpartner werden beschrieben. Ebenfalls werden die Elemente der Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen erläutert.

1.1 Aufgabenstellung

Der Einsatz von erneuerbarer Energie, die nachhaltig erzeugt und genutzt wird, trägt dazu bei, die Treibhausgas-Emissionen in Österreich von derzeit jährlich etwa 85 Mio. t CO₂-Äq. zu reduzieren. Die Biomasse zählt neben der Wasserkraft zu den wesentlichen erneuerbaren Energieträgern und hat in Österreich einen Anteil an der gesamten Primärenergie (etwa 1.400 PJ/a) von etwa 14% (STREICHER et al., 2010). Während die Biomassepotentiale aus der Land- und Forstwirtschaft verfügbar sind und zukünftig verstärkt verfügbar gemacht werden sollen, um Strom, Wärme und Treibstoffe zu erzeugen, ist der zukünftig mögliche Beitrag von Algenbiomasse zum österreichischen Energiesystem noch nicht erforscht. Aktuelle internationale Forschungsergebnisse bewerten Mikroalgen als eine Ressource, die zukünftig energiewirtschaftliche Bedeutung erlangen könnte, um unterschiedliche Energieträger und Energiedienstleistungen bereit zu stellen. Jedoch gibt es noch keine kommerziellen Anwendungen von Mikroalgen zur Energienutzung, da es noch einer Vielzahl von Herausforderungen zu bewältigen gilt: z.B. großtechnische Produktionstechnologien, effizienter Energie-, Nährstoff- und Wasserbedarf, Aufrechterhaltung stabiler Produktionsbedingungen und Kostenreduktion bei Errichtung und Betrieb.

Diese Studie liefert einen Überblick über den aktuellen Stand der Entwicklung, sowie des Potenzials von Mikroalgen für die energetische Nutzung. Makroalgen zur energetischen Nutzung wurden in dieser Studie nicht näher untersucht. Um realistische Ziele für Mikroalgen in österreichischen Energie- und Klimaprogrammen zu formulieren, bedarf es technologischer, ökonomischer und ökologischer Analysen und Bewertungen. Dies soll erstens durch die Erhebung des Standes der Technik für den gesamten Bereich der Mikroalgenkultivierung und Anwendungen im Hinblick auf die Bereitstellung von Biotreibstoffen, Strom und Wärme mit Beiprodukten (z.B. Chemikalien) in Österreich erfolgen. In mittel- und langfristigen Szenarien wurde der mögliche zukünftige Beitrag der Algen zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energie und zur Treibhausgas-Reduktion durch Ersatz fossiler Energie zur Erreichung der österreichischen Energie- und Klimaziele untersucht.

1.2 Schwerpunkte des Projektes

Der Stand der Technik für Aufzucht, Ernte und Aufbereitung von Mikroalgen sowie unterschiedliche Technologien zur Erzeugung von Energieträgern aus Algenbiomasse wurde erhoben und bewertet. Ein Überblick über die unterschiedlichen Mikroalgenarten für die energetische Nutzung wurde erarbeitet sowie das Synergiepotenzial von Mikroalgen und Abwasserreinigung erhoben. Die Erhebungen basierten auf einer Kombination aus Literaturrecherche sowie ExpertInnenbefragungen. Die für Österreich interessantesten Möglichkeiten zur energetischen Algennutzung wurden identifiziert. Die interessantesten Kombinationen einzelner Technologien in Nutzungspfaden von der Algenproduktion bis zur Bereitstellung von Energieträgern für Bioenergie aus Mikroalgen wurden technologisch, ökonomisch und ökologisch bewertet. Die zukünftige Nutzung von Mikroalgen hängt weiters

von den Produktionskosten der Mikroalgen und der fossilen Energieträger ab, die Bewertung erfolgte durch eine ökonomische Analyse. Eine potenzielle zukünftige Nutzung von Mikroalgen als Energierohstoff hängt vom Energieaufwand für die Mikroalgenproduktion, Wasserbedarf, Nährstoffbedarf und der Effizienz in der Erzeugung des Energieträgers und der Bereitstellung der Energiedienstleistungen ab. Mittels der Lebenszyklusanalyse werden die Umweltauswirkungen und eine mögliche Reduktion der Treibhausgas-Emissionen und fossiler Energie bewertet. Die zukünftigen Perspektiven für Mikroalgen zur Erreichung der österreichischen Klima- und Energieziele wurden mit mittel- und langfristigen Szenarien untersucht. Die vielversprechenden Technologien für Mikroalgen zur Anwendung in Österreich wurden identifiziert und der nötige Forschungs- und Entwicklungsbedarf ermittelt.

Folgende Projektergebnisse wurden verfolgt:

- Überblick über den aktuellen Stand der Entwicklung der Algenproduktion
- Identifizierung von vielversprechenden Technologien zur Algenaufzucht und Nutzung
- Wissenschaftliche, technologische, ökonomische und ökologische Analysen und Bewertungen ausgewählter Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen
- Beschreibung der möglichen Rolle von Mikroalgen im österreichischen Energiesystem mit der Bereitstellung von Biotreibstoffen, Strom, Wärme durch Szenarien für einen mittelfristigen sowie langfristigen Betrachtungszeitraum
- Ermittlung des möglichen Potenzials von Mikroalgen zur Reduktion von Treibhausgas-Emissionen und fossiler Energie
- Ermittlung des möglichen Beitrags von Mikroalgen in der österreichischen Energiewirtschaft zur Erreichung der Energie- und Klimaziele
- Identifizierung des notwendigen Forschungsbedarfs und der Chancen für österreichische Forschung und Industrie

In diesem Projekt wurde die energetische Nutzung von Mikroalgen betrachtet, stoffliche Nutzungspfade, wie z.B. Produktion von Nahrungsergänzungsmittel (Omega-3) oder Extraktion von Pigmenten, wurden nicht betrachtet.

1.3 Einordnung in das Programm

Um die Ziele des Klima- und Energiefonds zu erreichen, wurden für das Programm Neue Energien 2020 der Programmausrichtung entsprechende Einzelziele definiert. Die vorliegende Studie trägt zu folgenden Einzelzielen des Programms Neue Energien 2020 bei:

Sicherstellung der Kriterien der Nachhaltigkeit: ökonomisch, ökologisch und sozial dauerhaft

Mikroalgen als ein möglicher neuer Energieträger werden ökonomisch als auch ökologisch bewertet. Die ausgewählten Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen (Algenarten, Produktionstechnologien, Umwandlungstechnologien) erfüllen die Kriterien der Nachhaltigkeit.

Reduktion der Importabhängigkeit bei Energieträgern

Dieses Projekt über die Möglichkeiten von Mikroalgen im österreichischen Energiesystem kann zur Reduktion der Energieimporte und Abhängigkeit von Energieimporten beitragen. Die in Österreich schon verwendeten Bioenergieträger können um Mikroalgen als Bioenergieträger ergänzt werden.

Verbesserung des Wissens über langfristige Entwicklungen, ihre Kosten und Wirkungen

Die wichtigsten Ergebnisse dieser Studie sind eine unabhängige Bewertung des Stands der Technik der Mikroalgenproduktionstechnologien, ein Überblick über die wichtigsten nationalen und internationalen F&E-Aktivitäten sowie eine Bewertung der Durchführbarkeit von Mikroalgenproduktion zur energetischen Verwertung unter bestimmten Bedingungen in

Österreich. Eine ökologische und ökonomische Analyse der Energieversorgung über algenbasierte Wege und die Entwicklung von Szenarien zum künftig möglichen Beitrag von Mikroalgen zur Erreichung der österreichischen Energie- und Klimaziele liefern umfassende Kenntnisse über die Kosten und die Auswirkungen auf die Umwelt durch Mikroalgenproduktion und energetische Nutzung von Mikroalgen in Österreich.

Reduktion des Verbrauchs fossiler und nuklearer Energieträger

Die Produktion von Mikroalgen und deren energetische Nutzung kann mittel- als auch langfristig zur Reduktion von fossilen Energieträgern und von Treibhausgasen beitragen. Die Verwendung von Mikroalgen als neuer zusätzlicher Bioenergieträger zur Produktion von Biotreibstoffen, Strom und Wärme kann zur Verringerung der Energieerzeugung durch fossile und nukleare Energie beitragen.

Erschließung von Ressourcen erneuerbarer Energieträger

Die Ergebnisse dieser Studie sollen zuverlässige Informationen liefern, in welchem Ausmaß Mikroalgen zur Energieproduktion in Österreich beitragen können. Neben der im österreichischen Energiesystem bereits integrierten Nutzung von Bioenergie (z.B. Holzabfälle, Biogas, Windenergie, Sonnenenergie, Wasserkraft), können Mikroalgen eine neue Ressource zur Energieproduktion darstellen. Die Herstellung und Verwendung von Mikroalgen erweitert die Möglichkeiten von Bioenergieträgern und die Vielfalt der Energietechnologien. Aufgrund der Vielzahl von Mikroalgen, die gezüchtet werden könnten, und der Umwandlungstechnologien (z.B. Veresterung, Alkoholfermentation) sind die Chancen für Forschung und Entwicklung von verschiedenen Technologien sehr gut.

Herstellung einer Optionenvielfalt bei Technologien und Energieträgern

Die Nutzung von Mikroalgen wird neue Technologiemöglichkeiten zur Bereitstellung von erneuerbaren Energieträgern zeigen.

Erhöhung des inländischen Wertschöpfungsanteils im Energiesystem

Vielfersprechende Wege von Mikroalgen und deren Nutzung werden in dieser Studie identifiziert und bewertet. Die österreichische Wertschöpfung in der Energiewirtschaft kann durch die Mikroalgennutzung erhöht werden.

Forcierung von Kooperationen und Partnerschaften zwischen Wissenschaft und Wirtschaft

Im Rahmen von Workshops wurde der Kontakt zwischen Forschungsinstitutionen mit österreichischen Unternehmen intensiviert, gemeinsam wurden die vielversprechendsten Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen in Österreich erhoben.

Verstärkung internationaler Kooperationen und Ausbau der internationalen Führungsrolle

Da das Wissen über Mikroalgen noch sehr neu und noch nicht so weit verbreitet ist, erlangen die ForscherInnen in dieser Studie besondere Kenntnisse und Qualifikationen, die neue Kooperationen mit internationalen Forschungsinstitutionen und Unternehmen ermöglichen wird.

Stärkung der Technologie- und Klimakompetenz österreichischer Unternehmungen

Die Ergebnisse dieser Studie (Stand der Technik für den Einsatz von Algen: Fokus auf Energieträger, ökonomische und ökologische Bewertung der ausgewählten interessantesten Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen in Österreich) erweitern die technologische und klimatische Expertise der österreichischen Unternehmen.

1.4 Verwendete Methoden

Basierend auf dem vorhandenen Wissen und der Erfahrung der Projektpartner werden die Lösungswege für die gegenständlichen Fragestellungen erarbeitet. Folgend werden die angewandten Lösungsansätze bzw. Methoden aufgelistet:

- Literaturstudie,
- ExpertInneninterviews und Stakeholder-Dialoge in Workshops,
- Technologische Analysen der Umwandlungstechnologien (biochemisch, thermochemisch, mechanisch/chemisch),
- Identifikation von Nutzungspfaden für Österreich,
- Darstellung der ausgewählten Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen für Österreich,
- Ökonomische Bewertung der ausgewählten Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen für einen mittel- sowie langfristigen Betrachtungszeitraum,
- Ökologische Bewertung der ausgewählten Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen für einen mittel- sowie langfristigen Betrachtungszeitraum auf Basis von Lebenszyklusanalysen, die nach der derzeit international anerkannten Methodik durchgeführt werden,
- Entwicklung von Szenarien der Mikroalgennutzung im österreichischen Energiesystem für einen mittel- sowie langfristigen Betrachtungszeitraum.

Die Methodik der ökonomischen sowie der ökologischen Bewertung werden in den Kapiteln 5.4.1 sowie 5.5.1 näher beschrieben.

1.5 Aufbau der Arbeit

Im einleitenden Kapitel 1 werden die Aufgabenstellung, die Schwerpunkte sowie Ziele des Projektes und die Einordnung des Projektes in die Programmlinie „Neue Energien 2020“ dargestellt. Ebenfalls werden die verwendeten Methoden aufgeführt.

In Kapitel 2 werden Mikroalgenarten zur Energieproduktion, die zum Wachstum benötigten Umweltbedingungen sowie Möglichkeiten zur Kultivierung beschrieben. Ebenfalls werden Erntemethoden und Aufbereitungstechnologien der Algenbiomasse dargestellt.

In Kapitel 3 wird der Stand der Technik von Umwandlungstechnologien zur Energieproduktion aus Algenbiomasse beschrieben. Dabei wird unterteilt in biochemische Umwandlung, thermochemische Umwandlung und mechanische und chemische Umwandlung.

In Kapitel 4 werden die ausgewählten Algen-Nutzungspfade zur Energieproduktion in Österreich beschrieben. Dabei werden die ausgewählten Technologien der Kultivierung, Ernte, Aufbereitung und Umwandlung (biochemisch, thermochemisch, mechanisch/chemisch) näher dargestellt, sowie die Nutzungspfade im Gesamten dargestellt.

In Kapitel 5 wird die Bewertung der ausgewählten Nutzungspfade erläutert. Die ökonomische als auch ökologische Bewertung erfolgt dabei für einen mittelfristigen als auch langfristigen Zeitraum der Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen. Für die ökonomische Bewertung werden statische Verfahren der Investitionsrechnung verwendet, vor allem Kostenvergleichsrechnungen und Gewinnvergleichsrechnungen. Die Ergebnisse liefern Informationen über die zu erwartenden Investitionskosten, Produktionskosten sowie die zu erwartenden Kapitalerträge. Die ökologische Bewertung erfolgt auf Basis einer

Lebenszyklusanalyse der Treibhausgas-Emissionen sowie des kumulierten Primärenergiebedarfs im Vergleich zu Referenzsystemen mit fossiler oder erneuerbarer Energie. Ebenfalls wird der Flächenbedarf der Kultivierung im Vergleich zu Referenzsystemen mit fossiler oder erneuerbare Energie bewertet.

In Kapitel 6 werden mittel- sowie langfristige Szenarien für das österreichische Energiesystem dargestellt und erläutert.

In Kapitel 7 wird der Forschungs- und Entwicklungsbedarf erläutert.

In Kapitel 8 werden Schlussfolgerungen und Ergebnisse des Projektes zusammenfassend dargestellt.

Abschließend werden in Kapitel 9 Empfehlungen abgeleitet sowie ein Ausblick gegeben.

1.6 Rolle der Projektpartner

JOANNEUM RESEARCH übernahm in diesem Projekt die Projektleitung und das Projektmanagement. Inhaltlich erarbeitete JOANNEUM RESEARCH die Themengebiete der Algenarten zur Energieproduktion, die ökologische Bewertung der ausgewählten Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen sowie die Entwicklung von Szenarien.

Die Technische Universität Wien mit dem Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und technische Biowissenschaften erarbeiteten die Technologien der thermochemischen Umwandlung.

Die Universität für Bodenkultur mit dem Interuniversitären Forschungsinstitut für Agrarbiotechnologie erarbeiteten die Technologien der biochemischen Umwandlung.

BIOENERGY 2020+ führte die Erhebung der Technologien zur Kultivierung, Ernte und Aufbereitung von Mikroalgen durch. Ebenfalls lagen in deren Aufgabengebiet die Technologien der mechanischen und chemischen Umwandlungstechnologien sowie die ökonomische Bewertung der Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen.

Die Auswahl der Nutzungspfade, Schlussfolgerungen, Empfehlungen sowie der F&E-Bedarf wurden gemeinsam erarbeitet.

1.7 Elemente der Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen

Ein Nutzungspfad für Bioenergie aus Mikroalgen umfasst mehrere Elemente von den Mikroalgen als Ressource bis hin zu den Energieträgern. Nachfolgend werden die betrachteten Elemente der Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen zur Energieproduktion beschrieben und dargestellt (siehe Abbildung 1-1):

- Mikroalgen,
- Kultivierung,
- Ernte,
- Aufbereitung,
- Zwischenprodukte,
- Umwandlung,
- Bioenergie, vor allem Energieträger und
- Biomaterial.

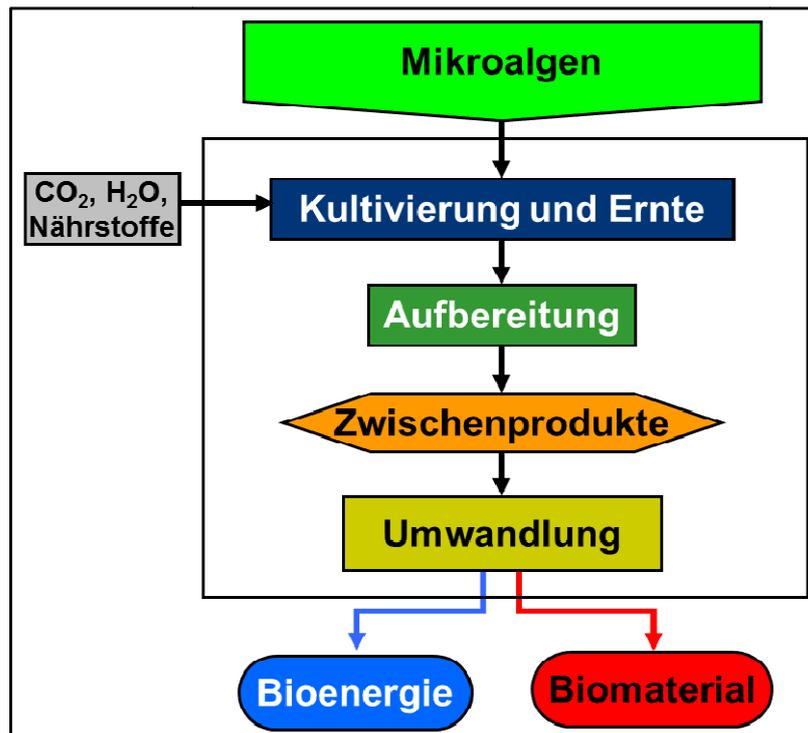


Abbildung 1-1: Elemente der Nutzungspfade für Energieträger aus Mikroalgen

In den einzelnen Elementen der Nutzungspfade werden verschiedene Technologien, Rohstoffe bzw. Produkte betrachtet, die je nach Nutzungspfad variieren. In [Abbildung 1-2](#) sind die Technologien der Kultivierung, Ernte und Aufbereitung dargestellt, die [Abbildung 1-3](#) zeigt die Technologien der biochemischen, der thermochemischen und der mechanisch/chemischen Umwandlung. Folgend wird kurz auf die Inhalte der einzelnen Elemente eingegangen:

Mikroalgen

Aufgrund der zahlreichen vorkommenden Mikroalgenarten wurden für die Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen Gruppen von Algen je nach Nutzung bzw. Verwendung für die weitere Projektbearbeitung und die Nutzungspfade definiert (siehe Kapitel 4.1).

Kultivierung

Im Element Kultivierung werden offene Systeme (Open Ponds), Photobioreaktoren, Fermenter sowie integrierte Systeme in Verbindung mit Abwasserreinigung beschrieben (siehe Kapitel 2.3).

Ernte

Zu den Erntetechnologien zählen die Technologien Flokkulation in Kombination mit Flotation bzw. Sedimentation, Zentrifugation, Filtration und Ultraschall-Aggregation (siehe Kapitel 2.5).

Aufbereitung

Hinsichtlich der Aufbereitung der geernteten Algenbiomasse werden die thermische Trocknung sowie Ölextraktion beschrieben (siehe Kapitel 2.6).

Zwischenprodukte

Als Zwischenprodukte ergeben sich Algenbiomasse nach der Ernte bzw. nach der Trocknung und Algenöl nach der Ölextraktion.

Umwandlung

Die biochemischen (Alkoholfermentation, Methanfermentation), thermochemischen (z.B. Verbrennung, Fluid Catalytic Cracking, hydrothermale Prozesse) und mechanisch/chemische Umwandlungstechnologien (Veresterung gekoppelt mit Umesterung) zur Produktion von Energie aus Algen werden beschrieben (siehe Kapitel 3).

Bioenergie, vor allem Energieträger

Energieprodukte aus Mikroalgenbiomasse sind z.B. Biodiesel, Bioethanol, Biogas, Biomethan, Strom, Wärme, Fischer-Tropsch-Biotreibstoffe (FT-Biotreibstoffe), hydrierter Biodiesel, Biobenzin, Kohle aus hydrothormaler Karbonisierung (HTC-Kohle).

Biomaterial

Ebenfalls können Materialien, Chemikalien, Dünger, Futter sowie Nahrungsmittel aus Mikroalgen hergestellt werden.

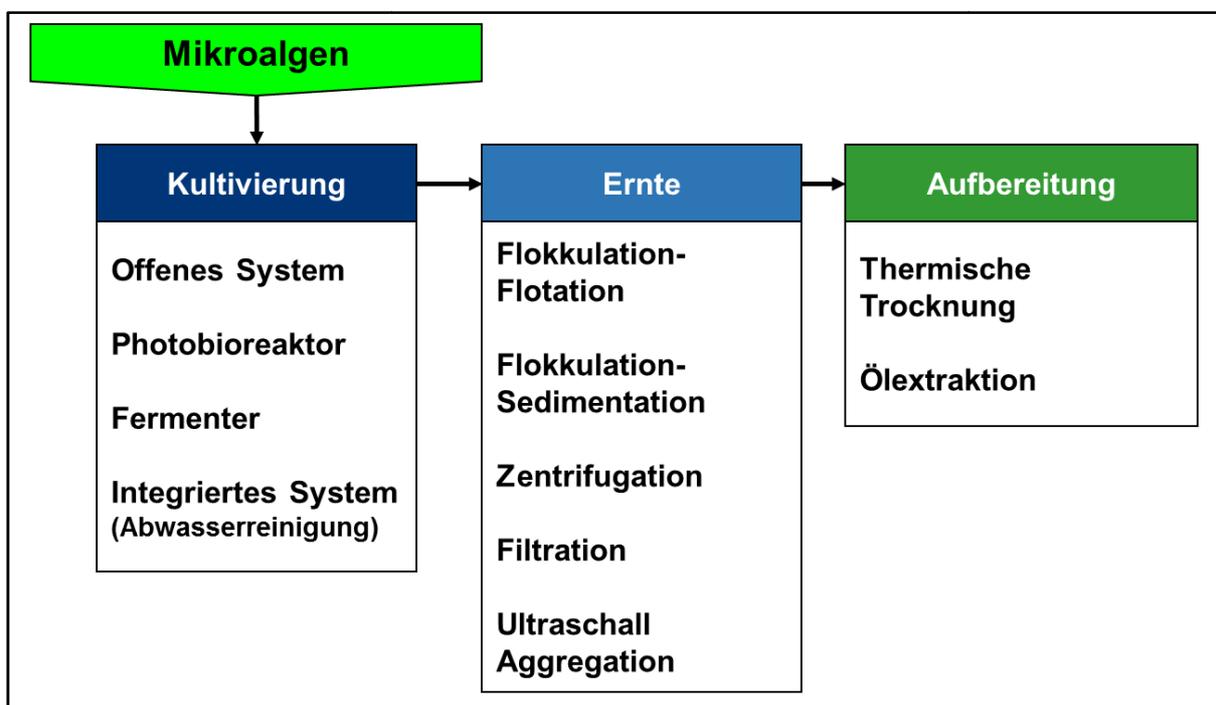


Abbildung 1-2: Technologien der Kultivierung, Ernte und Aufbereitung der Nutzungspfade für Energieträger aus Mikroalgen

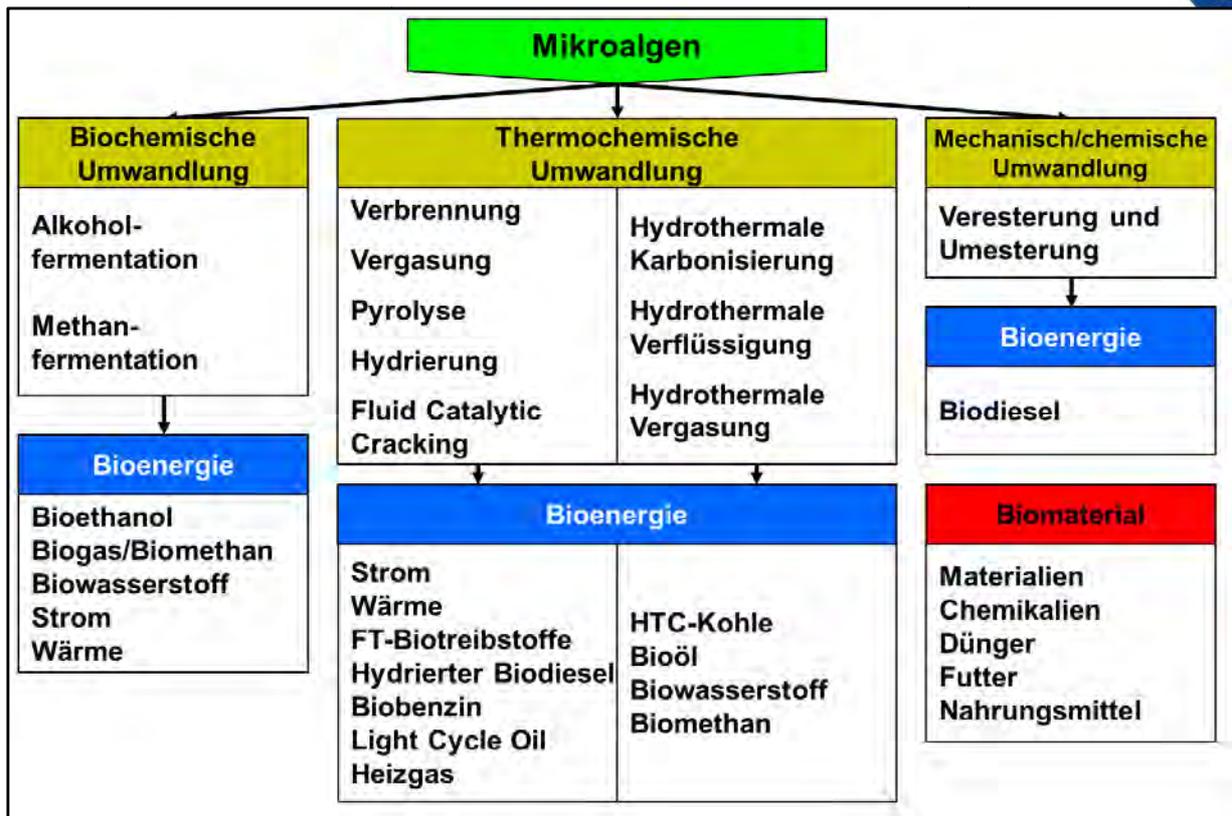


Abbildung 1-3: Umwandlungstechnologien sowie Produkte der Nutzungspfade für Energieträger aus Mikroalgen

In den folgenden Kapiteln 2 und 3 werden die erhobenen Technologien der Elemente eines Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen beschrieben. Bei der Auswahl der Nutzungspfade, auf Basis z.B. der technologischen Bewertung, österreichischen klimatischen Bedingungen, Expertenmeinungen, werden einzelne dieser Technologien näher betrachtet (siehe Kapitel 4).

2 Algenarten und –produktionstechnologien

In diesem Kapitel werden Algenarten zur Energieproduktion, Umweltbedingungen, auf die bei der Kultivierung der Mikroalgen geachtet werden sollte, Technologien zur Kultivierung, Ernte und Aufbereitung sowie die Synergien mit Abwasserbehandlung beschrieben.

2.1 Algenarten zur Energieproduktion

2.1.1 Algenarten

Der Begriff „Alge“ umfasst eine Vielzahl von photosynthetischen Organismen. Aufgrund der unzähligen Algenarten ist dies eine sehr heterogene Gruppe von Organismen. Über 40.000 einzelne Algenarten sind identifiziert und beschrieben. Diese Anzahl erweist sich als sehr gering, vergleicht man sie mit Schätzungen des Artenbestandes. Schätzungen zufolge liegt der Artenbestand um ein Vielfaches höher: bis zu 10.000.000. (DARZINS et al., 2010)

Algen können fast überall auf der Erdoberfläche auftreten. Sie wachsen im Süß- als auch im Salzwasser und können frei schwimmend oder festsitzend existieren, in perennierenden (das ganze Jahr über Wasser führend) aber auch in nur zeitweise feuchten Gebieten wachsen sowie auch in Trockengebieten, in heißen Quellen und auf Eis und Schnee vorkommen. (SPEKTRUM DER WISSENSCHAFT VERLAGSGESELLSCHAFT MBH, 2010) Algen können unter günstigen Rahmenbedingungen Sonnenenergie und CO₂ sehr effizient zu Biomasse verwandeln.

Die Algen werden in zwei Hauptkategorien unterteilt:

- Mikroalgen (freilebende Mikroorganismen) und
- Makroalgen (weisen definierte anatomische Strukturen auf).

In dieser Studie liegt aufgrund der Rahmenbedingungen in Österreich der Fokus auf Mikroalgen in Süßwasserkultivierung als Rohstoff zur Energiegewinnung. Makroalgen als Energieträger sowie die Kultivierung von Mikroalgen in Salzwasser werden in dieser Studie nicht betrachtet. Makroalgen werden momentan vorrangig als Lebensmittel genutzt und werden vor allem in Ostasien kultiviert. In jüngster Zeit entwickelten sich auch Forschungsansätze Makroalgen als Energieträger zu nutzen. Dabei werden vorrangig marine Makroalgen betrachtet, die nach der Ernte zur Biogasproduktion dienen können. Ebenfalls gibt es aufgrund der Zusammensetzung der Makroalgen Forschungsansätze zur Bioethanolproduktion aus Makroalgen.

Weiters können die Algen in Gruppen eingeteilt werden, dabei muss angemerkt werden, dass die Einteilung der Algenarten in letzter Zeit mehrmals überarbeitet wurde und verschiedene Einteilungen in Literaturquellen zu finden sind. Es gibt einige Hauptgruppen, die sich vor allem in der Pigmentzusammensetzung, den biochemischen Komponenten, der Ultrastruktur und im Lebenszyklus unterscheiden. Folgend wird eine Einteilung von Algenarten in Hauptgruppen inkl. Beispielen von Mikroalgenarten dargestellt, die in Berichten des EU-Projektes AuqaFUELS aufgezeigt wird (GAROFALO et al, 2010a, GAROFALO et al, 2010b):

- Cyanobakterien
z.B. *Arthrospira sp.*, *Anabaena sp.*,
- Chlorophyta (Grünalgen)
z.B. *Tetraselmis sp.*, *Botryococcus braunii*, *Chlorella sp.*, *Haematococcus pluvialis*,
- Rhodophyta (Rotalgen)
z.B. *Porphyridium cruentum*,

- Heterokontophyta
 - Phaeophyceae (Braunalgen),
 - Eustigmatophyceae
z.B. *Nannochloropsis sp.*, *Monodus subterraneus*,
 - andere Klassen,
- Labyrinthulea
z.B. *Schizochytrium sp.*,
- Bacillariophyta (Kieselalgen)
z.B. *Phaeodactylum tricornutum*, *Nitzschia dissipata*,
- Haptophyta
z.B. *Isochrysis sp.*,
- Dinophyta (Dinoflagellaten)
z.B. *Cryptothecodinium cohnii*,
- andere Algengruppen.

Hinsichtlich der Verwendung als Energieträger gibt es einige positive Aspekte, die den Mikroalgen zugeschrieben werden, u.a. sind dies (U.S.DOE, 2010; FRAUNHOFER IGB, 2010):

- hohe Biomasseproduktivität hinsichtlich Zeit als auch Fläche,
- Kultivierung in verschiedenen Gewässern möglich (Süß-, Salz-, Brack-, Abwasser),
- keine landwirtschaftliche Nutzfläche zur Kultivierung nötig,
- Sonnenlicht und CO₂ wird zum Wachstum benötigt, daneben bedarf es nur weniger Nährstoffe wie Stickstoff und Phosphor,
- Verwertung von CO₂ aus Verbrennungsgasen und Nährstoffen aus Abwasserströmen möglich
- kontinuierliche Ernte über das ganze Jahr ist möglich sowie
- Zusammensetzung der Algenbiomasse ist durch Veränderung der Kultivierungsbedingungen steuerbar.

Mikroalgen bestehen hauptsächlich aus Lipiden, Kohlenhydraten und Proteinen, allerdings variiert die Zusammensetzung von Algenart zu Algenart stark, ebenfalls haben die Umweltbedingungen bei der Kultivierung einen hohen Einfluss auf die Zusammensetzung der Algenbiomasse. Durch Veränderungen der Kultivierungsbedingungen (z.B. Nährstoffentzug) reichern z.B. einige Mikroalgen hohe Anteile von Lipiden an (Werte bis zu 80% werden angegeben), allerdings kann sich dadurch die Produktivität erheblich verlangsamen.

Aufgrund der hohen Anzahl von Mikroalgenarten und deren unterschiedlicher Zusammensetzung lassen sich verschiedenste Anwendungsmöglichkeiten und Potenziale zur Produktion von Biotreibstoffen, Elektrizität und Wärme identifizieren (z.B. Biodiesel, Bioethanol, Biomethan, Strom und Wärme aus Biogas). Die Auswahl einer Algenart zur Energieproduktion hängt von spezifischen Faktoren ab und es bedarf einer Untersuchung für jede Nutzung und jeden Standort.

In der Tabelle 2-1 und Tabelle 2-2 sind einige Mikroalgenarten, deren mögliche Zusammensetzung und deren mögliche Produktivitäten aufgelistet. Die Hauptkomponenten sind Proteine, Kohlenhydrate und Lipide. Einzelne Anteile z.B. Lipidanteil von Algenarten werden in verschiedenen Literaturquellen teilweise unterschiedlich hoch angeführt. Mit volumetrischer Produktivität ist in dieser Tabelle die Produktivität in Gramm pro Liter Algensuspension und Tag dargestellt, die areale Produktivität in Gramm pro m² Grundfläche der Algenkultivierung und Tag.

Tabelle 2-1: Überblick über eine Auswahl von Mikroalgenarten und deren Zusammensetzung

Mikroalgenart	Lipide [% Trockengewicht]			Proteine [% Trocken- gewicht]	Kohlenhydrate [% Trocken- gewicht]
	1	2	3	3	3
<i>Arthrospira platensis</i>	k.A.	4-16,6	4-9,0	46-63	8-14,0
<i>Arthrospira maxima</i>	k.A.	4,0-9,0	6-7,0	60-71	13-16,0
<i>Botryococcus braunii</i>	25-75	25-75	86	4	20
<i>Chlamydomonas reinhardtii</i>	k.A.	k.A.	21	48	17
<i>Chlorella sp.</i>	28-32	10,0-48,0	k.A.	k.A.	k.A.
<i>Chlorella protothecoides</i>	k.A.	14,6-57,8	k.A.	k.A.	k.A.
<i>Chlorella vulgaris</i>	k.A.	5,0-58,0	14-22	51-58	12-17,0
<i>Dunaliella sp.</i>	k.A.	17,5-67,0	k.A.	k.A.	k.A.
<i>Dunaliella primolecta</i>	23	23,1	k.A.	k.A.	k.A.
<i>Dunaliella salina</i>	k.A.	6,0-25,0	6	57	32
<i>Haematococcus pluvialis</i>	k.A.	25	k.A.	k.A.	k.A.
<i>Isochrysis sp.</i>	25-33	7,1-33	k.A.	k.A.	k.A.
<i>Monallantus salina</i>	>20	20,0-22,0	k.A.	k.A.	k.A.
<i>Nannochloris sp.</i>	20-35	20,0-56,0	k.A.	k.A.	k.A.
<i>Nannochloropsis sp.</i>	31-68	12,0-53,0	k.A.	k.A.	k.A.
<i>Neochloris oleabundans</i>	35-54	29,0-65,0	k.A.	k.A.	k.A.
<i>Nitzschia sp.</i>	45-47	16,4-47,0	k.A.	k.A.	k.A.
<i>Phaeodactylum tricornutum</i>	20-30	18,0-57,0	k.A.	k.A.	k.A.
<i>Porphyridium cruentum</i>	k.A.	k.A.	9-14,0	28-39	40-57
<i>Scenedesmus sp.</i>	k.A.	19,6-21,1	k.A.	k.A.	k.A.
<i>Scenedesmus obliquus</i>	k.A.	11,0-55,0	12-14,0	50-56	10-17,0
<i>Spirogyra sp.</i>	k.A.	k.A.	11-21,0	6-20,0	33-64
<i>Tetraselmis sueica</i>	15-23	8,5-23,0	k.A.	k.A.	k.A.

k.A. = keine Angabe

Quelle: ¹CHISTI, 2007; ²MATA et al., 2009; ³VAN IERSEL et al., 2010

Tabelle 2-2: Überblick über eine Auswahl von Mikroalgenarten und deren Produktivitäten

Mikroalgenart	Lipid- produktivität [mg/(l*d)]	Volumetrische Produktivität der Biomasse [g/(l*d)]	Flächen- produktivität der Biomasse [g/(m ² *d)]
<i>Arthrospira platensis</i>	k.A.	0,06-4,3	1,5-14,5/24-51
<i>Arthrospira maxima</i>	k.A.	0,21-0,25	25
<i>Botryococcus braunii</i>	k.A.	0,02	3
<i>Chlamydomonas reinhardtii</i>	k.A.	k.A.	k.A.
<i>Chlorella sp.</i>	42,1	0,02-2,5	1,61-16,47/25
<i>Chlorella protothecoides</i>	k.A.	2,0-7,7	k.A.
<i>Chlorella vulgaris</i>	11,2-40,0	0,02-0,20	0,57-0,95
<i>Dunaliella sp.</i>	33,5	k.A.	k.A.
<i>Dunaliella primolecta</i>	k.A.	0,09	14
<i>Dunaliella salina</i>	116	0,22-0,34	1,6-3,5/20-38
<i>Haematococcus pluvialis</i>	k.A.	0,05-0,06	10,2-36,4
<i>Isochrysis sp.</i>	37,8	0,08-0,17	k.A.
<i>Monallantus salina</i>	k.A.	0,08	12
<i>Nannochloris sp.</i>	60,9-76,5	0,17-0,51	k.A.
<i>Nannochloropsis sp.</i>	37,6-90,0	0,17-1,43	1,9-5,3
<i>Neochloris oleabundans</i>	90,0-134,0	k.A.	k.A.
<i>Nitzschia sp.</i>	k.A.	k.A.	8,8-21,6
<i>Phaeodactylum tricornutum</i>	44,8	0,003-1,9	2,4-21
<i>Porphyridium cruentum</i>	k.A.	k.A.	k.A.
<i>Scenedesmus sp.</i>	k.A.	0,03-0,26	2,43-13,52
<i>Scenedesmus obliquus</i>	k.A.	0,004-0,74	k.A.
<i>Spirogyra sp.</i>	k.A.	k.A.	k.A.
<i>Tetraselmis sueica</i>	27,0-36,4	0,12-0,32	19

k.A. = keine Angabe

Quelle: MATA et al., 2009

Einige Mikroalgenarten sind reich an Wertstoffen wie z.B. Omega-3 Fettsäuren, Pigmenten. Da in dieser Studie die Produktion von Energie im Vordergrund steht, wird die Möglichkeit der Nutzung der Algenbiomasse zur Produktion von z.B. Nahrungsergänzungsmitteln, Farbstoffen nicht untersucht.

Für den weiteren Projektverlauf sind Informationen über die Produktivitäten von Algen nötig, z.B. Lipidproduktivität für die Erzeugung von Biodiesel, Produktivität für die Erzeugung von Biogas, Stärkeanteil für die Erzeugung von Bioethanol. Für weitere Berechnungen im Projektverlauf wurden dafür Werte angenommen, z.B. Flächenproduktivität für verschiedene Kultivierungssysteme zwischen 20 und 61 g/m²/d (siehe Kapitel 4.3). Die Produktivitäten als auch Zusammensetzungen können natürlich aufgrund der Algenart sehr stark variieren und sind von vielen Faktoren abhängig, z. B. Zuchtbedingungen, Temperatur, Lichteinfall.

2.1.2 Stöchiometrische Massenbilanz

Für die Erstellung einer stöchiometrischen Massenbilanz wurde die durchschnittliche molekulare Formel der Mikroalgenbiomasse mit CO_{0,48}H_{1,83}N_{0,11}P_{0,01} nach CHISTI 2007 angenommen. Für 1 g Algenbiomasse würde man 1,93 g CO₂, 0,73 g H₂O, 0,07 g N und 0,01 g P benötigen, dabei würden 1,74 g O₂ freigesetzt. Dies ist eine stöchiometrische

Bilanz, keine Elemente werden im Überschuss zugesetzt, es wird alles in Biomasse umgewandelt. Diese Bilanz ist graphisch in Abbildung 2-1 dargestellt.

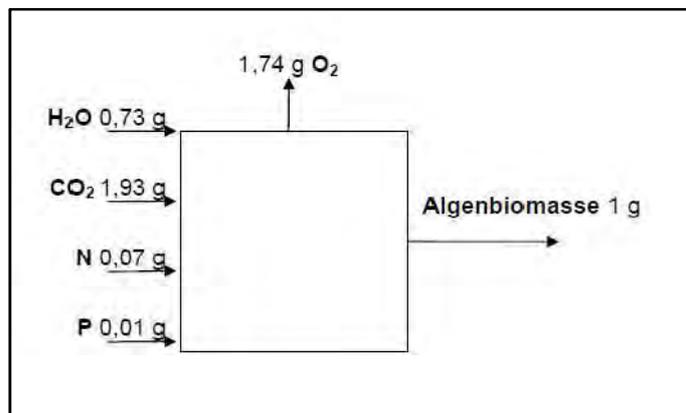


Abbildung 2-1: Stöchiometrische Massenbilanz

2.2 Umweltbedingungen

Auf das Wachstum von Mikroalgen haben verschiedene Faktoren Einfluss. Die wichtigsten zu beachtenden Faktoren sind Licht, Temperatur, Gasaustausch, Wasser, Durchmischung und Nährstoffe. Detailliertere Ausführungen dieses Kapitels finden sich im Anhang 11.1.

Licht:

Ein wichtiger Parameter für das Wachstum ist der Lichteinfall, der nötig ist zur Photosynthese. Die Photosynthese ist limitiert durch die Abhängigkeit von sichtbarem Licht (ca. 45% der gesamten solaren Einstrahlung), Reflektionsverlusten, Wärmeverlusten und Stoffwechselverluste. Für Mikroalgen ergeben sich theoretisch mögliche Umwandlungseffizienzen von 6 – 10% (BENEMANN et al., 1977; WEYER et al., 2010), d.h. Umwandlung der Sonnenenergie in chemisch gebundene Energie.

Die Photosyntheserate ist abhängig von der Lichtintensität und kann in 3 Phasen eingeteilt werden: exponentielle Wachstumsphase, Sättigung (maximale Photosyntheserate) und Photoinhibition. Durch zu hohe Konzentrationen an Licht kommt es zur Hemmung des Wachstums und verringerten Produktivitäten (photooxidative Prozesse schädigen die Lichtrezeptoren der Algen) (SHEEHAN et al., 1998). Um optimale Lichtkonzentrationen zu erreichen, gibt es verschiedene Ansätze wie Lichtverdünnung, kurze Wegstrecken des Lichts, „Flashing Light Effect“ oder gute Durchmischung der Suspension.

Temperatur:

Ein zweiter Parameter ist die Temperatur. Mikroalgen können hinsichtlich der Temperaturoptima des Wachstums eingeteilt werden: Psychrophile Mikroalgen wachsen bei Temperaturen unter 0°C, thermophile Mikroalgen wachsen bei Temperaturen bis zu 75°C und mesophile Mikroalgen decken den Bereich zwischen den beiden vorher genannten Gruppen ab (WAGENINGEN UNIVERSITY, 2011). Steigende Temperaturen führen zu steigendem Wachstum der Algenkultur bis ein optimales Temperaturniveau erreicht wird. Dieses für jede Algenart spezifische Optimum befindet sich meist in einem engen Temperaturbereich. Höhere oder niedrigere Temperaturen führen zu Wachstumshemmung bis hin zum Rückgang der Biomasse (DARZINS et al., 2010). In Außenanlagen wird das Optimum aufgrund von saisonalen und täglichen Temperaturschwankungen selten erreicht.

Gasaustausch:

Der Gasaustausch in einer Algenkultur ist wichtig für die Zellen, um das für die Photosynthese nötige CO₂ zu erhalten und den produzierten Sauerstoff zu entfernen. Zu hohe Konzentrationen an Sauerstoff in der Suspension führen zur Inhibition der Photosynthese. Daher muss dieser kontinuierlich entfernt werden, um in einem tolerierbaren Bereich zu bleiben. Um eine Inhibition zu vermeiden, sollte der maximal tolerierbare Gehalt an gelöstem Sauerstoff das Vierfache des Niveaus der Luftsättigung über längere Zeit nicht übersteigen (CHISTI, 2007).

CO₂-Versorgung:

Der theoretische Bedarf an CO₂ für die Biosynthese von 1 g Algenbiomasse sind 1,93 g CO₂. Der reale Bedarf richtet sich allerdings nach Aufnahmefähigkeit der Alge, Sättigung der Lösung, Umgebungsbedingungen und weiteren Faktoren. Ca. 50% des zur Verfügung stehenden CO₂ wird in der Algensuspension gelöst und 38,7% des gesamten zur Verfügung stehenden CO₂ werden von den Zellen aufgenommen (DOUCHA et al., 2005). Dieser Wert ist abhängig von der technischen Ausführung des Reaktors (Länge des Weges durch die Suspension) und wie das CO₂ eingeblasen wird (Blasengröße). In optimierten Systemen können bis zu 80-90% des CO₂ genutzt werden.

Für Laborversuche wird oft reines CO₂ verwendet, was aber in der großtechnischen Anwendung ökonomisch nicht vertretbar wäre. Luft als Kohlendioxidquelle wäre kostengünstiger, allerdings werden durch den geringen CO₂ Gehalt der Luft (390 ppm; CDIAC, 2012) enorme Mengen benötigt. Verbrennungsgase (Abgase aus Kraftwerken, Zementindustrie) weisen höhere CO₂ Gehalte von 4-15% auf und werden bereits in der Algenzüchtung verwendet (VAN IERSEL et al., 2009). Weiters können Algen auch zur Reinigung von Biogas eingesetzt werden, wo sie einen Teil des CO₂ aus dem Biogas entfernen und verwerten (TRAVIESO et al., 1993; SIALVE et al., 2009).

Wasser:

Für die Kultivierung können verschiedene wässrige Medien verwendet werden, wie Frischwasser, Brackwasser, Salzwasser oder eutrophierte Gewässer. Je nach Algenart gibt es bevorzugte Lebensräume. Für die Photosynthese werden 0,75 l Wasser für die Produktion von 1 kg Biomasse verbraucht. Durch Verdunstung und zur Kühlung der Kultur wird der Wasserverbrauch erhöht.

Durchmischung:

Gründliche Durchmischung ist notwendig damit die Algenzellen in Schwebelage gehalten werden und gleichmäßig dem einfallenden Licht ausgesetzt werden. Die Durchmischung vereinfacht auch die Aufnahme und Abgabe von Metaboliten und Nährstoffen und verbessert den Gasaustausch (ALABI et al., 2009).

Nährstoffe:

Nährstoffe wie Phosphor, Stickstoff und Silizium sind erforderlich für das Algenwachstum und den Zellaufbau. Phosphor wird bevorzugt in Form anorganischer Phosphate (H₂PO₄⁻, H₂PO₄²⁻) aufgenommen. Stickstoff wird vor allem als Nitrat, Ammonium oder Harnstoff zugesetzt. Silizium wird hauptsächlich von Kieselalgen zum Aufbau der Zellwand benötigt. Nährstoffmangel kann zu Lipidakkumulation führen, allerdings wird dabei der Biomasseaufbau stark reduziert.

Erfahrungen aus Wissensaustausch mit österreichischen Firmen zu „Optimierung der Umweltbedingungen“

Durch Veränderung der Umweltbedingungen können das Wachstum und die Zusammensetzung der Algenbiomasse beeinflusst werden. Forschungsbedarf besteht hier in

allen Bereichen, wobei die räumlichen Gegebenheiten der Kultivierungsanlage die Effizienz von CO₂-Versorgung, O₂-Entfernung, Durchmischung und Lichtnutzung bestimmen. Daher ergibt sich die hohe Anzahl an unterschiedlichen Kultivierungssystemen, die von Forschern und Anlagenbauern weltweit entwickelt werden.

2.3 Kultivierung von Mikroalgen

Es gibt verschiedene Einteilungen der Kultivierungsmethoden für Mikroalgen. Zuerst kann eine generelle Einteilung anhand des Metabolismus getroffen werden in photoautotrophe (Energiegewinnung durch Photosynthese), heterotrophe (Energiegewinnung durch externe C-Quellen) und mixotrophe Lebensweise (Energiegewinnung durch Photosynthese und externe C-Quellen) (U.S. DOE, 2010). Die Kultivierungssysteme selbst können grob unterteilt werden in offene und geschlossene Systeme. In offenen Systemen werden vor allem phototrophe Organismen gezüchtet, wohingegen in geschlossenen Systemen phototrophe Kultivierung als auch hetero- oder mixotrophe Kultivierung in Fermentern möglich ist. Zusätzlich gibt es noch gemischte Systeme die eine Kombination aus offener und geschlossener Kultivierung bilden und integrierte Systeme, die z.B. in bestehende Abwasserbehandlungen integriert werden. Detailliertere Ausführungen dieses Kapitels finden sich im Anhang 11.1.

2.3.1 Offene Systeme

Die großtechnische Kultivierung von Mikroalgen in offenen Systemen ist weit verbreitet, aber nur für wenige Algenarten geeignet, die extreme Umweltbedingungen tolerieren können. Das größte Problem in offenen Systemen ist die Kontamination mit ungewünschten Algenarten oder anderen Organismen. Weiters ist es schwierig, Parameter wie Temperatur, pH-Wert oder gelösten Sauerstoff, konstant zu halten. Durch Verdunstung kommt es zu hohen Wasserverlusten. CO₂ wird entweder direkt über die Umgebungsluft aufgenommen oder über einen Karbonisierungssumpf eingeleitet. Die Nachteile von offenen Systemen sind die niedrige Biomassekonzentration und geringe Produktivitäten. Vorteile sind niedrige Investitions- und Betriebskosten.

Bei den offenen Systemen gibt es unterschiedliche Formen, Beispiele dafür sind in Abbildung 2-2 dargestellt. Die wohl einfachste ist der Extensive Pond. Es handelt sich hierbei um ungemischte Teiche mit einer typischen Tiefe von 50 cm bis 1 m. Diese werden auch für die Abwasserreinigung verwendet und sind meist nicht zur Algenproduktion gedacht. Eine weiterentwickelte Form sind die Raceway Ponds (RWP) oder High Rate Ponds (HRP). Diese Becken sind meist Schleifen in ovaler Form, ca. 30 cm tief und werden mit einem Schaufelrad durchmischt. Dieses System ist am weitesten verbreitet. Die Produktivität im RWP ist weit höher als in offenen Teichen. Andere Systeme sind runde Becken (Circular Pond), Tanks und Kaskadensysteme.



Abbildung 2-2: Beispiele für offene Systeme: links offener Teich, rechts Raceway Pond (DARZINS et al., 2010)

2.3.2 Photobioreaktoren

Geschlossene Systeme für die Kultivierung von photoautotrophen Algen nennt man Photobioreaktoren (PBR). Bei den Photobioreaktoren gibt es unterschiedliche Arten, alle bestehen jedoch aus lichtdurchlässigen Materialien und sind geschlossen. Beispiele dafür sind in [Abbildung 2-3](#) und [Abbildung 2-4](#) dargestellt. Dadurch kann es zu keinen Kontaminationen kommen und die Umweltparameter können besser kontrolliert werden. PBRs können indoor oder outdoor betrieben werden, mit natürlicher Sonneneinstrahlung oder künstlicher Beleuchtung. Bei zu hoher Sonneneinstrahlung müssen PBRs gekühlt und im Winter müssen sie beheizt werden. PBRs sind in ihrer Größe bzw. Länge limitiert durch den Anstieg der Sauerstoffkonzentration, die zur Inhibition des Wachstums führt.

Tubuläre Photobioreaktoren bestehen aus Röhren mit ca. 10 cm Durchmesser, die entweder horizontal oder vertikal wie ein Zaun angeordnet sind. Die maximale Länge der Rohre ist 80 m, um inhibierende Sauerstoffkonzentrationen zu vermeiden. Eine zweite Art sind sogenannte Flachplattenreaktoren (Flat Plate PBR) in verschiedensten Ausführungen. Diese sind dünne (2-4 cm) rechteckige Boxen mit großer Beleuchtungsfläche. Durch diese Ausführungen werden Dunkelzonen vermieden; um die Lichtintensität zu reduzieren werden vertikale Reaktoren verwendet. Die Ansammlung von gelöstem Sauerstoff ist relativ gering verglichen mit tubulären Reaktoren. Vorteile des Flat Plate Systems sind der niedrige Energiebedarf und hohe Massentransferraten. Kostengünstige Photobioreaktoren sind Big Bag Systems, bei denen hängende oder in Wasser getauchte Polyethylensäcke als Kultivierungssystem verwendet werden. Weiters gibt es noch Kolonnen oder Säulen (Columns) die als vertikale Reaktoren indoor betrieben werden, meist nur für Laborversuche.

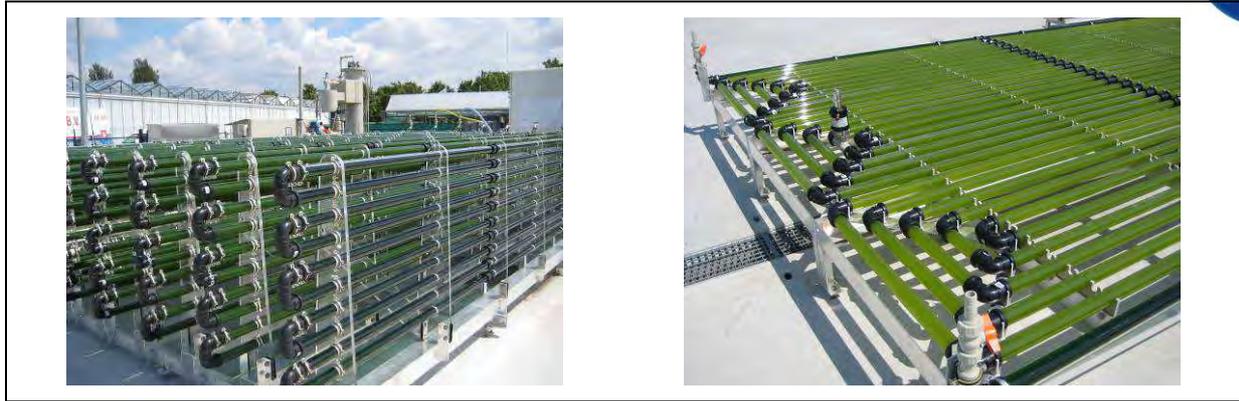


Abbildung 2-3: Beispiele für tubuläre PBR: links vertikale PBR und rechts horizontale PBR im AlgaeParc Wageningen (Fotos © Andrea Sonnleitner)

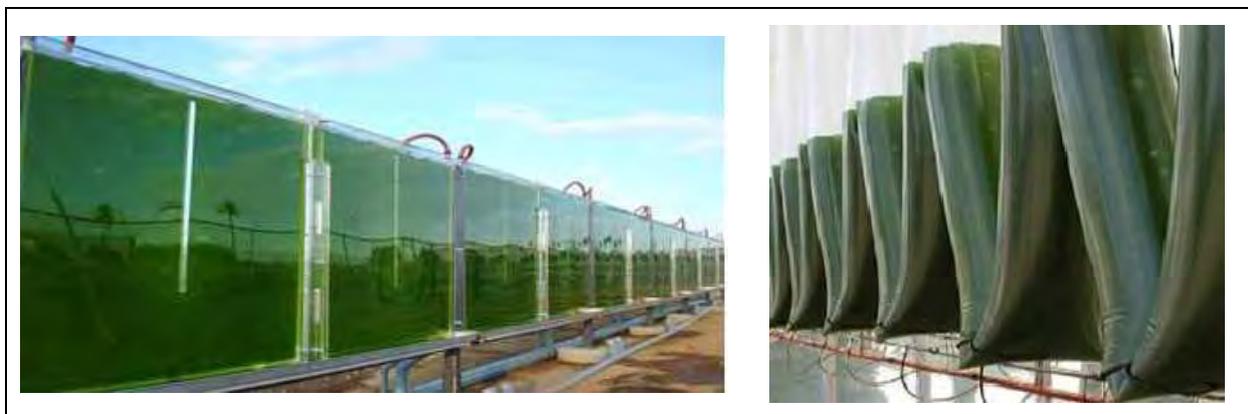


Abbildung 2-4: Beispiele für PBR: links Flachplatten PBR (<http://biofuels.asu.edu/images/biomaterials-figure1.jpg>), rechts Big Bag System (Foto: Business Wire)

2.3.3 Fermenter

Die dritte Art der Kultivierung ist jene in Fermentern, die für die heterotrophe oder mixotrophe Anzucht ausgelegt sind. Die Fermenter sind mit jenen, die im industriellen Maßstab verwendet werden, vergleichbar. Vorteile sind sehr hohe Zelldichten, die zu erleichterten Ernteschritten führen, und hohe Kontrollierbarkeit der Wachstumsbedingungen. Nachteilig sind die hohen Substratkosten (Glukose, Acetat, Reststoffe), die bei der Anzucht entstehen.

2.3.4 Integrierte Systeme

Diese Systeme zeichnen sich durch die Integration der Algenkultivierung in eine bestehende Abwasserbehandlung aus. Die Algen erzeugen aus CO₂ und Sonneneinstrahlung den für die Bakterien nötigen Sauerstoff und nehmen Nährstoffe aus dem Abwasser sowie Reststoffe der Bakterien auf. Dadurch kommt es zu einer besseren Reinigung des Abwassers und eine energieintensive Einblasung von Sauerstoff wird reduziert. Eine genauere Beschreibung der Synergien von Abwasserreinigung und Mikroalgenkultivierung wird in Kapitel 2.4 gegeben.

2.3.5 Vergleich der Produktivitäten

Die Ermittlung von realen Produktivitäten von Mikroalgenkultivierungssystemen erweist sich als schwierig, da keine oder nur wenige großtechnische Anlagen in Betrieb sind. Die meisten Literaturwerte geben Produktivitäten aus Versuchen im Labor- oder Technikumsmaßstab an. Die meisten großtechnischen Anlagen betreiben offene Systeme. Für die weiteren Systeme ergeben sich meist nur Hochrechnungen oder Schätzungen.

In Abbildung 2-5 sieht man eine Gegenüberstellung der durchschnittlichen Produktivitäten in $g/(m^2 \cdot d)$ in den unterschiedlichen Systemen. Diese Kennzahl zeigt die tägliche Biomasseproduktivität in g_{TS} bezogen auf die Fläche von einem Quadratmeter. Jede Technologie zeigt eine große Bandbreite an Werten, da die Produktivität immer auch von der Algenart und den Umgebungsbedingungen abhängt. Wie man sieht zeigen die offenen Systeme sehr niedrige Produktivitäten im Vergleich zu geschlossenen Systemen. Allerdings haben diese Systeme den geringsten Investitionseinsatz und Energieeinsatz. Die Fermenter zeigen extrem hohe Produktivitäten, hier wird ein kohlenstoffhaltiges Substrat wie z.B. Zucker eingesetzt.

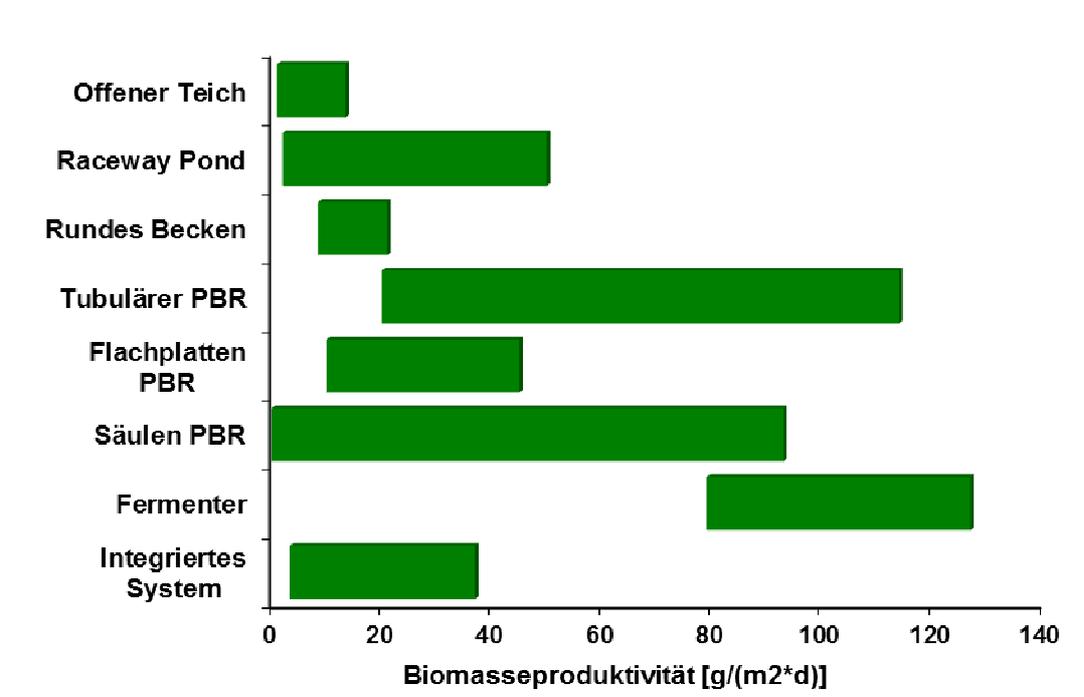


Abbildung 2-5: Bandbreite der Biomasseproduktivitäten der einzelnen Kultivierungssysteme in $g/(m^2 \cdot d)$

Erfahrungen aus Wissensaustausch mit österreichischen Firmen zu „mögliche Produktivität“

Die in der wissenschaftlichen Literatur angegebenen Produktivitäten von Mikroalgen basieren auf Versuchen im Labor- und Pilotmaßstab, die bereits mehrere Jahre zurück liegen. Die Entwicklung in diesem Bereich ist rasant, und aktuelle Forschungsarbeiten mit vielfältigen Ansätzen versuchen, die Produktivität zu verbessern. Viele beschäftigen sich mit einer besseren Ausnutzung des Lichts, z.B. durch die Zucht von Algen mit gesteigerter Umsatzrate, durch die Reduktion der Photoinhibition durch entsprechende Geometrie

der Kultivierungssysteme, oder durch Beleuchtung mit rotem oder blauem Lichtspektrum während der Nachtstunden.

Experten sind zuversichtlich, dass durch entsprechende F&E-Arbeiten die Produktivität von Mikroalgen ähnlich stark gesteigert werden kann, wie dies bei anderen Kulturpflanzen (z.B. Mais) in den vergangenen Jahrzehnten gelungen ist.

2.4 Mikroalgen in der Abwasserbehandlung

Eine weitere Möglichkeit der Algenkultivierung ist die Integration in eine Abwasserbehandlung. Die Mikroalgen produzieren Sauerstoff, der von den Bakterien verwendet wird. Diese wiederum zersetzen Abfallstoffe unter Freisetzung von CO₂, Phosphaten, Ammoniak und anderen Nährstoffen, die die Alge verwenden kann. Weiters können Mikroalgen auch chemische oder organische Schadstoffe, Krankheitserreger und Schwermetalle entfernen, zersetzen oder umwandeln. Diese Prozesse werden unter dem Namen Phycoremediation zusammengefasst (CARLSSON et al., 2007). Mikroalgen können für die Reinigung von kommunalen, industriellen und landwirtschaftlichen Abwässern verwendet werden (U.S. DOE, 2010). Detailliertere Ausführungen dieses Kapitels finden sich im Anhang 11.1.

Bei der kombinierten Anwendung von Abwasserreinigung und Mikroalgenkultivierung steht meist eine der beiden Anwendungen im Vordergrund, entweder die Reinigungsleistung oder die Biomasseproduktion. Meist werden für die Kultivierung offene Systeme verwendet, wobei entweder Stabilization Ponds (große undurchmischte Teiche) oder High Rate Ponds verwendet werden (siehe Kapitel 2.3). Stabilization Ponds bestehen aus mindestens 2 Teichen. Im ersten (ca. 4-5 m tief) erfolgt die BSB₅ Reduktion durch anaerobe Vergärung und Sedimentation von Feststoffen. Der zweite Teich ist ein Fakultative Pond mit großer Oberfläche und 2 m Tiefe, in dem die Nitrifizierung bzw. Oxidierung von NH₄ stattfindet. Die Reinigung wird in diesem Becken von aeroben Bakterien, Mikroalgen und anaeroben Bakterien durchgeführt. Optional kann noch ein Schönungsteich angeschlossen werden.

Durch die Kombination von Algenkultivierung und Abwasserreinigung kann der Frischwasserbedarf sowie der Nährstoffbedarf für die Algenproduktion reduziert werden, die Investitionskosten und Betriebskosten werden reduziert, Einnahmen durch die Abwasserreinigung verringern die Kosten der Algenproduktion, der Energiebedarf für Sauerstoffeinblasung in Belebungsbecken wird reduziert. Nachteile sind der große Flächenbedarf, längere Verweilzeiten, Probleme mit dem Grenzwert für Schwebstoffe und mit der Entsorgung schwermetallhaltiger Mikroalgen. Werden Algen für die Reinigung in kommunalen Abwässern verwendet, kann die Biomasse nicht für Nahrungs- oder Futtermittel verwendet werden. Weiters weisen diese Systeme sehr niedrige Produktivitäten auf.

2.5 Ernte der Algenbiomasse

Der nächste wichtige Prozessschritt ist die Ernte der Algenbiomasse. In Raceway Ponds befinden sich in der Algensuspension 0,02-0,07% an Trockenmasse, die Konzentration in Photobioreaktoren ist mit 0,14-0,7% TSS (total suspended solids) weit höher. Die Ernte wird meist in einem zweistufigen Verfahren durchgeführt. In einem ersten Ernteschritt wird diese Suspension auf 2-7% TS (Trockensubstanz) gebracht. Für das Entwässern eignet sich die Flokkulation mit anschließender Sedimentation oder Flotation. Das Eindicken erfolgt in einem zweiten Ernteschritt durch Zentrifugation, Filtration oder mithilfe von Ultraschall. Nach der zweistufigen Ernte hat man eine Algenpaste mit 15-25% Trockensubstanz (UDUMAN et al.,

2010; MOLINA GRIMA et al., 2003, BOSMA et al., 2003). Detailliertere Ausführungen dieses Kapitels finden sich im Anhang 11.1.

2.5.1 Flokkulation

Bei der Flokkulation wird ein Flokkulant zugesetzt, das zu einer Neutralisierung der Oberflächenladung der Algenzellen und dadurch zu einer Agglomeration zu Flocken führt. Es werden entweder Chemikalien (inorganische Flockungsmittel wie $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$; Polyelektrolyte wie Chitosan) zugesetzt oder es kommt zu einer natürlichen Auto(bio)flokkulation. Dieser Ernteschritt wird oftmals zu Beginn eingesetzt und durch anschließende Sedimentation, Flotation oder Filtration ergänzt, um die gebildeten Flocken zu ernten.

2.5.2 Flotation

Bei der Flotation wird ein Flotationsgas oder Luft durch die Algensuspension geblasen und die Gasmoleküle bleiben an den Algenzellen haften, wodurch diese an die Oberfläche befördert werden. Der entstandene Schaum oder Schlamm kann abgeschöpft werden. Flotation wird meist nach einer Flokkulation angewandt und ist im Vergleich zur Sedimentation ein sehr schneller Prozess.

2.5.3 Sedimentation

Sedimentation durch Schwerkraft ist nur für große Algenarten mit hohen Sedimentationsraten möglich. Es ist eine sehr preiswerte Erntetechnologie, benötigt aber lange Verweilzeiten und daher große Flächen. Durch Zugabe von Flockungsmittel kann der Prozess beschleunigt werden.

2.5.4 Zentrifugation

Zentrifugation ist eine sehr effiziente und schnelle Erntemethode, allerdings mit hohen Investitions- und Betriebskosten verbunden. Sie ist sehr energieintensiv und wird meist als sekundärer Eindickungsschritt verwendet. Zu hohe Drehzahlen führen zu Schädigungen der Algenzellen. Die Aufbereitung von großen Volumina ist zeitintensiv und kostspielig.

2.5.5 Filtration

Bei der Filtration wird die Suspension durch eine durchlässige Membran oder ein Sieb geführt und anhand der Größe getrennt. Es gibt verschiedenste Filtrationssysteme wie Mikrofiltration, Ultrafiltration, Druckfiltration, Vakuumfiltration und Querstromfiltration. Limitierender Faktor bei der Filtration ist das Verstopfen der Membranen und die Form und Größe der Algenzellen.

2.5.6 Ultraschall-Aggregation

Eine neuartige Erntemethode ist die Ultraschall-Aggregation. Durch ein Ultraschallfeld werden die Algen an einem bestimmten Punkt konzentriert und durch Absinken können sie geerntet werden. Diese Art der Ernte ist für großtechnische Anwendungen nicht geeignet wegen dem hohen Energiebedarf und der notwendigen Kühlung.

2.6 Aufbereitung der Algenbiomasse

Nach der Ernte muss die Biomasse schnell weiterbehandelt werden um eine Zersetzung durch Enzyme zu verhindern. In einigen Prozessketten wird die Algenbiomasse vor der Umwandlung noch weiter aufbereitet. Im Sinne einer raschen Weiterverarbeitung, und auch, weil das entstehende Zwischenprodukt eine höhere Energiedichte durch den höheren TS-Gehalt aufweist, ist es sinnvoll, diese Aufbereitung am Ort der Algenkultivierung und –ernte durchzuführen und erst danach das Zwischenprodukt zu transportieren.

Die Aufbereitung erfolgt entweder in Form einer Trocknung oder der Lipidanteil der Zelle wird gewonnen. Detailliertere Ausführungen dieses Kapitels finden sich im Anhang 11.1.

2.6.1 Trocknung

Eine Trocknung auf bis zu 90% TS kann z.B. vor der Fermentation zu Ethanol nötig sein. Die Trocknung kann durch natürliche Trocknung im Freien oder durch technische Trocknungsanlagen wie z.B. Trommeltrockner, Gefriertrocknung oder Sprühtrockner erfolgen. Dies ist ein sehr energie- und kostenintensiver Aufbereitungsschritt.

2.6.2 Ölextraktion

Für die Verarbeitung des vorhandenen Öls muss dieses extrahiert werden; als Rest verbleiben Kohlenhydrate und Proteine. Hier können die verschiedensten Verfahren angewandt werden, wie mechanisches Pressen, Lösemittlextraktion, Extraktion mit überkritischen Fluiden, Ultraschallextraktion oder biologische Extraktion.

Besonderheiten von Algenöl

Die Verteilung der Triglyceride auf verschiedene Fettsäuren (mit unterschiedlicher Kettenlänge und Anzahl an Doppelbindungen) bestimmt wesentlich die Eigenschaften des fertigen Biodiesels. Für einige Parameter sind in der europäischen Norm für Biodiesel Grenzwerte festgelegt. Entspricht das Fettsäuremuster des Ausgangsöls nicht den Grenzwerten, so ist es nicht möglich, normgerechten Biodiesel zu produzieren.

In Tabelle 2-3 ist exemplarisch die Verteilung der Triacylglyceride (TAG) auf verschiedene Fettsäuren dargestellt. Das Fettsäuremuster variiert mit der kultivierten Algenart, und es zeigt sich, dass *Scenedesmus obliquus* zur Produktion von Biodiesel geeignet erscheint, während bei *Chlorella vulgaris* und *Dunaliella tertiolecta* der Anteil der Linolensäure (18:3) zu hoch ist (Grenzwert laut EN 14214 $\leq 12\%$) und bei *Nannochloropsis sp.* der Anteil an mehrfach ungesättigten Fettsäuren (:4; Grenzwert laut EN 14214 $< 1\%$) zu hoch ist.

Tabelle 2-3: Fettsäuremuster verschiedener Mikroalgenarten (GOUVEIA und OLIVEIRA, 2009)

Fettsäure	<i>Chlorella vulgaris</i> (% m/m)	<i>Scenedesmus obliquus</i> (% m/m)	<i>Dunaliella tertiolecta</i> (% m/m)	<i>Nannochloropsis sp.</i> (% m/m)
14:0	3,07	1,48	0,47	7,16
16:0	25,07	21,78	17,70	23,35
16:1	5,25	5,95	0,88	26,87
16:2	n.n. ¹	3,96	3,03	0,39
16:3	1,27	0,68	1,24	0,48
16:4	4,06	0,43	10,56	n.n.
18:0	0,63	0,45	n.n.	0,45
18:1	12,64	17,93	4,87	13,20
18:2	7,19	21,74	12,37	1,21
18:3	19,05	3,76	30,19	n.n.
18:4	n.n.	0,21	n.n.	n.n.
20:0	0,09	n.n.	n.n.	n.n.
20:1	0,93	n.n.	n.n.	n.n.
20:2	n.n.	n.n.	n.n.	n.n.
20:3	0,83	n.n.	n.n.	n.n.
20:4	0,23	n.n.	n.n.	2,74

Eine weitere Besonderheit von aus Mikroalgen gewonnenem Öl ist der zumeist relativ hohe Anteil an unverseifbaren Ölbestandteilen. Diese unverseifbaren Bestandteile sind Fette, die in Form von polaren Molekülen vor allem in den Zellmembranen gespeichert werden. Da die unverseifbaren Anteile weder durch basische Umesterung noch durch saure Veresterung zu Biodiesel umgewandelt werden können, senken sie die Produktausbeute aus dem Öl.

¹ n.n. = nicht nachweisbar

3 Umwandlungstechnologien

Mikroalgen bieten zahlreiche Anwendungsmöglichkeiten zur Energieproduktion. Nachfolgend werden die Technologien der biochemischen, der thermochemischen und der mechanischen und chemischen Umwandlung beschrieben.

3.1 Biochemische Umwandlung

Die Umwandlung von Algenbiomasse lässt unter biochemischen Gesichtspunkten unterschiedliche Abbauewege zu. Prinzipiell sind dies die Methanfermentation zu Biogas, die Alkoholfermentation zu Ethanol, bzw. unterschiedliche Verfahrenskonzepte zur Herstellung von Biowasserstoff. In diesem Projekt werden die Verwertungswege der Methan- und Alkoholfermentation untersucht, diese beiden Technologien sind im großtechnischen Maßstab heutzutage verfügbar und für andere Substrate vielfach im industriellen Maßstab etabliert. Die Produktion von H_2 aus Algenbiomasse wird auf Grund der Speicherproblematik sowie geringer Ausbeuten nicht weiter verfolgt. Interessant ist auch die direkte Produktion von Wasserstoff mittels spezieller Algen, die zu diesem Stoffwechselweg fähig sind. Jedoch auch hier sind die im Labor gemessenen Ausbeuten generell zu gering, um davon ausgehend ein realistisches Potential für industrielle Prozesse abschätzen zu können.

3.1.1 Alkoholfermentation

Speziell im Biotreibstoffbereich hat sich die Erzeugung von Biosprit mittels Alkoholfermentation großtechnisch durchgesetzt. Zucker- oder stärkehaltige Substrate werden mittels anaerober Ethanolfermentation zu Ethanol und CO_2 umgesetzt. Die verwendeten Substrate sind vorwiegend Getreide (USA, Europa) bzw. Zuckerrohr (Brasilien).

Großtechnisch werden Hefen für diese Fermentation genutzt. Im Bereich der Stärkenutzung (Rohstoff Getreide) gibt es zwei unterschiedliche Prozesse. Einerseits wird die Nassvermahlung („wet mill“) zur Bioethanolproduktion eingesetzt. Diese funktioniert ähnlich einer Bioraffinerie, bei der Wertstoffe (z.B. Maiskeime, Öl, etc.) vor der Ethanolfermentation aus den Substraten gewonnen werden können. Andererseits gibt es den Bioethanolprozess mittels Trockenvermahlung („dry-grind“). Dieser zeichnet sich vor allem durch seine geringeren Investitionskosten und eine geringe Abwasserproblematik aus, und ist deswegen weiter verbreitet, als der „wet mill“-Prozess. In [Abbildung 3-1](#) sind die einzelnen Prozessschritte des „dry-grind“ Bioethanolprozesses dargestellt.

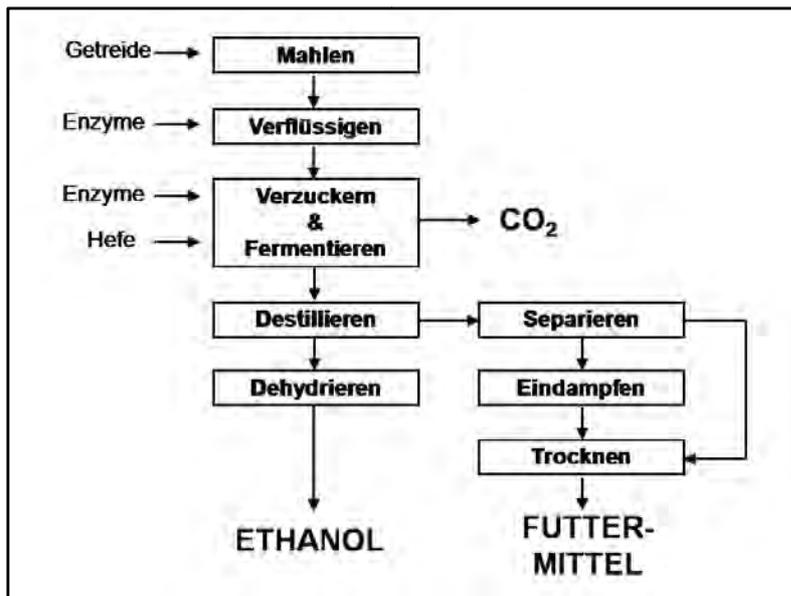


Abbildung 3-1: Prozessschritte einer Bioethanolanlage mit Trockenvermahlung ("dry-grind") (BOTHAST UND SCHILCHER, 2005)

3.1.2 Methanfermentation

Die Methanfermentation ist ein vielseitiger biotechnologischer Prozess, der in der Lage ist, aus anaerob abbaubarer Biomasse, bzw. organischen Reststoffen Methan zu produzieren. Bei der anaeroben Verwertung bauen Mikroorganismen unter anaeroben Bedingungen die Makromoleküle, die sich aus Kohlenhydraten, Proteinen und Fetten zusammensetzen, zum methanhaltigen Biogas ab. Die Details dieses mikrobiologischen Stoffwechsels sind in Abbildung 3-2 zu sehen.

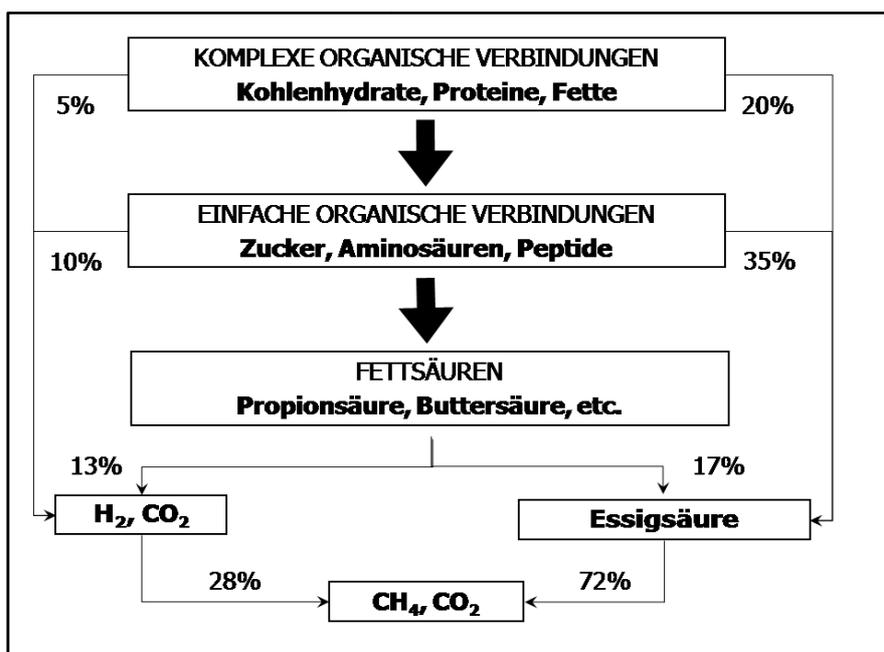


Abbildung 3-2: Mikrobiologische Abbauschritte bei der Methanfermentation (SPEECE, 1996)

Das Spannende an diesem Prozess ist, dass in der Methanfermentation sowohl die Biomasse selber (Getreide, etc.) als Substrat eingesetzt werden kann, als auch Reststoffe, die bei der Umwandlung von Biomasse entstehen. Somit können Algen an sich, aber auch Algenrestbiomasse aus der Alkohol- bzw. Ölextraktion eingesetzt werden. Denn nach einem Aufschluss der Biomasse und Abtrennung der Fraktion (Stärke oder Lipide) bleiben große Mengen Biomasse für die Biogasgewinnung übrig. Diese Menge kann in Abhängigkeit des Anteils an Stärke oder Lipide, die zuvor aus der Alge extrahiert wurden, von 60 bis 90% schwanken. Die Verwertung dieser Substrate zu Biogas trägt zur Steigerung des Wirkungsgrades des Gesamtprozesses bei.

3.2 Thermochemische Umwandlung

Das Ziel einer thermochemischen Umwandlung von festen Brennstoffen im Allgemeinen ist die Bereitstellung von Wärme und/oder gasförmigen oder flüssigen Energieträgern. Im Prinzip sind folgende Prozesse möglich:

- Verbrennung: vollständige Oxidation des Brennstoffs und Umwandlung in Wärme, bzw. Elektrizität
- Vergasung: Konversion des festen Brennstoffes unter Zugabe eines Sauerstoffträgers in einen gasförmigen Brennstoff, welcher hauptsächlich aus H₂, CO, CO₂ und Methan besteht
- Pyrolyse: Konversion des festen Brennstoffes unter Sauerstoffausschluss zu einer Mischung aus Koks, Pyrolyseöl und Pyrolysegas

In allen 3 Prozessen laufen als erster Schritt die Trocknung, die Entgasung und dann die Konversion des restlichen Brennstoffes ab. Daher ist für alle diese Prozesse neben dem Heizwert, Partikelgröße und Aschegehalt auch der Wassergehalt des Brennstoffes für die Charakterisierung wichtig.

Algen haben bei der Ernte einen Wassergehalt von größer 99% und nach Aufbereitung einen Wassergehalt von ca. 75%. Daher sind die obigen Prozesse nur bedingt geeignet, Algen zu konvertieren.

Für Brennstoffe mit einem derart hohen Wassergehalt ist es daher interessant sogenannte hydrothermale Verfahren näher zu evaluieren. Diese sind:

- Hydrothermale Karbonisierung: Umwandlung zu einer Art Kohle unter erhöhter Temperatur und Druck
- Hydrothermale Verflüssigung: Umwandlung zur flüssigen Kohlenwasserstoffen in Gegenwart von CO
- Hydrothermale Vergasung: Vergasung in überkritischem Wasser

Alle diese hydrothermalen Verfahren haben gemeinsam, dass sie unter erhöhtem Druck und Temperatur arbeiten, wobei die Vergasung sogar auf überkritische Bedingungen geht. Der Vorteil ist, dass als Einsatzstoff meist flüssige pumpbare Brennstoffe eingesetzt werden. Da der Wirkungsgrad von Flüssigkeitspumpen sehr hoch ist, erzielt man bei diesen Verfahren auch mit sehr wasserhaltigen Brennstoffen (>70% Wassergehalt) gute Wirkungsgrade.

Eine weitere Gemeinsamkeit dieser Verfahren ist es, dass sie alle im Stadium der Forschung und Entwicklung sind.

Die obigen Betrachtungen beziehen sich auf Algen als Einsatzstoff für thermochemische Verfahren, wobei entweder die gesamte Alge oder der Rest aus biochemischen oder mechanischen Verfahren eingesetzt werden soll.

Eine weitere Möglichkeit ist auch die Konversion vom Algenöl in thermochemischen Verfahren. Hier stehen 2 Möglichkeiten zur Verfügung:

- Fluid Catalytic Cracking (FCC) und
- Hydrierung.

3.2.1 Verbrennung

Bei der Verbrennung von Biomasse laufen verschiedene Teilschritte physikalischer und chemischer Prozesse teils hintereinander und teils parallel ab (Abbildung 3-3). Die wichtigsten Schritte sind:

- Erwärmung des Brennstoffs durch Rückstrahlung von Flamme, Glutbett und Feuerraumwänden,
- Trocknung des Brennstoffs durch Verdampfung und Abtransport des Wassers (ab ca. 100 °C),
- pyrolytische Zersetzung der Biomasse durch Temperatureinwirkung,
- Vergasung des festen Kohlenstoffs (Pyrolysekokes) zu Kohlenstoffmonoxid mit Kohlenstoffdioxid, Wasserdampf und Sauerstoff,
- Oxidation der brennbaren Gase zu Kohlenstoffdioxid und Wasser bei Temperaturen ab 700 °C bis rund 1 500 °C (real) bzw. maximal rund 2 000 °C (theoretisch),
- Wärmeabgabe der Flamme an die umgebenden Feuerraumwände und an den neu zugeführten Brennstoff.

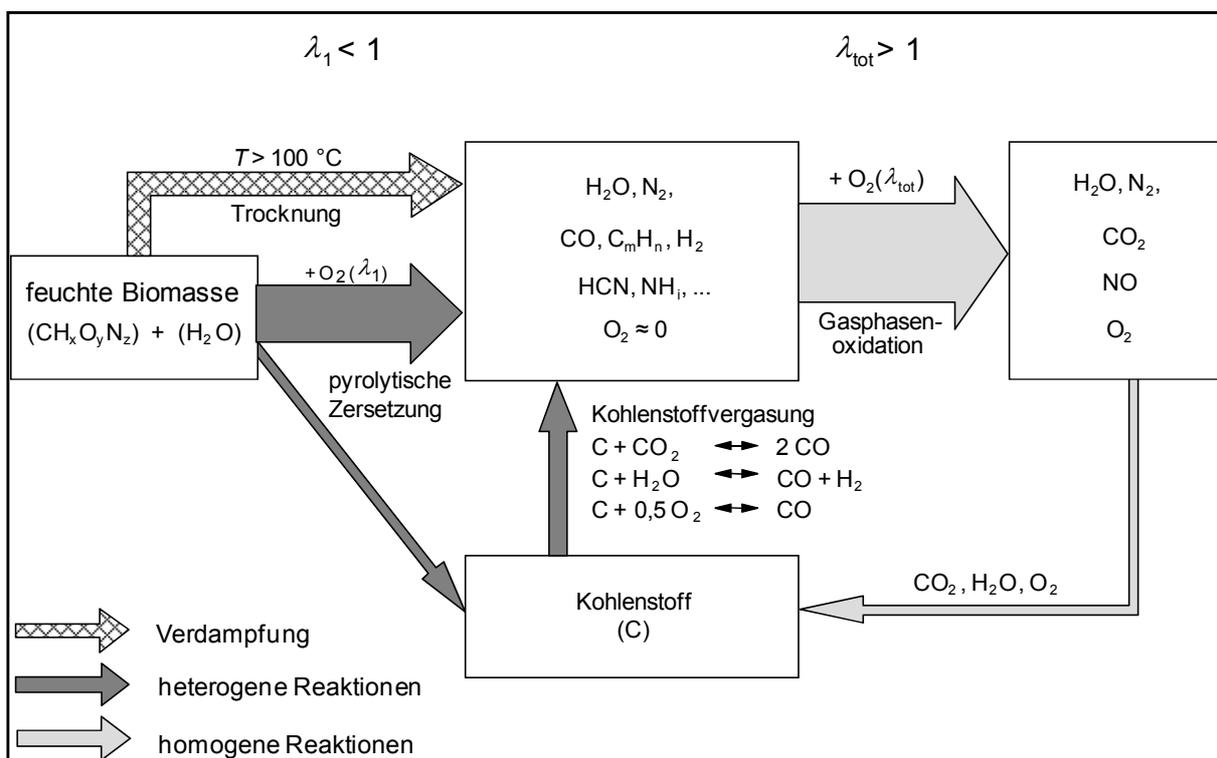


Abbildung 3-3: Verbrennungsablauf

Eine besonders wichtige Eigenschaft des Brennstoffes ist der Wassergehalt. Dieser reduziert den Heizwert und somit die nutzbare Energie vom Brennstoff. Dies ist in Abbildung 3-4

dargestellt. Brennstoffe, welche einen Wassergehalt von größer 80% haben, besitzen einen negativen Heizwert, das bedeutet, dass mehr Energie für die Verbrennung aufgewendet werden muss, als im Brennstoff enthalten ist. Ein typisches Beispiel dafür ist Klärschlamm, wo bei der Verbrennung Hilfsbrennstoffe verwendet werden, um die Verbrennung komplett ablaufen zu lassen.

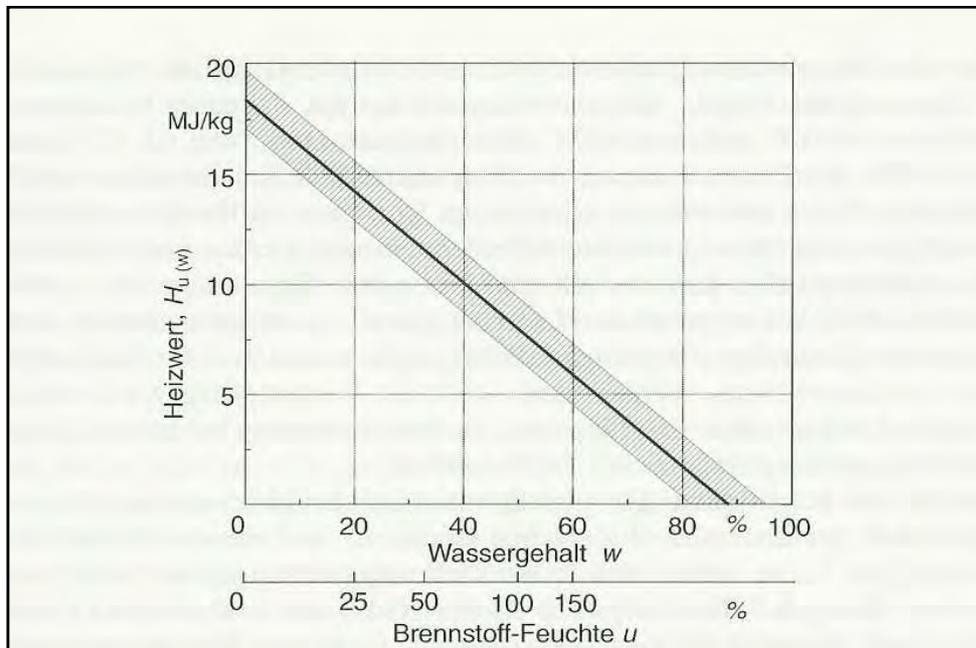


Abbildung 3-4: Heizwert von Holz in Abhängigkeit vom Wassergehalt bzw. der Feuchte

3.2.2 Vergasung

Die Vergasung stellt - wie die pyrolytische Zersetzung - einen Zwischenschritt hin zur vollständigen Oxidation biogener Festbrennstoffe dar. Sie dient aber gleichzeitig zur Erzeugung von Brenngasen, die räumlich und zeitlich entkoppelt weiter aufoxidiert werden können, indem im Reaktor bewusst Vergasungsbedingungen eingestellt werden.

Bei der Vergasung (Abbildung 3-5) werden die bei der pyrolytischen Zersetzung entstehenden gasförmigen, flüssigen und festen Produkte durch weitere Wärmeeinwirkung in Gegenwart von zusätzlich der Reaktion zugeführtem Sauerstoff (z. B. durch Luft, Wasser; d. h. Luftüberschusszahl größer als null und kleiner als eins) zur Reaktion gebracht. Dazu sind im Vergleich zur pyrolytischen Zersetzung mit deutlich über 500°C merklich höhere Temperaturen notwendig. Die zur Bereitstellung dieser Temperaturen benötigte thermische Energie kann auf unterschiedliche Weise zugeführt werden.

Bei der Vergasung laufen im Regelfall temperatur- und druckabhängige Reaktionen ab. Primär wird bei der Vergasung der bei der pyrolytischen Zersetzung zurückbleibende Restkohlenstoff (d. h. Pyrolysekoks) bei hohen Temperaturen möglichst vollständig in brennbare Gase umgewandelt (d. h. "vergast"). Dazu wird ein sauerstoffhaltiges Vergasungsmittel (z. B. Luft, Sauerstoff, Wasserdampf) benötigt, damit der feste Kohlenstoff (C) u. a. zu Kohlenstoffmonoxid (CO) umgewandelt werden kann.

Die bei der Vergasung ablaufenden chemischen Reaktionen sind überwiegend endothermer Art. Daher wird zur Vergasung von Biomasse Wärme benötigt, die dem Prozess auf

unterschiedliche Weise zugeführt werden kann. Je nach der Art der Wärmeeinbringung unterscheidet man zwischen autothermer und allothermer Vergasung.

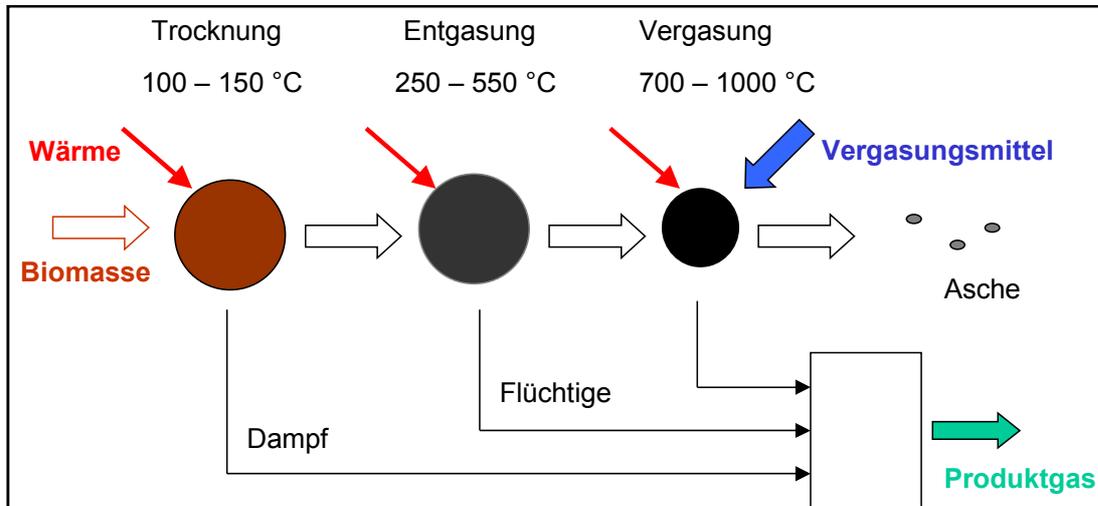


Abbildung 3-5: Ablauf der Vergasung

3.2.3 Pyrolyse

Die pyrolytische Zersetzung stellt - nach der Phase der „Aufheizung und Trocknung“ - einen weiteren Zwischenschritt auf dem Weg hin zur vollständigen Oxidation biogener Festbrennstoffe dar. Gleichzeitig nimmt sie eine wichtige Funktion bei der Erzeugung von Brenngas bzw. kondensierbaren organischen Verbindungen aus der Biomasse ein.

Die Pyrolyse (Abbildung 3-6) findet bei höheren Temperaturen von ca. 300-600°C statt, die hauptsächlich zur Bildung flüssiger Produkte führt. Bei schneller Reaktionsführung ist dies der Bereich der Flash-Pyrolyse; sie ist die bevorzugte Reaktion für die Erzeugung von flüssigen Energieträgern und Chemierohstoffen. Durch weitergehende, sekundäre Crackreaktionen der dabei entstehenden flüssigen Produkte (k_4) können danach Kohlenstoffmonoxid, Wasserstoff und Methan entstehen.

Bei noch höheren Temperaturen findet Reaktion 3 (k_3) statt; hier wird die Biomasse vorwiegend zu Gasen konvertiert.

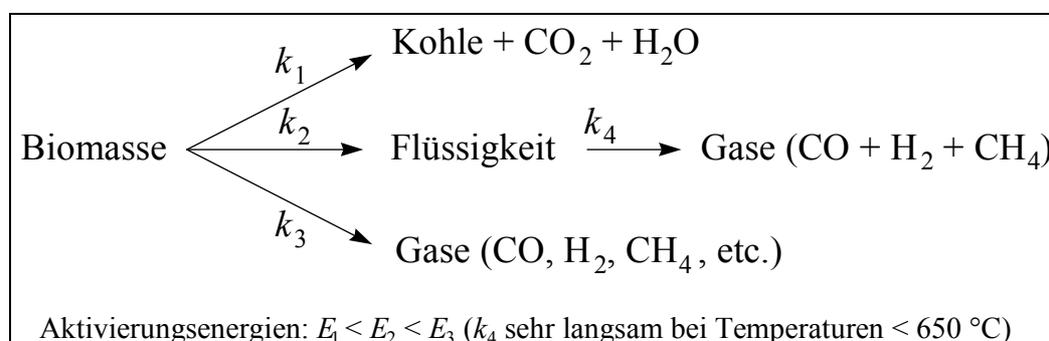


Abbildung 3-6: Ablauf der Pyrolyse

Bei einer derartigen Zersetzung organischen Materials unter Wärmeeinwirkung und unter Luftabschluss entstehen – wie erwähnt - gasförmige und flüssige Produkte sowie ein weitgehend aus Kohlenstoff bestehender Koks (sogenannter Pyrolysekoks). Die Zusammensetzung der bei der pyrolytischen Zersetzung entstandenen Produkte wird sehr wesentlich von der Aufheizrate bzw. -geschwindigkeit und dem erreichten Temperaturniveau bestimmt (Abbildung 3-7). Demnach werden bei hoher Aufheizrate und vor allem hoher Temperatur (und langer Verweilzeit bei diesen Bedingungen) die entstandenen flüssigen Pyrolyseprodukte, die aus langkettigen oder polyaromatischen Kohlenwasserstoffverbindungen (d. h. Teere) bestehen, zunehmend in gasförmige Produkte (d. h. kürzerkettige Verbindungen wie z. B. Methan) aufgespalten.

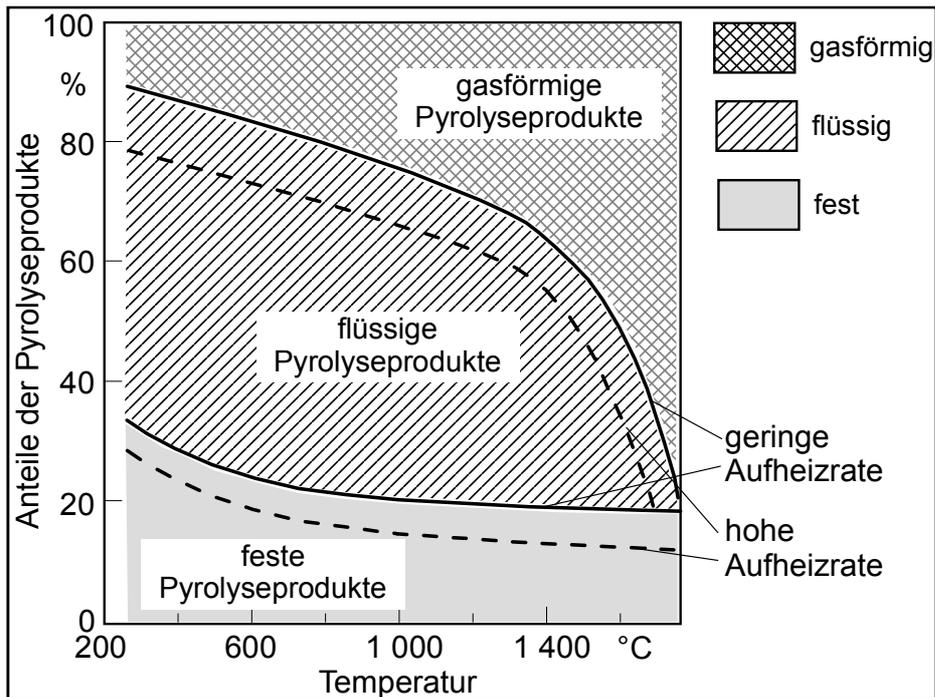


Abbildung 3-7: Produkte aus der Pyrolyse

Die Pyrolyse bei Holz beginnt zwischen 200 und 270°C und bei etwa 400 bis 500 °C ist sie weitgehend abgeschlossen; oberhalb derartiger Temperaturen laufen dann nur noch Sekundärreaktionen ab. Die Zersetzung verläuft zunächst relativ langsam (Entstehung von nicht oder schwer brennbaren Gasen) und beschleunigt sich dann ab einer Temperatur von ca. 280°C (Entstehung von brennbaren Gasen). Der Massenanteil an gasförmigen Zersetzungsprodukten wird dabei hauptsächlich durch die Komponenten Cellulose (ca. 40-45% der Holzsubstanz), Lignin (25-35% der Holzsubstanz) sowie Hemicellulose (Polyosen; ca. 15-25% der Holzsubstanz) bestimmt. Dabei wurden bisher keine nennenswerten Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Holzkomponenten bei der pyrolytischen Zersetzung beobachtet.

3.2.4 Raffinerieprozesse

Von den klassischen Raffinerieprozessen wurden in der Vergangenheit 2 Verfahren zur Konversion von Pflanzenölen näher untersucht. Diese sind:

- Fluid Catalytic Cracking (FCC),
- Katalytische Hydrierung von Pflanzenölen.

FCC Verfahren sind heutzutage in fast jeder Raffinerie implementiert und konvertieren dort Vakuumgasöl (VCO) in leichtere Kohlenwasserstoffe (Benzin, Aromaten, Olefine). An der TU Wien wurden in der Vergangenheit verschiedene Mischungen von VCO und Pflanzenölen untersucht. Es zeigte sich, dass alle untersuchten Pflanzenöle ohne Probleme in einer FCC Anlage zu Treibstoffen konvertiert werden können. Somit kann man auch davon ausgehen, dass auch Algenöl in einer FCC Anlage problemlos zu flüssigen Treibstoffen und Olefine konvertiert werden kann.

Ein wesentlicher Vorteil vom FCC Prozess ist, dass die bestehende Infrastruktur einer Raffinerie ohne größere Umbauten verwendet werden kann. Die wesentlichen Investitionskosten sind hier nur der Lagertank und die Dosierung vom Pflanzenöl.

Die Hydrierung von Pflanzenölen wird in Europa von der finnischen Raffinerie Neste Oil kommerziell betrieben (NExBTL). Diese haben in Finnland seit einigen Jahren zwei 170.000 t/a Anlagen in Betrieb und bereits eine 800.000 t/a Anlage in Singapur in Betrieb. Eine weitere Anlage in dieser Größe wurde vor kurzem in Rotterdam in Betrieb genommen. In diesen Anlagen wird derzeit hauptsächlich Palmöl zu einem hochwertigem Diesel verarbeitet. Ausgehend von den bisherigen publizierten Einsatzstoffen für den NExBTL kann man davon ausgehen, dass hier auch Algenöl ohne Probleme verarbeitet werden kann. Leider sind aber dazu noch keine Publikationen verfügbar.

Da über die oben genannten Verfahren hochwertiger Diesel oder Benzin aus Algenöl erzeugt werden kann, sind diese Verfahren in Zukunft sicherlich eine interessante Alternative um aus Algen Kraftstoffe zu erzeugen. Es wäre jedoch wünschenswert, wenn diese Verfahren auch in der Praxis z.B. in Labortest auf ihre Eignung zur Konversion von Algenöl untersucht werden.

3.2.5 Hydrothermale Prozesse

Hydrothermale Prozesse wurden für Biomassen mit einem hohen Wassergehalt entwickelt (z.B. Klärschlamm, Gülle). Dabei wird der meist pumpbare Einsatzstoff unter hohem Druck und Temperatur in der wässrigen Phase umgesetzt. Je nach Reaktionsbedingungen unterscheidet man:

- Hydrothermale Karbonisierung: Umwandlung zu einer Art Kohle unter erhöhter Temperatur und Druck
- Hydrothermale Verflüssigung: Umwandlung zur flüssigen Kohlenwasserstoffen in Gegenwart von CO
- Hydrothermale Vergasung: Vergasung in überkritischem Wasser

Bei der hydrothermalen Karbonisierung wird die Biomasse in einer wässrigen Phase bei ca. 170-250°C und Drücken von ca. 20 bar über einen Zeitraum von Stunden behandelt. Dabei spaltet sich CO₂ von der Biomasse ab und es entsteht eine Art Kohle, welche von den Eigenschaften ähnlich torrifizierter Biomasse ist (hydrophob, höherer Heizwert).

Die hydrothermale Karbonisierung wird z.B. derzeit von CarboREN in Deutschland verfolgt. Diese haben nach eigenen Angaben derzeit eine Pilotanlage, wo verschiedene Biomassen bereits untersucht wurden.

Die hydrothermale Verflüssigung wird in Gegenwart von CO bei Drücken bis zu 200 bar durchgeführt. Hier gibt es auch bereits zahlreiche Publikationen über die Konversion von Algen (z.B.: PATIL 2008, ZHANG, 2008). Da einerseits der Gesamtprozess der kompliziertere von den hydrothermalen Prozessen (3 Produkte, Flüssigprodukt nicht ohne Vorbehandlung als Treibstoff einsetzbar) und andererseits keinerlei Forschung in Österreich durchgeführt wird, wurde dieser Prozess nicht näher betrachtet.

Bei der hydrothermalen Vergasung wird die flüssige Biomasse in überkritischem Wasser zur Reaktion gebracht. Dabei kann entweder mit oder ohne Katalysator gearbeitet werden.

Die hydrothermale Vergasung wird z.B. vom Paul Scherrer Institut in der Schweiz (katalytisch) oder vom Karlsruhe Institute of Technology (nicht katalytisch) erforscht. Vom PSI gibt es auch bereits Publikationen über die Verwendung von Algen als Inputmaterial (HAIDUC, 2009). Ein Beispiel für ein Gesamtkonzept inklusive Algenproduktion, hydrothermale Konversion und Recycling der Stoffströme ist in Abbildung 3-8 dargestellt.

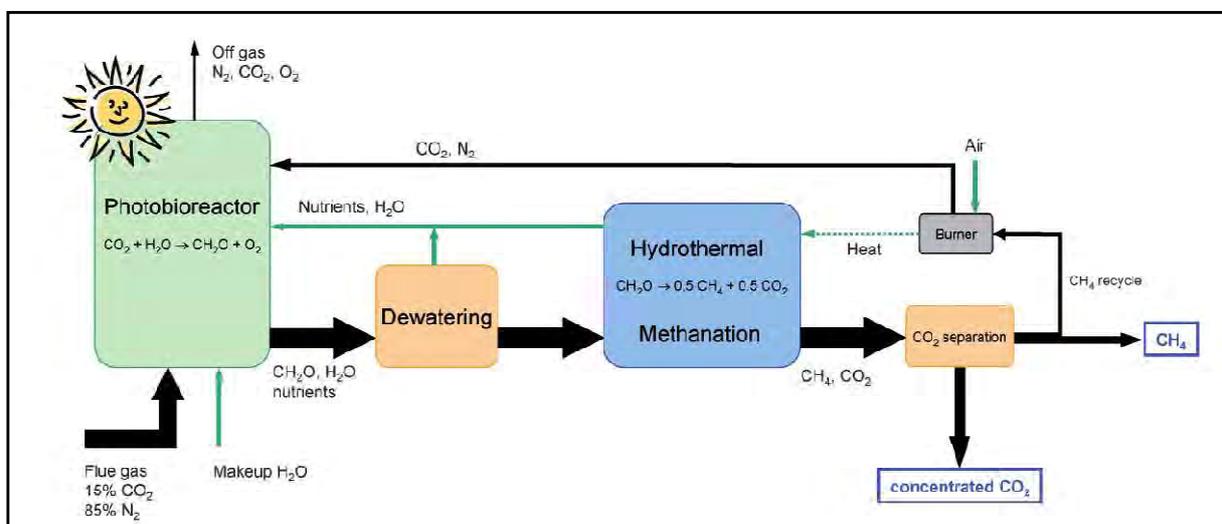


Abbildung 3-8: Fließbild Biomethan aus Algen

Bei allen hydrothermalen Prozessen lösen sich jedoch auch Produkte in der wässrigen Phase, was den Gesamtprozess aufwendig macht (Abwasserbehandlung notwendig).

Die hydrothermalen Verfahren sind derzeit noch im Stadium der Forschung im Labormaßstab und es ist nicht zu erwarten, dass diese in kurzer Zeit kommerziell verfügbar sind.

3.3 Mechanische und chemische Umwandlung

3.3.1 Umesterung und Veresterung

Die Verarbeitung von Ölen zu Fettsäurealkylestern (Biodiesel) ist eine kommerziell angewendete Technologie. Zumeist werden Pflanzenöle als Rohstoff verwendet, in geringerem Umfang auch Altspisefette und Tierfette. Für die Auswahl des Verfahrens ist der Anteil an freien Fettsäuren ausschlaggebend. Störende Begleitstoffe sind Wasser und Phospholipide, weshalb das Öl vor der Umesterung gegebenenfalls einer Vorbehandlung

unterzogen werden muss. Eine detaillierte Beschreibung des Biodieselherstellungsprozesses aus Algenöl findet sich im Anhang 11.1.

Abbildung 3-9 zeigt den Prozessablauf bei der Biodieselherstellung aus Algenöl. Neben einer Vorbehandlung sind 2 Hauptschritte (Veresterung, Umesterung) nötig, sowie weitere Aufbereitungsschritte.

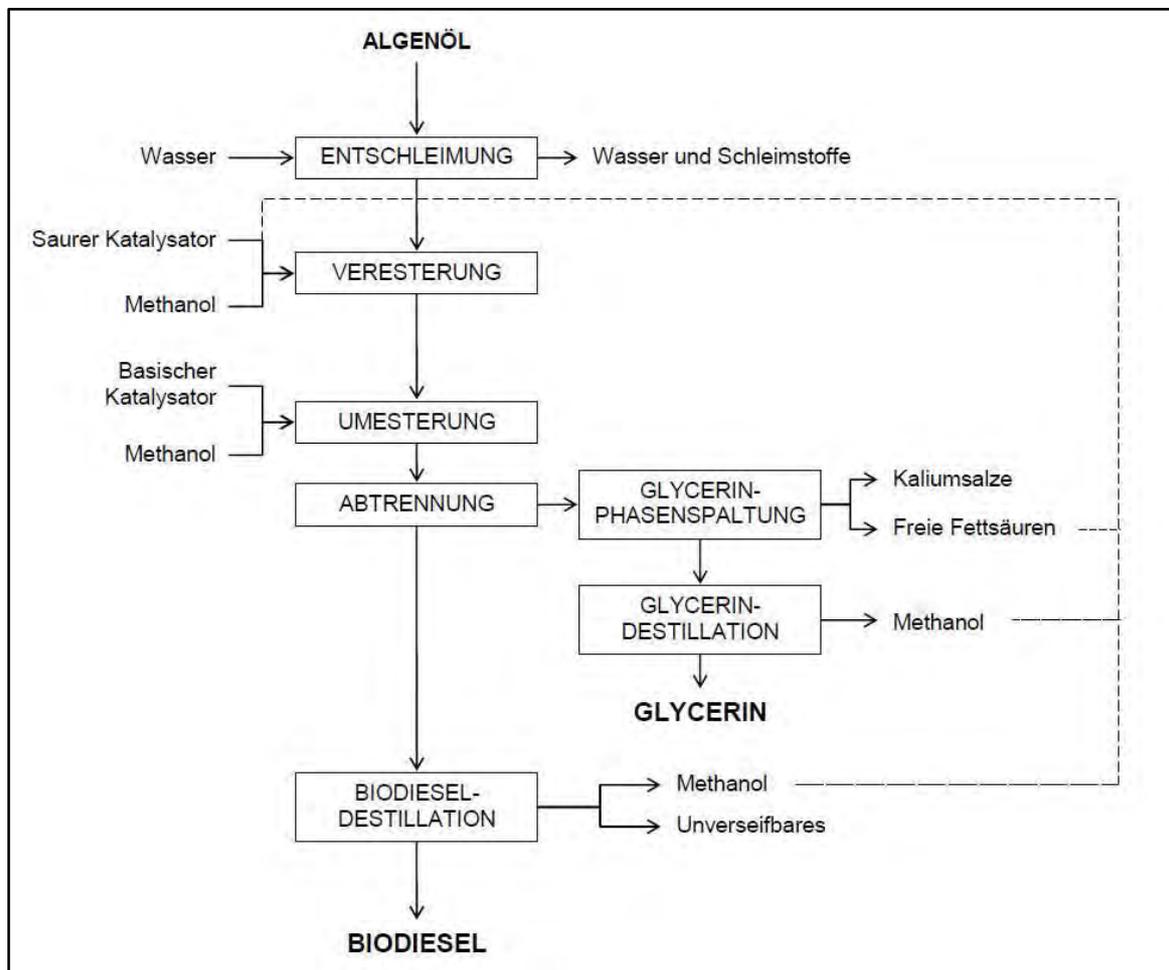


Abbildung 3-9: Prozessschritte der Biodieselproduktion aus Mikroalgenöl

Bei der Umesterung wird das Öl mit einem basischen Katalysator und mit Alkohol, zumeist Methanol, vermischt. Bei ca. 60°C und Umgebungsdruck oder leicht erhöhtem Druck reagieren die im Öl enthaltenen Triglyzeride mit dem Alkohol zu Fettsäurealkylestern. Dabei wird Glycerin abgespalten. Die entstehenden Phasen (Fettsäurealkylester und Glycerin) haben unterschiedliche Dichte und werden gravimetrisch getrennt.

Sind im Öl freie Fettsäuren vorhanden, so entstehen mit dem basischen Katalysator Seifen, die sich nur schwer abtrennen lassen und zudem die Produktausbeute vermindern. Ab einem Gehalt an freien Fettsäuren von mehr als 2-3% wird daher in einem zusätzlichen Verfahrensschritt eine Veresterung vorgenommen. Dazu wird das Öl mit einem sauren Katalysator und mit Alkohol vermischt, wodurch bei ca. 60°C und Umgebungsdruck die freien Fettsäuren zu Fettsäurealkylestern umgewandelt werden.

Häufig auftretende störende Begleitstoffe sind Phospholipide. Diese agieren als Emulgatoren und erschweren die Trennung von Produkt und Nebenprodukt. Hohe Gehalte an Phospholipiden machen eine Vorbehandlung des Öls notwendig.

Zur Produktreinigung werden die Fettsäurealkylester mehrmals mit Wasser vermischt und wieder gravimetrisch getrennt, wodurch Reste von Seifen und anderen Begleitstoffen entfernt werden. Methanolreste werden zurückgewonnen; in manchen Verfahren werden die Fettsäurealkylester abschließend destilliert bevor sie als Biodiesel verkauft werden.

Bei der stöchiometrischen Umesterung von Triglyzeriden und freien Fettsäuren zu Fettsäurealkylestern entsteht als Nebenprodukt 10% Glycerin. In der Praxis ist eine scharfe Trennung zwischen Fettsäurealkylestern, Glycerin, freien Fettsäuren, Triglyzeriden, Alkohol, Katalysator, Wasser und Seifen nicht möglich. Daher fällt oft mehr als die doppelte stöchiometrische Menge als Glycerinphase an. Eine Rückgewinnung des Methanols aus der Glycerinphase ist ökonomisch sinnvoll, weitere Aufbereitungsschritte werden oft angeschlossen. Je nach Intensität der Aufbereitung und Qualität des entstehenden Glycerins kann das Glycerin als Nebenprodukt zu unterschiedlichen Preisen verkauft werden.

4 Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen in Österreich

Ausgehend der in Kapitel 2 und 3 beschriebenen Kultivierungs-, Ernte-, Aufbereitungsmethoden sowie Umwandlungstechnologien wurde eine Auswahl der interessantesten Nutzungspfade für Biotreibstoffe, Strom und Wärme aus Mikroalgen für Österreich aus heutiger Sicht getroffen. Ein Hauptaspekt der ausgewählten Nutzungspfade ist maximal Energie aus Algenbiomasse zu produzieren.

Als Kriterien der Einschränkung der zu bewertenden Nutzungspfade dienen:

- Rahmenbedingungen in Österreich,
- Technische Machbarkeit und Sinnhaftigkeit,
- Qualität der verfügbaren Daten,
- Umsetzbarkeit des Prozesses in Österreich.

Es wurde bei der Auswahl der zu bewertenden Nutzungspfade darauf geachtet, alle Technologien zu berücksichtigen, die prinzipiell in Österreich denkbar wären. Ausgeschlossen wegen der Rahmenbedingungen in Österreich wurde z.B. die Kultivierung von Salzwasseralgen in offenen Becken. Aufgrund des hohen Wassergehaltes der geernteten Algenbiomasse wurde z.B. die Verbrennung als Umwandlungstechnologie ausgeschlossen; eine Trocknung auf verbrennungstaugliche Trockenmassegehalte hätte mehr Energie benötigt, als aus der Verbrennung gewonnen werden kann.

Um die Zahl der zu bewertenden Nutzungspfade nicht zu groß werden zu lassen, wurden von den möglichen Ernte- und Aufbereitungsverfahren exemplarisch solche gewählt, für die das beste Datenmaterial zur Verfügung stand.

Die Auswahl der Nutzungspfade wurde im Rahmen eines Stakeholder-Workshops mit den TeilnehmerInnen diskutiert und abgestimmt.

Die Details zur Auswahl sind beim jeweiligen Unterkapitel angeführt.

4.1 Beschreibung der ausgewählten Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen

In der Abbildung 4-1 sowie Abbildung 4-2 sind die Technologien der Kultivierung, Ernte und Aufbereitung sowie die Umwandlungstechnologien dargestellt. Schwarz dargestellt sind jene Technologien, die für die Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen ausgewählt wurden. Grau dargestellt, sind jene Technologien, die nicht für die Nutzungspfade ausgewählt wurden. In den folgenden Kapiteln 4.3 bis 4.8 wird die Auswahl sowie die ausgewählten Technologien im Konnex zu den ausgewählten Nutzungspfaden für Bioenergie aus Mikroalgen näher beschrieben.

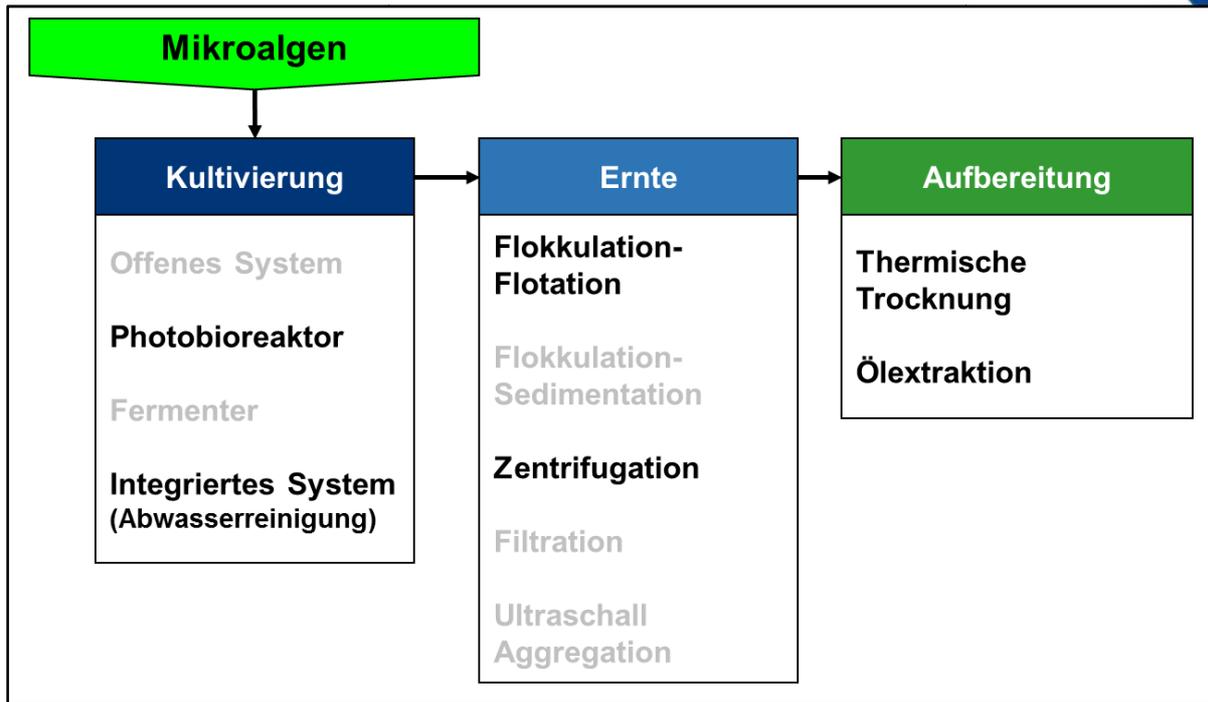


Abbildung 4-1: Auswahl der Technologien der Kultivierung, Ernte und Aufbereitung der Nutzungspfade für Energieträger aus Mikroalgen

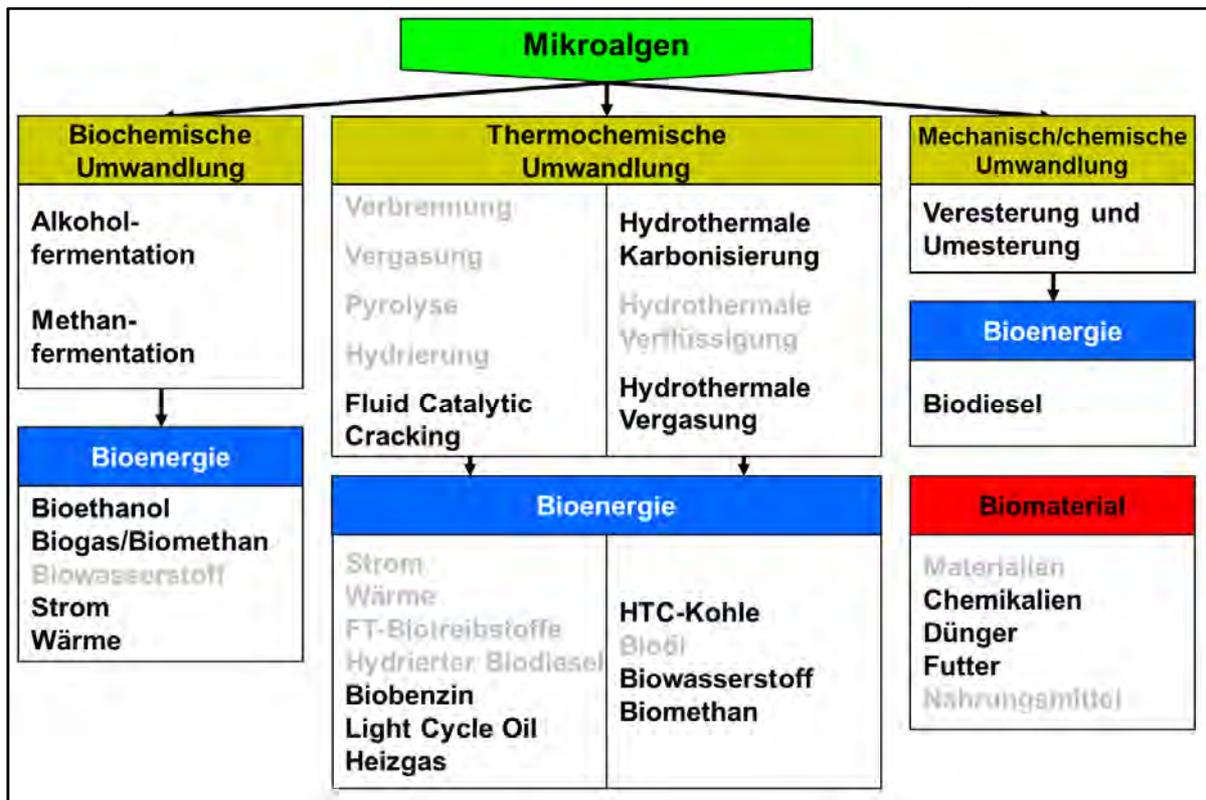


Abbildung 4-2: Auswahl der Umwandlungstechnologien und deren Produkte der Nutzungspfade für Energieträger aus Mikroalgen

Aufgrund der Vielzahl von Algenarten wurden für die Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen 4 Gruppen der Algenutzung definiert und für die Nutzungspfade zur weiteren Betrachtung herangezogen. Diese 4 Gruppen sind:

1. Ölnutzung

Bei dieser Gruppe der Algenutzung steht die Nutzung des Algenöls zur Energieproduktion im Vordergrund. Das Algenöl wird mittels Ölextraktion extrahiert und dient als Rohstoff zur Produktion von energetischen Produkten. Im Nutzungspfad „1a Biodiesel“ wird das Algenöl zu Biodiesel ver- und umgeestert. Im Nutzungspfad 1b wird das Algenöl über Fluid Catalytic Cracking zu Biobenzin, Light Cycle Oil, Heizgas sowie Ethylen und Propylen verarbeitet. Anzumerken ist, dass der Extraktionsrest als Futtermittel verwendet wird. Für diese Gruppe wurde ein Ölgehalt der Mikroalgen für den mittelfristigen Zeitraum von 30% sowie eine Erhöhung des Ölgehalts auf 45% im langfristigen Zeitraum angenommen. Ein Beispiel einer Mikroalgenart mit einem hohen Ölgehalt ist *Nannochloropsis sp.*, die allerdings einen etwas höheren Anteil an mehrfach ungesättigten Fettsäuren aufweisen kann.

2. Stärkenutzung

Die Gruppe zur Stärkenutzung findet im Nutzungspfad „2 Bioethanol“ Anwendung. In diesem wird die Stärke der Algenbiomasse über die Alkoholfermentation zu Ethanol verarbeitet, das Nebenprodukt Schlempe wird in einer Biogasanlage weiterverarbeitet. Für diese Gruppe wurde ein Stärkegehalt der Mikroalgen für den langfristigen Zeitraum von 55% angenommen. Ein Beispiel für diese Gruppe ist die Mikroalgenart *Chlorella vulgaris*.

3. Ganzalgenutzung

In dieser Gruppe wird die gesamte Algenbiomasse, ohne weiteren Aufbereitungsschritt nach der Ernte, in einem Umwandlungsschritt verarbeitet. Im Nutzungspfad 3a wird über Methanfermentation und Upgrading des Biogases Biomethan erzeugt. Im Nutzungspfad 3b wird über hydrothermale Karbonisierung HTC-Kohle hergestellt und im Nutzungspfad 3c wird über hydrothermale Vergasung ein Synthesegas aus Biowasserstoff und Biomethan erzeugt. Ein Beispiel für diese Gruppe ist die Mikroalgenart *Chlorella sp.*

4. Abwasserkultivierung

Diese Gruppe unterscheidet sich von den vorangegangenen durch die Form der Kultivierung, da anstelle von Frischwasser in geschlossenen Systemen Abwasser in einem offenen System zur Kultivierung der Mikroalgen verwendet wird. Die Umwandlungstechnologien decken sich mit jenen der Ganzalgenutzung. Die gesamte Algenbiomasse wird im Nutzungspfad 4a zu Biomethan, im Nutzungspfad 4b zu HTC-Kohle und im Nutzungspfad 4c zu Biowasserstoff und Biomethan umgewandelt. Ein Beispiel für diese Gruppe ist die Mikroalgenart *Scenedesmus obliquus*.

Tabelle 4-1 zeigt die Gruppen der Algennutzung sowie die Umwandlungstechnologien der einzelnen Nutzungspfade im Überblick.

Tabelle 4-1: Gruppen der Algennutzung sowie Umwandlungstechnologie der jeweiligen Nutzungspfade

Nr.	Gruppen der Algennutzung	Umwandlungstechnologie
1	Ölnutzung	1a: Veresterung und Umesterung 1b: Fluid Catalytic Cracking
2	Stärkenutzung	2: Alkoholfermentation
3	Ganzalgennutzung	3a: Methanfermentation 3b: Hydrothermale Karbonisierung 3c: Hydrothermale Vergasung
4	Abwasserkultivierung	4a: Methanfermentation 4b: Hydrothermale Karbonisierung 4c: Hydrothermale Vergasung

Die Abbildung 4-3 zeigt die ausgewählten Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen für Österreich im Gesamten. Die 9 ausgewählten Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen für Österreich sind:

1 Ölnutzung

In der Nutzungspfadgruppe 1 steht die Nutzung des Algenöls zur Energieproduktion im Vordergrund. Die Algen werden in Photobioreaktoren kultiviert und in einem zweistufigen Verfahren (Flokkulation mit nachfolgender Flotation, anschließend erfolgt eine Zentrifugation) geerntet. Aus der geernteten Algenbiomasse (ca. 25% Trockensubstanz) wird das Algenöl extrahiert. Der Extraktionsrest kann als Futtermittel verwendet werden.

a Biodiesel

In diesem **Nutzungspfad „1a Biodiesel“** wird das extrahierte Algenöl mittels Veresterung und Umesterung zu Biodiesel umgewandelt. Als Nebenprodukt entsteht in diesem Prozess Glycerin.

b Biobenzin

Im **Nutzungspfad „1b Biobenzin“** wird das extrahierte Algenöl über den Prozess Fluid Catalytic Cracking (FFC) zu den energetischen Produkten Biobenzin, Light Cycle Oil und Heizgas umgewandelt. Als weitere Produkte fallen Ethylen und Propylen an.

2 Stärkenutzung

Hierbei steht die Nutzung der Stärke in den Algen zur Energieproduktion im Vordergrund. Die Algen werden in Photobioreaktoren gezüchtet und ebenfalls in einem zweistufigen Verfahren (Flokkulation mit nachfolgender Flotation, anschließend erfolgt eine Zentrifugation) geerntet. Weiters wird diese Algenbiomasse auf einen Trockensubstanzgehalt von ca. 90% getrocknet.

Im **Nutzungspfad „2 Bioethanol“** wird aus der getrockneten Algenbiomasse über die Umwandlungstechnologie Alkoholfermentation Bioethanol produziert. Weiters wird aus

der Schlempe Biogas über die Methanfermentation produziert, dieses Biogas wird zu Strom und Wärme verbrannt. Als Nebenprodukte fallen bei der Bioethanolproduktion CO₂ und bei der Methanfermentation Dünger an.

3 Ganzalgennutzung

In dieser Nutzungspfadgruppe steht die Nutzung der gesamten Algenbiomasse ohne vorherige Aufbereitung zur Energieproduktion im Vordergrund. Die Algen werden ebenfalls in Photobioreaktoren gezüchtet. Die Algenbiomasse wird entweder in einem ein- oder zweistufigen Verfahren geerntet.

a Biomethan

In diesem **Nutzungspfad „3a Biomethan“** wird die Algenbiomasse in einem einstufigen Verfahren (Fokkulation mit nachfolgender Flotation) geerntet. Diese Algenbiomasse dient in einer Methanfermentation zur Produktion von Biogas, durch ein Upgrading wird das Biogas zu Biomethan aufgereinigt. Aus der Methanfermentation fällt Gärrest als Dünger an.

b HTC-Kohle

In diesem **Nutzungspfad „3b HTC-Kohle“** wird die Algenbiomasse in einem zweistufigen Verfahren (Flokkulation mit nachfolgender Flotation, anschließend erfolgt eine Zentrifugation) geerntet. Über hydrothermale Karbonisierung wird aus dieser Algenbiomasse HTC-Kohle. Weiters entsteht als Nebenprodukt Abwärme, die zur Wärmebereitstellung genutzt werden kann.

c Biowasserstoff, Biomethan

In diesem **Nutzungspfad „3c Biowasserstoff, Biomethan“** wird die Algenbiomasse ebenfalls in einem zweistufigen Verfahren (Flokkulation mit nachfolgender Flotation, anschließend erfolgt eine Zentrifugation) geerntet. Über hydrothermale Vergasung wird aus der Algenbiomasse Biowasserstoff und Biomethan. Weiters entsteht als Nebenprodukt Abwärme, die zur Wärmebereitstellung genutzt werden kann.

4 Abwasserkultivierung

In dieser Nutzungspfadgruppe steht ebenfalls die Nutzung der gesamten Algenbiomasse ohne vorherige Aufbereitung zur Energieproduktion im Vordergrund. Im Gegensatz zu den anderen Nutzungspfaden werden die Algen nicht in Photobioreaktoren, sondern in Raceway Ponds in Kombination mit Abwasserreinigung (integriertes System), kultiviert. Die Algenbiomasse wird ebenfalls entweder in einem ein- oder zweistufigen Verfahren geerntet.

a Biomethan

In diesem **Nutzungspfad „4a Biomethan“** wird die Algenbiomasse in einem einstufigen Verfahren (Fokkulation mit nachfolgender Flotation) geerntet. Diese Algenbiomasse dient in einer Methanfermentation zur Produktion von Biogas, durch ein Upgrading wird das Biogas zu Biomethan aufgereinigt. Aus der Methanfermentation fällt Gärrest als Dünger an.

b HTC-Kohle

In diesem **Nutzungspfad „4b HTC-Kohle“** wird die Algenbiomasse in einem zweistufigen Verfahren (Flokkulation mit nachfolgender Flotation, anschließend erfolgt eine Zentrifugation) geerntet. Über hydrothermale Karbonisierung wird aus dieser Algenbiomasse HTC-Kohle. Weiters entsteht als Nebenprodukt Abwärme, die zur Wärmebereitstellung genutzt werden kann.

c Biowasserstoff, Biomethan

In diesem Nutzungspfad „4c Biowasserstoff, Biomethan“ wird die Algenbiomasse ebenfalls in einem zweistufigen Verfahren (Flokkulation mit nachfolgender Flotation, anschließend erfolgt eine Zentrifugation) geerntet. Über hydrothermale Vergasung wird aus der Algenbiomasse Biowasserstoff und Biomethan. Weiters entsteht als Nebenprodukt Abwärme, die zur Wärmebereitstellung genutzt werden kann.

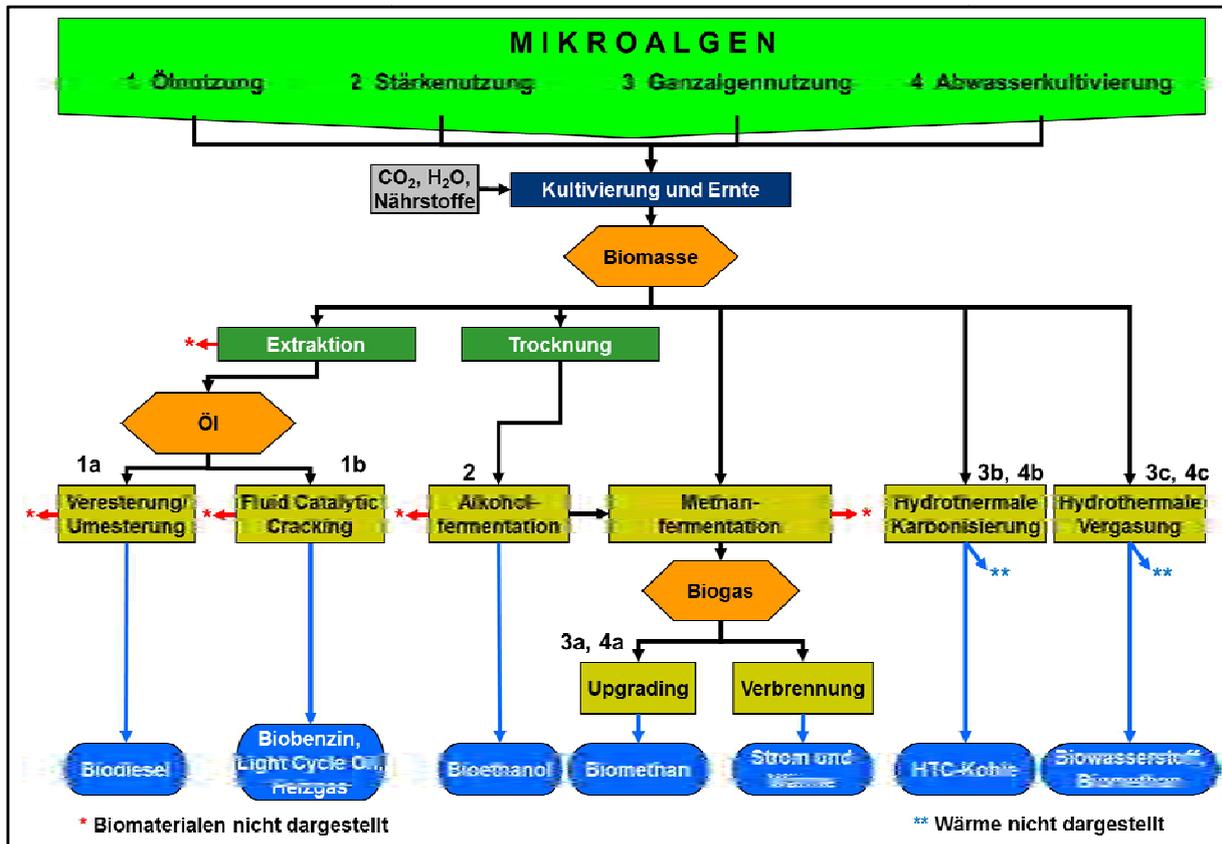


Abbildung 4-3: Auswahl der interessantesten Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen in Österreich

Die Abbildung 4-4 zeigt das Prozessschema der Nutzungspfade 1, 2 sowie 3 von der Kultivierung bis hin zur Aufbereitung. Die Abbildung 4-5 zeigt das Prozessschema der Nutzungspfade 4 von der Kultivierung bis hin zur Ernte. In diesen Abbildungen sind die Inputs sowie Outputs der einzelnen Technologien dargestellt.

In den Abbildungen sowie in den nachfolgenden Kapiteln wurden Begriffe für die Algenbiomasse als Output aus verschiedenen Technologien festgelegt und verwendet:

- Nasse Biomasse: Darunter wird die Algenbiomasse nach der Kultivierung bezeichnet, der angenommene Trockensubstanz-Gehalt liegt bei dieser Biomasse bei 0,04% (mittelfristiger Zeitraum), eine Verbesserung im langfristigen Zeitraum auf 0,08% für die gewählten offenen Systeme wurde angenommen. Für die die gewählten Photobioreaktoren wurde ein Trockensubstanz-Gehalt zwischen 0,25% (mittelfristig) und 0,5% (langfristig) angenommen.
- Feuchte Biomasse: Unter feuchter Biomasse wird jene Algenbiomasse nach dem ersten Ernteschritt, im Fall der ausgewählten Nutzungspfade Flokkulation mit

Flotation, bezeichnet. Der TS-Gehalt liegt zwischen 5% (mittelfristig) und 7,5% (langfristig).

- Restfeuchte Biomasse: Die Algenbiomasse nach dem zweiten Ernteschritt, im Fall der Nutzungspfade Zentrifugation, wurde als restfeuchte Biomasse definiert. Der TS-Gehalt liegt bei den Nutzungspfaden zwischen 25% (mittelfristig) und 30% (langfristig).
- Biomasse: Unter Biomasse wird die Algenbiomasse nach der Trocknung bezeichnet. Der TS-Gehalt liegt bei 90% (mittelfristig und langfristig).

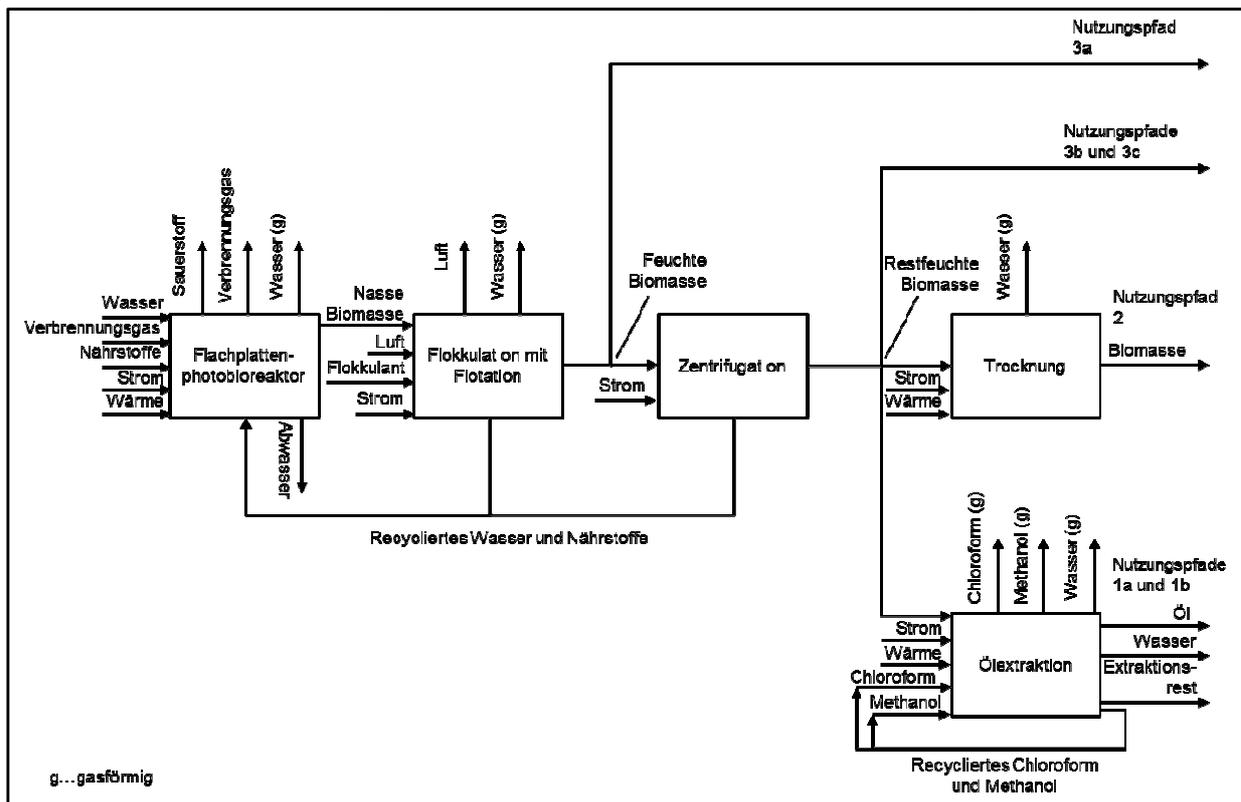


Abbildung 4-4: Prozessschema der Nutzungspfade 1, 2 und 3 von Kultivierung bis Aufbereitung

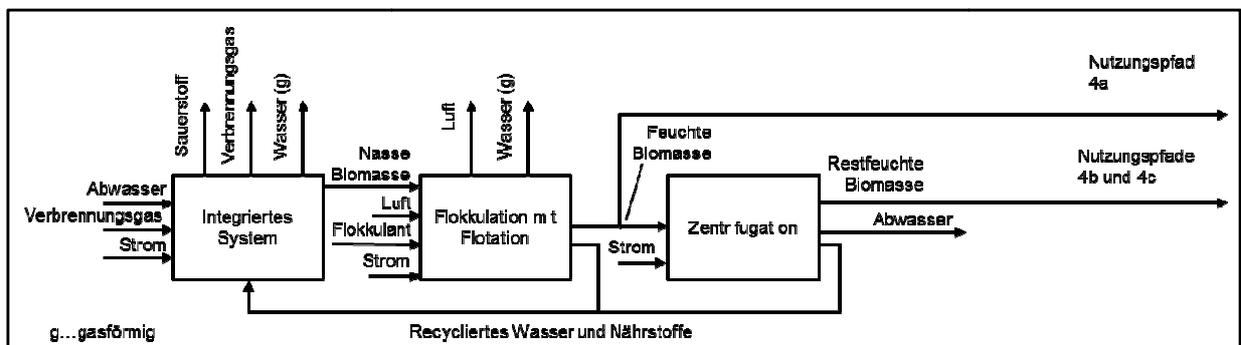


Abbildung 4-5: Prozessschema der Nutzungspfade 4 von Kultivierung bis Ernte

Weiters wurde der Transport diverser Produkte für die einzelnen Nutzungspfade festgelegt:

Nutzungspfad „1a Biodiesel“: Ein Transport des extrahierten Algenöls zu einer Biodieselanlage wird berücksichtigt. Ebenfalls wird der Transport vom produzierten Biodiesel zur Tankstelle berücksichtigt.

Nutzungspfad „1b Biobenzin“: Ein Transport des extrahierten Algenöls zu einer Raffinerie wird berücksichtigt. Ebenfalls werden der Transport vom produzierten Biobenzin zur Tankstelle und der Transport vom Light Cycle Oil (LCO) berücksichtigt.

Nutzungspfad „2 Bioethanol“: Ein Transport der getrockneten Algenbiomasse zu einer Bioethanol-Anlage wird berücksichtigt. Ebenfalls wird der Transport des Bioethanols zu Tankstelle berücksichtigt.

Nutzungspfad „3a Biomethan“, „4a Biomethan“: Die Verdichtung des Biomethans zur Einspeisung ins Gasnetz wird berücksichtigt.

Nutzungspfad „3b HTC-Kohle“, „4b HTC-Kohle“: Der Transport von HTC-Kohle wird berücksichtigt.

Nutzungspfad „3c Biowasserstoff, Biomethan“, „4c Biowasserstoff, Biomethan“: In diesen Nutzungspfaden wird kein Transport sowie keine Verdichtung, aufgrund des schon vorherrschenden hohen Drucks der Produkte (ca. 200 bar), berücksichtigt.

Für die Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen werden zwei verschiedene Zeiträume betrachtet und bewertet:

- mittelfristig (etwa 2020) und
- langfristig (etwa bis 2050).

Der mittelfristige Zeitraum zeichnet sich durch eine Betrachtung von mittelfristig verfügbaren Technologien aus, d.h. es werden jene Technologien betrachtet, die heute durch Fachliteratur und Pilotversuche belegt sind und die daher in einem mittelfristigen Zeitraum bei günstigen Randbedingungen großtechnisch angewendet werden könnten.

Der langfristige Zeitraum zeichnet sich durch Verbesserungen u.a. in der Produktivität, Zusammensetzung der Algenbiomasse, Hilfsenergiebedarf, Hilfsstoffbedarf sowie Umwandlungseffizienz aus. Deutlich verbesserte Technologien kommen zur Anwendung und können bei günstigen Randbedingungen in großtechnischen Anlagen angewendet werden. Angemerkt muss werden, dass für den Nutzungspfad „2 Bioethanol“ der mittelfristige Zeitraum nicht betrachtet wurde (siehe auch Kapitel 4.3.1).

Weiters wurde um die Auswirkungen einer nicht ganzjährigen Kultivierung (Einstellung der Kultivierung in den Wintermonaten) zu betrachten, für die Nutzungspfadgruppe 1, eine Kultivierung an 200 Tagen im Jahr berechnet. Damit die Vergleichbarkeit gegeben bleibt, wurde als konstante Menge das produzierte Algenöl (ca. 50.000 t/a) gewählt.

4.2 Anlagengrößen

Für die ökonomische als auch ökologische Bewertung wurden für die Nutzungspfade Anlagengrößen definiert. Die Anlagengrößen wurden hinsichtlich des momentanen Stands der Technik sowie der „economy of scale“ vorrangig bei den Erfahrungen der Umwandlungstechnologien ausgewählt. Bei Umwandlungstechnologien z.B. Biodiesel, Bioethanol, Biomethan kann auf die Erfahrungen bereits installierter Anlagen und deren Größen zurückgegriffen werden. Dabei wurde darauf geachtet, die Anlagengrößen den Bedingungen in Österreich anzupassen. In der Tabelle 4-2 sind für die Nutzungspfade die

Rohstoffmengen, die dafür benötigte Fläche sowie die Produktmengen (siehe auch Anhang 11.5) dargestellt. Für die Fläche sind einerseits der Flächenbedarf der Algenkultivierung sowie andererseits die benötigte Gesamtfläche (Flächenbedarf der Algenkultivierung inkl. sonstiger benötigter Flächen rund um die Algenkultivierung) angegeben.

Für die Betrachtung der Kultivierung an 200 Tagen im Jahr erhöht sich der Flächenbedarf der Kultivierung für den Nutzungspfad „1a Biodiesel“ sowie Nutzungspfad „1b Biobenzin“ im mittelfristigen Zeitraum von 1.330 ha auf 2.220 ha, die gesamte Fläche zur Algenproduktion erhöht sich von 1.600 ha auf 2.680 ha. Die restlichen Parameter sind für die Kultivierung an 200 Tagen gleich den Parametern des mittelfristigen Zeitraums.

Tabelle 4-2: Definierte Anlagengrößen der Nutzungspfade

Nr. und Name	Rohstoff mittelfristig/ langfristig [kt/a] in TS bei Algen-biomasse	Fläche mittelfristig/ langfristig [ha, Werte gerundet]	Produkte mittelfristig/ langfristig	Produkte mittelfristig/ langfristig [TJ/a]
1a Biodiesel	Algenöl 50/50	Gesamt 1.610/700 Kultivierung 1.330/580	Biodiesel 41/45 kt/a	Biodiesel 1.500/1.683
1b Biobenzin	Algenöl 50/50	Gesamt 1.610/700 Kultivierung 1.330/580	Coprocessing Raffinerie: Biobenzin 18/21 kt/a Light Cycle Oil 8/9 kt/a Heizgas 5/6 kt/a	Coprocessing Raffinerie: Biobenzin 758/893 Light Cycle Oil 331/389 Heizgas 224/263
2 Bioethanol	Algen-biomasse -/200	Gesamt -/1.210 Kultivierung -/1.000	Bioethanol -/50 kt/a Strom -/168 GWh/a Wärme -/162 GWh/a	Bioethanol -/1.497 Strom -/608 Wärme -/584
3a Biomethan	Algen-biomasse 17/67	Gesamt 150/400 Kultivierung 130/330	Biomethan 803/3.265 Nm ³ /h	Biomethan 224/912
3b HTC-Kohle	Algen-biomasse 67/67	Gesamt 600/400 Kultivierung 500/330	HTC-Kohle 42/46 kt/a	HTC-Kohle 1.004/1.105

3c Biowasserstoff, Biomethan	Algen- biomasse 67/67	Gesamt 600/400 Kultivierung 500/330	Biowasserstoff 4.351/4.788 Nm ³ /h Biomethan 2.326/2559 Nm ³ /h	Biowasserstoff 361/398 Biomethan 708/779
4a Biomethan	Algen- biomasse 2/2	Gesamt 50/20 Kultivierung 35/15	Biomethan 99/99 Nm ³ /h	Biomethan 28/28
4b HTC-Kohle	Algen- biomasse 2/2	Gesamt 50/20 Kultivierung 35/15	HTC-Kohle 2/2 kt/a	HTC-Kohle 33/36
4c Biowasserstoff, Biomethan	Algen- biomasse 2/2	Gesamt 50/20 Kultivierung 35/15	Biowasserstoff 144/158 Nm ³ /h Biomethan 77/84 Nm ³ /h	Biowasserstoff 12/13 Biomethan 23/26

4.3 Kultivierung

4.3.1 Auswahl

Für die Nutzungspfade 1, 2 und 3 wurde als Kultivierungssystem ein PBR ausgewählt, da in diesem die Prozessbedingungen besser zu kontrollieren sind, Kontaminationen verhindert werden und höhere Produktivitäten erzielt werden. Offene Systeme wurden hier nicht ausgewählt, da die Erhaltung einer Reinkultur und der optimalen Umgebungsbedingungen sehr schwierig ist und auch die Produktivität in einem offenen System sehr gering ist. Für eine industrielle Produktion von Algenbiomasse sind Photobioreaktoren den offenen Systemen vorzuziehen.

In den Nutzungspfaden 4 (Methanfermentation, hydrothermale Karbonisierung und hydrothermale Vergasung) wurde eine Betrachtung von Kultivierung im Abwasser vorgenommen, da diese geringen Energiebedarf und geringe Kosten verspricht. Für diese Pfade wurde eine Kultivierung in einem offenen System gewählt. In Verbindung mit Abwasserreinigung stellen diese Systeme eine interessante Option dar – für die Kultivierung von Reinkulturen sind sie nicht geeignet.

Fermenter wurden in allen Pfaden ausgeschlossen. Zwar weisen sie sehr hohe Produktivitäten auf, allerdings muss hier C-haltiges Substrat zugeführt werden für die heterotrophe Lebensart der Bakterien. Aus diesem Grund wurde diese Art der Kultivierung nicht weiter betrachtet.

Nutzungspfade „1a Biodiesel“, „1b Biobenzin“, „2 Bioethanol“, „3a Biomethan“, „3b HTC-Kohle“, „3c Biowasserstoff, Biomethan“:

Als geschlossenes System wurde ein Flat-Plate Photobioreaktor gewählt, da diese Reaktorform bereits erprobt ist und einen weit geringeren Energiebedarf aufweist als tubuläre Systeme (SIERRA et al., 2008). Dieser Photobioreaktor besteht aus einer rechteckigen lichtdurchlässigen Box, mit einer Höhe von 1 m, einer Länge von 2,5 m und einer Breite von 0,045 m, um eine vollständige Lichtdurchdringung zu ermöglichen. Eine

solche Box fasst ein Volumen von 110 l (RODOLFI et al., 2009). Diese Boxen werden in einem Breitenabstand von 0,75 m aufgestellt (NORSKER et al., 2011), es befinden sich also 0,5 Boxen auf einem Quadratmeter. Das ergibt ein Volumen/Flächen Verhältnis von 55 l/m². Die Boxen können an der Außenseite mit Wasser gekühlt werden. Für das Kühlsystem wurde ein Wasserbedarf von 0,02 kg/kg Biomasse angenommen, dies stellt einen Verdunstungsverlust von 5% dar, insgesamt werden also 0,4 kg Kühlflüssigkeit pro kg Biomasse benötigt. Die Photobioreaktoren werden in einer Art Glashaus aus stabilen Kunststofffolien aufgestellt. Die Beheizung im Winter erfolgt über Luft-Wärmetauscher, die die Abwärme des Verbrennungsgases nutzen. Da es sich um ein geschlossenes System handelt, verdunstet im Gegensatz zu offenen Becken weniger Wasser, hier wurde eine Annahme von 0,1% des bei der Ernte abgetrennten Wassers getroffen. Als Abwasser wird 1% der jährlich benötigten Frischwassermenge ausgeschleust, nährstoffreiches Wasser aus den Ernteschritten wird rückgeführt. Die Kultivierung wird 333 Tage im Jahr betrieben.

Zur Nährstoffzufuhr wird NPKS-Dünger mit 32% N und 10% P gewählt (CAMPBELL et al., 2009) verwendet. Dieser Dünger wird im Überschuss zum stöchiometrischen Nährstoffbedarf zugegeben, da die Nährstoffe nicht zu 100% aufgenommen werden. Es wird angenommen dass 0,225 g NPKS Dünger für 1 g Algenbiomasse eingesetzt werden. Der stöchiometrische CO₂ Bedarf liegt bei 1,93 g/g Biomasse, wobei in diesem geschlossenen System 38,7% des eingesetzten CO₂ verwendet werden können (DOUCHA et al., 2005). Als CO₂ Quelle dient Verbrennungsgas mit 20m% bzw. 13vol% CO₂. Das Verbrennungsgas wird zunächst auf den passenden Temperaturbereich gekühlt und von unten in die Flate Plate Reaktoren eingeblasen.

Im mittelfristigen Zeitraum wird die Flächenproduktivität der Flate Plate PBRs mit 40 g/(m²*d) angesetzt, einer volumetrischen Produktivität von 0,727 g/(l*d) entsprechend (BRENNAN et al., 2010). Im langfristigen Zeitraum erhöht sich die Flächenproduktivität auf 61 g/(m²*d) bzw. 1,109 g/(l*d). Die Algenkonzentration in der Suspension ist weit höher als bei offenen Becken, Annahmen von 0,25% TSS für das mittelfristige und 0,5% TSS für den langfristigen Zeitraum wurden getroffen. Eine Produktivität von 133 t/(ha*a) ist prinzipiell vorstellbar, LEHR et al., 2009 gibt eine erzielbare Flächenproduktivität in Zentraleuropa mit einem Photobioreaktor von 120 t/(ha*a) an. Laut Experten sollten mit verbesserten PBRs über 200 t/(ha*a) erreichbar sein. In Österreich können bei einer jährlichen Sonneneinstrahlung von 1.400 kWh/(m²*a), einem Biomasseheizwert von 21,5 MJ/kg und einer solaren Umwandlungseffizienz von 10% Flächenproduktivitäten von 234 t/(ha*a) erzeugt werden (siehe Anhang 11.2).

Nutzungspfade „4a Biomethan“, „4b HTC-Kohle“, „4c Biowasserstoff, Biomethan“:

Als offenes System für die Kultivierung im Abwasser wurde der Raceway Pond gewählt, da er im Gegensatz zu einfachen offenen Teichen eine größere Flächenproduktivität aufweist. Raceway ponds sind ovale Becken, deren Strömung durch ein Schaufelrad hervorgerufen wird. Um die Lichtdurchflutung der Algensuspension sicherzustellen ist der Raceway Pond 0,3 m tief. Durch die große Oberfläche verdunstet relativ viel Wasser, es wurde angenommen, dass 1% des vorhandenen Wassers pro Tag verdunstet. Die Kultivierung wird 333 Tage im Jahr betrieben.

Der Nährstoffbedarf wird in diesem Fall über das zugeführte Abwasser gedeckt, wobei angenommen wird, dass diese ausreichend vorhanden sind. Der CO₂ Bedarf liegt bei 1,93 g/g Biomasse, wobei 30% des eingesetzten CO₂ auch für diesen Bedarf verwendet werden können. Als CO₂ Quelle dient Verbrennungsgas mit 20m% bzw. 13vol% CO₂. Das Verbrennungsgas wird zunächst auf den passenden Temperaturbereich gekühlt und über einen Sumpf zugegeben.

Im mittelfristigen Zeitraum wurde eine Flächenproduktivität in den Raceway Ponds von 20 g/(m²*d) angenommen, für den langfristigen Zeitraum erhöht sich der Wert auf 44 g/(m²*d) (SHEEHAN et al., 1998). Die Algenkonzentration in der Kultur wurde mit 0,04% TSS angenommen (UDUMAN et al., 2010) für den mittelfristigen Zeitraum und verdoppelt sich auf 0,08% TSS beim langfristigen Zeitraum.

4.3.2 Massenbilanzen

Nutzungspfade „1a Biodiesel“, „1b Biobenzin“, „2 Bioethanol“, „3a Biomethan“, „3b HTC-Kohle“, „3c Biowasserstoff, Biomethan“:

Inputparameter bei der Kultivierung im Photobioreaktor sind Frischwasser, Verbrennungsgas, Dünger und Kühlwasser. Weiters werden Wasser und Nährstoffe von den nachfolgenden Ernteschritten recyclet. Gasförmiger Output sind überschüssiges Verbrennungsgas, produzierter O₂ und verdunstetes Wasser. Weiterer Output ist die nasse Biomasse, die zum Großteil Wasser, Algenbiomasse und Restströme an N und P enthält.

In Tabelle 4-3 ist die Massenbilanz in t/(ha*a) für die Kultivierung in Flat Plate Reaktoren dargestellt (siehe auch Anhang 11.3).

Tabelle 4-3: Massenbilanz Flat Plate Photobioreaktor

Input	Mittelfristig	Langfristig	
Wasser*	53.881	41.055	t/(ha*a)
davon Frischwasser	1.351	1.272	t/(ha*a)
davon recycliertes Wasser	52.530	39.783	t/(ha*a)
Verbrennungsgas	3.325	5.070	t/(ha*a)
davon CO ₂	665	1.014	t/(ha*a)
NPKS Dünger	30	46	t/(ha*a)
Kühlwasser	53	81	t/(ha*a)
Gesamt	57.289	46.252	t/(ha*a)

Output			
Abwasser	533	406	t/(ha*a)
Kühlwasser zur Recyclierung	50,7	77	t/(ha*a)
Nasse Biomasse	53.333	40.667	t/(ha*a)
davon Wasser	53.198	40.460	t/(ha*a)
davon Biomasse _{TS}	133	203	t _{TS} /(ha*a)
davon N, P	2,3	3,5	t/(ha*a)
Verbrennungsgas	3.068	4.678	t/(ha*a)
davon CO ₂	408	622	t/(ha*a)
O₂	249	379	t/(ha*a)
Wasser (verdunstet)	53	41	t/(ha*a)
Kühlwasser (verdunstet)	2,7	4,1	t/(ha*a)
Gesamt	57.289	46.252	t/(ha*a)

* Nutzungspfad 3a zeigt anderes Verhältnis von Frischwasser zu recycliertem Wasser: mittelfristig 3.493 t/(ha*a) Frischwasser, 50.388 t/(ha*a) recycliertes Wasser; langfristig 753 t/(ha*a) Frischwasser, 40.301 t/(ha*a) recycliertes Wasser inklusive Gärrest

Nutzungspfade „4a Biomethan“, „4b HTC-Kohle“, „4c Biowasserstoff, Biomethan“:

Inputparameter bei der Kultivierung sind Abwasser und Verbrennungsgas. Gasförmiger Output sind überschüssiges Verbrennungsgas, produzierter O₂ und verdunstetes Wasser.

Weiterer Output ist die nasse Biomasse, die zum Großteil Wasser, Algenbiomasse und Restströme an N und P enthält. In Tabelle 4-4 ist die Massenbilanz in t/(ha*a) für das Abwasserkultivierung im Raceway Pond für den mittelfristigen und langfristigen Zeitraum angegeben (siehe auch Anhang 11.3).

Tabelle 4-4: Massenbilanz Raceway Pond

Input	Mittelfristig	Langfristig	
Abwasser	176.662	193.324	t/(ha*a)
Verbrennungsgas	2.144	4.718	t/(ha*a)
davon CO ₂	429	944	t/(ha*a)
Gesamt	178.807	198.042	t/(ha*a)

Output			
Nasse Biomasse	166.667	183.333	t/(ha*a)
davon Wasser	166.599	183.184	t/(ha*a)
davon Biomasse _{TS}	67	147	t _{TS} /(ha*a)
davon N,P	1,1	2,5	t/(ha*a)
Verbrennungsgas	2.016	4.435	t/(ha*a)
davon CO ₂	300	681	t/(ha*a)
O₂	124	274	t/(ha*a)
Wasser (verdunstet)	10.000	10.000	t/(ha*a)
Gesamt	178.807	198.042	t/(ha*a)

4.3.3 Energiebilanzen

Die Energiebilanzen wurden für die bereits beschriebenen Systeme durchgeführt. Es wurden hierbei folgende Energieverbraucher bei der Kultivierung betrachtet: Mischungsenergie, Wasserbereitstellung, CO₂/Verbrennungsgasbereitstellung, Wärmebedarf und Kühlenergie.

Die Mischungsenergie unterscheidet sich bei beiden Kultivierungssystemen und wird bei den jeweiligen Punkten ausgeführt. Für die Wasserbereitstellung wurde ein Energiebedarf von 0,05 kWh/t Wasser angenommen (berechnet nach LARDON et al., 2009). Für die CO₂ Bereitstellung durch Verbrennungsgas wurde der Energiebedarf von KADAM, 2001 übernommen, der 0,0222 kWh/kg Verbrennungsgas angibt. Wärmebedarf fällt bei den geschlossenen Photobioreaktorsystemen ebenso an wie Kühlenergie, beim offenen System wird auf natürliche Weise durch Evaporation gekühlt.

Nutzungspfade „1a Biodiesel“, „1b Biobenzin“, „2 Bioethanol“, „3a Biomethan“, „3b HTC-Kohle“, „3c Biowasserstoff, Biomethan“:

Beim ausgewählten Flat Plate Photobioreaktor wird Energie für die Durchmischung benötigt, die Zufuhr von Wasser, Verbrennungsgas und für das Pumpen des Kühlwassers. Die Durchmischung erfolgt im Photobioreaktor durch einen Flüssigkeitsstrom im Becken, der Energiebedarf beträgt 0,053 kWh/m³ bewegte Flüssigkeit (SIERRA et al., 2008) im mittelfristigen Zeitraum, wobei 16 h/d durchmischt wird. Für den langfristigen Zeitraum wurde ein geringerer Energiebedarf für die Durchmischung von 0,027 kWh/m³ angenommen. In der kalten Jahreszeit muss der PBR beheizt werden, es wurde hier angenommen, dass er in einem Glashaus steht. Der Wärmebedarf eines neu errichteten Glashauses liegt bei 64 kWh/(m²*a) (BURGHOLZER, 1997). Der Wärmebedarf wird über die Abwärme des Verbrennungsgases bereitgestellt. Bei einem Photobioreaktor muss in der warmen

Jahreszeit gekühlt werden, da keine natürliche Kühlung im geschlossenen System zustande kommt. Der Wasserverlust zur Kühlung von 1 kg Biomasse liegt bei 0,02 kg Wasser (JORQUERA et al., 2010). Die Verdunstung des Kühlwassers wird mit 5% angenommen, somit liegt der tatsächliche Wasserbedarf pro kg Biomasse bei 0,4 kg Wasser. Der Energiebedarf wird über die Pumpleistung pro kg Wasser berechnet.

In Tabelle 4-5 ist die Energiebilanz in MWh/(ha*a) für die Kultivierung im Flat Plate PBR angegeben.

Tabelle 4-5: Energiebedarf Flat Plate Photobioreaktor

Energiebedarf	Mittelfristig	Langfristig	
Strombedarf Pumpen Wasser	2,7	2,0	MWh/(ha*a)
Strombedarf Transport/Einbringung			
Verbrennungsgas	73,8	112,6	MWh/(ha*a)
Strombedarf Durchmischung	155,5	79,2	MWh/(ha*a)
Strombedarf Kühlung	0,4	0,6	MWh/(ha*a)
Wärmebedarf (Abwärmenutzung)	640,0	640,0	MWh/(ha*a)
Gesamtenergiebedarf	872,3	834,4	MWh/(ha*a)

Der Gesamtenergiebedarf im Photobioreaktor im mittelfristigen Zeitraum beträgt 872,3 MWh/(ha*a), umgerechnet auf die trockene Algenbiomasse 6,54 kWh/kg. Für den langfristigen Zeitraum ist der Gesamtenergiebedarf der Kultivierung 834,4 MWh/(ha*a), bezogen auf die trockene Biomasse wären das 4,10 kWh/kg. Der Energiebedarf für die Durchmischung ist relativ hoch, obwohl der Flat Plate PBR mit 53 W/m³ weit weniger Mischungsenergie benötigt als ein tubulärer PBR mit 2.000 - 3.000 W/m³ (SIERRA et al., 2008). Der Energiebedarf für die Beheizung der Glashäuser ist hoch, wird aber mit der Abwärme des Verbrennungsgases gedeckt. Zieht man den Wärmebedarf ab, kommt man auf einen spezifischen Energiebedarf für die Kultivierung von 1,74 kWh/kg Biomasse bzw. 0,96 kWh/kg (langfristig). Zum Vergleich: Der Energiebedarf einer Flat Plate PBR Kultivierung beträgt bei JORQUERA et al., 2010 1,94 kWh/kg Algenbiomasse, hier wurde keine Beheizung eingerechnet.

Nutzungspfade „4a Biomethan“, „4b HTC-Kohle“, „4c Biowasserstoff, Biomethan“:

Beim ausgewählten Raceway Pond wird Energie für die Durchmischung benötigt, für das Zupumpen des Abwassers und des Verbrennungsgases. Die Durchmischung wird im Raceway Pond durch ein Schaufelrad sichergestellt, der hier aufgewendete Energiebedarf ist 0,1 kWh/kg Algenbiomasse (BRUNE et al., 2009) im mittelfristigen Zeitraum und halbiert sich im langfristigen Zeitraum auf 0,05 kWh/kg.

In

Tabelle 4-6 ist die Energiebilanz in MWh/(ha*a) für die Abwassernutzungspfade angegeben.

Tabelle 4-6: Energiebedarf Raceway Pond

Energiebedarf	Mittelfristig	Langfristig	
Strombedarf Pumpen Wasser	8,8	9,7	MWh/(ha*a)
Strombedarf Transport/Einbringung			
Verbrennungsgas	47,6	104,7	MWh/(ha*a)
Strombedarf Durchmischung	6,7	7,3	MWh/(ha*a)
Gesamtenergiebedarf	63,1	121,7	MWh/(ha*a)

Der Gesamtenergiebedarf im Raceway Pond im mittelfristigen Zeitraum beträgt 63,1 MWh/(ha*a), umgerechnet auf die trockene Algenbiomasse 0,95 kWh/kg. Für den langfristigen Zeitraum ist der Gesamtenergiebedarf der Kultivierung 121,7 MWh/(ha*a), bezogen auf trockene Biomasse 0,83 kWh/kg.

4.3.4 Kostendaten

Kostenabschätzungen sind für diesen Stand der Technologie sehr vage, da es noch keine kommerziellen Anlagen mit realen Werten gibt. Im Anhang 11.4 findet sich ein Dokument mit den Kostenbandbreiten für die Biomasseproduktion aus Algen (Cost ranges for algae production). Die Annahmen für die Betriebskosten und auch die Investitionskosten finden sich im Anhang 11.7.

Die Investitionskosten für Photobioreaktoren werden in der Literatur auf 378.000 – 1.134.000 €/ha geschätzt (HUNTLEY et al., 2007; DIMITROV, 2007). Für die ökonomische Bewertung wurde ein Wert von 724.000 €/ha (BENEMANN, 2008) für den mittelfristigen Zeitraum angenommen. Zu diesen Investitionskosten kommen noch die Kosten für Luft-Wärmetauscher für die Abwärmegewinnung aus dem Verbrennungsgas hinzu. Für den langfristigen Zeitraum wurde eine Kostenreduktion von 75% angenommen. Dieser Wert berechnet sich aus einer Lernrate von 10% (ähnlich Photovoltaik (SCHAEFFER, 2003), Lernrate = Kostenreduktion bei Verdoppelung des Produktionsvolumens) und einem Anstieg des Algenproduktionsvolumens auf das 6000fache von 2010 bis 2025 (EMERGING MARKETS ONLINE, 2011). Für den langfristigen Zeitraum belaufen sich somit die Investitionskosten für die Photobioreaktoren auf 181.000 €/ha.

Die Investitionskosten für Raceway Ponds zur Abwasserreinigung weisen eine Bandbreite von 32.500 – 162.500 €/ha auf (SHEEHAN et al., 1998; BENEMANN et al., 1982). Für die ökonomische Bewertung wurde ein Wert von 72.000 €/ha (100.000 \$/ha; BENEMANN, 2008) angenommen.

Die Betriebskosten für die Kultivierung im Photobioreaktor berechnen sich aus benötigten Hilfsstoffen (Frischwasser, Dünger, Kühlwasser) – wobei das Verbrennungsgas kostenlos zur Verfügung steht – Kosten für die nötige Energie (Strom zum Pumpen von Wasser, Kompression des Verbrennungsgases, Kühlwasser; Mischungsenergie) – wobei die benötigte Wärme durch die Abwärme des Verbrennungsgases (Luft-Wärmetauscher) gewonnen wird – Kosten für das benötigte Personal, Instandhaltungskosten und kalkulatorische Abschreibung.

Bei der Kultivierung in Raceway Ponds mit Abwasser fallen keine Kosten für Hilfsstoffe an, da das Abwasser und das Verbrennungsgas kostenlos zur Verfügung stehen. Für die Durchmischung und das Pumpen des Verbrennungsgases und des Abwassers fallen Stromkosten an, weiters kommen noch Personalkosten, Instandhaltung und kalkulatorische Abschreibung hinzu.

4.4 Ernte

4.4.1 Auswahl

Für eine energieeffiziente und kostengünstige Ernte wird ein zweistufiges Verfahren angewendet (BRENNAN et al., 2010). Als erster Aufkonzentrierungsschritt wurde für alle Nutzungspfade eine Flokkulation mit nachfolgender Flotation in offenen Becken gewählt. Nach diesem Ernteschritt wird die Biomasse mit einem TS Gehalt von 5% (UDUMAN et al., 2010) abgeschöpft. Für den langfristigen Zeitraum wurde eine Verbesserung der

Erntemethode angenommen, der TS erhöht sich auf 7,5% und die halbe Menge an Flockungsmittel wird benötigt. Für die Flokkulation wurde als Flockungsmittel das organische Chitosan ausgewählt, da das Effluent dann ohne Vorbehandlung wieder verwendet werden kann. Pro Liter Suspension werden davon 20 mg/l im mittelfristigen Zeitraum (DIVAKARAN et al., 2002) und 10 mg/l im langfristigen Zeitraum zugegeben. Bei der nachfolgenden Flotation wird Luft eingebracht, es wurde angenommen dass 0,01 g Luft pro l Suspension eingeblasen wird (EDZWALD 2010). Der erste Ernteschritt wird in offenen Becken durchgeführt, daher kommt es zur Verdunstung von Wasser, bei nachfolgender Flotation ist die Verdunstung durch die entstehende Flotationsschicht geringer als in offenen Systemen und beträgt 0,5% der Wassermenge.

Für die zweite Stufe wurde die Zentrifugation ausgewählt, da es bei der Filtration oft zu Problemen durch Verschleimung kommt und die Ultraschalltechnologie im großen Maßstab zu energieaufwendig ist. Der zweite Ernteschritt wird bei den Nutzungspfaden 1a, 1b, 2, 3b, 3c, 4b und 4c angewandt. Nach der Zentrifugation ist der TS Gehalt der Biomasse im mittelfristigen Zeitraum 25% (angelehnt an MOLINA GRIMA et al., 2003) und im langfristigen Zeitraum 30%. Bei den Nutzungspfaden 3a und 4a, die Methanfermentation betreiben, ist die Zentrifugation nicht nötig, da in diesen Technologien die feuchte Biomasse direkt nach der Flotation verwendet werden kann. Somit wird auf eine zweite Aufkonzentrierung verzichtet.

4.4.2 Massenbilanzen

Die Erntemethoden wurden jeweils an die Kultivierung im Raceway Pond für die Nutzungspfade 4a, 4b, 4c und im Photobioreaktor für die Nutzungspfade 1a, 1b, 2, 3a, 3b, 3c für das mittelfristige und den langfristigen Zeitraum angepasst. Input ist die nasse Biomasse nach der Kultivierung. Die flüssige Wasser-Nährstoff-Flokkulant Phase wird in die Kultivierung recycelt.

Tabelle 4-7 zeigt die Massenströme für den ersten Aufkonzentrierungsschritt (Flokkulation und Flotation) im Anschluss an die Kultivierung im PBR und im RWP für das mittelfristige und den langfristigen Zeitraum (siehe auch Anhang 11.3).

Tabelle 4-7: Massenbilanz Flokkulation mit Flotation

Input	RWP	RWP	PBR	PBR	
	<i>mittelfristig</i>	<i>langfristig</i>	<i>mittelfristig</i>	<i>langfristig</i>	
Nasse Biomasse	166.667	183.333	53.333	40.667	t/(ha*a)
davon Wasser	166.599	183.184	53.198	40.460	t/(ha*a)
davon Biomasse _{TS}	67	147	133	203	t _{TS} /(ha*a)
davon N, P	1,13	2,49	2,26	3,45	t/(ha*a)
Flokkulant	3,33	1,83	1,07	0,41	t/(ha*a)
Luft	1,67	1,83	0,53	0,41	t/(ha*a)
Gesamt	166.672	183.337	53.335	40.667	t/(ha*a)

Output					
Wasser (verdunstet)	833	916	266	202	t/(ha*a)
Luft	1,67	1,83	0,53	0,41	t/(ha*a)
Wasser	164.470	180.451	50.391	37.751	t/(ha*a)
davon N, P	1,07	2,36	2,15	3,28	t/(ha*a)
davon Flokkulant	1,67	0,92	0,53	0,20	t/(ha*a)
Feuchte Biomasse	1.367	1.968	2.677	2.714	t/(ha*a)
davon Wasser	1.298	1.820	2.543	2.510	t/(ha*a)

davon Biomasse _{TS}	67	147	133	203	t _{TS} /(ha*a)
davon N, P	0,06	0,12	0,11	0,17	t/(ha*a)
davon Flokkulant	1,67	0,92	0,53	0,20	t/(ha*a)
Gesamt	166.672	183.337	53.335	40.667	t/(ha*a)

Tabelle 4-8 zeigt die Massenströme für die anschließende Zentrifugation, für vorhergehende Kultivierung im PBR und im RWP, für den mittelfristigen und langfristigen Zeitraum (siehe auch Anhang 11.3).

Tabelle 4-8: Massenbilanz Zentrifugation

Input	RWP mittelfristig	RWP langfristig	PBR mittelfristig	PBR langfristig	
Feuchte Biomasse	1.367	1.968	2.677	2.714	t/(ha*a)
davon Wasser	1.298	1.820	2.543	2.510	t/(ha*a)
davon Biomasse _{TS}	67	147	133	203	t _{TS} /(ha*a)
davon N, P	0,06	0,12	0,11	0,17	t/(ha*a)
davon Flokkulant	1,67	0,92	0,53	0,20	t/(ha*a)
Gesamt	1.367	1.968	2.677	2.714	t/(ha*a)

Output					
Wasser	1.093	1.476	2.142	2.035	t/(ha*a)
davon N, P	0,05	0,12	0,11	0,16	t/(ha*a)
davon Flokkulant	0,00	0,00	0,00	0,00	t/(ha*a)
Restfeuchte Biomasse	273	492	535	678	t/(ha*a)
davon Wasser	205	344	402	475	t/(ha*a)
davon Biomasse _{TS}	67	147	133	203	t _{TS} /(ha*a)
davon N, P	0,00	0,01	0,01	0,01	t/(ha*a)
davon Flokkulant	1,67	0,92	0,53	0,20	t/(ha*a)
Gesamt	1.367	1.968	2.677	2.714	t/(ha*a)

Die restfeuchte Biomasse enthält 24,4% trockene Algenbiomasse (RWP Kultivierung) und 24,9% (PBR Kultivierung) im mittelfristigen Zeitraum und 29,8% (RWP Kultivierung) und 30,0% (PBR Kultivierung) im langfristigen Zeitraum.

4.4.3 Energiebilanzen

Bei der Ernte wird zunächst Energie für das Pumpen der Algensuspension benötigt – hier wird ein Energiebedarf von 0,00005 kWh/kg Flüssigkeit angenommen (LARDON et al., 2009). Weiters wird Energie für die Durchmischung der Suspension mit dem Flokkulant verbraucht, es wurde eine Mischenergie von 0,1 kWh/kg Alge (BRUNE et al., 2009) für den mittelfristigen Zeitraum angenommen und für das langfristige 0,05 kWh/kg Alge. Für die Flotation ergibt die Einblasung von Luft einen weiteren Energieverbraucher, wobei hier 0,0222 kWh/kg Gas angenommen wurden (KADAM, 2001). Bei der Zentrifugation werden weitere 8 kWh/m³ Flüssigkeit benötigt (MOLINA GRIMA et al., 2003) bzw. im langfristigen Zeitraum 4 kWh/m³ Flüssigkeit.

Tabelle 4-9 zeigt den Energiebedarf für den ersten Ernteschritt in den verschiedenen Kultivierungssystemen und den verschiedenen Szenarien.

Tabelle 4-9: Energiebedarf Flokkulation mit Flotation

Energiebedarf	RWP		PBR		
	<i>mittelfristig</i>	<i>langfristig</i>	<i>mittelfristig</i>	<i>langfristig</i>	
Strombedarf Pumpen	8,3	9,2	2,7	2,0	MWh/(ha*a)
Strombedarf Durchmischung	6,7	7,3	13,3	10,1	MWh/(ha*a)
Strombedarf Pumpen Luft	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	MWh/(ha*a)
Gesamtenergiebedarf	15,0	16,5	16,0	12,2	MWh/(ha*a)

Bei der Flokkulation mit nachfolgender Flotation liegt der Energiebedarf im mittelfristigen Zeitraum bei 15 MWh/(ha*a) bzw. 0,23 kWh/kg trockene Biomasse aus einem Raceway Pond und bei einem Photobioreaktor bei 16 MWh/(ha*a) bzw. 0,12 kWh/kg. Im langfristigen Zeitraum belaufen sich die Energieverbräuche für den RWP auf 16,5 MWh/(ha*a) bzw. 0,11 kWh/kg und für den PBR auf 12,2 MWh/(ha*a) bzw. 0,06 kWh/kg.

Tabelle 4-10 zeigt den Energiebedarf für den zweiten Ernteschritt in den verschiedenen Kultivierungssystemen und den verschiedenen Szenarien.

Tabelle 4-10: Energiebedarf Zentrifugation

Energiebedarf	RWP		PBR		
	<i>mittelfristig</i>	<i>langfristig</i>	<i>mittelfristig</i>	<i>langfristig</i>	
Strombedarf Pumpen	<0,1	<0,1	0,1	0,1	MWh/(ha*a)
Strombedarf Zentrifuge	10,9	7,9	21,4	10,9	MWh/(ha*a)
Gesamtenergiebedarf	11,0	8,0	21,6	11,0	MWh/(ha*a)

Der Energiebedarf bei der Zentrifugation liegt im mittelfristigen Zeitraum bei beim RWP bei 0,17 kWh/kg und beim PBR bei 0,16 kWh/kg Biomasse und im langfristigen bei beiden Systemen bei 0,05 kWh/kg Biomasse.

4.4.4 Kostendaten

Kostenabschätzungen für die Ernteverfahren finden sich im Anhang 11.4. Die Annahmen für die Betriebskosten und auch die Investitionskosten finden sich im Anhang 11.7.

Die Investitionskosten für den ersten Ernteschritt wurden für die ökonomische Bewertung mit 9.000 €/ha Kultivierungsfläche für die Flokkulation angenommen (DARZINS et al., 2010) und mit 2.000 €/ha Kultivierungsfläche für die Flotation (BENEMANN et al., 1996). Diese Werte wurden sowohl für die mittelfristige als auch für die langfristige Betrachtung herangezogen. Für die Zentrifugation wurden Investitionskosten von mittelfristig 14.000 €/ha (BENEMANN et al., 1982) und langfristig von 11.000 €/ha angenommen.

Die Betriebskosten für die Ernteschritte berechnen sich aus Kosten für das Flockungsmittel, Energiekosten für das Pumpen, Mischen, Einblasen des Flotationsgases, Zentrifugation, Instandhaltung und kalkulatorische Abschreibungen. Personalkosten sind in der Kultivierung integriert.

4.5 Aufbereitung

4.5.1 Auswahl

Als Aufbereitungsschritte wurden die Trocknung und die Ölextraktion ausgewählt, wobei diese nur in speziellen Nutzungspfaden Anwendung finden.

Für den Transport von Algenbiomasse ist eine Trocknung nötig, um das Gewicht des Transportgutes zu reduzieren. Diese wird daher im Nutzungspfad 2 angewandt, in der dezentral Algenbiomasse erzeugt wird und in einer zentralen Bioethanolanlage weiterverarbeitet wird. Die Trocknung erfolgt nach der Zentrifugation von einem TS Gehalt von 25% (mittelfristig) bzw. 30% (langfristig) auf einen TS Gehalt von 90%. Hierfür wird ein Schlammrockner verwendet.

Für die Ölextraktion wurde eine Lösemittelextraktion, die Folch Extraktion ausgewählt. Diese ist nötig für die Nutzung der ölhaltigen Komponenten der Mikroalge in den Nutzungspfaden 1a und 1b. Die Folch Extraktion kann mit feuchter Biomasse direkt nach der Zentrifugation durchgeführt werden (KRIENITZ et al., 2006). Die Biomasse kommt mit einem TS Gehalt von 25% bzw. 30% zur Extraktion. Bei der Folch Extraktion wird ein Lösemittelgemisch aus 2 Teilen Chloroform zu einem Teil Methanol verwendet, wobei auf einen Teil zu extrahierendes Material 20 Teile Lösemittel kommen (FOLCH, 1956). Bei der Extraktion ergibt sich ein Lösemittelverlust von 0,27% (berechnet nach LARDON et al., 2009). Die Restfeuchte im Extraktionsrückstand beträgt 12% (SANDER et al., 2010). Die Effizienz der Extraktion liegt bei 93,8% (MOLINA GRIMA et al., 1994). Im langfristigen Zeitraum wird eine Verbesserung des Prozesses angenommen, es werden nur noch 15 Teile Lösemittel auf 1 Teil zu extrahierendes Material benötigt, weiters reduziert sich der Lösemittelverlust auf 0,12% und der Energie- und Wärmebedarf sinken.

4.5.2 Massenbilanzen

In Tabelle 4-11 ist die Massenbilanz für die Trocknung dargestellt. Eingangsstoff ist die restfeuchte Biomasse nach der Zentrifugation, das Wasser verdunstet und die restliche Biomasse kann weiterverarbeitet werden (siehe auch Anhang 11.3).

Tabelle 4-11: Massenbilanz Trocknung

Input	Mittelfristig	Langfristig	
Restfeuchte Biomasse	535	678	t/(ha*a)
davon Wasser	402	475	t/(ha*a)
davon Biomasse _{TS}	133	203	t _{TS} /(ha*a)
davon N, P	0,01	0,01	t/(ha*a)
davon Flokkulant	0,53	0,20	t/(ha*a)
Gesamt	535	678	t/(ha*a)
Output			
Wasser (verdunstet)	387	452	t/(ha*a)
Biomasse	149	226	t/(ha*a)
davon Wasser	14,87	22,61	t/(ha*a)
davon Biomasse _{TS}	133	203	t _{TS} /(ha*a)
davon N, P	0,01	0,01	t/(ha*a)
davon Flokkulant	0,53	0,20	t/(ha*a)
Gesamt	535	678	t/(ha*a)

In Tabelle 4-12 ist die Massenbilanz für die Ölextraktion in den Nutzungspfaden 1a und 1b dargestellt. Eingangsstoff ist die restfeuchte Biomasse nach der Zentrifugation und das Lösemittelgemisch. Gasförmige Verluste sind Wasser, Chloroform und Methanol. Der Großteil der Lösemittel wird verflüssigt und rückgeführt, weiters werden Öl und Wasser frei. Der Extraktionsrest kann schließlich als Futtermittel verwendet werden (siehe auch Anhang 11.3).

Tabelle 4-12: Massenbilanz Ölextraktion

Input	Mittelfristig	Langfristig	
Restfeuchte Biomasse	535	678	t/(ha*a)
davon Wasser	402	475	t/(ha*a)
davon Biomasse _{TS}	133	203	t _{TS} /(ha*a)
davon N, P	0,01	0,01	t/(ha*a)
davon Flokkulant	0,53	0,20	t/(ha*a)
Lösemittel	13.387	12.721	t/(ha*a)
davon Chloroform	10.567	10.041	t/(ha*a)
davon Methanol	2.820	2.680	t/(ha*a)
Gesamt	13.922	13.399	t/(ha*a)

Output			
Wasser (verdunstet)	47	142	t/(ha*a)
Chloroform (verdunstet)	28,11	12,05	t/(ha*a)
Methanol (verdunstet)	7,5	3,22	t/(ha*a)
Öl	38	86	t/(ha*a)
Chloroform zur Recyclierung	10.538	10.029	t/(ha*a)
Methanol zur Recyclierung	2.813	2.677	t/(ha*a)
Wasser	341	317	t/(ha*a)
Extraktionsrest	109	134	t/(ha*a)
davon Wasser	13,14	16,05	t/(ha*a)
davon Biomasse _{TS}	96	118	t _{TS} /(ha*a)
davon N, P	0,01	0,01	t/(ha*a)
davon Flokkulant	0,53	0,20	t/(ha*a)
Gesamt	13.922	13.399	t/(ha*a)

4.5.3 Energiebilanzen

Bei der Trocknung wird elektrische Energie benötigt, laut LARDON et al., 2009 0,4 kWh/kg TS, weiters wird Verdampfungsenergie von 0,7 kWh/kg zu verdampfenden Wasser in Form von Wärme benötigt. In Tabelle 4-13 ist der Energiebedarf für die Trocknung im mittelfristigen und langfristigen Zeitraum dargestellt.

Tabelle 4-13: Energiebedarf Trocknung

	Mittelfristig	Langfristig	
Strombedarf	53,3	81,3	MWh/(ha*a)
Wärmebedarf	276,0	322,8	MWh/(ha*a)
Gesamtenergiebedarf	329,4	404,2	MWh/(ha*a)

Die Trocknung benötigt 329,4 MWh/ha Kultivierungsfläche pro Jahr im mittelfristigen Zeitraum und 404,2 MWh/(ha*a) im langfristigen. Das entspricht 2,47 kWh/kg im mittelfristigen und 1,99 kWh/kg Algenbiomasse im langfristigen Zeitraum.

Der Wärmebedarf bei der Folch Extraktion wurde mit 2,67 MJ/kg bzw. 0,742 kWh/kg trockene Algenbiomasse und der Energiebedarf mit 1,00 MJ/kg bzw. 0,278 kWh/kg trockene Algenbiomasse im mittelfristigen Zeitraum angenommen (LARDON et al., 2009). Für den langfristigen Zeitraum werden Energieeinsparungen angenommen, Wärmebedarf ist nun 2 MJ/kg Algenbiomasse und Energiebedarf 0,8 MJ/kg Algenbiomasse. Der Energiebedarf bezogen auf die Mikroalgenkultivierungsfläche ist in Tabelle 4-14 dargestellt.

Tabelle 4-14: Energiebedarf Ölextraktion

	Mittelfristig	Langfristig	
Strombedarf	37,1	45,2	MWh/(ha*a)
Wärmebedarf	98,9	113,0	MWh/(ha*a)
Gesamtenergiebedarf	136,0	158,1	MWh/(ha*a)

Der Energiebedarf der Folch Extraktion liegt im mittelfristigen Zeitraum bei 136 MWh/(ha*a), das entspricht 1,02 kWh/kg trockene Biomasse. Im langfristigen Zeitraum werden 158,1 MWh/(ha*a) Energie benötigt bzw. 0,78 kWh/kg trockene Algenbiomasse.

4.5.4 Kostendaten

Die Investitionskosten für die Trocknungsanlage wurden für die ökonomische Analyse mit 5.000 €/ha Kultivierungsfläche angenommen.

Die Betriebskosten für die Trocknung setzen sich zusammen aus dem Strom- und Wärmebedarf, den Personalkosten, der Instandhaltung und der kalkulatorischen Abschreibung.

Die Investitionskosten für die Ölextraktionsanlage wurden mit 18.000 €/ha Kultivierungsfläche angenommen (LUNDQUIST et al., 2010).

Die Betriebskosten für die Ölextraktion setzen sich zusammen aus Hilfsstoffen (Chloroform, Methanol), Stromkosten, Wärmebereitstellungskosten, Personalkosten, Instandhaltung und kalkulatorischen Abschreibungen. Die Annahmen für die Betriebskosten und auch die Investitionskosten finden sich im Anhang 11.7.

4.6 Biochemische Umwandlung

4.6.1 Auswahl

Methanfermentation

Um Methanausbeuten für die untersuchten Szenarien zu erheben, wurden diverse Literaturstellen ausgewertet, in Tabelle 4-15 wurden die wichtigsten Werte zusammengefasst. Wird die gesamte Alge vergoren, variieren die Gaserträge je nach Algenart. Laut Literaturwerten kann die gebildete Biogasmenge zwischen 287 und 611 Nm³/t oTS liegen. Das ergibt Methanausbeuten von 178 - 423 Nm³/t oTS.

Tabelle 4-15: Biogas- und Methanerträge aus Algen

Algenart	Nm ³ CH ₄ /t CSB _{in}	Nm ³ Biogas/t VS	Methangehalt	Literaturstelle
<i>Arthrospira platensis</i>		481 ± 13,8	61%	MUSSGNUG et al., 2010
<i>Chlamydomonas reinhardtii</i>		587 ± 8,8	66%	MUSSGNUG et al., 2010
<i>Chlorella kessleri</i>		335 ± 7,8	65%	MUSSGNUG et al., 2010
<i>Scenedesmus obliquus</i>		287 ± 10,1	62%	MUSSGNUG et al., 2010
<i>Dunaliella salina</i>		505 ± 24,8	64%	MUSSGNUG et al., 2010
<i>Scenedesmus/Chlorella spp.</i>		500 - 611		HEERENKLAGE et al., 2010
<i>Spirulina spp.</i>		556	76.3	HEERENKLAGE et al., 2010
<i>Chlorella vulgaris</i>	180 (28 d RT)			RAS et al., 2011

Im Bereich der Methangärung wurde für die verwendeten Methangehalte auf die vorliegende Literatur (siehe Tabelle 4-15) zurückgegriffen. Die untersuchte Literatur basiert auf Laborversuchen (überwiegend BMP (Biomethanpotential) oder auch Batchansatz genannt). Es ist anzumerken, dass daher mit größeren Unsicherheiten bei der Umlegung auf den Großmaßstab zu rechnen ist. Weiters ist zu erwähnen, dass möglicherweise bei BMP Analysen Hemmungen auf Grund hoher Stickstofffrachten nicht auftreten. In den untersuchten Szenarien wurden die Stickstoffkonzentrationen für eine jeweilige kontinuierliche Anaerobfermentation hochgerechnet, sodass eine mögliche Stickstoff-Hemmung evaluiert werden kann. Im Falle hoher Stickstoffgehalte ist meist einer Verwertung als Tierfutter der Vorzug zu geben.

Es ist anzunehmen, dass die Methanausbeuten aus Algen noch gesteigert werden können. Dafür können unterschiedliche Aufschlusstechnologien wie beispielsweise die thermische, chemische, enzymatische, mechanische oder Kombinationen der einzelnen angewendet werden. Die den Literaturstellen zugrunde gelegten Untersuchungen sind ohne Vorbehandlungsverfahren (ohne Aufschluss) der Algen durchgeführt worden. Obwohl prinzipiell davon auszugehen ist, dass in einer großtechnischen Anwendung ein Aufschluss der Algen - vor der anaeroben Fermentation - Vorteile bringen würde, wurde für die untersuchten Szenarien kein Voraufschluss angenommen. Die Gründe dafür sind insbesondere, dass die in der Biogastechnologie heutzutage eingesetzten Verfahren zur Substratvorbehandlung teilweise sehr substratspezifisch positive Eigenschaften auf die Vergärung haben können, aber teilweise auch große Schwächen in der Wirtschaftlichkeit aufweisen. Es liegen kaum verlässlichen Daten aus großtechnischen Versuchen vor, die eine Steigerung der Wirtschaftlichkeit beweisen. Zusätzlich gibt es aus der Fülle an Verfahren (thermisch, chemisch, physikalische, etc.) noch keine etablierten Verfahren. Insbesondere keine, welche auf Algen angewendet bzw. optimiert worden sind. Schlussendlich kann nach heutigem Stand des Wissens nicht bestätigt werden, ob die Energiebilanz positiv ausfällt, bzw. derartige Vorbehandlungsmethoden wirtschaftlich attraktiv sind. Unter diesen Rahmenbedingungen ist festgelegt worden, vergleichsweise

hohe Methanausbeuten aus der vorliegenden Literatur für die Szenarien zu verwenden. Da diese ohne Substratvorbehandlung gemessen worden sind, ist davon auszugehen, dass weiteres Optimierungspotential vorhanden ist, und somit auch höhere Werte realistisch sind. Für die Variante der Ganzalgenutzung wurde eine Biogasausbeute von 635 Nm³/t oTS angenommen mit einem Methangehalt von 63% (Methanausbeute von 400 Nm³/ t oTS). Für die Variante der Nutzung von Algen aus Abwasserkultivierung wurde eine Biogasausbeute von 625 Nm³/t oTS angenommen mit einem Methangehalt von 60% (Methanausbeute von 375 Nm³/ t oTS). Die Methanausbeuten der untersuchten Literatur (Tabelle 4-15) liegen im Vergleich dazu bei 178 - 423 Nm³/t oTS.

Im Bereich der Gasverwertung wurde eine Biogasaufreinigung und Netzeinspeisung als interessante Variante angenommen. Der Hintergrund dafür ist, dass bei einer Biogasanlage selber wenig Wärme benötigt wird. Daher wurde eine Strom und Wärme Produktion hier nicht berücksichtigt, da kein hoher Wirkungsgrad durch sinnvolle Wärmenutzung von vorneherein garantiert werden kann. Natürlich kann je nach Rahmenbedingungen auch eine Strom und Wärme Produktion eine sinnvolle Variante darstellen. Die hohen Kosten der Gasreinigung wirken sich jedoch negativ auf die Wirtschaftlichkeit dieses Zeitraums aus.

Ein Problem der industriellen Biogasproduktion ist die Akkumulation des Fermentationsendproduktes (Gärrest). Aus diesem Grund wurde im mittelfristigen Zeitraum eine Anlagengröße angenommen, die gerade noch eine landwirtschaftliche Ausbringung des Gärrestes erlaubt. Die landwirtschaftliche Ausbringung von Gärrest entspricht dem heutigen Stand der Technik. Aufgrund der „economy of scale“ der Aufreinigungskosten des Biogases, konnte die Biogasanlage aber prinzipiell nicht kleiner als angenommen ausgelegt werden. Im langfristigen Zeitraum wurde eine deutliche technologische Verbesserung des Konzeptes angenommen: Der in der Biogasanlage anfallende Gärrest wird in der nahe gelegenen Algenproduktion als Nährstoffquelle eingesetzt. Dies erspart Düngerkosten auf der einen Seite, sowie Kosten zur Verwertung des Gärrestes auf der anderen Seite. Da die Anlagengröße aufgrund dieser technologischen Entwicklung nicht mehr durch die landwirtschaftliche Gärrestausrbringung begrenzt ist, wurde im langfristigen Zeitraum auch die Größe der Biogasanlage deutlich gesteigert.

Alkoholfermentation

Für die Untersuchung des Potentials der Algen zur Alkoholherstellung wurde auf die Daten des heutigen Bioethanolproduktionsprozesses zurückgegriffen. Im Detail wurde der „dry-grind“ Bioethanolprozess (siehe Kapitel 3.1.1) untersucht. Dieser ist der weltweit am meisten realisierte Anlagentypus. Die Algen werden dezentral gezüchtet, getrocknet, und dann zur zentralen Bioethanolanlage transportiert. Die angenommene Anlagengröße liegt bei etwa 50.000 t/a an Bioethanol.

Aufgrund des derzeitigen Stands der Technik wurde angenommen, dass mittelfristig für großtechnische Anwendungen noch keine Algen verfügbar sind, die einerseits ertragreich sind, andererseits auch sehr hohe Stärkegehalte aufweisen. Der Hintergrund dafür ist, dass die Forschung derzeit vermehrt auf ölbereiche Algen konzentriert ist. Im langfristigen Zeitraum wurde dann angenommen, dass in etwa 0,25 kg Ethanol pro kg Trockenmasse der Algen produziert werden können.

Für die Verwertung der Reststoffe aus der Alkoholfermentation, der Schlempe, wurde angenommen, dass sie in einer Methangärung zur Gewinnung von Biogas verwendet wird. Als Alternative kann sie auch zu Futtermittel aufgetrocknet werden, was aufgrund des Nährstoffgehaltes der Algen sicherlich auch eine interessante Variante darstellt. Für eine Verwertung zu Futtermittel müssen jedoch große Mengen an Energie zur Trocknung der Schlempe bereitgestellt werden. Da der Hauptfokus dieser Studie die Bereitstellung von Energie aus Algen ist, wurde hier die Variante der Methangärung der Schlempe untersucht.

So kann Energie in Form von Biogas aus Reststoffen des Prozesses zurückgewonnen werden, anstatt durch Trocknung Futtermittel bereitgestellt werden, für deren Herstellung Energie benötigt wird. Angelehnt an Arbeiten von DROSG ET AL. (2008) wurden die Erfahrungen von der Vergärung von Getreideschlempen für die Schätzung der Methanausbeuten von Algenschlempen herangezogen. Es wurde eine Biogasausbeute von 662 Nm³/t oTS angenommen mit einem Methangehalt von 65% (Methanausbeute von 430 Nm³/t oTS).

Da im state-of-the-art Prozess der „dry-grind“ Bioethanolanlage große Mengen an Abwärme frei werden, die für den ersten Eindampfungsschritt der Schlempe (Dünnschlempe) verwendet werden, wurde im untersuchten Zeitraum auch eine Eindampfung zur Abwärmenutzung angenommen. In diesem Zeitraum wird der Gärrest aus der vergorenen Algenschlempe mittels Eindampfung aufkonzentriert. Dadurch wird der Nährstoffgehalt erhöht, und Prozesswasser für die Bioethanolfermentation zur Verfügung gestellt. In dem Zeitraum der Ethanolfermentation entstehen als Produkte somit Ethanol, Strom / Wärme (aus Biogas), Dünger (Gärrest) und CO₂.

Auf zukünftige Entwicklungen im Bereich des 2nd Generation Biofuels (Zellulose-Ethanol) wurden in diesem Zeitraum nicht eingegangen. Das ist darauf zurückzuführen, dass 2nd Generation Biofuels derzeit weder Stand der Technik noch wirtschaftlich sind. Auf Grund der Annahme, dass Algen mit hohem Ertrag und Stärkegehalt langfristig verfügbar sein werden, sowie Annahme der Verwertung der stärkefreien Reststoffe in einer Biogasanlage, besitzt derzeit die Gewinnung von 2nd Generation Biofuels aus Algen nur einen geringen Bedarf. Somit wurde in dieser Studie auf die derzeitigen bekannten Technologien (Ethanol aus Stärke) fokussiert.

4.6.2 Massenbilanzen

Nutzungspfad „2 Bioethanol“:

Inputparameter bei der Ethanolfermentation sind in erster Linie die getrockneten Algen. Als Output entstehen Ethanol, CO₂ und die Algenschlempe. In diesem Szenario wird die Algenschlempe weiter zu Biogas vergoren, und dieses verstromt. Als Output entsteht somit Strom, Wärme und der Gärrest (Dünger) als Endprodukt der Biogasfermentation. In [Tabelle 4-16](#) ist die Massenbilanz des Nutzungspfades „2 Bioethanol“ angegeben. Dieser Pfad wurde nur für ein langfristiges Szenario gerechnet, da die großtechnische Verfügbarkeit von sowohl ertragsreichen, als auch sehr stärkehaltigen Mikroalgen als mittelfristig noch nicht realistisch eingeschätzt wurde.

Tabelle 4-16: Massenbilanz Ethanolproduktion (Nutzungspfad „2 Bioethanol“)

Input	Mittelfristig	Langfristig	
Biomasse (TS 90%)	-	226.604	t/a
Frischwasser	-	217.653	t/a

Output			
Ethanol	-	50.476	t/a
CO ₂	-	50.476	t/a
Gärrest (TS ca. 5%)	-	260.933	t/a

Nutzungspfad „3a Biomethan“:

Inputparameter bei der Biogasfermentation sind die Algen. Es ist nicht notwendig, die TS hoch aufzukonzentrieren, daher können die Algen schon vor dem Zentrifugationsschritt verwendet werden. Als Output entstehen Biomethan und Gärrest. Dieser Gärrest wird im mittelfristigen Szenario als Dünger auf landwirtschaftlichen Flächen ausgebracht. Langfristig wurde angenommen, dass die Technologien soweit entwickelt sind, dass der Gärrest als Nährstoffquelle für die Algenzucht herangezogen werden kann. In Tabelle 4-17 ist die Massenbilanz des Nutzungspfades „3a Biomethan“ angegeben.

Tabelle 4-17: Massenbilanz Biogasanlage (Nutzungspfad „3a Biomethan“)

Input	Mittelfristig Langfristig		
Feuchte Biomasse (TS ca. 5-7%)	334.667	890.134	t/a
Output			
Biomethan	6.425.524	26.123.843	Nm ³ /a
Gärrest (TS ca. 1%)	321.808	837,855	t/a

Nutzungspfad „4a Biomethan“:

Inputparameter bei der Biogasfermentation sind die Algen. Es ist nicht notwendig, die TS hoch aufzukonzentrieren, daher können die Algen schon vor dem Zentrifugationsschritt verwendet werden. Die Unterschiede in der Menge der Algen zwischen mittel- und langfristig liegt im unterschiedlichen Wassergehalt der Algenbiomasse. Die Menge an eingebrachter Trockenmasse ist jedoch der gleiche. Als Output entstehen Biomethan und Gärrest. Dieser Gärrest wird als Dünger auf landwirtschaftlichen Flächen ausgebracht. In Tabelle 4-18 ist die Massenbilanz des Nutzungspfades „4a Biomethan“ angegeben.

Tabelle 4-18: Massenbilanz Biogasanlage (Nutzungspfad „4a Biomethan“)

Input	Mittelfristig Langfristig		
Feuchte Biomasse (TS ca. 5-7%)	45.100	29.517	t/a
Output			
Biomethan	789	789	Nm ³ /a
Gärrest (TS ca. 1-2%)	43.458	27.873	t/a

4.6.3 Energiebilanzen

Nutzungspfad „2 Bioethanol“:

Im Standard-Prozess der dry-grind Ethanolanlage ist die Wärmenutzung der ausschlaggebende Energiebedarf. Es wurde ein thermischer Energiebedarf von 2,4 kWh/L Ethanol (Murphy und Power, 2008) angenommen. Für die anaerobe Vergärung der Algenschlempe wurde ein Eigenenergiebedarf von ca. 10% der im BHKW bereitgestellten Wärme und ca. 5% des bereitgestellten Stromes angenommen. In Tabelle 4-19 ist die Energiebilanz des Nutzungspfades „2 Bioethanol“ angegeben.

Tabelle 4-19: Energiebilanz Ethanolproduktion (Nutzungspfad „2 Bioethanol“)

Input	Mittelfristig	Langfristig	
Wärmebedarf			
Ethanol	-	153.447	MWh/a
Biogas	-	15.807	MWh/a
Strombedarf			
Ethanol	-	7.672	MWh/a
Biogas	-	8.736	MWh/a

Output			
Ethanol	-	375.785*)	MWh/a
Strom	-	162.233	MWh/a
Wärme	-	168.864	MWh/a

*) Energieinhalt Ethanol ist 21,1 MJ/L (MURPHY, POWER, 2008)

Nutzungspfad „3a Biomethan“:

Der Strom und Wärmebedarf der Biogasfermentation wurde äquivalent zu Nutzungspfad 2 angenommen. Da aber nicht Strom und Wärme aus Biogas produziert wird, wurde der Eigenenergiebedarf auf den Energieinhalt des gesamten, produzierten Biogases bezogen. Somit ist der elektrische Eigenenergiebedarf 2,1% und der thermische Eigenenergiebedarf 3,8%. Dazu wurde dann auch noch der Strombedarf für das Upgrading gerechnet, der entspricht etwa 5% des gesamten, produzierten Biogases. Als Output wird der Energieinhalt des produzierten Biogases angegeben. In Tabelle 4-20 ist die Energiebilanz des Nutzungspfads „3a Biomethan“ angegeben.

Tabelle 4-20: Energiebilanz Biogasanlage (Nutzungspfad „3a Biomethan“)

Input	Mittelfristig	Langfristig	
Wärmebedarf			
Fermentation	2.392	9.724	MWh/a
Strombedarf			
Fermentation	1.322	5.374	MWh/a
Biogas-Upgrading	3.336	10.235	MWh/a

Output			
Biomethan	62.309	253.325	MWh/a

Nutzungspfad „4a Biomethan“:

Der Strom und Wärmebedarf der Biogasfermentation wurde äquivalent zu Nutzungspfad 3a angenommen. Somit ist der elektrische Eigenenergiebedarf 2,1% und der thermische Eigenenergiebedarf 3,8% (bezogen auf den Energieinhalt des gesamten produzierten Biogases). Dazu wurde noch der Energiebedarf für das Upgrading gerechnet. Aufgrund der unterschiedlichen eingesetzten Technologie im Kleinmaßstab (4a), unterscheidet sich dieser vom Großmaßstab (3a). Als Output wird der Energieinhalt des produzierten Biogases angegeben. In Tabelle 4-21 ist die Energiebilanz des Nutzungspfads „4a Biomethan“ angegeben.

Tabelle 4-21: Energiebilanz Biogasanlage (Nutzungspfad „4a Biomethan“)

Input	Mittelfristig	Langfristig	
Wärmebedarf			
Fermentation	291	291	MWh/a
Biogas-Upgrading	788	788	MWh/a
Strombedarf			
Fermentation	161	161	MWh/a
Biogas-Upgrading	153	153	MWh/a
Output			
Biomethan	7.653	7.653	MWh/a

4.6.4 Kostendaten

Nutzungspfad „2 Bioethanol“:

Die Investitionskosten für die Anlagen in Nutzungspfad 2 belaufen sich auf 32,3 Mio. € für die Alkoholfermentationsanlage, 22,8 Mio. € für die Biogasfermentation und 20,3 Mio. € für den Stromgenerator. Diese Kosten sind für den langfristigen Zeitraum.

Für die Berechnung der Betriebskosten der Ethanolherstellung aus Algen (inkl. Kultivierung, Ernte, Aufbereitung, Umwandlung) wurden Kostenannahmen für die jeweiligen Hilfsstoffe, Energie, Transport und Personal getroffen, die im Anhang 11.7 detailliert aufgelistet sind. Für die Produkte und Nebenprodukte wurden Erlöse angenommen (Bioethanol 822 €/t, Kohlendioxid 120 €/t, Ökostrom 130 €/MWh, Wärme 35 €/MWh).

Nutzungspfad „3a Biomethan“:

Die Investitionskosten für die Biogasfermentationsanlage in Nutzungspfad 3 belaufen sich für die mittelfristige Betrachtung auf 18,3 Mio. € und für die langfristige auf 48,7 Mio. €. Die Investitionskosten der nachfolgenden Anlage zum Methan-Upgrading sind 2,9 Mio. € für das mittelfristige bzw. 3,9 Mio. € für den langfristigen Zeitraum.

Für die Berechnung der Betriebskosten der Biomethangewinnung aus Algen (inkl. Kultivierung, Ernte, Aufbereitung, Umwandlung) wurden Kostenannahmen für die jeweiligen Hilfsstoffe, Energie, Transport und Personal getroffen, die im Anhang 11.7 detailliert aufgelistet sind. Für die Produkte und Nebenprodukte wurden Erlöse angenommen (Biomethan 0,679 €/Nm³, Gärrest 0 €/t).

Nutzungspfad „4a Biomethan“:

Die Investitionskosten für die Biogasfermentationsanlage in Nutzungspfad 4 belaufen sich auf 3,1 Mio. € (mittelfristig) und 2 Mio. € (langfristig). Die Investitionskosten der nachfolgenden Anlage zum Methan-Upgrading betragen in beiden Fällen 1,1 Mio. €.

Für die Berechnung der Betriebskosten der Biomethangewinnung aus Algen gezüchtet in Abwasserreinigungsanlagen (inkl. Kultivierung, Ernte, Aufbereitung, Umwandlung) wurden Kostenannahmen für die jeweiligen Hilfsstoffe, Energie, Transport und Personal getroffen, die im Anhang 11.7 detailliert aufgelistet sind. Für die Produkte und Nebenprodukte wurden Erlöse angenommen (Biomethan 0,679 €/Nm³, Gärrest 0 €/t).

4.7 Thermochemische Umwandlung

4.7.1 Auswahl

Wie in Kapitel 3.2 beschrieben sind folgende thermochemische Prozesse zur Konversion von Algen möglich:

- Verbrennung: vollständige Oxidation des Brennstoffs und Umwandlung in Wärme, bzw. Elektrizität
- Vergasung: Konversion des festen Brennstoffes unter Zugabe eines Sauerstoffträgers in einen gasförmigen Brennstoff, welcher hauptsächlich aus H₂, CO, CO₂ und Methan besteht
- Pyrolyse: Konversion des festen Brennstoffes unter Sauerstoffausschluss zu einer Mischung aus Koks, Pyrolyseöl und Pyrolysegas
- Hydrothermale Karbonisierung: Umwandlung zu einer Art Kohle unter erhöhter Temperatur und Druck
- Hydrothermale Verflüssigung: Umwandlung zur flüssigen Kohlenwasserstoffen in Gegenwart von CO
- Hydrothermale Vergasung: Vergasung in überkritischem Wasser

Zusätzlich stehen noch folgende Raffinerieprozesse zur thermochemischen Konversion von Algenöl zur Verfügung:

- Fluid Catalytic Cracking (FCC)
- Hydrierung von Pflanzenölen

Von diesen Prozessen scheiden Verbrennung, Vergasung und Pyrolyse für Algen aus, da diese einen Brennstoff mit niedrigem Wassergehalt benötigen.

Die hydrothermalen Verfahren eignen sich für Rohstoffe mit hohem Wassergehalt und sind daher näher zu evaluieren, allerdings befinden sich diese Verfahren noch im Stadium der Forschung und Entwicklung. Alle 3 Wege der hydrothermalen Verfahren wären für Algen möglich, jedoch wurde die hydrothermale Verflüssigung nicht näher betrachtet. Der Grund dafür ist, dass das produzierte Kohlenwasserstoffgemisch noch weiter aufbereitet werden muss, bevor es als Treibstoff eingesetzt werden kann, und dass in Österreich keinerlei Forschung in diesem Bereich stattfindet.

Bei den Raffinerieprozessen wurde nur das FCC Verfahren näher betrachtet. Hier ist im Gegensatz zur Hydrierung genügend Literatur vorhanden und es wurden auch bereits zahlreiche F&E Projekte von OMV und TU Wien durchgeführt (SCHÖNBERGER, 2010).

4.7.2 Massenbilanzen

Hydrothermale Karbonisierung: Die Daten wurden dazu HEILMANN, 2010 entnommen. Als Inputmaterial wird Algen mit einem Trockengehalt von 10% angenommen. Nach der hydrothermalen Karbonisierung und Filtration bleibt eine Algenkohle mit einem Wassergehalt von 37% übrig. Die Ausbeute der trockenen Algenkohle beträgt 0,4kg pro kg Algeninput (trocken). In Tabelle 4-22 und Tabelle 4-23 sind die Massenbilanzen der Nutzungspfade „3b HTC-Kohle“ und „4b HTC-Kohle“ dargestellt.

Die oben angeführten Werte gelten für den mittelfristigen Zeitraum. Beim langfristigen Zeitraum wurde eine Effizienzsteigerung von 10% angenommen.

Tabelle 4-22: Massenbilanz hydrothermale Karbonisierung (Nutzungspfad „3b HTC-Kohle“)

Input	Mittelfristig	Langfristig	
Biomasse	267.733 (TS 25%)	222.533(TS 30%)	t/a

Output			
HTC-Kohle	42.000	46.218	t/a
Wasser	100.399	77.885	t/a

Tabelle 4-23: Massenbilanz hydrothermale Karbonisierung (Nutzungspfad „4b HTC-Kohle“)

Input	Mittelfristig	Langfristig	
Biomasse	9.020 (TS 25%)	7.379 (TS 30%)	t/a

Output			
HTC-Kohle	1.386	1.525	t/a
Wasser	3.382	2.583	t/a

Hydrothermale Vergasung: Hier wurden die Literaturwerte vom KIT in Karlsruhe verwendet. Der Grund dafür war, dass dort die nichtkatalytische Variante erforscht wird und beim Aschegehalt und der Aschezusammensetzung dieser Weg eher erfolgsversprechend erscheint. Die Versuchsanlage am KIT ist für einen Inputflow von 100kg/h mit einem Trockensubstanzgehalt von 14,4% ausgelegt. Daraus können 15,5Nm³/h an Gas mit einer Zusammensetzung von 31vol% Methan und 58vol% Wasserstoff gewonnen werden. Der Rest des Gases ist Kohlendioxid. In [Tabelle 4-24](#) und [Tabelle 4-25](#) sind die Massenbilanzen der Nutzungspfade „3c Biowasserstoff, Biomethan“ und „3c Biowasserstoff, Biomethan“ dargestellt.

Die oben angeführten Werte gelten für den mittelfristigen Zeitraum. Beim langfristigen Zeitraum wurde eine Effizienzsteigerung von 10% angenommen.

Tabelle 4-24: Massenbilanz hydrothermale Vergasung (Nutzungspfad „3c Biowasserstoff, Biomethan“)

Input	Mittelfristig	Langfristig	
Biomasse	267.733 (TS 25%)	222.533(TS 30%)	t/a

Output			
Wasserstoff (bei 200 bar)	33.459.341	36.819.997	Nm ³ /a
Biomethan (bei 200 bar)	17.883.441	19.679.653	Nm ³ /a

Tabelle 4-25: Massenbilanz hydrothermale Karbonisierung (Nutzungspfad „4b Biowasserstoff, Biomethan“)

Input	Mittelfristig	Langfristig	
Biomasse	9.020 (TS 25%)	7.379 (TS 30%)	t/a

Output			
Wasserstoff (bei 200 bar)	1.104.158	1.214.574	Nm ³ /a
Biomethan (bei 200 bar)	590.154	649.169	Nm ³ /a

Fluid Catalytic Cracking (FCC): Die Daten für die Konversion von Pflanzenöl in einer FCC Anlage zu Benzin und Nebenprodukten wurden REICHHOLD, 2011 entnommen. Die Ergebnisse von Vakuumgasöl (VGO, dem Standardeinsatzstoff von FCC Anlagen in der Raffinerie) und diversen Pflanzenölen ist in Abbildung 4-6 dargestellt. Aus einem kg Pflanzenöl entstehen durchschnittlich 41,5m% Benzin, 18,4m% Light Cycle Oil (LCO), 1,15m% Ethylen, 9,2m% Propylen und 12,6m% Heizgas. Tabelle 4-26 zeigt die Massenbilanz des Nutzungspfades „1b Biobenzin“.

Zusätzlich wurde der Wassergehalt des Algenöls (0,5m%) bei der Berechnung berücksichtigt. Ein wesentlicher Unterschied zwischen dem mittelfristigen und langfristigen Zeitraum ist, dass der Anteil der freien Fettsäuren beim mittelfristigen Szenario den Prozess stört und entfernt werden müssen. Beim langfristigen Szenario stören diese den FCC Prozess nicht mehr.

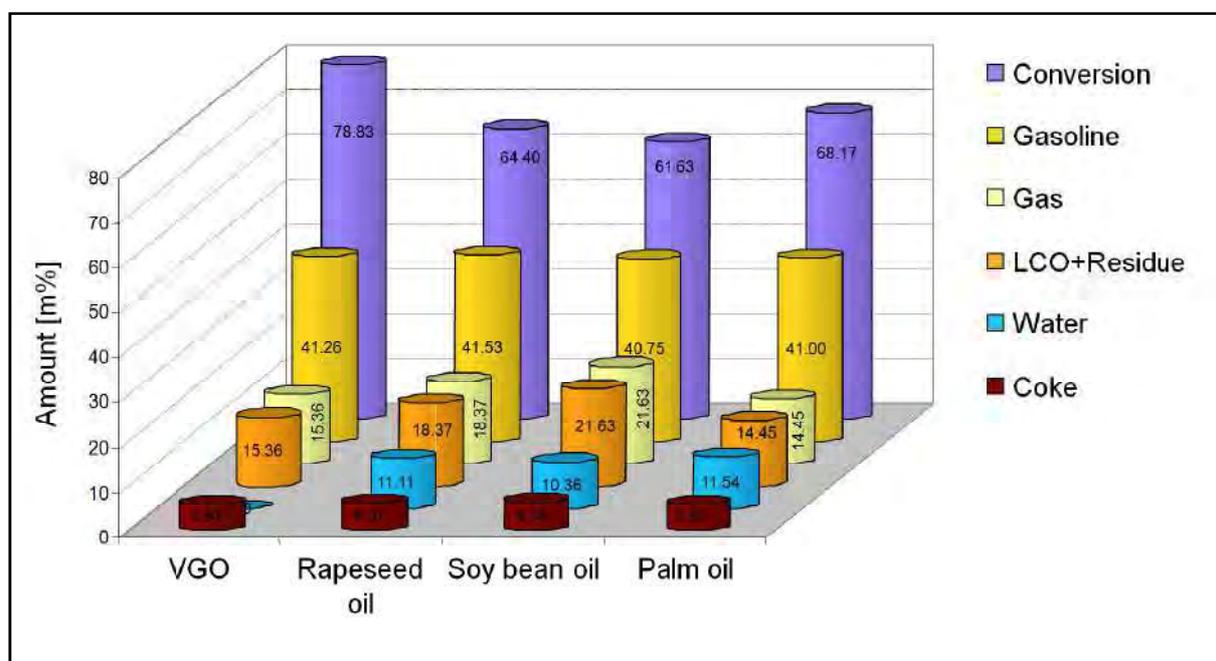


Abbildung 4-6: Konversion von Ölen in einer FCC Anlage

Table 4-26: Massenbilanz Fluid Catalytic Cracking (Nutzungspfad „1b Biobenzin“)

Input	Mittelfristig	Langfristig	
Algenöl	50.014	50.037	t/a

Output			
Biobenzin	17.554	20.662	t/a
Light Cycle Oil	7.783	9.161	t/a
Ethylen	484	570	t/a
Propylen	3.875	4.560	t/a
Heizgas	5.328	6.271	t/a

4.7.3 Energiebilanzen

Zur Erstellung der Energiebilanzen wurden folgende Heizwerte für die verschiedenen Produkte angenommen (Table 4-27):

Table 4-27: Heizwerte der Produkte aus Verfahren der thermochemischen Umwandlung

HTC-Kohle von Algen	6,6	kWh/kg
Benzin	12	kWh/kg
LCO	11,8	kWh/kg

Die Heizwerte von Gasen bzw. Gasmischungen wurde gemäß DIN 51 850 berechnet.

Wärmeenergie, welche frei wird, wurde gegen den Wärmebedarf zum Aufheizen auf Reaktionstemperatur gegengerechnet und für die jeweiligen Prozesse dann die übriggebliebene Wärme, welche als Fernwärme verwertet werden kann, angegeben.

Die Table 4-28, Table 4-29, Table 4-30, Table 4-31 und Table 4-32 sind die Energiebilanzen der Nutzungspfade mit thermochemischer Umwandlung dargestellt.

Table 4-28: Energiebilanz hydrothermale Karbonisierung (Nutzungspfad „3b HTC-Kohle“)

Input	Mittelfristig	Langfristig	
Wärmebedarf	139.194	153.175	MWh/a

Output			
HTC-Kohle	278.951	306.969	MWh/a

Table 4-29: Energiebilanz hydrothermale Karbonisierung (Nutzungspfad „4b HTC-Kohle“)

Input	Mittelfristig	Langfristig	
Wärmebedarf	4.593	5.052	MWh/a

Output			
HTC-Kohle	9.205	10.125	MWh/a

Table 4-30: Energiebilanz hydrothermale Vergasung (Nutzungspfad „3c Biowasserstoff, Biomethan“)

Input	Mittelfristig	Langfristig	
Strombedarf	21.418	17.802	MWh/a

Output			
Biowasserstoff	100.378	110.460	MWh/a
Biomethan	178.834	192.478	MWh/a

Table 4-31: Energiebilanz hydrothermale Vergasung (Nutzungspfad „4c Biowasserstoff, Biomethan“)

Input	Mittelfristig	Langfristig	
Strombedarf	721	590	MWh/a

Output			
Biowasserstoff	3.312	3.644	MWh/a
Biomethan	5.772	6.349	MWh/a

Table 4-32: Energiebilanz Fluid Catalytic Cracking (Nutzungspfad „1b Biobenzin“)

Input	Mittelfristig	Langfristig	
Strombedarf	2.400	2.400	MWh/a

Output			
Biobenzin	210.651	247.939	MWh/a
Light Cycle Oil	91.841	108.097	MWh/a
Ethylen	6.343	7.466	MWh/a
Propylen	49.225	57.938	MWh/a
Heizgas	62.111	73.106	MWh/a

4.7.4 Kostendaten

Nutzungspfad „1b Biobenzin“:

Die Investitionskosten für die Fluid Catalytic Cracking Anlage werden mit 6 Mio. € abgeschätzt. Sie bleiben für die langfristige Betrachtung unverändert, da die Inputmenge an Öl gleich bleibt.

Für die Berechnung der Betriebskosten der Herstellung von Biobenzin aus Algen (inkl. Kultivierung, Ernte, Aufbereitung, Umwandlung) wurden Kostenannahmen für die jeweiligen Hilfsstoffe, Energie, Transport und Personal getroffen, die im Anhang 11.7 detailliert aufgelistet sind. Für die Produkte und Nebenprodukte wurde ein gemittelter Erlös angenommen (FCC Produkte 960 €/t).

Nutzungspfad „3b HTC-Kohle“:

Die Investitionskosten für die Anlage zur hydrothermalen Karbonisierung der Algenbiomasse aus Photobioreaktorsystemen beläuft sich auf 20 Mio. € in beiden Szenarien.

Für die Berechnung der Betriebskosten der Herstellung von HTC-Kohle aus Algen (inkl. Kultivierung, Ernte, Aufbereitung, Umwandlung) wurden Kostenannahmen für die jeweiligen Hilfsstoffe, Energie, Transport und Personal getroffen, die im Anhang 11.7 detailliert aufgelistet sind. Für die Produkte und Nebenprodukte wurden Erlöse angenommen (HTC-Kohle 281 €/t, Wärme 35 €/MWh).

Nutzungspfad „3c Biowasserstoff, Biomethan“:

Die Investitionskosten für die Anlage zur hydrothermalen Vergasung der Algenbiomasse aus Photobioreaktorsystemen beläuft sich auf 20 Mio. € in beiden Szenarien.

Für die Berechnung der Betriebskosten der Herstellung von Syngas aus Algen (inkl. Kultivierung, Ernte, Aufbereitung, Umwandlung) wurden Kostenannahmen für die jeweiligen Hilfsstoffe, Energie, Transport und Personal getroffen, die im Anhang 11.7 detailliert aufgelistet sind. Für die Produkte und Nebenprodukte wurden Erlöse angenommen (Biomethan 0,679 €/Nm³, Biowasserstoff 0,336 €/Nm³, Wärme 35 €/MWh).

Nutzungspfad „4b HTC-Kohle“:

Die Investitionskosten für die Anlage zur hydrothermalen Karbonisierung der Algenbiomasse aus Abwasserkultivierung beläuft sich auf 2.000.000 € in beiden Szenarien.

Für die Berechnung der Betriebskosten der Herstellung von HTC-Kohle aus Algen gezüchtet in Abwasserreinigungsanlage (inkl. Kultivierung, Ernte, Aufbereitung, Umwandlung) wurden Kostenannahmen für die jeweiligen Hilfsstoffe, Energie, Transport und Personal getroffen, die im Anhang 11.7 detailliert aufgelistet sind. Für die Produkte und Nebenprodukte wurden Erlöse angenommen (HTC-Kohle 281 €/t, Wärme 35 €/MWh).

Nutzungspfad „4c Biowasserstoff, Biomethan“:

Die Investitionskosten für die Anlage zur hydrothermalen Vergasung der Algenbiomasse aus Abwasserkultivierung beläuft sich auf 2.000.000 € in beiden Szenarien.

Für die Berechnung der Betriebskosten der Herstellung von Syngas aus Algen gezüchtet in einer Abwasserreinigung (inkl. Kultivierung, Ernte, Aufbereitung, Umwandlung) wurden Kostenannahmen für die jeweiligen Hilfsstoffe, Energie, Transport und Personal getroffen, die im Anhang 11.7 detailliert aufgelistet sind. Für die Produkte und Nebenprodukte wurden Erlöse angenommen (Biomethan 0,679 €/Nm³, Biowasserstoff 0,336 €/Nm³, Wärme 35 €/MWh).

4.8 Mechanische und chemische Umwandlung

4.8.1 Auswahl

Zur Umwandlung von Öl in Biodiesel sind verschiedene Verfahrensvarianten kommerziell verfügbar. Da bei Algenöl ein hoher Anteil an unverseifbaren Stoffen und an freien Fettsäuren zu erwarten ist, wurde ein Verfahren angenommen, das mit einer Wasserentschleimung des Öls beginnt, danach eine saure Veresterung der freien Fettsäuren vornimmt und in einer basischen Umesterung den Großteil des Öls in Biodiesel umwandelt. Eine detaillierte Beschreibung ist im Anhang 11.6 zu finden.

4.8.2 Massenbilanzen

Grundlage für die Materialbilanz der Biodieselproduktion ist die Kultivierung von Mikroalgen auf 1.333 ha in Photobioreaktoren. Daraus werden ca. 50.000 t/a Algenöl gewonnen, die in der oben beschriebenen Anlage zu Biodiesel verarbeitet werden.

Die genaue Zusammensetzung des aus Mikroalgen gewonnenen Öls variiert in Abhängigkeit von der Algenspezies und den Kultivierungsbedingungen. Für die untersuchten Nutzungspfade wird die Ölqualität wie folgt angenommen:

- 69,5% Triacylglyceride (TAG)
- 20% Unverseifbares
- 10% freie Fettsäuren (FFA)
- 0,5% Wasser

Daraus ergibt sich die Massenbilanz für die Biodieselproduktion, diese ist in Tabelle 4-33 dargestellt.

Tabelle 4-33: Massenbilanz Biodieselproduktion mittelfristig

Input	mittelfristig	
Algenöl	50.014	t/a
H ₂ O	7.502	t/a
H ₂ SO ₄	814	t/a
CH ₃ OH	4.100	t/a
KOH	1.167	t/a

Output	mittelfristig	
Biodiesel	40.543	t/a
Glyzerin	3.387	t/a
Wasser und Schleimstoffe	12.504	t/a
Kaliumsalze	2.183	t/a
Unverseifbares	5.001	t/a

Langfristig sollte es möglich sein, die Qualität des Algenöls zu verbessern. Für zukünftige Prozesse wird daher von einem geringeren Gehalt an Unverseifbaren und freien Fettsäuren ausgegangen; es wird folgende Zusammensetzung angenommen:

- 84,5% TAG
- 10% Unverseifbares
- 5% FFA
- 0,5% H₂O

Da langfristig die Kultivierung von Mikroalgen verbessert werden kann, und davon auszugehen ist, dass der Ölgehalt der kultivierten Algenspezies erhöht werden kann, ist die Anbaufläche, die zur Produktion von ca. 50.000 t/a Algenöl benötigt wird, geringer und wird mit 583 ha angenommen.

Die Effektivitäten der Umwandlungsschritte wurden für die langfristige Betrachtung nicht verändert. Die entsprechende Materialbilanz ist in Tabelle 4-34 dargestellt.

Tabelle 4-34: Massenbilanz Biodieselproduktion langfristig

Input	Langfristig	
Algenöl	50.037	t/a
H ₂ O	3.751	t/a
H ₂ SO ₄	513	t/a
CH ₃ OH	4.565	t/a
KOH	873	t/a

Output	Langfristig	
Biodiesel	45.481	t/a
Glyzerin	4.091	t/a
Wasser und Schleimstoffe	6.252	t/a
Kaliumsalze	1.375	t/a
Unverseifbares	2.501	t/a

4.8.3 Energiebilanzen

Der Energiebedarf der Biodieselanlage ist in Tabelle 4-35 dargestellt.

Tabelle 4-35: Energiebedarf Biodieselproduktion mittelfristig

Energiebedarf	mittelfristig	
Wärmebedarf	6.431	MWh/a
Strombedarf	2.400	MWh/a

Durch die langfristig bessere Ölqualität sinkt der Wärmebedarf der Biodieselanlage in der langfristigen Betrachtung. Die Werte sind in Tabelle 4-36 dargestellt.

Tabelle 4-36: Energiebedarf Biodieselproduktion langfristig

Energiebedarf	langfristig	
Wärmebedarf	4.972	MWh/a
Strombedarf	2.400	MWh/a

4.8.4 Kostendaten

Nutzungspfad „1a Biodiesel“:

Die Investitionskosten für die oben beschriebene Biodieselanlage werden mit 20 Mio. € abgeschätzt. Sie bleiben für die langfristige Betrachtung unverändert.

Für die Berechnung der Betriebskosten der Biodieselherstellung aus Algen (inkl. Kultivierung, Ernte, Aufbereitung, Umwandlung) wurden Kostenannahmen für die jeweiligen Hilfsstoffe, Energie, Transport und Personal getroffen, die im Anhang 11.7 detailliert aufgelistet sind. Für die Produkte und Nebenprodukte wurden Erlöse angenommen (Marktpreise 2010: Biodiesel 1.337 €/t, Glyzerin 150 €/t, Futtermittel (Extraktionsrest) 127 €/t).

5 Bewertung der ausgewählten Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen

5.1 Vorgangsweise

Die ausgewählten Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen wurden nach technologischen, ökonomischen und ökologischen Kriterien untersucht und bewertet. Die Grunddaten der Nutzungspfade für die Bewertung finden sich im Kapitel 4. Die Methodik sowie die Ergebnisse der Bewertungen werden nachfolgend beschrieben und dargestellt. Um den Vergleich mit bestehenden fossilen und erneuerbaren Systemen zu ermöglichen, wurden Referenzsysteme festgelegt.

Zur Absicherung der Vorgangsweise und der Ergebnisse wurden die Methodik sowie vorläufige Ergebnisse einem breiteren nationalen sowie internationalen Fachpublikum präsentiert und mit diesem diskutiert. Dies erfolgte im Rahmen der folgenden Veranstaltungen:

1. 1. Projektworkshop – „Algen – eine Energiequelle für Österreich?“, Graz, 16. März 2011,
2. Highlights der Bioenergieforschung, Wieselburg, 31. März 2011,
3. ForNeBik Fachgespräch, Straubing, 7. September 2011,
4. 2. Projektworkshop – „Algen – eine Energiequelle für Österreich?“, Graz, 6. Dezember 2011,
5. Workshop “Life Cycle Analysis of Algal based Biofuels”, Brüssel, 9. Februar 2012,
6. “World Sustainable Energy Days next!” Konferenz, Wels 29. Februar 2012.

5.2 Referenzsysteme

Die Bewertung der Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen umfasst die Gegenüberstellung zu konventionellen Referenzsystemen, die aus fossilen und erneuerbaren Energieträgern Energiedienstleistungen bereitstellen können. Dabei werden die Kosten sowie die Umweltauswirkungen den Referenzsystemen mit fossiler oder erneuerbarer Energie gegenübergestellt, die Referenzsysteme werden in der Tabelle 5-1 aufgelistet. Für den Vergleich mit dem langfristigen Betrachtungszeitraum der Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen werden ebenfalls Verbesserungen in den Referenzsystemen mit fossiler oder erneuerbarer Energie angenommen.

Tabelle 5-1: Referenzsysteme mit fossiler oder erneuerbarer Energie

Bioenergie aus Algen	Referenzsysteme	
	Fossil	Erneuerbar
Biodiesel	Diesel	Biodiesel aus Raps oder aus Altspeiseöl
Biobenzin	Benzin	Bioethanol aus Weizen
LCO – Light Cycle Oil	Heizöl schwer	Stroh
Heizgas	Erdgas	Stroh
Bioethanol	Benzin	Bioethanol aus Weizen
Biomethan	Erdgas	Biomethan aus Gülle und Energiepflanzen
Strom und Wärme aus Biogas	Strom und Wärme aus Erdgas	Strom und Wärme aus Biogas von Gülle und Energiepflanzen
Biowasserstoff	Erdgas	Biomethan aus Gülle und Energiepflanzen
HTC-Kohle	Kohle	Holz

5.3 Technologische Bewertung

Mikroalgen können aufgrund deren Variabilität als Rohstoff zur Herstellung von verschiedenen Energieträgern verwendet werden, z.B. zur Herstellung von:

- Biodiesel,
- Biobenzin,
- Bioethanol,
- Biomethan,
- HTC-Kohle oder
- Biowasserstoff.

Allerdings sind großtechnische kommerzielle Anlagen zur Nutzung von Algen als Energieträger nicht Stand der Technik. Auf internationaler Ebene gibt es erste Pilot- und Demoanlagen bzw. –vorhaben, in denen z.B. Biodiesel aus dem Öl der Mikroalgen produziert wird oder CO₂ aus Verbrennungskraftwerken zur Kultivierung von Mikroalgen verwendet wird.

Aufgrund des Stands der Technik der Produktionstechnologien von Mikroalgen gibt es noch zahlreiche Unsicherheiten hinsichtlich der erhobenen techno-ökonomischen Daten z.B. Produktivität, Energiebedarf, Kosten. Es wird erwartet, dass durch erfolgreiche Entwicklungen zukünftig bessere Datengrundlagen zur Verfügung stehen werden. Vor allem im Bereich der Algenkultivierung und Ernte können technologische Verbesserungen erwartet werden, mit Auswirkungen auf die ökonomische und ökologische Bewertung der Bioenergie aus Algen.

Kultivierung

Bei den Algenkultivierungssystemen wird unterschieden in offene Systeme, Photobioreaktoren und Fermenter. Die großtechnische Kultivierung von Mikroalgen in offenen Systemen ist bereits etabliert. Allerdings werden diese Algen als Ausgangsstoff für Nahrungsergänzungsmittel (Omega-3-Fettsäuren), Futtermittel für die Fischzucht und Farbstoffe (z.B. Astaxanthin) eingesetzt. Für die Nutzungspfade mit Abwasserkultivierung

wurde der Raceway Pond gewählt, dieser weist im Vergleich zu einfachen offenen Teichen eine größere Flächenproduktivität auf. Geschlossene Photobioreaktoren sind noch nicht soweit entwickelt. Der für die Nutzungspfade gewählte Flate-Plate Photobioreaktor weist im Vergleich zu z.B. tubulären Systemen einen weit geringeren Energiebedarf auf. Es existieren zahlreiche Pilotanlagen, die die verschiedenen Systeme testen, Demonstrationsanlagen sind in Planung. Fermenter als Technologie an sich sind weit entwickelt durch ihre Anwendung in der Lebensmittelindustrie.

Ernte

Die Abtrennung mittels Flokkulation und anschließender Flotation oder Sedimentation ist ein erprobtes Verfahren, dass vor allem in der Abwasserbehandlung Anwendung findet. Dieser Verfahrensschritt in Bezug auf Mikroalgen wurde bereits vermehrt angewandt. Als zweiter Ernteschritt finden Zentrifugation, Filtration oder Ultraschallaggregation Anwendung, wobei Zentrifugation von Algenbiomasse erprobt ist und gut funktioniert, Filtration von Mikroalgen eher schwierig ist aufgrund der Zellgröße und das Verfahren der Ultraschallaggregation erst im Labormaßstab erprobt wurde.

Aufbereitung

Die thermische Trocknung unterscheidet sich im Fall der Algenbiomasse nicht von anderen schlammartigen Stoffen wie z.B. Klärschlamm. Dieses Verfahren wird kommerziell genutzt. Die Ölextraktion mittels Lösemittel wird kommerziell angewandt, wobei hier meist trockene ölhaltige Ausgangsstoffe verwendet werden. Der Aufschluss von Algenbiomasse befindet sich erst in der Entwicklungsphase.

Umwandlungstechnologien

Großtechnische Anlagen einzelner Umwandlungstechnologien der Nutzungspfade sind bereits etabliert und erprobt. Allerdings werden an diesen etablierten Anlagen nicht Mikroalgen als Rohstoff eingesetzt, sondern andere Rohstoffe dienen als Ausgangsmaterial. Die Umwandlungstechnologien mit bereits kommerziellem Einsatz sind:

- Veresterung/Umesterung,
- Methanfermentation,
- Alkoholfermentation und
- Fluid Catalytic Cracking.

Veresterung/Umesterung: Die Verarbeitung von Ölen über Ver- und Umesterung zu Biodiesel ist eine bereits kommerziell angewendete Technologie. Als Rohstoffe werden meistens Pflanzenöle z.B. Rapsöl verwendet in geringerem Ausmaß auch Altspeisefette und Tierfette.

Methanfermentation und Alkoholfermentation: Diese beiden Technologien werden ebenfalls bereits in großtechnischen Anlagen eingesetzt und sind für andere Substrate vielfach im industriellen Maßstab etabliert. Eingesetzte Rohstoffe bei der Methanfermentation sind z.B. Gülle, Energiepflanzen, bei der Alkoholfermentation z.B. Getreide, Zuckerrüben

Fluid Catalytic Cracking: FCC Verfahren sind in zahlreichen Raffinerien implementiert. Versuche der TU Wien zeigten, dass beigemischte Pflanzenöle ohne Probleme in einer FCC Anlage zu Treibstoffen konvertiert werden können. Somit kann man auch davon ausgehen, dass auch Algenöl in einer FCC Anlage zu flüssigen Treibstoffen und Olefine konvertiert werden kann.

Weitere ausgewählte Umwandlungstechnologien der Nutzungspfade, die hydrothermale Karbonisierung und hydrothermale Vergasung, befinden sich noch im Stadium der Forschung im Labormaßstab bzw. erste Pilotanlagen werden realisiert, stellen aber für Rohstoffe mit hohem Wassergehalt, wie z.B. Algen, eine interessante zukünftige Technologie bei erfolgreicher Entwicklung dar.

In Tabelle 5-2 wird der Stand der Entwicklung der Technologien der ausgewählten Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen tabellarisch dargestellt. Anzumerken ist, dass bei großtechnischen Anlagen nicht Mikroalgen als Ausgangsstoff verwendet werden, sondern andere Rohstoffe wie z.B. Raps, Weizen als Rohstoff dienen.

Tabelle 5-2: Stand der Entwicklung der Technologien der ausgewählten Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen

Technologien	Stand der Entwicklung			
	Labor- maßstab	Pilot- anlagen	Demo- anlagen	Großtechnische Anlagen
Kultivierung				
Flachplattenreaktor		a		
Integriertes System			a	
Ernte				
Flokkulation mit Flotation		a		b
Zentrifugation				a, b
Aufbereitung				
Thermische Trocknung	a			b
Lösemittelextraktion	a			b
Biochemische Umwandlung				
Methanfermentation	a			b
Alkoholfermentation	a			b
Thermochemische Umwandlung				
Fluid Catalytic Cracking	b*			b
Hydrothermale Karbonisierung	a	b		
Hydrothermale Vergasung	a	b		
Mechanisch/chemische Umwandlung				
Veresterung und Umesterung		a		b

a...Stand der Technologie mit Algen als Ausgangsmaterial

b...Stand der Technologie mit anderen Rohstoffen als Ausgangsmaterial

b*...Stand der Technologie mit Pflanzenöl als Ausgangsmaterial

5.4 Ökonomische Bewertung

In diesem Kapitel werden die Methodik und die Ergebnisse der ökonomischen Berechnungen inkl. Sensitivitätsanalyse dargestellt. Die Ergebnisse werden mit Referenzsystemen verglichen. Die gesammelten Berechnungen finden sich im Anhang 11.7.

5.4.1 Methodik

In diesem Projekt werden statische Verfahren der Investitionsrechnung verwendet, insbesondere Kostenvergleichsrechnungen, Gewinnvergleichsrechnungen und Berechnung der Amortisationszeiten. Die Methodik und Ergebnisse der Gewinnvergleichsrechnungen und Berechnung der Amortisationszeiten werden im Anhang 11.9 dargestellt. Von den größten Kostenfaktoren wurden Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Die Kosten für die Endprodukte

der einzelnen Nutzungspfade wurden mit den jeweiligen fossilen und erneuerbaren Referenzen verglichen.

Eine Berechnung der Kosten, die in großtechnischen Anlagen zur Algenkultivierung und zu ihrer Weiterverarbeitung zu Bioenergie-Produkten anfallen, ist zum jetzigen Zeitpunkt schwierig, da aufgrund des geringen Entwicklungsstandes der entsprechenden Technologien nur wenige Daten zur Verfügung stehen. Die Durchführung derselben Berechnungen auf Basis von Messdaten realer Anlagen im Demonstrationsmaßstab würde wesentlich genauere Ergebnisse liefern, ist aber zum jetzigen Zeitpunkt nicht möglich.

Investitionsrechnungsverfahren:

Statische Investitionsbewertungsverfahren werden auch als "Hilfs- und Annäherungsverfahren" bezeichnet („Praktikerverfahren“), da sie mit geringem Aufwand betrieben werden können und bereits erste zielführende Hinweise auf die Wirtschaftlichkeit eines Projektes liefern. Der Begriff „statisch“ bezieht sich bei dieser Methode auf die Tatsache, dass der Zeitpunkt des Auftretens diverser Zahlungsströme nicht oder nur teilweise berücksichtigt wird.

Kostenvergleichsrechnung:

Mit diesen Rechnungen wird versucht, die Kosten mehrerer vergleichbarer Alternativinvestitionen gegenüberzustellen. Im Projekt sind das verschiedene Algenutzungspfade, die zu verschiedenen Produkten und Nebenprodukten führen. Folgende Kostenarten werden unterschieden:

- Energiekosten
- Kosten der Hilfsstoffe
- Rohstoffkosten inkl. Transportkosten
- Instandhaltungskosten
- Löhne und Gehälter inkl. Lohnnebenkosten (Personalkosten)
- Versicherungskosten
- Kalkulatorische Abschreibungen
- Zinsen

Ermittlung verschiedener Kostenarten:

Investitionskosten

Die Investitionskosten für die Kultivierung, Ernte, Aufbereitung und Umwandlung wurden für alle Nutzungspfade ermittelt, ebenso wie die Grundstückskosten. Eine Auflistung der Annahmen findet sich im Anhang 11.7.

Die Investitionskosten IK werden in der Berechnung der jährlichen Kosten in Form von kalkulatorischen Abschreibungen dargestellt.

Die jährliche kalkulatorische Abschreibung berechnet sich für jeden Prozessschritt als Division der Investitionskosten abzüglich des Liquidationserlöses durch die Nutzungsdauer. Die Nutzungsdauer t_n wurde für alle Nutzungspfade mit 15 Jahren festgelegt. Grundstücke werden nicht abgeschrieben, sie unterliegen nicht der kalkulatorischen Abschreibung. Da der Liquidationserlös L_t der Anlagenteile mit 0 angenommen wurde, ergibt sich folgende Formel:

$$\text{kalk. Abschreibung} = \frac{IK - L_t}{t_n} = \frac{IK}{15}$$

Betriebskosten

Für die Ermittlung der Betriebskosten wurden die Kosten je Prozessschritt in den Nutzungspfaden berechnet. Es wurden hierfür Daten aus den zuvor erstellten Massen- und Energiebilanzen verwendet, die für die einzelnen Nutzungspfade ausgearbeitet wurden, und Kostenannahmen getroffen (siehe Anhang 11.7). Es wurden Annahmen für Hilfsstoffe (Düngemittel, Chemikalien, Wasser), Energiekosten (Wärme, Strom), Personalkosten und Transportkosten getroffen (siehe Anhang 11.7). Weiters kommen zu den Betriebskosten noch Kosten für Instandhaltung (3% der Investitionssumme), Versicherung (1% der Investitionssumme) und Fremdkapitalzinsen hinzu.

Die Kostenrechnung kennt Fremdkapitalzinsen und Zinsen für das Eigenkapital, so genannte kalkulatorische Zinsen. In dieser Studie wird der Einfachheit halber angenommen, dass die gesamte Investition fremdfinanziert wird. Für die Berechnung der Fremdkapitalzinsen wird das durchschnittlich gebundene Kapital (ohne Grundstückskosten) um die Grundstückskosten GS vermehrt und dieser Wert mit dem Zinssatz i multipliziert. Unter der Annahme einer linearen Abnahme der Kapitalbindung über die gesamte Nutzungsdauer der Investition und dass keine Liquidationserlöse erzielt werden ergibt sich für die Höhe des durchschnittlich gebundenen Kapitals die Hälfte der Investitionskosten ($IK/2$). Bei den Grundstücken wird kein gebundenes Kapital berechnet, da sie nach der Nutzungsdauer noch denselben Wert besitzen. In diesem Fall wurde ein Zinssatz von 2% gewählt (OENB 2010, Kredite über 1 Mio. € 2010 gesamt: 1,96%).

$$\text{Zinsen} = i * \left(\frac{IK_{oG}}{2} + GS \right)$$

Die Kostenannahmen für den mittelfristigen Zeitraum wurden von den Marktpreisen in Österreich und Europa von 2010 und 2011 abgeleitet. Für den langfristigen Zeitraum ist es aufgrund der Auswirkungen der Inflation, Preissteigerungen von Rohstoffen und von fossilen Treibstoffen schwierig, verlässliche und sichere Kostenannahmen zu treffen. Die durchgeführte Sensitivitätsanalyse ergab, dass sich Ölpreissteigerungen in Form von Kostensteigerungen von Düngemittel und weiteren Eingangsstoffen nur sehr wenig auf die Produktkosten auswirken. Es wurden daher im langfristigen Zeitraum die gleichen Kostenannahmen getroffen wie im mittelfristigen Zeitraum.

Jährliche Kosten

Die jährlichen Kosten ergeben sich aus den Betriebskosten und den jährlichen Abschreibungen. In der Darstellung der jährlichen Kosten wurden die Abschreibungen und Instandhaltung den einzelnen Prozessschritten zugeordnet, die Zinsen und Versicherung wurden als Gemeinkosten bezeichnet.

Kosten für Zwischenprodukte

Für die einzelnen Nutzungspfade wurden auf bestimmte Produkte bezogene spezifische Kosten berechnet. Es wurden die Kosten der Biomasse nach der Ernte in €/kg trockene Biomasse ermittelt (Summe der jährlichen Kosten der Kultivierung und Ernte und der anteilmäßigen Gemeinkosten der Kultivierung und Ernte bezogen auf die trockene Biomasse). Die Kosten pro kg Algenöl wurden für die Nutzungspfade 1a und 1b bestimmt (Summe der jährlichen Kosten und anteilmäßigen Kosten der Kultivierung, Ernte und Ölextraktion bezogen auf die jährliche Ölmenge). In Nutzungspfad 2 wurden die Kosten nach der Trocknung pro kg Biomasse berechnet (Summe der jährlichen Kosten und anteilmäßigen Kosten der Kultivierung, Ernte und Trocknung bezogen auf die trockene Biomassemenge). In den Nutzungspfaden 3a und 4a wurden die Kosten pro Nm³ Biogas

(Zwischenschritt zum Biomethan) berechnet (Summe der jährlichen Kosten und anteilmäßigen Kosten der Kultivierung, Ernte und Biogasfermentation bezogen auf die jährliche Biogasmenge).

Kosten der Hauptprodukte

In allen Nutzungspfaden wurden die Kosten nach der gesamten Umwandlung bezogen auf das Endprodukt berechnet, wobei die Erlöse der Nebenprodukte von den Kosten abgezogen wurden. Zum Vergleich wurden auch die Kosten für die Endprodukte ohne Abzug der Erlöse für Nebenprodukte berechnet.

Für die Berechnung der Kosten der Hauptprodukte wurde von den jährlichen Kosten je Nutzungspfad die Erlöse für mögliche Nebenprodukte abgezogen. Die Kosten wurden sodann sowohl auf die Produktionsmenge (€/t bzw. €/Nm³), als auch auf den Energiegehalt (€/GJ) bezogen dargestellt. Über weitere Umrechnungen wurden die Kosten in den handelsüblichen Einheiten wie €/l oder €/kg angegeben. In den Nutzungspfaden 3c und 4c wurden die Kosten auf die Endprodukte Biowasserstoff und Biomethan anhand einer energetischen Zuordnung aufgeteilt.

Kosten der produzierten Energie

Über die erzeugten Produkte und Nebenprodukte und deren Energieinhalt wurde die produzierte Energie in GJ/a und in GJ/(ha*a) berechnet. Da einige der Nebenprodukte nicht energetisch verwertet werden können, wurden diese Werte auch nur von den energetischen Produkten berechnet. Es wurden die gesamten Jahresproduktionskosten inkl. Abschreibung auf die gesamten energetischen Produkte bezogen. Es wurden keine Erlöse für Nebenprodukte berücksichtigt.

Sensitivitätsanalyse:

Durch die Sensitivitätsanalyse wird ermittelt inwieweit sich gewisse Inputparameter auf die Ergebnisse auswirken. Von den größten Kostenverursachern wurde eine Sensitivitätsanalyse gemacht, wobei bei diesen Parametern die Kosten zwischen 50, 100 und 200% variiert wurden bzw. die Abschreibungsdauer zwischen 10, 15 und 20 Jahren variiert wurde. Als Ergebnisgröße wurden jeweils die Kosten in €/GJ und €/l bzw. €/kg bzw. €/Nm³ Produkt (jeweils nach Abzug der Erlöse für Nebenprodukte) für die einzelnen Nutzungspfade und Parameteränderungen berechnet. Neben den wichtigsten Parametern (Düngemittel, Lösemittel, Wärmebereitstellung, Strom, Abschreibungsdauer und Investitionskosten) wurden auch die Auswirkungen der Technologieverbesserungen vom mittelfristigen zum langfristigen Zeitraum dargestellt.

Vergleich mit Referenzsystemen:

Durch Miteinbeziehen von Erlösen durch Nebenprodukte wurden die Kosten für die Endprodukte in €/GJ und in €/l bzw. €/kg bzw. €/Nm³ berechnet. Diese Werte wurden mit fossilen Referenzen und erneuerbaren Referenzen verglichen. Die mittelfristigen Werte der Algenutzungspfade wurden mit den aktuellen Marktpreisen (2010) der entsprechenden fossilen und erneuerbaren Energieträger erster Generation verglichen. Weiters wurden die langfristig sinkenden Kosten für Algenbrennstoffe den voraussichtlich höheren Preisen für fossile Energieträger gegenübergestellt.

Hierfür wurden zwei Referenzwerte berechnet, denen die Preisprognosen im WORLD ENERGY OUTLOOK (WEO) 2011 der Internationalen Energieagentur für das Jahr 2035 zu Grunde liegen. Der erste Referenzwert folgt dem „current policy scenario“ im WEO 2011, für das nur jene energiepolitischen Maßnahmen berücksichtigt wurden, die 2011 bereits in Kraft waren. Der zweite Referenzwert baut auf dem „new policy scenario“ des WEO 2011 auf, in das auch

angekündigte Maßnahmen eingeflossen sind. Das ergibt eine jährliche Preissteigerung von fossilem Öl von 2,4% bzw. 1,7%. Bei Erdgas haben die prognostizierten Preissteigerungen ein ähnliches Ausmaß, nämlich jährlich 2,2% bzw. 1,9%. Der Preis von Kohle hingegen sollte deutlich schwächer steigen, 0,07% bzw. 0,04%. Diese Steigerungsraten wurden sodann den durchschnittlichen, österreichischen Nettopreisen 2010 für Benzin, Diesel, Erdgas und Kohle aufgeschlagen (STATISTIK AUSTRIA 2011). Es wurden in den Berechnungen die Kosten für ausgestoßenes CO₂ nicht berücksichtigt.

5.4.2 Kostenvergleichsrechnung

Für die Kostenvergleichsrechnung wurden die Investitionskosten der ausgewählten Nutzungspfade bestimmt, die Betriebskosten wurden über die Massen- und Energiebilanzen je Prozessschritt mithilfe von Kostenannahmen ermittelt, die jährlichen Kosten beinhalten die Betriebskosten und die jährlichen Abschreibungen. Für den Vergleich der Nutzungspfade wurden die Kosten für die jeweiligen Endprodukte nach Abzug der Erlöse für Nebenprodukte berechnet. Neben spezifischen Kosten der Zwischenprodukte nach einzelnen Prozessschritten wurden auch Kosten für die gesamten produzierten energetischen Produkte berechnet.

Investitionskosten

Die Investitionskosten der einzelnen Nutzungspfade setzen sich zusammen aus den Investitionskosten für das benötigte Grundstück, Anlagen zur Mikroalgenkultivierung, Ernte, Aufbereitung und Umwandlung. Die Gesamtinvestitionskosten für die jeweiligen Nutzungspfade sind in Tabelle 5-3 dargestellt.

Tabelle 5-3: Gesamtinvestitionskosten

Nutzungs- pfad	Gesamtinvestitionskosten mittelfristig	Gesamtinvestitionskosten langfristig
1a	1.063 Mio. €	158 Mio. €
1b	1.049 Mio. €	144 Mio. €
2	-	300 Mio. €
3a	115 Mio. €	121 Mio. €
3b	402 Mio. €	92 Mio. €
3c	402 Mio. €	92 Mio. €
4a	7,4 Mio. €	4,6 Mio. €
4b	5,7 Mio. €	3,6 Mio. €
4c	5,7 Mio. €	3,6 Mio. €

Die Investitionskosten für die Abwassernutzungspfade (4a, 4b und 4c) sind deutlich geringer als die Investitionskosten für die restlichen Nutzungspfade. Dies liegt einerseits an den geringeren Investitionskosten für Raceway Ponds, andererseits an der kleineren Anlagengröße (33 bzw. 15 ha). Die Nutzungspfade 1a und 1b weisen mit über 1 Milliarde € die höchsten Investitionskosten im mittelfristigen Zeitraum auf, hier wird allerdings auch eine Algenkultivierungsfläche von 1.333 ha benötigt. Im langfristigen Zeitraum können die Investitionskosten in allen Nutzungspfaden reduziert werden – für die Investitionskosten von Photobioreaktoren wurde eine Kostensenkung von 75% angenommen. Die weitere Reduktion der Gesamtinvestitionskosten kommt von der Technologieverbesserung des

Prozesses. Durch höhere Flächenproduktivitäten werden kleinere Flächen zur Produktion benötigt, somit sinken die Investitionskosten.

Abbildung 5-1 zeigt die prozentuellen Anteile der einzelnen Prozessschritte an den Investitionskosten der Nutzungspfade im mittelfristigen Zeitraum. Der Großteil der Investitionskosten der Nutzungspfade mit Photobioreaktoren (1a, 1b, 3a, 3b, 3c) liegt in der Kultivierung. Die Nutzungspfade, die den Ölanteil der Alge nutzen (1a, 1b), zeigen über 90% der Investitionskosten in der Kultivierung. Betrachtet man Kultivierung und Ernte machen diese Schritte über 95% der Investitionskosten aus. Bei den Abwassernutzungspfad (4a, 4b, 4c), die Raceway Ponds zur Kultivierung nutzen, stellt die Kultivierung nur rund 30 – 40% der Investitionskosten dar.

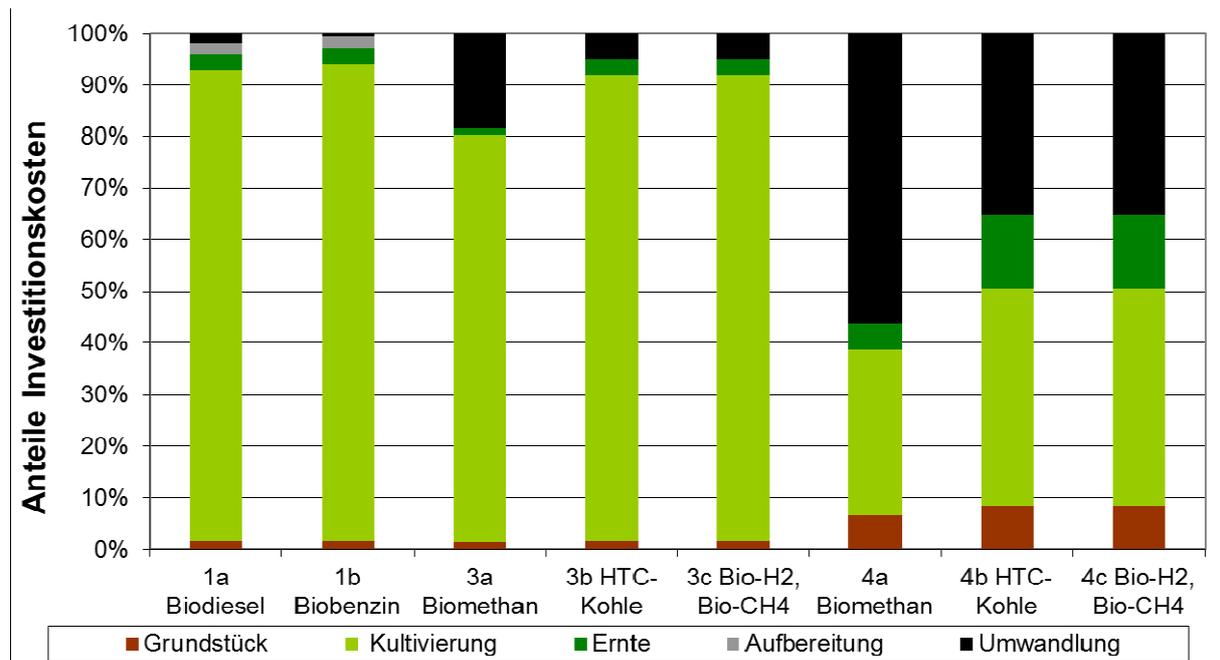


Abbildung 5-1: Anteile an den Investitionskosten im mittelfristigen Zeitraum

Es zeigt sich, dass der Großteil der Investitionskosten im Bereich der Kultivierung liegt und dass Photobioreaktorsysteme zur großtechnischen Kultivierung von Algenbiomasse kostengünstiger werden müssen. Für den langfristigen Zeitraum wurde eine Senkung der Investitionskosten für die Algenkultivierung auf ein Viertel angenommen. In [Abbildung 5-2](#) sind die Anteile an den Investitionskosten für den langfristigen Zeitraum dargestellt. In diesem Zeitraum liegt etwas mehr Gewichtung auf den nachfolgenden Umwandlungsschritten, jedoch stellt bei einigen Nutzungspfad wieder die Kultivierung den Großteil der Investitionskosten dar, dies ist insbesondere bei den Nutzungspfad mit großen Kultivierungsflächen der Fall.

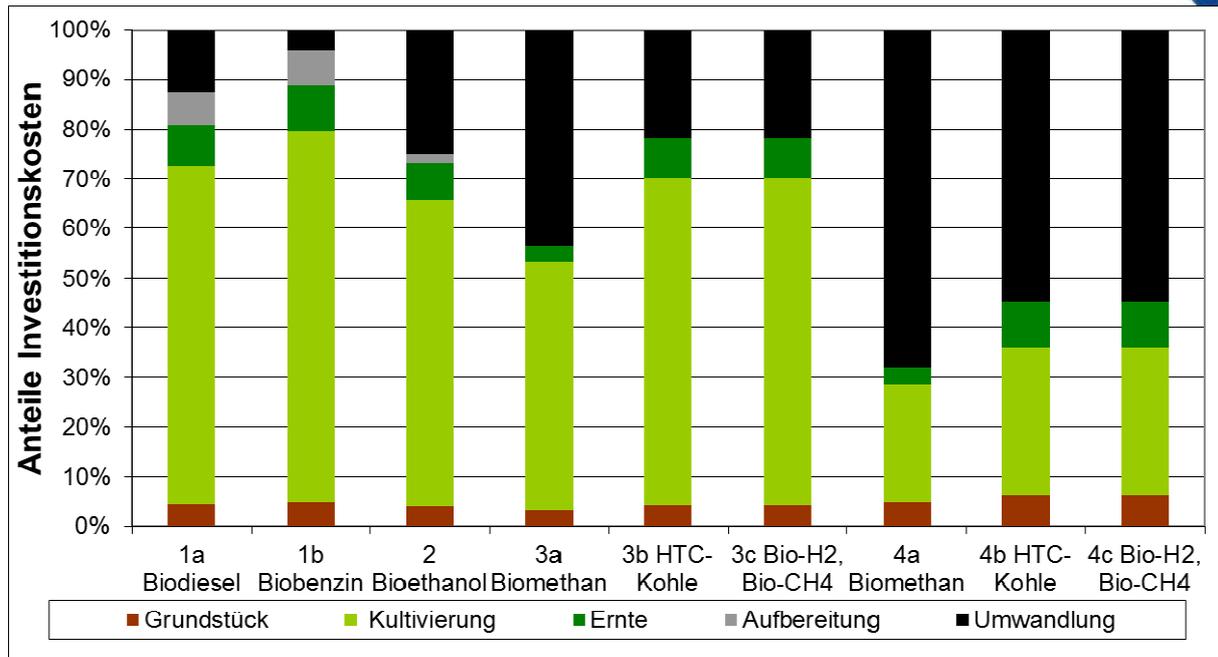


Abbildung 5-2: Anteile an den Investitionskosten im langfristigen Zeitraum

Betriebskosten

Die Betriebskosten wurden von jedem Prozessschritt ermittelt, wobei Kosten für Hilfsstoffe, Energie, Transport, Personal, Instandhaltung, Versicherung und Zinsen² mit eingerechnet wurden. Die Abschreibung der Investitionskosten wurde hier nicht miteinbezogen.

In [Abbildung 5-3](#) sind die Betriebskosten der einzelnen Nutzungspfade ohne Abschreibung für den langfristigen Zeitraum dargestellt, wobei die Betriebskosten auf die einzelnen Prozessschritte aufgeteilt wurden. Es ist zu erkennen, dass bei allen Nutzungspfaden die Kultivierung den Großteil der Betriebskosten ausmacht, zwischen 40 und über 70% der gesamten Kosten. Die Ölextraktion und auch die Trocknung machen in den Nutzungspfaden 1a, 1b und 2 ca. 20% der gesamten Betriebskosten aus. In den Abwassernutzungspfaden werden ca. 30% der Betriebskosten durch die Umwandlungsschritte verursacht.

Mittelfristig verteilen sich die Kostenanteile ähnlich: die Kultivierung und Ernte verursachen beispielsweise mittelfristig zwischen 55 und 75% der gesamten Betriebskosten zur Erzeugung von Energieträgern aus Mikroalgen.

² Zinsen zählen korrekterweise zusammen mit der kalkulatorischen Abschreibung zu den Kapitalkosten. Bei der hier unterstellten vollständigen Fremdfinanzierung stellen Zinszahlungen aber tatsächliche, jährliche Ausgaben dar. Um dies sichtbar zu machen, werden die Zinsen zu den Gemeinkosten hinzugerechnet und gemeinsam mit den Betriebskosten dargestellt.

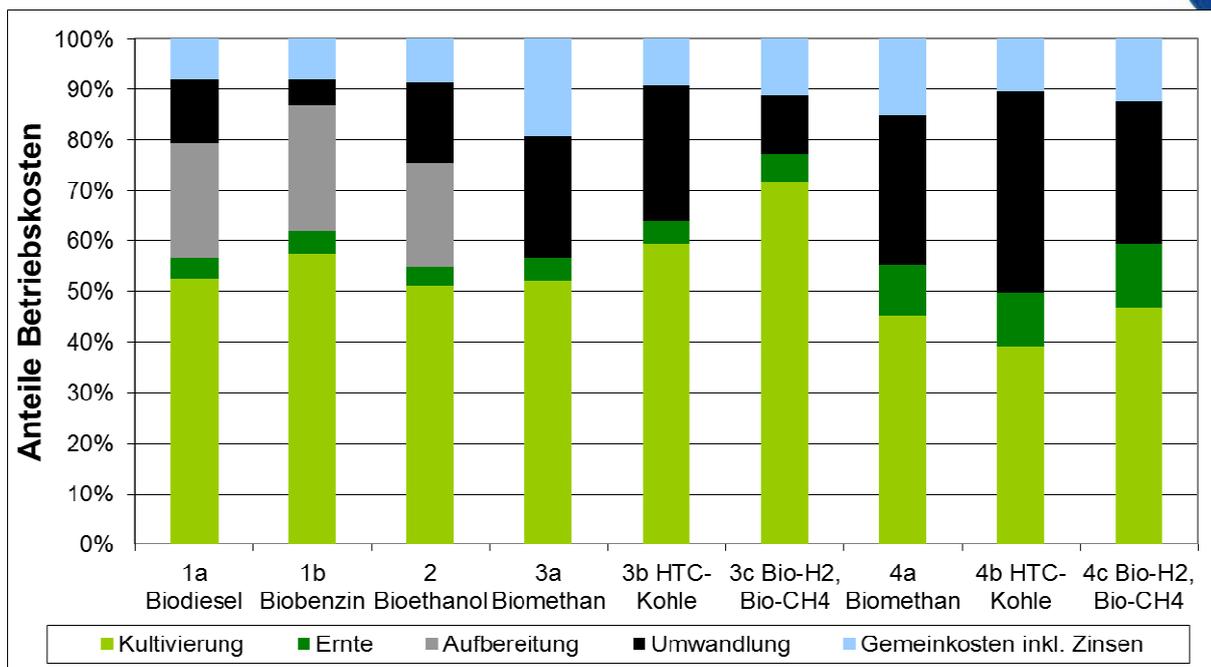


Abbildung 5-3: Anteile an den Betriebskosten im langfristigen Zeitraum

Im Nutzungspfad 1a werden mehr als 50% der Betriebskosten alleine durch den Kultivierungsschritt (hellgrün) verursacht, diese Kosten werden in [Abbildung 5-4](#) nochmals dargestellt mit einer Aufteilung des Kultivierungsschrittes in die einzelnen Kostenarten. Im mittelfristigen Zeitraum fallen 49% der Kosten im Kultivierungsschritt an, wobei hier der Großteil durch die Instandhaltung verursacht wird. Ein geringer Teil wird durch Personalkosten verursacht, Energie und Hilfsstoffe machen über die Hälfte der Kultivierungskosten aus. Im langfristigen Zeitraum wirkt sich die Instandhaltung, die abhängig von den Investitionskosten ist, weniger aus, hier wird ca. die Hälfte der Kultivierungskosten durch Hilfsstoffe wie Dünger oder Wasser verursacht und ca. ein Drittel durch Energiekosten.

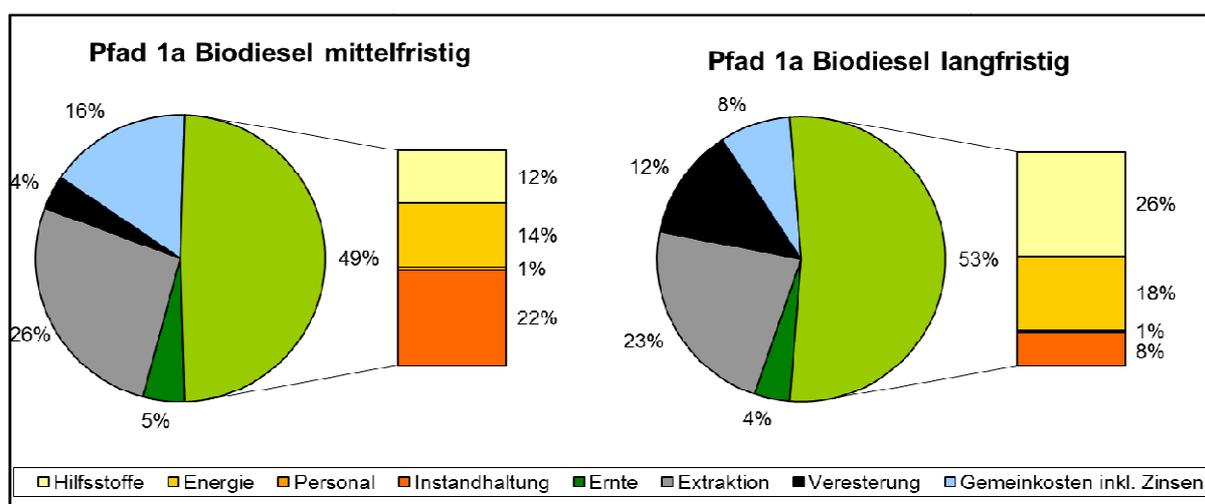


Abbildung 5-4: Betriebskosten Nutzungspfad „1a Biodiesel“

Betrachtet man einen Nutzungspfad der zur Kultivierung Abwasser in einem RWP verwendet, sind die Anteile der Kultivierung (hellgrün) an den Betriebskosten geringer. In Abbildung 5-5 sind diese Kostenanteile für den Nutzungspfad 4a (Biomethan) dargestellt. Im mittelfristigen Zeitraum entfallen ca. 37% der Kosten ohne Abschreibung auf die Kultivierung, im langfristigen Zeitraum 45%. Interessant ist vor allem die Zusammensetzung der Kosten der Kultivierung, die sich grundlegend von Nutzungspfaden mit PBR Kultivierung unterscheiden. In der Abwasserkultivierung werden keine Hilfsstoffe benötigt, Wasser und Nährstoffe stehen in Form von Abwasser zur Verfügung. Der Anteil der Energie an den Kosten ist ähnlich wie im Nutzungspfad 1a. In der Abwasserkultivierung bekommen jedoch die Personalkosten eine enorme Gewichtung (14 bzw. 21%), wohingegen der Anteil der Instandhaltung an den Kosten weit geringer ausfällt.

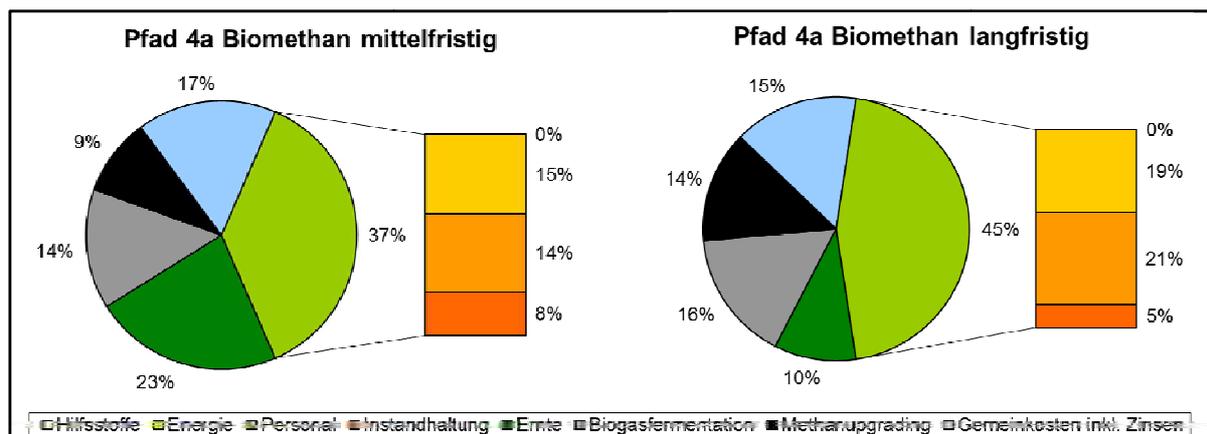


Abbildung 5-5: Betriebskosten ohne Abschreibung Nutzungspfad „4a Biomethan“

Jährliche Kosten

Bei den jährlichen Kosten wurden Abschreibungen und Betriebskosten für die einzelnen Nutzungspfade ermittelt. Hier erfolgte die Einteilung nicht nach Prozessschritten sondern nach den Kostenarten (Abschreibung, Zinsen, Hilfsstoffe, Energie, Personal, Instandhaltung, Transport, Versicherung).

In Abbildung 5-6 ist die Aufteilung der jährlichen Kosten in den einzelnen Nutzungspfaden im mittelfristigen Zeitraum dargestellt. Die Kapitalkosten (Abschreibung, Zinsen) sind in blau dargestellt, die restlichen Betriebskosten (Hilfsstoffe, Energie, Personal, Instandhaltung, Transport und Versicherung) sind in gelb bis rot dargestellt. Im mittelfristigen Zeitraum stellen die Kapitalkosten zwischen 32 und 49% der jährlichen Kosten. Wobei bei den Abwassernutzungspfaden die Kapitalkosten die geringsten Anteile stellen. Die Instandhaltung und Versicherung, die von den Investitionskosten abhängig sind, verursachen bei allen Nutzungspfaden ca. 10% der jährlichen Kosten. In dieser Grafik sieht man, dass im mittelfristigen Zeitraum vor allem die Investitionskosten die jährlichen Kosten der Nutzungspfade bestimmen.

Abbildung 5-7 zeigt die jährliche Kostenzusammensetzung im langfristigen Zeitraum, in dem es deutliche Technologieverbesserungen und Investitionskostenreduktionen gibt. Hier stellen die Kapitalkosten zwischen 23 und 45% der jährlichen Kosten dar. Durch die Senkung des Anteils der Kapitalkosten erhalten Kosten für Energie und Hilfsstoffe höhere Anteile.

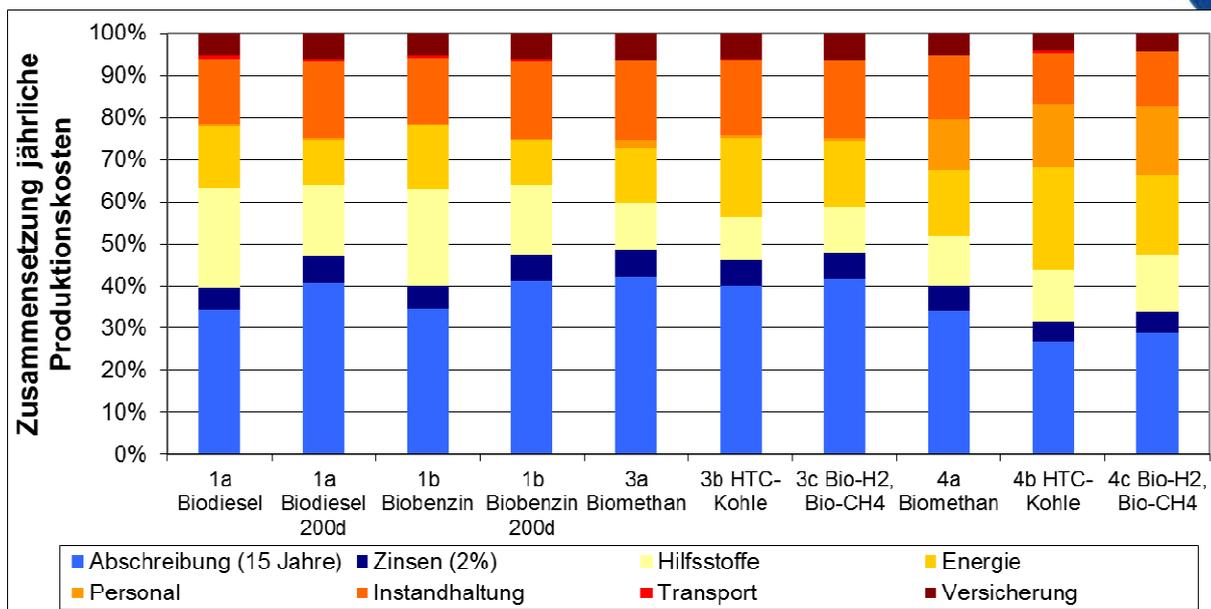


Abbildung 5-6: Zusammensetzung der jährlichen Produktionskosten mittelfristig

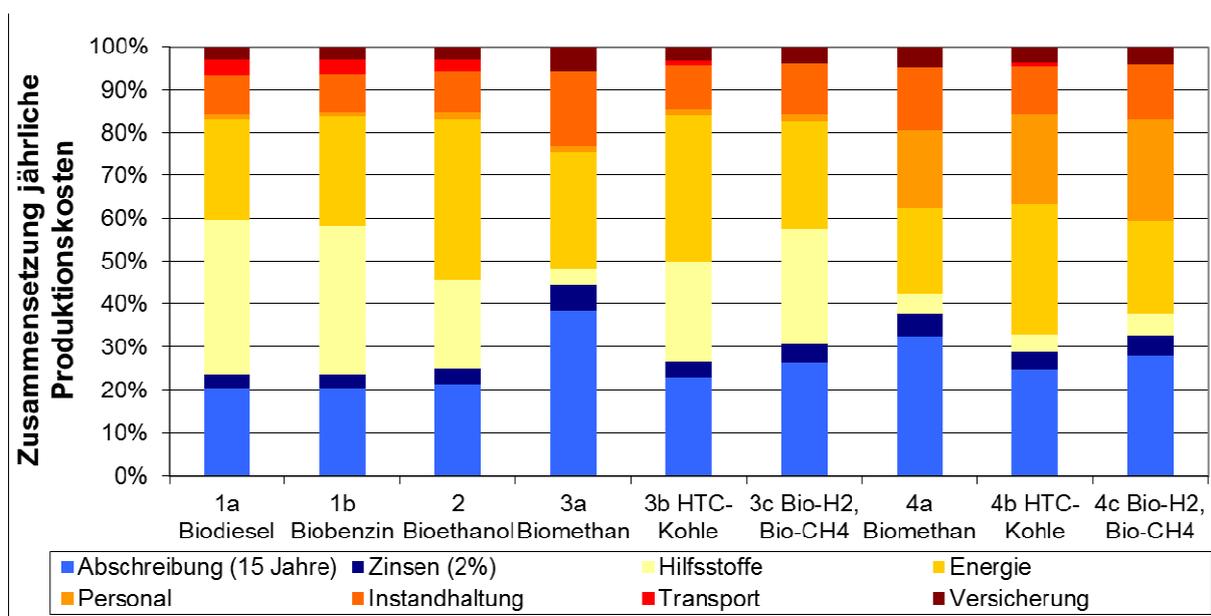


Abbildung 5-7: Zusammensetzung der jährlichen Produktionskosten langfristig

Um die Frage zu klären, ob eine Einstellung der Kultivierung in den Wintermonaten sinnvoll wäre, wurden die Kosten für die ausgewählten Nutzungspfade „1a Biodiesel“ und „1b Biobenzin“ auch für eine Kultivierungsdauer von 200 d im Jahr berechnet. Durch die Verkürzung der Kultivierungsdauer auf 200 d konnte der Wärmebedarf reduziert werden, da hauptsächlich in der wärmeren Jahreszeit kultiviert wird. Jedoch benötigt man für die Kultivierung derselben Menge Algen größere Flächen mit Kultivierungssystemen, daher steigen die Kosten enorm an. Da es sich bei der Mikroalgenkultivierung um eine industrielle Produktion mit hohen Investitionskosten handelt, ist es sinnvoll, die Zahl der Betriebsstunden durch einen ganzjährigen Betrieb zu maximieren.

Kosten für Zwischenprodukte

Die Kosten für die Algenbiomasse nach der Ernte in €/kg trockener Biomasse können gut zum Vergleich mit anderen Systemen herangezogen werden, sie geben die Rohstoffkosten für die Herstellung von Energieträgern an. In den Nutzungspfaden, die Photobioreaktoren zur Kultivierung (Nutzungspfad 1a, 1b, 3a, 3b, 3c) verwenden, betragen die Kosten bezogen auf die trockene Biomasse im mittelfristigen Zeitraum 0,89 €/kg_{TS}. Im langfristigen Zeitraum reduzieren sich die Kosten auf 0,28 €/kg_{TS} bzw. sogar auf 0,19 €/kg_{TS} in Nutzungspfad 3a, der auf Zentrifugation verzichtet. In den Abwassernutzungspfaden (Nutzungspfad 4a, 4b, 4c) fallen geringere spezifische Kosten an, im mittelfristigen Zeitraum 0,35 – 0,39 €/kg_{TS} und im langfristigen 0,2 - 0,21 €/kg_{TS}. In einigen Veröffentlichungen wird von Biomassekosten bei der Kultivierung in Photobioreaktoren bis 5,53 €/kg_{TS} gesprochen (SIKES et al., 2011). NORSKER et al., 2011 sprechen von jetzigen Biomassekosten von 5,96 €/kg_{TS} für Flat Panel Photobioreaktoren; die größten Kostenfaktoren seien Einstrahlungsbedingungen, Durchmischung, photosynthetische Effizienz des Systems, Medium- und Kohlendioxidkosten. Kann man die Produktion hinsichtlich dieser Faktoren optimieren, kann die Biomasse um 0,68 €/kg_{TS} erzeugt werden (NORSKER et al., 2011). Dieser Wert wird im mittelfristigen Zeitraum noch nicht erreicht, im langfristigen Zeitraum kann dieser Wert erheblich verringert werden.

Die Kosten pro kg Algenöl wurden für die Nutzungspfade 1a und 1b bestimmt, im mittelfristigen Zeitraum kostet das Algenöl 3,93 €/kg und im langfristigen 0,86 €/kg. Im Nutzungspfad 2 wird zur Aufbereitung die Biomasse getrocknet, diese Biomasse weist Kosten von 0,35 €/kg im langfristigen Zeitraum auf. In den Nutzungspfaden 3a und 4a wurden die Kosten für das produzierte Biogas berechnet, sie liegen bei Nutzungspfad 3a mittelfristig bei 1,76 €/Nm³ Biogas, langfristig bei 0,48 €/Nm³ und bei Nutzungspfad 4a mittelfristig bei 0,93 €/Nm³, langfristig bei 0,57 €/Nm³.

Kosten für Hauptprodukte

Die Kosten für die Hauptprodukte können auf 2 Arten ermittelt werden, entweder werden die gesamten jährlichen Kosten auf das Endprodukt gerechnet, oder es werden von den Kosten die Erlöse der Nebenprodukte abgerechnet und dann auf das Endprodukt gerechnet. In Tabelle 5-4 sind die Kosten der Hauptprodukte mit und ohne Erlöse durch die Nebenprodukte dargestellt. In Nutzungspfaden mit Nebenprodukten, die Erlöse bringen, wie in Nutzungspfad 1a (Futtermittel, Glyzerin), zeigt sich ein großer Unterschied in den Kosten. In Nutzungspfad 3a und 4a wird Gärrest als Nebenprodukt erzeugt, welcher sich nicht verkaufen lässt.

Für die weitere Betrachtung wurden die Kosten für die Hauptprodukte nach Abzug der Erlöse durch Nebenprodukte herangezogen. In Abbildung 5-8 sind die Kosten der Hauptprodukte in den jeweils üblichen Einheiten für den mittelfristigen und langfristigen Zeitraum dargestellt. Da die Kosten für Hilfsstoffe und Energie für den langfristigen Zeitraum gleich wie für den mittelfristigen Zeitraum angenommen wurden, sind die enormen Reduktionen der Kosten auf Verbesserungen der Technologie und damit verbundene geringere Investitionskosten für die Photobioreaktoren zurückzuführen.

Tabelle 5-4: Kosten der Hauptprodukte mit und ohne Erlöse für Nebenprodukte

Nutzungs- pfad	Hauptprodukt	Kosten ohne Erlöse durch NP		Kosten mit Erlösen durch NP	
		Mittelfristig	Langfristig	Mittelfristig	Langfristig
1a	Biodiesel	5.011 €/t	1.093 €/t	4.542 €/t	862 €/t
1b	FCC Produkte	5.670 €/t	1.099 €/t	5.142 €/t	860 €/t
2	Bioethanol	-	1.649 €/t	-	1.117 €/t
3a	Biomethan	2,79 €/Nm ³	0,78 €/Nm ³	2,79 €/Nm ³	0,78 €/Nm ³
3b	HTC-Kohle	1.576 €/t	555 €/t	1.570 €/t	551 €/t
	Biowasserstoff	0,65 €/Nm ³	0,20 €/Nm ³	0,64 €/Nm ³	0,20 €/Nm ³
3c	Biomethan	2,35 €/Nm ³	0,75 €/Nm ³	2,33 €/Nm ³	0,73 €/Nm ³
4a	Biomethan	1,72 €/Nm ³	1,14 €/Nm ³	1,72 €/Nm ³	1,14 €/Nm ³
4b	HTC-Kohle	934 €/t	609 €/t	928 €/t	604 €/t
	Biowasserstoff	0,37 €/Nm ³	0,23 €/Nm ³	0,36 €/Nm ³	0,22 €/Nm ³
4c	Biomethan	1,35 €/Nm ³	0,83 €/Nm ³	1,33 €/Nm ³	0,82 €/Nm ³

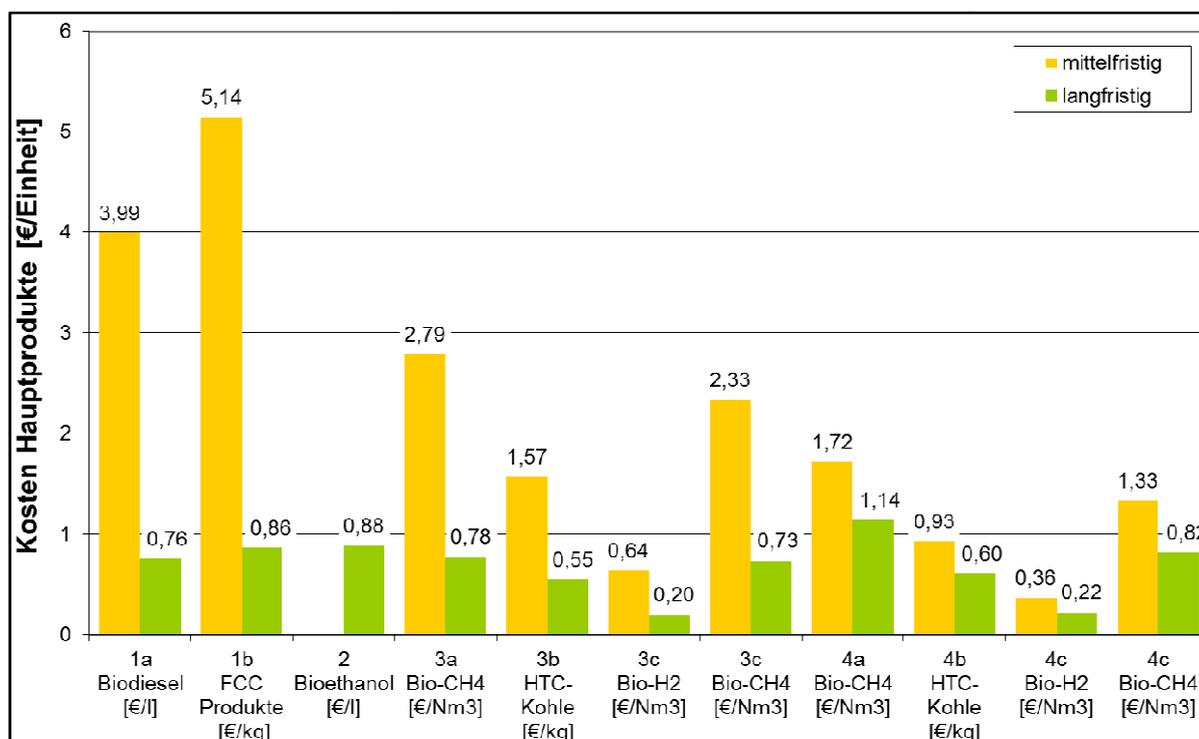


Abbildung 5-8: Kosten der Hauptprodukte

Durch Umrechnung mit dem Energiegehalt der Produkte können die Kosten auch in €/GJ Hauptprodukt dargestellt werden, siehe [Abbildung 5-12](#). Im langfristigen Zeitraum können die Energieträger zu Kosten zwischen 19 und 38 €/GJ erzeugt werden.

Kosten der produzierten Energie

In den einzelnen Nutzungspfaden fallen neben den energetischen Hauptprodukten auch energetische Nebenprodukte sowie nicht energetische Nebenprodukte an. In dieser Berechnung wird jene Energiemenge berechnet, die durch die Herstellung energetisch

nutzbarer Produkte erreicht wird und die gesamten Kosten auf diese Energiemenge bezogen. Die jährliche Energieproduktion pro ha ohne nicht energetische Koppelprodukte und die Kosten dieser produzierten Energiemenge sind in Tabelle 5-5 dargestellt.

Tabelle 5-5: Produzierte Energiemenge und – kosten

Nutzungs- pfad	Jährliche Energieproduktion [GJ/(ha*a)]		Kosten für produzierte Energie [€/GJ]	
	Mittelfristig	Langfristig	Mittelfristig	Langfristig
1a	1.125	2.886	135 €/GJ	30 €/GJ
1b	985	2.650	151 €/GJ	29 €/GJ
2	-	2.684	-	33 €/GJ
3a	1.795	2.781	80 €/GJ	22 €/GJ
3b	2.059	3.429	64 €/GJ	23 €/GJ
3c	2.221	3.713	57 €/GJ	18 €/GJ
4a	835	1.839	49 €/GJ	33 €/GJ
4b	1.030	2.473	38 €/GJ	25 €/GJ
4c	1.110	2.678	33 €/GJ	20 €/GJ

Die Kosten für die produzierte Energie werden in Abbildung 5-9 nochmals grafisch dargestellt. Im mittelfristigen Zeitraum liegen die Kosten zwischen ca. 33 und 150 €/GJ. Es ist zu erkennen, dass in jenen Nutzungspfaden, die Aufbereitungsschritte benötigen, wie die Nutzungspfade 1a und 1b mit Ölextraktion, höhere Kosten anfallen. In diesen Nutzungspfaden wird nur der ölhaltige Anteil der Mikroalgen verwendet, wohingegen in den anderen Nutzungspfaden die ganze Biomasse Verwendung findet. Im langfristigen Zeitraum werden die Kosten deutlich gesenkt, sie liegen zwischen 18 und 33 €/GJ.

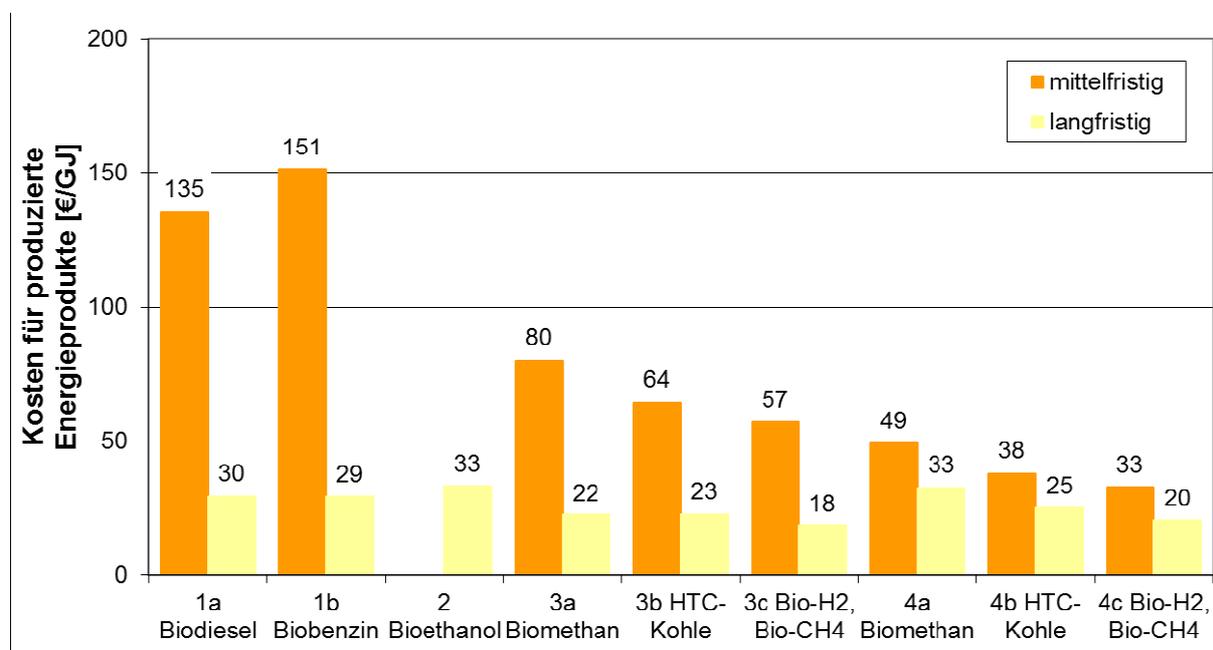


Abbildung 5-9: Kosten bezogen auf die energetischen Produkte

5.4.3 Sensitivitätsanalyse

Durch die Sensitivitätsanalyse wird ermittelt inwieweit sich gewisse Inputparameter auf die Ergebnisse auswirken. Ausgehend von einem Basisfall (100%) wurden Parameter der Berechnung verändert. Es zeigt sich anhand der Kostenanalyse dass die größten Positionen in den Betriebskosten durch Nährstoffe, Abschreibungen, Strom und auch Lösemittel verursacht werden. Die gesammelten Berechnungen und Diagramme finden sich im Anhang 11.8.

Für die Sensitivitätsanalyse wurden folgende Parameter zwischen 50, 100 und 200% der Kosten variiert: Düngemittel, Lösemittel (Chloroform, Methanol), Wärmebereitstellung und Strom. Weiters wurde die Abschreibungsdauer von 10, 15 und 20 Jahren variiert und die Investitionskosten für die Photobioreaktoren und Raceway Ponds zwischen 25, 50, 100 und 200% variiert. Als Ergebnisgröße wurden jeweils die Kosten in €/GJ und €/l bzw. €/kg bzw. €/Nm³ Produkt (Erlöse für Nebenprodukte miteingerechnet) für die einzelnen Nutzungspfade und Parameteränderungen im mittelfristigen Zeitraum berechnet.

Exemplarisch für eine Kultivierung im Photobioreaktor sind in Abbildung 5-10 die Kosten für Biodiesel im Nutzungspfad 1a mit den verschiedenen Sensitivitäten dargestellt. Man erkennt, dass beim Wärmebedarf und Düngemittel die Änderungen der Kosten keine allzu großen Auswirkungen zeigen. Im Nutzungspfad 1a wirken sich besonders Lösemittelkosten, Stromkosten, Abschreibungsdauer und vor allem die Investitionskosten aus.

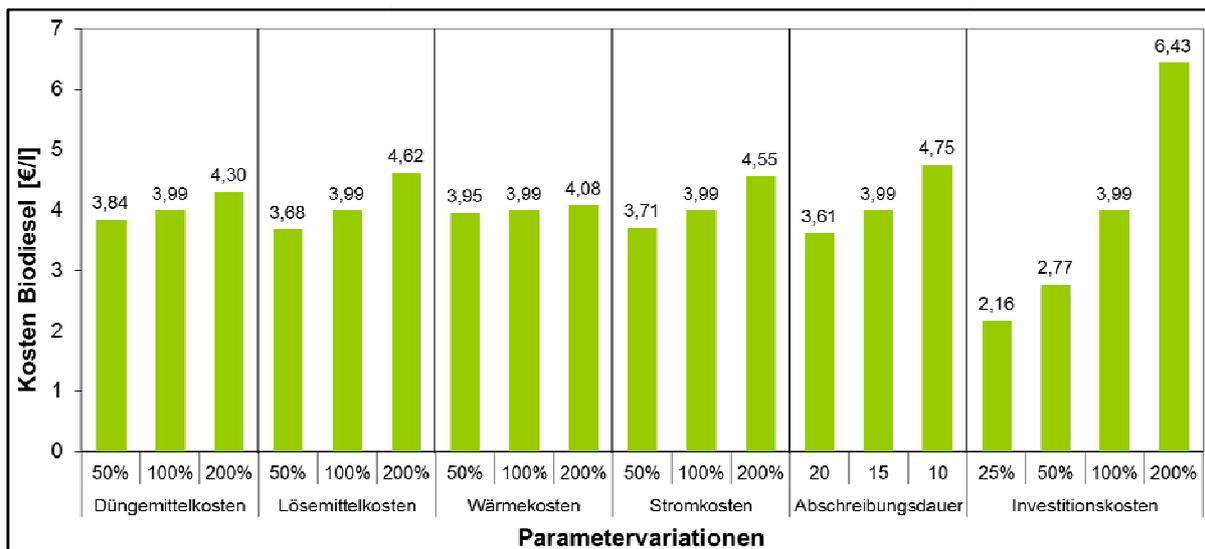


Abbildung 5-10: Sensitivitätsanalyse Nutzungspfad 1a – Kosten für Biodiesel

Exemplarisch für eine Kultivierung im Abwasser in einem Raceway Pond sind in Abbildung 5-11 die Kosten für Biomethan im Nutzungspfad 4a mit den verschiedenen Sensitivitäten dargestellt. Da in diesem Zeitraum kein Düngemittel und keine Lösemittel benötigt werden, sind diese Sensitivitäten nicht ausgewiesen. Bei den Nutzungspfaden mit Abwasserbehandlung wirken sich die Änderungen der Investitionskosten weit geringer aus, da die Investitionskosten der Raceway Ponds viel geringer als für Photobioreaktoren sind.

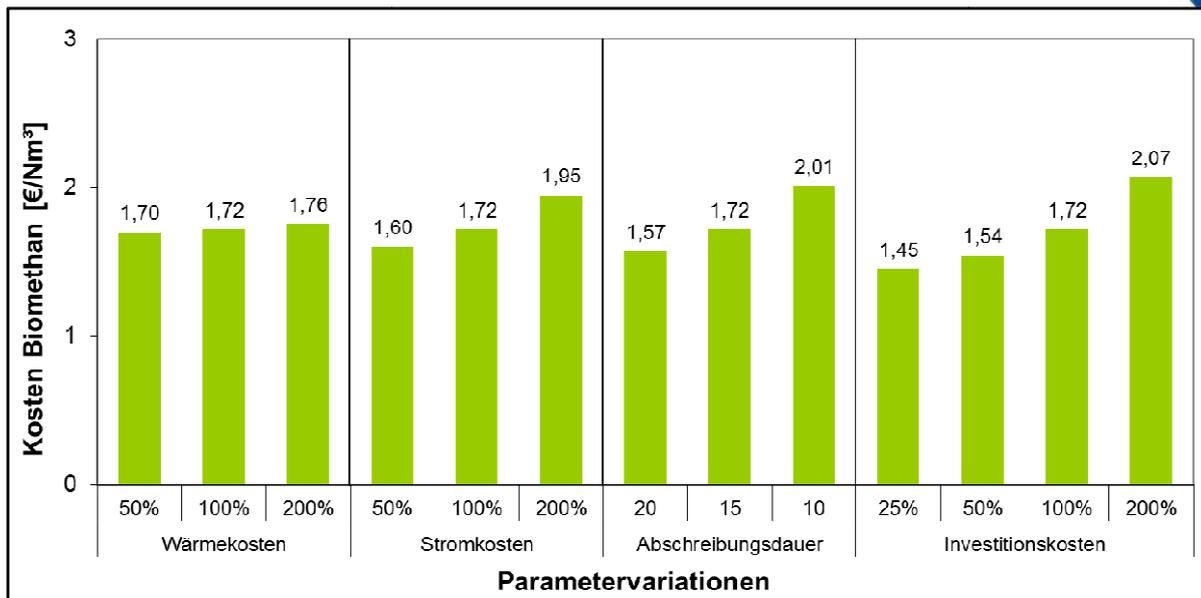


Abbildung 5-11: Sensitivitätsanalyse Nutzungspfad 4a – Kosten für Biomethan

In Abbildung 5-12 sind die Auswirkungen von Kostenreduktionen und Verlängerung der Abschreibungsdauer auf die gesamten Nutzungspfade dargestellt. Es werden innerhalb der Nutzungspfade die minimale und maximale Kostenreduktion der Endprodukte bei den variierten Parametern dargestellt. Bei halbiertem Düngemittelpreis zeigt sich die kleinste Kostenreduktion von 3,7% im Nutzungspfad 3a und die größte Kostenreduktion von 14,3% im Nutzungspfad 2. Der Lösemittelpreis wirkt sich nur in den Nutzungspfaden mit Ölextraktion aus, hier gibt es Kostenreduktionen von 7,7 und 7,9% auf das Endprodukt. Im Nutzungspfad 3a wird sehr wenig Wärme verbraucht, eine Halbierung der Kosten würde die Kosten des Endproduktes nur um 0,2% senken. Bei der Bioethanolherstellung wird viel Wärme benötigt, es kommt zu einer Kostenreduktion von 12,2%. Eine Halbierung des Strompreises kann zu einer Kostensenkung von 17,6% führen. Die Anhebung der Abschreibungsdauer auf 20 a kann die Kosten um bis zu 10,6% reduzieren. Eine Halbierung der Investitionskosten führt zu Kosteneinsparungen von 33,5% und eine Reduktion der Investitionskosten von 75% kann zu einer Einsparung von über 50% führen.

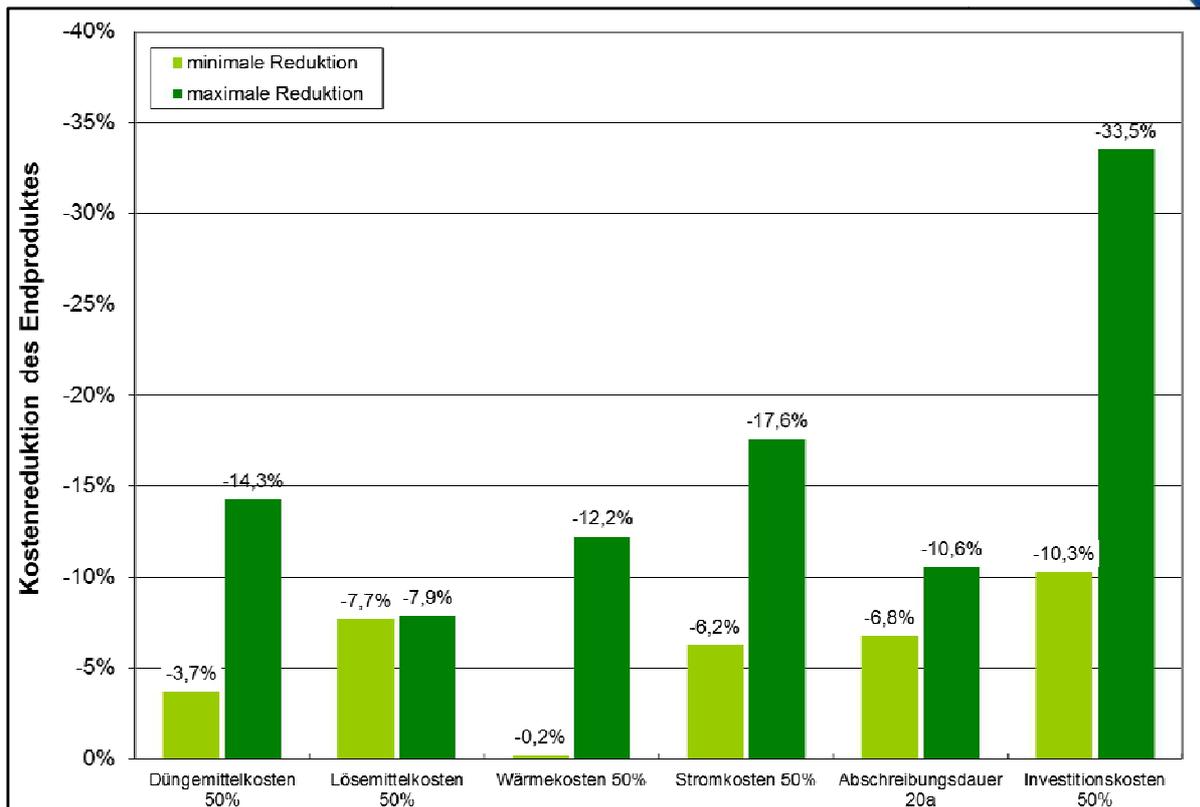


Abbildung 5-12: Minimale und maximale Auswirkung von variierten Parametern auf die Kosten des Endproduktes

Betrachtet man die Auswirkungen der jeweiligen Sensitivitäten auf die einzelnen Nutzungspfade (ohne Investitionskosten) zeigen die Abschreibungsdauer und die Stromkosten die größten Auswirkungen auf die Kosten der Endprodukte. Die Abschreibungsdauer führt zu Kostensenkungen von bis zu 10,6% und Kostenanhebungen von bis zu 21,1%, die Stromkosten führen zu Reduktionen von bis zu 17,6% und Steigerungen der Kosten von bis zu 35% bei den einzelnen Nutzungspfaden.

Vom mittelfristigen zum langfristigen Zeitraum wurden etliche Technologieverbesserungen angenommen, wie z.B. höhere Flächenproduktivitäten, weniger Energiebedarf für die Durchmischung, Weiterentwicklung der Ernte- und Extraktionsmethoden. Abbildung 5-13 stellt die Endproduktkosten der einzelnen Nutzungspfade in €/GJ dar. In gelb wird der Ausgangswert im mittelfristigen Zeitraum dargestellt, durch die angesprochenen Technologieverbesserungen im langfristigen Zeitraum würden die Kosten enorm reduziert werden. Im Nutzungspfad „1a Biodiesel“ führen die Technologieverbesserungen zu einer Kostenreduktion von 123 €/GJ Biodiesel auf 45 €/GJ. Kommt zu dieser Technologieverbesserung noch eine Reduktion der Investitionskosten der Photobioreaktoren auf 25% der ursprünglichen Kosten hinzu, würden die Kosten für die Produkte nochmals erheblich gesenkt, im Fall des Biodiesels auf 23 €/GJ. Bei den Nutzungspfaden 4a, 4b und 4c wirkt sich dies nicht aus, da die Investitionskosten für die Raceway Ponds als gleichbleibend angenommen werden. In dieser Grafik sieht man, dass durch Technologieverbesserungen die Kosten für die Energieproduktion aus Algen enorm gesenkt werden könnten und dass durch die Reduktion der Investitionskosten dieser Wert nochmals halbiert werden könnte.

In Abbildung 5-13 werden die Kosten der Hauptprodukte der einzelnen Nutzungspfade bezogen auf den Energiegehalt dargestellt. Die Kosten für direkt einsetzbare Treibstoffe, wie

sie in den Nutzungspfaden 1a, 1b und 2 hergestellt werden, sind höher als für Produkte zur weiteren Verarbeitung wie HTC-Kohle oder Syngas. Diese weisen zwar weniger Kosten pro GJ auf, sind aber nicht direkt einsetzbar und weitere Verarbeitungsschritte sind nötig.

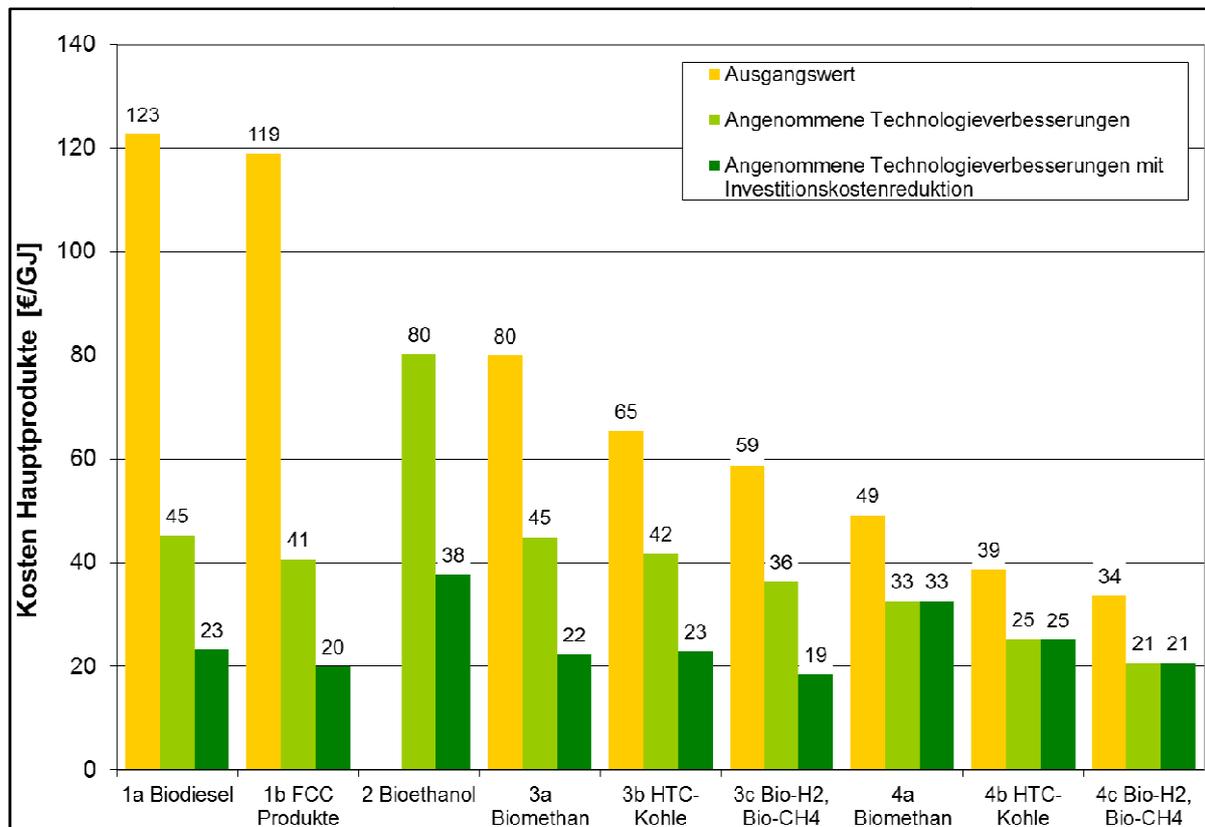


Abbildung 5-13: Auswirkungen von Technologieverbesserungen und Investitionskostenreduktion im langfristigen Zeitraum auf die einzelnen Nutzungspfade

5.4.4 Vergleich mit Referenzsystemen

Die berechneten Kosten der Produkte der einzelnen Nutzungspfade wurden mit den aktuellen Marktpreisen (2010) der entsprechenden fossilen und erneuerbaren Energieträger verglichen. Es wurden hierfür die Kosten für die Endprodukte der Algenutzungspfade nach Abzug der Erlöse für Nebenprodukte herangezogen. Weiters wurden die langfristig sinkenden Kosten für Algenbrennstoffe den voraussichtlich höheren Preisen für fossile Energieträger gegenübergestellt.

In Tabelle 5-6 werden die Marktpreise 2010 für fossile Referenzen und erneuerbare Referenzen mit den mittelfristigen Werten der Mikroalgenzenarien verglichen.

Tabelle 5-6: Vergleich mit fossilen und erneuerbaren Referenzen im mittelfristigen Zeitraum

Nutzungspfad	Energieträger aus Mikroalgen Mittelfristig [€/GJ]	Fossile Referenz 2010 [€/GJ]	Erneuerbare Referenz 2010 [€/GJ]
1a Biodiesel	123 €/GJ	15 €/GJ Diesel	36 €/GJ Biodiesel
1b Biobenzin	119 €/GJ	14 €/GJ FCC Produkte	22 €/GJ FCC Produkte
2 Bioethanol	-	16 €/GJ Benzin	28 €/GJ Bioethanol
3a Biomethan	80 €/GJ	14 €/GJ Erdgas	19 €/GJ Biomethan
3b HTC-Kohle	65 €/GJ	3 €/GJ Kohle	12 €/GJ Pellets
3c Bio-H ₂ , Bio-CH ₄	59 €/GJ	14 €/GJ Erdgas	19 €/GJ Biomethan
4a Biomethan	49 €/GJ	14 €/GJ Erdgas	19 €/GJ Biomethan
4b HTC-Kohle	39 €/GJ	3 €/GJ Kohle	12 €/GJ Pellets
4c Bio-H ₂ , Bio-CH ₄	34 €/GJ	14 €/GJ Erdgas	19 €/GJ Biomethan

Mittelfristig liegen die Kosten für Energieträger aus Algen um das 2,5-fache bis 20-fache über den heutigen Preisen (Jahr 2010) der fossilen Referenzen und zwischen dem 1,7-fachen und dem 5,5-fachen über den erneuerbaren Referenzen. Am nächsten kommt Nutzungspfad 4c, Biowasserstoff und Biomethan, seinen fossilen und erneuerbaren Vergleichswerten, den größten Abstand hat Nutzungspfad „3b HTC-Kohle“.

Um einen langfristigen Kostenvergleich zu ermöglichen, wurden für die fossilen Energieträger zwei Referenzwerte berechnet, denen die Preisprognosen im WORLD ENERGY OUTLOOK (WEO) 2011 der Internationalen Energieagentur für das Jahr 2035 zu Grunde liegen. Der erste Referenzwert folgt dem „current policy scenario“ im WEO 2011, für das nur jene energiepolitischen Maßnahmen berücksichtigt wurden, die 2011 bereits in Kraft waren. Dies waren für die EU die Ziele der Richtlinien für Erneuerbare Energie und für die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden, das Emissionshandelssystem ETS und die Emissionsstandards für schwere Lastkraftwagen. Der zweite Referenzwert baut auf dem „new policy scenario“ des WEO 2011 auf, in das auch angekündigte Maßnahmen eingeflossen sind. Das waren strengere Standards für leichte Lastkraftwagen und Personkraftwagen. Die so prognostizierten Preise für ein Barrel Rohöl im Jahr 2035 waren 140 US\$ (zu Preisen von 2010) im „current policy scenario“ und 120 US\$ im „new policy scenario“. Ausgehend von einem Barrelpreis von 78,1 US\$ im Jahr 2010 ergibt das eine jährliche Preissteigerung von 2,4% bzw. 1,7%. Bei Erdgas haben die prognostizierten Preissteigerungen ein ähnliches Ausmaß, nämlich jährlich 2,2% bzw. 1,9%. Der Preis von Kohle hingegen sollte deutlich schwächer steigen, 0,07% bzw. 0,04%. Diese Steigerungsraten wurden sodann den durchschnittlichen, österreichischen Nettopreisen 2010 für Benzin, Diesel, Erdgas und Kohle aufgeschlagen (STATISTIK AUSTRIA 2011). In Tabelle 5-7 werden die so erhaltenen Werte mit den prognostizierten, gesunkenen Herstellungskosten der Algennutzungspfade verglichen. Für die langfristige Betrachtung wurde neben etlichen Technologieverbesserungen eine Kostenreduktion von 75% angenommen. Dieser Wert berechnet sich aus einer Lernrate von 10% (ähnlich Photovoltaik

(SCHAEFFER, 2003), Lernrate = Kostenreduktion bei Verdoppelung des Produktionsvolumens) und einem Anstieg des Algenproduktionsvolumens auf das 6000fache von 2010 bis 2025 (EMERGING MARKETS ONLINE, 2011). Somit kann für den langfristigen Zeitraum eine Kostenreduktion auf 25% des Ausgangswertes angenommen werden.

Für die Berechnung der Mikroalgenenergieträger wurden keine Kostensteigerungen der Eingangsstoffe angenommen. Zum einen ist es äußerst schwierig belastbare Kostenannahmen für die Zukunft zu treffen, zum anderen stellte sich bei der Sensitivitätsanalyse heraus dass z.B. eine Verdoppelung der Kosten für Düngemittel oder andere Hilfsstoffe nur geringe Auswirkungen auf die Gesamtkosten der Algentreibstoffproduktion zeigen. Daher wurden die Kostenannahmen für den langfristigen Zeitraum vom mittelfristigen übernommen.

Table 5-7: Vergleich mit fossilen Referenzen im langfristigen Zeitraum

Nutzungspfad	Energieträger aus Mikroalgen Langfristig [€/GJ]	Fossile Referenz Langfristig Current policy [€/GJ]	Fossile Referenz Langfristig New policy [€/GJ]
1a Biodiesel	23 €/GJ	39 €/GJ	30 €/GJ
1b Biobenzin	20 €/GJ	37 €/GJ	28 €/GJ
2 Bioethanol	38 €/GJ	41 €/GJ	31 €/GJ
3a Biomethan	22 €/GJ	33 €/GJ	29 €/GJ
3b HTC-Kohle	23 €/GJ	3 €/GJ	3 €/GJ
3c Bio-H ₂ , Bio-CH ₄	19 €/GJ	33 €/GJ	29 €/GJ
4a Biomethan	33 €/GJ	33 €/GJ	29 €/GJ
4b HTC-Kohle	25 €/GJ	3 €/GJ	3 €/GJ
4c Bio-H ₂ , Bio-CH ₄	21 €/GJ	33 €/GJ	29 €/GJ

In der langfristigen Prognose weisen vier Algennutzungspfade niedrigere Kosten auf als ihre fossile Alternative: „1a Biodiesel“, „1b Biobenzin“, „3a Biomethan“ und 3c Bio-H₂ und Bio CH₄. Zwischen dem höheren und dem niedrigeren fossilen Referenzwert liegen die Werte für die Nutzungspfade „2 Bioethanol“ und „4a Biomethan“. Allein die Produktionskosten für die Nutzungspfade 3b und 4b zu HTC-Kohle dürften auch langfristig weit über dem der fossilen Kohle bleiben (um das 7- bis 8-fache). Die Algenprodukte Biodiesel, Biomethan und Biowasserstoff stellen langfristig demnach eine ökonomisch vorteilhafte Alternative zu fossilen Brennstoffen dar; auch Bioethanol könnte mithalten. HTC-Kohle scheidet aus.

Laut SCHMITZ et al., 2009 kann Rapsbiodiesel um 24 €/GJ produziert werden, langfristig wird laut der ökonomischen Kostenanalyse Algenbiodiesel um 23 €/GJ produziert. Bioethanol aus Getreide oder Zuckerrüben weist Kosten von 26 €/GJ auf, Bioethanol aus Mikroalgen kann diesen Wert nicht unterbieten, im langfristigen Zeitraum entstehen Kosten von 37 €/GJ. Biomethan aus Silomais wird um 21 €/GJ erzeugt, in den Algennutzungspfaden kann Biomethan langfristig zwischen 19-33 €/GJ produziert werden. Biowasserstoff wird laut FNR um 26-37 €/GJ hergestellt, in den Algennutzungspfaden kann er um 19 €/GJ erzeugt werden.

Zurzeit gibt es in Österreich eine steuerliche Bevorzugung von erneuerbaren Treibstoffen gegenüber fossilen. Bleibt diese in der jetzigen oder einer ähnlichen Form erhalten, würden Algenbiodiesel und Algenbioethanol in kürzerer Zeit wettbewerbsfähig werden. Derzeit wird in Österreich für Benzin (mit einem biogenen Anteil ab 4,6%) 0,482 €/l und für Diesel (mit einem biogenen Anteil ab 6,6%) EUR 0,397 €/l Mineralölsteuer eingehoben

(Mineralölsteuergesetz 1995, nach dem Abgabenänderungsgesetz 2009); darauf werden dann zwanzig Prozent Mehrwertsteuer geschlagen. Reine biogene Treibstoffe sind hingegen von der Mineralölsteuer befreit; es wird nur die Mehrwertsteuer wirksam. Ein hypothetischer Vergleich der Bruttopreise im langfristigen Zeitraum der heutigen Steuerregelung ist in Abbildung 5-14 abgebildet. Der Zapfsäulenpreis für einen Liter Diesel oder Benzin würde bis 2050 auf 1,63 €/l bzw. 1,45 €/l steigen (Preissteigerung new policy scenario; Mineralölsteuer, Mehrwertsteuer); reiner Algenbiodiesel oder reiner Algenbioethanol kämen dagegen auf 0,91 €/l bzw. 1,06 €/l (inkl. Mehrwertsteuer).

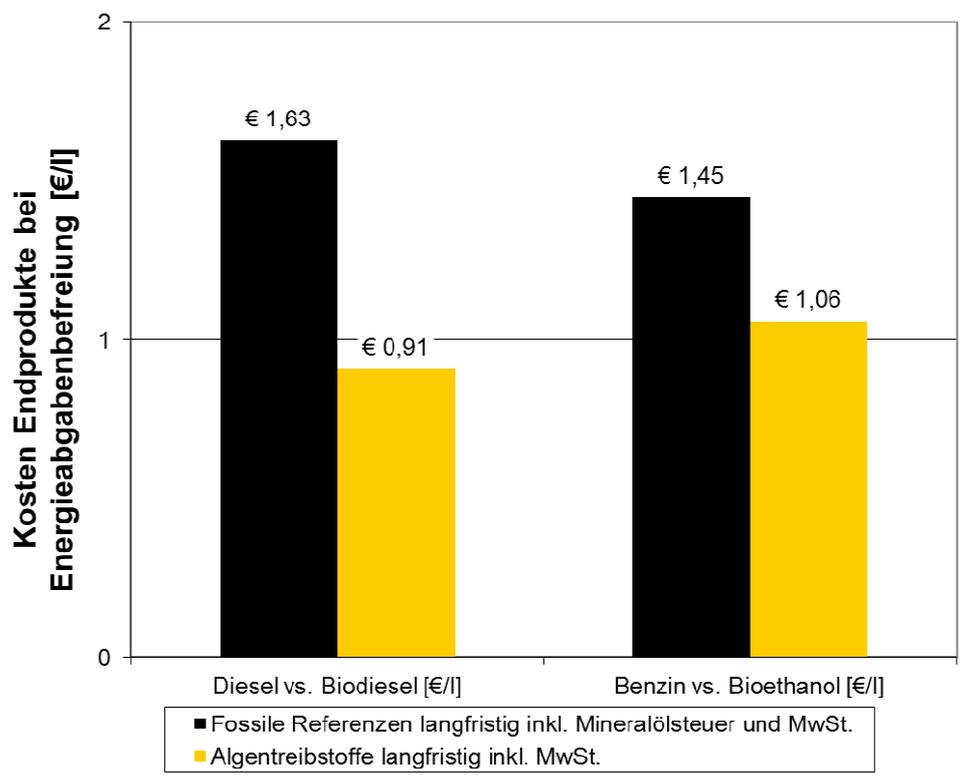


Abbildung 5-14: Vergleich fossile Referenz (langfristiger Zeitraum) inkl. Mineralöl- und MwSt. und Algentreibstoff langfristig inkl. MwSt.

Erfahrungen aus Wissensaustausch mit österreichischen Firmen zu „ökonomische Bewertung in einem frühen Technologie-Entwicklungsstadium“

Die Kultivierung von Mikroalgen zur Produktion von Bioenergie ist zurzeit nur im Versuchsmaßstab realisiert. Eine ökonomische Bewertung für großtechnische Anlagen ist daher mit Unsicherheiten behaftet. Während Skeptiker meinen, dass die im Labor gemessenen Produktivitäten in der großtechnischen Anwendung bei weitem nicht erreicht werden können, argumentieren Optimisten, dass bei Einsatz der optimalen Algenspezies unter optimalen Umgebungsbedingungen diese Produktivitäten noch übertroffen werden können.

Die Annahmen der vorliegenden Bewertung sind bewusst konservativ gewählt und mit Literaturstellen belegt. Es wird jedoch empfohlen, begleitend zur Realisierung erster größerer Anlagen zur Mikroalgenkultivierung reale Betriebsdaten zu erheben und auf Basis dieser eine neuerliche ökonomische Bewertung durchzuführen.

5.5 Ökologische Bewertung

5.5.1 Methodik

Zur Ermittlung der Umweltwirkung der ausgewählten Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen wurde eine ökologische Bewertung durchgeführt. Die ökologische Bewertung der Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen wurde auf Basis einer Lebenszyklusanalyse (Prozesskettenanalyse) durchgeführt, wobei alle emissions- und energierelevanten Prozesse berücksichtigt werden, die für die Herstellung und die Verwendung von Biotreibstoffen bzw. Strom und Wärme aus Algenbiomasse notwendig sind.

Die Schwerpunkte der Bewertung wurden auf die Treibhausgas-Emissionen, auf den fossilen kumulierten Primärenergieaufwand sowie auf den Flächenbedarf der Algenkultivierung gelegt. Zur Bewertung der Umweltauswirkungen der Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen werden diese Nutzungspfade Referenzsystemen mit fossiler oder erneuerbare Energie gegenübergestellt. Das Referenzsystem liefert Energieträger für dieselben Anwendungsbereiche z.B. Treibstoffe für Transportdienstleistung.

Laut EN ISO 14040:2006 „Umweltmanagement Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen“ bezieht sich eine Lebenszyklusanalyse auf die Umweltaspekte und Umweltwirkungen (z.B. Nutzung von Ressourcen und die Umweltauswirkungen von Emissionen) im Verlaufe des Lebensweges eines Produktes von der Rohstoffgewinnung über die Produktion, Anwendung, Abfallbehandlung, Recycling bis zur endgültigen Beseitigung (d.h. „von der Wiege bis zur Bahre“). In der Lebenszyklusanalyse werden alle beteiligten Hilfsstoffe und Prozesse berücksichtigt. In Abbildung 5-15 ist das grundsätzliche Schema für den Vergleich von Biotreibstoffen und fossilen Treibstoffen im Lebenszyklus dargestellt.

Für die Lebenszyklusanalyse der Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen wurde die Methodik nach der RED (Renewable Energy Directive; EU 2009) verwendet. Diese Methodik hat folgende Merkmale:

- Diese Methodik findet in Europa Anwendung bei der Treibhausgas-Bilanzierung von Biotreibstoffen.
- Errichtung und Entsorgung von Anlagen (Traktor, LKW, Pressanlage, Veresterungsanlage, PKW etc.) werden nicht berücksichtigt.
- Die Umweltwirkungen werden nach dem Energiegehalt der Energieprodukte und der Nebenerzeugnisse aufgeteilt, diese Zuordnung wird auch „Energieallokation“ genannt.³

³ Gegenüber der Substitutionsmethodik stellt die Methodik nach RED ein vereinfachtes Verfahren dar und ist zur Darstellung von Umweltwirkungen im Größenordnungsbereich und zum Vergleich mit anderen Systemen sehr gut anwendbar.

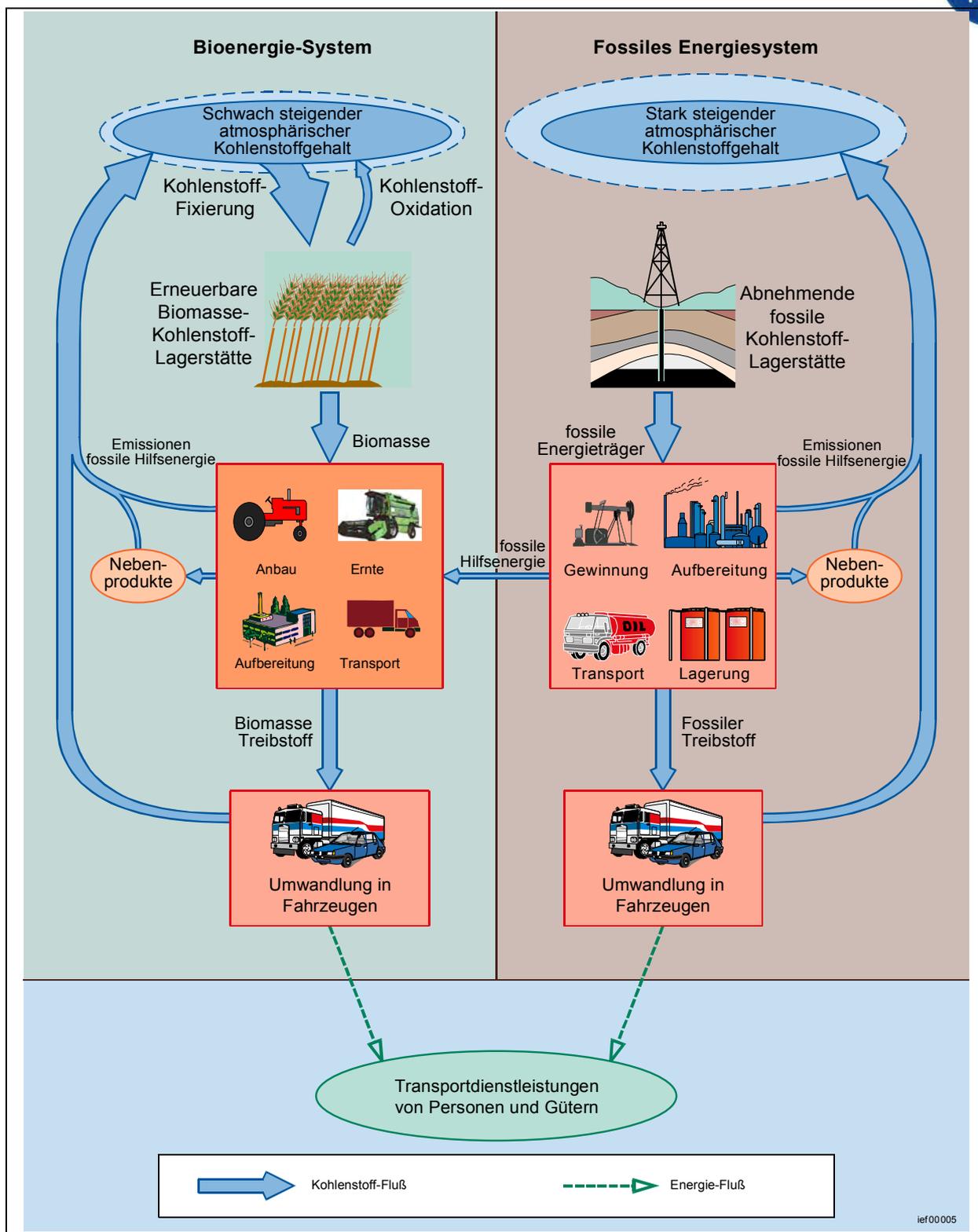


Abbildung 5-15: Schema für den Vergleich von Biotreibstoffen und fossilen Treibstoffen im Lebenszyklus (JUNGMEIER et al. 2003, JUNGMEIER et al. 1999)

In der Lebenszyklusanalyse nach der RED müssen die folgenden Prozesse berücksichtigt werden (EU 2009):

- Anbau der Rohstoffe,
- Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen,
- Emissionen bei der Verarbeitung,
- Emissionen bei Transport und Vertrieb,
- Emissionen bei der Nutzung des Kraftstoffs bzw. Energieträger,
- Emissionseinsparungen durch Kohlenstoffabscheidung und –sequestrierung,
- Emissionseinsparungen durch Kohlenstoffabscheidung und –ersetzung,
- Emissionseinsparungen durch überschüssigen Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung und
- Nutzung der Zwischen- bzw. Nebenerzeugnisse (z.B. Extraktionsrest, Schlempe).

Die Treibhausgas-Emissionen der Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen werden wie folgt berechnet (EU 2009):

$$E_B = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr} - e_{ee}$$

Dabei sind:

E_B = Gesamtemissionen bei der Verwendung des Kraftstoffs bzw. Energieträger [g CO₂-Äq./MJ_{Kraftstoff}]

e_{ec} = Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau der Rohstoffe

e_l = auf das Jahr umgerechnete Emissionen aufgrund von Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen

e_{sca} = Emissionseinsparungen durch Akkumulierung von Kohlenstoff im Boden infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken

e_p = Emissionen bei der Verarbeitung

e_{td} = Emissionen bei Transport und Vertrieb

e_u = Emissionen bei der Nutzung des Kraftstoffs bzw. Energieträger

e_{ccs} = Emissionseinsparungen durch Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid

e_{ccr} = Emissionseinsparungen durch Abscheidung und Ersetzung von Kohlendioxid

e_{ee} = Emissionseinsparungen durch überschüssige Elektrizität aus Kraft-Wärme-Kopplung

Laut RED muss ab dem Jahr 2018 eine Reduktion der Treibhausgas-Emissionen erneuerbarer Treibstoffe gegenüber Referenzsystemen mit fossiler Energie von über 60% für neue Anlagen erreicht werden (EU 2009).

Weitere Details finden sich in der RICHTLINIE 2009/28/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.

Für den zur Gewinnung der Bioenergie eingesetzten biogenen Kohlenstoff wird angenommen, dass die Bilanz der Netto-CO₂-Fixierung durch die Photosynthese und der Verbrennung von Biomasse Null ist, wie dies in den vom Intergovernmental Panel on Climate

Change (IPCC) erstellten Richtlinien für die Energiewirtschaft festgelegt ist (siehe auch EU 2009).

Der Wärmebedarf der Kultivierung wird in den Nutzungspfaden über bisher nicht genutzte Abwärme aus Verbrennungsgas bereitgestellt. Unter der Annahme, dass die Treibhausgas-Emissionen bereits den erzeugten Produkten (z.B. Strom und Wärme) zugeordnet wurden, wird für die Treibhausgas-Bewertung angenommen, dass die Abwärme für die Algenkultivierung keine Treibhausgas-Emissionen hat ($0 \text{ CO}_2\text{-Äq./kWh}_{\text{Abwärme}}$).

Ein Thema, das sich durch die Nutzung von CO_2 aus Verbrennungsgasen aus z.B. Kraftwerken mit fossilen Brennstoffen stellt, ist die Bilanzierung des CO_2 . Bei CO_2 -Nutzung aus Verbrennungsgasen stellt sich die Frage, ob die Emissionen der CO_2 -Quelle zugerechnet werden oder ob die CO_2 -Quelle durch die Nutzung in der Algenkultivierung ohne CO_2 -Emissionen bilanziert wird. Durch diese Option würde das CO_2 am Punkt der Nutzung von z.B. Biotreibstoffen aus den Algen bilanziert werden. Dadurch würde das fossile CO_2 den Biotreibstoffen aus Algen zugerechnet werden. Es gibt derzeit keine Entscheidung, wie CO_2 -Emissionen, die zur Kultivierung von Algen verwendet werden, berücksichtigt werden sollen. Unterschiedliche Lösungsansätze werden momentan auf EU-Ebene diskutiert. (siehe PENA et al., 2012) In der Abbildung 5-16 wird ein Beispiel für Möglichkeiten der CO_2 -Bilanzierung ohne und mit CO_2 -Nutzung in der Algenkultivierung dargestellt. Bei Nutzung des CO_2 aus Verbrennungsgasen aus einer KWK-Anlage könnte es drei Möglichkeiten (rechte Seite der Abbildung) zur CO_2 -Bilanzierung geben:

- 1) Das gesamte CO_2 wird dem Strom aus der KWK-Anlage zugerechnet ($1 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}_{\text{Strom}}$).
- 2) Der Teil des CO_2 , der nicht von den Algen während der Kultivierung aufgenommen wird, wird dem Strom aus der KWK-Anlage zugerechnet ($0,6 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}_{\text{Strom}}$).
- 3) Das gesamte CO_2 , das in die Algenkultivierung eingebracht wird, wird den Algen zugerechnet, die KWK-Anlage bilanziert mit $0 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}_{\text{Strom}}$.

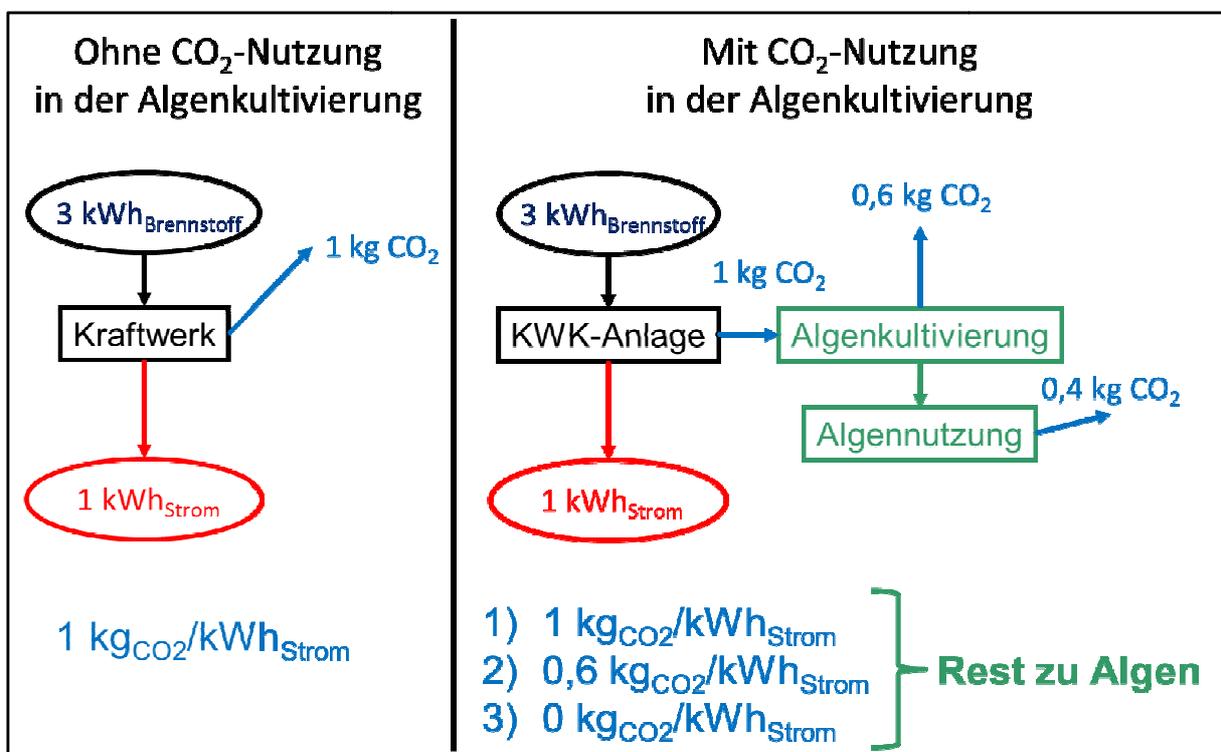


Abbildung 5-16: Beispiel für CO_2 -Bilanzierung bei Nutzung aus Verbrennungsgasen

Die funktionelle Einheit der ökologischen Bewertung für den Vergleich der Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen sind Treibhausgas-Emissionen, Primärenergiebedarf und Flächenbedarf bezogen auf die Energieträger aus der Umwandlung, z.B.:

- $\text{kg CO}_2\text{-Äq./MJ}$,
- $\text{MJ}_{\text{kumulierter fossiler Primärenergiebedarf}}/\text{MJ}_{\text{Endenergieträger}}$,
- m^2/MJ sowie $\text{PKW-km}/(\text{ha}^*\text{a})$.

In der ökologischen Bewertung werden folgende Umweltwirkungen betrachtet:

Treibhausgas-Emissionen

Es werden die Treibhausgase Kohlendioxid (CO_2), Methan (CH_4) und Distickstoffmonoxid/Lachgas (N_2O) untersucht. Als Maß für die Treibhauswirkung dieser Gase wird das Treibhausgaspotential (GWP – Global Warming Potential) verwendet, das den Beitrag verschiedener Gase zu einer möglichen Erwärmung der Erdatmosphäre in Form einer äquivalenten Menge Kohlendioxid ausdrückt. Das Konzept des Treibhauspotentials wurde entwickelt, um die Beiträge der Gase auf die Erwärmung der Erdatmosphäre vergleichbar und damit summierbar zu machen. Die Treibhauswirkung eines Kilogramms des Gases wird als Vielfaches ("Äquivalenzfaktor") der Treibhauswirkung von einem Kilogramm CO_2 angegeben. Folgende Äquivalenzfaktoren, mit denen die Treibhauswirkung eines Kilogramms CH_4 bzw. N_2O in die äquivalente CO_2 -Menge umgerechnet wird, werden angewandt (IPCC 2007):

- $\text{CO}_2 = 1 \text{ CO}_2\text{-Äq.}$
- $\text{CH}_4 = 25 \text{ CO}_2\text{-Äq.}$
- $\text{N}_2\text{O} = 298 \text{ CO}_2\text{-Äq.}$

Kumulierter Primärenergiebedarf

Unter kumuliertem Primärenergiebedarf wird der Gesamtenergiebedarf für alle Teilschritte der Lebenszyklusanalyse verstanden. Der kumulierte Energiebedarf wird differenziert in

- fossile Energieträger (Erdöl, Kohle, Erdgas)
- erneuerbare Energieträger (Sonne, Wind, Biomasse, Wasserkraft)
- sonstige Energieträger (z.B. Nutzung der Abwärme aus Verbrennungsgas, Kernkraft, Abfälle zur Müllverbrennung).

Für die Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen wird der kumulierte fossile Primärenergiebedarf ausgewiesen.

Flächenbedarf

Unter Flächenbedarf fallen alle Flächen zur Bereitstellung der Energieträger. Da jedoch der Anbau der Rohstoffe den größten Anteil am Flächenbedarf aufweist, wird hier der Bedarf an Kultivierungsfläche untersucht. Es wird sowohl der Flächenbedarf pro Energieträger (m^2/MJ) als auch die mögliche Transportdienstleistung bei Treibstoffen ($\text{PKW-km}/(\text{ha}^*\text{a})$) ermittelt.

Sensitivitätsanalyse

Da die Art der Bereitstellung der Hilfsenergie (Strom und Wärme) einen wesentlichen Einfluss auf die ökologische Bewertung hat, werden drei Varianten (siehe Tabelle 5-8) zur Bewertung herangezogen:

1. Hilfsenergie Erdgas
2. Hilfsenergie Holz
3. Hilfsenergie Energiemix (Strommix Österreich, Wärme aus Erdgas und Hackgut)

Durch diese Analyse kann gezeigt werden, wie sensitiv die Umweltwirkungen auf die Bereitstellung der benötigten Hilfsenergie reagieren. In der Variante Hilfsenergie Erdgas wird die gesamte benötigte Hilfsenergie (d.h. Strom und Wärme) aus Erdgas bereitgestellt, in der Variante Hilfsenergie Holz dient der Energieträger Hackgut zur Bereitstellung der benötigten Hilfsenergie. In der Variante Hilfsenergie Energiemix wird der Strom aus dem österreichischen Strommix bereitgestellt, die Wärme zu je 50% aus Erdgas und Hackgut. Die Wärme zur Kultivierung stammt in allen drei Varianten über Abwärme aus Verbrennungsgas. Diese Sensitivitätsanalyse mit den drei Varianten der Bereitstellung der benötigten Hilfsenergie wurde für die Nutzungspfade „1a Biodiesel“, „1b Biobenzin“ und „4a Biomethan“ durchgeführt. Die Sensitivitätsanalyse ist in den Kapiteln 5.5.3 sowie 5.5.4 integriert.

Tabelle 5-8: Varianten der Energiebereitstellung

	Variante		
	Hilfsenergie Erdgas	Hilfsenergie Holz	Hilfsenergie Energiemix
Strom	Erdgas	Hackgut	Österreichischer Strommix*
Wärme	Erdgas	Hackgut	50% Erdgas, 50% Hackgut
Wärme zur Kultivierung	Abwärme aus Verbrennungsgas	Abwärme aus Verbrennungsgas	Abwärme aus Verbrennungsgas

*Zusammensetzung: 30,7% Importe, 36,5% Wasserkraft, 5,8% andere erneuerbare Energieträger, 13,7% Erdgas, 6,6% Kohle, 1,2% Öl, 5,5% sonstige Energieträger.

Die Daten zur Berechnung der Treibhausgas-Emissionen und des kumulierten Primärenergiebedarfes in der Lebenszyklusanalyse wurden dem Computerprogramm GEMIS (Globales Emissions-Modell integrierter Systeme) entnommen, wobei folgende Datensätze verwendet wurden:

- „GEMIS-Standard“ (herausgegeben vom Öko-Institut Darmstadt, 2010)
- „GEMIS-Österreich“ (herausgegeben vom Umweltbundesamt, UBA 2009)
- „GEMIS-Energie- und Transportsysteme“ (JOANNEUM RESEARCH 2012)

Weiters wurden projektspezifische Daten zu den Nutzungspfaden für Bioenergie aus Mikroalgen (z.B. Hilfsenergiebedarf, Hilfsstoffe, Nährstoffe) zur ökologischen Bewertung herangezogen, siehe Kapitel 4.

5.5.2 Prozessketten

Exemplarisch werden in [Abbildung 5-17](#) und [Abbildung 5-18](#) die Prozessketten des Nutzungspfades „1a Biodiesel“ im Vergleich zu den Referenzsystemen mit fossiler (Diesel) sowie erneuerbarer Energie (Biodiesel aus Raps) dargestellt. Die Werte der Energieanteile gelten in diesen Abbildungen für den mittelfristigen Zeitraum. Für den langfristigen Zeitraum ändern sich diese Werte geringfügig. Weiters ist in [Abbildung 5-19](#) und [Abbildung 5-20](#) die Prozesskette des Nutzungspfades „3a Biomethan“/„4a Biomethan“ im Vergleich zu den Referenzsystemen mit fossiler (Erdgas) sowie erneuerbarer Energie (Biomethan aus Gülle und Energiepflanzen) dargestellt.

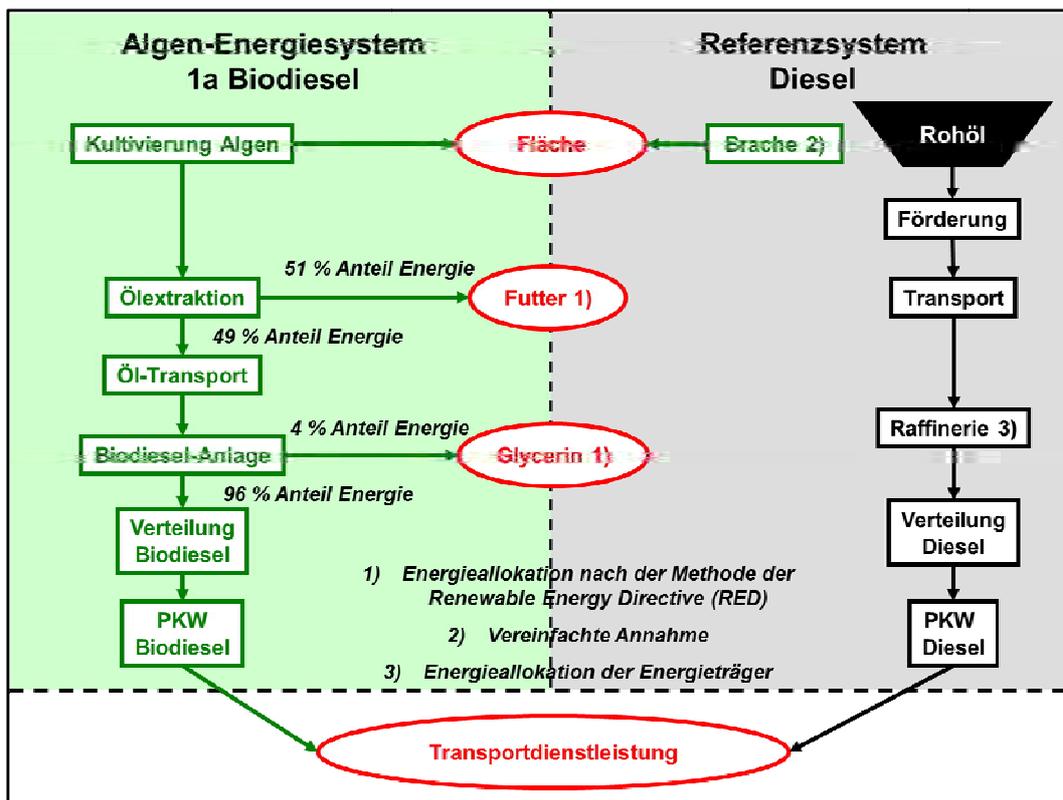


Abbildung 5-17: Prozesskette des Nutzungspfades „1a Biodiesel“ im Vergleich zum Referenzsystem mit Diesel

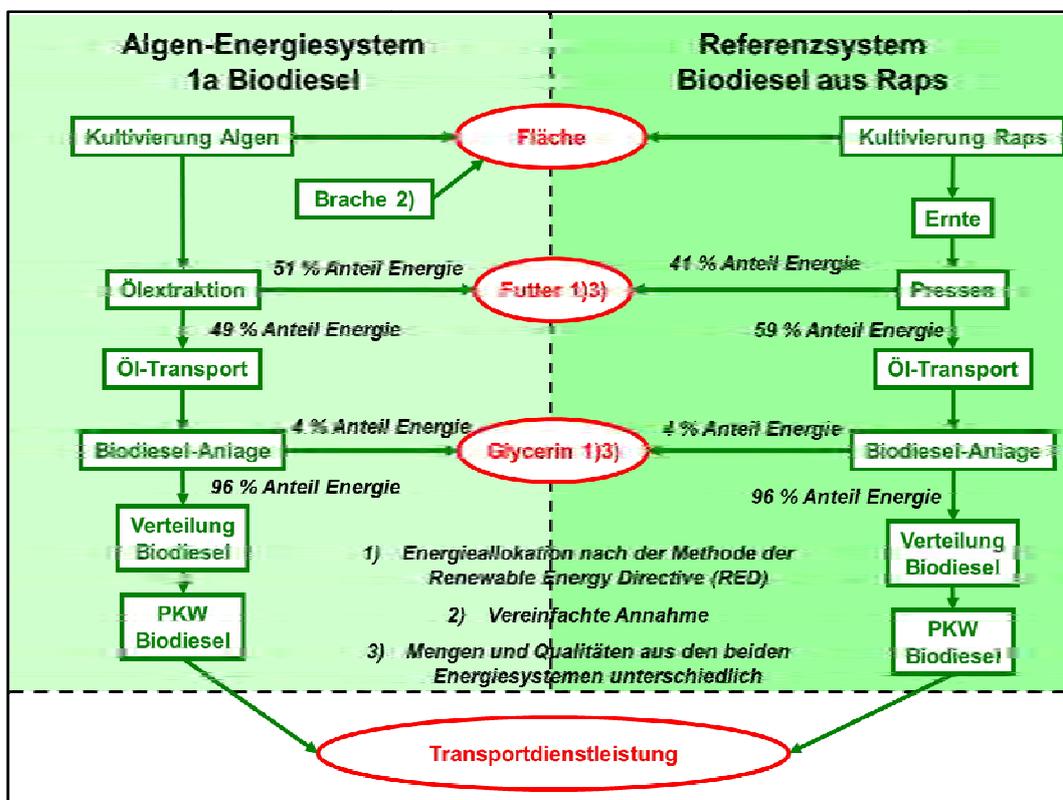


Abbildung 5-18: Prozesskette des Nutzungspfades „1a Biodiesel“ im Vergleich zum Referenzsystem mit Biodiesel aus Raps

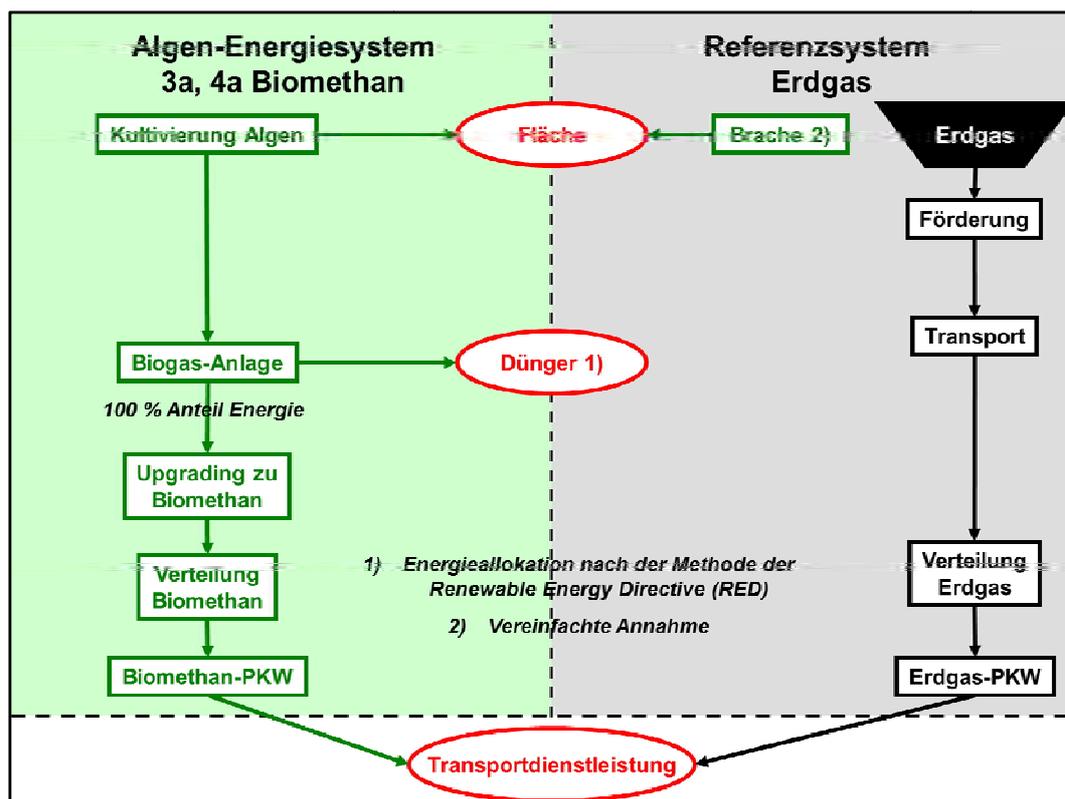


Abbildung 5-19: Prozesskette der Nutzungspfade „3a Biomethan“ und „4a Biomethan“ im Vergleich zum Referenzsystem mit Erdgas

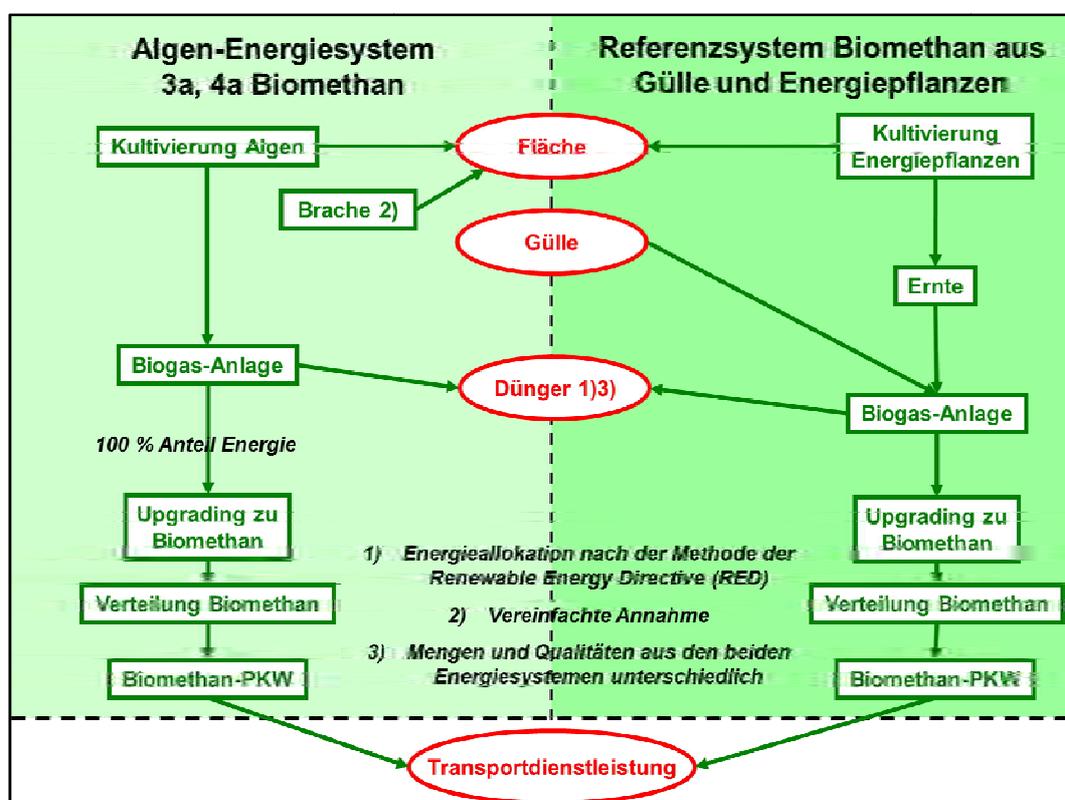


Abbildung 5-20: Prozesskette der Nutzungspfade „3a Biomethan“ und „4a Biomethan“ im Vergleich zum Referenzsystem mit Biomethan aus Gülle und Energiepflanzen

5.5.3 Treibhausgas-Emissionen

Die [Abbildung 5-21](#) zeigt die Treibhausgas-Emissionen des Nutzungspfades „1a Biodiesel“ sowie der Referenzsysteme mit fossiler oder erneuerbare Energie in g CO₂-Äquivalent pro MJ Biodiesel für mittelfristige und langfristige Zeiträume. Für die Betrachtung des mittelfristigen Zeitraumes wird ebenfalls eine Variante der Kultivierung an nur 200 Tagen (200d) dargestellt. Ebenfalls werden für den Nutzungspfad „1a Biodiesel“ die Berechnungen für die Varianten Hilfsenergie Erdgas, Hilfsenergie Holz sowie Hilfsenergie Energiemix dargestellt. Es zeigt sich, dass für den mittelfristigen Zeitraum des Nutzungspfades „1a Biodiesel“ nur die Treibhausgas-Emissionen der Variante Hilfsenergie Holz mit 48 g CO₂-Äq./MJ_{Biodiesel} unter den Treibhausgas-Emissionen des fossilen Referenzsystems Diesel mit 84 g CO₂-Äq./MJ_{Biodiesel} liegen. Die Varianten Hilfsenergie Erdgas bzw. Hilfsenergie Energiemix weisen die höchsten Treibhausgas-Emissionen mit 119 g CO₂-Äq./MJ_{Biodiesel} bzw. 93 g CO₂-Äq./MJ_{Biodiesel} auf. Die Treibhausgas-Emissionen bezogen auf MJ_{Biodiesel} verändern sich in der Betrachtung der kürzeren Kultivierungsdauer an 200 Tagen nicht, da zur Bereitstellung der gleichen Menge an Algenöl der Strom-, Hilfsstoff- sowie Nährstoffbedarf ähnlich hoch bleiben. Die Betrachtung des langfristigen Zeitraumes des Nutzungspfades „1a Biodiesel“ zeigt eine Halbierung der Treibhausgas-Emissionen, so verringern sich die Treibhausgas-Emissionen der Variante Hilfsenergie Erdgas auf 57 g CO₂-Äq./MJ_{Biodiesel}, der Variante Hilfsenergie Holz auf 25 g CO₂-Äq./MJ_{Biodiesel} und der Variante Hilfsenergie Energiemix auf 43 g CO₂-Äq./MJ_{Biodiesel}. Die Treibhausgas-Emissionen aller drei Varianten des langfristigen Zeitraumes liegen unter den Treibhausgas-Emissionen des Referenzsystems mit fossiler Energie (82 g CO₂-Äq./MJ_{Biodiesel}). Hinsichtlich des erneuerbaren Referenzsystems Biodiesel aus Raps zeigt sich, dass die Treibhausgas-Emissionen des Nutzungspfades „1a Biodiesel“ des mittelfristigen Zeitraumes über den Treibhausgas-Emissionen des Referenzsystems Biodiesel aus Raps mit 46 g CO₂-Äq./MJ_{Biodiesel} liegen. Bei Betrachtung des langfristigen Zeitraumes zeigt sich, dass die Treibhausgas-Emissionen der Variante Hilfsenergie Holz des Nutzungspfades „1a Biodiesel“ (25 g CO₂-Äq./MJ_{Biodiesel}) unter den Treibhausgas-Emissionen des erneuerbaren Referenzsystems Biodiesel aus Raps (32 g CO₂-Äq./MJ_{Biodiesel}) liegen. Die Treibhausgas-Emissionen für das erneuerbare Referenzsystem Biodiesel aus Altspeiseöl sind wegen der Nutzung eines Reststoffes des Lebensmittelsektors sehr niedrig und liegen zwischen 12 und 9 g CO₂-Äq./MJ_{Biodiesel}.

In der [Abbildung 5-22](#) werden zu den Treibhausgas-Emissionen des Betriebes des Nutzungspfades „1a Biodiesel“ auch die Treibhausgas-Emissionen der Errichtung einer Anlage zur Algenkultivierung dargestellt. Darin sind die Treibhausgas-Emissionen des Stahls, Betons und der Kunststoffe der Algen-Kultivierungsanlage erfasst. Die Treibhausgas-Emissionen des mittelfristigen Zeitraumes belaufen sich auf 22 g CO₂-Äq./MJ_{Biodiesel}, durch die größere Algenkultivierungsanlage erhöhen sich die Treibhausgas-Emissionen der Kultivierung an 200 Tagen auf 37 g CO₂-Äq./MJ_{Biodiesel}. Durch die höhere Produktivität im langfristigen Zeitraum verringert sich die Größe der Algenkultivierungsanlage, somit reduziert sich der Bedarf an Stahl, Beton und Kunststoffen und die Treibhausgas-Emissionen sinken auf 11 g CO₂-Äq./MJ_{Biodiesel}.

Da nach der RED die Errichtungskosten nicht in die Treibhausgas-Bilanzierung einfließen, werden in weiterer Folge die Treibhausgas-Emissionen der Errichtung nicht in die Bewertung einbezogen.

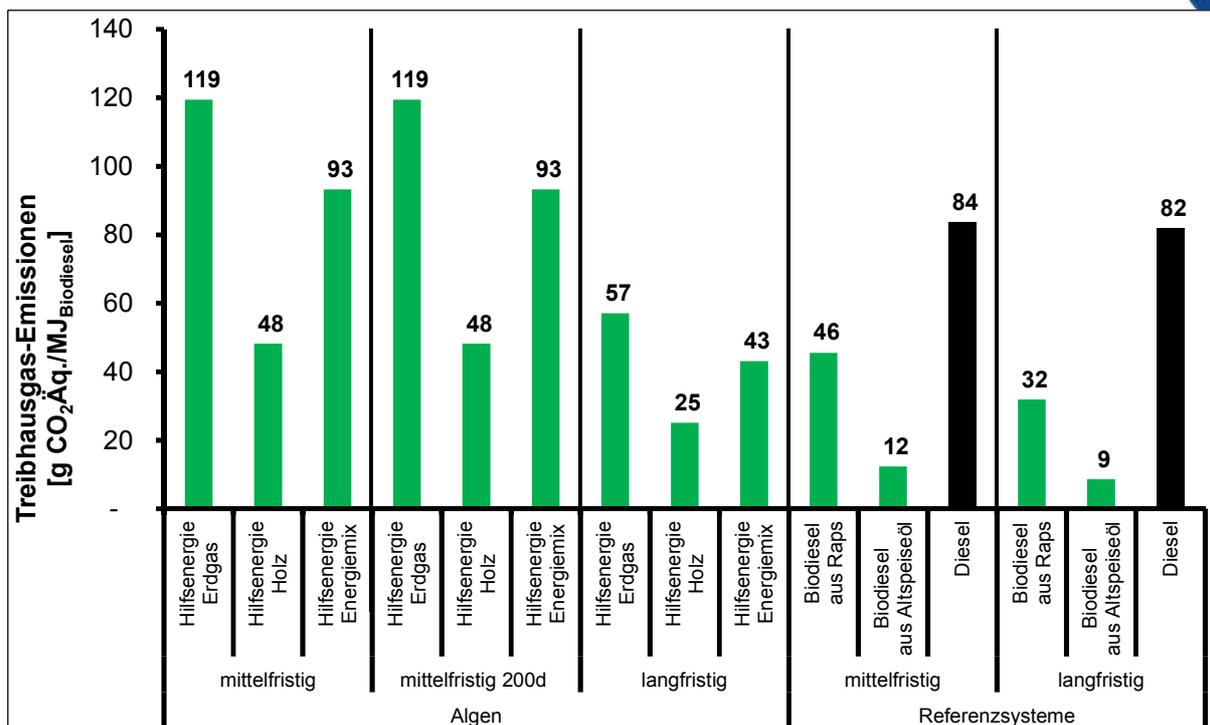


Abbildung 5-21: Treibhausgas-Emissionen des Nutzungspfades „1a Biodiesel“ im Vergleich zu Referenzsystemen

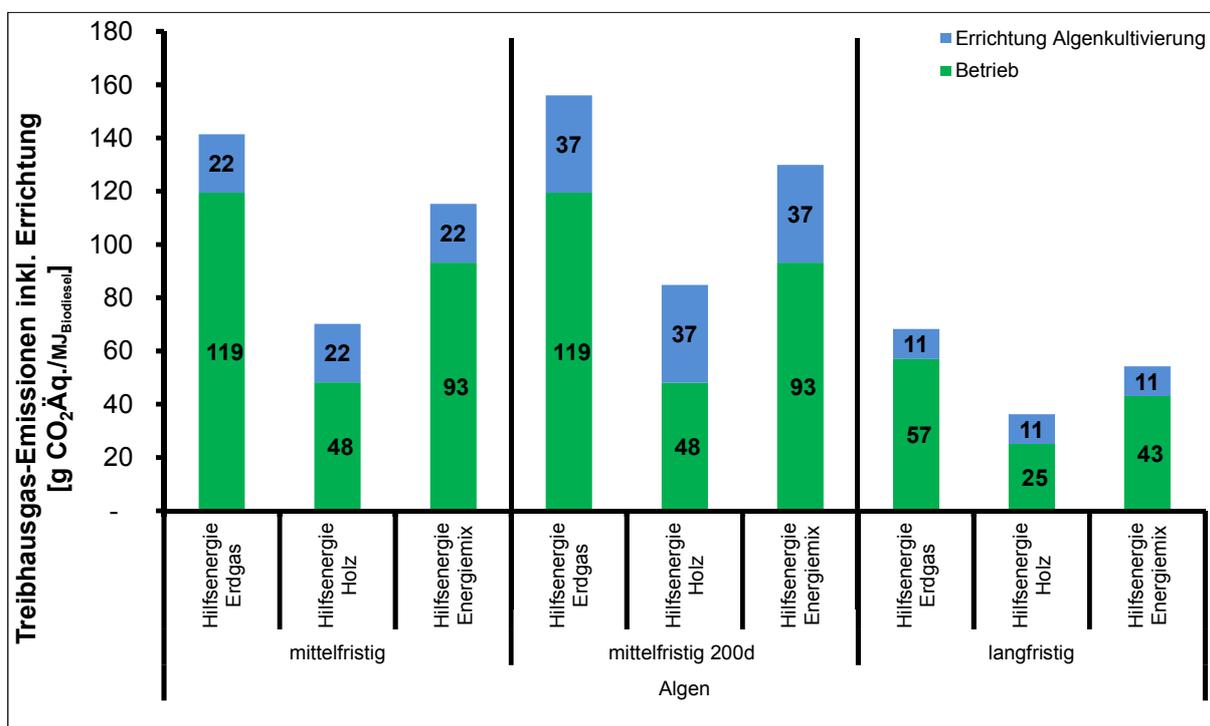


Abbildung 5-22: Treibhausgas-Emissionen aus Errichtung der Algenkultivierungsanlage und Betrieb des Nutzungspfades „1a Biodiesel“

Die Abbildung 5-23 zeigt die prozentuelle Veränderung der Treibhausgas-Emissionen des Nutzungspfades „1a Biodiesel“ und der Referenzsysteme mit erneuerbarer Energie bei Ersatz von Diesel durch Biodiesel. Es zeigt sich, dass nur jene Varianten der Betrachtung des mittelfristigen Zeitraumes, in denen Holz zur Bereitstellung der Hilfsenergie verwendet wird, eine Reduktion (-42%) der Treibhausgas-Emissionen im Vergleich zum Referenzsystem mit fossiler Energie aufweisen. Die Treibhausgas-Emissionen der Variante Hilfsenergie Erdgas erhöhen sich im Vergleich zum Referenzsystem mit fossiler Energie um 43%, jener der Variante Hilfsenergie Energiemix um 11%. Die Betrachtung des langfristigen Zeitraumes zeigt, dass alle drei Varianten der Hilfsenergiebereitstellung eine Reduktion der Treibhausgas-Emissionen aufweisen. Allerdings weist nur die Variante Hilfsenergie Holz eine höhere Reduktion (-69%) der Treibhausgas-Emissionen als 60% auf. Laut RED muss ab dem Jahr 2018 eine Reduktion der Treibhausgas-Emissionen erneuerbarer Treibstoffe gegenüber Referenzsystemen mit fossiler Energie von über 60% für neue Anlagen erreicht werden (EU 2009). Die Referenzsysteme mit erneuerbarer Energie weisen eine Reduktion von -48 bis -61% (Biodiesel aus Raps) bzw. -85 bis -90% (Biodiesel aus Altspeiseöl) auf.

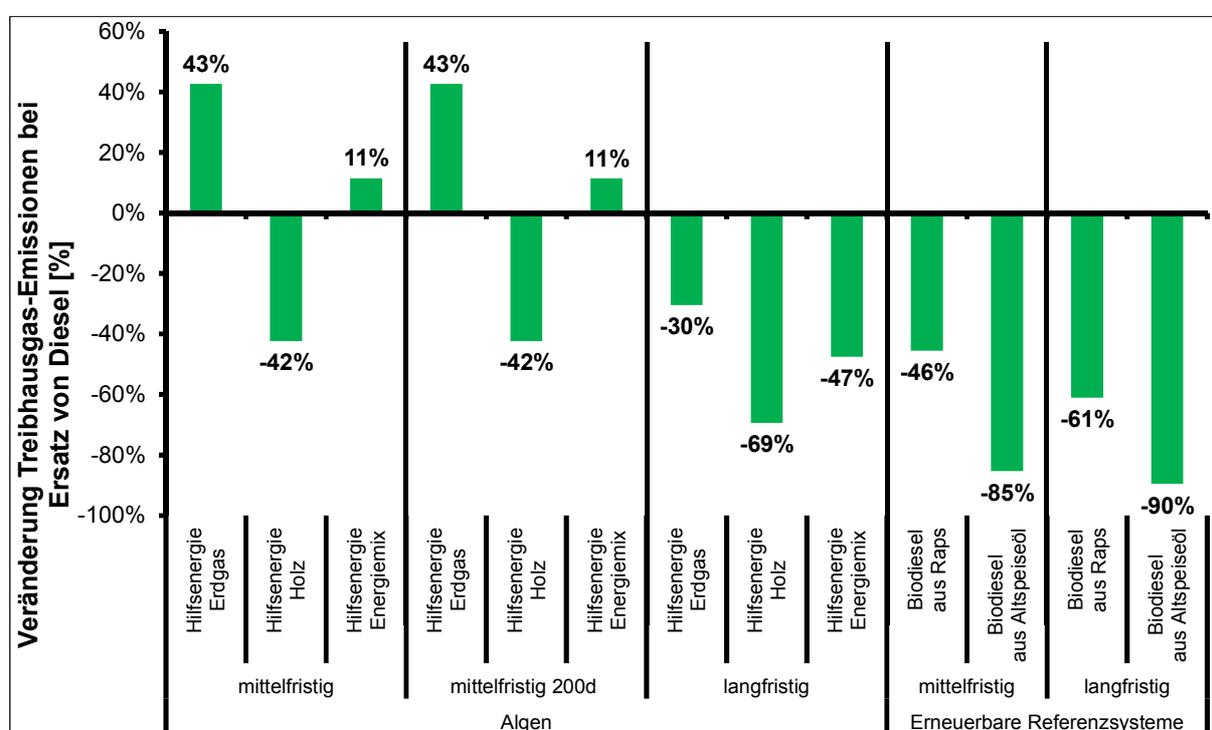


Abbildung 5-23: Veränderung der Treibhausgas-Emissionen des Nutzungspfades „1a Biodiesel“ und Referenzsysteme mit erneuerbarer Energie bei Ersatz von Diesel durch Biodiesel

Die Abbildung 5-24 zeigt die Treibhausgas-Emissionen des Nutzungspfades „4a Biomethan“ im Vergleich zu Referenzsystemen mit fossiler oder erneuerbare Energie für mittelfristige und langfristige Zeiträume. Für den Nutzungspfad „4a Biomethan“ werden die Varianten Hilfsenergie Erdgas, Hilfsenergie Holz sowie Hilfsenergie Energiemix des mittelfristigen sowie des langfristigen Zeitraumes dargestellt. Es zeigt sich, dass sowohl für die mittelfristige als auch für den langfristigen Zeitraum des Nutzungspfades „4a Biomethan“ die Treibhausgas-Emissionen aller Varianten unter den Treibhausgas-Emissionen des Referenzsystems mit fossiler Energie mit 76 bzw. 74 g CO₂-Äq./MJ_{Biomethan} liegen. Die geringsten Treibhausgas-Emissionen weist die Variante mit Bereitstellung der Hilfsenergie

durch Holz mit 7 g CO₂-Äq./MJ_{Biomethan} (mittelfristig) bzw. 6 g CO₂-Äq./MJ_{Biomethan} (langfristig) auf. Die Variante Hilfsenergie Erdgas weist mit 64 g CO₂-Äq./MJ_{Biomethan} (mittelfristig) bzw. 54 g CO₂-Äq./MJ_{Biomethan} (langfristig) die höchsten Treibhausgas-Emissionen des Nutzungspfades „4a Biomethan“ auf. Im Vergleich zum erneuerbaren Referenzsystem Biomethan aus Gülle und Energiepflanzen zeigt sich, dass die Treibhausgas-Emissionen des Nutzungspfades „4a Biomethan“ mit Holz als Hilfsenergie (7 bzw. 6 g CO₂-Äq./MJ_{Biomethan}) unter den Treibhausgas-Emissionen des Referenzsystems mit erneuerbarer Energie (26 bzw. 21 g CO₂-Äq./MJ_{Biomethan}) liegen. Wohingegen die Treibhausgas-Emissionen der Varianten Hilfsenergie Erdgas mit 64 bzw. 54 g CO₂-Äq./MJ_{Biomethan} und Hilfsenergie Energiemix mit 44 bzw. 33 g CO₂-Äq./MJ_{Biomethan} höher sind als jene des Referenzsystems mit erneuerbarer Energie.

Die Abbildung 5-25 zeigt die prozentuelle Veränderung der Treibhausgas-Emissionen des Nutzungspfades „4a Biomethan“ und der Referenzsysteme mit erneuerbarer Energie bei Ersatz von Erdgas durch Biomethan. Es zeigt sich, dass alle drei Varianten der Betrachtung des mittelfristigen Zeitraumes sowie des langfristigen Zeitraumes eine Reduktion (-15 bis -92%) der Treibhausgas-Emissionen im Vergleich zum fossilen Referenzsystem aufweisen.

Allerdings weist nur die Variante Hilfsenergie Holz eine höhere Reduktion (-90 bzw. -92%) der Treibhausgas-Emissionen als 60% auf. Das erneuerbare Referenzsystem Biomethan aus Gülle und Energiepflanzen weist eine Reduktion von -66% (mittelfristig) bzw. -72% (langfristig) auf.

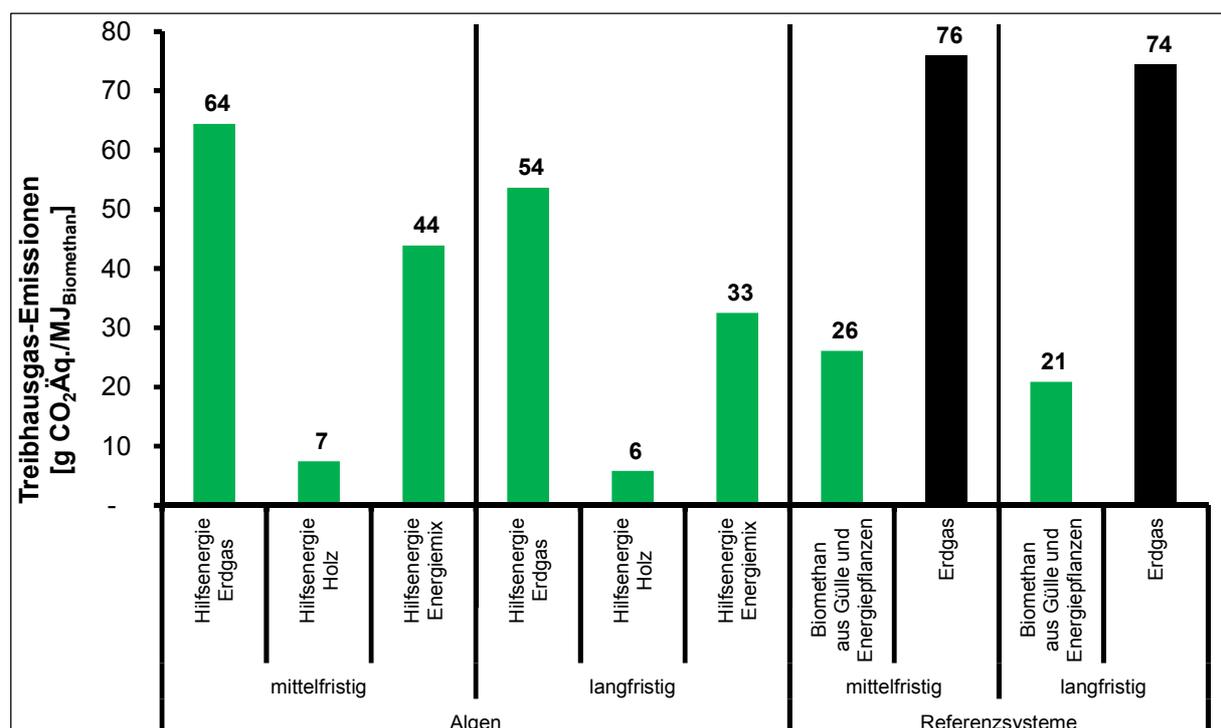


Abbildung 5-24: Treibhausgas-Emissionen des Nutzungspfades „4a Biomethan“ im Vergleich zu Referenzsystemen

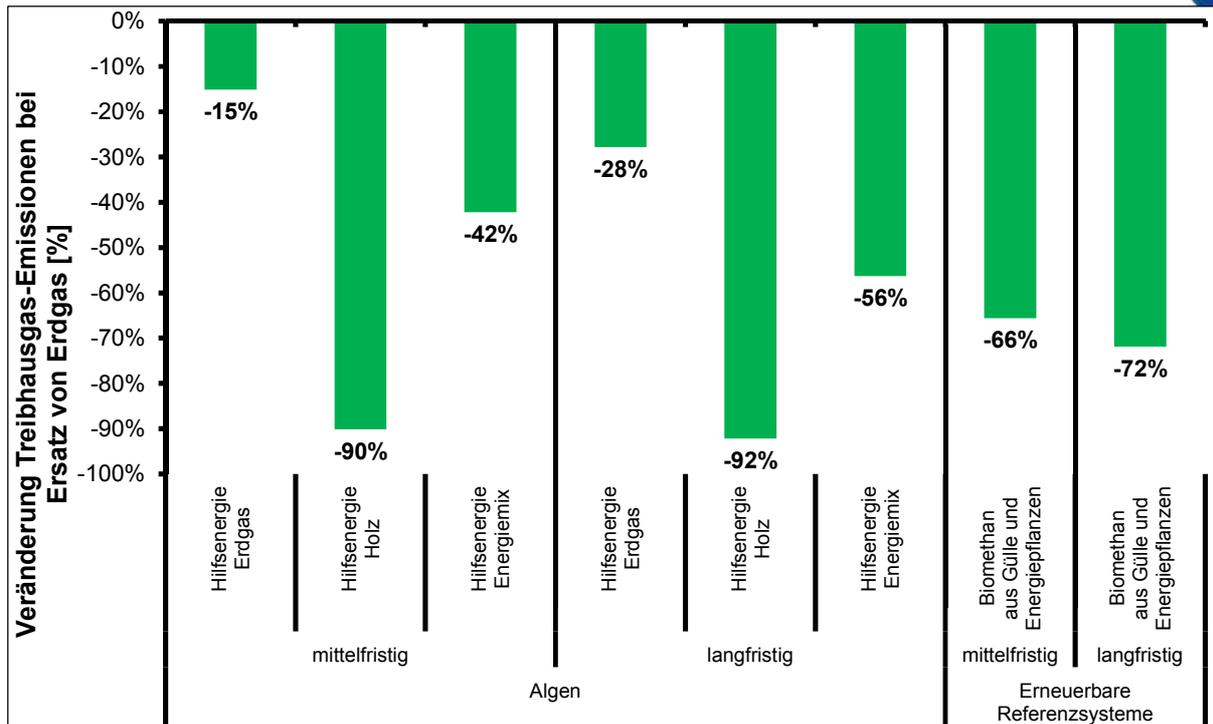


Abbildung 5-25: Veränderung der Treibhausgas-Emissionen des Nutzungspfades „4a Biomethan“ und Referenzsysteme mit erneuerbarer Energie bei Ersatz von Erdgas durch Biomethan

In der Abbildung 5-26 werden die Treibhausgas-Emissionen aller Nutzungspfade der Variante Hilfsenergie Holz für den mittelfristigen als auch langfristigen Zeitraum dargestellt. Man sieht in den einzelnen Nutzungspfaden eine Verbesserung der Treibhausgas-Emissionen vom mittelfristigen Zeitraum zum langfristigen Zeitraum. Die Verbesserungen sind vorrangig durch die höhere Effizienz der Algenkultivierung (höhere Produktivität, geringerer Energiebedarf, geringerer Nährstoffbedarf) bedingt. Die Treibhausgas-Emissionen sind jeweils auf die Energieprodukte der Nutzungspfade bezogen. Es ist ersichtlich, dass die höchsten Treibhausgas-Emissionen die Nutzungspfade „1a Biodiesel“ und „1b Biobenzin“ des mittelfristigen Zeitraums mit 48 g CO₂-Äq./MJ aufweisen. Für diese zwei Nutzungspfade wurde eine Variante mit einer Verkürzung der Kultivierungsdauer auf 200 Tage für den mittelfristigen Zeitraum bewertet. Die Treibhausgas-Emissionen bezogen auf ein MJ verändern sich in der Betrachtung der kürzeren Kultivierungsdauer an 200 Tagen nicht, da zur Bereitstellung der gleichen Menge an Algenöl der Strom-, Hilfsstoff- sowie Nährstoffbedarf ähnlich hoch bleiben. Die Treibhausgas-Emissionen der Nutzungspfade „1a Biodiesel“ und „1b Biobenzin“ sinken im langfristigen Zeitraum um etwa die Hälfte auf 25 bzw. 23 g CO₂-Äq./MJ. Die niedrigsten Treibhausgas-Emissionen weisen jene Nutzungspfade auf, die Algenkultivierung in offenen Systemen in Kombination mit Abwasserreinigung bewerten. Die Treibhausgas-Emissionen der Nutzungspfade „4a Biomethan“, „4b HTC-Kohle“ sowie „4c Biowasserstoff, Biomethan“ liegen zwischen 4 und 7 g CO₂-Äq./MJ (mittelfristig) bzw. 2 und 6 g CO₂-Äq./MJ (langfristig).

In der Tabelle 5-9 sind die Treibhausgas-Emissionen der Referenzsysteme mit fossiler Energie dargestellt, die zum Vergleich mit den Nutzungspfaden für Bioenergie aus Mikroalgen herangezogen wurden. Ebenfalls sind in dieser Tabelle die Treibhausgas-Emissionen der Referenzsysteme mit erneuerbarer Energie dargestellt.

Die Abbildung 5-27 zeigt die prozentuelle Veränderung der Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen im Vergleich zu den entsprechenden Referenzsystemen mit fossiler Energie. Es werden in dieser Abbildung ebenfalls nur die Varianten mit Hilfsenergie Holz dargestellt. Die größten Einsparungen gegenüber den Referenzsystemen mit fossiler Energie mit -90 bis -97% erreichen die Nutzungspfade mit Algenkultivierung in offenen Systemen in Kombination mit Abwasserreinigung (Nutzungspfad „4a Biomethan“, „4b HTC-Kohle“, „4c Biowasserstoff, Biomethan“). Die Vorgabe laut RED ab dem Jahr 2018 eine Reduktion der Treibhausgas-Emissionen erneuerbarer Energiesysteme gegenüber Referenzsystemen mit fossiler Energie von über 60% für neue Anlagen zu erreichen (EU 2009), wird von allen Nutzungspfaden im langfristigen Zeitraum erreicht (Veränderung zwischen 69 und 97%). Im mittelfristigen Zeitraum schaffen diese Reduktion von über 60% nur die Nutzungspfade mit Kultivierung in offenen Systemen in Kombination mit Abwasser (Nutzungspfad „4a Biomethan“, „4b HTC-Kohle“, „4c Biowasserstoff, Biomethan“) sowie die Nutzungspfade der hydrothermalen Prozesse („3b HTC-Kohle“, „3c Biowasserstoff, Biomethan“), die noch erheblichen Forschungs- und Entwicklungsbedarf aufweisen.

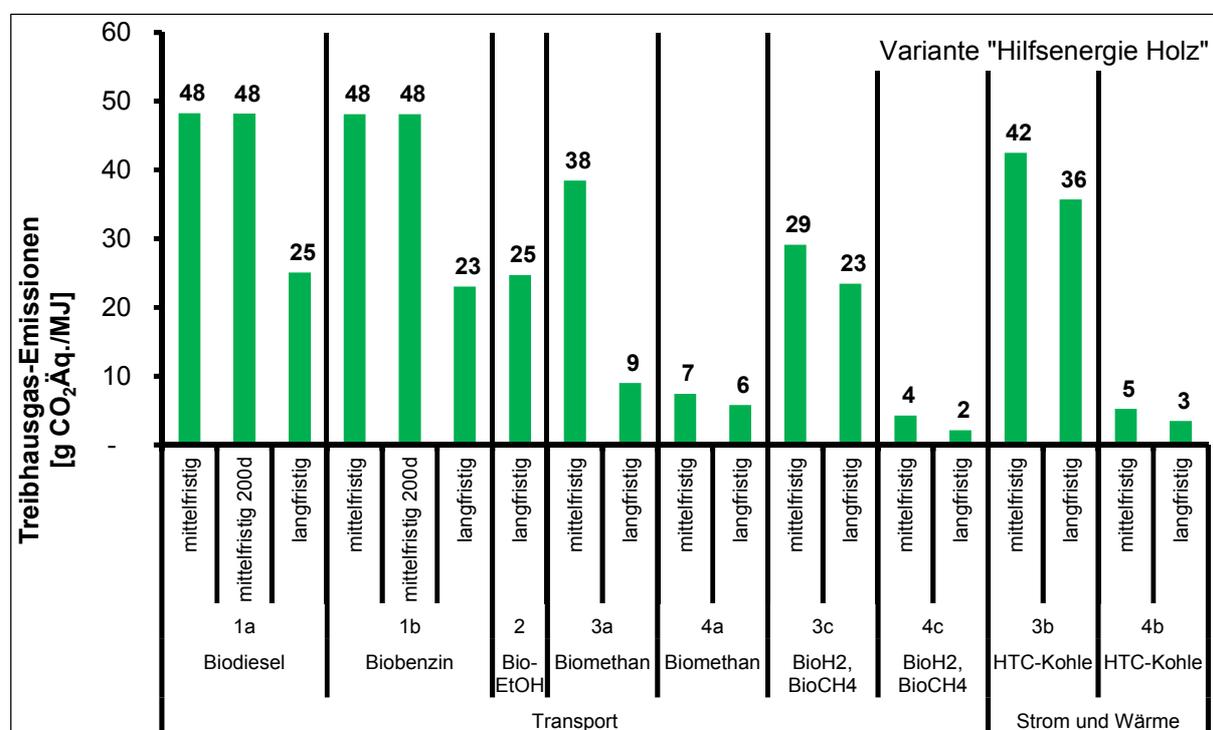


Abbildung 5-26: Treibhausgas-Emissionen der Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen der Variante Hilfsenergie Holz

Tabelle 5-9: Treibhausgas-Emissionen der Referenzsysteme mit fossiler sowie erneuerbarer Energie

Referenzsystem mit fossiler Energie	Treibhausgas-Emissionen in CO ₂ Äq./MJ	
	mittelfristig	langfristig
Diesel	84	82
Benzin	95	93
Heizöl schwer	90	88
Erdgas Kessel	73	71
Erdgas PKW	76	74
Kohle	107	105
Referenzsystem mit erneuerbarer Energie		
Biodiesel aus Raps	46	32
Biodiesel aus Altspeiseöl	12	9
Bioethanol aus Weizen	50	25
Stroh	2,1	1,7
Biomethan aus Gülle und Energiepflanzen	26	21
Holz	2,9	2,3

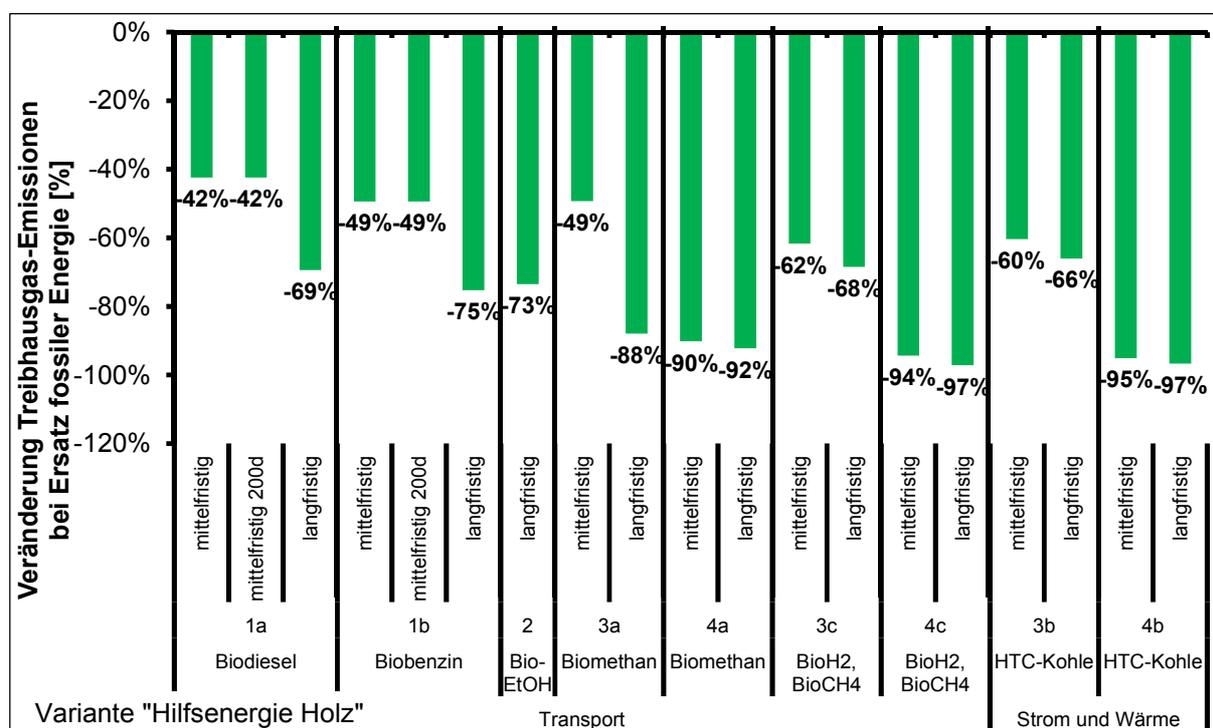


Abbildung 5-27: Veränderung der Treibhausgas-Emissionen der Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen der Variante Hilfsenergie Holz im Vergleich zum entsprechenden Referenzsystem mit fossiler Energie

5.5.4 Fossiler kumulierter Primärenergiebedarf

Die [Abbildung 5-28](#) zeigt den fossilen kumulierten Primärenergiebedarf des Nutzungspfades „1a Biodiesel“ sowie der Referenzsysteme mit fossiler und erneuerbarer Energie in MJ pro MJ Biodiesel für mittelfristige und langfristige Zeiträume. Für die Betrachtung des mittelfristigen Zeitraumes wird auch eine Variante der Kultivierung an nur 200 Tagen (200d) dargestellt. Ebenfalls werden für den Nutzungspfad „1a Biodiesel“ die Berechnungen für die Varianten Hilfsenergie Erdgas, Hilfsenergie Holz sowie Hilfsenergie Energiemix dargestellt. Es zeigt sich, dass für den mittelfristigen Zeitraum des Nutzungspfades „1a Biodiesel“ der fossile kumulierte Primärenergiebedarf der Variante Hilfsenergie Holz mit $0,44 \text{ MJ/MJ}_{\text{Biodiesel}}$ sowie der Variante Hilfsenergie Energiemix mit $0,99 \text{ MJ/MJ}_{\text{Biodiesel}}$ unter dem fossilen kumulierten Primärenergiebedarf des fossilen Referenzsystems Diesel mit $1,09 \text{ MJ/MJ}_{\text{Biodiesel}}$ liegt. Die Variante Hilfsenergie Erdgas weist den höchsten fossilen kumulierten Primärenergiebedarf mit $1,64 \text{ MJ/MJ}_{\text{Biodiesel}}$ auf. Der fossile kumulierte Primärenergiebedarf bezogen auf $\text{MJ}_{\text{Biodiesel}}$ verändert sich in der Betrachtung der kürzeren Kultivierungsdauer an 200 Tagen nicht, da zur Bereitstellung der gleichen Menge an Algenöl der Strom-, Hilfsstoff- sowie Nährstoffbedarf ähnlich hoch bleiben. Die Betrachtung des langfristigen Zeitraumes des Nutzungspfades „1a Biodiesel“ zeigt eine erhebliche Reduktion des fossilen kumulierten Primärenergiebedarfs. Der fossile kumulierte Primärenergiebedarf der Variante Hilfsenergie Erdgas verringert sich auf $0,71 \text{ MJ/MJ}_{\text{Biodiesel}}$, der Variante Hilfsenergie Holz auf $0,18 \text{ MJ/MJ}_{\text{Biodiesel}}$ und der Variante Hilfsenergie Energiemix auf $0,39 \text{ MJ/MJ}_{\text{Biodiesel}}$. Der fossile kumulierte Primärenergiebedarf aller drei Varianten der langfristigen Perspektive liegt unter dem fossilen kumulierten Primärenergiebedarf des Referenzsystems mit fossiler Energie ($1,07 \text{ MJ/MJ}_{\text{Biodiesel}}$). Hinsichtlich des erneuerbaren Referenzsystems Biodiesel aus Raps zeigt sich, dass der fossile kumulierte Primärenergiebedarf des Nutzungspfades „1a Biodiesel“ des mittelfristigen Zeitraumes aller drei Varianten über dem fossilen kumulierten Primärenergiebedarf des Referenzsystems Biodiesel aus Raps mit $0,20 \text{ MJ/MJ}_{\text{Biodiesel}}$ liegt. Dies trifft ebenfalls auf den langfristigen Zeitraum zu, dabei liegen alle drei Varianten über dem fossilen kumulierten Primärenergiebedarf des erneuerbaren Referenzsystems Biodiesel aus Raps mit $0,14 \text{ MJ/MJ}_{\text{Biodiesel}}$. Der fossile kumulierte Primärenergiebedarf für das erneuerbare Referenzsystem Biodiesel aus Altspeiseöl ist aufgrund der Aufbringung des Rohstoffes sehr niedrig und liegt zwischen $0,05$ und $0,04 \text{ MJ/MJ}_{\text{Biodiesel}}$.

Die [Abbildung 5-29](#) stellt den fossilen kumulierten Primärenergiebedarf des Nutzungspfades „4a Biomethan“ im Vergleich zu Referenzsystemen mit fossiler und erneuerbarer Energie in MJ pro MJ Biomethan für mittelfristige und langfristige Zeiträume dar. Für den Nutzungspfad „4a Biomethan“ werden die Varianten Hilfsenergie Erdgas, Hilfsenergie Holz sowie Hilfsenergie Energiemix des mittelfristigen sowie des langfristigen Zeitraumes dargestellt. Es zeigt sich, dass sowohl für den mittelfristigen als auch für den langfristigen Zeitraum des Nutzungspfades „4a Biomethan“ der fossile kumulierte Primärenergiebedarf aller Varianten unter dem fossilen kumulierten Primärenergiebedarf des Referenzsystems mit fossiler Energie mit $1,22$ bzw. $1,20 \text{ MJ/MJ}_{\text{Biomethan}}$ liegt. Den geringsten fossilen kumulierten Primärenergiebedarf weist die Variante Hilfsenergie Holz mit $0,08 \text{ MJ/MJ}_{\text{Biomethan}}$ (mittelfristig) bzw. $0,07 \text{ MJ/MJ}_{\text{Biomethan}}$ (langfristig) auf. Die Variante Hilfsenergie Erdgas weist mit $1,05 \text{ MJ/MJ}_{\text{Biomethan}}$ (mittelfristig) bzw. $0,87 \text{ MJ/MJ}_{\text{Biomethan}}$ (langfristig) den höchsten fossilen kumulierten Primärenergiebedarf des Nutzungspfades „4a Biomethan“ auf. Im Vergleich zum erneuerbaren Referenzsystem Biomethan aus Gülle und Energiepflanzen zeigt sich, dass der fossile kumulierte Primärenergiebedarf des Nutzungspfades „4a Biomethan“ mit Holz als Hilfsenergie ($0,08$ bzw. $0,07 \text{ MJ/MJ}_{\text{Biomethan}}$) unter dem fossilen kumulierten Primärenergiebedarf des Referenzsystems mit erneuerbarer Energie ($0,33$ bzw. $0,26 \text{ MJ/MJ}_{\text{Biomethan}}$) liegt. Wohingegen der fossile kumulierte Primärenergiebedarf der Varianten Hilfsenergie Erdgas mit $1,05$ bzw. $0,87 \text{ MJ/MJ}_{\text{Biomethan}}$ und Hilfsenergie Energiemix mit $0,53$ bzw. $0,38 \text{ MJ/MJ}_{\text{Biomethan}}$ höher ist als jener des Referenzsystems mit erneuerbarer Energie.

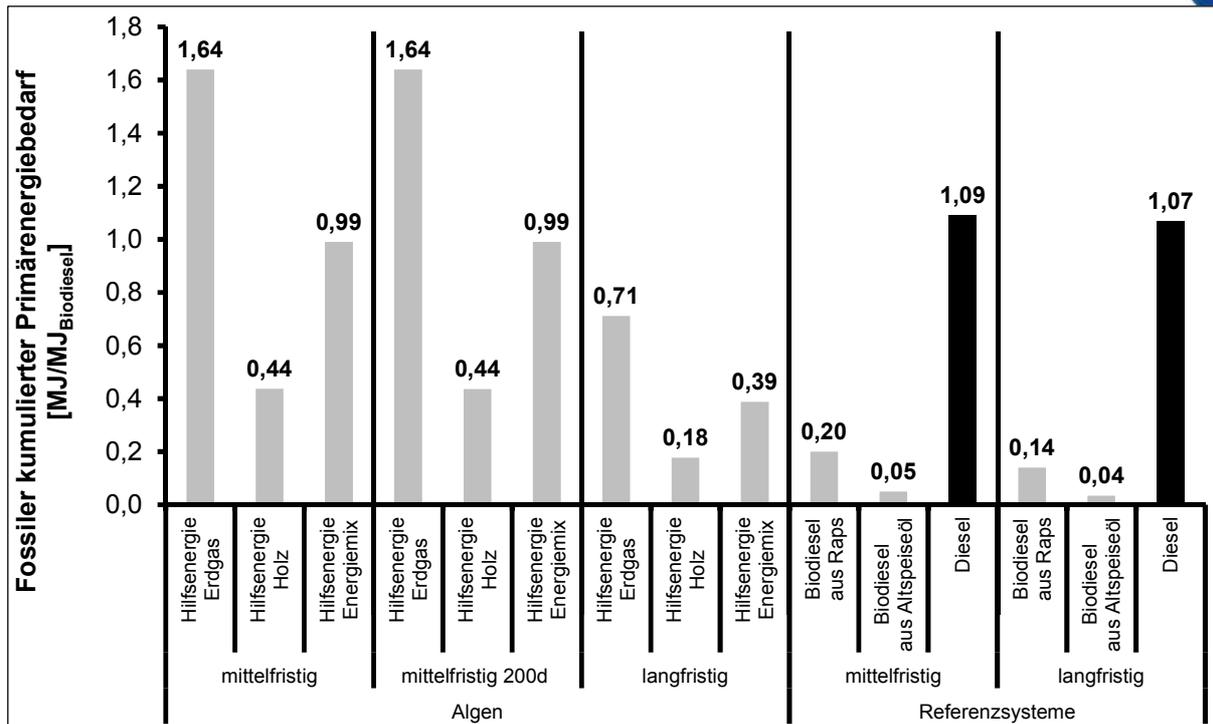


Abbildung 5-28: Fossiler kumulierter Primärenergiebedarf des Nutzungspfades „1a Biodiesel“ im Vergleich zu Referenzsystemen

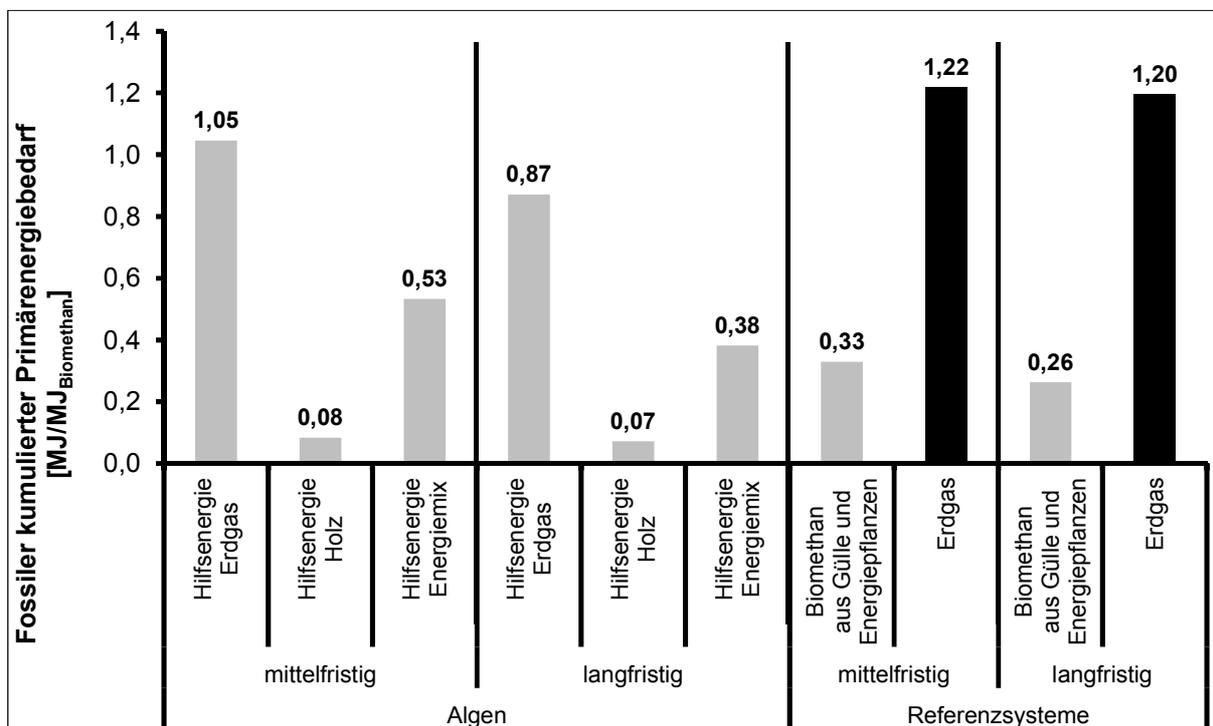


Abbildung 5-29: Fossiler kumulierter Primärenergiebedarf des Nutzungspfades „4a Biomethan“ im Vergleich zu Referenzsystemen

In der Abbildung 5-30 wird der fossile kumulierte Primärenergiebedarf aller Nutzungspfade der Variante Hilfsenergie Holz für den mittelfristigen als auch langfristigen Zeitraum dargestellt. Der fossile kumulierte Primärenergiebedarf wird ebenfalls wie bei den Treibhausgas-Emissionen auf die Energieprodukte der jeweiligen Nutzungspfade bezogen dargestellt. Man sieht in den einzelnen Nutzungspfaden eine Verbesserung des fossilen kumulierten Primärenergiebedarfs vom mittelfristigen Zeitraum zum langfristigen Zeitraum. Die Verbesserungen sind, wie oben bereits erwähnt, vorrangig durch die höhere Effizienz der Algenkultivierung (höhere Produktivität, geringerer Energiebedarf, geringerer Nährstoffbedarf) bedingt. Es ist ersichtlich, dass den höchsten fossilen kumulierten Primärenergiebedarf die Nutzungspfade „1a Biodiesel“ und „1b Biobenzin“ des mittelfristigen Zeitraums mit 0,44 bzw. 0,39 MJ/MJ aufweisen. Die Bewertung der Variante mit verkürzter Kultivierungsdauer zeigt, dass sich der fossile kumulierte Primärenergiebedarf pro MJ nicht verändert. Der fossile kumulierte Primärenergiebedarf der Nutzungspfade „1a Biodiesel“ und „1b Biobenzin“ verringert sich im langfristigen Zeitraum 0,18 bzw. 0,12 MJ/MJ. Den niedrigsten fossilen kumulierten Primärenergiebedarf weisen jene Nutzungspfade auf, die Algenkultivierung in offenen Systemen in Kombination mit Abwasserreinigung bewerten. Der fossile kumulierte Primärenergiebedarf der Nutzungspfade „4a Biomethan“, „4b HTC-Kohle“ sowie „4c Biowasserstoff, Biomethan“ liegt zwischen 0,03 und 0,08 MJ/MJ (mittelfristig) bzw. 0,02 und 0,07 MJ/MJ (langfristig).

In der Tabelle 5-10 ist der fossile kumulierte Primärenergiebedarf der Referenzsysteme mit fossiler Energie dargestellt, die zum Vergleich mit den Nutzungspfaden für Bioenergie aus Mikroalgen herangezogen wurden. Ebenfalls ist in dieser Tabelle der fossile kumulierte Primärenergiebedarf der Referenzsysteme mit erneuerbarer Energie aufgelistet.

Die Abbildung 5-31 zeigt die prozentuelle Veränderung des fossilen kumulierten Primärenergiebedarfs der Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen im Vergleich zu den entsprechenden Referenzsystemen mit fossiler Energie. Es werden in dieser Abbildung ebenfalls nur die Varianten mit Hilfsenergie Holz dargestellt. Im mittelfristigen Zeitraum betragen die Einsparungen der einzelnen Nutzungspfade zwischen 60 und 97%, im langfristigen Zeitraum können die Einsparungen auf 83 bis 98% erhöht werden.

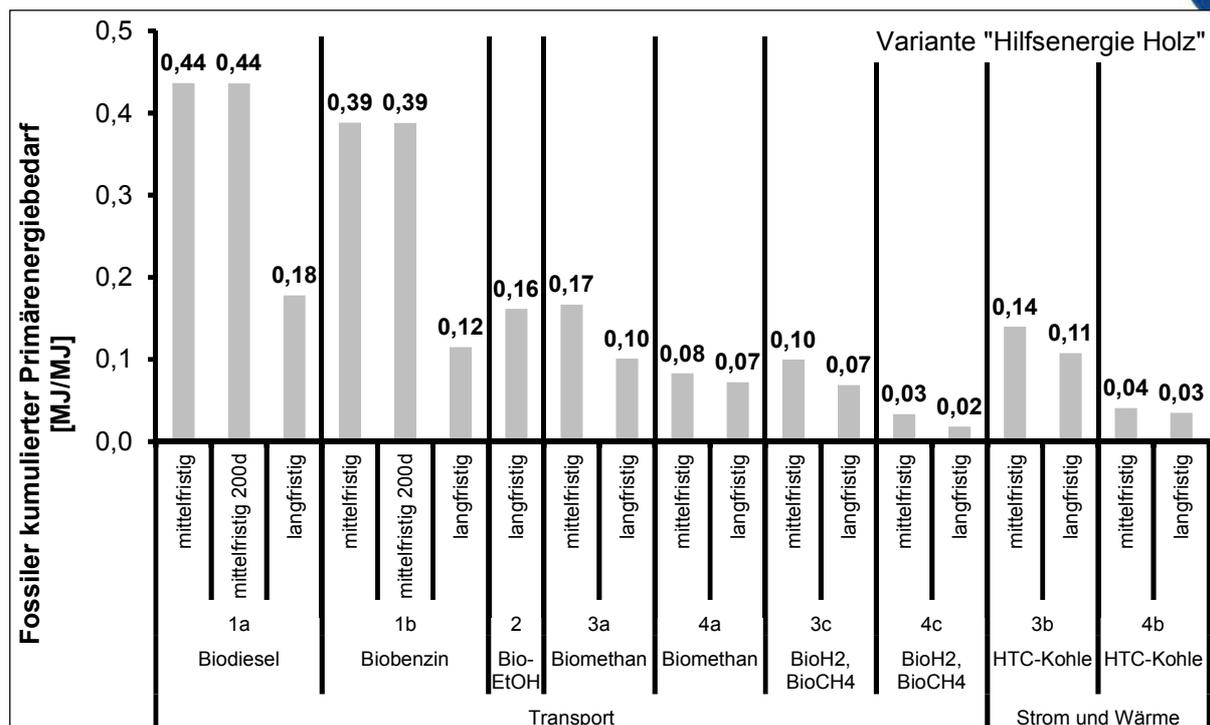


Abbildung 5-30: Fossiler kumulierter Primärenergiebedarf der Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen der Variante Hilfsenergie Holz

Tabelle 5-10: Fossiler kumulierter Primärenergiebedarf der Referenzsysteme mit fossiler oder erneuerbarer Energie

Referenzsystem mit fossiler Energie	Fossiler kumulierter Primärenergiebedarf in MJ/MJ	
	mittelfristig	langfristig
Diesel	1,09	1,07
Benzin	1,22	1,20
Heizöl schwer	1,12	1,10
Erdgas Kessel	1,40	1,37
Erdgas PKW	1,22	1,20
Kohle	1,07	1,05
Referenzsystem mit erneuerbarer Energie		
Biodiesel aus Raps	0,20	0,14
Biodiesel aus Altspeiseöl	0,05	0,04
Bioethanol aus Weizen	0,46	0,23
Stroh	0,02	0,02
Biomethan aus Gülle und Energiepflanzen	0,33	0,26
Holz	0,04	0,03

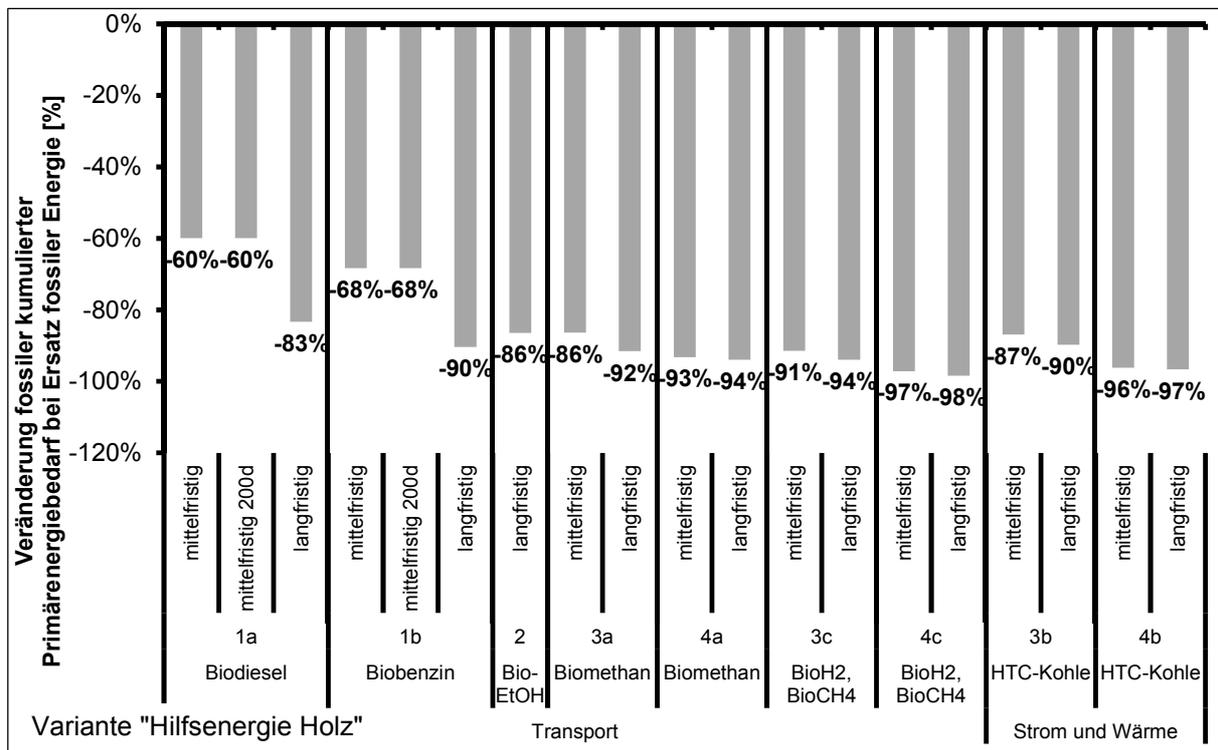


Abbildung 5-31: Veränderung des fossilen kumulierten Primärenergiebedarfs der Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen der Variante Hilfsenergie Holz im Vergleich zum entsprechenden Referenzsystem mit fossiler Energie

5.5.5 Flächenbedarf der Algenkultivierung

Die **Abbildung 5-32** zeigt den Flächenbedarf der Algenkultivierung des Nutzungspfades „1a Biodiesel“ sowie des erneuerbaren Referenzsystems Biodiesel Raps in m² pro MJ Biodiesel für den mittelfristigen und langfristigen Zeitraum. Für die Betrachtung des mittelfristigen Zeitraumes wird ebenfalls eine Variante der Kultivierung an nur 200 Tagen (200d) dargestellt. Es zeigt sich, dass der Flächenbedarf der Algenkultivierung um ein Vielfaches geringer ist, als der Flächenbedarfs des erneuerbaren Referenzsystems Biodiesel Raps. Der Flächenbedarf der Algenkultivierung beträgt im mittelfristigen Zeitraum 0,005 m²/MJ_{Biodiesel} bzw. 0,009 m²/MJ_{Biodiesel} (200 Tage Kultivierung), d.h. zur Erzeugung von einem MJ Biodiesel wird 0,005 m² Algenkultivierungsfläche benötigt. Im Gegensatz dazu beträgt der Flächenbedarf des erneuerbaren Referenzsystems Biodiesel Raps im mittelfristigen Zeitraum 0,121 m²/MJ_{Biodiesel}. Durch die Steigerung der Produktivität der Algenkultivierung sinkt der Flächenbedarf im langfristigen Zeitraum auf 0,003 m²/MJ_{Biodiesel}. Im Vergleich dazu beträgt der Flächenbedarf des erneuerbaren Referenzsystems Biodiesel Raps im langfristigen Zeitraum 0,085 m²/MJ_{Biodiesel}.

Die **Abbildung 5-33** stellt den Flächenbedarf der Algenkultivierung des Nutzungspfades „4a Biomethan“ in m² pro MJ Biomethan für den mittelfristigen und langfristigen Zeitraum dar. Der Flächenbedarf der Algenkultivierung liegt im mittelfristigen Zeitraum bei 0,018 m²/MJ_{Biomethan}, im langfristigen Zeitraum bei 0,008 m²/MJ_{Biomethan}. Im erneuerbaren Referenzsystem Biomethan aus Gülle und Energiepflanzen liegt der Flächenbedarf im mittelfristigen Zeitraum bei 0,074 m²/MJ_{Biomethan}, im langfristigen Zeitraum bei

0,059 m²/MJ_{Biomethan}. Der Flächenbedarf wird hierbei für den Anbau der Energiepflanzen berechnet, für Gülle als ein landwirtschaftlicher Reststoff besteht kein Flächenbedarf.

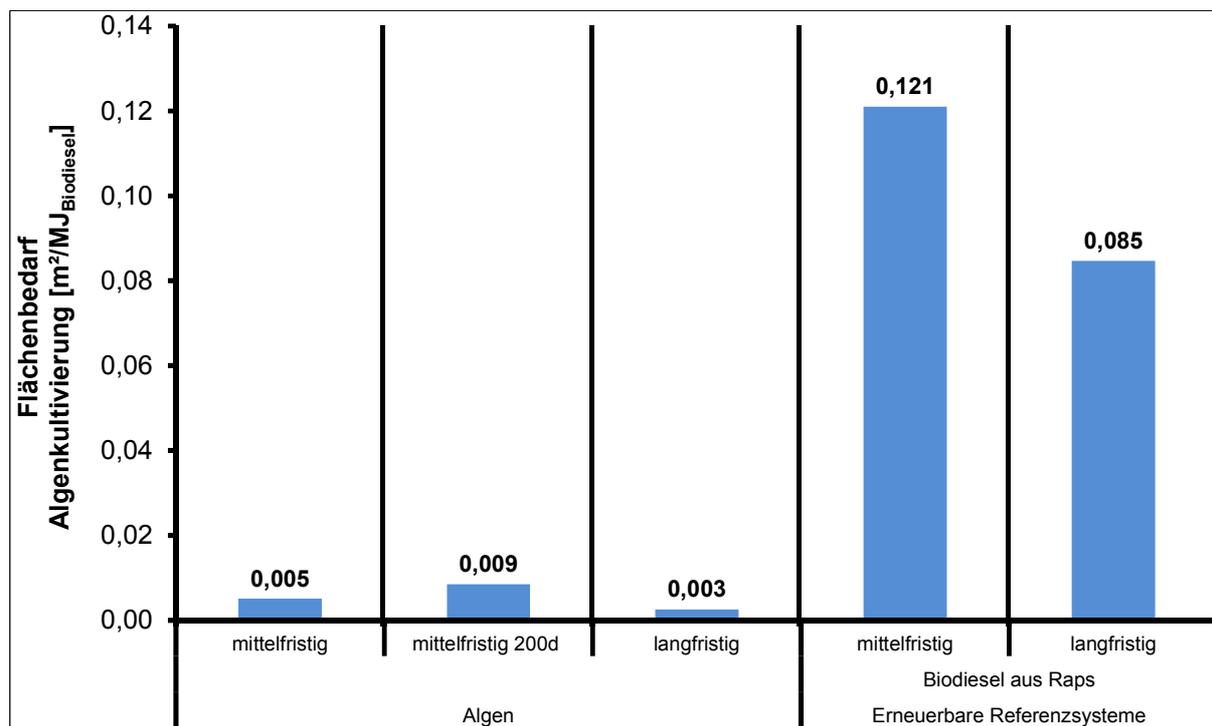


Abbildung 5-32: Flächenbedarf der Algenkultivierung des Nutzungspfades „1a Biodiesel“ im Vergleich zu Referenzsystemen mit erneuerbarer Energie

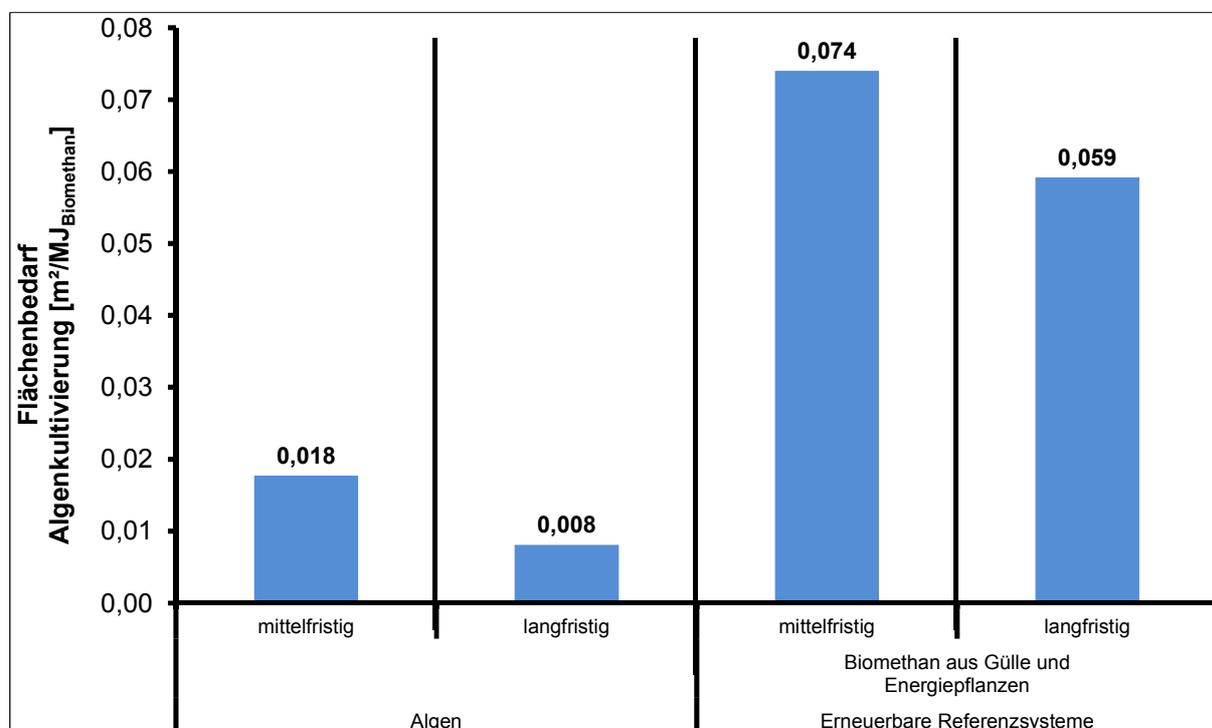


Abbildung 5-33: Flächenbedarf der Algenkultivierung des Nutzungspfades „4a Biomethan“

In der Abbildung 5-34 wird der Flächenbedarf der Algenkultivierung aller ausgewählten Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen in m² pro MJ dargestellt. Der Flächenbedarf wird ebenfalls wie bei den Treibhausgas-Emissionen sowie beim fossilen kumulierten Primärenergiebedarf auf die Energieprodukte der jeweiligen Nutzungspfade bezogen dargestellt. Es sind die Werte für den mittelfristigen sowie langfristigen Zeitraum dargestellt, ebenfalls sind für die Nutzungspfade „1a Biodiesel“ und „1b Biobenzin“ die Betrachtung der 200 Tage Kultivierung im mittelfristigen Zeitraum. Man sieht in den einzelnen Nutzungspfaden eine Verringerung des Flächenbedarfs der Algenkultivierung vom mittelfristigen Zeitraum zum langfristigen Zeitraum. Die Verbesserungen bedingen sich durch die angenommene höhere Produktivität der Algenkultivierung. Es ist ersichtlich, dass den höchsten Flächenbedarf der Algenkultivierung die Nutzungspfade „4a Biomethan“, „4b HTC-Kohle“ sowie „4c Biowasserstoff, Biomethan“ aufweisen. Grund dafür ist, dass in diesen Nutzungspfaden die Algen nicht in Photobioreaktoren kultiviert werden, sondern in offenen Systemen, diese weisen eine erheblich geringere Produktivität als Photobioreaktoren auf. Der Flächenbedarf dieser Nutzungspfade beträgt zwischen 0,013 und 0,020 m²/MJ (mittelfristig) bzw. 0,005 bis 0,009 m²/MJ (langfristig). Der Flächenbedarf der restlichen Nutzungspfade mit Kultivierung in Photobioreaktoren (Ausnahme Nutzungspfad „2 Bioethanol“) liegt in einem ähnlichen Bereich zwischen 0,005 und 0,008 m²/MJ (mittelfristig), 0,009 m²/MJ (mittelfristig 200d) bzw. zwischen 0,003 und 0,005 m²/MJ (langfristig). Der Flächenbedarf des Nutzungspfades „2 Bioethanol“ liegt im langfristigen Zeitraum mit 0,008 m²/MJ über dem Flächenbedarf der Algenkultivierung dieser restlichen Nutzungspfade des langfristigen Zeitraumes.

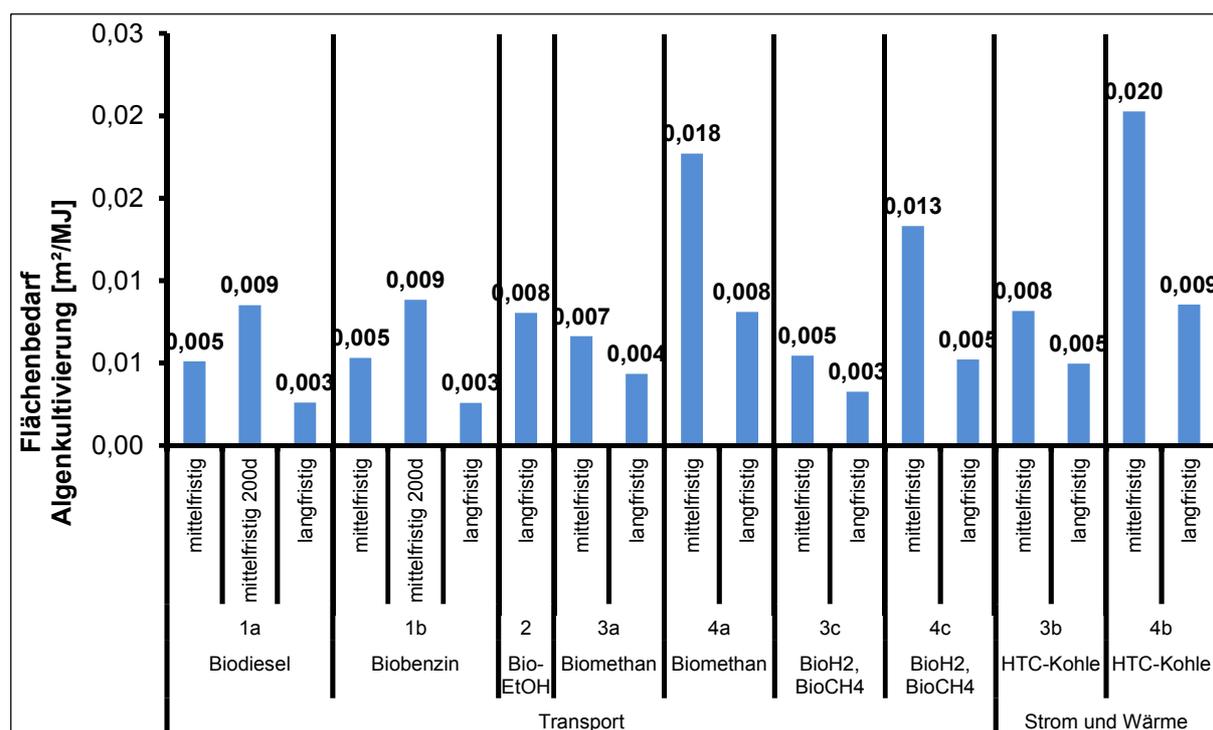


Abbildung 5-34: Flächenbedarf der Algenkultivierung der Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen

In Abbildung 5-35 wird die Transportdienstleistung einzelner Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen sowie einzelner Referenzsysteme mit erneuerbarer Energie in 1.000 km pro ha und Jahr dargestellt. Dadurch wird gezeigt, wie weit man mit einem PKW, betrieben mit

Treibstoff aus Algenbiomasse (Biodiesel, Biobenzin, Bioethanol oder Biomethan) von einem ha Algenkultivierung, fahren könnte. Im mittelfristigen Zeitraum besitzt die höchste Transportleistung der Nutzungspfad „3a Biomethan“ mit 591.000 km/(ha*a). Im langfristigen Zeitraum weist der Nutzungspfad „1a Biodiesel“ mit 1.305.000 km/(ha*a) den höchsten Wert der Transportdienstleistung auf, gefolgt vom Nutzungspfad „3a Biomethan“ mit 1.113.000 km/(ha*a). Die Transportdienstleistung der Referenzsysteme mit erneuerbarer Energie liegt im Vergleich zur Transportdienstleistung der Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen erheblich darunter. Die Referenzsysteme mit erneuerbarer Energie weisen folgende Transportdienstleistungen auf: Biodiesel aus Raps 19.000 km/(ha*a) (mittelfristig) bzw. 32.0000 km/(ha*a) (langfristig) und Bioethanol aus Weizen 21.000 km/(ha*a) (mittelfristig) bzw. 52.000 km/(ha*a) (langfristig). Zu beachten ist, dass im Nutzungspfad „1b Biobenzin“ nur Biobenzin zur Berechnung der Transportdienstleistung herangezogen wurde. Die weiteren energetischen Produkte aus dem FFC-Prozess (Light Cycle Oil und Heizgas) wurden nicht herangezogen, da diese nicht als Treibstoff in Kraftfahrzeugen dienen, sondern der Verbrennung zugeführt werden.

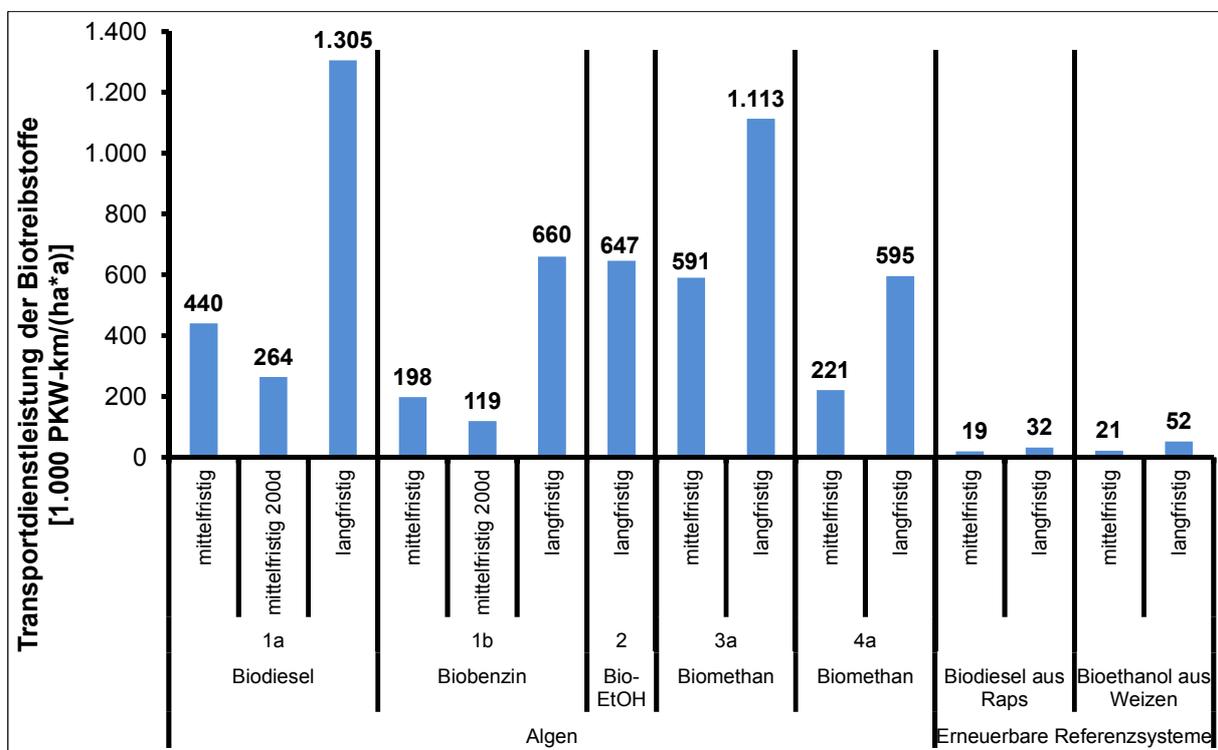


Abbildung 5-35: Transportdienstleistung (PKW) einzelner Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen sowie einzelner Referenzsysteme mit erneuerbarer Energie

5.6 Gesamtbewertung

Mikroalgen bieten zahlreiche Anwendungsmöglichkeiten zur Energieproduktion. Aus den verschiedenen Algenarten und deren unterschiedlichen Zusammensetzungen kann eine Bandbreite an Biotreibstoffen sowie Strom und Wärme hergestellt werden. Die technologische Bewertung der möglichen Nutzungspfade wurde zu Beginn des Projektes vorgenommen und als Basis für die Auswahl ökonomisch und ökologisch zu bewertenden Nutzungspfade verwendet. Generell kann gesagt werden, dass sich die Produktion von Bioenergie aus Algenbiomasse in einem frühen Entwicklungsstadium befindet, und dass der

Forschungs- und Entwicklungsbedarf bei der Produktion und Umwandlung als hoch bis sehr hoch einzustufen ist. Derzeit werden erste Pilot- und Demovorhaben auf internationaler Ebene umgesetzt.

Der Fokus der ökonomischen Bewertung lag auf der relativen Höhe der Kosten, die im Verlauf der Verarbeitungskette anfallen, auf dem Verhältnis von Investitionskosten zu Betriebskosten, und auf der Sensitivität der Gesamtkosten hinsichtlich einzelner Einflussfaktoren. Aus diesen Betrachtungen lässt sich auf den Forschungs- und Entwicklungsbedarf schließen, der für eine kommerzielle Anwendung nötig ist. Die größten Kosten fallen im Bereich der Investitionskosten für Photobioreaktoren (ca. 40 – 50% der jährlichen Kosten mittelfristig) und im Bereich der Betriebskosten für Algenkultivierung und Ernte an (ca. 55 – 75% der Betriebskosten mittelfristig). Durch Verbesserungen der Technologie entlang der Prozesskette könnten wesentliche Energieeinsparungen und eine Reduktion der Betriebskosten bei gleichzeitiger Erhöhung der Ausbeute erreicht werden. Wenn es zusätzlich gelingt, die Investitionskosten für Photobioreaktorsysteme zu senken, können Energieträger aus Mikroalgen in Zukunft kostengünstig produziert werden.

Im Detail bedeutet dies:

Großen Forschungs- und Entwicklungsbedarf gibt es im Bereich der Mikroalgenkultivierung und Ernte. Verglichen mit heute in der Landwirtschaft genutzten Pflanzen ist die Kultivierung von Mikroalgen kaum erforscht und entwickelt, und starke Verbesserungen der Produktivität können erwartet werden.

Ein weiterer Kostenfaktor ist die Verfügbarkeit und Bereitstellung von Hilfsstoffen (Wasser, CO₂, Nährstoffe) in ausreichenden Mengen. Die Standortwahl für eine wirtschaftliche Energieproduktion aus Mikroalgen ist deshalb enorm wichtig. Die Integration in bereits bestehende Industrien sollte angestrebt werden, um deren Stoffströme (Abwärme, Verbrennungsgas, Lösemittel, etc.) nutzen zu können und somit die Kosten zu senken.

Es wurde auch bestimmt, ob eine Einstellung der Kultivierung in den Wintermonaten sinnvoll ist. Da es sich bei der Mikroalgenkultivierung um eine industrielle Produktion mit hohen Investitionskosten handelt, ist es sinnvoll, die Zahl der Betriebsstunden durch einen ganzjährigen Betrieb zu maximieren.

Ein großer Beitrag zur Reduktion der Kosten der Energieträger aus Algenbiomasse kann aus der Produktion von höherwertigen Produkten kommen. Die Energieproduktion würde erst am Ende einer kaskadischen Nutzung der Algenbiomasse stehen, ein Großteil der Wertschöpfung käme aus der Produktion von höherwertigen Produkten wie z.B. speziellen Fettsäuren. Nutzungspfade zur Produktion von nicht-energetischen Produkten aus Algenbiomasse waren jedoch nicht Gegenstand der vorliegenden Untersuchung. Bioraffineriekonzepte für die Produktion von Biomaterialien und die Erzeugung von Bioenergie aus Algenbiomasse müssen erarbeitet werden. Unabhängig von den Produkten wäre die Integration in bereits bestehende Industrien, um Synergien zu nutzen, von Vorteil.

Die Konkurrenzfähigkeit von Bioenergie aus Algen hängt auch wesentlich vom Preis des Referenzproduktes ab. Im Vergleich zu den berechneten Referenzwerte auf Basis der Preisprognosen im World Energy Outlook (WEO) 2011 der Internationalen Energieagentur zeigte sich, dass mittelfristig nicht zu erwarten ist, dass Bioenergie aus Mikroalgen billiger ist als die fossile oder die erneuerbare Alternative; langfristig werden jedoch fast alle Nutzungspfade billigere Energie produzieren als die fossile Alternative.

Die ökologische Bewertung auf Basis einer Lebenszyklusanalyse wurde ebenfalls wie die ökonomische Bewertung mit heute verfügbaren, publizierten Daten berechnet. Von erheblicher Bedeutung für die Treibhausgas-Emissionen (CO₂-Äquivalent) sowie den fossilen kumulierten Primärenergiebedarf ist die Herkunft der Hilfsenergie (Strom und Wärme). Zu einer erheblichen Umweltverbesserung bei Ersatz von fossilen Energieträgern können Mikroalgen nur dann beitragen, wenn erneuerbare Energie als Hilfsenergie eingesetzt wird.

Im Vergleich zu den entsprechenden Referenzsystemen liegt die Reduktion der Treibhausgas-Emissionen der Nutzungspfade 1, 2 und 3 zwischen 42 und 62% (mittelfristiger Zeitraum) bzw. zwischen 69 und 88% (langfristiger Zeitraum) bei Einsatz von erneuerbarer Energie als Hilfsenergie.

Ebenfalls relevant für die Treibhausgas-Emissionen ist die Bereitstellung der benötigten Nährstoffe wie Stickstoff und Phosphor. Durch die Kombination mit Abwasserreinigungsanlagen können der Bedarf an mineralischem Dünger als auch der Bedarf an Frischwasser erheblich reduziert werden, dadurch ergibt sich ein besonderer Umweltvorteil. Die Treibhausgas-Reduktion liegt bei den Nutzungspfaden mit Abwasserkultivierung zwischen 90 und 95% (mittelfristig) bzw. zwischen 92 und 95% (langfristig).

Das Reduktionsziel der EU für neue Anlagen für Biotreibstoffe gegenüber Referenzsystemen mit fossiler Energie ab 2018 von 60% können die Nutzungspfade unter den getroffenen Annahmen nur erreichen, wenn der gesamte Hilfsenergiebedarf mit Energie aus erneuerbaren Rohstoffen abgedeckt wird. Wobei die Nutzungspfade „1a Biodiesel“, „1b Biobenzin“ sowie „3a Biomethan“ im mittelfristigen Zeitraum unter einer Reduktion der Treibhausgas-Emissionen von 60% liegen (zwischen 42 und 49%). Die Nutzungspfade „3b HTC-Kohle“, „3c Biowasserstoff, Biomethan“, „4a Biomethan“, „4b HTC-Kohle“ sowie „4c Biowasserstoff, Biomethan“ weisen eine Reduktion der Treibhausgas-Emissionen von über 60% auf (zwischen 60 und 95%). In der Betrachtung des langfristigen Zeitraums weisen, durch Optimierungen z.B. des Energiebedarfs, des Nährstoffbedarfs, der Produktivität, alle Nutzungspfade eine Reduktion der Treibhausgas-Emissionen von über 60% auf (zwischen 66 und 97%).

Die Reduktion des fossilen kumulierten Primärenergiebedarfs der Nutzungspfade liegt zwischen 60 und 97% (mittelfristig) bzw. zwischen 83 und 98% (langfristig) bei Einsatz von erneuerbarer Energie als Hilfsenergie.

Wird zur Deckung des Hilfsenergiebedarfs fossile Energie bzw. ein Mix aus verschiedenen Energieträgern eingesetzt, so erhöhen sich die Treibhausgas-Emissionen sowie der fossile kumulierte Primärenergiebedarf. Die Berechnungen wurden für ausgewählte Nutzungspfade gemacht: Eine Reduktion von über 60% wird in diesen Varianten der Hilfsenergiebereitstellung der betrachteten Nutzungspfade nicht erreicht.

Es ist zu erwarten dass, durch Optimierungen des Hilfsenergiebedarfs die Treibhausgas-Emissionen und der fossile kumulierte Primärenergiebedarf gesenkt werden können. Aufgrund des frühen Entwicklungsstands der Technik in der Mikroalgenkultivierung kann sogar mit erheblichen Verbesserungen gerechnet werden.

Ein großer Vorteil von Energieträgern aus Mikroalgen ist der Flächenbedarf. Wenn die erwarteten Erträge in industriellem Maßstab realisiert werden können, ist im Vergleich zu anderen Bioenergiepfaden (z.B. Biodiesel aus Raps, Bioethanol aus Weizen) der Flächenbedarf deutlich bis wesentlich geringer. Z.B. beträgt der Flächenbedarf der Algenkultivierung im Nutzungspfad „1a Biodiesel“ $0,005 \text{ m}^2/\text{MJ}_{\text{Biodiesel}}$ (mittelfristig) bzw. $0,009 \text{ m}^2/\text{MJ}_{\text{Biodiesel}}$ (langfristig). Im Vergleich dazu beträgt der Flächenbedarf von Biodiesel aus Raps $0,121 \text{ m}^2/\text{MJ}_{\text{Biodiesel}}$ (mittelfristig) bzw. $0,085 \text{ m}^2/\text{MJ}_{\text{Biodiesel}}$ (langfristig).

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass in allen Bereichen von der Algenkultivierung bis hin zur energetischen Umwandlung von Mikroalgen Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht. Erfolgreiche Entwicklungen im Bereich der Rohstoffe als auch der Technologien versprechen Verbesserungen hinsichtlich ökologischen und ökonomischen Kriterien. Weitere ökonomische und ökologische Bewertungen und Analysen im Rahmen von zukünftigen Installationen großtechnischer Anlagen sollten mit gemessenen Betriebsdaten durchgeführt werden.

6 Szenarien für Österreich mittelfristig/langfristig

Aufbauend auf den technologischen, ökonomischen und ökologischen Bewertungen der einzelnen Nutzungspfade (siehe Kapitel 5) werden Szenarien für Österreich dargestellt: Szenario mittelfristig (etwa 2020) und Szenario langfristig (etwa 2050).

Randbedingungen stellen dabei die 20/20/20-Ziele der EU für 2020 (20% weniger Treibhausgas-Emissionen als 2005, 20% Anteil an erneuerbaren Energien und 20% mehr Energieeffizienz) dar. Mittelfristig wird für Biotreibstoffe angenommen, dass sowohl für Biodiesel als auch für Bioethanol 10vol% Beimischung erreicht wird. Langfristig wird für Biodiesel 20vol% und für Bioethanol 15vol% Beimischung angenommen.

6.1 Szenarien-Festlegung

6.1.1 Einleitung

Für die Szenarien wurden die Nutzungspfade „1a Biodiesel“, „1b Biobenzin“, „3c Biowasserstoff, Biomethan“ und „4c Biowasserstoff, Biomethan“ betrachtet: Für diese Nutzungspfade ergeben sich im langfristigen Zeitraum Kosten, die niedriger sind als die zu erzielenden Erlöse (siehe Kapitel 5.4.2 und Anhang 11.9). Die ökologische Bewertung dieser Nutzungspfade ergab Treibhausgas-Reduktionen bei Nutzung von erneuerbarer Energie von mehr als 60% (siehe Kapitel 5.5.2 oder [Abbildung 5-27](#)).

Als CO₂-Quellen für die Nutzungspfade „1a Biodiesel“, „1b Biobenzin“ und „3c Biowasserstoff, Biomethan“ mit einem CO₂-Bedarf von etwa 0,3 bis 1 Mio. t CO₂ kämen Kraftwerks- und Industriestandorte (Stahl-, Papier- und Zellstoff-, Zementindustrie) in Frage. Eine Analyse möglicher Standorte wurde auf Basis von VERZEICHNIS EZG 2011, STUDIA 2009 und PAPIERINDUSTRIE 2011 durchgeführt. Die österreichische Zementindustrie ist an zwölf Standorten mit je einem Werk vertreten (STUDIA 2009). In der Papier- und Zellstoffindustrie wird Zellstoff in Österreich an fünf von 21 Standorten erzeugt (PAPIERINDUSTRIE 2011). In der Stahl- und Eisenindustrie dominieren die zwei großen Standorte Linz und Donawitz (VERZEICHNIS EZG 2011). Große Kraftwerksstandorte mit entsprechend hohen Zuteilungen von Emissionszertifikaten existieren in der Steiermark, Ober- und Niederösterreich sowie in Wien (VERZEICHNIS EZG 2011). Es wurden etwa 20 Standorte identifiziert, die mehr als 300 kt/a CO₂ emittieren. In [Abbildung 6-1](#) ist die Verteilung der CO₂-Mengen auf die Anzahl von Standorten der Industrie- bzw. Kraftwerksanlagen dargestellt.

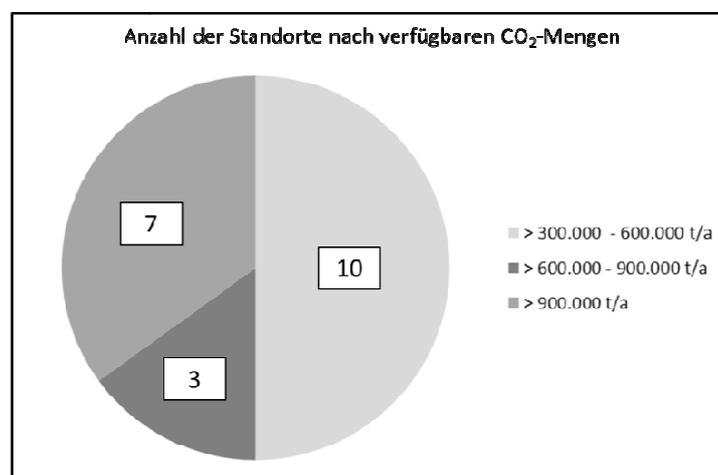


Abbildung 6-1: Anzahl der Standorte in Österreich mit mehr als 300.000 t/a CO₂

Für Nutzungspfad „4c Biowasserstoff, Biomethan“ (Verwendung von Abwasser) muss eine ausreichend große Abwasserbehandlungsanlage zur Verfügung stehen. Für die Berechnungen wurden 800.000 EW (Einwohnerwerte) herangezogen. Derzeit gibt es zwei kommunale Abwasseranlagen mit dieser Mindestgröße in Österreich (LEBENSministerium 2003, siehe Abbildung 6-2). Zusätzlich zu den Abwasseranlagen müssen entsprechende CO₂-Quellen vorhanden sein: Für den Nutzungspfad 4c werden etwa 14 kt/a CO₂ benötigt.

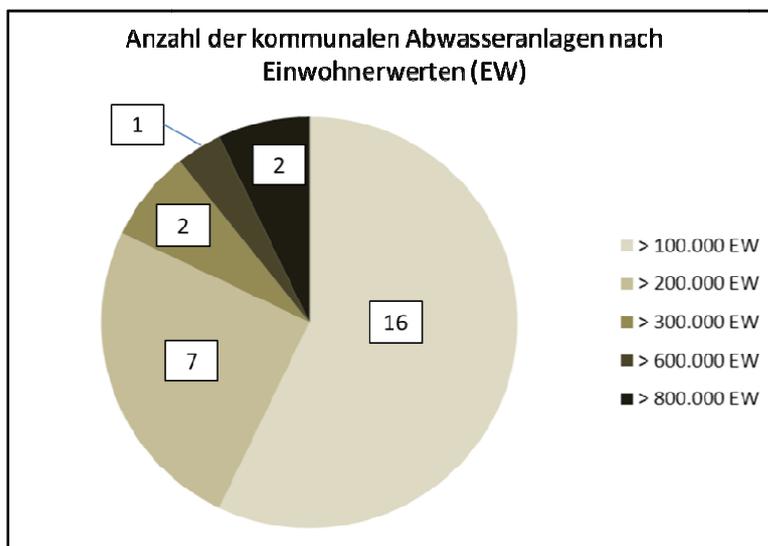


Abbildung 6-2: Anzahl kommunaler Abwasseranlagen nach Einwohnerwerten (EW)

Es wird davon ausgegangen, dass bilanziell bezogen auf ein Jahr die Menge CO₂ für die Algenzucht passend zur Nachfrage aus der Kultivierung zur Verfügung gestellt werden kann (Zwischenspeicherungen etc. werden nicht berücksichtigt) und ausreichend Platz an den möglichen Standorten für die Algenanlage zur Verfügung steht.

6.1.2 Szenarien

Für die Zeiträume mittel- und langfristig wurden Szenarien entwickelt. Mittelfristig wird angenommen, dass Pilot- und Demonstrationsanlagen in Betrieb sind. Für Biowasserstoff und Biomethan aus Abwasser (siehe Nutzungspfad 4c) wird mittelfristig eine kommerzielle Anlage angenommen.

Für das Szenario langfristig wurden ausgehend von der Standortanalyse zwei Varianten mit möglichen Anlagenanzahlen abgeleitet und festgelegt: „Standard“ und „Maximal“.

- Die Variante „Standard“ umfasst je fünf Anlagen für die Nutzungspfade „1a Biodiesel“, „1b Biobenzin“ mit einem jährlichen CO₂-Bedarf von etwa 590 kt/a pro Anlage. Die Anlagenanzahl für die beiden Nutzungspfade „3c und 4c Biowasserstoff, Biomethan“ wurde mit je fünf festgelegt.
- Für die Variante „Maximal“ wurden je 15 Anlagen für die Nutzungspfade „1a Biodiesel“, „1b Biobenzin“ mit einem jährlichen CO₂-Bedarf von etwa 590 kt/a pro Anlage angenommen. Die Anlagenanzahl für die beiden Nutzungspfade „3c und 4c Biowasserstoff, Biomethan“ wurde mit je fünf wie für die Variante „Standard“ festgelegt.

Nutzungspfad „1a Biodiesel“

Im Jahre 2010 wurden etwa 500.000 t Biodiesel hauptsächlich als Beimischung zu Diesel (85%) verwendet (UMWELTBUNDESAMT 2011). Mittelfristig wird angenommen, dass die Beimischung 10vol% betragen wird. Langfristig wird von einer Beimischung von 20vol% ausgegangen. Damit ergeben sich folgende Daten für Biodiesel (siehe Tabelle 6-1). Zur Deckung des gesamten Bedarfs an Biodiesel unter den getroffenen Annahmen (Beimischung 10vol% mittelfristig, 20vol% langfristig) müssten mittelfristig etwa 17 bzw. langfristig mehr als 34 Anlagen (45.000 Jahrestonnen Biodiesel pro Anlage) errichtet werden.

Tabelle 6-1: Biodieselmengen Österreich (mittelfristig und langfristig)

	mittelfristig	langfristig
Biodiesel kt/a	782	1.565
Biodiesel PJ/a	28,9	57,9

Nutzungspfad „1b Biobenzin“

Im Nutzungspfad „1b Biobenzin“ werden die Produkte Biobenzin, Light Cycle Oil (LCO) und Heizgas gemeinsam berücksichtigt (etwa 1,3 PJ je Algenanlage langfristig). Das FCC-Produkt Biobenzin kann Benzin ersetzen. Im Jahre 2010 wurden etwa 1,8 Mio. t Benzin (etwa 76 PJ) in Österreich verwendet (UMWELTBUNDESAMT 2011). Pro Anlage werden etwa 0,9 PJ Biobenzin erzeugt. Um unter den getroffenen Annahmen (Beimischung 10vol% mittelfristig, 15vol% langfristig) den gesamten Bedarf an Bioethanol zu decken, wären mittelfristig etwa 6 bzw. langfristig etwa 11 Anlagen notwendig.

Nutzungspfade „3c und 4c Biowasserstoff, Biomethan“

Dabei wird einerseits Abwasser genutzt (Nutzungspfad „4c Biowasserstoff, Biomethan“) und andererseits die Kultivierung in Photobioreaktoren (PBR) angewandt (Nutzungspfad „3c Biowasserstoff, Biomethan“). Bei der Verwendung von Abwasser muss eine ausreichend große Abwasserbehandlungsanlage zur Verfügung stehen. Für die Berechnungen wurden 800.000 EW (Einwohnerwerte) herangezogen. Derzeit gibt es in Österreich zwei kommunale Anlagen mit dieser Mindestgröße (LEBENS MINISTERIUM 2003). Mittelfristig wird deshalb eine kommerzielle Algenanlage, langfristig werden fünf Algenanlagen angenommen.

Zusätzlich zu den Abwasseranlagen müssen entsprechende CO₂-Quellen vorhanden sein: Für Nutzungspfad „4c Biowasserstoff, Biomethan“ werden etwa 14.000 t/a, für Nutzungspfad „3c Biowasserstoff, Biomethan“ etwa 333.000 t/a benötigt.

6.2 Ergebnisse Szenarien

Eine Übersicht zu den angenommenen Anlagen für die Szenarien bietet Tabelle 6-2. In Tabelle 6-3 sind die Energiepotentiale und in Tabelle 6-4 die Treibhausgas-Reduktionen der Szenarien zusammengestellt.

Mittelfristig wurde davon ausgegangen, dass nur für die Nutzung von Abwasser (Nutzungspfad „4c Biowasserstoff, Biomethan“) eine kommerzielle Anlage in Betrieb sein wird. Sonst wird keine kommerzielle Algenanlage in Betrieb angenommen. Diese kommerzielle Anlage könnte Biowasserstoff und Biomethan (in Summe etwa 0,04 PJ, siehe Tabelle 6-3) erzeugen und damit etwa 3 kt CO₂-Äq. einsparen (siehe Tabelle 6-4).

Langfristig könnten im Szenario „Standard“ etwa 21 PJ/a (siehe Tabelle 6-3) produziert und dadurch die Treibhausgas-Emissionen um etwa 1.210 kt CO₂-Äq. (siehe Tabelle 6-4) reduziert werden. Bezogen auf die Endenergie in Österreich in 2010 (STATISTIK AUSTRIA 2011) könnten aus Algen etwa 1,9% erzeugt werden (siehe Tabelle 6-5). Bezogen auf die Endenergie 2050 für konstante Energiedienstleistung (STREICHER, W. ET AL 2010) errechnet sich ein Anteil von etwa 3,5%. Die jährlichen Treibhausgas-Emissionen betragen für Österreich in 2010 etwa 85 Mio. t CO₂-Äq. (UMWELTBUNDESAMT 2011a). Durch Energieproduktion aus Algen könnten damit etwa 1,4% der Treibhausgas-Emissionen Österreichs (2010) reduziert werden (siehe Tabelle 6-5).

Langfristig könnten im Szenario „Maximal“ (Anlagenanzahl je 15 für die Produktion von Biodiesel und FCC-Produkte) etwa 51 PJ/a (siehe Tabelle 6-3) produziert und dadurch die Treibhausgas-Emissionen um etwa 3.000 kt CO₂-Äq. (siehe Tabelle 6-4) reduziert werden. Bezogen auf die Endenergie in Österreich in 2010 (STATISTIK AUSTRIA 2011) könnten aus Algen etwa 4,5% erzeugt werden (siehe Tabelle 6-5). Bezogen auf die Endenergie 2050 für konstante Energiedienstleistung (STREICHER, W. ET AL 2010) errechnet sich ein Anteil von etwa 8,5%. Bezogen auf die jährlichen Treibhausgas-Emissionen für Österreich in 2010 (UMWELTBUNDESAMT 2011a) könnten durch Energieproduktion aus Algen etwa 3,5% der Treibhausgas-Emissionen Österreichs (2010) reduziert werden (siehe Tabelle 6-5).

Tabelle 6-2: Anlagenanzahl der Szenarien

Anlagenanzahl						
Szenarien		1a Biodiesel ^{A)}	1b Biobenzin ^{A)}	3c Biowasserstoff, Biomethan PBR ^{A)}	4c Biowasserstoff, Biomethan Abwasser ^{B)}	Summe
mittelfristig		0 ^{C)}	0 ^{C)}	0 ^{C)}	1	1
langfristig	Standard	5	5	5	5	20
	Maximal	15	15	5	5	40
A) CO ₂ -Bedarf > 300 kt/a, damit etwa 20 Standorte in Österreich						
B) Abwasserbedarf etwa 800.000 EW, damit maximal 5 Standorte in Österreich						
C) Pilot- und Demonstrationsanlagen						

Tabelle 6-3: Energiepotenziale der Szenarien

Energiepotenzial in TJ/a						
Szenarien		1a Biodiesel	1b Biobenzin	3c Biowasserstoff, Biomethan PBR	4c Biowasserstoff, Biomethan Abwasser	Summe
mittelfristig		0	0	0	35	35
langfristig	Standard	8.414	6.409	5.885	194	20.902
	Maximal	25.242	19.226	5.885	194	50.547

Tabelle 6-4: Treibhausgas-Reduktion der Szenarien

THG-Reduktion in kt CO ₂ -Äq./a						
Szenarien		1a Biodiesel	1b Biobenzin	3c Biowasserstoff, Biomethan PBR	4c Biowasserstoff, Biomethan Abwasser	Summe
mittelfristig		0	0	0	-3	-3
langfristig	Standard	-479	-417	-300	-14	-1.210
	Maximal	-1.438	-1.250	-300	-14	-3.002

Tabelle 6-5: Szenario langfristig – Energiepotenziale und Treibhausgas-Reduktion

Szenario langfristig	Standard				Maximal			
	Energiepotenzial		THG-Reduktion		Energiepotenzial		THG-Reduktion	
	PJ/a	% Endenergie 2010	kt CO ₂ -Äq./a	% THG-Emissionen 2010	PJ/a	% Endenergie 2010	kt CO ₂ -Äq./a	% THG-Emissionen 2010
	21	1,9%	-1.210	-1,4%	51	4,5%	-3.002	-3,5%

7 Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Das grundsätzliche Potenzial von Mikroalgen für die energetische und stoffliche Nutzung kann langfristig enorm sein, vor allem durch die hohen Produktivitäten, den geringen Flächenbedarf im Vergleich zu landwirtschaftlichen Rohstoffen und die Anwendungsmöglichkeiten. Um dieses Potenzial überhaupt mittel- und langfristig kommerziell nutzbar zu machen, ist noch erheblicher F&E Bedarf in allen Bereichen der Prozesskette nötig, angefangen bei den Rohstoffen und der Kultivierung, der Umwandlung bis hin zur Infrastruktur.

Bei den Rohstoffen ist Forschung im Bereich Algenbiologie, Kultivierung, Ernte und Entwässern nötig. Bei der Algenbiologie sind vor allem Artenauswahl und Optimierung des Wachstums zu erforschen. In Bezug auf die Algenkultivierung stellt sich die Frage nach dem am besten geeigneten System (offen, geschlossen, heterotroph, halb-geschlossen) und der Optimierung dieses Systems hinsichtlich Produktivität und Energiebedarf. In diesem Zusammenhang ist das Wärmemanagement zu betrachten, einige PBR Systeme benötigen Kühlung im Sommer und Beheizung im Winter. Das Upscaling der Systeme stellt eine Herausforderung dar, weil eine robuste und stabile Kultur im kommerziellen Maßstab mit hoher Produktivität erhalten werden muss. Der Wasser- und Nährstoffbedarf muss für kommerzielle Anlagen optimiert werden. Auswirkungen auf die Umwelt durch große Algenkultivierungsanlagen müssen eruiert werden. Bei der Ernte der Algen müssen enorme Wassermengen abgetrennt und recycelt werden, das beste Verfahren, das Kosten und Energie minimiert, muss erprobt werden.

Bei der Aufbereitung und Umwandlung besteht F&E Bedarf in der Optimierung der Ölextraktion (Wasser aus Zellen entfernen, Energiebedarf) und vor allem bei der Auswahl geeigneter Umwandlungstechnologien. Bislang ist noch keine der verfügbaren Treibstoffproduktionstechnologien ausreichend mit Algen als Rohstoff getestet worden. Ein weiterer Punkt ist die gekoppelte Erzeugung von nicht-energetischen Produkten, um den Gesamtprozess kostengünstiger zu machen.

Bei der Integration in bestehende Infrastruktur ist vor allem die Bereitstellung von CO₂, Nährstoffen und Wasser wesentlich. Günstig ist die Verwendung von Restströmen (z.B. CO₂ aus Verbrennungsgas aus Kraftwerken, Nährstoffe aus Abwasser), kurze Transportwege für Zwischen- bzw. Abfallprodukte und die Kreislaufführung des erforderlichen Wassers in der Kultivierung. Die günstigsten Standorte für eine Algenkultivierung müssen gefunden werden (industrielle CO₂-Quellen, Abwasser, Abwärme). Diese Maßnahmen verbessern sowohl die Wirtschaftlichkeit als auch die Nachhaltigkeit der Produktion.

Tabelle 7-1 zeigt den nötigen Forschungs- und Entwicklungsbedarf der Mikroalgenkultivierung und Umwandlung zu Energieträgern auf, der im Zuge dieser Studie ermittelt wurde. Diese Erkenntnisse decken sich mit internationalen Ergebnissen, wie z.B. National Algal Biofuels Technology Roadmap des US DOE, in der auf Seite 6 „technology goals for overcoming barriers to algal biofuels“ aufgelistet sind (U.S. DOE, 2010), Strategic Research Agenda Update 2010 der European Biofuels Technology Platform, in der ab Seite 18 R&D recommendations und R&D needs aufgelistet sind (EUROPEAN BIOFUELS TECHNOLOGY PLATFORM, 2010).

Tabelle 7-1: Forschungs- und Entwicklungsbedarf im Bereich der Energieträgerproduktion aus Mikroalgen

ELEMENT		FORSCHUNGS- UND ENTWICKLUNGSBEDARF	
MIKROALGEN			
Algenbiologie	<input type="checkbox"/>	Auswahl und Zucht optimierter Algenarten (Wachstum, Resistenz)	
	<input type="checkbox"/>	Optimierung des Wachstums	
Umweltbedingungen	<input type="checkbox"/>	Optimierung des Wärmemanagement	
	<input type="checkbox"/>	Ganzjahreskultivierung	
Kultivierung	<input type="checkbox"/>	Erprobung und Vergleich diverser Systeme (offen, geschlossen, heterotroph, kombiniert)	
	<input type="checkbox"/>	Optimierung der Kultivierungssysteme: Produktivität, Ausbeute, Energie-, Nährstoff-, Frischwasser- und Platzbedarf, Investitions- und Betriebskosten	
	<input type="checkbox"/>	Upscaling auf kommerziellen Maßstab	
Ernte	<input type="checkbox"/>	Erprobung und Vergleich diverser Systeme (z.B. Sedimentation, Flokkulation, Flotation, Zentrifugation,...)	
	<input type="checkbox"/>	Optimierung des Prozesses hinsichtlich Energiebedarf, Kosten und Nachhaltigkeit	
Wertstoffextraktion	<input type="checkbox"/>	Erforschung und Vergleich diverser Systeme zur Abtrennung der gewünschten Inhaltsstoffe	
	<input type="checkbox"/>	Optimierung des Prozesses hinsichtlich Abtrennung von Zellwasser, Energiebedarf	
UMWANDLUNG			
Umwandlungs-technologien	<input type="checkbox"/>	Auswahl geeigneter Umwandlungstechnologien (thermochemische, biochemische, mechanisch/chemische Umwandlung; direkte Nutzung)	
	<input type="checkbox"/>	Reduktion der notwendigen Prozessenergie und der entstehenden Emissionen	
	<input type="checkbox"/>	Nutzung von Algenbiomasse in kommerziellen Biotreibstoff-Anlagen – Evaluierung möglicher Störstoffe	
Nebenprodukte	<input type="checkbox"/>	Evaluierung und Abschätzung des Marktpotentials von Nebenprodukten und Wertstoffen (Futtermittel, Basischemikalien, Düngemittel, Biokunststoffe, Nahrungsergänzungsmittel, Farbstoffe)	
	<input type="checkbox"/>	Bioraffineriekonzepte für gekoppelte Energie und Wertstoffproduktion aus Mikroalgen	
INFRASTRUKTUR			
Standort und Ressourcen	<input type="checkbox"/>	Untersuchung der Synergien mit bestehenden Industrien	
	<input type="checkbox"/>	Untersuchung der Synergien mit Abwasserreinigungsanlagen	
	<input type="checkbox"/>	Konzepte zur Integration in bereits bestehende Infrastruktur	
KOSTEN			
Investitionskosten	<input type="checkbox"/>	Senkung der Investitionskosten der Algenkultivierungssysteme	
Betriebskosten	<input type="checkbox"/>	Technologieentwicklungen entlang der gesamten Produktionskette	
	<input type="checkbox"/>	Untersuchung der Möglichkeiten zur gekoppelten Produktion von höherwertigen Produkten	
	<input type="checkbox"/>	Nutzung von Restströmen (Abwärme, Abwasser, CO ₂)	
ÖKOLOGIE			
Fossiler Primärenergiebedarf	<input type="checkbox"/>	Bereitstellung der Wärme zur Algenkultivierung (Möglichkeit der Abwärmenutzung)	
	<input type="checkbox"/>	Herkunft der Hilfsstoffe wie z.B. Nährstoffe	
	<input type="checkbox"/>	Herkunft der Hilfsenergie der gesamten Prozesskette (Verwendung erneuerbarer Energieträger)	
Treibhausgas-Emissionen	<input type="checkbox"/>	Herkunft der Hilfsstoffe wie z.B. Nährstoffe	
	<input type="checkbox"/>	Herkunft der Hilfsenergie der gesamten Prozesskette (Verwendung erneuerbarer Energieträger)	
	<input type="checkbox"/>	Bilanzierung der Treibhausgas-Emissionen bei Verwendung des CO ₂ aus z. B. fossilen Kraftwerken zur Algenkultivierung	

8 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

In dieser Studie wurde der Stand der Technik von Algenproduktions- und Umwandlungstechnologien erhoben. Für ausgewählte Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen wurde eine technologische, ökonomische und ökologische Bewertung durchgeführt. Diese Bewertung wurde für einen mittelfristigen (etwa 2020) und langfristigen (etwa 2050) Zeitraum durchgeführt. Es zeigte sich, dass bevor Algen zur Energieproduktion großtechnisch und in einem kommerziellen Maßstab erzeugt werden können, noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf in der gesamten Prozesskette besteht. Durch die zahlreichen Entwicklungen der letzten Jahre sind weitere Fortschritte in der Forschung und Entwicklung in den nächsten Jahren zu erwarten.

Mikroalgen zur Energieproduktion

Mikroalgen werden in einem wässrigen Medium in Anwesenheit von Nährstoffen, Sonnenlicht und Kohlendioxid gezüchtet, wobei das Kohlendioxid aus den Verbrennungsgasen bestehender Energieanlagen, die mit fossilen oder biogenen Brennstoffen betrieben werden, oder industrieller Prozesse (z.B. Biogasaufbereitung) stammt. Es werden Trockensubstanzgehalte der Algenbiomasse von 0,02 – 0,07%_{TS} in Racewayponds, bzw. 0,14 – 0,7%_{TS} in Photobioreaktoren erreicht. In Abhängigkeit der Produktionstechnologien in den Nutzungspfaden erscheinen zukünftig Algenerträge von ca. 60 – 200 t_{TS}/(ha*a) erreichbar (gegenüber Erträgen aus Landwirtschaft und für Energieholz ca. 5 - 20 t/(ha*a)). Mikroalgen bieten zahlreiche Anwendungsmöglichkeiten zur Bereitstellung von biogenen Energieträgern. Die verschiedenen Inhaltsstoffe der unterschiedlichen Algenarten können zur Erzeugung von gasförmigen, flüssigen und festen Bioenergieträgern sowie von Strom und Wärme genutzt werden, wobei auch nicht energetische Produkte wie z.B. Dünger, Tierfutter in Kombination produziert werden. Das Öl der Mikroalgen kann z.B. zu Biodiesel oder Biobenzin umgewandelt werden, der Stärkeanteil der Algenbiomasse kann z.B. zur Produktion von Bioethanol verwendet werden. Die gesamte Algenbiomasse kann zur Produktion von z.B. HTC-Kohle (Kohle aus „Hydrothermal Carbonization“), Biomethan oder Biowasserstoff verwendet werden.

Produktionstechnologien (Kultivierung, Ernte, Aufbereitung)

Die Kultivierungstechnologien können in geschlossene und offene Systeme unterteilt werden. Offene Systeme, z.B. Extensive Ponds, Raceway Ponds, Circular Ponds, haben Kontakt zur Umwelt. Bei den geschlossenen Systemen (Photobioreaktoren) gibt es unterschiedliche Arten z.B. tubuläre Photobioreaktoren, Flachplattenreaktoren, Big Bag Systeme. Durch die Kombination von Abwasserreinigung und Algenkultivierung (integrierte Systeme) kann ein erhebliches Synergiepotential erschlossen werden, da somit für die Algenkultivierung der Bedarf an Frischwasser und an Nährstoffen erheblich verringert wird. Die Ernte der Algenbiomasse wird meistens in einem zweistufigen Verfahren durchgeführt. Erntetechnologien der 1. Stufe sind z.B. Flokkulation mit anschließender Sedimentation bzw. Flotation, der 2. Stufe sind z.B. Zentrifugation, Filtration oder Ultraschall-Aggregation. Die Algenbiomasse wird nach der Ernte aufbereitet, Technologien dafür sind unter anderem die thermische Trocknung und die Ölextraktion.

Umwandlungstechnologien

Die Umwandlungstechnologien erzeugen aus Algenbiomasse Energieträger und basieren auf thermochemischen, biochemischen oder mechanischen und chemischen Prozessen. Bei der biochemischen Umwandlung sind vor allem die Methanfermentation zu Biogas und die Alkoholfermentation zu Bioethanol von Interesse. Als thermochemische Umwandlungen sind die Verbrennung zur Strom- und Wärmenutzung, Vergasung zu Synthesegas, Pyrolyse zu Pyrolyseöl, Fluid Catalytic Cracking und Hydrierung zu Treibstoffen sowie hydrothermale Verfahren (Karbonisierung, Verflüssigung, Vergasung) möglich. Die Technologien Fluid Catalytic Cracking und Hydrierung wandeln das aus der Algenbiomasse extrahierte Algenöl

zu Biotreibstoffen um, die anderen Verfahren verarbeiten die gesamte Algenbiomasse. Die mechanische und chemische Umwandlung ist die Umesterung und Veresterung des Algenöls zu Biodiesel.

Ausgewählte Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen

Ausgehend von den möglichen Kultivierungs-, Ernte-, Aufbereitungs- und Umwandlungstechnologien wurden die für Österreich aus heutiger Sicht interessantesten Nutzungspfade für Bioenergie aus Mikroalgen identifiziert, wobei auch Stakeholder in das Auswahlverfahren einbezogen wurden. Aus Mikroalgen können grundsätzlich auch Biomaterialien, Nahrungs- und Futtermittel erzeugt werden, jedoch war ein wesentlicher Aspekt der ausgewählten Nutzungspfade die energetische Nutzung der Algenbiomasse zu maximieren. Die ausgewählten Nutzungspfade wurden hinsichtlich ihrer Entwicklungsperspektiven nach technologischen, ökonomischen, ökologischen und energiewirtschaftlichen Kriterien für einen mittel- und langfristigen Zeitraum bewertet. Die ausgewählten 9 Nutzungspfade für Bioenergeträger aus Mikroalgen sind:

- Nutzungspfade 1 Ölnutzung
 - „1a Biodiesel“ (Algenöl ca. 50 kt/a, Energieträger 1,5 – 1,7 PJ/a)
 - „1b Biobenzin“ (Algenöl ca. 50 kt/a, Energieträger 1,3 – 1,5 PJ/a)
- Nutzungspfad 2 Stärkenutzung
 - „2 Bioethanol“ (Algenbiomasse ca. 200 kt_{TS}/a, Energieträger ca. 2,7 PJ/a)
- Nutzungspfade 3 Ganzalgenutzung
 - „3a Biomethan“ (Algenbiomasse 20 – 70 kt_{TS}/a, Energieträger 0,2 – 0,9 PJ/a)
 - „3b HTC-Kohle“ (Algenbiomasse ca. 70 kt_{TS}/a, Energieträger 1,0 – 1,1 PJ/a)
 - „3c Biowasserstoff, Biomethan“ (Algenbiomasse ca. 70 kt_{TS}/a, Energieträger 1,1 – 1,2 PJ/a)
- Nutzungspfade 4 Abwasserkultivierung
 - „4a Biomethan“ (Algenbiomasse ca. 2 kt_{TS}/a, Energieträger <0,5 PJ/a)
 - „4b HTC-Kohle“ (Algenbiomasse ca. 2 kt_{TS}/a, Energieträger <0,5 PJ/a)
 - „4c Biowasserstoff, Biomethan“ (Algenbiomasse ca. 2 kt_{TS}/a, Energieträger <0,5 PJ/a)

Technologische Bewertung von Nutzungspfaden für Bioenergie aus Mikroalgen

Die Produktion von Bioenergie aus Algenbiomasse befindet sich in einem frühen Entwicklungsstadium. Der Forschungs- und Entwicklungsbedarf in verschiedenen Produktions- und Umwandlungsschritten ist als hoch bis sehr hoch einzustufen. Erste Pilot- und Demonstrationsprojekte werden auf internationaler Ebene (z.B. Deutschland, USA) umgesetzt. Bei erfolgreicher Technologieentwicklung (z.B. Produktivitätssteigerungen, optimierter Einsatz von Hilfsenergien) und entsprechenden ökonomischen Randbedingungen, können großtechnische kommerzielle Anlagen zur Produktion von Bioenergie aus Algen in Österreich mittel- bis langfristig (nach 2020) betrieben werden. Aufgrund der klimatischen Bedingungen in Österreich wurden vor allem geschlossene Systeme (Photobioreaktoren) und in Abwasserreinigungsanlagen integrierte offene Systeme zur Algenkultivierung betrachtet.

Ökonomische Bewertung von Nutzungspfaden für Bioenergie aus Mikroalgen

Die Produktionskosten von Energieträgern aus Mikroalgen sind derzeit deutlich höher (mittelfristig zwischen 33 und 151 €/GJ) als aus konventionellen Systemen. Die Kultivierung von Algen in Abwasser ist mittelfristig ökonomisch vergleichsweise am interessantesten, da Synergien mit der Abwasserreinigung genutzt werden können. Durch erfolgreiche Technologieentwicklungen können deutliche Kostenreduktionen erreicht werden (Produktionskosten aller Nutzungspfade langfristig ca. 20 – 33 €/MJ). Der mit ca. 30 – 50% wesentlichste Anteil der Produktionskosten im mittelfristigen Zeitraum ist durch die Kapitalkosten aus der Investition für die Kultivierung und die Ernte bestimmt.

Die erfolgreiche Entwicklung kostengünstiger und effizienter Kultivierungssysteme und Erntetechnologien ist daher Voraussetzung für die kommerzielle Umsetzung. Die Verringerung der Betriebskosten der Kultivierung und der Ernte (z.B. Energie, Nährstoffe) ist eine Herausforderung bei den weiteren Entwicklungen. Mittelfristig verursachen die Kultivierung und Ernte ca. 55 – 75% der gesamten Betriebskosten zur Erzeugung von Energieträgern aus Algenbiomasse. Erst weitere erfolgreiche signifikante Technologieentwicklungen und (Investitions-)Kostenreduktionen können langfristig zu kostengünstigen Energieträgern aus Mikroalgen führen.

Ökologische Bewertung von Nutzungspfaden für Bioenergie aus Mikroalgen

Die ökologische Bewertung anhand des Primärenergieaufwandes und der Treibhausgas-Emissionen wurde in einer Lebenszyklusanalyse durchgeführt. Zu einer deutlichen Reduktion der Treibhausgas-Emissionen und des fossilen kumulierten Primärenergiebedarfs bei Ersatz von fossilen Energieträgern kommt es nur, wenn der Energiebedarf bei der Kultivierung optimiert wird und zu erheblichen Anteilen aus erneuerbaren Energien und Abwärme stammt. Im Vergleich zu den entsprechenden Referenzsystemen mit fossiler Energie liegt die Reduktion der Treibhausgas-Emissionen der Nutzungspfade 1, 2 und 3 mittelfristig zwischen ca. 40 und 60%, langfristig zwischen ca. 70 und 90%. Ebenfalls relevant für die Treibhausgas-Emissionen ist die Bereitstellung der Nährstoffe wie Stickstoff und Phosphor. Durch die Kombination mit Abwasserreinigungsanlagen können der Bedarf an mineralischem Dünger als auch der Bedarf an Frischwasser erheblich reduziert werden. Die Treibhausgas-Reduktion liegt bei den Nutzungspfaden 4 mit Abwasserkultivierung mittel- und langfristig bei ca. 90 und 95%. Die Reduktion des fossilen kumulierten Primärenergiebedarfs der Nutzungspfade liegt mittelfristig zwischen ca. 60 und 95%, langfristig zwischen ca. 85 und über 95%.

Ein Vorteil von Energieträgern aus Mikroalgen ist der spezifisch geringere Flächenbedarf. Können die erwarteten Erträge im industriellen Maßstab realisiert werden, ist im Vergleich zu anderen Bioenergiepfaden der Flächenbedarf wesentlich geringer, z.B. beträgt der Flächenbedarf der Algenkultivierung im Nutzungspfad für Biodiesel mittelfristig ca. $0,005 \text{ m}^2/\text{MJ}_{\text{Biodiesel}}$, langfristig ca. $0,003 \text{ m}^2/\text{MJ}_{\text{Biodiesel}}$. Im Vergleich dazu liegt der Flächenbedarf von Biodiesel aus Raps mittelfristig bei ca. $0,12 \text{ m}^2/\text{MJ}_{\text{Biodiesel}}$, langfristig bei ca. $0,09 \text{ m}^2/\text{MJ}_{\text{Biodiesel}}$.

Szenarien

Aufbauend auf den technologischen, ökonomischen und ökologischen Bewertungen wurden Szenarien für Österreich entwickelt. Für die Szenarien wurden die Nutzungspfade „1a Biodiesel“, „1b Biobenzin“ und „3c bzw. 4c Biowasserstoff, Biomethan“ betrachtet. Mittelfristig wurde davon ausgegangen, dass nur für die Nutzung von Abwasser eine kommerzielle Anlage in Betrieb sein könnte, die Anlage könnte Biowasserstoff und Biomethan (in Summe etwa $0,04 \text{ PJ/a}$) erzeugen. Für das langfristige Szenario wurden ausgehend von der Standortanalyse mögliche Anlagenanzahlen abgeleitet und zwei Varianten festgelegt. Als CO_2 -Quellen kämen (CO_2 -Bedarf ca. $0,3 - 1 \text{ Mio. t/a CO}_2$) Kraftwerks- und Industriestandorte (Stahl-, Papier- und Zellstoff-, Zementindustrie) in Frage. Langfristig könnten ca. $20 - 50 \text{ PJ/a}$ (Biodiesel, FCC-Produkte, Biowasserstoff und Biomethan) produziert und dadurch die Treibhausgas-Emissionen um ca. $1,2 - 3,0 \text{ Mio.t CO}_2\text{-Äq./a}$ reduziert werden.

F&E-Bedarf

Aufgrund des Stands der Entwicklung sind für großtechnische Anwendungen noch wesentliche Entwicklungen notwendig, insbesondere der Nachweis, dass der Hilfsenergiebedarf bei der Algenkultivierung deutlich geringer ist als die Energie in der erzeugten Algenbiomasse. Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht in allen Bereichen entlang der Prozesskette, von den Rohstoffen (z.B. Algenbiologie, Artenauswahl, Optimierung des Wachstums) und Kultivierung (z.B. Optimierung hinsichtlich Produktivität,

Energie-, Wasser-, Nährstoffbedarf), Ernte (z.B. Optimierung der Technologien), der Umwandlung (z.B. Auswahl der Technologien) bis zur optimalen Integration in die bestehende Infrastrukturen (z.B. CO₂-Bereitstellung, Wasserbereitstellung, Standortwahl).

Perspektiven

Die weltweiten Bemühungen zur Entwicklung der Produktion von Algenbiomasse als Rohstoff für die Industrie und den Energiesektor und die durch einschlägige wissenschaftlich Arbeiten nachgewiesene hohe flächenbezogene Produktivität lassen Erfolge in der Entwicklung von effizienten, kostengünstigen und ökologischen Produktionstechnologien im Bereich der Mikroalgen mittel- bis langfristig für möglich erscheinen. Wesentlich für eine kommerzielle großtechnische Umsetzung ist, die Kultivierung und Aufbereitung der Algenbiomasse zu optimieren, den Hilfsenergiebedarf sowie die Kosten in der Algenzucht zu reduzieren. Durch Erfolge beim Upscaling wird derzeit erwartet, dass kostengünstige Bioenergieträger aus Algenbiomasse bei entsprechenden Rahmenbedingungen in Österreich erzeugt werden können. Ausgehend von aktuellen österreichischen F&E-Aktivitäten unter industrieller Beteiligung auf dem Gebiet der Mikroalgenkultivierung (z.B. Entwicklung von Photobioreaktoren, Algenzucht im Labor, Anlagenbau CO₂-Abtrennung) und -verarbeitung (z.B. Umwandlung wie Biodieselproduktion, Methanfermentation, Fluid Catalytic Cracking) könnte Österreich eine Vorreiterrolle in der technologischen Entwicklung einnehmen und als Technologie- und Know-How-Exporteur auftreten.

9 Ausblick und Empfehlungen

Forschung und Entwicklung

Durch weitere Forschung und Entwicklung kann die ökonomische und auch ökologische Nachhaltigkeit von Bioenergie aus Mikroalgen erheblich verbessert werden und der Weg für marktfähige Produkte aus Algenbiomasse gesichert werden. Forschungs- und Entwicklungsbedarf ist noch in allen Bereichen der Prozesskette gegeben und sollte sowohl Grundlagenforschung als auch industrielle Forschung und experimenteller Entwicklung bis hin zu Upscaling von Anlagen beinhalten.

Kultivierung von Algen im Pilotmaßstab

Die Errichtung von Pilot- und Demonstrationsanlagen zur Kultivierung von Mikroalgen sollte der nächste Schritt sein, um weitere Erkenntnisse und solide Daten für weitere Analysen und Bewertungen (technologische, ökonomische und ökologische) zu erhalten. Eine Untersuchung von Umwandlungstechnologien auf ihre Eignung zur Verarbeitung von Algenbiomasse setzt die Verfügbarkeit von Algenbiomasse voraus, und diese ist derzeit nur in geringem Umfang gegeben.

Integration in bereits bestehende Strukturen

Das Synergiepotential mit bereits bestehender Infrastruktur und Abfallströmen sollte genutzt werden. Eine Untersuchung hinsichtlich Integration in bestehende Strukturen ist notwendig.

Als äußerst interessant stellt sich die Kombination mit Abwasserreinigung dar. Nähere Analysen, welche Abwasserströme zur Kultivierung sich aufgrund der organischen Frachten (Stickstoff, Phosphor) als geeignet darstellen ist durchzuführen. Ebenfalls ist zu untersuchen in wie weit eine Algenkultivierung auf die Abwasserreinigung Einfluss hat und welche Konsequenzen dadurch auftreten.

Bioraffineriekonzepte

In Bioraffinerien können neben Bioenergie (z.B. Biotreibstoffe) auch Wertstoffe (z.B. Nahrungsergänzungsmittel, Farbstoffe) aus Algen produziert werden. Diese gekoppelte Produktion von Wertstoffen und Bioenergie könnte entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Algenproduktion und –verwertung haben. Solche Bioraffineriekonzepte sollten erarbeitet und hinsichtlich deren Nachhaltigkeit bewertet werden.

Österreich als Technologieexporteur

Obwohl das Klima in Österreich für eine ganzjährige Algenkultivierung nur bedingt geeignet ist, sind österreichische Firmen z.B. an der Entwicklung von Photobioreaktorsystemen, Anlagenbau CO₂-Abtrennung führend beteiligt. Durch Aufbau von Know-How und Entwicklung fortschrittlicher Technologien kann sich Österreich im Bereich der Algenkultivierung, -ernte, -aufbereitung und –umwandlung am europäischen und internationalen Markt behaupten. Österreichische Technologiefirmen zeigen heute schon das bestehende Potential als globale Ansprechpartner im Engineeringbereich.

Vernetzung auf europäischer und internationaler Ebene

Weltweit wurde das Potential der aquatischen Biomasse zur energetischen und stofflichen Nutzung erkannt. In den USA und auch in Europa wurden entsprechende Verbände gegründet, die die Forschungs- und Entwicklungsarbeiten im Bereich der Algen konzentrieren und das Know-How bündeln sollen (Algal Biomass Organization ABO, European Algae Biomass Association, EABA). Für Österreich stellt die Vernetzung und der Erfahrungsaustausch sowie mögliche Kooperation auf europäischer und internationaler Ebene eine große Chance dar.

10 Literaturverzeichnis

151. Bundesgesetz: Abgabenänderungsgesetz 2009. Republik Österreich, 2009.
630. Bundesgesetz: Mineralölsteuergesetz 1995. Republik Österreich, 1994.
- ALABI, A.O., TAMPIER, M., BIBEAU, E., 2009: Microalgae technologies & processes for biofuels/bioenergy production in British Columbia. The British Columbia Innovation Council.
- BENEMANN, J. R., GOEBEL, R. P., WEISSMAN, J. C., AUGENSTEIN, D. C., 1982: Microalgae as a source of liquid fuels. U.S. DOE Office of Energy Research.
- BENEMANN, J. R., OSWALD, W. J., 1996: Systems and economic analysis of microalgae ponds for conversion of CO₂ to biomass. Department of Energy.
- BENEMANN, J.R., WEISSMAN, J.C., KOOPMAN, B.L., OSWALD, W. J., 1977: Energy production by microbial photosynthesis. Nature 268 / 5615 / 19 – 23.
- BENEMANN, J. R., 2008: Open Ponds and closed Photobioreactors - comparative economics. 5th Annual World Congress on Industrial Biotechnology & Bioprocessing, April 30, 2008 Chicago.
- BOSMA, R., van Spronsen, W.A., Tramper, J., Wijffels, R.H., 2003: Ultrasound, a new separation technique to harvest microalgae. Journal of Applied Phycology 15 / 143 – 153.
- BOTHAST, R. J., SCHLICHER, M. A., 2005: Biotechnological processes for conversion of corn into ethanol; Appl Microbial Biotechnol 67, 19-25.
- BRENNAN, L.; OWENDE, P., 2010: Biofuels from microalgae—A review of technologies for production, processing, and extractions of biofuels and co-products. Renewable and Sustainable Energy Reviews 14 / 557- 577.
- BRUNE, D.E.; LUNDQUIST, T.J.; BENEMANN, J.R., 2009: Microalgal Biomass for Greenhouse Gas Reductions: Potential for Replacement of Fossil Fuels and Animal Feeds. Journal of Environmental Engineering 135 / 1136 – 1144.
- BURGHOLZER, P., 1997: Energiekennzahlen und -sarpotenziale in Gärtnereien. Wirtschaftskammer OÖ, Ökologische Betriebsberatung & O.Ö. Energiesparverband.
- CAMPBELL, P. K.; BEER, T. ; BATTEN, D., 2009 : Greenhouse gas sequestration by algae - energy and greenhouse gas life cycle studies. CSIRO.
- CARLSSON, A. S., VAN BEILEN, J. B., MÖLLER, R., CLAYTON, D., 2007: Micro- and macro-algae: utility for industrial applications. Dianna Bowles.
- CDIAC, 2012: Recent Greenhouse Gas Concentrations, Februar 2012, http://cdiac.ornl.gov/pns/current_ghg.html, abgerufen im April 2012.
- CHISTI, Y., 2007: Biodiesel from microalgae; Biotechnology Advances 25, S. 294 – 306.
- DARZINS, A., PIENKOS, P., EDYE, L., 2010: Current Status and Potential for Algal Biofuels Production. IEA Bioenergy Task 39.
- DIMITROV, K., 2007: GreenFuel Technologies: A Case Study for Industrial Photosynthetic Energy Capture.
- DIVAKARAN, R.; PILLAI, V.N.S., 2002: *Flocculation of algae using chitosan*. Journal of Applied Phycology 14 / 419–422.

- DOUCHA, J., STRAKA, F., LÍVANSKÝ, K., 2005: Utilization of flue gas for cultivation of microalgae (*Chlorella* sp.) in an outdoor open thin-layer photobioreactor. *Journal of Applied Phycology* 17 / 403 – 412.
- DROSG, B., WIRTHENSOHN, T., KONRAD, G., HORNBACHNER, D., RESCH, C., WÄGER, F., LODERER, C., WALTENBERGER, R., KIRCHMAYR, R., BRAUN, R., 2008: Comparing centralised and decentralised anaerobic digestion of stillage from a large-scale bioethanol plant to animal feed production; *Water Sci Technol.* 2008; 58(7):1483-1489.
- EDZWALD, J. K., 2010: Dissolved air flotation and me. *Water Research* 44 / 2077 – 2106.
- EMERGING MARKETS ONLINE, 2011: ALGAE 2020: Vol 2: Global Biofuels, Drop-In Fuels, Biochems Markets and Forecasts. *Emerging Markets Online*.
- EN 14214: 2003 Automotive fuels – Fatty acid methyl esters (FAME) for diesel engines – Requirements and test methods.
- EU 2009: RICHTLINIE 2009/28/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, Amtsblatt der Europäischen Union, Brüssel, 5. Juni 2009.
- EUROPEAN BIOFUELS TECHNOLOGY PLATFORM, 2010: Strategic Research Agenda 2010 Update innovation driving sustainable biofuels, Juni 2010, http://www.biofuelstp.eu/srasdd/SRA_2010_update_web.pdf, abgerufen im März 2012.
- FOLCH, J. LEES, M.; SLOANE STANLEY, G.H., 1957: A simple method for the isolation and purification of total lipides from animal tissues. *J Biol Chem*.
- FRAUNHOFER IGB, 2010: Algen – Nachhaltige Rohstoffquelle für Wertstoffe und Energie, Fraunhofer-Institut für Grenzflächen- und Bioverfahrenstechnik IGB, Stuttgart, http://www.igb.fraunhofer.de/content/dam/igb/de/documents/broschueren/Algen_Nachhaltige_Rohstoffquelle_fuer_Wertstoffe_und_Energie.pdf, abgerufen im Oktober 2010.
- GAROFALO, R., TREDICI, M., LEU, S., MARTINELLI, L., CASTELEYN, G., QUEGUINEUR, B., BIONDI, N., 2010a: AquaFUELS – Algae and Algae and aquatic biomass for a sustainable production of 2nd generation biofuels, Deliverable 1.2 Taxonomy, http://www.aquafuels.eu/attachments/079_D%201.2%20Taxonomy.pdf, abgerufen im November 2011.
- GAROFALO, R., LEU, S., TREDICI, M., VERNON, P.-A., CASTELEYN, G., STREEFLAND, M., MARTINELLI, L., 2010b: AquaFUELS – Algae and Algae and aquatic biomass for a sustainable production of 2nd generation biofuels, Deliverable 1.4 Report on Biology and Biotechnology of algae with indication of criteria for strain selection, http://www.aquafuels.eu/attachments/079_D%201.4%20Biology%20Biotechnology.pdf, abgerufen im November 2011.
- GOUVEIA, L., OLIVEIRA, A.C., 2009: Microalgae as a raw material for biofuels production. *J Ind Microbiol Biotechnol* 36 / 269-274.
- HAIIDUC, A.G., et al, 2009: SunCHem: an integrated process for the hydrothermal production of methane from microalgae and CO₂ mitigation. *J Appl Phycol* (2009) 21:529–541, DOI 10.1007/s10811-009-9403-3.
- HEERENKLAGE, J., MAXFIELD, T., ZAPF, A., ADWIRAAH, H., WIECZOREK, N., KOERNER, I., 2010: Anaerobic digestion of microalgae - possibilites and limits; *Proceedings of the "Third International Symposium on Energy from Biomass and Waste"* (ISBN: 978-88-6265-008-3), November 8-11, Venice, Italy.

- HEILMANN, S.M., et al., 2010: Hydrothermal carbonization of microalgae, Biomass and Bioenergy, doi:10.1016/j.biombioe.2010.01.032.
- HUNTLEY, M. E.; REDALJE, D. G., 2007: CO₂ mitigation and renewable oil from photosynthetic microbes: a new appraisal. Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change 12 / 573 – 608.
- IEA, 2001: World Energy Outlook 2001. International Energy Agency.
- IEA, 2011: World Energy Outlook 2011. International Energy Agency.
- IPCC, 2007: Solomon S, Qin D, Manning M, Chen Z, Marquis M, Averyt KB, et al. (eds.), Climate Change 2007: The Physical Science Basis, Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, United Kingdom and New York, NY, USA, Cambridge University Press.
- JOANNEUM RESEARCH, 2012: Eigene Datensätze für GEMIS aus einschlägigen Projekten, Graz.
- JORQUERA, O., KIPERSTOK, A., SALES, E. A.; EMBIRUCU, M., GHIRARDI, M. L., 2010: Comparative energy life-cycle analyses of microalgal biomass production in open ponds and photobioreactors. Bioresource Technology 101 / 1406 – 1413.
- JUNGMEIER, G., CANELLA, L., SPITZER, R., STIGLBRUNNER R., 1999: Treibhausgasbilanz der Bioenergie – Vergleich der Treibhausgas-Emissionen aus Bioenergie-systemen und fossilen Energiesystemen, (Greenhouse gas balance of bioenergy – comparison of greenhouse gas emissions of bioenergy systems and fossil energy system), JOANNEUM RESEARCH, Report, Graz.
- JUNGMEIER, G., HAUSBERGER, S., CANELLA, L., 2003: Treibhausgas-Emissionen und Kosten von Transportsystemen mit Biomasse im Vergleich zu fossilen Treibstoffen, JOANNEUM RESEARCH, Report, Graz.
- KADAM, K. L., 2001: Microalgae Production from Power Plant Flue Gas: Environmental Implications on a Life Cycle Basis. NREL National Renewable Energy Laboratory.
- KOVACEVIC, V.; WESSELER, J., 2010: Cost-effectiveness analysis of algae energy production in the EU. Energy Policy 38 / 5749 – 5757.
- KRIENITZ, L.; WIRTH, M., 2006: The high content of polyunsaturated fatty acids in *Nannochloropsis limnetica* (Eustigmatophyceae) and its implication for food web interactions, freshwater aquaculture and biotechnology. Limnologia 36 / 204 – 210.
- LARDON, L., ELIAS, A., SIALVE, B., STEYER, J.-P., BERNHARD, O., 2009: Life-Cycle Assessment of Biodiesel Production from Microalgae. Environmental Science & Technology 43 / 6475 – 6481.
- LEBENSMINISTERIUM 2003: Abwasserentsorgung in Österreich, Stand 2001, Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Jänner 2003.
- LEHR, F.; POSTEN, C., 2009: Closed photo-bioreactors as tools for biofuel production. Current Opinion in Biotechnology 20 / 280 – 285.
- LUNDQUIST, T.J.; WOERTZ, I.C.; QUINN, N.W.T.; BENEMANN, J.R., 2010: A Realistic Technology and Engineering Assessment of Algae Biofuel Production. Energy Biosciences Institute University California.
- MATA, T., MARTINS, A., CAETANO, N., 2010: Microalgae for biodiesel production and other applications: A review; Renewable and Sustainable Energy Reviews 14 (2010), S. 217 – 232.

- MOLINA GRIMA, E.; BELARBI, E.-H.; ACIÉN FERNÁNDEZ, F.G.; ROBLES MEDINA, A.; CHISTI, Y., 2003: Recovery of microalgal biomass and metabolites: process options and economics. *Biotechnology Advances* 20 / 491 -515.
- MOLINA GRIMA, E.; ROBLES MEDINA, A.; GIMÉNEZ GIMÉNEZ, A.; SÁNCHEZ PÉREZ, J.A.; GARCIA CAMACHO, F.; GARCÍA SÁNCHEZ, L., 1994: Comparison between extraction of lipids and fatty acids from microalgal biomass. *JAOCS* 71 / 955 – 959.
- MURPHY, J.D., POWER, N.M., 2008: How can we improve the energy balance of ethanol production from wheat?, *Fuel* 87, 1799-1806.
- MUSSGNUMG, J. H., KLASSEN, V., SCHLUETER, A., KRUSE, O., 2010: Microalgae as substrates for fermentative biogas production in a combined biorefinery concept. *Journal of Biotechnology* 150, 51-56.
- NORSKER, N.-H.; BARBOSA, M. J.; VERMUE, M. H.; WIJFFELS, R. H., 2011: Microalgal production — A close look at the economics. *Biotechnology Advances* 29 / 24 – 27.
- OENB 2010: Kreditzinssätze Neugeschäft, Kredite über 1 Mio. € insgesamt <http://www.oenb.at/isaweb/report.do?&lang=DE&report=2.10>.
- ÖKO-INSTITUT, 2010: Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), Version 4.6, Öko-Institut e.V., Institut für angewandte Ökologie, Darmstadt, August 2010, <http://www.oeko.de/service/gemis/de/index.htm>.
- PATIL, V., TRAN, K.Q., GISELROD, H.R., 2008: Towards sustainable production of biofuels from microalgae. *Int J Mol Sci* 2008;9: 1188–95.
- PENA, N., FRIEDEN, D., BIRD, D. N., 2012: Accounting for Algae, *GCB Bioenergy*, in press.
- RAS, M., LARDON, L., BRUNO, S., BERNET, N., STEYER, J., 2011: Experimental study on a coupled process of production and anaerobic digestion of *Chlorella vulgaris*. *Bioresource Technology* 102, 200-206.
- REICHHOLD, A., SCHABLITZKY, H., BIELANSKY, P., WEINERT, A., 2011: Direct use of biomass in FCC –plants, *Highlights Bioenergy Research*, Wieselburg, March, 30-31, 2011.
- RODOLFI, L., ZITELLI, G. C., BASSI, N., PADOVANI, G., BONDI, N., BONINI, G., TREDICI, M. R., 2009: Microalgae for Oil: Strain Selection, Induction of Lipid Synthesis and Outdoor Mass Cultivation in a Low-Cost Photobioreactor. *Biotechnology and Bioengineering* 102 / 100 – 112.
- SANDER, K.; MURTHY, G. S., 2010: Life cycle analysis of algae biodiesel. *International Journal of Life Cycle Assessments* 15 / 704 – 714.
- SCHAEFFER, G. J., 2003: Experience curves as policy tool - the case of PV. EXCEPT-EXTOOL workshop "Experience Curves: A tool for Energy Policy Analysis and Design", Paris, 23 January 2003.
- SCHMITZ, N., HENKE, J., KLEPPER, G., 2009: Biokraftstoffe - eine vergleichende Analyse. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe.
- SCHÖNBERGER, CH., 2010: Fischer Tropsch und Fluid Catalytic Cracking: Zwei alternative Technologien zur Herstellung von flüssigen Treibstoffen aus Biomasse, Dissertation, Technische Universität Wien.
- SHEEHAN, J., DUNAHAY, T., BENEMANN, J. R., ROESSLER, P., 1998: A Look Back at the U.S. Department of Energy's Aquatic Species Program—Biodiesel from Algae. National Renewable Energy Laboratory.
- SIALVE, B.; BERNET, N.; BERNARD, O., 2009: Anaerobic digestion of microalgae as a necessary step to make microalgal biodiesel sustainable. *Biotechnology Advances* 27 / 409 -416.

- SIERRA, E.; ACIÉN, F.G.; FERNÁNDEZ, J.M.; GARCÍA, J.L.; GONZÁLEZ, C.; MOLINA, G., 2008. Characterization of a flat plate photobioreactor for the production of microalgae. *Chemical Engineering Journal* 138 / 136 – 147.
- SIKES, K.; VAN WALWIJK, M.; MCGILL, R., 2011: *Algae as a Feedstock for Biofuels An Assessment of the State of the Technology and Opportunities*. IEA Advanced Motor Fuels Implementing Agreement.
- SPEECE, R. E., 1996: *Anaerobic Biotechnology for Industrial Wastewaters*; Archae Press, Nashville, USA.
- SPEKTRUM DER WISSENSCHAFT VERLAGSGESELLSCHAFT MBH, 2010: *Lexikon der Biologie, Algen*, <http://www.wissenschaft-online.de/abo/lexikon/bio/2029>, abgerufen im November 2010.
- STATISTIK AUSTRIA 2011: *Jahresdurchschnittspreise und -steuern für die wichtigsten Energieträger* 2010, http://www.statistik.at/web_de/static/jahresdurchschnittspreise_und_-_steuern_2010_fuer_die_wichtigsten_energietr_059872.pdf.
- STATISTIK AUSTRIA 2011a: *Energiestatistik, Energiebilanzen Österreich 1970 bis 2010* (erstellt 23.11.2011).
- STREICHER, W. ET AL 2010: *Energieautarkie in Österreich 2050*, Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Dezember 2010.
- TRAVIESO, L.; SANCHEZ, E.P.; BENITEZ, F.; CONDE, J.L., 1993: *Arthrospira sp. intensive cultures for food and biogas purification*. *Biotechnol Lett* 15 / 1091 – 4.
- UMWELTBUNDESAMT (Hrsg.), 2009: „Datensatz Österreich“ für das EDV-Programm GEMIS, Wien, April 2009.
- UMWELTBUNDESAMT 2011: *Biokraftstoffe im Verkehrssektor 2011, Zusammenfassung der Daten der Republik Österreich gemäß Art. 4, Abs. 1 der Richtlinie 2003/30/EG für das Berichtsjahr 2010*, Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Juni 2011.
- UMWELTBUNDESAMT 2011a: *Emissionstrends 1990–2009, Ein Überblick über die österreichischen Verursacher von Luftschadstoffen (Datenstand 2011)*, REP-0338, Wien 2011.
- UDUMAN, N., QI, Y., DANQUAH, M.K., FORDE, G.M., HOADLEY, A., 2010: *Dewatering of microalgal cultures: A major bottleneck to algae-based fuels*. *Journal of Renewable and Sustainable Energy* 2.
- U.S. DOE 2010: *National Algal Biofuels Technology Roadmap*. U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, Biomass Program.
- VAN IERSEL, S., FLAMMINI, A., 2010: *Algae-based Biofuels, Applications and Co-products; Environment and natural resources management working paper, Nr. 44*, FAO, Rom, abrufbar unter: <http://www.fao.org/docrep/012/i1704e/i1704e.pdf>.
- WAGENINGEN UNIVERSITY, 2011: *Facts on Algae – Temperature*, http://www.algae.wur.nl/UK/factsionalgae/growing_algae/temperature/, abgerufen im März 2011.
- WEYER, K.M., BUSH, D.R., DARZINS, A., WILLSON, B.D., 2010: *Theoretical Maximum Algal Oil Production*. *BioEnergy Research* 3 / 204 – 213.
- ZHANG B, VON KEITZ M, VALENTAS K., 2008: *Thermal effects on hydrothermal biomass liquefaction*. *Appl Biochem Biotechnol* 2008;147:143–50.

11 Anhang

Folgende Anhänge sind anschließend eingefügt:

11.1 Algenarten und Produktionstechnologien

SONNLEITNER, A., BACOVSKY, D., 2011: State of the art of algae cultivation, harvesting and processing. BIOENERGY 2020+ Report.

11.2 Berechnung der theoretisch maximalen Flächenproduktivität in Österreich

11.3 Massenbilanzen der einzelnen Nutzungspfade 2020 (mittelfristig) und 2050 (langfristig)

11.4 Kosten der Algenproduktion

SONNLEITNER, A., BACOVSKY, D., 2011: Cost ranges for algae production. BIOENERGY 2020+ Report.

11.5 Übersicht Energiebedarf und Output der Nutzungspfade

11.6 Umwandlung zu Biodiesel im Detail

11.7 Ökonomische Bewertung

11.8 Sensitivitätsanalyse

11.9 Gewinnvergleichsrechnung und Amortisationszeiten

Anhang 11.1 Algenarten und Produktionstechnologien

Andrea Sonnleitner

Dina Bacovsky

State of the art of algae
cultivation, harvesting and
processing

Date 31 January 2011

Report number 419 TR IK-I-1-81 01

Project manager Dina Bacovsky

dina.bacovsky@bioenergy2020.eu

Employees Andrea Sonnleitner

andrea.sonnleitner@bioenergy2020.eu

Scientific partner Joanneum Research

TU Wien

IFA Tulln

Project number IK-I-1-81

Project duration 01 May 2010 – 31 October 2011

Supported by Austrian Research Promotion Agency FFG

BIOENERGY 2020+ GmbH

Location Wieselburg

Gewerbepark Haag 3, A 3250 Wieselburg

T +43 (0) 7416 52238-10

F +43 (0) 7416 52238-99

centre@bioenergy2020.eu

www.bioenergy2020.eu

Head Office Graz

Innfeldgasse 21b, A 8010 Graz

FN 232244k

District Court Graz

UID-No. ATU 56877044



State of the art of algae cultivation, harvesting and processing

Table of Content

Glossary	4
1 Introduction – Environmental conditions	5
1.1 Algal metabolism	5
1.2 Light	9
1.3 Temperature	11
1.4 Gas exchange	12
1.5 Water	12
1.6 Mixing	13
1.7 Nutrients	13
2 Cultivation methods	15
2.1 Scaling-up problems	15
2.2 CO ₂ Supply	15
2.3 Open Systems	18
2.3.1 Extensive ponds	19
2.3.2 Raceway ponds	19
2.3.3 Circular ponds	21
2.3.4 Tanks	21
2.3.5 Cascade system	21
2.4 Photobioreactors	21
2.4.1 Tubular PBR	22
2.4.2 Flat plate	23
2.4.3 Big bag system	24
2.4.4 Columns	24
2.5 Fermenters	24
2.6 Hybrid systems	25
2.7 Integrated biofixation systems	25
2.8 Comparison of cultivation systems	26
3 Harvesting technologies	30
3.1 Flocculation	31
3.1.1 Chemical flocculation	31
3.1.1.1 Inorganic flocculants	32
3.1.1.2 Polyelectrolytes	32

3.1.2	Auto/Bioflocculation	33
3.1.3	Electrolytic flocculation	33
3.2	Flotation	34
3.2.1	Dissolved air flotation	34
3.2.2	Dispersed air flotation	35
3.2.3	Electrolytic flotation	35
3.3	Sedimentation	35
3.4	Centrifugation	36
3.5	Filtration	36
3.6	Ultrasonic aggregation	37
3.7	Comparison of harvesting methods	38
4	Processing technologies	39
4.1	Drying	39
4.1.1	Solar drying	40
4.1.2	Drum drying	40
4.1.3	Freeze drying	40
4.1.4	Spray drying	40
4.1.5	Rotary drying	41
4.1.6	Comparison of drying methods	41
4.2	Lipid extraction	41
4.2.1	Mechanical expulsion	42
4.2.2	Liquid-liquid extraction	42
4.2.3	Supercritical fluid extraction	43
4.2.4	Ultrasound technique	43
4.2.5	Osmotic shock	43
4.2.6	Biological extraction	43
4.3	Comparison of processing methods	43
5	Potential and synergy of algae in waste water treatment	45
5.1	Waste water classes	45
5.2	Cultivation systems	46
5.3	Phycoremediation	47
5.3.1	Removal of organic pollutants	47
5.3.2	Removal of nutrients	49
5.3.3	Removal of heavy metals	49
5.4	Evaluation of integrated systems	49
	List of Figures	51
	List of Tables	53
	Literature	54

Glossary

ATP ... adenosine triphosphate

BOD ... biochemical oxygen demand

CHP ... corn powder hydrolysate

DCW ... dry cell weight

HRP ... high rate pond

MW h_{el} ... mega watt hours electrical

n.k. ... not known

NADPH ... nicotinamide adenine dinucleotide phosphate

PBR ... photobioreactor

ppm_v ... parts per million volumetric

PS ... photosystem

PVC ... polyvinyl chloride

TAG ... triacylglyceride

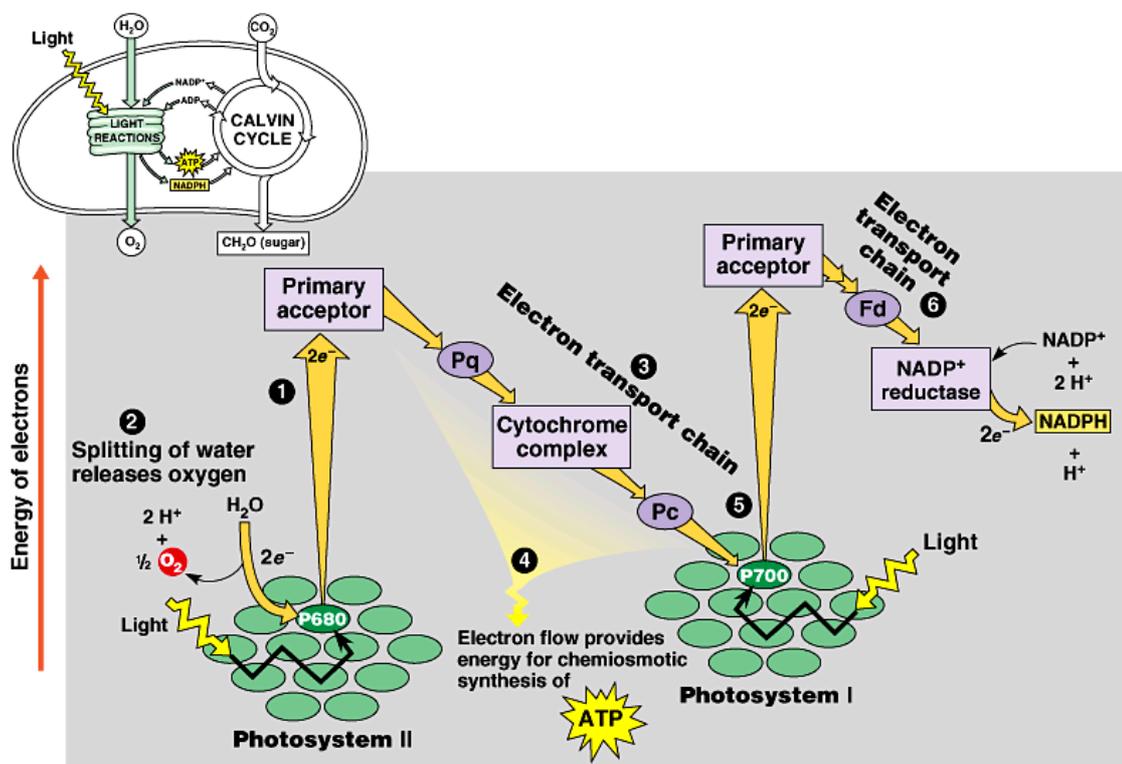
TSS ... total suspended solids

WWT ... waste water treatment

1 Introduction – Environmental conditions

1.1 Algal metabolism

Microalgae are like higher plants capable of storing CO₂ through photosynthesis. The photosynthesis in the cells consists of two processes. During the light reaction (Photosystem I and II) photons are absorbed by chlorophyll and other pigments leading to conversion of water into oxygen (PSII) and the strong reductant NADPH (PSI). In the second process, the dark reaction also called CO₂ fixation, this reducing agent in combination with ATP enzymatically convert CO₂ into carbohydrates (Benemann et al., 1996; Darzins et al., 2010). A schematic depiction of the photosynthetic apparatus of the light reaction is given in Figure 1.



Copyright © Pearson Education, Inc., publishing as Benjamin Cummings.

Figure 1: Schematic of the light reaction (Pearson Education, 2010)

Algae can fix CO₂ by two different methods. Most algae use the Calvin cycle or C₃ pathway where CO₂ is combined with a 5-carbon compound yielding in two 3-carbon compounds. In this system photorespiration can occur when oxygen concentration is too high. The algae class of diatoms are called C₄ plants, because they use a different way of CO₂ fixation by combining it with a 3-carbon compound to yield a 4-carbon compound. This CO₂ fixation process is more efficient than the Calvin cycle (Darzins et al., 2010). The Calvin cycle is depicted in Figure 2.

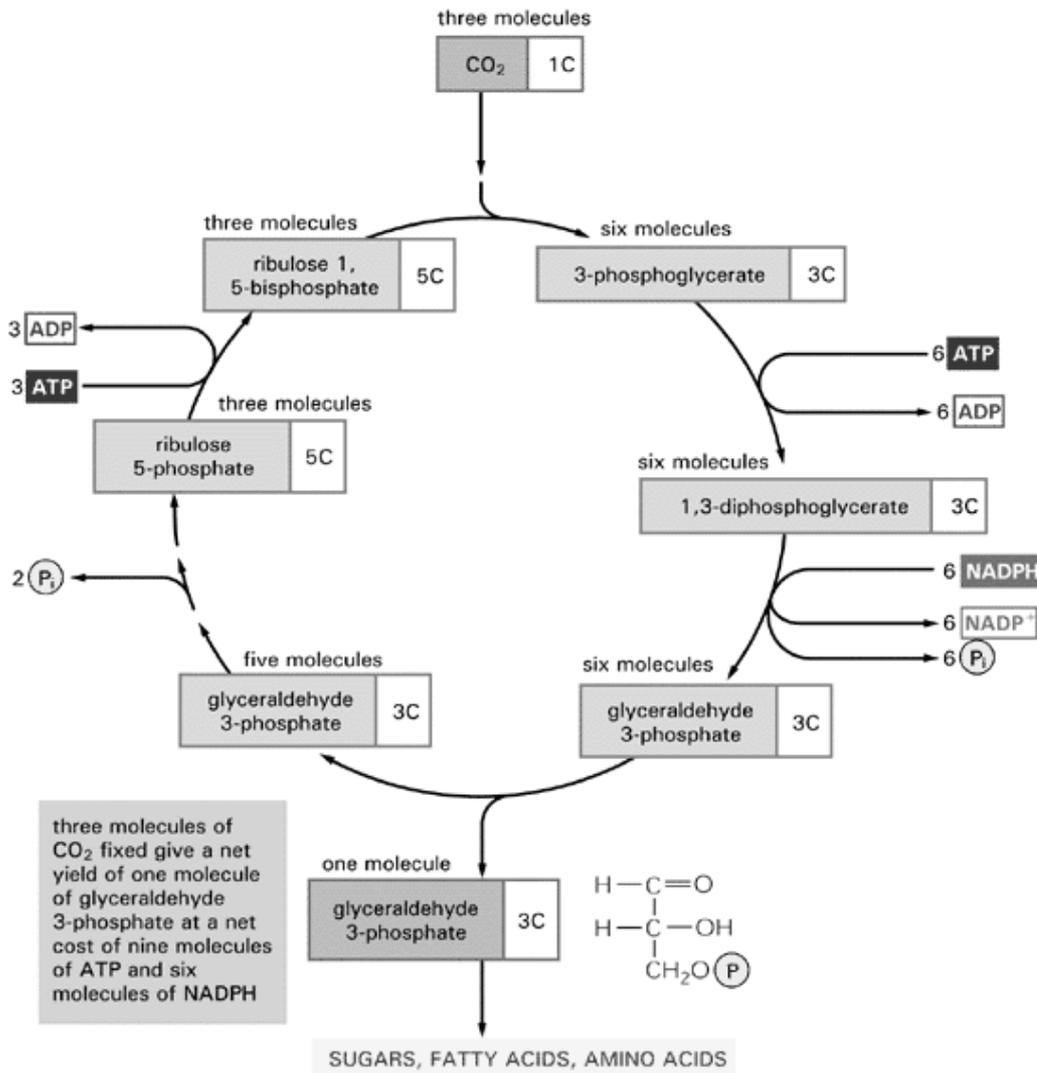


Figure 2: Schematic of Calvin cycle (Thinkquest, 2010)

Producing 100 t of algal biomass fixes 183 t of carbon dioxide (Chisti, 2007 [1]). The carbon is fixed in the algae which emit the remaining oxygen into the air. The theoretical biomass productivity of algae is 100-200 g/m²/d where they use 10 % of light (U.S. DOE, 2010). As much as 25 % of biomass produced during daylight may be lost during night through respiration (Chisti, 2007 [1]).

Microalgae consist of carbohydrates, proteins and lipids. The approximate molecular formula of algal biomass is CO_{0,48}H_{1,83}N_{0,11}P_{0,01} (Chisti, 2007 [1]). Cells with little oil content consist of 30 – 50 % protein, 25 – 40 % carbohydrates and 5 – 15 % lipids (DW). Oleaginous cells contain 10 – 20 % proteins, 25 – 30 % carbohydrates and 20 – 60 % lipids (DW) (Hu et al., 2008 [1]).

There are various classes of lipids in algae (both polar and neutral) like phospholipids, hydrocarbons, free fatty acids and triacylglycerides (Sheehan et al., 1998). Total lipids

summarize all substances that dissolve in organic solvents but not in water. The storage neutral lipids are TAGs and hydrocarbons (Hu et al., 2008 [1]). *Dunaliella* for example has a lipid content of total organic biomass of 45 – 55 %, where 58,5 % are neutral lipids, 22,9 % phospholipids, 10,9 % galactolipids and 12,2 % hydrocarbons (Sheehan et al., 1998).

Microalgae cells synthesize triacylglycerides in the light and utilize it as storage lipids for energy needed in the dark and during cell division. TAGs consist of three long chains of fatty acids attached to a glycerol backbone. A molecular structure of a triacylglyceride is given in Figure 3. Some algae species can store up to 60% of their weight in form of TAGs (Sheehan et al., 1998).

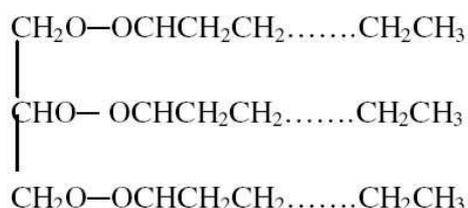


Figure 3: Molecular structure of triacylglyceride (TAG) (Verma et al., 2010)

The best performing algae for lipid production were found in the classes of *Chlorophyceae* (green algae) and *Bacilliarophyceae* (diatoms) (Sheehan et al., 1998). Oleaginous green algae show an average total lipid content of 25,5 % DCW, oleaginous diatoms show an average content of 22,7 % DCW (Hu et al., 2008 [2]).

The first step of the major TAG synthesis pathway is the *de novo* pathway, which takes place in the stroma of the plastids and results in fatty acids (U.S. DOE, 2010; Hu et al., 2008 [2]). The *de novo* synthesis is shown in Figure 4.

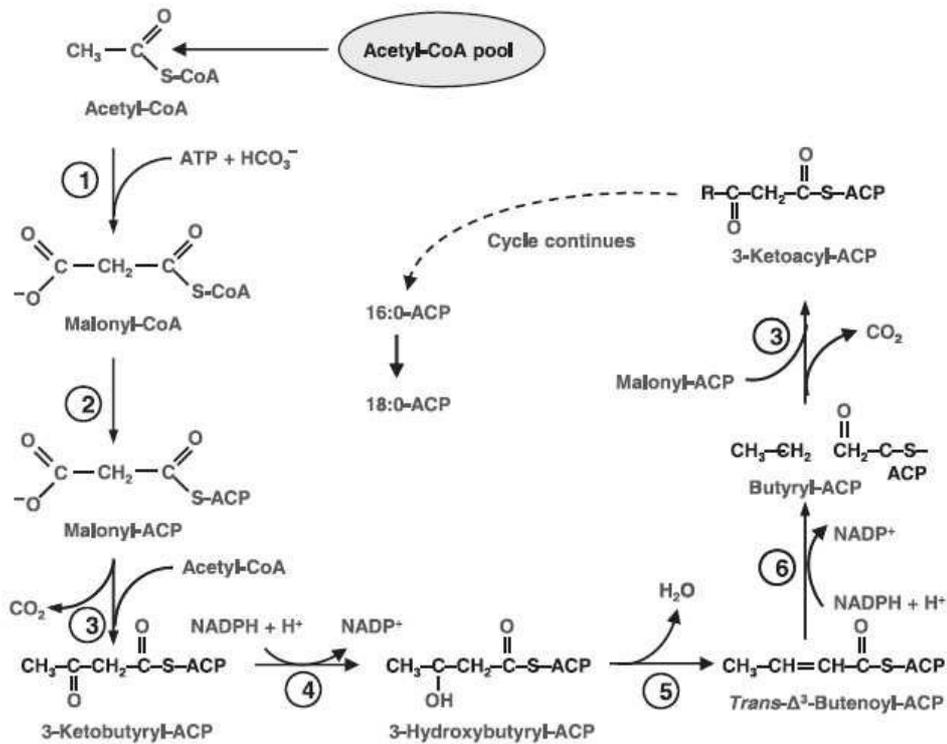


Figure 4: Fatty acid de novo synthesis pathway in chloroplasts (Hu et al., 2008 [2])

The second step is the triacylglyceride synthesis through the direct glycerol pathway in the ER of the cells, where TAG is formed by attaching three long chains of fatty acid to a glycerol backbone as depicted in Figure 5.

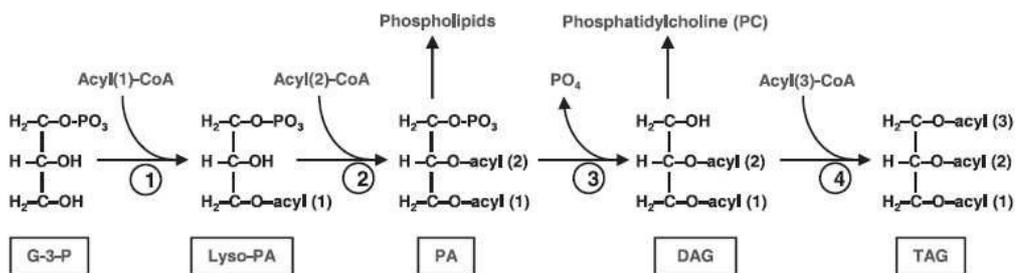


Figure 5: Simplified triacylglyceride biosynthesis pathway in algae (Hu et al., 2008 [2])

There are many parameters that influence the metabolic pathways in the algal cells like irradiance levels, dark/light cycles, CO₂ and O₂ concentration, temperature, pH, salinity and nutrients (Zemke et al., 2008). Successfully cultivating algae requires knowledge and optimisation of light, temperature, gas exchange and nutrients.

The ideal microalgae for biofuel production combines many features of different algal species to be very productive, robust and easy to harvest. The main features for cultivation are high yields on high light intensity, robust cells which are stable and resistant to infections as well as insensitive to high oxygen concentrations. For harvesting the ideal cell excretes the produced lipids and the cells are able to form floccs. The ideal microalgae is shown in Figure 6.

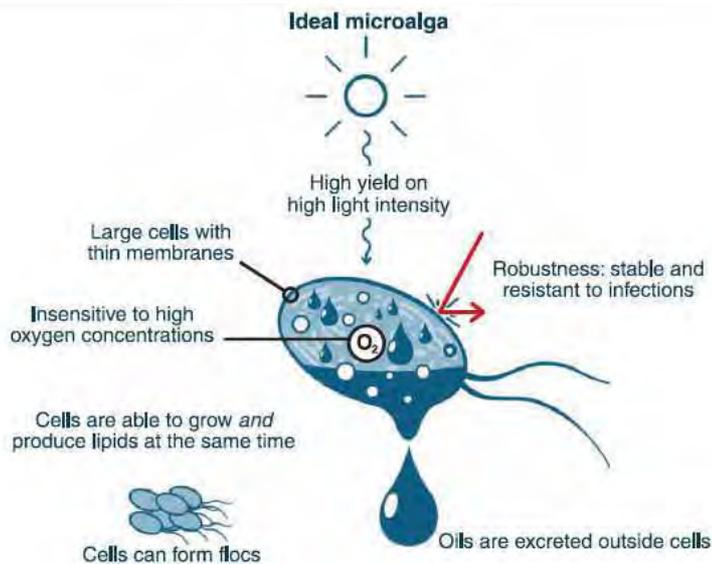


Figure 6: Schematic description of ideal algae cell for biofuel production (Wijffels et al., 2010)

1.2 Light

Light is a key parameter for algal growth as it is the sole source of energy for photosynthesis. Photosynthesis is limited by its dependence on visible light (about 45 % of total solar radiation), reflectance losses (10 – 20 %), a quantum efficiency of 25 % and metabolic losses resulting in a theoretical maximum solar energy conversion efficiency of 5 – 6 % (Benemann et al., 1977). More recent studies estimate the maximum efficiency of using total solar light by microalgae at about 10 % (Sheehan et al., 1998).

The photosynthesis rate depends on light intensity and can be divided into 3 phases (Benemann et al., 1996):

1. light limitation
2. light saturation
3. light inhibition

In the light limitation phase very low light intensities lead to a net growth of algae culture of zero (compensation point). With higher light intensities the photosynthesis rate increases until the maximum growth rate is reached (light saturation). In the light saturation phase the high photon

flux cannot be used completely by the photosynthesis apparatus and photons are wasted as heat or fluorescence. A further increase of light intensity does not lead to an increase of growth rate but to photoinhibition where photooxidation processes damage the light receptors of algae and decrease productivity (Alabi et al., 2009; Sheehan et al., 1998; Benemann et al., 1996). The specific growth and photosynthesis rate as a function of light intensity are shown in Figure 7.

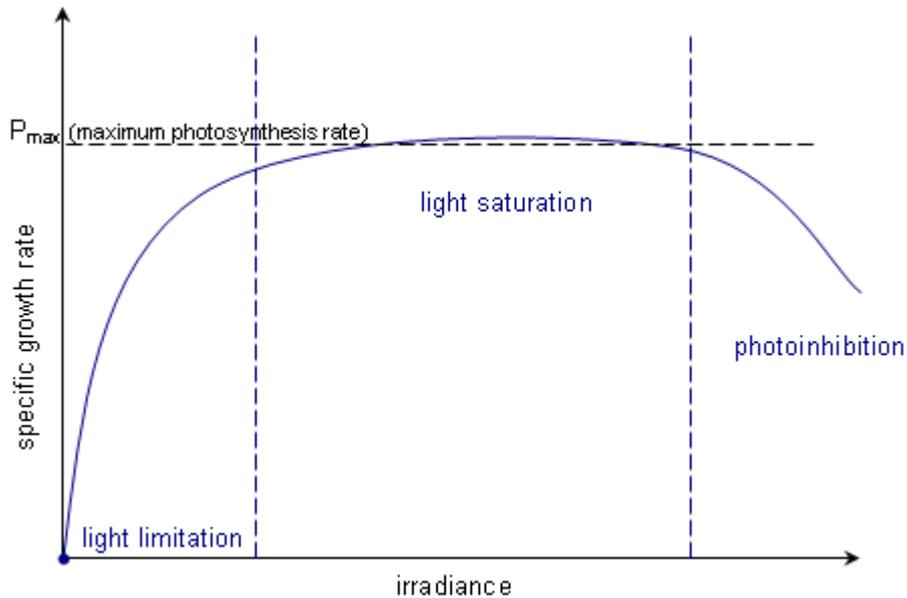


Figure 7: Schematic depiction of light intensity influencing specific growth rate of microalgae

Another influence on productivity is mutual shading. The antennas of algae are adapted for low light levels and therefore harvest light so efficiently that all light is absorbed, even though it cannot be used for photosynthesis. At high cell densities in cultures all available light is absorbed by the upper layer, the remaining cells are in the dark (Sheehan et al., 1998).

Most algae get light saturated at about 20% of solar light intensities. The top layer cells in a culture may be confronted with light saturation or inhibition, while the cells below the surface may be light limited (Alabi et al., 2009). The productivity of algal cells depends on their position as shown in Figure 8.

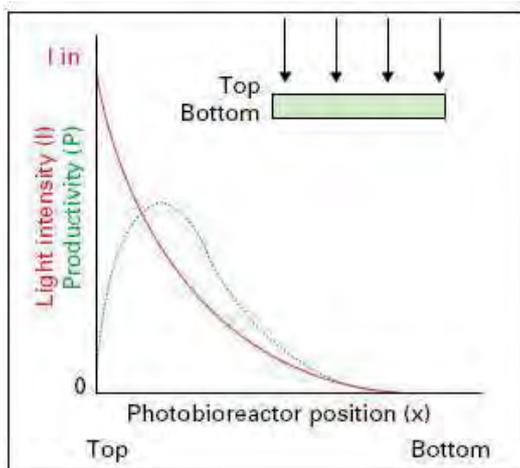


Figure 8: Light intensity and productivity depending on light path (Ryan, 2009)

To overcome these problems of light saturation, inhibition and mutual shading different solutions are provided:

1. reducing light path length of algal culture systems (Alabi et al., 2009)
2. use of light diffuser (Benemann et al., 1996)
3. flashing light effect: introducing fast dark/light cycles (faster than 1 s) (Rosello Sastre et al., 2007)
4. proper mixing (Alabi et al., 2009)
5. reducing size of antenna by genetic engineering (Sheehan et al., 1998)

The light intensity also affects the metabolic lipid pathways in the algal cells. Low light intensity leads to an increased formation of polar lipids, whereas high light intensities decrease the total polar lipid content with an increased production of neutral storage lipids, in particular TAGs. Due to high light intensities the fatty acid synthesis is altered and more saturated and mono-unsaturated fatty acids are produced that mainly make up neutral lipids.

1.3 Temperature

Temperature affects the algae growth as well as the composition of algal cells. Rising temperature leads to an increased growth of algae culture until an optimum level is reached. Algae have an optimum narrow temperature range for growth. Higher or lower temperatures lead to growth inhibition, followed by growth halt and decrease (Darzins et al., 2010). Continuous temperatures below the optimum will not kill the algae culture, except for freezing, but consistent higher temperatures will.

In outdoor facilities fluctuations of temperature can lead to daily differences of 20 °C. Therefore optimal temperatures are only achieved for parts of the day and light intensities are often below the optimum when the temperature optimum is reached (Alabi et al., 2009).

The temperature also has a major effect on the fatty acid composition. Low temperatures induce increased fatty acid unsaturation while higher temperatures lead to increased saturation of fatty acids (Hu et al., 2008 [2]; Verma et al., 2010).

1.4 Gas exchange

The gas exchange in the algal culture is very important for the cells to gain for the photosynthesis necessary CO₂ and remove the produced O₂ effectively.

Exceeded O₂ concentrations lead to photooxidative damage which affects the chlorophyll reaction centres and results in reduced productivity (Alabi et al., 2009). In some experiments oxygen levels of 40 mg/l which is over 450 % of saturation occurred and the high oxygen levels limit productivity (Sheehan et al., 1998). To prevent inhibition and photooxidative damage the maximum tolerable dissolved oxygen level should not exceed the fourfold of air saturation level for longer periods (Chisti, 2007 [1]).

Around 45 – 55 % of algal biomass consists of carbon. Supplementary carbon must be delivered because the low percentage of CO₂ in the air (360 ppm_v) (Brennan et al., 2010) limits algal growth. Microalgae can fix CO₂ from 3 different sources: CO₂ from the atmosphere, in discharge gases from heavy industry and from soluble carbonates like Na₂CO₃ or NaHCO₃ (Brennan et al., 2010). CO₂ is either blended in with air in aerated cultures or injected into the culture via sumps in open ponds or gas exchange vessels in PBRs (Alabi et al., 2009).

The CO₂ can be supplied from industrial waste gas or naturally occurring CO₂. High levels of CO₂ in flue gas up to 150.000 ppm_v (Brennan et al., 2010) are tolerated by many microalgae species as well as moderate levels of SO_x and NO_x (up to 150 ppm_v) (Rosello Sastre et al., 2007).

Carbon fixation efficiencies of 0,26 mg CO₂ /(m³h) up to 1,33 g CO₂ /(m³h) were observed (Verma et al., 2010).

1.5 Water

Algae are microorganisms that live in water. For cultivation fresh, brackish, alkaline, marine, eutrophic and mixed waters can be used depending on the cultivated algal strain. For photosynthesis alone 0,75 l water is needed for production of 1 kg of biomass. Per litre of biofuel 1,5 l of water are needed (Wijffels et al., 2010). Due to necessary cooling and occurring evaporation much larger quantities of water are used in reality.

1.6 Mixing

Proper mixing is necessary to keep the algal cells in suspension and provide a uniform average exposure to light. Mixing also facilitates the increased uptake and secretion of metabolic products and improves gas exchange (Alabi et al., 2009). The rate of mixing should vary between 15 and 25 cm/s to improve liquid circulation and mass transfer between CO₂ as well as O₂ and the liquid phase (Sheehan et al., 1998; Benemann et al., 1996). Higher mixing speeds are impractical due to high energy consumption and high shear forces (Ugwu et al., 2008; Sheehan et al., 1998). In open ponds paddle wheels are used for mechanical mixing, in tubular PBRs bubbling air, air lift systems or static mixers are used, bubble columns have baffles for mixing and fermenters use expellers (Ugwu et al., 2008).

1.7 Nutrients

Nutrients must be added to algal cultures to provide the inorganic elements needed for cell construction. The nutrients include macronutrients, vitamins and trace elements. The for the cell synthesis required macronutrients are mainly nitrogen, phosphorus and silicon in a ratio of 16N:1P. Used trace metals are chelated salts of cobalt, iron, manganese, nickel, selenium and zinc (Alabi et al., 2009).

Nitrogen is a component of many cellular macromolecules (membranes, enzymes) or cell structures and affects protein and nucleic acid synthesis and other biochemical processes (Wang et al., 2008; Sheehan et al., 1998). Nitrogen addition is most common in the chemical form of nitrate, ammonia or urea. Ammonium is most readily taken up and assimilated by microalgae (Wang et al., 2008). Some algae can fix N from the air in form of NO_x, but most species require a soluble form of N (Brennan et al., 2010).

Phosphorus is one of the essential elements for the production of DNA, RNA, ATP and cell membrane materials. Microalgae prefer phosphorus in the form of inorganic phosphates like H₂PO₄⁻ and H₂PO₄²⁻ (Wang et al., 2008).

Silicon is a major component of the diatom cell wall and therefore only important for microalgal cultures of diatom strains.

Nutrient deprivation can lead to lipid accumulation and may also affect the biochemistry of lipid synthesis. In diatoms Si deprivation triggers lipid accumulation and in green algae N starvation does (Sheehan et al., 1998). Also phosphate and sulphate limitation is possible for some strains (Hu et al., 2008 [2]). A shift in pH and photooxidative stress could also trigger lipid accumulation. Nutrient limitation also leads to a change in metabolic pathways for lipid production. The production of neutral storage lipids like TAGs is increased while the polar membrane lipid production is suppressed (Sheehan et al., 1998).

The lipid accumulation begins as the cell enters stationary phase, cell division stops while lipid synthesis continues. The cell begins to accumulate lipids as cytoplasmic droplets formed mainly by neutral TAGs. The synthesis and storage of TAG in cytosolic lipid bodies may be the default pathway for some algae under stress conditions. The formation of fatty acid could facilitate consumption of excess electrons and therefore helps the over-reduced electron transport chain under stress conditions. TAGs can account for as much as 80 % of the total lipid in algae (Hu et al., 2008 [2]).

One possible reason for lipid accumulation is that the rate of synthesis of all components decreases in nutrient-stressed cells, whereas the rate of lipid synthesis remains. Another possible reason is that stopped cell division leads to fewer utilization of storage lipid while lipid synthesis continues (Sheehan et al., 1998).

Oleaginous green algae show an average total lipid content of 25,5 % DCW. Through photooxidative stress or nutrient starvation the content increases to 45,7 % DCW. In oleaginous diatoms the average total lipid content is 22,7 % DCW under normal conditions and 44,6 % under stress conditions (Hu et al., 2008 [2]).

Although the lipid content in the cells rises in response to stress conditions, the total lipid productivity decreases because of an overall reduction in culture growth rates (Sheehan et al., 1998).

2 Cultivation methods

There are several different cultivation methods for microalgae. A general distinction can be made based on the algal metabolism in photoautotrophic, heterotrophic and mixotrophic cultivation (U.S. DOE, 2010). Photoautotrophic algae only refer to light as energy source and CO₂ as carbon source for photosynthesis and metabolism. In heterotrophic cultivation algae grow without light and use organic substrates as sole energy and carbon source. Mixotrophic algae are able to use either light or organic carbon as energy source.

In phototrophic cultivation the biomass produced during day might be consumed during night in an extent up to 25 %. The nightly losses are influenced by growth temperature, light radiation during photosynthesis and temperature at night (Chisti, 2007 [2]).

Another major distinction is made between open and closed systems. Cultivation in open ponds runs photoautotrophically whereas closed systems can be either photobioreactors working phototrophically or fermenters working heterotrophically. Beside these cultivation systems hybrid systems and integrated systems are discussed.

The nowadays existing commercial microalgae culture systems vary from 10² l to more than 10¹⁰ l cultivation volume (Borowitzka, 1999). For scale-up gas (CO₂, O₂), nutrient, water and temperature management have to be considered (Zemke et al., 2008).

2.1 Scaling-up problems

Two levels of scaling up have to be considered: first scaling up from laboratory to a pilot plant and scaling up from the pilot scale to industrial scale. Algae cultivation requires land, sunlight and significant amounts of water and nutrients. The supply of huge amounts of nitrogen and phosphorus has to be considered, in particular the supply of phosphorus might pose an obstacle to large scale algae cultivation. The availability and delivery of high quantities of CO₂ might also be an important factor for scale up. In addition the supply of water can restrict the size of an algae cultivation facility. Also the engineering and energy costs for pumping water could be considerable and recycling of the water is necessary. A lot of R&D work is necessary to overcome these possible problems.

2.2 CO₂ Supply

Algae like all photosynthetic organisms use CO₂ as a carbon source. The typical chemical composition indicates that around 45 – 55 % of algal biomass consists of carbon. Therefore approximately 1,65-1,83 g of CO₂ are needed for the biosynthesis of 1 g dried algal biomass (Doucha et al., 2006). Supplementary carbon must be delivered because natural dissolution of CO₂ from the air into the water is not sufficient. Microalgae can fix CO₂ from 3 different sources: CO₂ from the atmosphere, in discharge gases from heavy industry and from soluble carbonates

like Na_2CO_3 or NaHCO_3 (Brennan et al., 2010). CO_2 is either blended in with air in aerated cultures or injected into the culture via sumps in open ponds or gas exchange vessels in PBRs (Alabi et al., 2009).

The option to bubble air through the water is not very effective due to the low percentage of CO_2 in the air (360 ppm_v) (Brennan et al., 2010). Another option is using pure CO_2 which is rather expensive. Pure CO_2 is often used in laboratory experiments on algal growth. The most sustainable option is to use a waste source of CO_2 like flue gases. With this source algae production costs can be 15 % lower (Doucha et al., 2005). They can come from fossil-fired power plants and other CO_2 -intensive industries like cement manufacturing, fossil fuel extraction/refining, and fermentation-based industries (U.S.DOE, 2010). The emissions of these facilities have often higher CO_2 concentrations than power plant flue gas which typically contains 4 to 15 percent of CO_2 (van Iersel et al., 2009). An alternative option is using CO_2 from biogas fermentation where algae act as a biogas filter. During the production of electric power from various sources different amounts of CO_2 are emitted; the flue gas from coal-fired plants has about double the CO_2 concentration (10-15%) than natural gas plants (5-6%). Specific CO_2 emissions of some sources are given in Table 1.

Energy source	Specific CO_2 emission [kg CO_2 /MW h _{el}]	Power technology
Lignite	1850	Thermal power plant
Natural gas	662	Gas engine
Biogas	1067	Gas engine

Table 1: Specific emissions of CO_2 during production of electric power (Doucha et al., 2005)

In industrial applications alternative CO_2 sources are already used. A commercial microalgae production plant in Hawaii is already using flue gas from a small power plant as CO_2 source (Pedroni et al., 2001). OriginOil has installed a semiclosed algae cultivation system at a coal fired power plant of the Australian energy company MBD (Fast Company, 2011). The Portuguese company AlgaFuel established a prototype production unit with tubular photobioreactors using flue gases from a cement plant (AlgaFuel, 2011). The German company Subitec cultivates algae in flat panel airlift photobioreactors using flue gases of biogas driven and natural gas driven CHPs (Ripplinger, 2010). Doucha et al. 2005 used flue gas generated by combustion of natural gas for outdoor cultivation of *Chlorella sp.* The flue gas contained 6-8% CO_2 by volume. The net productivities of the algae culture with flue gas was slightly higher than the cultivation with pure CO_2 . The CO_2 mass balance of the photobioreactor is shown in Figure 9.

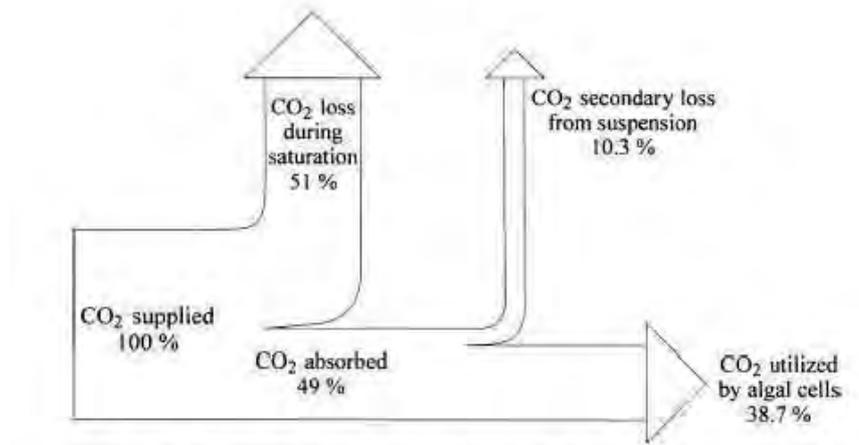


Figure 9: Scheme of CO₂ mass balance for a photobioreactor supplied with flue gas containing 8% CO₂ (Doucha et al., 2005)

Nearly 50 % of the supplied CO₂ can be absorbed by the algae suspension and 38,7 % of the supplied CO₂ can be utilized by algae cells. That indicates that 4,4 kg of CO₂ have to be supplied for 1 kg of algae dry biomass. Additionally Doucha et al 2005 found out that NO_x and CO gases had no negative influence on the growth of algae. Some experiments were also done with biogas from an anaerobic digestion process. The purification of the biogas by algal cultures supplies the culture with CO₂, enhancing growth and productivity. Travieso et al. 1993 used a culture of *Arthospira sp.* in an open pond system to filter a biogas resulting from the digestion of molasses at a sugar refinery. The experiments showed a reduction in CO₂ content of biogas from 44-45 to 2,5-11,5 vol% and the gas leaving the pond had a methane content of 88-97% after entering it with 55-71%. Methane does not influence the growth of algae through toxicity (Sialve et al., 2009).

Doucha et al 2006 used food-grade CO₂ to supply a PBR with CO₂. In the PBR 70 % of the CO₂ supplied was used for photosynthesis. Other cultivations in open ponds showed an absorption of only 13-20% of supplied CO₂ (Becker, 1994). During the cultivation not all of the supplied CO₂ will be absorbed so the CO₂ source or flue gas will be added in excess. It's not necessary to define a specific amount of excess flue gas, all available gas can be added to the algae pond. Part of the CO₂, NO_x and SO_x will dissolve in the suspension; the rest will remain gaseous and leave to the atmosphere (van Iersel et al., 2009).

The amount of flue gas needed per hectare of culture will depend on algae strain and will vary throughout the day with light intensity and temperature. High concentrations of dissolved CO₂ will affect the pH. In addition NO_x and SO_x contents effects the cultivation indirectly due to their acidity which leads to a drop in pH. Therefore this value needs to be controlled or buffered. High levels of CO₂ in flue gas up to 150.000 ppm_v (Brennan et al., 2010) are tolerated by many microalgae species as well as moderate levels of SO_x and NO_x (up to 150 ppm_v) (Rosello Sastre et al., 2007).

Advantages and challenges of co-location of algae production with stationary industrial CO₂ sources are given in Table 2 (U.S. DOE, 2010).

Advantages	Challenges
Large quantities of concentrated CO ₂ are available – not restricted to CO ₂ in atmosphere	Need for nutrient sources – there might not be a complementary nutrient supply
Excess heat or power may be available to provide heating or cooling – cultivation in colder climates and throughout the year possible	Land availability – suitable areas for algae cultivation may not be available near the industrial site
Excess wastewater may be available – can be used for algae cultivation	High amounts of CO ₂ cannot be used – industrial sources produce too much CO ₂ to be used by algae at realistic scale
Potential carbon credit for utilities	CO ₂ is only absorbed during photosynthesis where daylight is required
	Maintaining culture during utility stoppages and seasonal changes

Table 2: Evaluation of co-location of algae cultivation with CO₂ sources

Not many applications are already known where flue gas is used as carbon source, these cultivation methods are still in research phase. A lot of laboratory experiments are conducted with pure CO₂ but this would be too cost intensive for large scale production of algae.

2.3 Open Systems

The large scale cultivation of microalgae in outdoor open pond systems is well established. Cultivation in open systems is only suitable for a few algal species which can tolerate extreme environmental conditions (Alabi et al., 2009). Open systems can use a lot of different water sources like fresh, brackish, alkaline, marine, eutrophic or mixed waters (Ryan, 2009). The nutrients can be obtained from nearby land as runoff water or from sewage or water treatment plants (Carlsson et al., 2007). In open systems the algae are grown in suspension, gas exchange occurs mostly via natural contact with the atmosphere and natural solar radiation is used as light source (Bruton et al., 2009).

A major problem is the contamination with unwanted algae or other microorganisms. In open air pond systems the culture environment is difficult to control (Chisti, 2007 [1]). The cultivation is limited by growth parameters including light intensity, pH, dissolved oxygen and temperature (Harun et al., 2010). The lipid production rate for open ponds is estimated at 39.000 l/ha/yr (4.200 gal/ac/yr) (Zemke et al., 2008).

The temperature fluctuates diurnally and seasonally, the only cooling is through evaporation which can be significant (Chisti, 2007 [1]). Evaporation causes additionally significant water

losses. The productivity of algal ponds decreases in the afternoons compared to the mornings (Sheehan et al., 1998).

The CO₂ can be either obtained through natural exchange with the atmosphere or through carbonation sumps. The carbon dioxide is used less efficiently than in closed system due to outgassing losses (Chisti, 2007 [1]; Sheehan et al., 1998).

The disadvantages of open systems are the low biomass concentration and permanent optical dark zones caused by poor mixing. The advantages are the low investment and operational costs of open systems (Chisti, 2007 [2]).

Open systems can either be natural waters (like lakes or lagoons), artificial ponds or containers (Ugwu et al., 2008). They can be excavated or walls can be built and used with impermeable materials lined or unlined (Alabi et al., 2009). A more distinguished differentiation can be made into extensive or shallow big ponds, intensive or raceway ponds, circular ponds, tanks and cascade systems (Borowitzka, 1999; Harun et al., 2010).

2.3.1 Extensive ponds

Open ponds can be built up to 250 ha and are unmixed ponds with a typical depth of up to 50 cm (Borowitzka, 1999). These are called extensive or big shallow ponds. The biomass production in unmixed ponds is less than 1 g/m²/d (Alabi et al., 2009). The biomass concentration is between 0,1 and 0,5 g(DW)/l (Borowitzka, 1999).

Currently these systems are used for production of *Dunaliella salina* and for waste water treatment. The oxidation ponds applied in waste water treatment are usually not intended for algae production, and the produced algae are not harvested.

Extensive ponds have only limited mixing through wind forces and rely on natural selection of the algal species (Darzins et al., 2010).

2.3.2 Raceway ponds

Raceway ponds are also called intensive ponds or high rate ponds (HRP). Raceways are the most commonly used artificial systems. These systems are closed loop circulation channels with an oval shape. Inside the channel baffles are installed for guiding the flow of water (Chisti, 2007 [2]; Sheehan et al., 1998). Figure 10 shows a typical lined raceway pond. The depth is usually between 0,2 – 0,3 m (Borowitzka, 1999). The raceways are kept shallow to ensure the algae gain enough sunlight and that dark zones are reduced (Sheehan et al., 1998). The ponds are built in compacted earth or in concrete with white plastic as top layer (Chisti, 2007 [1]; Brennan et al., 2010).

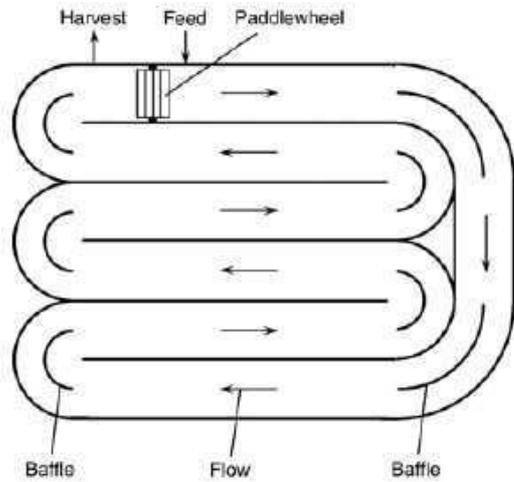


Figure 10: Arial view of an aligned raceway pond (Chisti, 2007 [1])

Current installations are 0,2 – 0,5 ha in size (Darzins et al., 2010) and the largest biomass production facility using raceways has an area of 44.000 m² (Chisti, 2007 [1]). Raceway ponds are used for production of *Spirulina*, *Dunaliella salina*, *Chlorella vulgaris*, *Haematococcus pluvialis* and some waste water treatment applications (Darzins et al., 2010).

The algae productivity in raceway ponds can be as much as 10 times higher than in extensive ponds and can reach 14 – 50 g/m²/d (Alabi et al., 2009; Darzins et al., 2010).

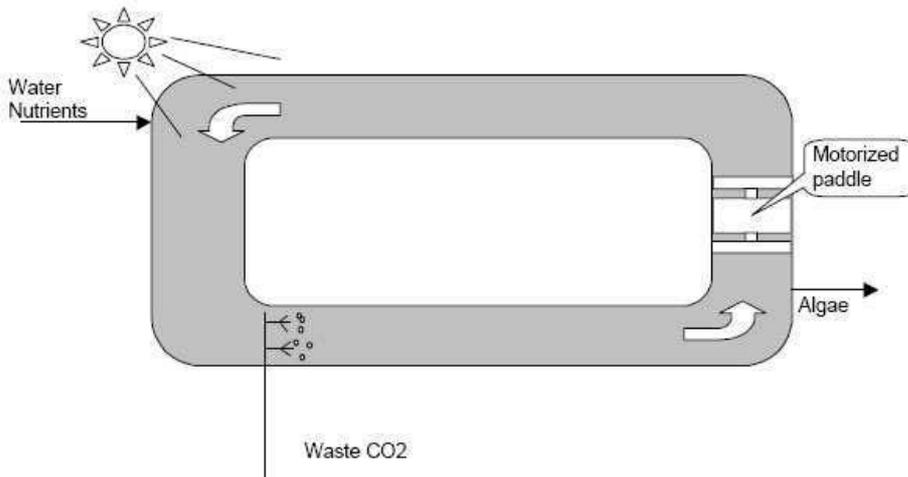


Figure 11: Scheme of a raceway design (Sheehan et al., 1998)

As shown in Figure 11 the algae, water and nutrients are kept in circulation and prevented from settling by a continuously working paddlewheel (Sheehan et al., 1998). The typical paddlewheel has an eight bladed design and a single one can mix a pond of 5 ha (Benemann et al., 1996). This design can easily be scaled up from one m³ to many thousands. Pond mixing is important

to circulate the whole broth and to bring the algae back up to the surface frequently. Pond mixing should be in a range of 15 – 25 cm/s (Sheehan et al., 1998). The raceway pond operates continuously, that means at day water and nutrients are fed in front of the paddlewheel, while algae broth is harvested at the end of the pond (Chisti, 2007 [1]; Sheehan et al., 1998).

2.3.3 Circular ponds

Circular ponds are made of a concrete wall and are mixed by a centrally rotating arm. Biomass productivities of 8,5 – 21 g/m²/d were observed (Alabi et al., 2009).

2.3.4 Tanks

Algae can also be grown in tanks. The tank geometry and mixing facilities can vary widely.

2.3.5 Cascade system

This system consists of shallow inclined trays over which a very thin layer of algae broth flows. The culture is returned to the top after reaching the bottom. The depth is less than 1 cm and cell densities up to 10 g/l are reached (Borowitzka, 1999). The productivity can reach 31 g/m²/d (Alabi et al., 2009).

2.4 Photobioreactors

Photobioreactors are closed cultivation systems of algae made of transparent tubes, plates, bags or domes, which permit culture of single species of microalgae for prolonged duration due to a lower risk of contamination (Chisti, 2007 [1]).

Photobioreactors can either be illuminated artificially via fluorescent lamps, light fibres or tubes that channel light from sunlight collectors (Carlsson et al., 2007; Ugwu et al., 2008) or naturally via solar light or with a combination of both (Ugwu et al., 2008). The photobioreactor can be located outdoor (tubular and flat panel systems) or indoor (bags, columns). The lipid productivity of photobioreactors is with 87.000 l/ha/yr (9.300 gal/ac/yr) nearly twice as high as for open ponds (Zemke et al., 2008). The scale of photobioreactors is limited by the build up of oxygen which would rapidly reach inhibitor levels (Benemann et al., 1996).

Figure 12 illustrates examples of tubular and flat plate PBRs. Other types are big bags and columns.

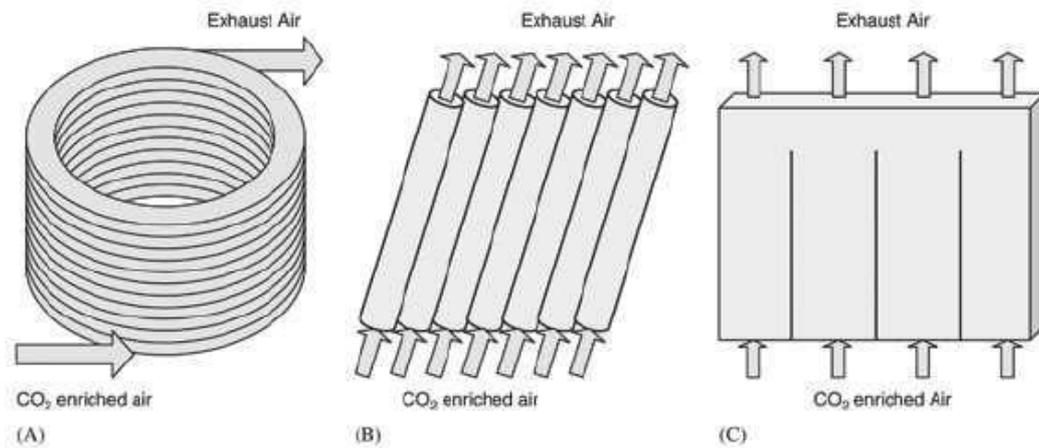


Figure 12: Some examples for tubular (A, B) and flat plate (C) photobioreactors (Ryan, 2009)

2.4.1 Tubular PBR

Tubular photobioreactors are amongst the most scalable and suited devices for large-scale production of biofuels (Chisti, 2007 [2]; Molina Grima et al., 1999). A tubular photobioreactor is typically operated outdoors and as a continuous culture (Chisti, 2007 [2]).

Tubular systems are an array of transparent tubes made of plastic or glass aligned horizontally, vertically, inclined or as helix.

The solar collector tubes are less than 0,1 m in diameter and orientated North-South to maximize sunlight capture. The ground beneath the solar collector is often coated with white plastic sheets or painted white (Chisti, 2007 [1]). The microalgal broth is pumped for circulation from a reservoir into the tubes and back. Mechanical pumps or airlift pumps produce a high turbulent flow to prevent sedimentation and provide proper mixing whereas airlift systems allow gas exchange of CO₂ and O₂ between the liquid medium and the aeration gas (Brennan et al., 2010). The length of the tubes is limited through potential O₂ accumulation, CO₂ depletion and pH rise in the tube. It is necessary to remove the oxygen from the culture by returning it to the degassing zone and to feed CO₂, beside the addition in the degassing zone, through injection points over the length of the tube. This also avoids the pH gradient. The maximum possible length of the tube is 80 m (Chisti, 2007 [1]; Brennan et al., 2010). Tubular PBRs show poor mass transfer and as already mentioned, the culture temperature is difficult to control (Ugwu et al., 2008). They are more appropriate for outdoor cultivation than flat plate types (Harun et al., 2010).

Often tubes are orientated horizontal and parallel like a fence. Horizontal reactors are more scalable and require large areas of land (Harun et al., 2010). Productivities of 34 g/m²/d can be reached (Alabi et al., 2009). Horizontal and fence like tubular PBRs are shown in Figure 13 and Figure 14.

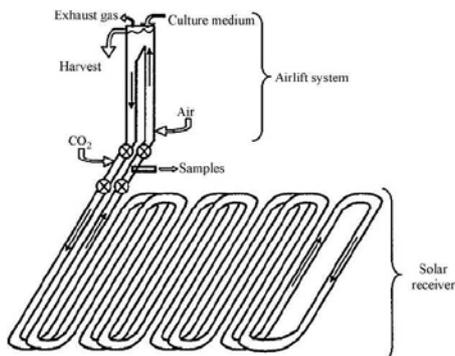


Figure 13: Basic design of a horizontal tubular PBR (Brennan et al, 2010)

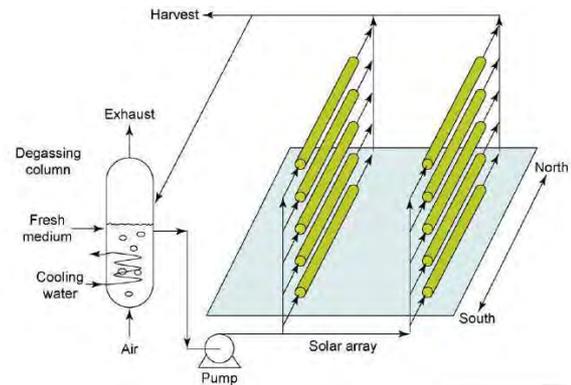


Figure 14: A fence-like solar collector with degassing column (Chisti, 2007 [2])

Vertical PBR show better mass transfer and a decrease in energy usage (Harun et al., 2010). Productivities of $21 \text{ g/m}^2/\text{d}$ can be reached (Alabi et al., 2009).

Helical PBRs are flexible plastic tubes coiled helically around a cylindrical supporting frame. The diameter of the tubes is with 2-5 cm very small (Borowitzka, 1999). Productivities of $114 \text{ g/m}^2/\text{d}$ are reached (Alabi et al., 2009).

Photobioreactors require cooling during daylight hours which is often carried out with heat exchangers or evaporative cooling (Chisti, 2007 [1]). The cultivation of algae in PBRs in temperature controlled greenhouses is very expensive.

2.4.2 Flat plate

Flat plate photobioreactors are thin (2 – 4 cm) rectangular boxes with a large illumination surface area. The dense culture flows in a thin layer across the flat plate. For maximal utilization of solar light energy transparent materials like glass or PVC are used (Ugwu et al., 2008; Harun et al., 2010; Issarapayup et al., 2009). Through the reduced light path no dark volumes occur and a high photosynthetic efficiency is reached with a productivity of $15,3 \text{ g/m}^2/\text{d}$ (Alabi et al., 2009). To reduce light intensity at the reactor surface vertical units are used (Wijffels et al., 2010). The effect of light dilution is shown in Figure 15. High cell densities of over 80 g/l are reached (Brennan et al., 2010). The accumulation of dissolved oxygen is relatively low compared to tubular photobioreactors. Advantages of this system are low energy consumption and high mass transfer rates.

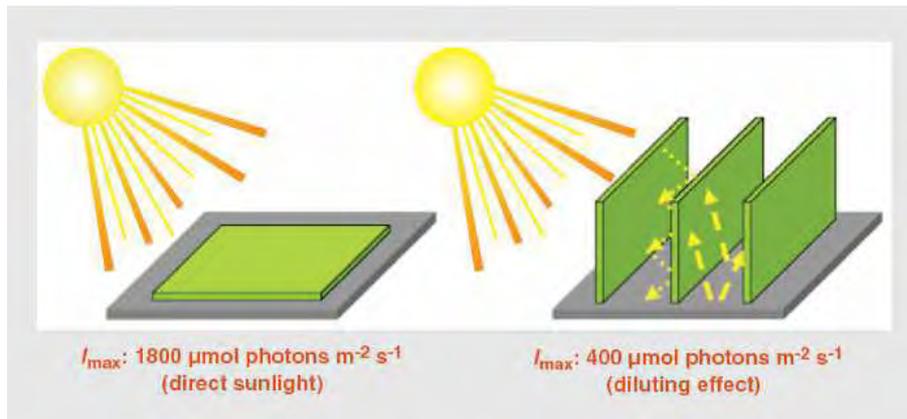


Figure 15: Light dilution effect of vertical plates (Wijffels et al., 2010)

2.4.3 Big bag system

Plastic bag reactors provide a relatively clean environment for algal cultivation at low cost (Benemann et al., 1996). These systems are operated indoors in form of polyethylene bags either hanging over land or floating in water. It is necessary to control temperature, to provide artificial light and a system of aeration has to be fitted. Big bags submerged in large water volumes show a good temperature control and lower energy input for cooling (Wijffels et al., 2010). A large scale operation up to 1000 l is possible (Borowitzka, 1999). The disadvantages of this culture system are inadequate mixing and intensive labour and maintenance, therefore it is very expensive (Borowitzka, 1999; Ryan, 2009).

2.4.4 Columns

Columns are vertical photobioreactor systems operated indoors. The systems can be bubble columns or airlift columns which are aerated from the bottom and illuminated naturally or artificially. The mixing occurs through the riser and down comer streams leading to efficient mixing. Vertical columns have the highest volumetric mass transfer rates, are easy to operate and show the best controllable growth conditions (Ugwu et al., 2008; Brennan et al., 2010). The areal productivity can be as high as $93 \text{ g/m}^2/\text{d}$ (Alabi et al., 2009).

2.5 Fermenters

Heterotrophic and mixotrophic algae cultivation is done in stirred tank bioreactors or in fermenters (Brennan et al., 2010). With mixotrophic cultures productivities of $127 \text{ g/m}^2/\text{d}$ at day and $79 \text{ g/m}^2/\text{d}$ at night were achieved (Alabi et al., 2009).

The cultivation in fermenters is well established and growth can be controlled to a high degree. There is a wide experience in design and operation of fermenters (Borowitzka, 1999). Tanks typically range from $80 - 200 \text{ m}^3$ in volume and temperature, pH and oxygen levels can be regulated. Heterotrophic algae are able to grow well at extremely high biomass concentrations

which is not possible for phototrophic algae. A high cell density within shorter time is reached and the high cell densities of 20 – 100 g/l reduce harvesting costs (Borowitzka, 1999; Brennan et al., 2010). High cell concentrations are often only limited by the oxygen supply (Alabi et al., 2009). The disadvantage of heterotrophic fermentation is that it is not applicable for all microalgae, only a few can use this metabolic pathway (Borowitzka, 1999).

Heterotrophic cultivation leads to a changed chemical composition in microalgae, it increases the total lipid content. In photoautotrophic cultivation of *Chlorella protothecoides* a lipid content of 15 % was reached, while heterotrophic cultivation showed 55 % lipid content (Alabi et al., 2009).

The main substrates for fermentation are glucose or acetate, but these feedstocks are very expensive as glucose for example accounts for 80 % of total medium costs. As alternative carbon sources corn powder hydrolysate (CHP) and sweet sorghum juice were tested (Xu et al., 2006; Gao et al., 2010). With CHP cell densities of 15,5 g/l were reached and the culture showed slightly higher cell growth than with glucose (Xu et al., 2006). Sweet sorghum juice as substrate led to 5,1 g/l biomass concentration and a lipid content of 52,5 % (Gao et al., 2010). Another possible alternative to glucose is molasses (Huang et al., 2010).

2.6 Hybrid systems

Hybrid systems are two stage cultivation systems using PBR and open ponds in combination. The first step is the fast cultivation of biomass in the PBR under controllable conditions. This culture is used as inoculum for large-scale pond operations where the second stage of nutrient stress cultivation is carried out (Bruton et al., 2009; Brennan et al., 2010; Sheehan et al., 1998).

2.7 Integrated biofixation systems

These systems combine algal biomass production with biological waste water treatment. A lot of different integrated systems exist like biofilm processing, periphyton filtration, aquaculture, algal turf scrubbers, wastewater stabilization ponds and integrated waste water treatment. The main purpose of all systems is that algae naturally purify effluent streams (Ryan, 2009).

Biofilm processing yields in methane gas as the grown biofilms function as fermentation converters. Periphyton filtration is a technology to perform bioremediation of polluted water. Aquaculture systems are developed to provide nutrients for commercial fish cultivation and also purify the effluent water from intensive fish cultivation. The algal turf scrubber technology uses algae to treat pollution in eutrophic waters or ponds. Waste stabilization ponds are constructed like open ponds but the primary purpose is treating waste and not producing algal biomass. Advanced integrated wastewater pond systems utilize photosynthetic oxygenation and fermentation processes to treat sewage or organic industrial wastes.

The potential and synergy of algae in waste water treatment is described in detail in chapter 5.

2.8 Comparison of cultivation systems

The cultivation systems show variations in biomass concentration and production depending on different factors. The biomass productivity can be distinguished in areal productivity [g/m²/d] and volumetric productivity [g/l/d]. The typical cell concentrations and biomass productivities of the individual cultivation systems are listed in Table 3.

Cultivation system	Cell concentration [g/l]	Areal biomass productivity [g/m ² /d]	Volumetric biomass productivity [g/l/d]
Extensive pond	0,1-0,5 <i>Borowitzka, 1999</i>	1-13,4 <i>Alabi et al., 2009; Sheehan et al., 1998</i>	n.k.
Raceway pond	0,14-1 <i>Chisti, 2007 [1]; Khan et al., 2009</i>	2-60 <i>Carlsson et al., 2007</i>	0,05-0,32 <i>Darzins et al., 2010; Brennan et al., 2010</i>
Tank	n.k.	n.k.	n.k.
Circular pond	n.k.	8,5-21 <i>Benemann et al., 1996</i>	n.k.
Cascade system	Up to 10 <i>Borowitzka, 1999</i>	31 <i>Alabi et al., 2009</i>	n.k.
Tubular PBR	1,5-3 <i>Brennan et al., 2010</i>	20-114 <i>Brennan et al., 2010; Alabi et al., 2009</i>	0,4-1,9 <i>Brennan et al., 2010</i>
Flat plate PBR	Up to 80 <i>Brennan et al., 2010</i>	10-45 <i>Brennan et al., 2010</i>	0,27-3,8 <i>Brennan et al., 2010</i>
Big bag system	n.k.	n.k.	n.k.
Column	1,4-1,7 <i>Brennan et al., 2010</i>	93 <i>Alabi et al., 2009</i>	0,06-0,42 <i>Brennan et al., 2010</i>
Fermenter	2-100 <i>Brennan et al., 2010; Borowitzka, 1999</i>	79-127 <i>Alabi et al., 2009</i>	0,32-50 <i>Brennan et al., 2010</i>
Hybrid system	0,3 <i>Huntley et al., 2007</i>	10-15 <i>Huntley et al., 2007</i>	0,076 <i>Wang et al., 2008</i>
Integrated system	0,05-0,4 <i>Garden, 2005</i>	3,3-37 <i>Sheehan et al., 1998</i>	n.k.

Table 3: Cell concentrations and biomass productivities of different cultivation systems

The cell concentrations of open systems vary between 0,1 and 10 g/l and the concentrations of PBR are between 1,5 and 80 g/l. In fermenters a range of 2 to 100 g/l is reached whereas in

hybrid and integrated systems concentrations of <0,5 g/l occur. The ranges of biomass concentration of cultivation systems are depicted in Figure 16.

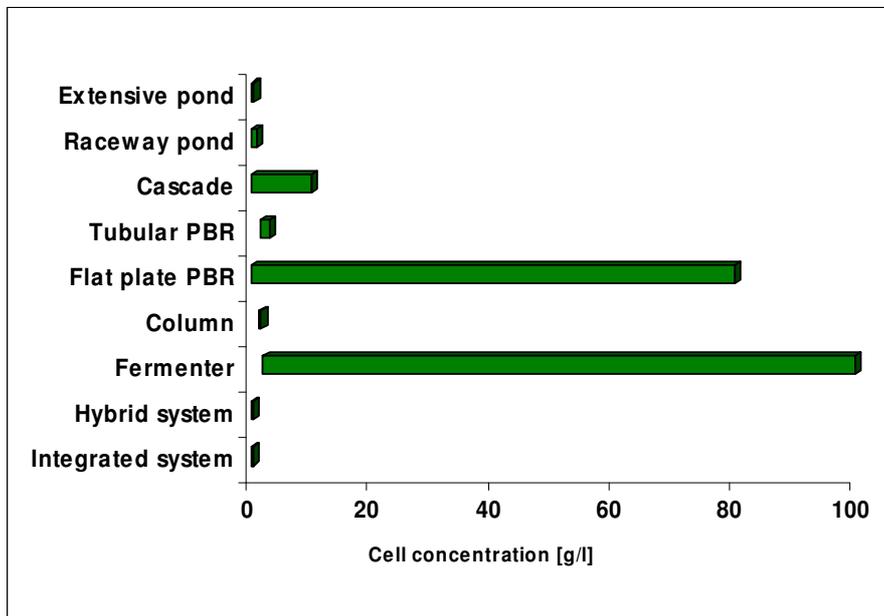


Figure 16: Range of cell concentration in g/l of the different cultivation systems

The areal biomass productivity of open systems can be 1 – 60 g/m²/d, photobioreactors show growth rates of 10 – 114 g/m²/d. Fermenters have higher ranges of 79 – 127 g/m²/d. The ranges of biomass productivity for each cultivation method are given in Figure 17.

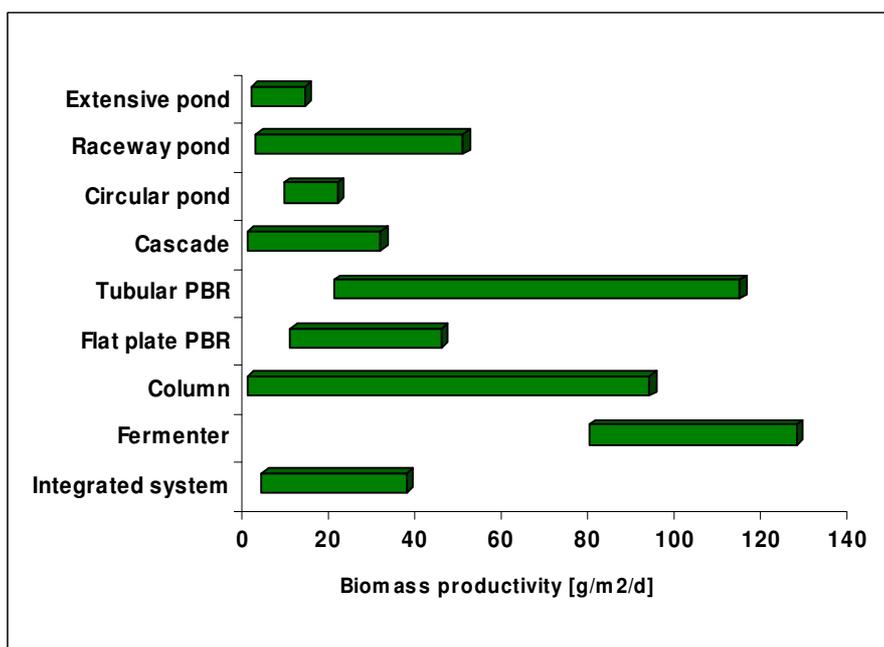


Figure 17: Range of biomass productivity in g/m²/d of the different cultivation systems

The main parameters of different cultivation systems (open pond, PBR, fermenter) are listed in Table 4.

Parameter	Open System	Photobioreactor	Fermenter
Required space	High	Low	Low
Water loss	Very high	Low	Low
CO₂-loss	High, depending on pond depth	Low	-
Oxygen concentration	Low – continuous outgassing	Increasing with length of reactor	-
Limiting factor to growth	Light	Light	Oxygen
Temperature	Diurnal and seasonal fluctuations	Cooling required	-
Shear	Low	High	High
Ease of cleaning	Very easy	Difficult	Difficult (sterilization)
Risk of contamination	High	Low	Low/none
Applicability to different species	Low	High	Low
Biomass quality	Variable	Reproducible	Reproducible
Cell density	Low	Medium	High
Weather dependence	High (light intensity, temperature, rainfall)	Medium (light intensity, cooling required)	Low
Investment costs	High (100.000 \$/ha)	Very high (1.000.000 \$/ha)	n.k.
Operating costs	Medium	High	Low
Following harvesting costs	High	Medium	Low
Technology base	Readily available	Under development	Readily available
Maintenance	Easy to maintain	Difficult to maintain	Requires specialized maintenance
Ease of scale-up	High	Variable	High

Table 4: Comparison of open pond, PBR and fermenter as algae cultivation system (Harun et al., 2010; Alabi et al., 2009; Carlsson et al., 2007)

The major advantages and disadvantages for each cultivation method are listed in Table 5.

Cultivation system	Advantages	Disadvantages
Open pond <i>Ugwu et al., 2008;</i> <i>U.S. DOE, 2010</i>	Easy to construct and operate – lower investment and operating costs	Difficult to maintain monocultures – high risk of contamination
	Evaporative cooling maintains temperature	Evaporative losses and losses of CO ₂ to the atmosphere
		Poor mass transfer – low biomass production
		Requirement of large areas of land
		Difficult to control temperature with day/night and seasonal variations
PBR <i>U.S. DOE, 2010;</i> <i>Darzins et al., 2010;</i> <i>Borowitzka, 1999</i>	Higher surface to volume ratio can support higher volumetric cell densities	Not suitable for all climates Require temperature maintenance as they do not have evaporative cooling
	Higher productivity through high light utilization efficiency	Investment costs and operating costs are higher
	Reduced harvesting costs due to higher productivities and cell densities	Periodic cleaning is required because of biofilm formation and fouling
	Low risk of contamination – single species cultures are possible	Gas transfer can limit scalability
	Controlled growth conditions due to control of temperature, oxygen and CO ₂	
Fermenter <i>U.S. DOE, 2010</i>	Less loss of water than in open ponds through evaporation	
	Optimal conditions for production and contamination prevention can be maintained	Cost and availability of feedstocks
	High biomass concentrations are achieved	

Table 5: Advantages and disadvantages of main algae cultivation systems

3 Harvesting technologies

Planktonic algae can be seen as particles in suspension. The typical algae concentration in cultivation broths is 0,02 – 0,07 % total suspended solids (Bruton et al., 2009; U.S. DOE, 2010; Uduman et al., 2010).

For some conversion processes of algae to liquid biofuels, pre-processing steps are required to concentrate the algal suspension (U.S. DOE, 2010). To save energy and to reduce costs algae recovery is often a two step process (Brennan et al., 2010; Bruton et al., 2009; Benemann et al., 1996):

1. Bulk harvesting → 2 – 7 % total solid matter, initial slurry
2. Thickening/Dewatering → 15 – 25 % total solid mater, slurry or paste

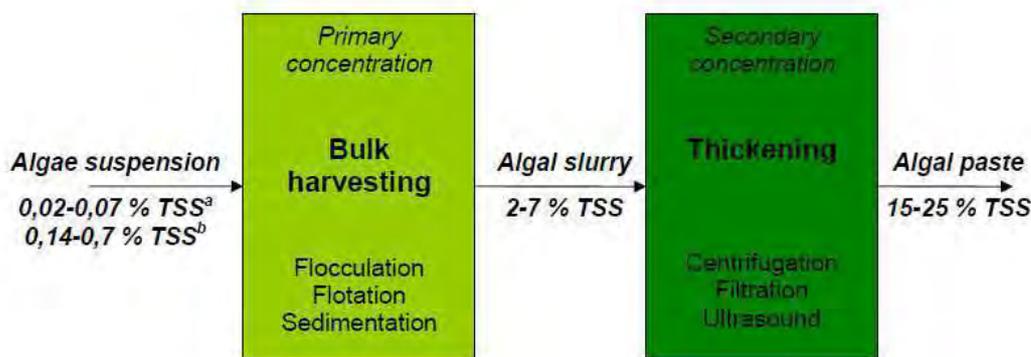


Figure 18: Algae cultivation steps (adapted from Uduman et al., 2010)

a ... value for open pond cultivation (Uduman et al., 2010); b ... value for photobioreactor cultivation (Brennan et al., 2010)

Methods for primary concentration are flocculation, flotation and gravity sedimentation. Secondary sludge treatments are centrifugation, filtration or ultrasonic aggregation (Brennan et al., 2010). The concentration steps are presented in Figure 18.

Obtaining the biomass from relatively dilute suspensions requires processing of large quantities of water (Alabi et al., 2009). Each ton of produced wet algae paste requires the removal of 100 – 200 t of water (Darzins et al., 2010), the recovery of one ton of dry biomass requires the extraction from over 2000 t of medium (Benemann et al., 1996). The fact that such large volumes have to be processed leads to a high cost factor of harvesting algae. The harvesting costs range from 20 – 30 % of total algae production costs (Benemann et al., 1996). Therefore efficient harvesting is the key to a good economical yield.

The difficulties of algal recovery result from the low densities of cultures (50 – 200 fold concentration necessary) (Uduman et al., 2010; Molina Grima et al., 2003) and from the small size of the microalgae (most cells < 20 µm) (Benemann et al., 1977). These small algae cannot be harvested by microstraining, filtration or sedimentation. Only centrifugation or chemical flocculation can be used efficiently (Benemann et al., 1977).

It is not possible to define the single best harvesting technique. The harvesting process must address the specific and unique characteristics and attributes of the algal species and the following processing and conversion steps. Some algae strains agglomerate and settle naturally, other strains excrete metabolism products which influence the settlement properties and other strains are motile (Bruton et al., 2009). Therefore the choice of the right harvesting technique can differ for specific strains, cultivation methods or processing steps.

The high amounts of water gained from concentration should be recycled back into the cultivation step. The presence of chemicals or other contaminants require a prior treatment of recycling water. Chemicals and other substances can have an environmental impact and influence further processing. Heavy metals can inhibit catalyst function in conversion processes (Ryan, 2009).

3.1 Flocculation

Microalgal cells carry a negative charge on the surface, thus preventing the cells from self-agglomeration. Flocculation neutralizes this charge and leads to agglomeration of the algal cells into large clumps or flocs (Harun et al., 2010; Alabi et al., 2009). The aggregation of microalgal cells increase the effective “particle size” and large particles can be harvested easier.

Flocculation is often used as initial concentration step that makes further processing easier (Harun et al., 2010; Brennan et al., 2010). The method alone may not be sufficient although it allows treatment of large quantities of microalgal culture and can be applied to a wide range of species. The flocculation step is often followed by sedimentation, flotation or filtration (U.S. DOE, 2010). The different types are chemical flocculation, autoflocculation and electrolytic flocculation. Effective flocculation can also be induced by simply changing the pH level in the algal suspension. Flocculation efficiencies of 80 % were reached (Brennan et al., 2010).

3.1.1 Chemical flocculation

Flocculation can be forced by the addition of chemicals of natural or synthetic origin like alum (salt of aluminium), lime, cellulose, salts, polyacrylamide, polymers, surfactants or chitosan (U.S. DOE, 2010). An ideal flocculant has to be inexpensive, nontoxic and effective in low concentrations (Molina Grima et al., 2003). Chemical flocculation is a cost-effective harvesting technology but the addition of chemicals contaminate the process water and the residual biomass. The disposal of this is very difficult and leads to high operational costs (Ryan, 2009;

Benemann et al., 1977). Flocculants can be divided into two main groups: inorganic flocculants and polyelectrolytes.

3.1.1.1 Inorganic flocculants

The inorganic flocculation works on the principle of neutralizing the negative surface charges of the algal cells and therefore induce cell agglomeration and floc forming (Uduman et al., 2010; Alabi et al., 2009). The chemicals used are multivalent metal salts like aluminiumsulphate or alum $Al_2(SO_4)_3$, ferric chloride $FeCl_3$, ferric sulphate $Fe_2(SO_4)_3$ or also lime $Ca(OH)_2$. (Shelef et al., 1984) Lime shows a good flocculation ability but the harvested culture must have a magnesium concentration above 10 mg/l for proper harvesting (Uduman et al., 2010). Magnesium hydroxide assists the coagulation of suspended solids.

Harvesting efficiencies depend on pH of the solution and dosage of the flocculant (Benemann et al., 1996). The optimal pH range and dose for different inorganic flocculants are given in Table 6. The pH needs to be low enough to form cationic hydrolysis products and polyhydroxy complexes (Uduman et al., 2010). Extracellular products of microalgae can interfere with the flocculation process (Benemann et al., 2010).

Type	Flocculant	Optimal dose [mg/l]	Optimal pH
Inorganic	Alum	80 – 250	5,3 – 5,6
	Ferric sulphate	50 – 90	3,0 – 9,0
	Lime	500 – 700	10,5 – 11,5

Table 6: Different inorganic flocculants and their optimal dose and pH range (Shelef et al., 1984)

The incorporation of metal salts in the biomass can be unacceptable if biomass is to be used for human or livestock feed purposes (Molina Grima et al., 2003). Also the disposal of the algal sludge may pose problems. The large use of chemicals seems can become very expensive for large scale applications (Alabi et al., 2009).

3.1.1.2 Polyelectrolytes

Polyelectrolytes or polymeric organic flocculants can, in addition to neutralizing surface charge of cells, physically link the algal cells together. The polymeric molecule attaches on the microalgal surface by electrostatic or chemical forces (coulombic interactions, dipole-dipole interactions, hydrogen bonding, van der Waals interactions) (Uduman et al., 2010). Thus polymeric flocculants induce formation of more stable products.

Polyelectrolytes can be cationic, anionic or non-ionic. However, anionic and neutral polyelectrolytes are not effective in flocculating algae, only cationic polymers work (Uduman et al., 2010). Cationic flocculants coagulate the algae without affecting the composition or toxicity.

The flocculation process is influenced by charge of polyelectrolytes, pH level and presence of chemicals. Lower doses of flocculants are required (Benemann et al., 1996), but due to high costs of organic flocculants total costs are comparable with using inorganic flocculants. The optimal dose and pH range can be taken from Table 7.

Type	Flocculant	Optimal dose [mg/l]	Optimal pH
Polymeric	Purifloc	35	3,5
	Zetag 51	10	> 9
	Dow 21M	10	4,0 – 7,0
	Dow C-31	1 – 5	2,0 – 4,0
	Chitosan	100	8,4

Table 7: Different polymeric flocculants and their optimal dose and pH range (Shelef et al., 1984)

A special organic flocculant is chitosan (Molina Grima et al., 2003). Chitosan is a cationic polymer of acetylglucosamine derived from the exoskeleton of marine crustaceans. It is edible, nontoxic and proven to be an effective flocculant. The necessary flocculant dose varies widely between the specific algae species. The residual water of harvesting with chitosan can be reused without pre-treatment (Brennan et al., 2010). Nevertheless chitosan is very expensive unless it is gained from nearby aquacultures (Harun et al., 2010).

3.1.2 Auto/Bioflocculation

The two terms autoflocculation and bioflocculation are not clearly defined and can be used as synonyms. In many older cultures flocculation occurs naturally and leads to sedimentation (U.S.DOE, 2010). During long residence times and low growth rates the negative surface charges are reduced and the cells tend to clump together (Garden, 2005). This spontaneous floc formation and settling of microalgae is induced by a high pH due to consumption of CO₂ during photosynthesis (Uduman et al., 2010). This increased pH leads to precipitation of phosphate ions and divalent cations (Mg²⁺, Ca²⁺) which form a chemical flocculation agent resulting in algal settling (Sheehan et al., 1998; Benemann et al., 1996). The detailed mechanisms of autoflocculation are not known exactly and this process is not reliable.

3.1.3 Electrolytic flocculation

Electroflocculation is based on the movement of the negatively charged algal cells in an electric field towards an anode. Reaching the anode cells are neutralized and aggregate. Additionally the anode forms metal ions which act as flocculant and lead to further coagulation (Uduman et al., 2010; Ryan, 2009).

The major advantage of this technique is that no flocculants are needed and therefore no chemicals are used. It also works irrespective of the morphology and size of the algae. With electroflocculation separation efficiencies of over 96 % can be reached with an energy consumption of 0,3 kWh/m³ (Alabi et al., 2009).

3.2 Flotation

For harvesting with flotation gas or air is bubbled through the algae suspension and the gaseous molecules attach to the solid particles. The buoyancy carries these particles to the surface where they accumulate as float. This slurry can then be skimmed off (Uduman et al., 2010).

A small size of the particles leads to better flotation. It can be used for solids < 500 µm (Uduman et al., 2010). Also the chemical composition of algae is important; algae with a high oil content tend to float more easily (Bruton et al., 2009).

The advantage of this method of trapping algae cells using dispersed micro-air bubbles is that no additional chemicals are necessary. But chemicals could be added to modify the surface tension of the algal cells to increase bubble attachment.

Flotation is often used after flocculation and is a very fast process compared to sedimentation. This method has low investment and operating costs. However, in shallow ponds the harvesting efficiency of flotation may be poor (Bruton et al., 2009).

The three different methods of flotation are dissolved air flotation, dispersed air flotation and electroflotation. In addition autoflotation can occur in oxygen supersaturated suspensions when small bubbles are released which assist flotation (Benemann et al., 1996).

3.2.1 Dissolved air flotation

The dissolved air flotation involves pressurizing part of the suspension to dissolve additional air. This stream that is pre-saturated with air is injected into a flotation tank where it is mixed with the remaining suspension at atmospheric pressure. The additional air generates bubbles and these attach to particles or flocs and make them float (Alabi et al., 2009). The algal float skimmed off contains 4 – 6 % solids (Uduman et al., 2010). This method is often combined with chemical flocculation and it is viable in commercial-scale biomass recovery from algae cultivation systems (Ryan, 2009). Figure 19 shows a conventional dissolved air flotation unit.

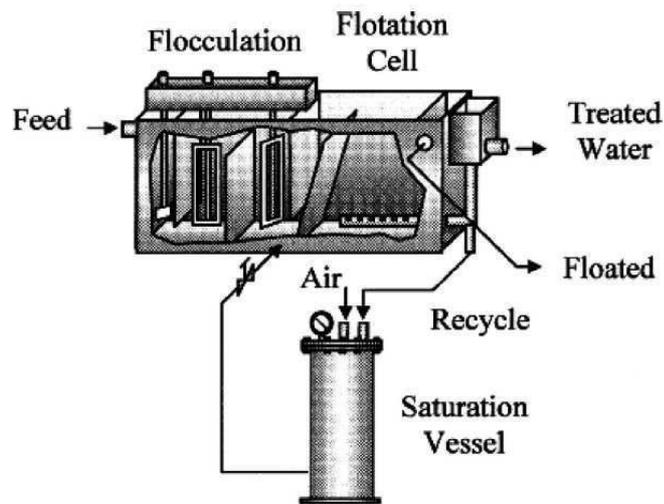


Figure 19: Dissolved air flotation unit (Uduman et al., 2010)

3.2.2 Dispersed air flotation

The dispersed bubbles are formed by an air injection system and a high speed mechanical agitator. These bubbles attach to the particles making them float (Uduman et al., 2010).

3.2.3 Electrolytic flotation

For electroflotation active metal anodes and a cathode from an inactive (electrochemically nondepositing) metal are used. The cathode generates gas bubbles from water electrolysis leading to flotation. The disadvantages of this technique are the scaling of the cathode and the high power costs (Uduman et al., 2010).

3.3 Sedimentation

Gravity sedimentation is suitable for large microalgae ($> 70 \mu\text{m}$) (Brennan et al., 2010) and for microalgae which naturally have high sedimentation rates ($> 10 \text{ cm/h}$) (Benemann et al., 1996). Discrete sedimentation is the spontaneous settling of algae after removal from the cultivation system. Flocculants can be added to increase the separation into concentrated slurry and a clear liquid. Sedimentation leads to a concentrated sludge of 1,5 % TSS (Uduman et al., 2010); it is an inexpensive process with low investment and operating costs. The disadvantage is that large areas are required because of the long residence time required for settling. This long duration poses additionally the problem of degradation decreasing the oil content of the algal sludge (Garden, 2005). Sedimentation is mainly used for open ponds and is strain specific. Gravity sedimentation is performed in thickeners or clarifiers, via lamella separators or sedimentation tanks (Uduman et al., 2010).

3.4 Centrifugation

Centrifugation is an accelerated sedimentation process where algal suspension is separated into regions of higher and lower density (Harun et al., 2010).

After centrifugation the algal biomass can be removed by decantation. The remaining culture medium can be recycled and used in the cultivation process without pre-treatment as no chemicals are used (Ryan, 2009).

The efficiency of recovery decreases with decreasing acceleration factor. A cell harvest efficiency of > 95 % can be reached at 13.000 g, whereas only 60 % are reached at 6.000 g (Molina Grima et al., 2003). However, the exposure of microalgal cells to high gravitational and shear forces can disrupt and damage cell structures, therefore limiting the speed of centrifugation. Also the morphology and size of cells affect the recovery. Filamentous or large algae cells have better settling characteristics than smaller ones. The recovery depends on slurry residence time and settling depth.

Centrifugation is a reliable, effective and rapid recovery technique for microalgae but it has high investment and operating costs. It is very energy intensive with an energy consumption of 0,3 – 8 kWh/m³ (Alabi et al., 2009). Processing of large culture volumes is time consuming and costly and centrifugation is considered to be impractical for large-scale harvesting (Ryan, 2009). Centrifugation is more suitable for suspensions above 30 mg/l (Harun et al., 2010). It is mainly used as secondary or tertiary method of dewatering.

Centrifugation can be carried out in chamber centrifuges, self-cleaning plate centrifuges, nozzle centrifuges, decanters or hydrocyclons.

3.5 Filtration

The principle of filtration is passing a suspension through a permeable medium or a screen with a specific pore size, which retains the solids and allows liquid to pass through. There are a lot of different filtration methods, from simple screening or microstraining to complex vacuum or pressure filter systems (Bruton et al., 2009). A relatively effective type of filtration is a harvester that reduces energy consumption by utilizing surface physics and capillary action. Conventional filtration processes are appropriate for harvesting large (> 70 µm) algae and require a pressure drop across the system to force the fluid through the filter. They operate under pressure (0,2 – 0,88 kWh/m³) or vacuum (0,1 – 5,9 kWh/m³) or with filtration aids like diatomaceous earth or cellulose to improve efficiency (Alabi et al., 2009; Molina Grima et al., 2003). Small dimension algae strains (< 30 µm) cannot be removed by these methods. Membrane-, micro- or ultrafiltration have to be used.

The main limitation of filtration as harvesting method is clogging. One solution is to use vibrating screens or tangential filtrations. The disadvantage of vibrating screens is the rupture of algal cells through rubbing (Garden, 2005).

Filtration methods seem to be an attractive dewatering option and the costs for filtration are very low, but maintenance costs through screen clogging or membrane fouling and hidden pre-concentration steps have to be considered.

Filtration methods used for microalgal harvesting are microfiltration, ultrafiltration, pressure filtration, vacuum filtration and tangential flow filtration, whereas dead end filtration is not adequate as dewatering method. Tangential flow filtration and pressure filtration are very energy efficient. Simple filters such as belt filters can be used for pre-concentration of algae cells to a final solid concentration of 0,05 – 3 % (Garden, 2005).

A special filtration unit is the microstrainer which consists of a rotating drum covered by a straining fabric (Alabi et al., 2009) with fine-mesh screens as seen in Figure 20. A backwash spray collects the retained cells into a trough. Microstrainers have energy requirements of 0,02 – 0,2 kWh/m³ (Alabi et al., 2009). Algal cells smaller than 20 µm cannot efficiently be strained (Benemann et al., 1977).

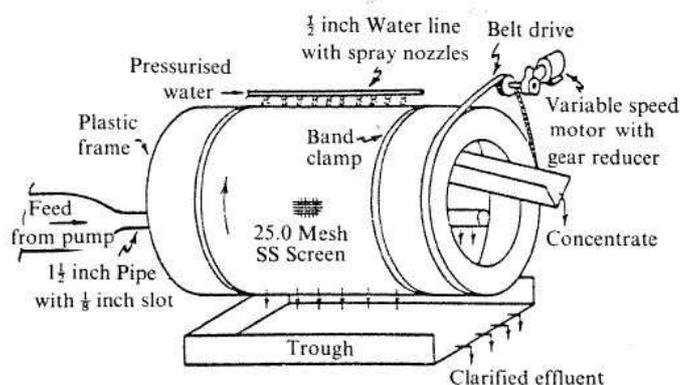


Figure 20: Schematic depiction of a small scale microstrainer (Benemann et al., 1977)

3.6 Ultrasonic aggregation

The method of ultrasonic aggregation is a relatively new harvesting technique. An ultrasonic field concentrates the algal cells through acoustic forces followed by a final separation step of enhanced sedimentation. With high frequency ultrasound 92 % of microalgae could be harvested. It has the advantage of continuous operation, no shear stress, occupation of small space, no fouling and absence of mechanical failure. Nevertheless it is not suited for large scale application due to high energy costs required for the cooling system (Bosma et al., 2003).

3.7 Comparison of harvesting methods

A comparison of the different harvesting methods for algal suspension is given in Table 8. The main mechanisms, inputs and the dependence on the algae (ability to cultivate specific algae suitable for harvesting) are compared, as well as the relative costs, solid concentration and energy inputs. The relative costs are compared to centrifugation at 10 (actual costs estimated at \$ 1.000-1.500/t) (Benemann et al., 1996).

Process	Main mechanism	Utilities	Dependence on algae strain*	Relative costs**	Solid conc.***	Energy Inputs
Flocculation:						
<i>Inorganic lime</i>	Floc enmeshment	Lime, Mixing	Minor	6 – 8	8 – 10 %	High
<i>Alum</i>	Floc enmeshment and destabilization	Alum, Mixing	Minor	6 – 8	8 – 10 %	High
<i>Polyelectrolytes</i>	Floc enmeshment and destabilization and bridging	PE, Mixing	Minor	4 – 6	8 – 10 %	Medium
<i>Bioflocculation</i>	Spontaneous flocculation	Pumping, Clarifier	High	0,5 – 1	1 – 3 %	Low
Discrete sedimentation	Gravity discrete settling	Pumping, Clarifier	High	0,5 – 1	1 – 3 %	Low
Centrifugation	Accelerated discrete settling	Power, Equipment	Minor	10	> 10 %	High
Cross Flow Filtration	Membrane self cleaning	Power, Equipment	Minor	4 – 6	2 – 6 %	High
Microstraining	Fabric straining	Power, Equipment	High	0,5 – 1,5	2 – 4 %	Medium

Table 8: Comparative evaluation of harvesting processes (Benemann et al., 1996)

*Dependence on algae: ability to cultivate specific algae suitable for harvesting, ** relative costs: to centrifugation at 10 (actual costs estimated at \$ 1.000 – 1.500/t), *** solids concentration: best estimate, cost depend in part on concentration factor

4 Processing technologies

The algal biomass has to be processed to ease following conversion technologies. Dry biomass can be better converted and the processing of fewer quantities of product is easier. Therefore a drying step is applied. With pyrolysis, gasification, anaerobic digestion or supercritical processing the conversion of the whole algae is possible. Processes for the conversion of vegetable oil to biodiesel like hydrogenation and transesterification require disruption of the biomass cells to free the oily components (IEA Bioenergy, 2010). The processing and conversion routes for algal biomass are given in Figure 21.

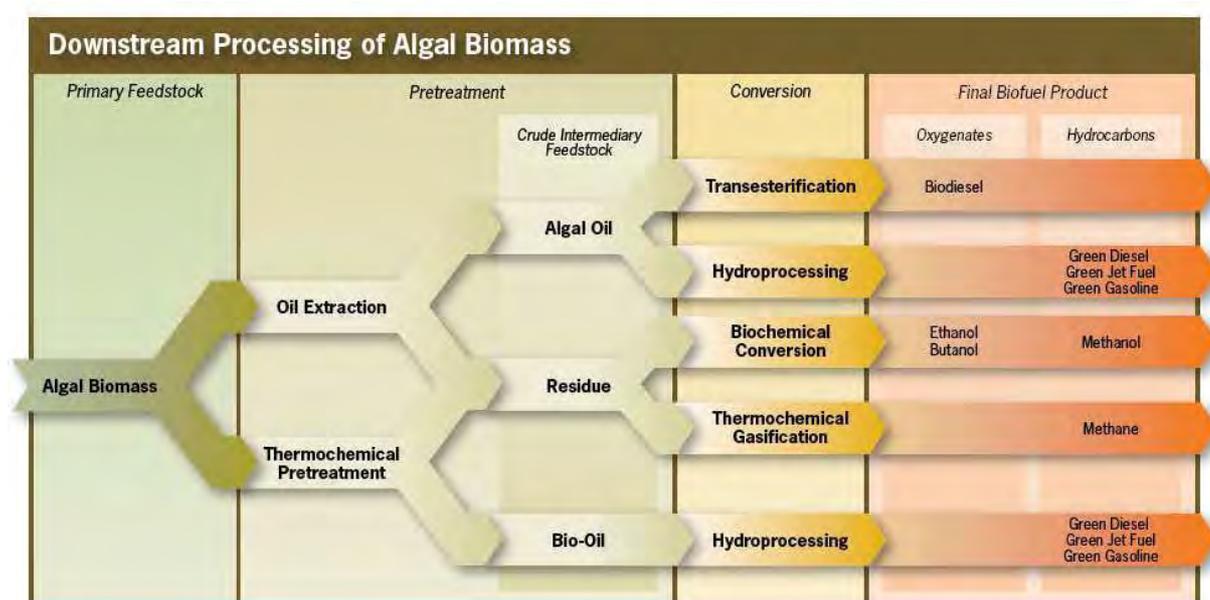


Figure 21: Different routes for downstream processing of algal biomass (Ryan, 2009)

In this chapter the pretreatment processes of drying and lipid extraction yielding in algal oil are described. The thermochemical pretreatment is described within the conversion technology description.

4.1 Drying

The harvested algal paste is perishable due to enzymes which continue working after cell death. They reduce the lipid content by degrading cells and its components. The algal paste must be processed rapidly after harvesting to preserve the chemical quality required for conversion. To extend viability dewatering or drying processes are applied (Brennan et al., 2010). To keep the algae from prolonged microbial growth the moisture level of the harvested algae should be kept below 7 % (Chen et al., 2009). Dewatering increases the biomass solid content up to approximately 20 % (Ryan, 2009). When dry matter content of over 30 % is required thermal drying is necessary. Drying achieves a high biomass concentration of at least 90 % (Bruton et

al., 2009; U.S. DOE, 2010). This lipid-rich material without water is required for following process steps like chemical esterification. The level of drying depends on requirements for subsequent processes.

Drying can be very energy intensive and could use as much as 60 % of the energy content of algal biomass (IEA Bioenergy, 2010) as well as account for 70 % of total costs (Bruton et al., 2009). It is important to find a balance between drying efficiency and cost-effectiveness to maximize the net energy output of algal biofuels. The drying temperature affects both the lipid composition and the oil yield (Brennan et al., 2010).

The different drying processes include solar drying, drum drying, freeze drying, spray drying, rotary drying, fluidised bed drying, low-pressure shelf drying, refractance window technology drying (Mata et al., 2010; Brennan et al., 2010).

4.1.1 Solar drying

Solar drying or sun drying is called the process when the water flow in open ponds is turned off and allow algae to drain (Ryan, 2009). The harvested algae are dried naturally by sun. Solar drying is the cheapest drying process, but long drying times and large drying surfaces are needed. In addition the risk of material loss exists (Brennan et al., 2010).

4.1.2 Drum drying

In drum dryers the dewatered algal sludge is sent over a series of heated drums. The algal biomass is thinned out and creates a product that reassembles an algae paper. This paper can be rolled up for easy storage and transportation. The heat required to dry algal biomass to a solid content from 20 – 90 % is 420 kWh/ha/d (170 kWh/ac/d) (Ryan, 2009).

4.1.3 Freeze drying

Freeze drying removes the water from algae under a low air pressure vacuum by slowly vaporizing and sublimating the water inside the cells. The algae are solidly frozen und maintain their cell structure without degradation (Ryan, 2009). Freeze drying is relatively expensive but it has the advantage of easing the extraction of oils. The solvent extraction of components is difficult from wet biomass without cell disruption. Freeze dried biomass can be extracted more easily (Brennan et al., 2010).

4.1.4 Spray drying

For this type of drying the suspension is sprayed to droplets which are passed through a vertical tower. Hot gasses are led through the tower and dry the droplets within seconds. The product is removed from the bottom, the gas stream is exhausted through a cyclonic dust separator (Shelef et al., 1984). Spray drying is used for the extraction of high value products and is ideal

for harvesting algae in powder or granulate form for use in dietary supplements. It is relatively expensive and not economically feasible for low value products (Brennan et al., 2010; Mata et al., 2010).

4.1.5 Rotary drying

Rotary drying uses steam tube rotary dryers where hot air circulates and evaporates the water (Ryan, 2009).

4.1.6 Comparison of drying methods

A comparison of different drying methods for algal paste is given in Table 9. The main drying methods are listed with advantages and limitations of the processes.

Drying method	Advantages	Limitations	Remarks
Solar-drying	Low costs	Slow process, weather dependent	Does not break cellulosic cell walls, sterilization not possible
Drum-drying	Fast and efficient	Cost intensive	Ruptures cellulosic cell walls, sterilizes the product
Freeze-drying	Gentle process	Slow process, cost intensive	Does not break cellulosic cell walls, sterilization not possible, preserves cell constituents
Spray-drying	Fast and efficient	Cost intensive	Sterilizes the product, breakage of cellulosic cell walls not always guaranteed

Table 9: Comparative evaluation of drying processes (Chen et al., 2009)

4.2 Lipid extraction

For recovering intracellular products like lipids cell disruption is necessary. Algal biomass which undergoes lipid extraction yields algal oil and residue, whereas algal sludge that is pretreated thermochemically yield bio-oil and residue (Ryan, 2009). Bio-oil is the complex liquid phase of processed biomass under thig temperature at the absence of oxygen. These two oil types have distinct physical properties and bio-oil can be combusted directly in engines (Wang et al., 2008). Algal oil is extracted by mechanical, chemical, biological or electrical means whereas bio-oil is extracted by use of chemicals and high temperature (Ryan, 2009). This chapter comprises the algal oil extraction, the bio-oil extraction is described within the conversion process description.

Oil extraction leads to a fractionation of the algal components in algal oil made of TAGs and FFAs and residue which comprises carbohydrates, proteins, nutrients and ash. Lipids and carbohydrates are fuel precursors whereas proteins can be used for co-products (U.S. DOE, 2010).

The algal oil can be extracted by expeller or oil press, liquid-liquid extraction, supercritical fluid extraction, ultrasound techniques, osmotic shock, heated oil extraction or biological extraction (Darzins et al., 2010; Harun et al., 2010). There is not a well-defined and ready-to-scale up lipid extraction process currently available on the market. The extraction of oil from algal biomass has proven to be difficult and expensive (Che et al., 2009). The major mechanical cell disruption actions are cell homogenizers, bead mills, ultrasound and autoclaving. The major non mechanical techniques include freezing, application of organic solvents, acid, base or enzyme reaction or osmotic shock (Mata et al., 2010).

The three well known methods to extract oil from algae are mechanical expulsion via expeller, solvent extraction with methane and supercritical fluid extraction. All of these methods require a dry raw material.

4.2.1 Mechanical expulsion

Some equipment for the oil extraction of common nuts and seeds can be used for dry algal biomass. The applied pressure breaks the cells and the oil is pressed out. This technique extracts almost 75 % of oil but the long extraction time makes it less effective for large scale production (Harun et al., 2010). Mechanical expulsion can be done in a screw press, extruder and expander or through pulverization in a mortar (Ryan, 2009).

4.2.2 Liquid-liquid extraction

Solvent extraction is successful in extracting lipids. The solvent destroys the algal cell wall and the higher solubility in organic solvent than in water leads to an extraction of the oil. The mixture is then distilled to separate the oil from the solvent which can be recycled (Harun et al., 2010). Organic solvents like benzene, hexane, cyclo-hexane, acetone or chloroform are used. The algal biomass should be dry or with minimal free water for proper solvent extraction (Darzins et al., 2010). Hexane is the most efficient solvent with the highest extraction capability and it is relatively inexpensive. Coupled with press expulsion, hexane extracts most of the total available algal oil (Ryan, 2009).

Another possibility of liquid-liquid extraction is the extraction by in-situ transesterification leading to direct production of methyl esters. The catalyst and methanol for transesterification are added directly to the dried algae and induce the release of bound lipids as methyl esters (Darzins et al., 2010).

Also heated oil extraction is applicable where the wet algae paste from a gravitational thickener gets in contact with heated oil which leads to separation of oil, water and solids (Darzins et al., 2010).

4.2.3 Supercritical fluid extraction

For supercritical fluid extraction liquefied CO₂ or methanol are heated under pressure up to or above the critical point (Harun et al., 2010). The supercritical CO₂ has then both liquid and gas properties. This allows the fluid to penetrate the cell wall and act as a solvent. The extraction is extremely time efficient and almost 100 % of the oil can be recovered (Ryan, 2009). No separation of solvent and product is necessary because the CO₂ gets gaseous at atmospheric pressure. The usage of high temperature and pressure makes it a very energy intensive process. Supercritical fluid extraction is far more efficient than traditional solvent extraction methods (Darzins et al., 2010).

4.2.4 Ultrasound technique

Ultrasound extraction is done in a sonicator or ultrasonic reactor. High intensity ultrasonic shock waves are generated and lead to tiny cavitation bubbles which disrupt the cell walls when collapsing nearby. The lipid contents are released without use of toxic solvents. An extraction of over 90 % (Harun et al., 2010) of fatty acids and pigments is possible. On feasibility or cost for commercial scale no sufficient information is available.

4.2.5 Osmotic shock

A sudden reduction of osmotic pressure induced by reduced movement or concentration of water across the cell membrane leads to rupture of cells (Harun et al., 2010).

4.2.6 Biological extraction

In biological extraction other organisms mostly crustaceans are used to concentrate algal biomass. These organisms are then harvested, crushed and homogenized to recover algal oil successfully. Biological methods offer low-tech and low cost methods of harvesting and lipid extraction (Darzins et al., 2010).

Also enzymatic methods are possible for lipid extraction. Specific enzymes are used to degrade the cell walls.

4.3 Comparison of processing methods

The advantages and limitations of the mainly used extraction methods are listed in Table 10.

Extraction methods	Advantages	Limitations
Mechanical expulsion	Easy to use, no solvent involved	Large amount of sample required, slow process
Liquid-liquid extraction	Solvents used are relatively inexpensive; reproducible	Most organic solvents are highly flammable and/or toxic; solvent recovery is expensive and energy intensive; large volume of solvent needed
Supercritical fluid extraction	Non-toxicity (absence of organic solvent in residue or extracts), "green solvent" used; non-flammable and simple in operation	Often fails in quantitative extraction of polar analytes from solid matrices, insufficient interaction between supercritical CO ₂ and the samples
Ultrasound technique	Reduced extraction time; reduces solvent consumption, greater penetration of solvent into cellular materials; improves release of cell content into bulk medium	High power consumption; difficult to scale-up

Table 10: Advantages and limitations of different extraction methods (Harun et al., 2010)

5 Potential and synergy of algae in waste water treatment

A potential enhancement of biofuel production from microalgae can be achieved by combination of microalgal biomass production and waste water treatment. Biofuel production in combination with waste water treatment and nutrient recycling is predicted to be a near-term application (5 – 10 years) of algae cultivation (Carlsson et al., 2007).

Microalgae provide dissolved oxygen used by bacteria to break down and oxidize wastes. This leads to liberation of CO₂, phosphate, ammonia and other nutrients used by algae. Microalgae are able to remove, attach or convert chemical or organic contaminants, pathogens, heavy metals and CO₂ while producing biomass for biofuel production. All these processes are known under the term of phycoremediation (Carlsson et al., 2007). Algae can be used to treat municipal, industrial or agricultural waste water (U.S. DOE, 2010).

5.1 Waste water classes

Industrial waste waters are any large scale waste waters that contain one or more industrial contaminant. Examples are pollution from acid mine drainage, production facilities, chemicals from refinery processes and heavy metal contamination. Algae can also remove dye, phenol and cyanide from industrial waste water (Harun et al., 2010). Organic industrial waste water comes from for example food processing facilities or paper mills.

Agricultural wastes can be either of organic nature from animal facilities (swine, dairy operations, aquaculture) or agricultural drainage with low organic content but high nutrient content (U.S. DOE, 2010). The major emphasis on this waste water treatment lies in removal of nutrients and reduction of BOD (Benemann, 2003).

Municipal wastewaters obtain a secondary treatment where organic compounds are reduced, a tertiary treatment where excess nutrients are removed and disinfection. Municipal waste waters are deficient in C in relation to their N and P content. Therefore CO₂ supplementation is necessary (Benemann et al., 1996). The biomass produced during municipal waste water treatment is unlikely to be used as a human food source or animal feed. More likely is the combination of algae waste water treatment with CO₂ mitigation and biomethane production (Carlsson et al., 2007)

Aquaculture, husbandry and municipal waste water treatment processes are generally limited by the availability of CO₂ (Benemann, 2003). Algae show a typical C:N:P ratio of 50:8:1 whereas the typical waste water ratio is 20:8:1 (Lundquist, 2008). To overcome this deficiency in C, CO₂ supplementation is necessary. Waste water rich in CO₂ (106:16:1) show accelerated algae production rates, lower nutrient levels in effluent, lower harvesting costs due to bioflocculation

and increased lipid production (30 % lipid content, 14.000 l/ha/yr (1500 gall/ac/yr)) (Brennan et al., 2010; Lundquist, 2008).

Potential co-location sites for algae production facilities are municipal waste water treatment plants, agricultural dairy and feedlot facilities. There are two main types of integrated algae cultivation. The first type are dedicated facilities which main purpose is the production of algal biomass, whereas the second type (waste water treatment facilities) produces algae as a consequence of waste water treatment (U.S. DOE, 2010).

5.2 Cultivation systems

For the application of algae cultivation in waste water treatment mostly open systems are used. Ponds reduce pollution indicators like odour, settleable solids and biochemical oxygen demand BOD (Benemann et al., 1977).

Oxidation or waste stabilization ponds are large ponds arranged of cells up to 50 ha and depth of 0,5 – 3 m (Benemann et al., 1977; Garden, 2005). They are not mixed by mechanical mixing or aeration, only by wind action and recirculation of the fluid. These ponds have very large retention times of weeks to months. Common application is for municipal, community or dairy waste treatment where organic carbon, suspended solids and nutrients are removed. The effluent of oxidation ponds shows an algal concentration of 50 mg/l.

Oxidation ponds combine the action of different processes to treat the polluted water. At the surface aerobic processes occur when bacteria break down wastes and release nutrients. This also prevents odours from development. In addition photochemical and chemical processes take place. Photosynthetic algae produce oxygen by utilizing CO₂ and nutrients. The production of oxygen radicals and dissolved oxygen as well as naturally occurring organic catalysts lead to natural disinfection (U.S. DOE, 2010). High oxygen tensions and light intensities lead to a relatively high disinfection rate. At the bottom of the pond anaerobic bacteria break down settled suspended solids like sewage sludge or algal biomass and release methane, CO₂, sulphides and organic acids (Benemann et al., 1996).

The problems of oxidation ponds are the large area of land used, the uncontrollable waste water treatment process, poor nutrient removal, methane emissions and costly removal of algal biomass from the effluent.

An alternative are high rate ponds. High rate ponds are shallow (0,2 – 0,5 m) raceway ponds with short liquid retention times of 2 – 10 days (Benemann et al., 1977). A paddlewheel secures proper mixing. Thus no anoxic decomposition processes of settled compounds take place. High rate ponds are much more efficient and show high rates of nutrient removal (U.S. DOE, 2010). Much more algal biomass is produced per unit area, algal concentrations up to 400 mg/l are possible (Garden, 2005) and so more oxygen is available, which allows higher loadings of waste water. The typical effluent concentration of algal biomass is 100 mg/l (DW) (Benemann et

al., 1977). In a primary pond waste solids are deposited and decomposition and gas recovery is carried out. The second step is waste water treatment in high rate ponds followed by final maturation ponds for algal settling and effluent solids reduction. The main processes occurring in a HRP are shown in Figure 22.

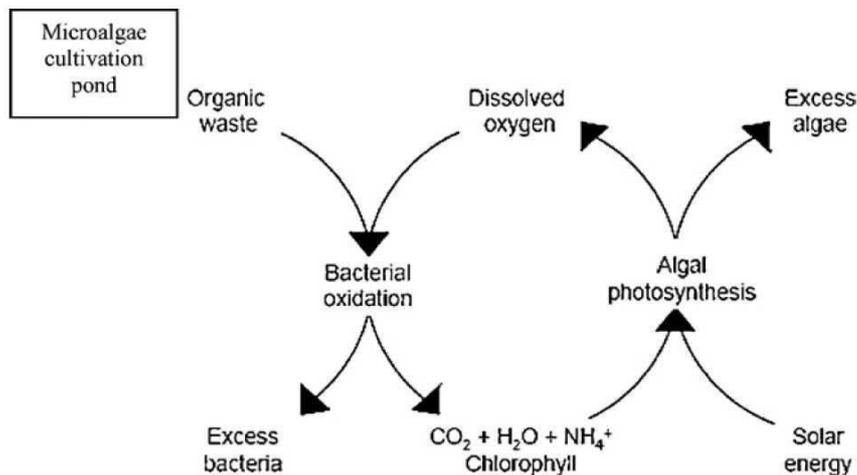


Figure 22: Main processes in a high rate algal pond (Harun et al., 2010)

These advanced integrated pond systems correspond to conventional waste treatment systems at lower costs and energy inputs. Closed PBR are only economical feasible when high-value products are additionally produced (U.S. DOE, 2010).

Harvesting of algae cultivated for waste water treatment is done by chemical flocculation followed by dissolved air flotation or sedimentation clarifiers. This harvesting method causes high costs (Benemann, 2003). In 1998 (Sheehan et al., 1998) algal biomass was typically not harvested, with very few exceptions. The effluent was thus discharged to the nearest water body or used for irrigation. The discharge of effluents containing algal biomass can cause problems because the biomass is very nutrient rich. Therefore the effluent has to be greatly diluted, disposed of on land, the algae settled in settling ponds or harvested (Benemann et al., 1996).

5.3 Phycoremediation

5.3.1 Removal of organic pollutants

Heterotrophic algae have slower growth rates compared with bacteria and therefore are often outcompeted at converting organic compounds. Photosynthetic algae produce O_2 for decomposition bacteria and reduce the need for external aeration (Carlsson et al., 2007). The bacteria oxidize organic compounds to CO_2 which serves the algae as carbon and energy source. The symbiosis between phototrophic algae and bacteria is depicted in Figure 23.

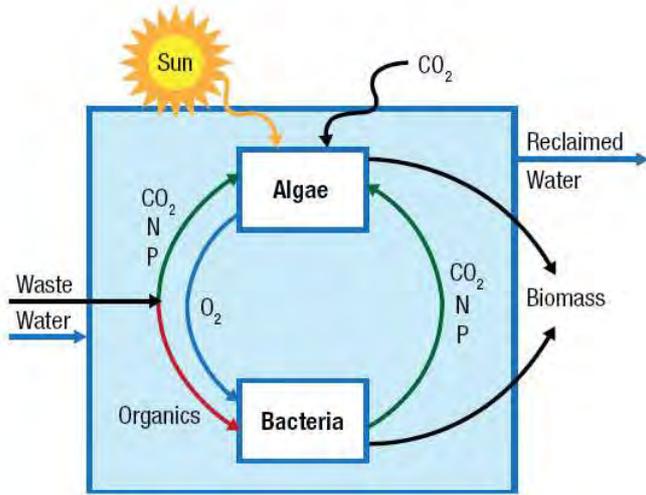


Figure 23: Basic principle of operation in an integrated algae culture (U.S. DOE, 2010)

This process could be combined with CO₂ mitigation and biomethane production (Carlsson et al., 2007) which is simplified in Figure 24. The interaction of oxidizing bacteria and photosynthetic algae enable the degradation of a wide variety of synthetic organic compounds like phenol or acetonitrile (U.S. DOE, 2010). The secondary treatment step results in a reduction of biological oxygen demand.

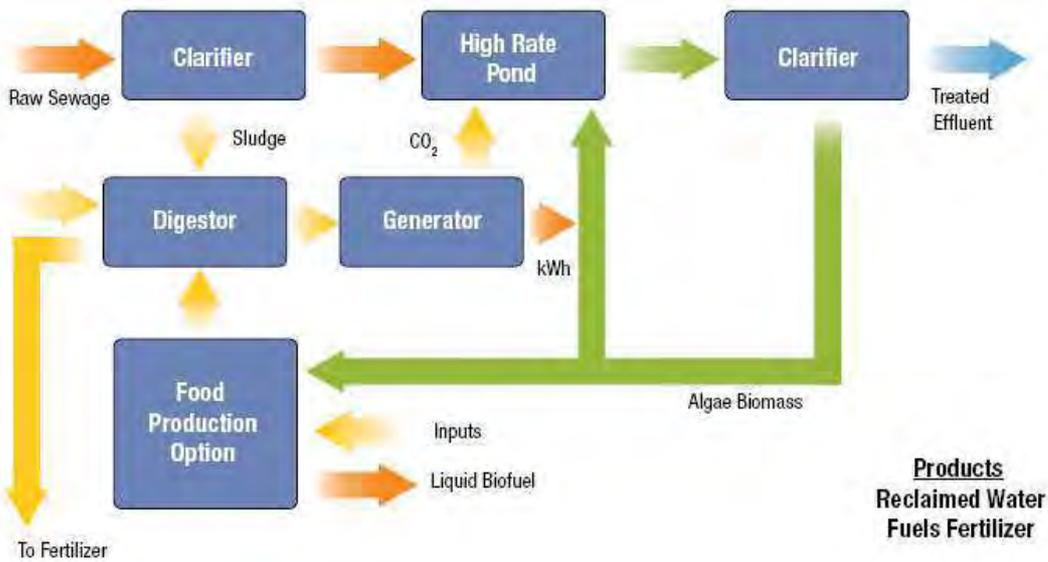


Figure 24: Simplified system block diagram (U.S. DOE, 2010)

5.3.2 Removal of nutrients

Microalgae can remove nutrients like nitrogen and phosphorus which would lead to eutrophication if dumped into lakes or rivers (Mata et al., 2010). They assimilate the nutrients and support the bacteria with oxygen which in turn release CO₂ and nutrients. The nutrients are mostly available in the form of water contaminants like NH₄⁺, NO₃⁻ and PO₄⁻³ (Mata et al., 2010). Algae are able to remove ammonium, nitrate, phosphate to under 10 µg/l. The resulting biomass can be used as feed, agrochemicals and energy sources. Nutrient removal is the tertiary treatment stage in domestic waste water treatment. This treatment level has the greatest potential but fertilization with CO₂ is necessary.

5.3.3 Removal of heavy metals

Microalgae are able to take up heavy metals passively or actively. Heavy metals are removed by adsorption to algal cells which are an inexpensive biomaterial of passive removal of toxic heavy metals. This adsorption makes algae unsuitable as further low value or high value product and increase the cost of waste disposal or recycling. The removed metals are Cu, Ca, Cd, Zn, Ni, Cr, Fe. Brown algae are the most effective class for this pollution treatment (U.S. DOE, 2010; Carlsson et al., 2007).

5.4 Evaluation of integrated systems

Most of the costs of algal biomass cultivation and energy inputs can be covered by the waste water treatment function. Thus cost-effective system at small scale can be a starting point for future commercial application (Benemann et al., 1996). The major advantages and disadvantages of algae cultivation in waste water treatment are listed in Table 11.

Advantages	Disadvantages
Replacement of chemical remediation techniques	High land requirements for open pond systems and high investment costs for PBR systems
Increasing performance of degradation	Longer detention times (at least several days) than conventional waste water treatment (<0,5 day)
Improving CO ₂ balance and reducing GHG emissions	Contaminated waste water requires appropriate pre-treatment to remove sediment and deactivate the waste water
Lower investment, operating and maintenance costs than conventional waste water treatment	Fail to meet suspended solid limits (< 45 mg/l)
Waste water revenue offsets algal production cost	Algae containing heavy metals are difficult to convert or dispose of
Minimization of fresh water use for algae cultivation	
Algae lower the energy demand for oxygen supply	

Table 11: Evaluation of combined algae cultivation and waste water treatment (Brennan et al., 2010; U.S. DOE, 2010; Lundquist, 2008; Harun et al., 2010)

If algae are used for the removal of organic pollutants and nutrients, for example in municipal wastewater, the biomass cannot be used as nutritional supplement for humans or as feed for animals. The biomass can be used for biomethane production or as fertilizer in agriculture. This usage requires low heavy metal contents in the biomass. In municipal wastewater the heavy metal contents are regulated by an upper limit. Each waste water treatment plant can have different heavy metal contents depending on the dischargers. Heavy metals are mostly found in industrial effluents like metal industry effluents. The dischargers have to be considered when planning to use wastewater for algae cultivation.

List of Figures

Figure 1: Schematic of the light reaction (Pearson Education, 2010).....	5
Figure 2: Schematic of Calvin cycle (Thinkquest, 2010).....	6
Figure 3: Molecular structure of triacylglyceride (TAG) (Verma et al., 2010).....	7
Figure 4: Fatty acid de novo synthesis pathway in chloroplasts (Hu et al., 2008 [2]).....	8
Figure 5: Simplified triacylglyceride biosynthesis pathway in algae (Hu et al., 2008 [2])	8
Figure 6: Schematic description of ideal algae cell for biofuel production (Wijffels et al., 2010) ..	9
Figure 7: Schematic depiction of light intensity influencing specific growth rate of microalgae..	10
Figure 8: Light intensity and productivity depending on light path (Ryan, 2009)	11
Figure 9: Scheme of CO ₂ mass balance for a photobioreactor supplied with flue gas containing 8% CO ₂ (Doucha et al., 2005).....	17
Figure 10: Arial view of an aligned raceway pond (Chisti, 2007 [1]).....	20
Figure 11: Scheme of a raceway design (Sheehan et al., 1998).....	20
Figure 12: Some examples for tubular (A, B) and flat plate (C) photobioreactors (Ryan, 2009)	22
Figure 13: Basic design of a horizontal tubular PBR (Brennan et al, 2010)	23
Figure 14: A fence-like solar collector with degassing column (Chisti, 2007 [2]).....	23
Figure 15: Light dilution effect of vertical plates (Wijffels et al., 2010).....	24
Figure 16: Range of cell concentration in g/l of the different cultivation systems	27
Figure 17: Range of biomass productivity in g/m ² /d of the different cultivation systems	27
Figure 18: Algae cultivation steps (adapted from Uduman et al., 2010).....	30
Figure 19: Dissolved air flotation unit (Uduman et al., 2010).....	35
Figure 20: Schematic depiction of a small scale microstrainer (Benemann et al., 1977)	37
Figure 21: Different routes for downstream processing of algal biomass (Ryan, 2009).....	39
Figure 22: Main processes in a high rate algal pond (Harun et al., 2010).....	47

Figure 23: Basic principle of operation in an integrated algae culture (U.S. DOE, 2010)..... 48

Figure 24: Simplified system block diagram (U.S. DOE, 2010) 48

List of Tables

Table 1: Specific emissions of CO ₂ during production of electric power (Doucha et al., 2005)..	16
Table 2: Evaluation of co-location of algae cultivation with CO ₂ sources	18
Table 3: Cell concentrations and biomass productivities of different cultivation systems	26
Table 4: Comparison of open pond, PBR and fermenter as algae cultivation system (Harun et al., 2010; Alabi et al., 2009; Carlsson et al., 2007)	28
Table 5: Advantages and disadvantages of main algae cultivation systems.....	29
Table 6: Different inorganic flocculants and their optimal dose and pH range (Shelef et al., 1984)	32
Table 7: Different polymeric flocculants and their optimal dose and pH range (Shelef et al., 1984)	33
Table 8: Comparative evaluation of harvesting processes (Benemann et al., 1996)	38
Table 9: Comparative evaluation of drying processes (Chen et al., 2009)	41
Table 10: Advantages and limitations of different extraction methods (Harun et al., 2010)	44
Table 11: Evaluation of combined algae cultivation and waste water treatment (Brennan et al., 2010; U.S. DOE, 2010; Lundquist, 2008; Harun et al., 2010).....	50

Literature

Alabi, Abayomi O.; Tampier, Martin; Bibeau, Eric : *Microalgae technologies & processes for biofuels/bioenergy production in British Columbia*. The British Columbia Innovation Council, 2009

AlgaFuel: www.algafuel.pt [03.01.2011]

Becker, E.W. : *Microalgae: Biotechnology and Microbiology*. Cambridge University Press, Cambridge, 1994

Benemann, John R. : *Biofixation of CO₂ and GHG Abatement with microalgae - technology roadmap*. U.S. DOE National Energy Technology Laboratory, 2003

Benemann, John R.; Oswald, William J. : *Systems and economic analysis of microalgae ponds for conversion of CO₂ to biomass*. Department of Energy, 1996

Benemann, John R.; Weissman, Joseph C.; Koopman, Ben L.; Oswald, William J. : *Energy production by microbial photosynthesis*. Nature 268 / 5615 / 19 - 23, 1977

Borowitzka, Michael A. : *Commercial production of microalgae: ponds, tanks, tubes and fermenters*. Journal of Biotechnology 70 / 313 - 321, 1999

Bosma, Rouke; van Spronsen, Wim A.; Tramper, Johannes; Wijffels, René H. : *Ultrasound, a new separation technique to harvest microalgae*. Journal of Applied Phycology 15 / 143 - 153, 2003

Brennan, Liam; Owende, Philip : *Biofuels from microalgae—A review of technologies for production, processing, and extractions of biofuels and co-products*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 14 / 557- 577, 2010

Bruton, Tim; Lyons, Henry; Lerat, Yannick; Stanley, Michele; Rasmussen, Michael B.: *A Review of the Potential of Marine Algae as a Source of Biofuel in Ireland*. Sustainable Energy Ireland, 2009

Carlsson, Anders S.; Van Beilen, Jan B. ; Möller, Ralf ; Clayton, David : *Micro- and macroalgae: utility for industrial applications*. Dianna Bowles, 2007

Chen, Paul; Min, Min; Chen, Yifeng; Wang, Liang et.al.: *Review of the biological and engineering aspects of algae to fuels approach*. Int J Agric & Biol Eng 2 / 4 / 1-30, 2009

Chisti, Yusuf [1]: *Biodiesel from microalgae*. Biotechnology Advances 25 / 294 - 306, 2007

Chisti, Yusuf [2]: *Biodiesel from microalgae beats bioethanol*. Trends in Biotechnology 26 / 3 / 126 - 131, 2007

Darzins, Al; Pienkos, Philip; Edey, Les : *Current Status and Potential for Algal Biofuels Production*. IEA Bioenergy Task 39, 2010

Doucha, J.; Lívanský, K. : *Productivity, CO₂/O₂ exchange and hydraulics in outdoor open high density microalgal (Chlorella sp.) photobioreactors operated in a Middle and Southern European climate*. J Appl Phycol 18 / 811 - 826, 2006

Doucha, Jirí; Straka, Frantisek; Lívanský, Karel : *Utilization of flue gas for cultivation of microalgae (Chlorella sp.) in an outdoor open thin-layer photobioreactor*. Journal of Applied Phycology 17 / 403 - 412, 2005

Fast Company: <http://www.fastcompany.com/1708623/originoil-mbd-energy-generate-algae-from-coal-pollution> [03.01.2011]

Gao, Chunfang; Zhai, Yan; Ding, Yi; Wu, Qingyu : *Application of sweet sorghum for biodiesel production by heterotrophic microalga Chlorella protothecoides*. Applied Energy 87 / 756 - 761, 2010

Garden, Danny : *Wastewater HRP algae production for biofuel*. University of Canterbury, Christchurch New Zealand, 2005

Harun, Razif; Singh, Manjinder; Forde, Gareth M.; Danquah, Michael K. : *Bioprocess engineering of microalgae to produce a variety of consumer products*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 14 / 1037 - 1047, 2010

Hu, Qiang; Sommerfeld, Milton : *Photobioreactors: Design Considerations for Sustainable High-Yield Algal Oil Production*. NREL-AFOSR Workshop; January 30, 2008 [1]

Hu, Qiang; Sommerfeld, Milton; Jarvis, Eric; Posewitz, Matthew; Seibert, Michael; Darzins, Al: *Microalgal triacylglycerols as feedstocks for biofuel production: perspectives and advances*. The Plant Journal 54 / 621 - 639, 2008 [2]

Huang, GuanHua; Chen, Feng; Wei, Dong; Zhang, XueWu; Chen, Gu: *Biodiesel production by microalgal biotechnology*. Applied Energy 87 / 38 - 46, 2010

Huntley, Mark E.; Redalje, Donald G. : *CO₂ mitigation and renewable oil from photosynthetic microbes: a new appraisal*. Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change 12 / 573 - 608, 2007

IEA Bioenergy : *Algae – The Future for Bioenergy?* . IEA Bioenergy ExCo64 Workshop, Belgium, 2010

Issarapayup, Kerati; Powtongsook, Sorawit; Pavasant, Prasert : *Flat panel airlift photobioreactors for cultivation of vegetative cells of microalga Haematococcus pluvialis*. Journal of Biotechnology 142 / 227 - 232, 2009

Khan, Shakeel A.; Rashmi, ; Hussain, Mir Z.; Prasad, S.; Banerjee, U.C.: *Prospects of biodiesel production from microalgae in India*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 13 / 2361 - 2372, 2009

Lundquist, Tryg J. : *Production of Algae in Conjunction with Wastewater Treatment*. NREL Air Force Office of Scientific Research joint workshop on algal oil for jet fuel production, 2008

Mata, Teresa M.; Martins, António A.; Caetano, Nidia S. : *Microalgae for biodiesel production and other applications: A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 14 / 217 - 232, 2010

Molina Grima, E.; Ación Fernández, F.G.; García Camacho, F.; Chisti, Yusuf : *Photobioreactors: light regime, mass transfer, and scaleup*. Journal of Biotechnology 70 / 231 - 247, 1999

Molina Grima, E.; Belarbi, E.-H.; Ación Fernández, F.G.; Robles Medina, A.; Chisti, Y.: *Recovery of microalgal biomass and metabolites: process options and economics*. Biotechnology Advances 20 / 491 -515, 2003

Pearson Education:
http://3.bp.blogspot.com/_GsPuGchS5Fg/SNqyyvS86II/AAAAAAAAAC8/Cks_WuN9J3o/s1600-h/photosystem+1+and+2.gif [27.09.2010]

Pedroni, Paola; Davison, John; Beckert, Heino; Bergman, Perry; Benemann, John : *A Proposal to Establish an International Network on Biofixation of CO₂ and Greenhouse Gas Abatement with Microalgae*. Proceed. Dept. of Energy/NETL 1st National Conf. on C Sequestration, 2001

Ripplinger, Peter : *Industrielle Produktion von Mikroalgenbiomasse mit einem Flat- Panel-Airlift-Photobioreaktor*. DECHEMA-Tagung „Produkte aus Algen“, 2010

Rosello Sastre, Rosa; Csögör, Zsuzsa; Perner-Nochta, Iris; Fleck-Schneider, Pascale; Posten, Clemens : *Scale-down of microalgae cultivations in tubular photo-bioreactors—A conceptual approach*. Journal of Biotechnology 132 / 127 - 133, 2007

Ryan, Catie : *Cultivating Clean Energy: The Promise of Algae Biofuels*. National Resources Defense Council, 2009

Sheehan, John; Dunahay, Terri; Benemann, John; Roessler, Paul : *A Look Back at the U.S. Department of Energy's Aquatic Species Program—Biodiesel from Algae*. National Renewable Energy Laboratory, 1998

Shelef, G.; Sukenik, A.; Green, M. : *Microalgae Harvesting and Processing: A Literature Review*. U.S. DOE Solar Energy Research Institute, 1984

Sialve, Bruno; Bernet, Nicolas; Bernard, Olivier : *Anaerobic digestion of microalgae as a necessary step to make microalgal biodiesel sustainable*. Biotechnology Advances 27 / 409 - 416, 2009

Thinkquest: http://library.thinkquest.org/C004535/media/calvin_cycle.gif [27.09.2010]

Travieso, L.; Sanchez, E.P.; Benitez, F.; Conde, J.L. : *Arthrospira sp. intensive cultures for food and biogas purification*. Biotechnol Lett 15 / 1091 - 4, 1993

U.S. DOE, : *National Algal Biofuels Technology Roadmap*. U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, 2010

Uduman, Nyomi; Qi, Ying; Danquah, Michael K.; Forde, Gareth M.; Hoadley, Andrew: *Dewatering of microalgal cultures: A major bottleneck to algae-based fuels*. Journal of Renewable and Sustainable Energy 2, 2010

Ugwu, C.U.; Aoyagi, H.; Uchiyama, H. : *Photobioreactors for mass cultivation of algae*. Biosource Technology 99 / 4021 - 4028, 2008

van Iersel, Sjors; Flammini, Alessandro : *Algae-based Biofuels: Applications and Co-products*. FAO Environment and Natural Resources Service, 2010

van Iersel, Sjors; Gamba, Liliana; Rossi, Andrea; Alberici, Sacha; Dehue, Bart; van de Staalj, Jasper; Flammini, Alessandro : *Algae-based biofuels: a review of challenges and opportunities for developing countries*. FAO Environment and Natural Resources Service, 2009

Verma, Narendra N.; Mehrotra, Shakti; Shukla, Amitesh; Mishra, Bhartendu N. : *Prospective of biodiesel production utilizing microalgae as the cell factories: A comprehensive discussion*. African Journal of Biotechnology 9 / 1402 - 1411, 2010

Wang, Bei; Li, Yanqun; Wu, Nan; Lan, Christopher Q. : *CO₂ bio-mitigation using microalgae*. Appl Microbiol Biotechnol 79 / 707 - 718, 2008

Wijffels, René; Barbosa, Maria J. : *An Outlook on Microalgal Biofuels*. Science 329 / 796 - 799, 2010

Xu, Han; Miao, Xiaoling; Wu, Qingyu : *High quality biodiesel production from a microalga Chlorella protothecoides by heterotrophic growth in fermenters*. Journal of Biotechnology 126 / 499 - 507, 2006

Zemke, Pete; Wood, Byard; Dye, Dan : *Technoeconomic Analysis of Algal Photobioreactors for Oil Production*. NREL-AFOSR Joint Workshop on Algal Oil for Jet Fuel Production, 2008

Anhang 11.2

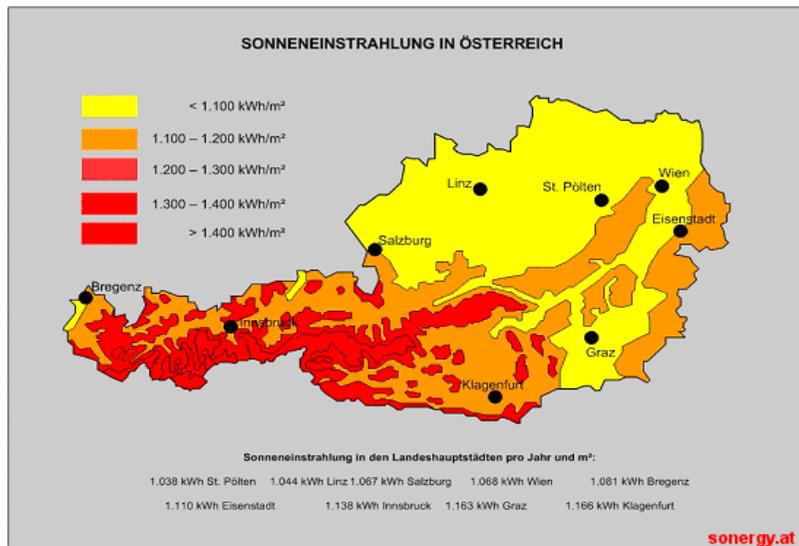
Berechnung der theoretisch maximalen Flächenproduktivität in Österreich

	Benemann et al. 1977	Zhu et al. 2008	Weyer et al. 2010	theoretic case	best case
Sonneneinstrahlung Total solar radiation	100%	100%	100%	100%	100%
Photoaktives Spektrum PAR	45%	48,70%	45,80%	45,80%	
Reflektionsverluste	-15%	-10%	-10%		-5%
Wärmeverluste	-75%	-15,30%	-50%		-50%
Biomass accumulation efficiency			50%		50%
Verluste Carbohydrate Synthesis		-66,12%			
Verluste Respiration		-63,50%			
Stoffwechselverluste	-25%			von PAR	von PAR
				26,70%	26,70%
Solar Energy Conversion Efficiency	7,2%	4,59%	10,3%	12,23%	6,3%
liegt zwischen 6 und 10 %	höhere Pflanzen				

kg/t oder g/kg	1000	
m ² /Hektar	10000	
Tage pro Jahr	365	
Energiegehalt Algenbiomasse [MJ/kg]	21,5	berechnet aus durchschnittlicher Algenzusammensetzung Chisti 2007

Jährliche Sonneneinstrahlung [MJ/m ² /a]	3600	Minimaler Durchschnittswert Österreich (1000 kWh/m ² /a), www.univie.ac.at/pluslucis/FBA/FBA95/Muthenthaler/m3.pdf
Solar Energy Conversion Efficiency	6%	10%
maximale Flächenproduktivität [t/ha/a]	100	167
maximale Flächenproduktivität [g/m²/d]	28	46

Jährliche Sonneneinstrahlung [MJ/m ² /a]	5040	Maximaler Durchschnittswert Österreich (1400 kWh/m ² /a), www.univie.ac.at/pluslucis/FBA/FBA95/Muthenthaler/m3.pdf
Solar Energy Conversion Efficiency	6%	10%
maximale Flächenproduktivität [t/ha/a]	141	234
maximale Flächenproduktivität [g/m²/d]	39	64



Benemann, John R.; Weissman, Joseph C.; Koopman, Ben L.; Oswald, William J. : *Energy production by microbial photosynthesis*. Nature 268 / 5615 / 19 - 23, 1977

Chisti, Yusuf : *Biodiesel from microalgae*. Biotechnology Advances 25 / 294 - 306, 2007

Zhu, Xin-Guang; Long, Stephen P; Ort, Donald R : *What is the maximum efficiency with which photosynthesis can convert solar energy into biomass?*. Current Opinion in Biotechnology 19 / 153 - 159, 2008

Weyer, Kristina M.; Bush, Daniel R.; Darzins, AI; Willson, Bryan D. : *Theoretical Maximum Algal Oil Production*. BioEnergy Research 3 / 204 - 213, 2010

www.univie.ac.at/pluslucis/FBA/FBA95/Muthenthaler/m3.pdf

Anhang 11.3
Massenbilanzen der einzelnen Nutzungspfade 2020 (mittelfristig)
und 2050 (langfristig)

benötigtes Öl		50000 t/a		PFAD 1 1333 ha		1332,622601 ha	
Input		Kultivierung		Output			
Wasser	71113070,16 t/a	Ölreiche Alge	Nasse Biomasse	71093333,33 t/a	Weiterverarbeitung		
Rauchgas	4431851,85 t/a	PBR	Rauchgas	4089209,23 t/a	Verlust		
NPKS Dünger	39990,00 t/a		O2	331456,86 t/a	Verlust		
Kühlwasser	71093,33 t/a		Wasser (g)	70912,59 t/a	Verlust		
Ersatz Abwasser	711130,70 t/a		Kühlwasser	67538,67 t/a	recycliert		
Pumpenergie Wasser	3555654 kWh/a	elektrisch	Abwasser	711130,70	Verlust		
Pumpenergie Rauchgas	98387111 kWh/a	elektrisch					
Mischungsenergie	207237067 kWh/a	elektrisch					
Wärmebedarf	853120000 kWh/a	Wärmeenergie					
Kühlenergie	511872 kWh/a	Kühlenergie					
Ernte							
Nasse Biomasse	71093333,33 t/a	Flokkulation	Wasser (g)	354563 t/a	Verlust		
Flokkulant	1422 t/a	Flotation	Luft (g)	711 t/a	Verlust		
Luft	711 t/a	Zentrifugation	Abwasser	70026415 t/a	recycliert		
			Feuchte Biomasse	713777 t/a	Weiterverarbeitung		
Energiebedarf Pumpen	3733111 kWh/a	elektrisch					
Mischungsenergie Flokkulation	17773333 kWh/a	elektrisch					
Energiebedarf Flotation	15783 kWh/a	elektrisch					
Energiebedarf Zentrifugation	28551083 kWh/a	elektrisch					
Trocknung							
keine							
Aufbereitung							
Feuchte Biomasse	713777 t/a	Folch Extraktion	Öl	50014,16 t/a	Weiterverarbeitung		
Chloroform	14085201 t/a		Extraktionsrest	145952 t/a	Weiterverarbeitung		
Methanol	3759226 t/a		Wasser	455080,81 t/a	Verlust		
			Wasser (g)	62730,23 t/a	Verlust		
			Chloroform (g)	37477,25 t/a	Verlust		
			Methanol (g)	10002,37 t/a	Verlust		
			Chloroform nach Destillation	14047723,53 t/a	recycliert		
			Methanol nach Destillation	3749223,51 t/a	recycliert		
Energiebedarf	49429215 kWh/a	elektrisch					
Wärmebedarf	131811239,1 kWh/a	Wärmeenergie					

		26.674.069,83 t/a		PFAD 3 b, c 500 ha		26.666.666,67 t/a	
Input		Kultivierung		Output			
Wasser	26.674.069,83 t/a	Ertragsreiche Alge	Nasse Biomasse	26.666.666,67 t/a	Weiterverarbeitung		
Rauchgas	1.662.360,03 t/a	PBR	Rauchgas	1533836,92 t/a	Verlust		
NPKS Dünger	15000,00 t/a		O2	124327,41 t/a	Verlust		
Kühlwasser	26.666,67 t/a		Wasser (g)	26598,87 t/a	Verlust		
Ersatz Abwasser	266740,70 t/a		Kühlwasser	25333,33 t/a	recycliert		
Pumpenergie Wasser	1333703 kWh/a	elektrisch	Abwasser	266740,70	Verlust		
Pumpenergie Rauchgas	36904393 kWh/a	elektrisch					
Mischungsenergie	77733333 kWh/a	elektrisch					
Wärmebedarf	320000000 kWh/a	Wärmeenergie					
Kühlenergie	192000 kWh/a	Kühlenergie					
Ernte							
Nasse Biomasse	26.666.666,67 t/a	Flokkulation	Wasser (g)	132994 t/a	Verlust		
Flokkulant	533 t/a	Flotation	Luft (g)	267 t/a	Verlust		
Luft	267 t/a	Zentrifugation	Abwasser	26266472 t/a	recycliert		
			Feuchte Biomasse	267733 t/a	Weiterverarbeitung		
Energiebedarf Pumpen	1400267 kWh/a	elektrisch					
Mischungsenergie Flokkulation	6666667 kWh/a	elektrisch					
Energiebedarf Flotation	5920 kWh/a	elektrisch					
Energiebedarf Zentrifugation	10709333 kWh/a	elektrisch					
Trocknung							
keine							
Aufbereitung							
keine							

PFAD 4 b, c 33 ha					
Input		Kultivierung	Output		
Wasser	5829366,54 t/a	Abwasserlage	Nasse Biomasse	5500000,00 t/a	Weiterverarbeitung
Rauchgas	70766,67 t/a	RWP	Rauchgas	66525,40 t/a	Verlust
NPKS Dünger	495,00 t/a		O2	4102,80 t/a	Verlust
			Wasser (g)	330000,00 t/a	Verlust
Pumpenergie Wasser	291468 kWh/a	elektrisch			
Pumpenergie Rauchgas	1571020 kWh/a	elektrisch			
Mischungsenergie	220000 kWh/a	elektrisch			
Ernte					
Nasse Biomasse	5.500.000,00 t/a	Flokkulation	Wasser (g)	27489 t/a	Verlust
Flokkulant	110 t/a	Flotation	Luft (g)	55 t/a	Verlust
Luft	55 t/a	Zentrifugation	Abwasser	5463601 t/a	Verlust
			Feuchte Biomasse	9020 t/a	Weiterverarbeitung
Energiebedarf Pumpen	277255 kWh/a	elektrisch			
Mischungsenergie Flokkulation	220000 kWh/a	elektrisch			
Energiebedarf Flotation	1221 kWh/a	elektrisch			
Energiebedarf Zentrifugation	360800 kWh/a	elektrisch			
Trocknung					
keine					
Aufbereitung					
keine					

PFAD 1 - 200d 2221 ha					
Input		Kultivierung	Output		
Wasser	71091730,91 t/a	Ölreiche Alge	Nasse Biomasse	71072000,00 t/a	Weiterverarbeitung
Rauchgas	4430521,96 t/a	PBR	Rauchgas	4087982,16 t/a	Verlust
NPKS Dünger	39978,00 t/a		O2	331357,40 t/a	Verlust
Kühlwasser	71072,00 t/a		Wasser (g)	70891,31 t/a	Verlust
			Kühlwasser	67518,40 t/a	recycliert
			Kühlwasser Verlust	3553,60 t/a	Verlust
Pumpenergie Wasser	3554587 kWh/ha/a	elektrisch			
Pumpenergie Rauchgas	98357588 kWh/ha/a	elektrisch			
Mischungsenergie	207.174.880,00 kWh/ha/a	elektrisch			
Wärmebedarf	425837838 kWh/ha/a	Wärmeenergie			
Beleuchtung	0 kWh/ha/a	elektrisch			
Kühlenergie	511718 kWh/ha/a	Kühlenergie			
Ernte					
Nasse Biomasse	71072000,00 t/a	Flokkulation	Wasser (g)	354457 t/a	Verlust
Flokkulant	1421 t/a	Flotation	Luft (g)	711 t/a	Verlust
Luft	711 t/a	Zentrifugation	Abwasser	70005402 t/a	recycliert
			Feuchte Biomasse	713563 t/a	Weiterverarbeitung
Energiebedarf Pumpen	3731991 kWh/ha/a	elektrisch			
Mischungsenergie Flokkulation	17768000 kWh/ha/a	elektrisch			
Energiebedarf Flotation	15778 kWh/ha/a	elektrisch			
Energiebedarf Zentrifugation	28542515 kWh/ha/a	elektrisch			
Trocknung					
keine					
Aufbereitung					
Feuchte Biomasse	713563 t/a	Folch Extraktion	Öl	49999,15 t/a	Weiterverarbeitung
Chloroform	14080974 t/a	Extraktionsrest		145908 t/a	Weiterverarbeitung
Methanol	3758098 t/a	Wasser		454944,25 t/a	Verlust
		Wasser (g)		62711,41 t/a	Verlust
		Chloroform (g)		37466,01 t/a	Verlust
		Methanol (g)		9999,37 t/a	Verlust
		Chloroform nach Destillation		14043508,16 t/a	recycliert
		Methanol nach Destillation		3748098,46 t/a	recycliert
Energiebedarf	49414382 kWh/ha/a	elektrisch			
Wärmebedarf	131771685,9 kWh/ha/a	Wärmeenergie			

Feuchte BM		333.673	PFAD 3 a			
Benötigte Fläche		124,6288596	125 ha			
Input			Kultivierung	Output		
Wasser	6.668.517,46 t/a		tragsreiche A	Nasse Biomasse	6.666.666,67 t/a	Weiterverarbeitung
Rauchgas	415.590,01 t/a		PBR	Rauchgas	383459,23 t/a	Verlust
NPKS Dünger	3750,00 t/a			O2	31081,85 t/a	Verlust
Kühlwasser	6.666,67 t/a			Wasser (g)	6649,72 t/a	Verlust
Ersatz Abwasser	66685,17 t/a			Kühlwasser	6333,33 t/a	recycelt
Pumpenergie Wasser	333426 kWh/a	elektrisch		Abwasser	66685,17	Verlust
Pumpenergie Rauchgas	9226098 kWh/a	elektrisch		Kühlwasser v	333,33	Verlust
Mischungsenergie	19433333 kWh/a	elektrisch				
Wärmebedarf	80000000 kWh/a	Wärmeenergie				
Kühlenergie	48000 kWh/a	Kühlenergie				
Ernte						
Nasse Biomasse	6.666.666,67 t/a		Flokkulation	Wasser (g)	33249 t/a	Verlust
Flokkulant	133 t/a		Flotation	Luft (g)	67 t/a	Verlust
Luft	67 t/a			Abwasser	6298885 t/a	recycelt
				Feuchte Biom	334667 t/a	Weiterverarbeitung
Energiebedarf Pumpen	333333 kWh/a	elektrisch				
Mischungsenergie Flokkul	1666667 kWh/a	elektrisch				
Energiebedarf Flotation	1480 kWh/a	elektrisch				
Energiebedarf Zentrifugat	0 kWh/a	elektrisch				
Trocknung						
keine						
Aufbereitung						
keine						

		PFAD 4 a				
		33 ha				
Input			Kultivierung	Output		
Wasser	5829366,54 t/a		Abwasserlage	Nasse Biomasse	5500000,00 t/a	Weiterverarbeitung
Rauchgas	70766,67 t/a		RWP	Rauchgas	66525,40 t/a	Verlust
NPKS Dünger	495,00 t/a			O2	4102,80 t/a	Verlust
				Wasser (g)	330000,00 t/a	Verlust
Pumpenergie	291468 kWh/a	elektrisch				
Pumpenergie	1571020 kWh/a	elektrisch				
Mischungsenergie	220000 kWh/a	elektrisch				
Ernte						
Nasse Biomasse	5.500.000,00 t/a		Flokkulation	Wasser (g)	27489 t/a	Verlust
Flokkulant	110 t/a		Flotation	Luft (g)	55 t/a	Verlust
Luft	55 t/a			Abwasser	5427521 t/a	Verlust
				Feuchte Biom	45100 t/a	Weiterverarbeitung
Energiebedarf	275000 kWh/a	elektrisch				
Mischungsenergie	220000 kWh/a	elektrisch				
Energiebedarf	1221 kWh/a	elektrisch				
Energiebedarf	0 kWh/a	elektrisch				
Trocknung						
keine						
Aufbereitung						
keine						

benötigtes Öl		50000 t/a		PFAD 1 583 ha		582,5672574 ha	
Input		Kultivierung		Output			
Wasser	23698121,93 t/a	Ölreiche Alge	Nasse Biomasse	23708666,67 t/a	Weiterverarbeitung		
Rauchgas	2955925,50 t/a	PBR	Rauchgas	2727392,12 t/a	Verlust		
NPKS Dünger	26672,25 t/a		O2	221072,78 t/a	Verlust		
Kühlwasser	47417,33 t/a		Wasser (g)	23588,11 t/a	Verlust		
Ersatz Abwasser	236981,22 t/a		Kühlwasser	45046,47 t/a	recycliert		
Pumpenergie Wasser	1184906 kWh/a	elektrisch	Kühlwasser	2370,87 t/a	Verlust		
Pumpenergie Rauchgas	65621546 kWh/a	elektrisch	Abwasser	236981,22	Verlust		
Mischungsenergie	46.173.600,00 kWh/a	elektrisch					
Wärmebedarf	373120000 kWh/a	Wärmeenergie					
Kühlenergie	341405 kWh/a	Kühlenergie					
		Ernte					
Nasse Biomasse	23708666,67 t/a	Flokkulation	Wasser (g)	117941 t/a	Verlust		
Flokkulant	237 t/a	Flotation	Luft (g)	237 t/a	Verlust		
Luft	237 t/a	Zentrifugation	Abwasser	23195424 t/a	recycliert		
			Feuchte Biomasse	395540 t/a	Weiterverarbeitung		
Energiebedarf Pumpen	1264541 kWh/ha/a	elektrisch					
Mischungsenergie Flokkulation	5927167 kWh/ha/a	elektrisch					
Energiebedarf Flotation	5263 kWh/ha/a	elektrisch					
Energiebedarf Zentrifugation	6328633 kWh/ha/a	elektrisch					
		Trocknung					
		keine					
		Aufbereitung					
Feuchte Biomasse	395540 t/a	Folch Extraktion	Öl	50037,14 t/a	Weiterverarbeitung		
Chloroform	5853986 t/a		Extraktionsrest	77988 t/a	Weiterverarbeitung		
Methanol	1562381 t/a		Wasser	184646,48 t/a	Verlust		
			Wasser (g)	82867,60 t/a	Verlust		
			Chloroform (g)	7024,78 t/a	Verlust		
			Methanol (g)	1874,86 t/a	Verlust		
			Chloroform nach Destillation	5846961,13 t/a	recycliert		
			Methanol nach Destillation	1560506,52 t/a	recycliert		
Energiebedarf	26342963 kWh/ha/a	elektrisch					
Wärmebedarf	65857407,41 kWh/ha/a	Wärmeenergie					

benötigte Stärke		112.088 t/a		PFAD 2 1002 ha		1002,277886 ha	
benötigte Biomasse TS		203796,5035 t/a					
benötigte Biomasse		226667 t/a					
Input		Kultivierung		Output			
Wasser	40729876,80 t/a	Stärkereiche Alge	Nasse Biomasse	40748000,00 t/a	Weiterverarbeitung		
Rauchgas	5080338,50 t/a	PBR	Rauchgas	4687559,02 t/a	Verlust		
NPKS Dünger	45841,50 t/a		O2	379956,98 t/a	Verlust		
Kühlwasser	81496,00 t/a		Wasser (g)	40540,80 t/a	Verlust		
Ersatz Abwasser	407298,77 t/a		Kühlwasser	77421,20 t/a	recycliert		
Pumpenergie Wasser	2036494 kWh/a	elektrisch	Kühlwasser	4074,80 t/a	Verlust		
Pumpenergie Rauchgas	112783515 kWh/a	elektrisch	Abwasser	407298,77	Verlust		
Mischungsenergie	79358400 kWh/a	elektrisch					
Wärmebedarf	641280000 kWh/a	Wärmeenergie					
Kühlenergie	586771 kWh/a	Kühlenergie					
		Ernte					
Nasse Biomasse	40748000,00 t/a	Flokkulation	Wasser (g)	202704 t/a	Verlust		
Flokkulant	407 t/a	Flotation	Luft (g)	407 t/a	Verlust		
Luft	407 t/a	Zentrifugation	Abwasser	39865891 t/a	recycliert		
			Feuchte Biomasse	679812 t/a	Weiterverarbeitung		
Energiebedarf Pumpen	2173362 kWh/a	elektrisch					
Mischungsenergie Flokkulation	10187000 kWh/a	elektrisch					
Energiebedarf Flotation	9046 kWh/a	elektrisch					
Energiebedarf Zentrifugation	10876999 kWh/a	elektrisch					
		Trocknung					
Feuchte Biomasse	679812 t/a	auf 90 % TS	Wasser (g)	453208,31 t/a	Verlust		
		89,6 % Algen TS	Biomasse	226604 t/a	Weiterverarbeitung		
Energiebedarf in kWh/ha/a	81496000 kWh/a	elektrisch					
Wärmebedarf in kWh/ha/a	323477432 kWh/a	Wärmeenergie					
		Aufbereitung					
		keine					

benötigt TS		PFAD 3 b, c		328 ha		327,8688525 ha	
benötigte Biomasse		222444 t/a					
<i>Input</i>		<i>Kultivierung</i>		<i>Output</i>			
Wasser	13332734,12 t/a	Ertragsreiche Alge	Nasse Biomasse	13338666,67 t/a	Weiterverarbeitung		
Rauchgas	1663024,98 t/a	PBR	Rauchgas	1534450,46 t/a	Verlust		
NPKS Dünger	15006,00 t/a		O2	124377,14 t/a	Verlust		
Kühlwasser	26677,33 t/a		Wasser (g)	13270,84 t/a	Verlust		
Ersatz Abwasser	133327,34 t/a		Kühlwasser	25343,47 t/a	recycliert		
Pumpenergie Wasser	666637 kWh/a	elektrisch	Kühlwasser	1333,87 t/a	Verlust		
Pumpenergie Rauchgas	36919155 kWh/a	elektrisch	Abwasser	133327,34 t/a	Verlust		
Mischungsenergie	25977600 kWh/a	elektrisch					
Wärmebedarf	209920000 kWh/a	Wärmeenergie					
Kühlenergie	192077 kWh/a	Kühlenergie					
		<i>Ernte</i>					
Nasse Biomasse	13338666,67 t/a	Flokkulation	Wasser (g)	66354 t/a	Verlust		
Flokkulant	133 t/a	Flotation	Luft (g)	133 t/a	Verlust		
Luft	133 t/a	Zentrifugation	Abwasser	13049912 t/a	recycliert		
			Feuchte Biomasse	222533 t/a	Weiterverarbeitung		
Energiebedarf Pumpen	711440 kWh/a	elektrisch					
Mischungsenergie Flokkulation	3334667 kWh/a	elektrisch					
Energiebedarf Flotation	2961 kWh/a	elektrisch					
Energiebedarf Zentrifugation	3560535 kWh/a	elektrisch					
		Trocknung					
		keine					
		Aufbereitung					
		keine					

benötigt TS		PFAD 4 b, c		15 ha		15 ha	
benötigte Biomasse		7379 t/a					
<i>Input</i>		<i>Kultivierung</i>		<i>Output</i>			
Wasser	2899366,54 t/a	Abwasserlage	Nasse Biomasse	2750000,00 t/a	Weiterverarbeitung		
Rauchgas	70766,67 t/a	RWP	Rauchgas	66525,40 t/a	Verlust		
NPKS Dünger	495,00 t/a		O2	4102,80 t/a	Verlust		
			Wasser (g)	150000,00 t/a	Verlust		
Pumpenergie Wasser	144968 kWh/a	elektrisch					
Pumpenergie Rauchgas	1571020 kWh/a	elektrisch					
Mischungsenergie	110000 kWh/a	elektrisch					
		<i>Ernte</i>					
Nasse Biomasse	2750000,00 t/a	Flokkulation	Wasser (g)	13739 t/a	Verlust		
Flokkulant	28 t/a	Flotation	Luft (g)	28 t/a	Verlust		
Luft	28 t/a	Zentrifugation	Abwasser	2728910 t/a	Verlust		
			Feuchte Biomasse	7379 t/a	Weiterverarbeitung		
Energiebedarf Pumpen	138976 kWh/a	elektrisch					
Mischungsenergie Flokkulation	110000 kWh/a	elektrisch					
Energiebedarf Flotation	611 kWh/a	elektrisch					
Energiebedarf Zentrifugation	118067 kWh/a	elektrisch					
		Trocknung					
		keine					
		Aufbereitung					
		keine					

benötigter TS		PFAD 3 a		0 ha	
benötigte Biomasse		328 ha			
	t/a				
Input					
Wasser	13332734,12 t/a	Ertragsreiche Alge	<i>Nasse Biomasse</i>	13338666,67 t/a	Weiterverarbeitung
Rauchgas	1663024,98 t/a	PBR	Rauchgas	1534450,46 t/a	Verlust
NPKS Dünger	15006,00 t/a		O2	124377,14 t/a	Verlust
Kühlwasser	26677,33 t/a		Wasser (g)	13270,84 t/a	Verlust
Ersatz Abwasser	133327,34 t/a		Kühlwasser	25343,47 t/a	recycliert
Pumpenergie Wasser	666637 kWh/a	elektrisch	Kühlwasser	1333,87 t/a	Verlust
Pumpenergie Rauchgas	36919155 kWh/a	elektrisch	Abwasser	133327,34	Verlust
Mischungsenergie	25977600 kWh/a	elektrisch			
Wärmebedarf	209920000 kWh/a	Wärmeenergie			
Kühlenergie	192077 kWh/a	Kühlenergie			
Ernte					
<i>Nasse Biomasse</i>	13338666,67 t/a	Flokkulation	Wasser (g)	66354 t/a	Verlust
Flokkulant	133 t/a	Flotation	Luft (g)	133 t/a	Verlust
Luft	133 t/a		Abwasser	12382312 t/a	recycliert
			<i>Feuchte Biomasse</i>	890134 t/a	Weiterverarbeitung
Energiebedarf Pumpen	666933 kWh/a	elektrisch			
Mischungsenergie Flokkulation	3334667 kWh/a	elektrisch			
Energiebedarf Flotation	2961 kWh/a	elektrisch			
Trocknung					
keine					
Aufbereitung					
keine					

benötigter TS		PFAD 4 a		ha	
benötigte Biomasse		15 ha			
	t/a				
Input					
Wasser	2899366,54 t/a	Abwasserlage	<i>Nasse Biomasse</i>	2750000,00 t/a	Weiterverarbeitung
Rauchgas	70766,67 t/a	RWP	Rauchgas	66525,40 t/a	Verlust
NPKS Dünger	495,00 t/a		O2	4102,80 t/a	Verlust
			Wasser (g)	150000,00 t/a	Verlust
Pumpenergie Wasser	144968 kWh/a	elektrisch			
Pumpenergie Rauchgas	1571020 kWh/a	elektrisch			
Mischungsenergie	110000 kWh/a	elektrisch			
Ernte					
<i>Nasse Biomasse</i>	2750000,00 t/a	Flokkulation	Wasser (g)	13739 t/a	Verlust
Flokkulant	28 t/a	Flotation	Luft (g)	28 t/a	Verlust
Luft	28 t/a		Abwasser	2706772 t/a	Verlust
			<i>Feuchte Biomasse</i>	29517 t/a	Weiterverarbeitung
Energiebedarf Pumpen	137500 kWh/a	elektrisch			
Mischungsenergie Flokkulation	110000 kWh/a	elektrisch			
Energiebedarf Flotation	611 kWh/a	elektrisch			
Trocknung					
keine					
Aufbereitung					
keine					

Anhang 11.4 Kosten der Algenproduktion

Andrea Sonnleitner

Dina Bacovsky

Costs ranges for algae production

Date 12.01.2012

Project manager Dina Bacovsky

dina.bacovsky@bioenergy2020.eu

Employees Andrea Sonnleitner

andrea.sonnleitner@bioenergy2020.eu

Scientific partner Joanneum Research

TU Wien

IFA Tulln

Project number IK-I-1-81

Project duration 01 May 2010 – 31 October 2011

Supported by Austrian Research Promotion Agency FFG

BIOENERGY 2020+ GmbH

Location Wieselburg

Gewerbepark Haag 3, A 3250 Wieselburg

T +43 (0) 7416 52238-10

F +43 (0) 7416 52238-99

centre@bioenergy2020.eu

www.bioenergy2020.eu

Head Office Graz

Innfeldgasse 21b, A 8010 Graz

FN 232244k

District Court Graz

UID-No. ATU 56877044



Costs for algae production for selected pathways

Table of Content

Table of Content	3
1 Costs for algae production for selected pathways	4
1.1 Cost ranges	4
1.1.1 Cultivation system	4
1.1.2 Harvesting methods	7
1.1.3 Oil/biomass separation	8
1.1.4 Algae biomass	9
1.1.5 Algae biofuel	10
Literature	11

1 Costs for algae production for selected pathways

1.1 Cost ranges

The biggest challenges for cost estimation is gathering data and validate the system performance for an industry that has yet to be commercially realized. Algal biofuel is currently not produced at commercial scale and only some companies have set up demonstration or pilot-scale operation and produce a variety of fuels in small quantities. Many factors have to be considered when costs of cultivation systems are estimated like initial investment, labour, operational costs such as fertilizer, electricity and maintenance. A lot of papers, reports and peer-reviewed literature on algae biofuel production are available, but most of the citable sources are outdated. The final costs indicated in these sources are often very variable, like for example giving the costs per gallon of algal oil or per kg raw biomass (U.S. DOE, 2010). Most of the sources show a lack of demonstrated operating parameters and widely vary basic assumptions on a number of parameters. It is very difficult to compare these data to each other.

Parameters influencing the current and future costs of algae biofuels are: Production scale, algae strain, cultivation system, harvesting and dewatering technology, extraction technology, conversion of algae into biofuel, value of by-products.

Cost ranges in the following chapter are cited from literature. First, costs for the production system of algal biomass are given followed by costs of algae harvesting systems. Then cost ranges for algal biomass and algal biofuel are given.

1.1.1 Cultivation system

The following table of cost ranges shows cost estimations as no commercial scale algal fuel production exists yet. The investment costs and operational costs of different cultivation systems (open pond, photobioreactor, fermenter, integrated system) are given in Table 1 in US\$ and in Table 2 in €. The used rate of exchange was 1,3229 US\$ = 1 € [Dec 2010].

	Cultivation system			
	Open system	Photobioreactor	Fermenter	Integrated system
Investment costs	100.000 – 300.000 US\$/ha <i>Carlsson et al., 2007</i>	500.000 – 1.500.000 US\$/ha <i>Huntley et al., 2007 – Dimitrov, 2007</i> 100 – 190 US\$/m ² <i>Benemann, 2008; Dimitrov, 2007</i>	2.800.000 US\$ for 1.200 m ³ fermenter <i>Alabi et al., 2009</i>	43.000 - 215.000 US\$/ha <i>Sheehan et al., 1998 – Benemann et al., 1982</i>
Operational costs	23.000 – 42.000 US\$/ha/yr <i>Benemann et al., 1982 – Sheehan et al., 1998</i>	106.000 – 126.000 US\$/ha/yr <i>Benemann et al., 1982 – Alabi et al., 2009</i>	n.d.a.	47.000 – 56.000 US\$/ha/yr <i>Benemann et al., 1982</i>

Table 1: Cost ranges of different algae cultivation systems in US\$

	Cultivation system			
	Open system	Photobioreactor	Fermenter	Integrated system
Investment costs	75.600 – 226.700 €/ha <i>Carlsson et al., 2007</i>	378.000 – 1.134.000 €/ha <i>Huntley et al., 2007 – Dimitrov, 2007</i> 756.000 – 1.436.000 €/ha <i>Benemann, 2008; Dimitrov, 2007</i>	2.116.000 € for 1.200 m ³ fermenter <i>Alabi et al., 2009</i>	32.500 – 162.500 €/ha <i>Sheehan et al., 1998 – Benemann et al., 1982</i>
Operational costs	17.400 – 31.700 €/ha/yr <i>Benemann et al., 1982 – Sheehan et al., 1998</i>	80.100 – 95.200 €/ha/yr <i>Benemann et al., 1982 – Alabi et al., 2009</i>	n.d.a.	35.500 – 42.000 €/ha/yr <i>Benemann et al., 1982</i>

Table 2: Cost ranges of different algae cultivation systems in €

In Figure 1 the investment costs for open systems, photobioreactors and integrated systems are given. It shows that open systems and integrated systems have lower investment costs than photobioreactors. PBR show a wide variation in investment costs which are generally higher than in open systems. Fermenter are missing in this depiction because the areal investment costs of fermenters are not given in literature.

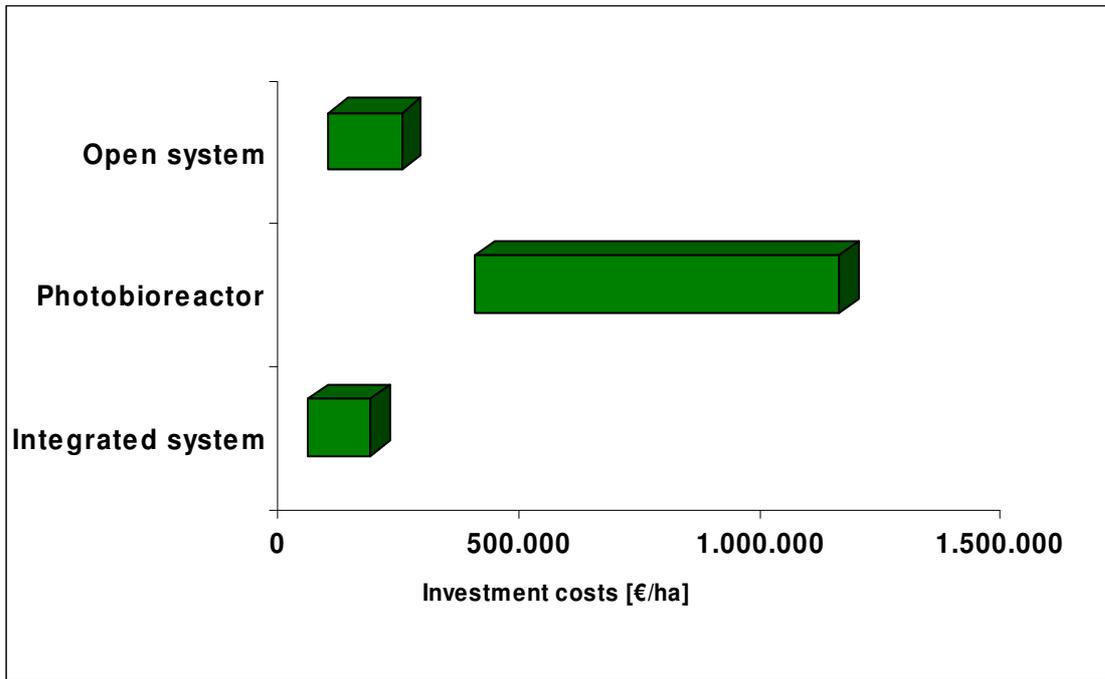


Figure 1: Investment costs for different algae cultivation systems

Figure 2 shows the operational costs of the cultivation systems in €/ha/yr. Open systems have the lowest operational costs followed by integrated systems. PBR show the highest operational cost of up to 100.000 €/ha/yr.

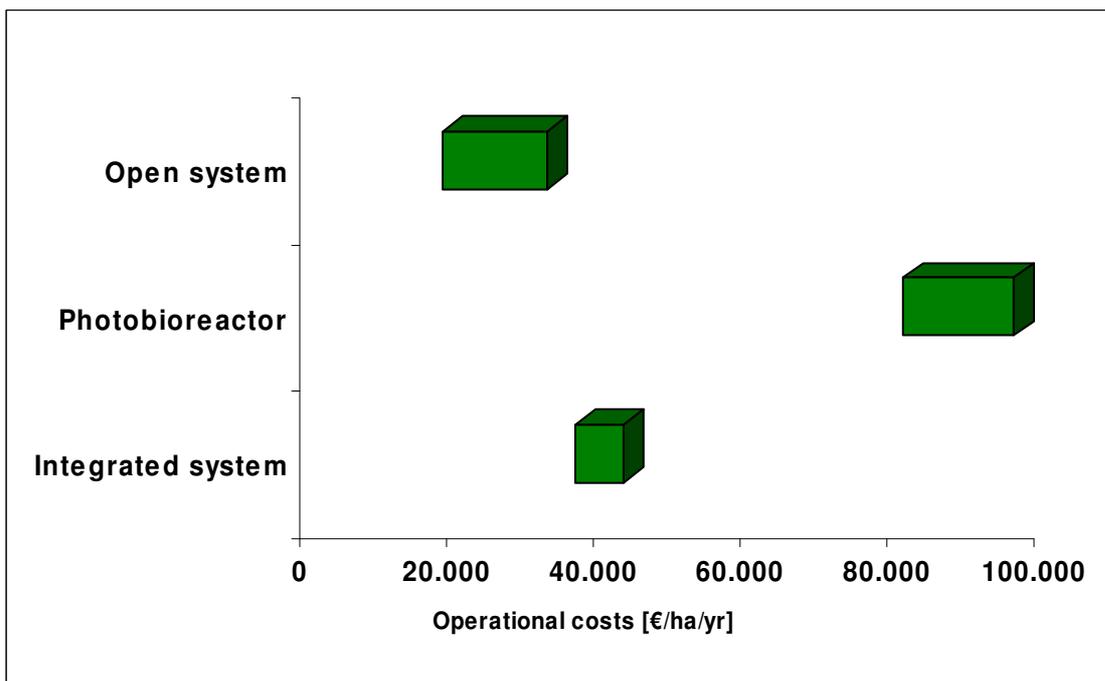


Figure 2: Operational costs for different algae cultivation systems

1.1.2 Harvesting methods

For the harvesting method an exact economic calculation and comparison is complex and not feasible without having information on the species chosen, production system and growth stage on harvesting. In some publications cost estimates of the harvesting technologies are available. Table 3 and Table 4 show the investment costs and operational costs of different harvesting technologies (flocculation and sedimentation, centrifugation, filtration, dissolved air flotation) in US\$ and in € respectively. These values are only rough estimates of the harvesting costs not considering a specific algae species or production system.

	Harvesting			
	Flocculation and sedimentation	Centrifugation	Filtration	Dissolved air flotation
Investment costs	12.000 US\$/ha <i>Darzins et al., 2010</i>	18.000 US\$/ha <i>Benemann et al., 1982</i>	1.230 – 15.000 \$/ha <i>Benemann et al., 1982</i>	n.d.a.
Operational costs	1.100 US\$/ha/yr <i>Darzins et al., 2010</i>	n.d.a.	4.400 \$/ha/yr <i>Benemann et al., 1982</i>	n.d.a.

Table 3: Cost ranges for harvesting technologies in US\$

	Harvesting			
	Flocculation and sedimentation	Centrifugation	Filtration	Dissolved air flotation
Investment costs	9.000 €/ha <i>Darzins et al., 2010</i>	13.600 €/ha <i>Benemann et al., 1982</i>	930 – 11.300 €/ha <i>Benemann et al., 1982</i>	n.d.a.
Operational costs	830 €/ha/yr <i>Darzins et al., 2010</i>	n.d.a.	3.300 €/ha/yr <i>Benemann et al., 1982</i>	n.d.a.

Table 4: Cost ranges for harvesting technologies in €

Table 5 shows the harvesting costs of the above mentioned methods per kg of biomass. These costs range from a 0,06 € to 0,51 €/kg and increase the biomass costs after cultivation.

	Harvesting			
	Flocculation and sedimentation	Centrifugation	Filtration	Dissolved air flotation
Costs per kg biomass	0,08 – 0,24 US\$/kg	0,29 – 0,68 US\$/kg	n.d.a.	0,41 – 0,56 US\$/kg
	<i>Williams et al., 2010</i>	<i>Williams et al., 2010</i>		<i>Williams et al., 2010</i>
Costs per kg biomass	0,06 – 0,18 €/kg	0,22 – 0,51 €/kg	n.d.a.	0,31 – 0,42 €/kg
	<i>Williams et al., 2010</i>	<i>Williams et al., 2010</i>		<i>Williams et al., 2010</i>

Table 5: Harvesting costs per kg of biomass

In Figure 3 the harvesting costs per kg biomass are depicted. Flocculation followed by sedimentation is a lower-cost harvesting method whereas centrifugation can lead to harvesting costs of 0,51 €/kg biomass.

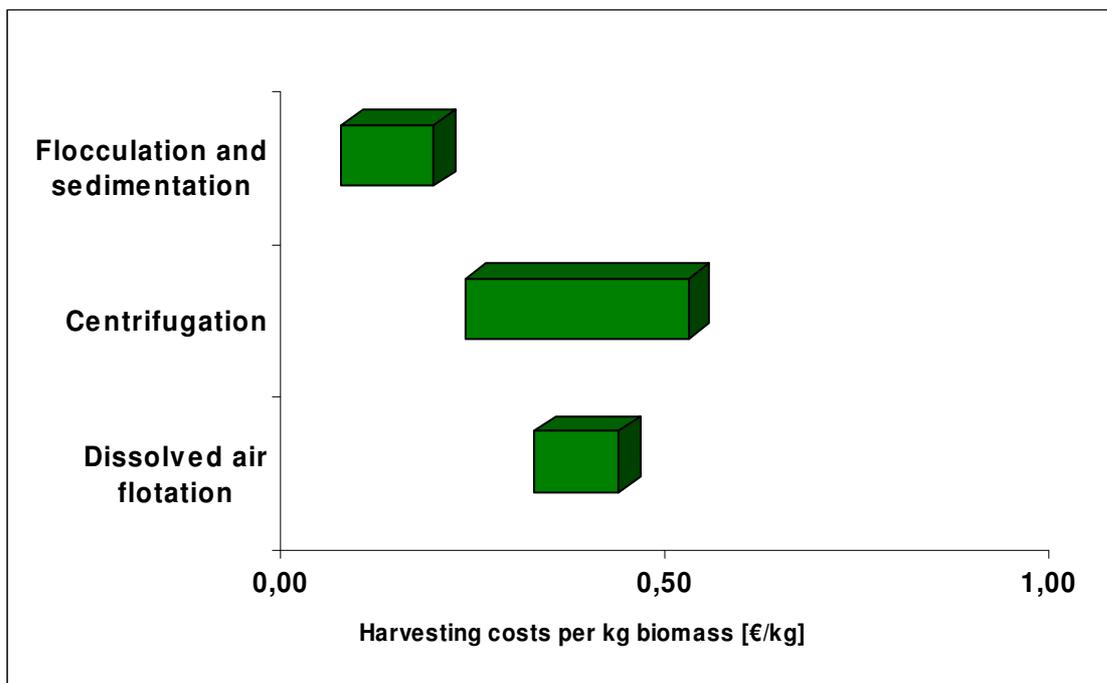


Figure 3: Harvesting costs per kg biomass of different harvesting technologies

1.1.3 Oil/biomass separation

Most methods of the oil/biomass separation are quite new and still on laboratory scale, therefore, sufficient cost data is not publicly available. Oil extraction can have investment costs of 4.000 – 17.000 US\$/ha corresponding to 3.000 – 12.900 €/ha. (Benemann et al., 1982 – Darzins et al., 2010). More details on operational costs of oil/biomass separation technologies are not available.

1.1.4 Algae biomass

Cost ranges of algae biomass produced in the different cultivation systems are given in Table 6 in US\$/kg and €/kg (rate of exchange 1,3229). These costs show great variation of up to 14-fold increase of costs.

	Cultivation system			
	Open system	Photobioreactor	Fermenter	Integrated system
Biomass cost	0,20 – 2,80 US\$/kg <i>Benemann et al., 1996; Chisti, 2007 [1]; Alabi et al., 2009; Bruton et al., 2009</i>	0,47 – 7,32 US\$/kg <i>Chisti, 2007 [1] – Alabi et al., 2009</i>	1 - 2,01 US\$/kg <i>Beehrens, 2005; Alabi et al., 2009; Radmer et al., 1994</i>	n.d.a.
Biomass cost	0,15 – 2,12 €/kg <i>Benemann et al., 1996; Chisti, 2007 [1]; Alabi et al., 2009; Bruton et al., 2009</i>	0,36 – 5,53 €/kg <i>Chisti, 2007 [1] – Alabi et al., 2009</i>	0,76 – 1,52 €/kg <i>Beehrens, 2005; Alabi et al., 2009; Radmer et al., 1994</i>	n.d.a.

Table 6: Cost ranges for algae biomass produced in the different cultivation systems

Figure 4 gives the graphic depiction of biomass costs in €/kg. The minimum cost values of all cultivation systems start at under 0,8 €/kg. The maximum cost value of fermenter is around 1,5 €/kg, of open ponds around 2,2 €/kg and of PBRs around 5,5 €/kg.

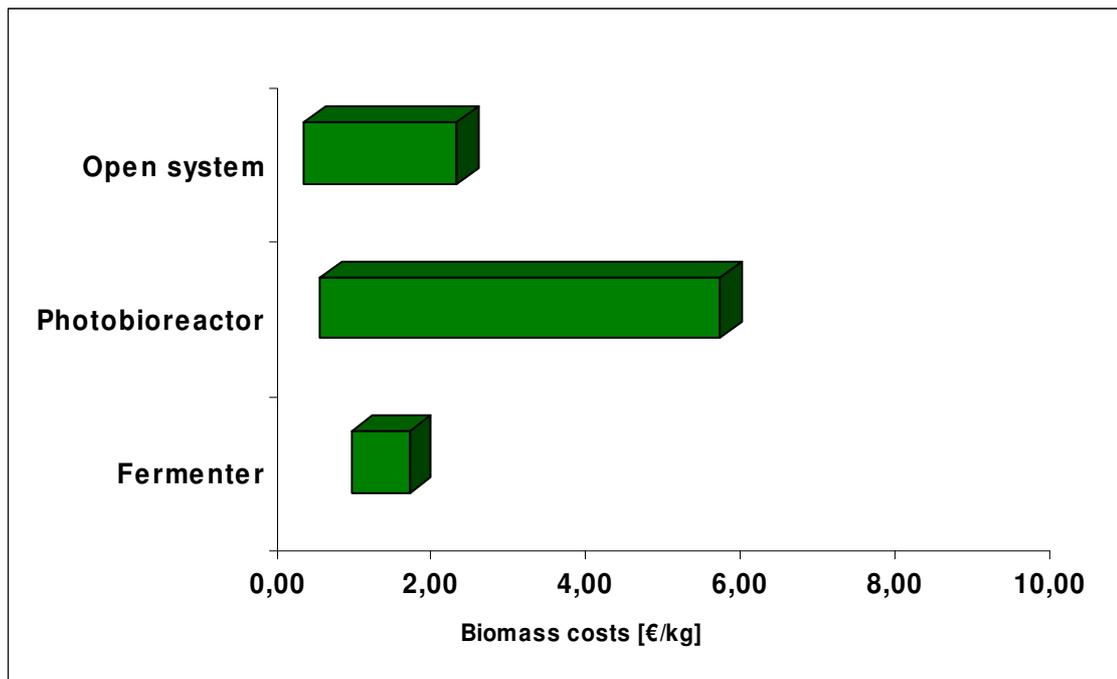


Figure 4: Biomass cost for different algae cultivation systems

1.1.5 Algae biofuel

After cultivation and harvesting the algal biomass has to be converted into a biofuel. The different conversion routes require different pretreatments like drying or extraction of oil. These pretreatments lead to further costs. The different conversion technologies also increase the costs to gain a valuable fuel out of the raw material algae biomass.

Current costs of algal biofuel production as stated in the AMF report on algae biofuels range from 8 – 20 US\$/gallon biofuel or approximately 2,11 – 5,28 US\$ per litre. This corresponds to a range of 1,59 – 3,99 €/l of algal biofuel. (Sikes et al., 2010). To be cost competitive with fossil fuels, algae biofuel producers have to decrease costs to less than 80 US\$/barrel (60,5 €/barrel or 0,38 €/litre). Many organisations have given cost projections and goals for future algal biofuel production of 0,26 – 0,80 US\$/litre (0,20 – 0,60 €/litre) (Sikes et al., 2010). These values would be competitive with fossil fuel prices.

Literature

Alabi, Abayomi O.; Tampier, Martin; Bibeau, Eric : *Microalgae technologies & processes for biofuels/bioenergy production in British Columbia*. The British Columbia Innovation Council, 2009

Behrens, Paul W.: *Photobioreactors and Fermenters: The Light and Dark Sides of Growing Algae*. Algal Culturing Techniques Ed. Robert A. Andersen. Elsevier 189-204, 2005

Benemann, J.R. ; Goebel, R.P.; Weissman, J.C.; Augenstein, D.C. : *Microalgae as a source of liquid fuels*. U.S. DOE Office of Energy Research, 1982

Benemann, John R. : *Opportunities and Challenges in Algae Biofuels Production*. 2008

Benemann, John R.; Oswald, William J. : *Systems and economic analysis of microalgae ponds for conversion of CO₂ to biomass*. Department of Energy, 1996

Bruton, Tim; Lyons, Henry; Lerat, Yannick; Stanley, Michele; Rasmussen, Michael B.: *A Review of the Potential of Marine Algae as a Source of Biofuel in Ireland*. Sustainable Energy Ireland, 2009

Carlsson, Anders S.; Van Beilen, Jan B. ; Möller, Ralf ; Clayton, David : *Micro- and macro-algae: utility for industrial applications*. Dianna Bowles, 2007

Chisti, Yusuf [1]: *Biodiesel from microalgae*. Biotechnology Advances 25 / 294 - 306, 2007

Darzens, Al; Pienkos, Philip; Edey, Les : *Current Status and Potential for Algal Biofuels Production*. IEA Bioenergy Task 39, 2010

Dimitrov, Krassen : *GreenFuel Technologies: A Case Study for Industrial Photosynthetic Energy Capture*. <http://www.nanostring.net/Algae/CaseStudy.pdf> 2007

Huntley, Mark E.; Redalje, Donald G. : *CO₂ mitigation and renewable oil from photosynthetic microbes: a new appraisal*. Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change 12 / 573 - 608, 2007

Radmer, R.J.; Parker, B.C.: *Commercial applications of algae: opportunities and constraints*. Journal of Applied Phycology. 6 / 2 / 93-98, 1994

Sheehan, John; Dunahay, Terri; Benemann, John; Roessler, Paul : *A Look Back at the U.S. Department of Energy's Aquatic Species Program—Biodiesel from Algae*. National Renewable Energy Laboratory, 1998

Sikes, Karen; Van Walwijk, Martijn; McGill, Ralph : *Algae as a Feedstock for Biofuels An Assessment of the State of the Technology and Opportunities - Draft*. IEA Advanced Motor Fuels Implementing Agreement, 2010

U.S. DOE, : *National Algal Biofuels Technology Roadmap* . U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, 2010

Williams, Peter J. le B.; Laurens, Lieve M.L. : *Microalgae as biodiesel & biomass feedstocks: Review & analysis of the biochemistry, energetics & economics*. Energy & Environmental Science 3 / 554 - 590, 2010

Anhang 11.5

Übersicht Energiebedarf und Output der Nutzungspfade

Energiebedarf, Output			Nutzungspfade																		
			1a		1b		2	3a		4a		3b		4b		3c		4c			
			Biodiesel 2020	Biodiesel 2020 200d	Biodiesel 2050	Biobenzin 2020	Biobenzin 2020 200d	Biobenzin 2050	Bioethanol 2050	Biomethan 2020	Biomethan 2050	Biomethan 2020	Biomethan 2050	HTC-Kohle 2020	HTC-Kohle 2050	HTC-Kohle 2020	HTC-Kohle 2050	BioH2, BioCH4 2020	BioH2, BioCH4 2050	BioH2, BioCH4 2020	BioH2, BioCH4 2050
Strombedarf	Kultivierung	[MWh/a]	309.180	309.087	112.980	309.180	309.087	112.980	194.178	28.993	63.563	2.082	1.826	115.971	63.563	2.082	1.826	115.971	63.563	2.082	1.826
	Ernte	[MWh/a]	50.073	50.058	13.526	50.073	50.058	13.526	23.246	2.001	4.005	496	248	18.782	7.610	859	368	18.782	7.610	859	368
	Trocknung	[MWh/a]							81.496												
	Aufbereitung	[MWh/a]	49.429	49.414	26.343	49.429	49.414	26.343													
	Umwandlung	[MWh/a]	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	7.672	4.657	15.609	314	314	-	-	-	-	21.418,67	17.802,67	721,60	590,33
Biogasproduktion als Nebenprodukt	[MWh/a]							8.736													
	gesamt	[MWh/a]	411.082	410.960	155.249	411.082	410.960	155.249	315.329	35.652	83.177	2.892	2.388	134.754	71.173	2.942	2.194	156.172	88.976	3.663	2.784
Wärmebedarf	Kultivierung	[MWh/a]	853.120	425.838	373.120	853.120	425.838	373.120	641.280	80.000	209.920	-	-	320.000	209.920	-	-	320.000	209.920	-	-
	Trocknung	[MWh/a]							323.477												
	Aufbereitung	[MWh/a]	131.811	131.772	65.857	131.811	131.772	65.857													
	Umwandlung	[MWh/a]	6.431	6.431	4.972	6.431	6.431	4.972	153.447	2.392	9.724	1.079	1.080	139.194	153.175	4.593	5.053				
	Biogasproduktion als Nebenprodukt	[MWh/a]							15.807												
	gesamt	[MWh/a]	991.362	564.040	443.949	984.931	557.610	438.977	1.134.012	82.392	219.644	1.079	1.080	459.194	363.095	4.593	5.053	320.000	209.920	-	-
Kühlenergie (elektrisch)	Kultivierung	[MWh/a]	512	512	341	512	512	341	587	48	192	-	-	192	192	-	-	192	192	-	-
	gesamt	[MWh/a]	512	512	341	512	512	341	587	48	192	-	-	192	192	-	-	192	192	-	-
Dünger (KEV)	N	[MWh/a]	27.192	27.184	18.136	27.192	27.192	18.136	31.171	10.199	10.204			10.199	10.204	-	-	10.199	10.204	-	-
	P	[MWh/a]	40.170	40.158	26.793	40.170	40.170	26.793	46.048	15.068	15.074			15.068	15.074	-	-	15.068	15.074	-	-
	gesamt	[MWh/a]	67.362	67.342	44.929	67.362	67.362	44.929	77.219	25.267	25.277	-	-	25.267	25.277	-	-	25.267	25.277	-	-
Energiebedarf	gesamt	[MWh/a]	1.470.319	1.042.854	644.468	1.463.888	1.463.888	639.496	1.527.147	143.359	328.290	3.972	3.469	619.407	459.737	7.535	7.246	501.631	324.365	3.663	2.784
Bioenergieprodukt	Biodiesel	[MWh/a]	416.690	416.690	467.548																
	Biobenzin	[MWh/a]				210.651		247.939													
	LCO (als Heizöl schwer)	[MWh/a]				91.841		108.097													
	Bioethanol	[MWh/a]						415.923													
	Biomethan	[MWh/a]							62.328	253.401	7.653	7.662									
	Biomethan 200 bar	[MWh/a]																			
	HTC-Kohle	[MWh/a]												278.951	306.969	9.205	10.126	196.718	216.476	6.492	7.141
	Biowasserstoff 200 bar	[MWh/a]																100.378	110.460	3.312	3.644
	Strom	[MWh/a]							168.864												
	Wärme	[MWh/a]							162.233												
	Heizgas	[MWh/a]				62.111		73.106													
gesamt	[MWh/a]	416.690	416.690	467.548	364.603	364.603	429.142	747.020	62.328	253.401	7.653	7.662	278.951	306.969	9.205	10.126	297.096	326.936	9.804	10.785	
Nebenprodukte	Glycerin	[MWh/a]	15.994	15.994	19.309																
	Futter	[t/a]	145.952	145.952	77.988	145.952		77.988													
	Futter	[MWh/a]	530.287	530.287	283.355	530.287		283.355													
	Dünger	[t/a]						260.933	321.808	837.855	43.458	27.873									
	Dünger	[MWh/a]																			
	Kohlendioxid	[t/a]						50.476													
	Kohlendioxid	[MWh/a]																			
	Wasser 80 °C	[t/a]												100.399	77.885	3.382	2.583				
	Wasser 80 °C	[MWh/a]												7.006	5.435	236,04	180,23				
	Wasser 150 °C	[t/a]																69.842	69.842	2.305	2.305
	Wasser 150 °C	[MWh/a]																11.372	11.377	375,29	375,29
	Ethylen	[t/a]				484		570													
	Ethylen	[MWh/a]				6.343		7.466													
Propylen	[t/a]				3.875		4.560														
Propylen	[MWh/a]				49.225		57.938														
Produkte	gesamt	[MWh/a]	962.971	962.971	770.212	950.458	950.458	777.902	584.787	62.328	253.401	7.653	7.662	285.958	312.404	9.441	10.306	308.468	338.313	10.179	11.160

Anhang 11.6 Umwandlung zu Biodiesel im Detail

Umwandlung zu Biodiesel im Detail

Das Algenöl wird in mehreren Verfahrensschritten wie nachfolgend beschrieben zu Biodiesel umgewandelt.

1. Entschleimung

Bei 80°C wird die Hälfte der Unverseifbaren an Wasser gebunden (Zugabe von Wasser 75% der Menge an Unverseifbaren). Durch Zentrifugation werden Wasser und Gums abgetrennt.

2. Vorveresterung mit 100% Umsetzungsrate

Bei 60°C werden die freien Fettsäuren (FFA = Free Fatty Acids) durch H_2SO_4 und Methanol verestert und in einem liegenden Behälter von der sauren Methanolphase getrennt. Methanol wird hier in 6-fachem stöchiometrischen Überschuss zugegeben. Die H_2SO_4 -Menge ist 1/6,5 der Methanolmenge. Zu beachten ist, dass 8% der vorhandenen TAG (Triacylglyceride)-Menge als FFA aus der Rückführung von der Glycerinphasenspaltung mitverarbeitet werden.

3. Umesterung mit 92% Umsetzungsrate

Bei 60°C werden die TAG durch KOH und Methanol umgeestert und von der Glycerinphase getrennt. Die Dosierung erfolgt nach Loehrlein (siehe <http://www.frittendiesel.de/english/service.htm>): Die Methanolmenge ist 0,1446 der TAG-Menge; die KOH-Menge ist $0,0068 \cdot \text{TAG-Menge} + 0,0023 \cdot \text{FFA-Menge}$. 8% der TAG-Menge wird in die Glycerinphase mitgerissen.

4. Glycerinphasenspaltung

Was an TAG in Form von Seifen in die Glycerinphase mitgerissen wird, wird durch Neutralisation mit der sauren Methanolphase und frischem KOH wieder in FFA umgewandelt und zur Vorveresterung zurückgeführt. KOH und H_2SO_4 verbinden sich zu Kaliumsalzen.

5. Glycerindestillation

Da die Glycerinphase ca. 73% Methanol enthält wird eine Destillation durchgeführt, um das Methanol zurückzugewinnen. Das gewonnene Methanol wird im Prozess wieder eingesetzt und ersetzt frisches Methanol.

6. Biodieseldestillation

Die Biodieselphase wird destilliert, wobei die verbleibenden Unverseifbaren sowie Reste von Wasser und Methanol entfernt werden. Das Methanol wird rückgeführt.

Anhang 11.7 Ökonomische Bewertung

ANHANG - Ökonomische Bewertung:

In diesem Dokument sind die Berechnung und Grafiken zur ökonomischen Bewertung der Algenutzungspfade im mittelfristigen und langfristigen Szenario des Projektes Algae&Energy:Austria dargestellt.

Inhalt:

Pfad 1a – Biodiesel – 3 Seiten

Pfad 1a 200d – Biodiesel – 2 Seiten

Pfad 1b – FCC Produkte – 3 Seiten

Pfad 1b 200d – FCC Produkte – 2 Seiten

Pfad 2 – Bioethanol – 2 Seiten

Pfad 3a – Biomethan – 3 Seiten

Pfad 3b – HTC-Kohle – 3 Seiten

Pfad 3c – Biowasserstoff und Biomethan – 3 Seiten

Pfad 4a – Biomethan – 3 Seiten

Pfad 4b – HTC-Kohle – 3 Seiten

Pfad 4c – Biowasserstoff und Biomethan – 3 Seiten

Vergleich – Zusammenstellung der Ergebnisse und Vergleich der einzelnen Pfade – 6 Seiten

Algenproduktionskosten - Nutzungspfad 1a Veresterung								
Investition		2020	2050	Produktionsparameter		Erlösparameter		
	Preis	2020	2050	2020	2050			
Grundstück (oder in Form von Miete bei Betriebskosten)		1612	704 [ha]	Nutzungsdauer	15	15 [a]	Biodiesel	1337 [€/t]
Grundstückspreis [€/ha]	10.000	16.117.753	7.043.813 [€]	Kapazitäten				
Kultivierung		965.392.387	105.554.751 [€]	Algen feucht	713777	395540 [t/a]	Glycerin	150 [€/t]
Ernteverfahren		33.021.947	13.120.990 [€]	Öl	50014,16	50037,14 [t/a]		
Extraktion		23.458.792	10.259.922 [€]	Extraktionsrest = Futtermittel	145951,87	77988 [t/a]	Energiegehalte:	
Luftkühler (zur Kultivierung) €/MW	50.000	4.869.406	2.129.680 [€]	Biodiesel	40.542,82	45.481 [t/a]		
				Glycerin	3.386,90	4.091 [t/a]	Glycerin	17000 [MJ/t]
							Futtermittel	13080 [MJ/t]
Umwandlung				Auslastung	100	100 [%]		
Anlage 1 Veresterung		20.000.000	20.000.000 [€]					
Investitionskosten total		1.062.850.286,19	158.109.156,50 [€]					
kalkulatorische Abschreibung aller Anlagen ohne Grundstück		69.782.168,86	10.071.022,89 [€/a]					

Betrieb Kultivierung		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr				
	Preis	2020	2050	2020	2050 [€/a]			
Hilfsstoffe inkl. Transport								
Frischwasser	1,09 [€/m3]	1801504	741804 [m3/a]	1.963.638,88	808.565,99			
Nährstoffe - NPKS Dünger	380 [€/t]	36983	24667 [t/a]	14.053.551,78	9.373.339,50			
Abgas	0 [€/t]	4431852	2955925 [t/a]	-	-			
Kühlwasser	1,09 [€/m3]	3555	2371 [m3/a]	3.874,59	2.584,24			
Energie								
Strom	62,8 [€/MWh]	309.180	112.980 [MWh/a]	19.416.493,40	7.095.147,27			
Wärmebedarf		853.120	373.120 [MWh/a]	-	-	über Luftkühler		
Kühlbedarf	62,8 [€/MWh]	512	341 [MWh/a]	32.145,56	21.440,22			
Personal								
Arbeiter	36.400 [€/VZÄ/a]	9	3 [VZÄ/a]	327.600,00	109.200,00			
Techniker	45.500 [€/VZÄ/a]	6	2 [VZÄ/a]	273.000,00	91.000,00			
Verwaltung	36.400 [€/VZÄ/a]	3	1 [VZÄ/a]	109.200,00	36.400,00			
Sicherheitsdienst	27.300 [€/VZÄ/a]	6	2 [VZÄ/a]	163.800,00	54.600,00			
Instandhaltung								
(3% der Investitionssumme)				29.107.553,81	3.230.532,94			
kalkulatorische Abschreibung				64.683.452,92	7.178.962,08			
Jahreskosten Kultivierung				130.134.310,95	28.001.772,25			
						Anteilmäßige Geme	2020	2050
							19.703.838	2.254.110

Betrieb Ernteverfahren		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr				
	Preis	2020	2050	2020	2050 [€/a]			
Hilfsstoffe								
Flokkulant	1448 [€/t]	1422	237 [t/a]	2.058.862,93	343.301,49			
Energie								
Strom	63 [€/MWh]	50.073	13.526 [MWh/a]	3.144.603,85	849.407,97			
Dieserverbrauch				-	-			
Personal - in Kultivierung integriert								
Instandhaltung								
(3% der Investitionssumme)				990.658,41	393.629,71			
kalkulatorische Abschreibung				2.201.463,14	874.732,69			
Jahreskosten Ernteverfahren				8.395.588,34	2.461.071,87			
						Anteilmäßige Geme	2020	2050
							670.608	274.656

Betrieb Extraktion		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr				
	Preis	2020	2050	2020	2050 [€/a]			
Hilfsstoffe								
Lösemittel Chloroform	659 [€/t]	37477	7025 [t/a]	24.697.509,49	4.629.332,06			
Lösemittel Methanol	305 [€/t]	10002	1875 [t/a]	3.050.724,33	571.831,58			
Energie								
Strom	62,8 [€/MWh]	49429	26343 [MWh/a]	3.104.154,68	1.654.338,07			
Wärmebedarf	28 [€/MWh]	131811	65857 [MWh/a]	3.690.714,70	1.844.007,41			
Dieserverbrauch				-	-			
Personal								
Arbeiter	36.400 [€/VZÄ/a]	1,50	0,50 [VZÄ/a]	54.600,00	18.200,00			
Techniker	45.500 [€/VZÄ/a]	1,50	0,50 [VZÄ/a]	68.250,00	22.750,00			
Verwaltung	36.400 [€/VZÄ/a]	0,00	0,00 [VZÄ/a]	-	-			
Sicherheitsdienst	27.300 [€/VZÄ/a]	0,00	0,00 [VZÄ/a]	-	-			
Instandhaltung								
(3% der Investitionssumme)				703.763,76	307.797,65			
kalkulatorische Abschreibung				1.563.919,47	683.994,79			
Jahreskosten Extraktion				36.933.636,42	9.732.251,57			
						Anteilmäßige Geme	2020	2050
							476.400	214.766

Betrieb Anlage 1 Veresterung		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr				
	Preis	2020	2050	2020	2050 [€/a]			
Hilfsstoffe								
Wasser	1,09 [€/t]	7.502	3.751 [t/a]	8.177,31	4.088,66			
H2SO4	180 [€/t]	814	513 [t/a]	146.579,40	92.318,40			
Methanol	305 [€/t]	4.100	4.565 [t/a]	1.250.362,75	1.392.251,80			
KaOH	724 [€/t]	1.167	873 [t/a]	845.197,60	632.312,64			
Transport								
Algenöl	0,19 [€/tkm]	5001416	5003714,1 [tkm/a]	946.934,76	947.369,87			
Biodiesel	0,19 [€/tkm]	4054282	4548136 [tkm/a]	767.610,73	861.113,75			
Energie								
Strom	62,80 [€/MWh]	2.400,00	2.400,00 [MWh/a]	150.720,00	150.720,00			
Wärmebedarf	28 [€/MWh]	6.430,92	4.971,95 [MWh/a]	180.065,76	139.214,60			
Personal								
Arbeiter	36.400 [€/VZÄ/a]	3	3 [VZÄ/a]	109.200,00	109.200,00			
Techniker	45.500 [€/VZÄ/a]	1	1 [VZÄ/a]	45.500,00	45.500,00			
Verwaltung	36.400 [€/VZÄ/a]	0,5	0,5 [VZÄ/a]	18.200,00	18.200,00			
Sicherheitsdienst	27.300 [€/VZÄ/a]	1	1 [VZÄ/a]	27.300,00	27.300,00			
Instandhaltung								
(3% der Investitionssumme)				600.000,00	600.000,00			
kalkulatorische Abschreibung				1.333.333,33	1.333.333,33			
Jahreskosten Anlage 1				6.429.181,64	6.352.923,05			
						Anteilmäßige Geme	2020	2050
							406.159	418.651

Gemeinkosten		Kosten / Jahr				
	Preis	2020	2050	2020	2050 [€/a]	
Versicherung						
(1% der Investitionssumme ohne Grundstück)				10.467.325,33	1.510.653,43	
kalkulatorische Zinsen						
Zinssatz	2%			10.789.680,39	1.651.529,70	
Jahresgemeinkosten				21.257.005,72	3.162.183,13	

Jahresbetriebskosten gesamt	2020	2050
Jahreskosten Kultivierung	130.134.310,95	28.001.772,25 [€/a]
Jahreskosten Ernteverfahren	8.395.588,34	2.461.071,87 [€/a]
Jahreskosten Extraktion	36.933.636,42	9.732.251,57 [€/a]
Jahreskosten Anlage 1 Veresterung	6.429.181,64	6.352.923,05 [€/a]
Jahresgemeinkosten	21.257.005,72	3.162.183,13 [€/a]
Summe	203.149.723,08	49.710.201,86 [€/a]

Jahreserlöse gesamt	2020	2050
Futtermittel	18.497.665,65	9.884.099,12 [€/a]
Biodiesel	54.205.750,34	60.808.578,32 [€/a]
Glycerin	508.035,00	613.621,50 [€/a]
Summe	73.211.450,99	71.306.298,94 [€/a]

Gewinn = Erlös - Kosten	2020	2050
	60.918.972,08	21.596.097,08 [€/a]

Kosten des Hauptproduktes (nach Abzug der Nebenprodukte)	2020	2050
Biodiesel	4.541,96	862,17 [€/t]
37 [GJ/a]	122,76	23,30 [€/GJ]

Spezifische Kosten	2020	2050
Kosten nach Ernte pro kg BM trocken	0,89	0,28 [€/kg]
Kosten nach Extraktion pro kg Öl	3,93	0,86 [€/kg]
Kosten nach Veresterung pro kg BO (ohne NP)	5,01	1,09 [€/kg]
Kosten nach Veresterung pro kg BO (mit NP)	4,54	0,86 [€/kg]

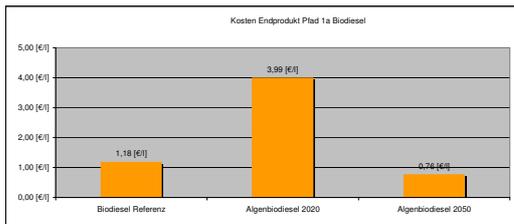
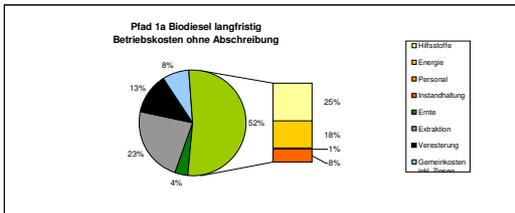
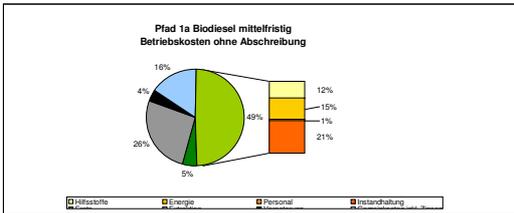
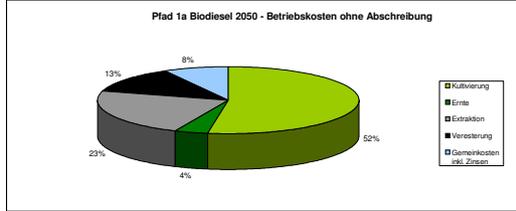
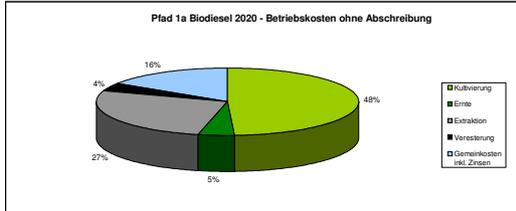
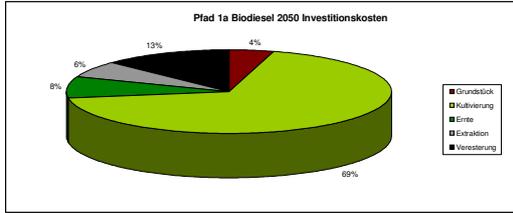
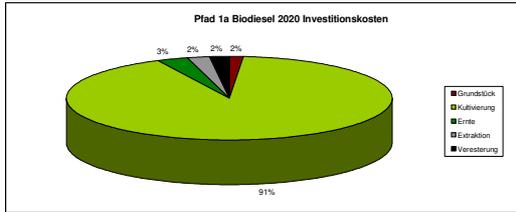
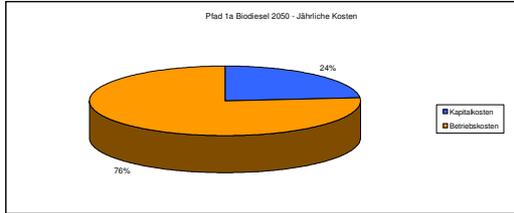
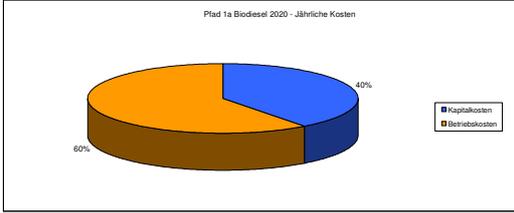
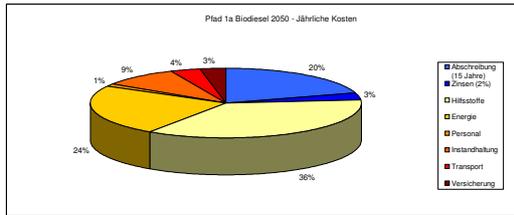
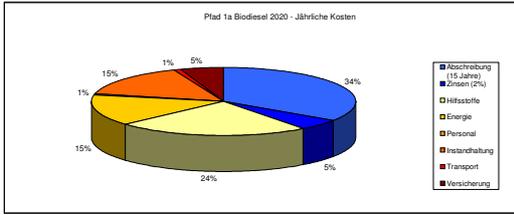
Produzierte Energie (mit Koppelprodukten)	3.466.694,27	2.772.432,41 [GJ/a]
	2.600,67	4.755,46 [GJ/ha/a]
Produzierte Energie (nur energetische Produkte)	1.500.084,34	1.682.810,32 [GJ/a]
	1.125,34	2.886,47 [GJ/ha/a]

Amortisationsrechnung	Pfad 1a 2020	Pfad 1a 2050
Investitionskosten		
Grundstück	16.117.753,23	7.043.813,09 [€]
Kultivierung	970.251.793,78	107.684.431,27 [€]
Ernte	33.021.947,16	13.120.990,34 [€]
Extraktion	23.458.792,01	10.259.921,99 [€]
Veresterung	20.000.000,00	20.000.000,00 [€]
Summe	1.062.850.286,19	158.109.156,50 [€]
Kosten (ohne Abschreibung)	1a Biodiesel 2020	1a Biodiesel 2050
Kultivierung	65.450.858,03	20.822.810,17 [€/a]
Ernte	6.194.125,19	1.586.339,18 [€/a]
Extraktion	35.369.716,06	9.048.256,78 [€/a]
Veresterung	5.095.848,31	5.019.589,71 [€/a]
Gemeinkosten inkl. Zinsen	21.257.005,72	3.162.183,13 [€/a]
Summe	133.367.554,22	39.639.178,97 [€/a]
Erlöse		
Biodiesel	54.205.750,34	60.808.578,32 [€/a]
Glycerin	508.035,00	613.621,50 [€/a]
Futtermittel	18.497.665,65	9.884.099,12 [€/a]
Summe	73.211.450,99	71.306.298,94 [€/a]
Cashflow (Erlöse - Kosten)	- 60.156.103,23	31.667.119,98 [€/a]
Amortisationsdauer	- 17,67	4,99 [a]

Kosten (ohne Abschreibung)	1a Biodiesel 2020	1a 2050
Hilfsstoffe	16.021.065	10.184.489,74
Energie	19.448.639	7.116.557,49
Personal	873.600	291.200,00
Instandhaltung	29.107.554	3.230.532,94
Ernte	6.194.125	1.586.339,177
Extraktion	35.369.717	9048256,781
Veresterung	5.095.848	5019589,714
Gemeinkosten inkl. Zinsen	21.257.006	3162183,13

	Pfad 1a Biodiesel 2	Pfad 1a Biodiesel 2050 - Jährliche Kosten
Kapitalkosten	Abschreibung 69.782.169	10.071.023
	Zinsen (2%) 10.789.680	1.651.530
Betriebskosten	Hilfsstoffe 48.078.479	17.849.926
	Energie 29.718.898	11.754.276
	Personal 1.196.650	532.350
	Instandhaltung 31.401.976	4.531.960
	Transport 1.714.545	1.808.484
	Versicherung 10.467.325,33	1.510.653,43
Kapitalkosten	80.571.849	11.722.553
Betriebskosten	122.577.874	37.987.649

Endprodukt	
Biodiesel Refe	1,18 [€/l]
Algenbiodiesels	3,99 [€/l]
Algenbiodiesels	0,76 [€/l]



Algenproduktionskosten - Nutzungspfad 1a Veresterung 200d							
Investition			Produktionsparameter		Erlösparameter		
	2020		2020				
Grundstück (oder in Form von Miete bei Betriebskosten)	2685	[ha]	Nutzungsdauer	15	[a]	Biodiesel	1337 [€/t]
Grundstückspreis [€/ha]	10.000		Kapazitäten				
Kultivierung	1.608.487,834	[€]	Algen feucht	713563	[t/a]	Glycerin	150 [€/t]
Ernteverfahren	55.020,064	[€]	Öl	49999,15	[t/a]	Futtermittel	127 [€/t]
Extraktion	39.086,254	[€]	Extraktionsrest = Futtermittel	145908,07	[t/a]		
Luftkühler (zur Kultivierung) €/MW	50.000	[€]	Biodiesel	40.542,82	[t/a]	Energiegehalte:	
			Glycerin	3.386,90	[t/a]	Biodiesel	37000 [MJ/t]
						Glycerin	17000 [MJ/t]
						Futtermittel	13080 [MJ/t]
Umwandlung			Auslastung	100	[%]		
Anlage 1, Veresterung	20.000.000,00	[€]					
Investitionskosten total	1.753.881.412,81	[€]					
kalkulatorische Abschreibung aller Anlagen ohne Grundstück	115.135.330,83	[€/a]					

Betrieb Kultivierung		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr	
Preis	2020	2020		2020	[€/a]
Hilfsstoffe inkl. Transport					
Frischwasser	1,09 [€/m3]	1800963	[m3/a]	1.963.049,64	
Nährstoffe - NPKS Dünger	380 [€/t]	36972	[t/a]	14.049.334,66	
Abgas	0 [€/t]	4430522	[t/a]	-	
Kühlwasser	1,09 [€/m3]	3554	[m3/a]	3.873,42	
Energie					
Strom	62,8 [€/MWh]	309.087	[MWh/a]	19.410.667,00	
Wärmebedarf		425.838	[MWh/a]		über Luftkühler
Kühlbedarf	62,8 [€/MWh]	512	[MWh/a]	32.135,92	
Personal					
Arbeiter	36.400 [€/VZÄ/a]	9	[VZÄ/a]	327.600,00	
Techniker	45.500 [€/VZÄ/a]	6	[VZÄ/a]	273.000,00	
Verwaltung	36.400 [€/VZÄ/a]	3	[VZÄ/a]	109.200,00	
Sicherheitsdienst	27.300 [€/VZÄ/a]	6	[VZÄ/a]	163.800,00	
Instandhaltung					
(3% der Investitionssumme)				48.387.709,34	
kalkulatorische Abschreibung				107.428.242,97	
Jahreskosten Kultivierung				192.248.612,95	
					Anteilmäßige Geme 2020 32.760.020

Betrieb Ernteverfahren		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr	
Preis	2020	2020		2020	[€/a]
Hilfsstoffe					
Flokkulant	1448 [€/t]	1421	[t/a]	2.058.245,12	
Energie					
Strom	63 [€/MWh]	50.058	[MWh/a]	3.143.660,23	
Dieserverbrauch					
Personal - in Kultivierung integriert					
Instandhaltung					
(3% der Investitionssumme)				1.650.601,91	
kalkulatorische Abschreibung				3.668.004,23	
Jahreskosten Ernteverfahren				10.520.511,49	
					Anteilmäßige Geme 2020 1.117.510

Betrieb Extraktion		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr	
Preis	2020	2020		2020	[€/a]
Hilfsstoffe					
Lösemittel Chloroform	659 [€/t]	37466	[t/a]	24.690.098,38	
Lösemittel Methanol	305 [€/t]	9999	[t/a]	3.049.808,89	
Energie					
Strom	62,8 [€/MWh]	49414	[MWh/a]	3.103.223,20	
Wärmebedarf	28 [€/MWh]	131772	[MWh/a]	3.689.607,20	
Dieserverbrauch					
Personal					
Arbeiter	36.400 [€/VZÄ/a]	1,50	[VZÄ/a]	54.600,00	
Techniker	45.500 [€/VZÄ/a]	1,50	[VZÄ/a]	68.250,00	
Verwaltung	36.400 [€/VZÄ/a]	0,00	[VZÄ/a]	-	
Sicherheitsdienst	27.300 [€/VZÄ/a]	0,00	[VZÄ/a]	-	
Instandhaltung					
(3% der Investitionssumme)				1.172.587,63	
kalkulatorische Abschreibung				2.605.750,29	
Jahreskosten Extraktion				38.433.925,60	
					Anteilmäßige Geme 2020 793.879

Betrieb Anlage 1 Veresterung		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr	
Preis	2020	2020		2020	[€/a]
Hilfsstoffe					
Wasser	1,09 [€/t]	7.502	[t/a]	8.177,31	
H2SO4	180 [€/t]	814	[t/a]	146.579,40	
Methanol	305 [€/t]	4.100	[t/a]	1.250.362,75	
KaOH	724 [€/t]	1.167	[t/a]	845.197,60	
Transport					
Allgemein	0,19 [€/tkm]	5001416	[tkm/a]	946.934,76	
Biodiesel	0,19 [€/tkm]	4054282	[tkm/a]	767.610,73	
Energie					
Strom	62,80 [€/MWh]	2.400,00	[MWh/a]	150.720,00	
Wärmebedarf	28 [€/MWh]	6.430,92	[MWh/a]	180.065,76	
Personal					
Arbeiter	36.400 [€/VZÄ/a]	3	[VZÄ/a]	109.200,00	
Techniker	45.500 [€/VZÄ/a]	1	[VZÄ/a]	45.500,00	
Verwaltung	36.400 [€/VZÄ/a]	0,5	[VZÄ/a]	18.200,00	
Sicherheitsdienst	27.300 [€/VZÄ/a]	1	[VZÄ/a]	27.300,00	
Instandhaltung					
(3% der Investitionssumme)				600.000,00	
kalkulatorische Abschreibung				1.333.333,33	
Jahreskosten Anlage 1				6.429.181,64	
					Anteilmäßige Geme 2020 406.219

Gemeinkosten		Kosten / Jahr	
Preis	2020	2020	[€/a]
Versicherung			
(1% der Investitionssumme ohne Grundstück)			17.270.299,62
kalkulatorische Zinsen			
Zinssatz	2%		17.807.328,63
Jahresgemeinkosten			35077628,26

Jahresbetriebskosten gesamt	2020	2050
Jahreskosten Kultivierung	192.248.612,95	[€]
Jahreskosten Ernteverfahren	10.520.511,49	[€]
Jahreskosten Extraktion	38.433.925,60	[€]
Jahreskosten Anlage 1 Veresterung	6.429.181,64	[€]
Jahresgemeinkosten	35.077.628,26	[€]
Summe	282.709.859,94	[€]

Jahreserlöse gesamt	2020	2050
Futtermittel	18.492.114,96	[€]
Biodiesel	54.205.750,34	[€]
Glycerin	508.035,00	[€]
Summe	73.205.900,30	[€]

Gewinn = Erlöse - Kosten	2020	2050
	-209.503.959,63	[€/a]

Kosten des Hauptproduktes (nach Abzug der Nebenprodukte)	2020	2050
Biodiesel	6.504,47	[€/t]
	37 [GJ/t]	175,80 [€/GJ]

Spezifische Kosten	2020	2050
Kosten nach Ernte pro kg BM trocken	1,33	[€/kg]
Kosten nach Extraktion pro kg Öl	5,52	[€/kg]
Kosten nach Veresterung pro kg BD (ohne NP)	6,97	[€/kg]
Kosten nach Veresterung pro kg BD (mit NP)	6,50	[€/kg]

Produzierte Energie (mit Koppelprodukten)	3.466.121,42	[GJ/a]
	1.560,61	[GJ/ha/a]
Produzierte Energie (nur energetische Produkte)	1.500.084,34	[GJ/a]
	675,41	[GJ/ha/a]

Amortisationsrechnung	2020	2050
Investitionskosten		
Grundstück	26.851.450,39	[€]
Kultivierung	1.612.923.644,56	[€]
Ernte	55.020.069,50	[€]
Extraktion	39.086.254,86	[€]
Veresterung	20.000.000,00	[€]
Summe	1.753.881.412,81	[€]

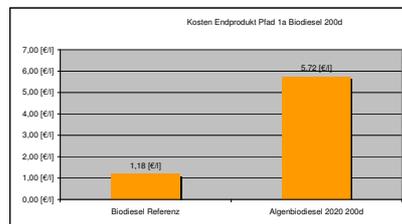
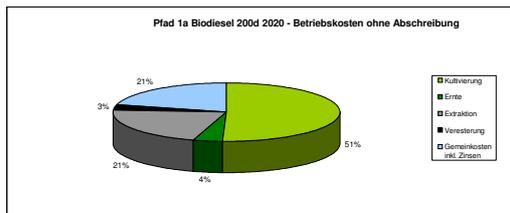
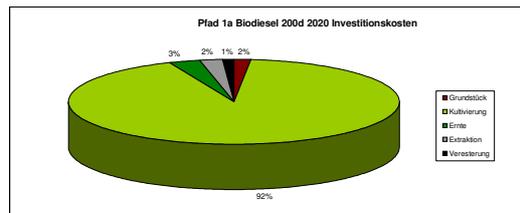
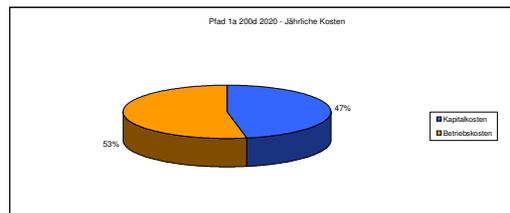
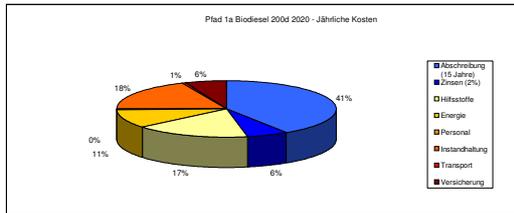
Kosten (ohne Abschreibung)	1a 200d 2020	2050
Kultivierung	84.720.369,98	[€/a]
Ernte	6.852.507,25	[€/a]
Extraktion	38.828.175,30	[€/a]
Veresterung	5.095.848,31	[€/a]
Gemeinkosten inkl. Zinsen	35.077.628,26	[€/a]
Summe	167.574.529,11	[€/a]

Erlöse	2020	2050
Biodiesel	54.205.750,34	[€/a]
Glycerin	508.035,00	[€/a]
Futtermittel	18.492.114,96	[€/a]
Summe	73.205.900,30	[€/a]

Cashflow (Erlöse - Kosten)	- 94.368.628,81	[€/a]
Amortisationsdauer	- 18,59	[a]

Pfad 1a Biodiesel 200d 2020 - Jährliche Kosten	
Kapitalkosten	Abschreibung 115.135.331
	Zinsen (2%) 17.807.329
Betriebskosten	Hilfsstoffe 48.064.727
	Energie 29.710.079
	Personal 1.196.650
	Instandhaltung 51.810.899
	Transport 1.714.545
	Versicherung 17.270.299,62
Kapitalkosten	132.942.659
Betriebskosten	149.767.200

Endprodukt	
Biodiesel Referenz	1,18 [€/l]
Algenbiodiesel 2020 200d	5,72 [€/l]



Algenproduktionskosten - Nutzungspfad 1b Raffinerieprozesse						
Investition	2020		2050		Produktionsparameter	Erlösparameter
	Preis	Jahresverbrauch	2020	2050		
Grundstück (oder in Form von Miete bei Betriebskosten)	1611	704 [ha]	16.112.633	7.038.693 [€]	Nutzungsdauer	15 [Jahre]
Grundstückspreis [€/ha]	10.000				Kapazitäten	
Kultivierung			965.382.387	105.554.751 [€]	Algen feucht	713777
Ernteverfahren			33.021.947	13.120.990 [€]	Öl	50014,16
Extraktion			23.458.792	10.259.922 [€]	Extraktionsrest = Futtermitt	145951,87
Luftkühler (zur Kultivierung) €/MW	50.000		4.869.406	2.129.680 [€]	FCC Produkte	35.024
Umwandlung					Auslastung	100 [%]
Anlage 1 Fluid Catalytic Cracking			6.000.000	6.000.000 [€]		
Investitionskosten total			1.048.845.166	144.104.036 [€]		
kalkulatorische Abschreibung aller Anlagen ohne Grundstück			68.848.836	9.137.690 [€/a]		

Betrieb Kultivierung						
Preis	Jahresverbrauch		Kosten / Jahr		2020	2050 [€/a]
	2020	2050	2020	2050		
Hilfsstoffe inkl. Transport						
Frischwasser	1,09 [€/m3]	1801504	741804 [m3/a]	1.963.638,88	808.565,99	
Nährstoffe - NPKS Dünger	380 [€/t]	36983	24667 [t/a]	14.053.551,78	9.373.339,50	
Abgas	0 [€/t]	4431852	2955925 [t/a]	-	-	
Kühlwasser	1,09 [€/m3]	3555	2371 [m3/a]	3.874,59	2.584,24	
Energie						
Strom	62,8 [€/MWh]	309.180	112.980 [MWh/a]	19.416.493,40	7.095.147,27	
Wärmebedarf		853.120	373.120 [MWh/a]			Wird über Luftkühler gemacht
Kühlbedarf	62,8 [€/MWh]	512	341 [MWh/a]	32.145,56	21.440,22	
Personal						
Arbeiter	36.400 [€/VZÄ/a]	9	3 [VZÄ/a]	327.600,00	109.200,00	
Techniker	45.500 [€/VZÄ/a]	6	2 [VZÄ/a]	273.000,00	91.000,00	
Verwaltung	36.400 [€/VZÄ/a]	3	1 [VZÄ/a]	109.200,00	36.400,00	
Sicherheitsdienst	27.300 [€/VZÄ/a]	6	2 [VZÄ/a]	163.800,00	54.600,00	
Instandhaltung						
(3% der Investitionssumme)				29.107.553,81	3.230.532,94	
kalkulatorische Abschreibung				64.683.452,92	7.178.962,08	Anteilsmäßige Geme
Jahreskosten Kultivierung				130.134.310,95	28.001.772,25	2020 2050
						19.707.792 2.264.287

Betrieb Ernteverfahren						
Preis	Jahresverbrauch		Kosten / Jahr		2020	2050 [€/a]
	2020	2050	2020	2050		
Hilfsstoffe						
Flokkulant	1448 [€/t]	1422	237 [t/a]	2.058.862,93	343.301,49	
Energie						
Strom	63 [€/MWh]	50.073	13.526 [MWh/a]	3.144.603,85	849.407,97	
Personal - in Kultivierung integriert						
Instandhaltung						
(3% der Investitionssumme)				990.658,41	393.629,71	
kalkulatorische Abschreibung				2.201.463,14	874.732,69	Anteilsmäßige Geme
Jahreskosten Ernteverfahren				8.395.588,34	2.461.071,87	2020 2050
						670.743 275.896

Betrieb Extraktion						
Preis	Jahresverbrauch		Kosten / Jahr		2020	2050 [€/a]
	2020	2050	2020	2050		
Hilfsstoffe						
Lösemittel Chloroform	659 [€/t]	37477	7025 [t/a]	24.697.509,49	4.629.332,06	
Lösemittel Methanol	305 [€/t]	10002	1875 [t/a]	3.050.724,33	571.831,58	
Energie						
Strom	62,8 [€/MWh]	49429	26343 [kWh/a]	3.104.154,68	1.654.338,07	
Wärmebedarf	28 [€/MWh]	131811	65857 [kWh/a]	3.690.714,70	1.844.007,41	
Personal						
Arbeiter	36.400 [€/VZÄ/a]	1,5	0,5 [VZÄ/a]	54.600,00	18.200,00	
Techniker	45.500 [€/VZÄ/a]	1,5	0,5 [VZÄ/a]	68.250,00	22.750,00	
Verwaltung	36.400 [€/VZÄ/a]	0,0	0,0 [VZÄ/a]	-	-	
Sicherheitsdienst	27.300 [€/VZÄ/a]	0,0	0,0 [VZÄ/a]	-	-	
Instandhaltung						
(3% der Investitionssumme)				703.763,76	307.797,65	
kalkulatorische Abschreibung				1.563.919,47	683.994,79	Anteilsmäßige Geme
Jahreskosten Extraktion				36.933.636,42	9.732.251,57	2020 2050
						476.496 215.736

Betrieb Anlage 1 Raffinerie						
Preis	Jahresverbrauch		Kosten / Jahr		2020	2050 [€/a]
	2020	2050	2020	2050		
Transport						
Algenöl	0,19 [€/tkm]	5.001.416,00	5.003.714,10 [tkm/a]	946.934,76	947.369,87	
Biobenzin	0,19 [€/tkm]	1.755.428,25	2.066.158,64 [tkm/a]	332.361,08	391.192,70	
LCO	0,19 [€/tkm]	778.310,36	916.079,98 [tkm/a]	147.360,09	173.444,48	
Energie						
Strom	62,8 [€/MWh]	2.400,00	2.400,00 [MWh/a]	150.720,00	150.720,00	
Wärmebedarf	28 [€/MWh]	0,00	0,00 [MWh/a]	-	-	
Personal - in bestehender Anlage integriert						
Instandhaltung						
(3% der Investitionssumme)				180.000,00	180.000,00	
kalkulatorische Abschreibung				400.000,00	400.000,00	Anteilsmäßige Geme
Jahreskosten Anlage 1				2.157.375,94	2.242.727,05	2020 2050
						121.872 126.162

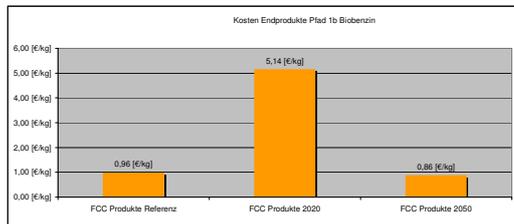
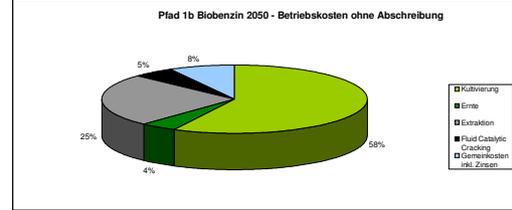
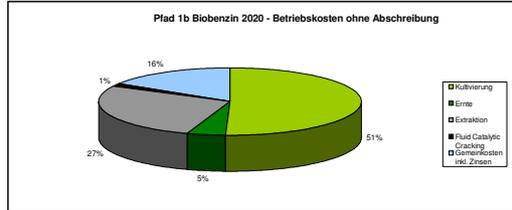
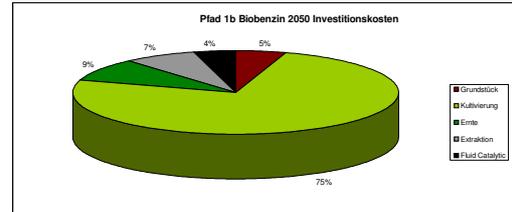
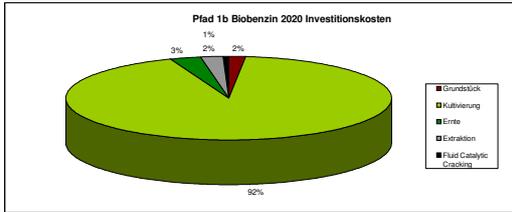
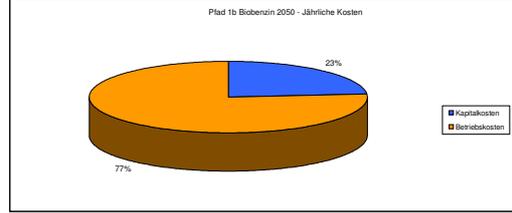
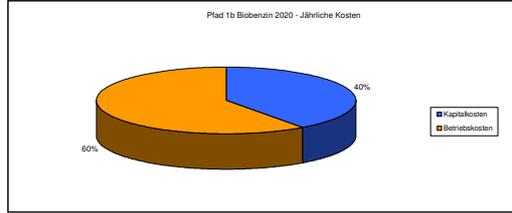
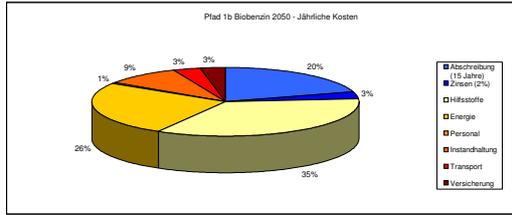
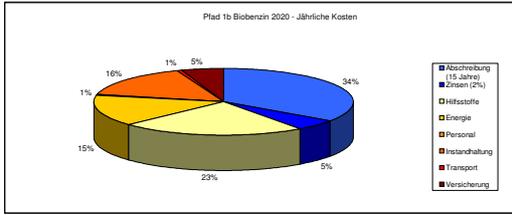
Gemeinkosten				
Preis	Jahresverbrauch		Kosten / Jahr	
	2020	2050	2020	2050 [€/a]
Versicherung				
(1% der Investitionssumme ohne Grundstück)			10.327.325,33	1.370.653,43
kalkulatorische Zinsen				
Zinssatz	2%		10.649.577,99	1.511.427,30
Jahresgemeinkosten			20976903,32	2882080,73

Jahresbetriebskosten gesamt			
	2020	2050	
Jahreskosten Kultivierung	130.134.311	28.001.772	[€/a]
Jahreskosten Ernteverfahren	8.395.588	2.461.072	[€/a]
Jahreskosten Extraktion	36.933.636	9.732.252	[€/a]
Jahreskosten Anlage 1. Raffinerie	2.157.376	2.242.727	[€/a]
Jahresgemeinkosten	20.976.903	2.882.081	[€/a]
Summe	198.597.815	45.319.903	[€/a]
Jahreserlöse gesamt			
	2020	2050	
Futtermittel	18.497.666	9.884.099	[€/a]
FCC Produkte	33.625.809	39.577.953	[€/a]
Summe	52.123.474,91	49.462.052,04	[€/a]
Gewinn = Erlös - Kosten			
	2020	2050	
	166.474.000,00	4.142.149,07	[€/a]
Kosten des Hauptproduktes (nach Abzug der Nebenprodukte)			
	2020	2050	
FCC Produkte	5.142,20	859,60	[€/t]
43 [GJ/t]	119,03	19,90	[€/GJ]
Spezifische Kosten			
	2020	2050	
Kosten nach Ernte pro kg BM trocken	0,89	0,28	[€/kg]
Kosten nach Extraktion pro kg Öl	3,93	0,86	[€/kg]
Kosten nach pro kg FCC Produkt (ohne NP)	5,67	1,10	[€/kg]
Kostenpro kg FCC Produkt (mit NP)	5,14	0,86	[€/kg]
Produzierte Energie (mit Koppelprodukten)			
	2020	2050	
	3.422.067,86	2.800.937,80	[GJ/a]
	2.567,19	4.804,35	[GJ/ha/a]
Produzierte Energie (nur energetische Produkte)			
	2020	2050	
	1.312.571,41	1.544.911,20	[GJ/a]
	984,67	2.649,93	[GJ/ha/a]

Amortisationsrechnung			
	2020	2050	
Investitionskosten			
Grundstück	16.112.633	7.038.693	[€]
Kultivierung	970.251.794	107.684.431	[€]
Ernte	33.021.947	13.120.990	[€]
Extraktion	23.458.792	10.259.922	[€]
Fluid Catalytic Cracking	6.000.000	6.000.000	[€]
Summe	1.048.845.166	144.104.036	[€]
Kosten (ohne Abschreibung)			
	1b 2020	1b 2050	
Kultivierung	65.450.858	20.822.810	[€/a]
Ernte	6.194.125	1.586.339	[€/a]
Extraktion	35.369.717	9.048.257	[€/a]
Fluid Catalytic Cracking	1.757.376	1.842.727	[€/a]
Gemeinkosten inkl. Zinsen	20.976.903	2.882.081	[€/a]
Summe	129.748.979	36.182.214	[€/a]
Erlöse			
FCC Produkte	33.625.809	39.577.953	[€/a]
Futtermittel	18.497.666	9.884.099	[€/a]
Summe	52.123.475	49.462.052	[€/a]
Cashflow (Erlöse - Kosten)	-	77.625.505	[€/a]
Amortisationsdauer	-	14	[a]

Pfad 1b Biobenzin 2020 - Jährliche Pfad 1b Biobenzin 2050 - Jährliche Kosten			
Kapitalkosten	Abschreibung	68.848.836	9.137.690
	Zinsen (2%)	10.649.578	1.511.427
Betriebskosten	Hilfsstoffe	45.828.162	15.728.955
	Energie	29.538.832	11.615.061
	Personal	996.450	332.150
	Instandhaltung	30.981.976	4.111.960
	Transport	1.426.656	1.512.007
	Versicherung	10.327.325,33	1.370.653,43
	Kapitalkosten	79.498.414	10.649.117
	Betriebskosten	119.099.401	34.670.787

Endprodukt	
FCC Produkte Referenz	0,96 [€/kg]
FCC Produkte 2020	5,14 [€/kg]
FCC Produkte 2050	0,86 [€/kg]



Algenproduktionskosten - Nutzungspfad 1b Raffinerieprozesse						
Investition			Produktionsparameter			Erlösparameter
2020			2020			
Grundstück (oder in Form von Miete bei Betriebskosten)	2685	[ha]	Nutzungsdauer	15	[Jahre]	FCC Produkte € 960,08 [€/t]
Grundstückspreis [€/ha]	10.000	[€]	Kapazitäten			
Kultivierung	1.608.487,834	[€]	Algen feucht	713563	[t/a]	Futtermittel 127 [€/t]
Ernteverfahren	55.020,064	[€]	Öl	49999,15	[t/a]	Energiegehalte: FCC Produkte 43200 [MJ/t]
Extraktion	39.086,254	[€]	Extraktionsrest = Futtermittel	145908,07	[t/a]	Futtermittel 13080 [MJ/t]
Luftkühler (zur Kultivierung) €/MW	50.000	[€]	FCC Produkte	35.024	[t/a]	
Umwandlung			Auslastung		[%]	
Anlage 1 Fluid Catalytic Cracking	€ 6.000.000,00	[€]				
Investitionskosten total	1.739.876.292,81	[€]				
kalulatorische Abschreibung aller Anlagen ohne Grundstück	114.201.997,49	[€/a]				

Betrieb Kultivierung		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr	
Preis	2020	2020	2020	2020	[€/a]
Hilfsstoffe inkl. Transport					
Frischwasser	1,09 [€/m3]	1800963	[m3/a]	1.963.049,64	
Nährstoffe - NPKS Dünger	380 [€/t]	36972	[t/a]	14.049.334,66	
Abgas	0 [€/t]	4430522	[t/a]	-	
Kühlwasser	1,09 [€/m3]	3554	[m3/a]	3.873,42	
Energie					
Strom	62,8 [€/MWh]	309.087	[MWh/a]	19.410.667,00	
Wärmebedarf		425.838	[MWh/a]		Wird über Luftkühler gemacht
Kühlbedarf	62,8 [€/MWh]	512	[MWh/a]	32.135,92	
Personal					
Arbeiter	36.400 [€/VZÄ/a]	9	[VZÄ/a]	327.600,00	
Techniker	45.500 [€/VZÄ/a]	6	[VZÄ/a]	273.000,00	
Verwaltung	36.400 [€/VZÄ/a]	3	[VZÄ/a]	109.200,00	
Sicherheitsdienst	27.300 [€/VZÄ/a]	6	[VZÄ/a]	163.800,00	
Instandhaltung					
(3% der Investitionssumme)				48.387.709,34	
kalulatorische Abschreibung				107.538.242,97	Anteilsmäßige Geme 2020
Jahreskosten Kultivierung				192.248.612,95	32.764.022

Betrieb Ernteverfahren		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr	
Preis	2020	2020	2020	2020	[€/a]
Hilfsstoffe					
Flokkulant	1448 [€/t]	1421	[t/a]	2.058.245,12	
Energie					
Strom	63 [€/MWh]	50.058	[MWh/a]	3.143.660,23	
Personal - in Kultivierung integriert					
Instandhaltung					
(3% der Investitionssumme)				1.650.601,91	
kalulatorische Abschreibung				3.668.004,23	Anteilsmäßige Geme 2020
Jahreskosten Ernteverfahren				10.520.511,49	1.117.647

Betrieb Extraktion		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr	
Preis	2020	2020	2020	2020	[€/a]
Hilfsstoffe					
Lösemittel Chloroform	659 [€/t]	37466	[t/a]	24.690.098,38	
Lösemittel Methanol	305 [€/t]	9999	[t/a]	3.049.808,89	
Energie					
Strom	62,8 [€/MWh]	49414	[kWh/a]	3.103.223,20	
Wärmebedarf	28 [€/MWh]	131772	[kWh/a]	3.689.607,20	
Personal					
Arbeiter	36.400 [€/VZÄ/a]	1,5	[VZÄ/a]	54.600,00	
Techniker	45.500 [€/VZÄ/a]	1,5	[VZÄ/a]	68.250,00	
Verwaltung	36.400 [€/VZÄ/a]	0,0	[VZÄ/a]	-	
Sicherheitsdienst	27.300 [€/VZÄ/a]	0,0	[VZÄ/a]	-	
Instandhaltung					
(3% der Investitionssumme)				1.172.587,63	
kalulatorische Abschreibung				2.605.750,29	Anteilsmäßige Geme 2020
Jahreskosten Extraktion				38.433.925,60	793.976

Betrieb Anlage 1 Raffinerie		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr	
Preis	2020	2020	2020	2020	[€/a]
Transport					
Algenöl	0,19 [€/tkm]	5.001.416,00	[tkm/a]	946.934,76	
Biobenzin	0,19 [€/tkm]	1.755.428,25	[tkm/a]	332.361,08	
LCO	0,19 [€/tkm]	778.310,36	[tkm/a]	147.360,09	
Energie					
Strom	62,8 [€/MWh]	2.400,00	[MWh/a]	150.720,00	
Wärmebedarf	28 [€/MWh]	0,00	[MWh/a]	-	
Personal - in bestehender Anlage integriert					
Instandhaltung					
(3% der Investitionssumme)				180.000,00	
kalulatorische Abschreibung				400.000,00	Anteilsmäßige Geme 2020
Jahreskosten Anlage 1				2.157.375,94	121.881

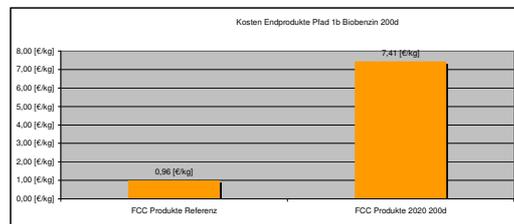
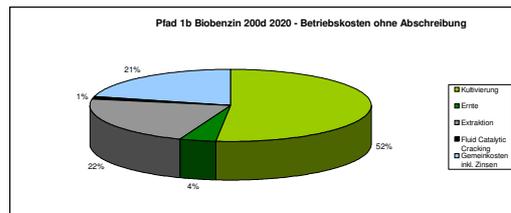
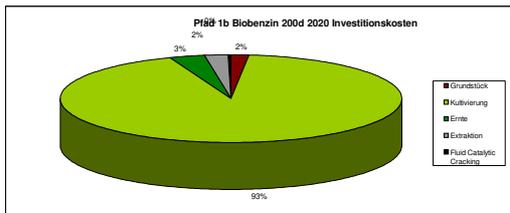
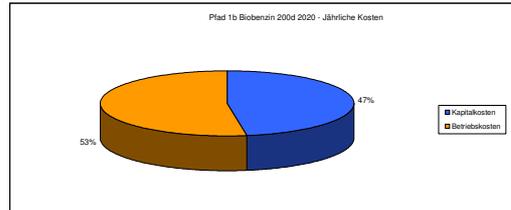
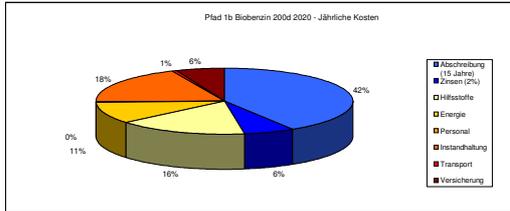
Gemeinkosten		Kosten / Jahr	
Preis	2020	2020	[€/a]
Versicherung			
(1% der Investitionssumme ohne Grundstück)			17.130.299,62
kalulatorische Zinsen			
Zinssatz	2%		17.667.226,23
Jahresgemeinkosten			34797525,86

Jahresbetriebskosten gesamt		
	2020	2050
Jahreskosten Kultivierung	192.248.613	[€/a]
Jahreskosten Ernteverfahren	10.520.511	[€/a]
Jahreskosten Extraktion	38.423.926	[€/a]
Jahreskosten Anlage 1 Fluid Catalytic Cracking	2.157.376	[€/a]
Jahresgemeinkosten	34.797.526	[€/a]
Summe	278.157.952	[€/a]
Jahreserlöse gesamt		
	2.020	
Futtermittel	18.492.115	[€/a]
FCC Produkte	33.625.809	[€/a]
Summe	52.117.924,22	[€/a]
Gewinn = Erlös - Kosten		
	2020	
	226.040.027,22	[€/a]
Kosten des Hauptproduktes (nach Abzug der Nebenprodukte)		
	2020	
FCC Produkte	7.413,95	[€/t]
43 [GJ/t]	171,62	[€/GJ]
Spezifische Kosten		
	2020	
Kosten nach Ernte pro kg BM trocken	1,33	[€/kg]
Kosten nach Extraktion pro kg Öl	5,52	[€/kg]
Kosten nach pro kg FCC Produkt (ohne NP)	7,94	[€/kg]
Kostenpro kg FCC Produkt (mit NP)	7,41	[€/kg]
Produzierte Energie (mit Koppelprodukten)	3.421.495,11	[GJ/a]
	1.540,52	[GJ/ha/a]
Produzierte Energie (nur energetische Produkte)	1.312.571,41	[GJ/a]
	590,98	[GJ/ha/a]

Amortisationsrechnung		
	2020	2050
Investitionskosten		
Grundstück	26.846.330	[€]
Kultivierung	1.612.923.645	[€]
Ernte	55.020.064	[€]
Extraktion	39.086.254	[€]
Fluid Catalytic Cracking	6.000.000	[€]
Summe	1.739.876.293	[€]
Kosten (ohne Abschreibung)		
	1b 200d 2020	
Kultivierung	84.720.370	[€/a]
Ernte	6.852.507	[€/a]
Extraktion	35.328.175	[€/a]
Fluid Catalytic Cracking	1.757.376	[€/a]
Gemeinkosten inkl. Zinsen	34.797.526	[€/a]
Summe	163.955.954	[€/a]
Erlöse		
FCC Produkte	33.625.809	[€/a]
Futtermittel	18.492.115	[€/a]
Summe	52.117.924	[€/a]
Cashflow (Erlöse - Kosten)	- 111.838.030	[€/a]
Amortisationsdauer	- 16	[a]

Pfad 1b Biobenzin 200d 2020 - Jährliche Kosten	
Kapitalkosten	Abschreibung 114.201.997
	Zinsen (2%) 17.667.226
Betriebskosten	Hilfsstoffe 45.814.410
	Energie 29.530.014
	Personal 996.450
	Instandhaltung 51.390.899
	Transport 1.426.656
	Versicherung 17.130.299,62
	Kapitalkosten 131.869.224
	Betriebskosten 146.288.728

Endprodukt	
FCC Produkte Referenz	0,96 [€/kg]
FCC Produkte 2020 200d	7,41 [€/kg]



Algenproduktionskosten - Nutzungspfad 2 Alkoholferrmentation					
Investition		2050	Produktionsparameter	2050	Erlösparameter
Grundstück (oder in Form von Miete bei Betriebskosten)		1.226,58 [ha]	Nutzungsdauer	15 [Jahre]	Bioethanol 822 €/t
Grundstückspreis [€/ha]	10.000	12.265,773 [€]	Kapazitäten		Kohlendioxid 120 €/t
Kultivierung		181.416,570 [€]	Algen feucht	679812 [t/Jahr]	Okostrom 130 €/MWh
Ernteverfahren		22.550,999 [€]	Algen trocken	226604 [t/Jahr]	Wärme 35 €/MWh
Trocknung		5.010,000 [€]	Bioethanol	50,476 [t/Jahr]	Dünger 0 €/t
Luftkühler (zur Kultivierung) €/MW	50.000	3.660,274 [€]	Schlempe	792,243 [t/Jahr]	Energiegehalte:
Umwandlung			Kohlendioxid	50,476 [t/Jahr]	Bioethanol 29664 MJ/t
Anlage 1 Alkoholferrmentation		32.304,688 [€]	Biogas	63.363,594 [m3/Jahr]	Kohlendioxid 0 [MJ/t]
Anlage 2 Biogasferrmentation		22.790,552 [€]	Gärrest	260,933 [t/Jahr]	Gärrest 0 [MJ/t]
Anlage 3 Stromgenerator		20.279,122 [€]	Strom	162,233 [MWh/Jahr]	Strom 3600 MJ/MWh
			Wärme	168,864 [MWh/Jahr]	Wärme 3600 MJ/MWh
			Auslastung	100 [%]	
Investitionskosten total		300.277,978 [€]			
kalkulatorische Abschreibung aller Anlagen ohne Grundstück		19.200,814 [€/Jahr]			

Betrieb Kultivierung		Jahresverbrauch	Kosten / Jahr	
Preis	2050	2050	[€/a]	
Hilfsstoffe inkl. Transport				
Frischwasser	1,09 [€/m3]	1274935 [m3/a]	-	1.389.679,46
Nährstoffe - NPKS Dünger	380 [€/t]	42395 [t/a]	-	16.109.924,83
Abgas	0 [€/t]	5080339 [t/a]	-	-
Kühlwasser	1,09 [€/m3]	4075 [m3/a]	-	4.441,53
Energie				
Strom	62,8 [€/MWh]	194.178 [MWh/a]	-	12.194.404,06
Wärmebedarf	62,8 [€/MWh]	641.280 [MWh/a]	-	40.284.160,00
Kühlbedarf	62,8 [€/MWh]	587 [MWh/a]	-	36.849,23
wird über Luftkühler gemacht				
Personal				
Arbeiter	36.400 [€/VZÄ/a]	6 [VZÄ/a]	-	218.400,00
Techniker	45.500 [€/VZÄ/a]	4 [VZÄ/a]	-	182.000,00
Verwaltung	36.400 [€/VZÄ/a]	2 [VZÄ/a]	-	72.800,00
Sicherheitsdienst	27.300 [€/VZÄ/a]	4 [VZÄ/a]	-	109.200,00
Instandhaltung				
(3% der Investitionssumme)			-	5.552.305,32
kalkulatorische Abschreibung			-	12.338.456,28
Jahreskosten Kultivierung			-	48.208.460,71

Anteilmäßige Gemeinkosten 2050
3.859.177

Betrieb Ernteverfahren		Jahresverbrauch	Kosten / Jahr	
Preis	2050	2050	[€/a]	
Hilfsstoffe				
Flokkulant	1448 [€/t]	407 [t/a]	-	590.031,04
Energie				
Strom	63 [€/MWh]	23.246 [MWh/a]	-	1.459.874,42
Personal - bei Kultivierung dabei				
Instandhaltung				
(3% der Investitionssumme)			-	676.529,97
kalkulatorische Abschreibung			-	1.503.399,92
Jahreskosten Ernteverfahren			-	4.229.835,35

Anteilmäßige Gemeinkosten 2050
470.228

Betrieb Trocknung		Jahresverbrauch	Kosten / Jahr	
Preis	2020	2050	2020	2050 [€/a]
Energie				
Strom	62,8 [€/MWh]	81496 [kWh/a]	-	5.117.948,80
Wärmebedarf	28 [€/MWh]	323477 [kWh/a]	-	9.057.368,10
Personal				
Arbeiter	36.400 [€/VZÄ/a]	1,0 [VZÄ/a]	-	36.400,00
Techniker	45.500 [€/VZÄ/a]	1,0 [VZÄ/a]	-	45.500,00
Verwaltung	36.400 [€/VZÄ/a]	0,0 [VZÄ/a]	-	-
Sicherheitsdienst	27.300 [€/VZÄ/a]	0,0 [VZÄ/a]	-	-
Instandhaltung				
(3% der Investitionssumme)			-	150.300,00
kalkulatorische Abschreibung			-	334.000,00
Jahreskosten Trocknung			-	14.741.516,90

Anteilmäßige Gemeinkosten 2050
104.467

Anlage 1 Bioethanolferrmentation		Jahresverbrauch	Kosten / Jahr	
Preis	2020	2050	2020	2050 [€/a]
Hilfsstoffe				
Frischwasser	1,09 [€/t]	217.653 [t/a]	-	237.242,09
Prozesswasser	0,15 [€/t]	448.938 [t/a]	-	67.340,65
Hefe	5 [€/t]	400 [t/a]	-	2.000,00
N-Quelle	300 [€/t]	50 [t/a]	-	15.000,00
Enzym-Lsgen.	1000 [€/t]	25 [t/a]	-	25.000,00
Transport				
Getrocknete Biomasse	0,0594 [€/tkm]	22660416 [tkm/a]	-	1.346.028,68
Bioethanol	0,18933333 [€/tkm]	5047607,565 [tkm/a]	-	955.680,37
Energie				
Strom	62,8 [€/MWh]	7.672,36 [MWh/a]	-	481.824,43
Wärmebedarf	28 [€/MWh]	153.447 [MWh/a]	-	4.296.523,56
Personal				
Arbeiter	36.400 [€/VZÄ/a]	4 [VZÄ/a]	-	145.600,00
Techniker	45.500 [€/VZÄ/a]	3 [VZÄ/a]	-	136.500,00
Verwaltung	36.400 [€/VZÄ/a]	2 [VZÄ/a]	-	72.800,00
Sicherheitsdienst	27.300 [€/VZÄ/a]	2 [VZÄ/a]	-	54.600,00
Instandhaltung				
(3% der Investitionssumme)			-	969.140,65
kalkulatorische Abschreibung			-	2.153.645,89
Jahreskosten Anlage 1			-	10.958.926,33

Anteilmäßige Gemeinkosten 2050
673.609

Betrieb Anlage 2 Methanferrmentation		Jahresverbrauch	Kosten / Jahr	
Preis	2020	2050	2020	2050 [€/a]
Energie				
Strom	62,8 [€/MWh]	8.735,62 [MWh/a]	-	548.597,06
Wärmebedarf	28,0 [€/MWh]	15.807 [MWh/a]	-	442.604,84
Personal				
Arbeiter	36.400 [€/VZÄ/a]	1 [VZÄ/a]	-	36.400,00
Techniker	45.500 [€/VZÄ/a]	1 [VZÄ/a]	-	45.500,00
Verwaltung	36.400 [€/VZÄ/a]	1 [VZÄ/a]	-	36.400,00
Sicherheitsdienst	27.300 [€/VZÄ/a]	1 [VZÄ/a]	-	27.300,00
Instandhaltung				
(3% der Investitionssumme)			-	683.716,55
kalkulatorische Abschreibung			-	1.519.370,12
Jahreskosten Anlage 2			-	3.339.888,57

Anteilmäßige Gemeinkosten 2050
475.223

Betrieb Anlage 3 Stromgenerator		Jahresverbrauch	Kosten / Jahr	
Preis	2020	2050	2020	2050 [€/a]
Personal				
Arbeiter	36.400 [€/VZÄ/a]	0,05 [VZÄ/a]	-	1.820,00
Techniker	45.500 [€/VZÄ/a]	0,05 [VZÄ/a]	-	2.275,00
Instandhaltung				
(3% der Investitionssumme)			-	608.373,67
kalkulatorische Abschreibung			-	1.351.941,49
Jahreskosten Anlage 3			-	1.964.410,16

Anteilmäßige Gemeinkosten 2050
422.855

Gemeinkosten		Jahresverbrauch	Kosten / Jahr	
Preis	2020	2050	2020	2050 [€/a]
Versicherung				
(1% der Investitionssumme ohne Grundstück)			-	2.880.122,06
kalkulatorische Zinsen				
Zinssatz	2%		-	3.125.437,51
Jahresgemeinkosten			-	6005559,566

Jahresbetriebskosten gesamt	
2050	
Jahreskosten Kultivierung	48.208.460,71 [€]
Jahreskosten Ernteverfahren	4.229.835,35 [€]
Jahreskosten Trocknung	14.741.516,90 [€]
Jahreskosten Anlage 1 Alkoholferrmentation	10.958.926,33 [€]
Jahreskosten Anlage 2 Biogasfermentation	3.339.808,57 [€]
Jahreskosten Anlage 3 Stromgenerator	1.964.410,16 [€]
Jahresgemeinkosten	6.005.559,57 [€]
Summe	89.448.999,59 [€]

Jahreserlöse gesamt	
2050	
Bioethanol	41.491.334,18 [€]
Kohlendioxid	6.057.129,08 [€]
Ökostrom	21.090.287,24 [€]
Wärme	5.910.239,26 [€]
Dünger	- [€]
Summe	74.548.990,76 [€]

Gewinn = Erlös - Kosten	
2050	
	14.992.001,17 [€/a]

Kosten des Hauptproduktes (nach Abzug der Nebenprodukte)	
2050	
Bioethanol	1.117,18 [€/t]
30 [GJ/t]	37,66 [€/GJ]

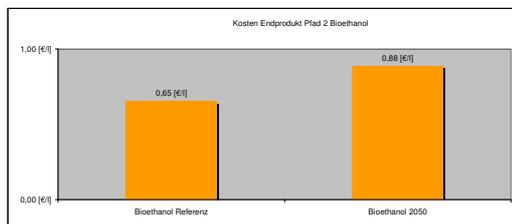
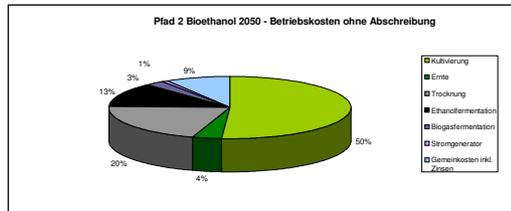
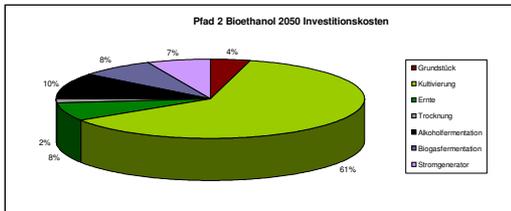
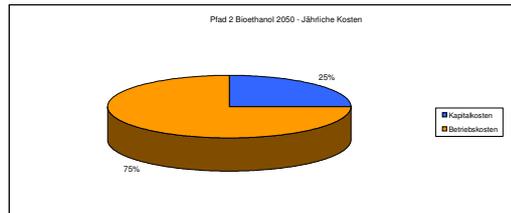
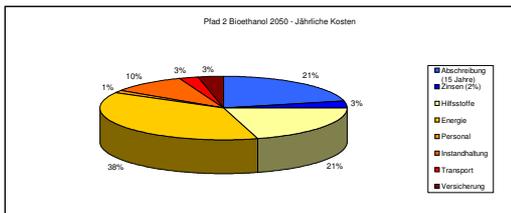
Spezifische Kosten	
2050	
Kosten nach Ernte pro kg BM trocken	0,28 [€/kg]
Kosten nach Trocknung pro kg BM trocken	0,35 [€/kg]
Kosten nach Bioethanolanlage pro kg Ethanol (ohne NP)	1,65 [€/kg]
Kosten nach gesamter Umwandlung pro kg Ethanol (mit NP)	1,12 [€/kg]

Produzierte Energie (mit Koppelprodukten)	2.689.271,36 [GJ/a]
Produzierte Energie (nur energetische Produkte)	2.683,90 [GJ/ha/a]

Amortisationsrechnung	
2050	
Investitionskosten	
Grundstück	12.265.773 [€]
Kultivierung	185.076.844 [€]
Ernte	22.550.999 [€]
Trocknung	5.010.000 [€]
Alkoholferrmentation	32.304.688 [€]
Biogasfermentation	22.790.552 [€]
Stromgenerator	20.279.122 [€]
Summe	300.277.978 [€]
Kosten (ohne Abschreibung) 2 2050	
Kultivierung	35.870.004 [€/a]
Ernte	2.726.435 [€/a]
Trocknung	14.407.517 [€/a]
Ethanolfermentation	8.805.280 [€/a]
Biogasfermentation	1.820.518 [€/a]
Stromgenerator	612.469 [€/a]
Gemeinkosten inkl. Zinsen	6.005.560 [€/a]
Summe	70.247.784 [€/a]
Erlöse	
Bioethanol	41.491.334,18 [€/a]
Kohlendioxid	6.057.129,08 [€/a]
Ökostrom	21.090.287,24 [€/a]
Wärme	5.910.239,26 [€/a]
Dünger	- [€/a]
Summe	74.548.990 [€/a]
Cashflow (Erlöse - Kosten)	4.301.206 [€/a]
Amortisationsdauer	70 [a]

Endprodukt Bioethanol Referenz	0,65 [€/l]
Bioethanol 2050	0,88 [€/l]

Pfad 2 Bioethanol 2050 - Jährliche Kosten	
Kapitalkosten	Abschreibung 19.200.814
	Zinsen (2%) 3.125.438
Betriebskosten	Hilfsstoffe 18.440.660
	Energie 33.635.994
	Personal 1.223.495
	Instandhaltung 8.640.366
	Transport 2.301.709
	Versicherung 2.880.122,06
Kapitalkosten	22.326.251
Betriebskosten	67.122.346



Algenproduktionskosten - Nutzungspfad 3a Methanfermentation						
Investition		2020	2050	Produktionsparam		Eriösparameter
		150	397 [ha]			
Grundstück (oder in Form von Miete bei Betriebskosten)		1.496.589	3.969.530 [€]	Nutzungsdauer	15	15 [Jahre]
Grundstückspreis [€/ha]	10.000			Kapazitäten		Biomethan 0,679 [€/m3]
Kultivierung		90.527.231	59.385.863 [€]	Algen feucht	334667	890134 [t/Jahr]
Ernteverfahren		1.396.582	3.664.630 [€]	Biogas	9.891.259	40.214.262 [m3/Jahr]
Luftkühler (zur Kultivierung) €/MW	50.000	456.621	1.198.174 [€]	Gärrest	321.808	837.855 [t/Jahr]
				Biomethan	6.425.524	26.123.843 [m3/Jahr]
Umwandlung						Dünger 0 [€/t]
Anlage 1 Biogasfermentation		18.337.900	48.774.449 [€]			Energiegehalte:
Anlage 2 Methanupgrading		2.928.225	3.881.833 [€]			Gärrest 0 [MJ/t]
						Biomethan 34,92 [MJ/m3]
Investitionskosten total		115.143.147	120.874.478 [€]	Auslastung		100 [%]
kalkulatorische Abschreibung aller Anlagen ohne Grundstück		7.576.437	7.793.663 [€/Jahr]			

Betrieb Kultivierung		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr		
Preis	2020	2050	2020	2050 [€/a]		
Hilfsstoffe inkl. Transport						
Frischwasser	1,09 [€/m3]	436.653	247.035 [m3/a]	475.951,88	269.268,66	
Nährstoffe - NPKS Dünger	380 [€/t]	3.481	597 [t/a]	1.322.952,33	226.929,02	
Abgas	0 [€/t]	415.590	1.663.025 [t/a]	-	-	
Kühlwasser	1,09 [€/m3]	333	1.334 [m3/a]	363,33	1.453,91	
Energie						
Strom	62,8 [€/MWh]	28.993	63.563 [MWh/a]	1.820.751,44	3.991.780,97	
Wärmebedarf	[€/MWh]	80.000	209.920 [MWh/a]	-	-	wird über Luftkühler bereitgestellt
Kühlbedarf	62,8 [€/MWh]	48	192 [MWh/a]	3.014,40	12.062,42	
Personal						
Arbeiter	36.400 [€/VZÄ/a]	2,0	2,0 [VZÄ/a]	72.800,00	72.800,00	
Techniker	45.500 [€/VZÄ/a]	1,0	1,0 [VZÄ/a]	45.500,00	45.500,00	
Verwaltung	36.400 [€/VZÄ/a]	0,5	1,0 [VZÄ/a]	18.200,00	36.400,00	
Sicherheitsdienst	27.300 [€/VZÄ/a]	1,0	1,0 [VZÄ/a]	27.300,00	27.300,00	
Instandhaltung						
(3% der Investitionssumme)				2.729.515,55	1.817.521,10	
kalkulatorische Abschreibung				6.065.590,11	4.038.935,79	Anteilsmäßige Geme
Jahreskosten Kultivierung				12.581.939,04	10.539.951,88	2020 1.843.640
						2050 1.252.824

Betrieb Ernteverfahren		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr		
Preis	2020	2050	2020	2050 [€/a]		
Hilfsstoffe						
Flokkulant	1448 [€/t]	133	133 [t/a]	193.066,67	193.143,89	
Energie						
Strom	62,8 [€/MWh]	2.001	4.005 [MWh/a]	125.692,94	251.486,44	
Personal - ist in Kultivierung integriert						
				-	-	
				-	-	
				-	-	
				-	-	
Instandhaltung						
(3% der Investitionssumme)				41.897,45	109.938,91	
kalkulatorische Abschreibung				93.105,45	244.308,69	Anteilsmäßige Geme
Jahreskosten Ernteverfahren				453.762,51	798.877,94	2020 28.299
						2050 75.781

Betrieb Anlage 1 Methanfermentation		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr		
Preis	2020	2050	2020	2050 [€/a]		
Energie						
Strom	62,8 [€/MWh]	1.322	5.374 [MWh/a]	83.002,74	337.458,96	
Wärmebedarf	28 [€/MWh]	2.392	9.724 [MWh/a]	66.966,12	272.259,88	
Personal						
Arbeiter	36.400 [€/VZÄ/a]	1	1 [VZÄ/a]	36.400,00	36.400,00	
Techniker	45.500 [€/VZÄ/a]	2	2 [VZÄ/a]	68.250,00	68.250,00	
Verwaltung	36.400 [€/VZÄ/a]	1	1 [VZÄ/a]	36.400,00	36.400,00	
Sicherheitsdienst	27.300 [€/VZÄ/a]	1	1 [VZÄ/a]	27.300,00	27.300,00	
Instandhaltung						
(3% der Investitionssumme)				550.136,99	1.463.233,46	
kalkulatorische Abschreibung				1.222.526,64	3.251.629,91	Anteilsmäßige Geme
Jahreskosten Anlage 2				2.090.982,49	5.492.932,22	2020 371.588
						2050 1.008.612

Betrieb Anlage 2 Upgrading		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr		
Preis	2020	2050	2020	2050 [€/a]		
Energie						
Strom	62,8 [€/MWh]	3.336	10.235 [MWh/a]	209.483,11	642.778,9728	
Wärmebedarf	28 [€/MWh]	0	0 [MWh/a]	-	0	
Personal						
Arbeiter	36.400 [€/VZÄ/a]	0,5	0,5 [VZÄ/a]	18.200,00	18.200,00	
Techniker	45.500 [€/VZÄ/a]		[VZÄ/a]	-	0	
Instandhaltung						
(3% der Investitionssumme)				87.846,76	116.455	
kalkulatorische Abschreibung				195.215,02	258.798,844	Anteilsmäßige Geme
Jahreskosten Anlage 2				510.744,8984	1036.222,797	2020 59.336
						2050 80.273

Gemeinkosten		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr		
Preis	2020	2050	2020	2050 [€/a]		
Versicherung						
(1% der Investitionssumme ohne Grundstück)				1.136.465,58	1.169.049,49	
kalkulatorische Zinsen						
Zinssatz	2%			1.166.397,36	1.248.440,08	
Jahresgemeinkosten				2.302.862,95	2.417.489,567	

Jahresbetriebskosten gesamt		
	2020	2050
Jahreskosten Kultivierung	12.581.939	10.539.952 [€]
Jahreskosten Ernteverfahren	453.763	798.878 [€]
Jahreskosten Anlage 1 Biogasfermentation	2.090.982	5.492.932 [€]
Jahreskosten Anlage 2 Methanupgrading	510.745	1.036.223 [€]
Jahresgemeinkosten	2.302.863	2.417.490 [€]
Summe	17.940.292	20.285.474 [€]

Jahreserlöse gesamt		
	2020	2050
Dünger	-	[€]
Biomethan	4.362.931	17.738.090 [€]
Summe	4.362.931	17.738.090 [€]

	2020	2050
Gewinn = Erlös - Kosten	13.577.361	7.442.616 [€/a]

Kosten des Hauptproduktes (nach Abzug der Nebenprodukte)		
	2020	2050
Biomethan	2,79	0,78 [€/m³]
0,03 [GJ/m³]	79,96	22,24 [€/GJ]

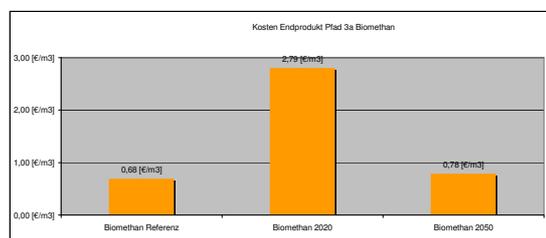
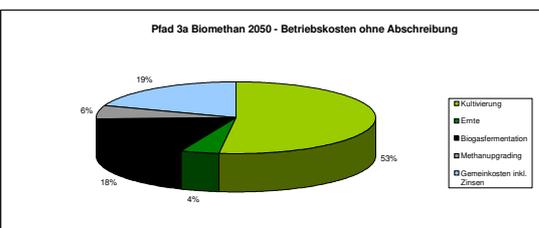
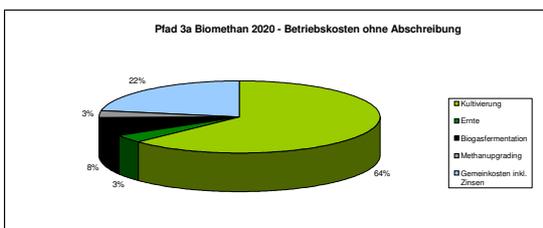
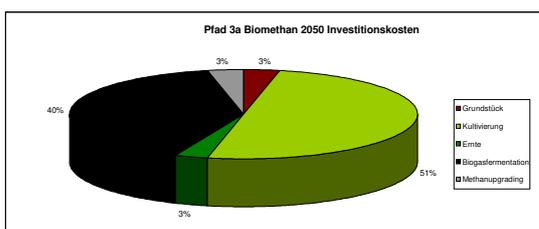
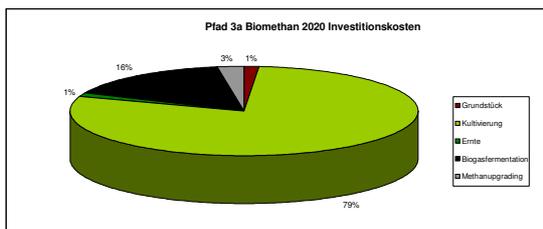
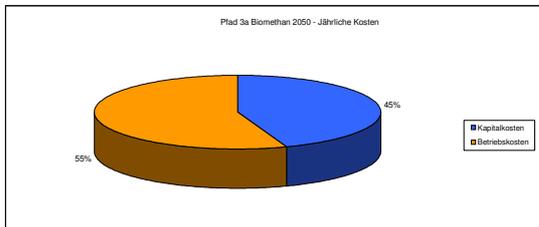
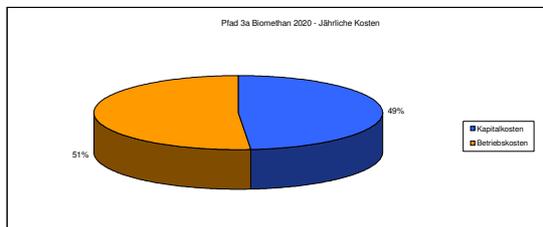
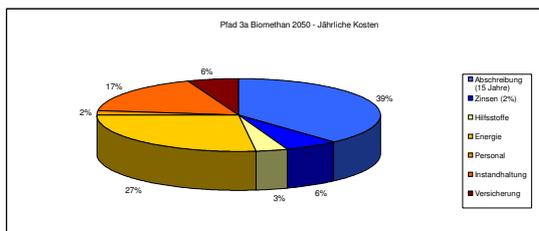
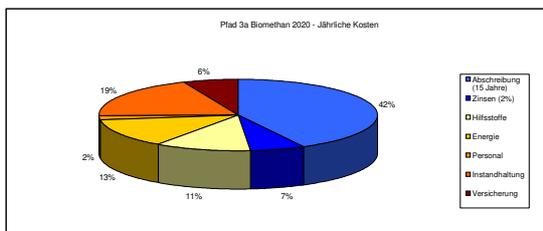
Spezifische Kosten		
	2020	2050
Kosten nach Ernte pro kg BM trocken	0,89	0,19 [€/kg]
Kosten nach Biogasproduktion pro m³ Bioga	1,76	0,48 [€/m³]
Kosten nach Upgrading pro m³ Biomethan	2,79	0,78 [€/m³]

Produzierte Energie (mit Koppelprodukten)	224.379,30	912.244,61 [GJ/a]
	1.795,03	2.781,23 [GJ/ha/a]
Produzierte Energie (nur energetische Prod.	224.379,30	912.244,61 [GJ/a]
	1.795,03	2.781,23 [GJ/ha/a]

Amortisationsrechnung		
	2020	2050
Investitionskosten		
Grundstück	1.496.589	3.969.530 [€]
Kultivierung	90.983.852	60.584.037 [€]
Ernte	1.396.582	3.664.630 [€]
Biogasfermentation	18.337.900	48.774.449 [€]
Methanupgrading	2.928.225	3.881.833 [€]
Summe	115.143.147	120.874.478 [€]
Kosten (ohne Abschreibung)		
	3a 2020	3a 2050
Kultivierung	6.516.349	6.501.016 [€/a]
Ernte	360.057	554.569 [€/a]
Biogasfermentation	868.456	2.241.302 [€/a]
Methanupgrading	315.530	777.434 [€/a]
Gemeinkosten inkl. Zinsen	2.302.863	2.417.490 [€/a]
Summe	10.363.855	12.491.811 [€/a]
Erlöse		
Dünger	-	[€/a]
Biomethan	4.362.931	17.738.090 [€/a]
Summe	4.362.931	17.738.090 [€/a]
Cashflow (Erlöse - Kosten)	-	6.000.924
Amortisationsdauer	-	19
		23 [a]

Endprodukt	
Biomethan Referenz	0,68 [€/m³]
Biomethan 2020	2,79 [€/m³]
Biomethan 2050	0,78 [€/m³]

Pfad 3a Biometl Pfad 3a Biomethan 2050 - Jährliche Kosten			
Kapitalkosten	Abschreibung	7.576.437	7.793.663
	Zinsen (2%)	1.166.397	1.248.440
Betriebskosten	Hilfsstoffe	1.992.334	690.795
	Energie	2.308.911	5.507.828
	Personal	350.350	368.550
	Instandhaltung	3.409.397	3.507.148
	Versicherung	1.136.465,58	#####
Kapitalkosten		8.742.835	9.042.103
Betriebskosten		9.197.457	11.243.371



Algenproduktionskosten - Nutzungspfad 3b Carbonisator						
Investition			Produktionsparam		Erlösparameter	
	2020	2050	2020	2050		
Grundstück (oder in Form von Miete bei Betriebskosten)	606	397 [ha]				
Grundstückspreis [€/ha]	10.000	3.972.513 [€]	Nutzungsdauer	15	15 [Jahre]	BioChar 281 [€/t]
Kultivierung	362.108.923	59.385.863 [€]	Kapazitäten			Wärme 35 [€/MWh]
Ernteverfahren	12.386.327	7.381.964 [€]	Algen feucht	267.733	222.533 [t/Jahr]	
Luftkühler (zur Kultivierung) €/MW	50.000	1.198.174 [€]	Biochar	42.000	46.218 [t/Jahr]	
			Hot Water	7.006	5.435 [MWh/a]	
Umwandlung						Energiegehalte:
Anlage 1 Hydrothermale Karbonisierung	20.000.000	20.000.000 [€]				Wärme 3600 [MJ/MWh]
			Auslastung		100 [%]	HTC-Kohle 24000 MJ/t
Investitionskosten total	402.377.761	91.938.513 [€]				
kalkulatorische Abschreibung aller Anlagen ohne Grundstück	26.421.449	5.864.400 [€/Jahr]				

Betrieb Kultivierung		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr		
Preis	2020	2050	2020	2050 [€/a]		
Hilfsstoffe inkl. Transport						
Frischwasser	1,09 [€/m³]	675.733	417.344 [m³/a]	736.548,72	454.905,05	
Nährstoffe - NPKS Dünger	380 [€/t]	13.872	13.878 [t/a]	5.271.399,77	5.273.508,33	
Abgas	0 [€/t]	1.662.360	1.663.025 [t/a]	-	-	
Kühlwasser	1,09 [€/m³]	1.333	1.334 [m³/a]	1.453,33	1.453,91	
Energie						
Strom	62,8 [€/MWh]	115.971	63.563 [MWh/a]	7.283.005,78	3.991.780,97	
Wärmebedarf	[€/MWh]	320.000	209.920 [MWh/a]	-	-	wird über Luftkühler bereitgestellt
Kühlbedarf	62,8 [€/MWh]	192	192 [MWh/a]	12.057,60	12.062,42	
Personal						
Arbeiter	36.400 [€/VZA/a]	3	2 [VZA/a]	109.200,00	72.800,00	
Techniker	45.500 [€/VZA/a]	2	1 [VZA/a]	91.000,00	45.500,00	
Verwaltung	36.400 [€/VZA/a]	1	1 [VZA/a]	36.400,00	36.400,00	
Sicherheitsdienst	27.300 [€/VZA/a]	2	1 [VZA/a]	54.600,00	27.300,00	
Instandhaltung						
(3% der Investitionssumme)				10.918.062,20	1.817.521,10	
Kalkulatorische Abschreibung				24.262.360,43	4.038.935,79	
Jahreskosten Kultivierung				48.776.087,83	15.772.167,58	Anteilsmäßige Geme 2020 2050 7.389.931 1.266.400

Betrieb Ernteverfahren		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr		
Preis	2020	2050	2020	2050 [€/a]		
Hilfsstoffe						
Flokkulant	1448 [€/t]	533	133 [t/a]	772.266,67	193.143,89	
Energie						
Strom	62,8 [€/MWh]	18.782	7.610 [MWh/a]	1.179.521,32	477.883,04	
Personal - ist in Kultivierung integriert						
Instandhaltung						
(3% der Investitionssumme)				371.589,80	221.458,91	
Kalkulatorische Abschreibung				825.755,12	492.130,91	Anteilsmäßige Geme 2020 2050 251.512 154.307
Jahreskosten Ernteverfahren				3.149.132,91	1.384.616,76	

Betrieb Anlage 1 Carbonisation		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr		
Preis	2020	2050	2020	2050 [€/a]		
Transport						
Biochar	0,06 [€/tkm]	4.200.000,00	4.621.848,00 [tkm/a]	249.480,00	274.537,77	
Energie						
Strom	62,8 [€/MWh]		[MWh/a]	-	-	
Wärmebedarf	28,0 [€/MWh]	139.194	153.175 [MWh/a]	3.897.444,44	4.288.903,76	
Personal						
Arbeiter	36.400 [€/VZA/a]	4,00	4,00 [VZA/a]	145.600,00	145.600,00	
Techniker	45.500 [€/VZA/a]		[VZA/a]	-	-	
Verwaltung	36.400 [€/VZA/a]		[VZA/a]	-	-	
Sicherheitsdienst	27.300 [€/VZA/a]		[VZA/a]	-	-	
Instandhaltung						
(3% der Investitionssumme)				600.000,00	600.000,00	
Kalkulatorische Abschreibung				1.333.333,33	1.333.333,33	
Jahreskosten Anlage 1				6225857,778	6642374,869	Anteilsmäßige Geme 2020 2050 406.112 418.064

Gemeinkosten		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr		
Preis	2020	2050	2020	2050 [€/a]		
Versicherung						
(1% der Investitionssumme ohne Grundstück)				3.963.217	879.660	
Kalkulatorische Zinsen						
Zinssatz	2%			4.084.338	959.110	
Jahresgemeinkosten				8.047.555	1.838.770	

Jahresbetriebskosten gesamt		
	2020	2050
Jahreskosten Kultivierung	48.776.088	15.772.168 [€]
Jahreskosten Ernteverfahren	3.149.133	1.384.617 [€]
Jahreskosten Anlage Hydrothermale Karbon	6.225.858	6.642.375 [€]
Jahresgemeinkosten	8.047.555	1.838.770 [€]
Summe	66.198.634	25.637.929 [€]

Jahreserlöse gesamt		
	2020	2050
HTC-Kohle	11.814.412	13.001.052 [€]
Wärme	245.215	190.228 [€]
Summe	12.059.628	13.191.280 [€]

	2020	2050
Gewinn = Erlös - Kosten	54.192.046	12.463.489 [€/a]

Kosten des Hauptproduktes (nach Abzug der Nebenprodukte)		
	2020	2050
HTC-Kohle	1.570,32	550,60 [€/t]
	65,43	22,94 [€/GJ]

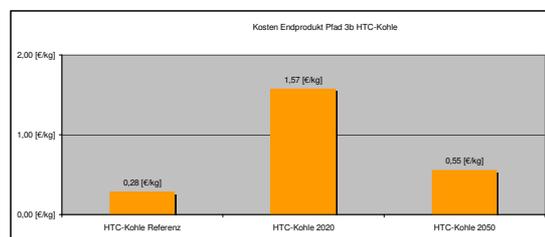
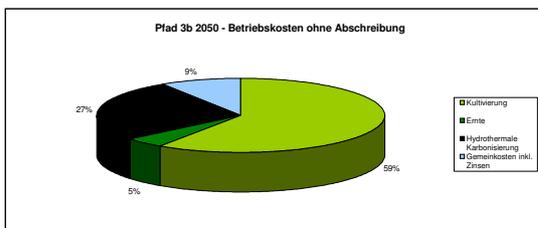
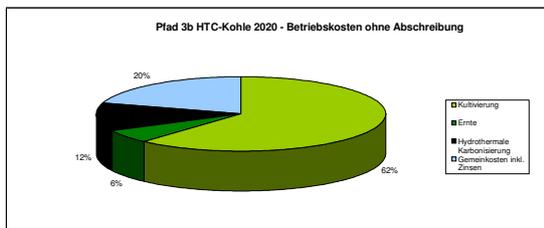
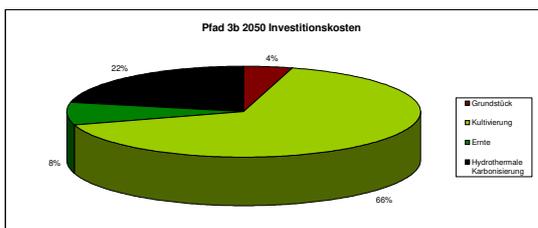
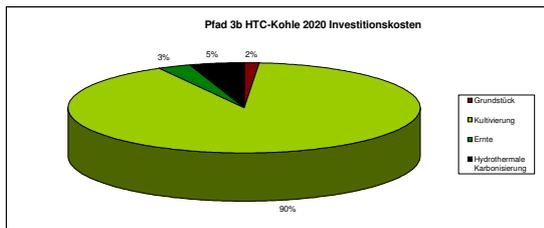
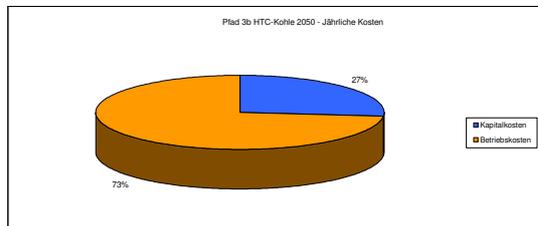
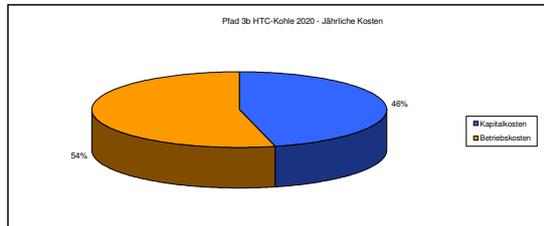
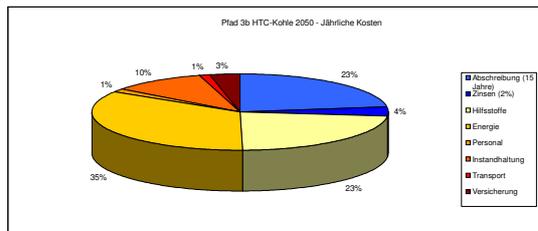
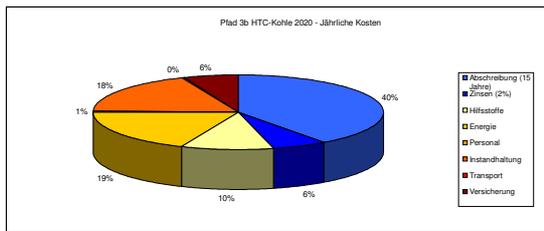
Spezifische Kosten		
	2020	2050
Kosten nach Ernte pro kg BM trocken	0,89	0,28 [€/kg]
Kosten nach Carbonisation pro kg biochar (c)	1,58	0,55 [€/kg]
Kosten nach Carbonisation pro kg biochar (n)	1,57	0,55 [€/kg]

	2020	2050
Produzierte Energie (mit Koppelprodukten)	1.029.447,18	1.124.655,76 [GJ/a]
	2.058,89	3.428,83 [GJ/ha/a]
Produzierte Energie (nur energetische Prod.)	1.029.447,18	1.124.655,76 [GJ/a]
	2.058,89	3.428,83 [GJ/ha/a]

Pfad 3b HTC-Kol Pfad 3b HTC-Kohle 2050 - Jährliche Kosten		
Kapitalkosten	26.421.449	5.864.400
Zinsen (2%)	4.084.338	959.110
Betriebskosten	6.781.668	5.923.011
Energie	12.372.029	8.770.630
Personal	436.800	327.600
Instandhaltung	11.889.652	2.638.980
Transport	249.480,00	274.537,77
Versicherung	3.963.217,33	879.660,00
Kapitalkosten	30.505.787	6.823.510
Betriebskosten	35.692.847	18.814.419

Amortisationsrechnung		
	2020	2050
Investitionskosten		
Grundstück	6.056.028	3.972.513 [€]
Kultivierung	363.935.407	60.584.037 [€]
Ernte	12.386.327	7.381.964 [€]
Hydrothermale Karbonisier	20.000.000	20.000.000 [€]
Summe	402.377.761	91.938.513 [€]
Kosten (ohne Abschreibung)	3b 2020	3b 2050
Kultivierung	24.513.727	11.733.232 [€/a]
Ernte	2.323.378	892.486 [€/a]
Hydrothermale Karbonisier	4.892.524	5.309.042 [€/a]
Gemeinkosten inkl. Zinsen	8.047.555	1.838.770 [€/a]
Summe	39.777.185	19.773.529 [€/a]
Erlöse		
Biochar	11.814.412	13.001.052 [€/a]
Wärme	245.215	190.228 [€/a]
Summe	12.059.628	13.191.280 [€/a]
Cashflow (Erlöse - Kosten)	- 27.717.557 -	6.582.249 [€/a]
Amortisationsdauer	- 15 -	14 [a]

Endprodukt	
HTC-Kohle Referenz	0,28 [€/kg]
HTC-Kohle 2020	1,57 [€/kg]
HTC-Kohle 2050	0,55 [€/kg]



Algenproduktionskosten - Nutzungspfad 3b Gasification

Investition	2020		2050		Produktionsparameter		Erlösparameter		
	Preis	Jahresverbrauch	2020	2050	2020	2050 [€/a]	2020	2050	
Grundstück (oder in Form von Miete bei Betriebskosten)		606	397 [ha]		Nutzungsdauer	15	15 [Jahre]	Biowasserstoff	0,336 [€/m³]
Grundstückspreis [€/ha]	10.000	6.056.027,95	3.972.516,19 [€]		Kapazitäten			Biomethan	0,679 [€/m³]
Kultivierung		362.108.923	59.385.863 [€]		Algen feucht	267.733	222.533 [t/a]	Wärme	35 [€/MWh]
Ernteverfahren		12.386.327	7.381.964 [€]		Biowasserstoff	33.459.341	36.819.997 [Nm³/a]	Energiegehalte:	
Luftkühler (zur Kultivierung) €/MWh	50.000	1.826.484,02	1.198.174 [€]		Biomethan	17.883.441	19.679.653 [Nm³/a]	Wärme	3600 [MJ/MWh]
					Hot Water	11.372	11.377 [MWh/a]	Biomethan	39,6 [MJ/m³]
Umwandlung					Auslastung		100 [%]	Biowasserstoff	10,8 [MJ/m³]
Anlage 1 Hydrothermale Vergasung		20.000.000,00	20.000.000,00 [€]						
Investitionskosten total		402.377.761,24	91.938.516,69 [€]						
 kalkulatorische Abschreibung aller Anlagen ohne Grundstück		26421448,89	5864400,033 [€/Jahr]						

Betrieb Kultivierung	Preis	Jahresverbrauch		Kosten / Jahr	
		2020	2050	2020	2050 [€/a]
Hilfsstoffe inkl. Transport					
Frischwasser	1,09 [€/m³]	675.733	417.344 [m³/a]	736.548,72	454.905,05
Nährstoffe - NPKS Dünger	380 [€/t]	13.872	13.878 [t/a]	5.271.399,77	5.273.508,33
Abgas	0 [€/t]	1.662.360	1.663.025 [t/a]	-	-
Kühlwasser	1,09 [€/m³]	1.333	1.334 [m³/a]	1.453,33	1.453,91
Energie					
Strom	62,8 [€/MWh]	115.971	63.563 [MWh/a]	7.283.005,78	3.991.780,97
Wärmebedarf	[€/MWh]	320.000	209.920 [MWh/a]	-	-
Kühlbedarf	62,8 [€/MWh]	192	192 [MWh/a]	12.057,60	12.062,42
					wird über Luftkühler bereitgestellt
Personal					
Arbeiter	36.400 [€/VZA/a]	3	2 [VZA/a]	109.200,00	72.800,00
Techniker	45.500 [€/VZA/a]	2	1 [VZA/a]	91.000,00	45.500,00
Verwaltung	36.400 [€/VZA/a]	1	1 [VZA/a]	36.400,00	36.400,00
Sicherheitsdienst	27.300 [€/VZA/a]	2	1 [VZA/a]	54.600,00	27.300,00
Instandhaltung					
(3% der Investitionssumme)				10.918.062,20	1.817.521,10
Kalkulatorische Abschreibung				24.262.360,43	4.038.935,79
Jahreskosten Kultivierung				48.776.087,83	15.772.167,58

Anteilmäßige Geme 2020 2050
7.389.931 1.266.400

Betrieb Ernteverfahren	Preis	Jahresverbrauch		Kosten / Jahr	
		2020	2050	2020	2050 [€/a]
Hilfsstoffe					
Flokkulant	1448 [€/t]	533	133 [t/a]	772.266,67	193.143,89
Energie					
Strom	62,8 [€/MWh]	18.782	7.610 [MWh/a]	1.179.521,32	477.883,04
Personal - ist in Kultivierung integriert					
				-	-
				-	-
				-	-
Instandhaltung					
(3% der Investitionssumme)				371.589,80	221.458,91
Kalkulatorische Abschreibung				825.755,12	492.130,91
Jahreskosten Ernteverfahren				3.149.132,91	1.384.616,76

Anteilmäßige Geme 2020 2050
251.512 154.307

Betrieb Anlage 1 Gasification	Preis	Jahresverbrauch		Kosten / Jahr	
		2020	2050	2020	2050 [€/a]
Hilfsstoffe					
Energie					
Strom	62,8 [€/MWh]	21.418,67	17.802,67 [MWh/a]	1.345.092,27	1.118.007,91
Wärmebedarf	28,0 [€/MWh]			-	-
Personal					
Arbeiter	36.400 [€/VZA/a]	4,00	4,00 [VZA/a]	145.600,00	145.600,00
Techniker	45.500 [€/VZA/a]			-	-
Verwaltung	36.400 [€/VZA/a]			-	-
Sicherheitsdienst	27.300 [€/VZA/a]			-	-
Instandhaltung					
(3% der Investitionssumme)				600.000,00	600.000,00
Kalkulatorische Abschreibung				1.333.333,33	1.333.333,33
Jahreskosten Anlage 1				3.424.025,60	3.196.941,25

Anteilmäßige Geme 2020 2050
406.112 418.064

Gemeinkosten	Preis	Jahresverbrauch		Kosten / Jahr	
		2020	2050	2020	2050 [€/a]
Versicherung					
(1% der Investitionssumme ohne Grundstück)				3.963.217,33	879.660,00
Kalkulatorische Zinsen					
Zinssatz	2%			4.084.337,89	959.110,33
Jahresgemeinkosten				8.047.555,22	1.838.770,33

Jahresbetriebskosten gesamt	2020	2050
Jahreskosten Kultivierung	48.776.088	15.772.168 [€]
Jahreskosten Ernteverfahren	3.149.133	1.384.617 [€]
Jahreskosten Anlage Vergasung	3.424.026	3.196.941 [€]
Jahresgemeinkosten	8.047.555	1.838.770 [€]
Summe	63.396.802	22.192.496 [€]

Jahreserlöse gesamt	2020	2050
Biowasserstoff	11.242.338	12.371.519 [€]
Biomethan	12.142.856	13.362.485 [€]
Wärme	398.030	398.189 [€]
Summe	23.783.225	26.132.193 [€]

Gewinn = Erlös - Kosten	2020	2050
	39.613.577	4.939.697 [€/a]

Kosten des Hauptproduktes	2020	2050
(nach Abzug der Nebenpro) Biowasserstoff	0,64	0,20 [€/m3]
Biomethan	2,33	0,73 [€/m3]
energetische Zuordnung	58,90	18,52 [€/Gj]

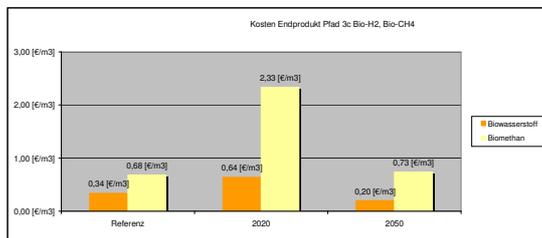
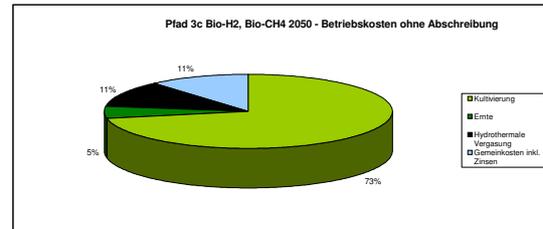
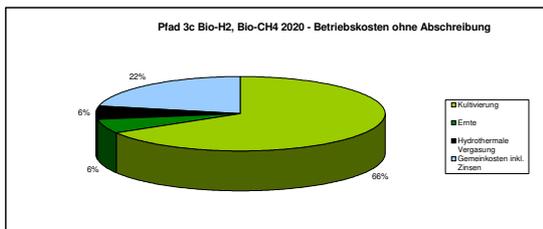
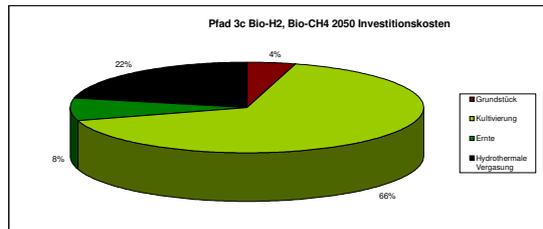
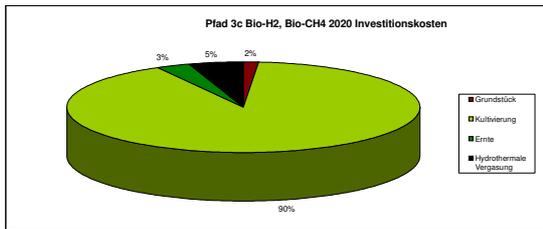
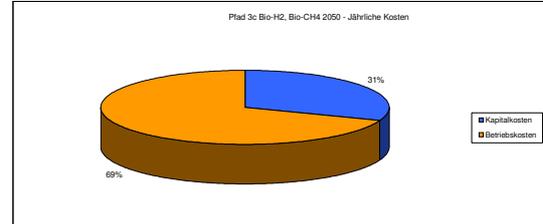
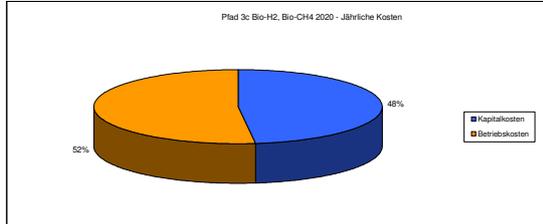
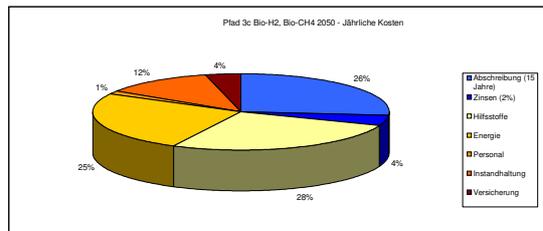
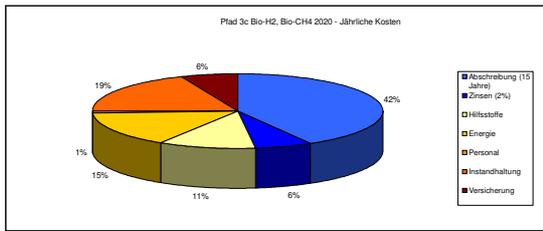
Spezifische Kosten	2020	2050
Kosten nach Ernte pro kg BM trocken	0,89	0,28 [€/kg]
Kosten nach Gasification pro m3 Wasserst	0,58	0,20 [€/kg]
Kosten nach Gasification pro m3 Wasserst	0,64	0,20 [€/kg]
Kosten nach Gasification pro m3 Biometh	2,35	0,75 [€/kg]
Kosten nach Gasification pro m3 Biometh	2,33	0,73 [€/kg]
Produzierte Energie (mit Koppelprodukter	1.110.485,37	1.217.926,86 [Gj/a]
Produzierte Energie (nur energetische Pro	2.220,97	3.713,19 [Gj/ha/a]
Produzierte Energie (nur energetische Pro	1.110.485,37	1.217.926,86 [Gj/a]
	2.220,97	3.713,19 [Gj/ha/a]

Amortisationsrechnung	2020	2050
Investitionskosten		
Grundstück	6.056.028	3.972.516 [€]
Kultivierung	363.935.407	60.584.037 [€]
Ernte	12.386.327	7.381.964 [€]
Hydrothermale Vergasung	20.000.000	20.000.000 [€]
Summe	402.377.761	91.938.517 [€]
Kosten (ohne Abschreibung)	3c 2020	3c 2050
Kultivierung	24.513.727	11.735.232 [€/a]
Ernte	2.323.373	892.486 [€/a]
Hydrothermale Vergasung	2.090.692	1.863.608 [€/a]
Gemeinkosten inkl. Zinsen	8.047.555	1.838.770 [€/a]
Summe	36.975.353	16.328.096 [€/a]
Erlöse		
Biowasserstoff	11.242.338	12.371.519 [€/a]
Biomethan	12.142.856	13.362.485 [€/a]
Wärme	398.030	398.189 [€/a]
Summe	23.783.225	26.132.193 [€/a]
Cashflow (Erlöse - Kosten)	-	13.192.128 [€/a]
Amortisationsdauer	-	31 [a]

58,90 18,52
58,90 18,52

Endprodukt	Biowasserstoff	Biomethan
Referenz	0,34 [€/m3]	0,68 [€/m3]
2020	0,64 [€/m3]	2,33 [€/m3]
2050	0,20 [€/m3]	0,73 [€/m3]

	Pfad 3c Bio-H	Pfad 3c Bio-H2	Bio-CH4 2050 - Jährliche Kosten
Kapitalkosten			
Abschreibung	26.421.449	5.864.400	
Zinsen (2%)	4.084.338	959.110	
Betriebskosten			
Hilfsstoffe	6.781.668	5.923.011	
Energie	9.819.677	5.599.734	
Personal	436.800	327.600	
Instandhaltung	11.889.652	2.638.980	
Versicherung	#####	879.660,00	
Kapitalkosten	30.505.787	6.823.510	
Betriebskosten	32.891.015	15.368.986	



Algenproduktionskosten - Nutzungspfad 4a Methanfermentation mit Abwassernutzung							
Investition		2020	2050	Produktionsparam		Erlösparameter	
				2020	2050		
Grundstück (oder in Form von Miete bei Betriebskosten)		49	22 [ha]	Nutzungsdauer	15	15 [Jahre]	Biomethan 0,679 [€/m ³]
Grundstückspreis [€/ha]	10.000	488.922	224.808 [€]				
Kultivierung/Abwasser		2.389.919	1.086.327 [€]	Kapazitäten			Dünger 0 [€/t]
Ernteverfahren		368.698	167.590 [€]				
				Algen feucht	45.100	29.517 [t/Jahr]	Energiegehalte: Gärrest 0 [MJ/t] Biomethan 34,92 [MJ/m ³]
				Biogas	1.262.913	1.264.420 [Nm ³ /Jahr]	
				Gärrest	43.458	27.873 [t/Jahr]	
				Biomethan	788.995	789.937 [m ³ /Jahr]	
Umwandlung				Auslastung		100 [%]	
Anlage 1 Biogasfermentation		3.089.041	2.021.689 [€]				
Anlage 2 Methanupgrading		1.107.285	1.107.285 [€]				
Investitionskosten total		7.443.865	4.607.699 [€]				
kalkulatorische Abschreibung aller Anlagen ohne Grundstücke		463.663	292.193 [€/Jahr]				

Betrieb Kultivierung Abwasser		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr		Anteilmäßige Geme	2020	2050
Preis		2020	2050	2020	2050 [€/a]			
Hilfsstoffe inkl. Transport								
Abgas	0 [€/t]	70767	70767 [t/a]	-	-			
Energie								
Strom	62,8 [€/MWh]	2.082	1.826 [MWh/a]	130.780,27	114.672,07			
Personal								
Arbeiter	36.400 [€/VZA/a]	1,0	1,0 [VZA/a]	36.400,00	36.400,00			
Techniker	45.500 [€/VZA/a]	1,0	1,0 [VZA/a]	45.500,00	45.500,00			
Verwaltung	36.400 [€/VZA/a]	0,5	0,5 [VZA/a]	18.200,00	18.200,00			
Sicherheitsdienst	27.300 [€/VZA/a]	1,0	1,0 [VZA/a]	27.300,00	27.300,00			
Instandhaltung								
(3% der Investitionssumme)				71.697,57	32.589,80			
kalkulatorische Abschreibung				159.327,93	72.421,78			
Jahreskosten Kultivierung				489.205,76	347.083,65		51.159	22.841

Betrieb Ernteverfahren		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr		Anteilmäßige Geme	2020	2050
Preis		2020	2050	2020	2050 [€/a]			
Hilfsstoffe								
Flokkulant	1448 [€/t]	110	28 [t/a]	159.280,00	39.820,00			
Energie								
Strom	63 [€/MWh]	496	248 [MWh/a]	31.162,68	15.581,34			
Personal - ist in Kultivierung integriert								
(3% der Investitionssumme)				11.060,93	5.027,69			
kalkulatorische Abschreibung				24.579,84	11.172,65			
Jahreskosten Ernteverfahren				226.083,44	71.601,69		7.892	3.524

Betrieb Anlage 1 Methanfermentation		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr		Anteilmäßige Geme	2020	2050
Preis		2020	2050	2020	2050 [€/a]			
Energie								
Strom	62,8 [€/MWh]	161	161 [MWh/a]	10.093,11	10.105,16			
Wärmebedarf	28 [€/MWh]	291	291 [MWh/a]	8.143,06	8.152,78			
Personal								
Arbeiter	36.400 [€/VZA/a]	0,5	0,5 [VZA/a]	18.200,00	18.200,00			
Techniker	45.500 [€/VZA/a]	0,0	0,0 [VZA/a]	-	-			
Verwaltung	36.400 [€/VZA/a]	0,0	0,0 [VZA/a]	-	-			
Sicherheitsdienst	27.300 [€/VZA/a]	0,0	0,0 [VZA/a]	-	-			
Instandhaltung								
(3% der Investitionssumme)				92.671,23	60.650,68			
kalkulatorische Abschreibung				205.936,07	134.779,30			
Jahreskosten Anlage 2				335.043,47	231.887,92		66.124	42.508

Betrieb Anlage 2 Upgrading		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr		Anteilmäßige Geme	2020	2050
Preis		2020	2050	2020	2050 [€/a]			
Energie								
Strom	62,8 [€/MWh]	153	153 [MWh/a]	9.612,48	9623,957397			
Wärmebedarf	28 [€/MWh]	788	789 [MWh/a]	22.071,98	22098,32256			
Personal								
Arbeiter	36.400 [€/VZA/a]	0,5	0,5 [VZA/a]	18.200,00	18200			
Techniker	45.500 [€/VZA/a]		[VZA/a]	-	0			
Instandhaltung								
(3% der Investitionssumme)				33.218,55	33.218,55			
kalkulatorische Abschreibung				73.819,01	73.819,01			
Jahreskosten Anlage 2				156.922,02	156.959,84		23.703	23.282

Gemeinkosten		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr		Anteilmäßige Geme	2020	2050
Preis		2020	2050	2020	2050 [€/a]			
Versicherung								
(1% der Investitionssumme ohne Grundstück)				69.549,43	43.828,91			
kalkulatorische Zinsen								
Zinssatz	2%			79.327,87	48.325,08			
Jahresgemeinkosten				148.877,29	92.153,99			

Jahresbetriebskosten gesamt	2020	2050
Jahreskosten Kultivierung	489.206	347.084 [€]
Jahreskosten Ernteverfahren	226.083	71.602 [€]
Jahreskosten Anlage 1 Biogasfermentation	335.043	231.888 [€]
Jahreskosten Anlage 2 Methanupgrading	156.922	156.960 [€]
Jahresgemeinkosten	148.877	92.154 [€]
Summe	1.356.132	899.687 [€]

Jahreserlöse gesamt	2020	2050
Dünger	-	- [€]
Biomethan	535.727,59	536.367,05 [€]
Summe	535.727,59	536.367,05 [€]

Gewinn = Erlös - Kosten	2020	2050
	920.604	346.714 [€/a]

Kosten des Hauptproduktes (nach Abzug der Nebenprodukte)	2020	2050
Biomethan	1,72	1,14 [€/m3]
0,03 [GJ/m3]	49,22	32,62 [€/GJ]

Spezifische Kosten	2020	2050
Kosten nach Ernte pro kg BM trocken	0,35	0,20 [€/kg]
Kosten nach Biogasproduktion pro m3 Bio	0,93	0,57 [€/m3]
Kosten nach Upgrading pro m3 Biomethan	1,72	1,14 [€/m3]

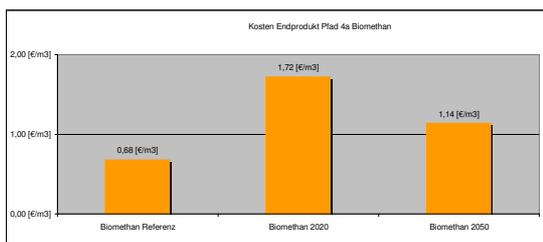
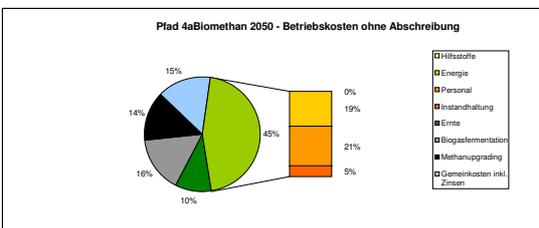
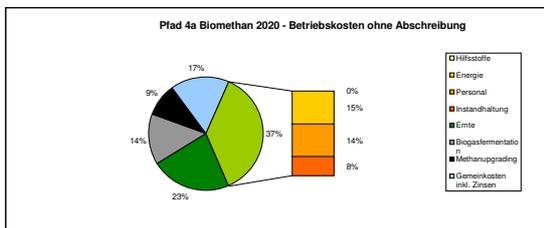
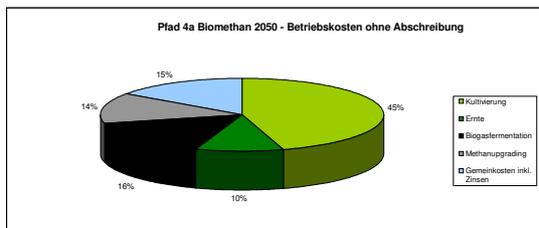
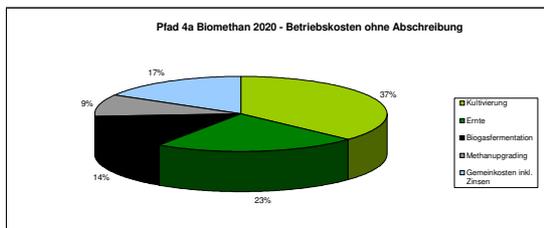
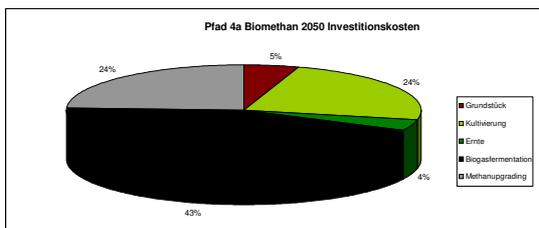
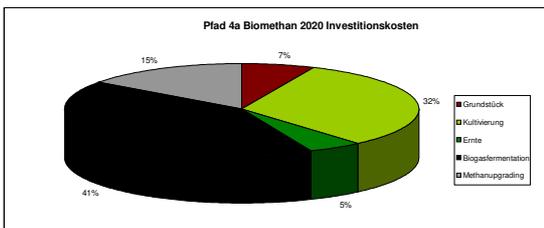
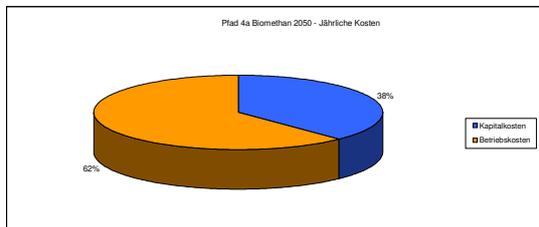
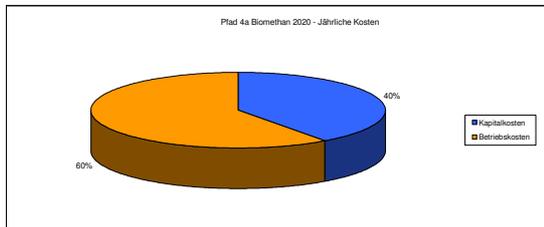
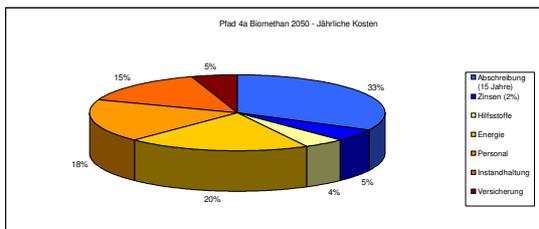
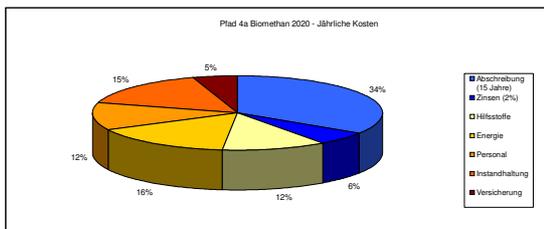
Produzierte Energie (mit Koppelprodukten)	27.551,70	27.584,59 [GJ/a]
	834,90	1.838,97 [GJ/ha/a]
Produzierte Energie (nur energetische Pro)	27.551,70	27.584,59 [GJ/a]
	834,90	1.838,97 [GJ/ha/a]

	Pfad 4a Biom Pfad 4a Biomethan 2050 - Jährliche Kosten		
Kapitalkosten	Abschreibung	463.663	292.193
	Zinsen (2%)	79.328	48.325
Betriebskosten	Hilfsstoffe	159.280	39.820
	Energie	211.864	180.234
	Personal	163.800	163.800
	Instandhaltung	208.648	131.487
	Versicherung	69.549,43	43.828,91
Kapitalkosten	542.991	340.518	
Betriebskosten	813.141	559.169	

Amortisationsrechnung	2020	2050
Investitionskosten		
Grundstück	488.922	224.808 [€]
Kultivierung	2.389.919	1.086.327 [€]
Ernte	368.698	167.590 [€]
Biogasfermentation	3.089.041	2.021.689 [€]
Methanupgrading	1.107.285	1.107.285 [€]
Summe	7.443.865	4.607.699 [€]
Kosten (ohne Abschreibung)	4a 2020	4a 2050
Kultivierung	329.878	274.662 [€/a]
Ernte	201.504	60.429 [€/a]
Biogasfermentation	129.107	97.109 [€/a]
Methanupgrading	83.103	83.141 [€/a]
Gemeinkosten inkl. Zinsen	148.877	92.154 [€/a]
Summe	892.469	607.494 [€/a]
Erlöse		
Dünger	-	- [€/a]
Biomethan	535.728	536.367 [€/a]
Summe	535.728	536.367 [€/a]
Cashflow (Erlöse - Kosten)	-	356.742 - 71.127 [€/a]
Amortisationsdauer	-	21 - 65 [a]

Kosten (ohne Abschreibung)	4a 2020	4a 2050
Hilfsstoffe	-	-
Energie	130.780,27	114.672,07
Personal	127.400,00	127.400,00
Instandhaltung	71.697,57	32.589,80
Ernte	201.504	60.429
Biogasfermentation	129.107	97.109
Methanupgrading	83.103	83.141
Gemeinkosten inkl. Zinsen	148.877	92.154

Endprodukt	
Biomethan Referenz	0,68 [€/m3]
Biomethan 2020	1,72 [€/m3]
Biomethan 2050	1,14 [€/m3]



Algenproduktionskosten - Nutzungspfad 3b Carbonisation Abwasserernüthung								
Investition		2020	2050	Produktionsparam		Erlösparameter		
Grundstück (oder in Form von Miete bei Betriebskosten)	49	22 [ha]		Nutzungsdauer	15	15 [Jahre]	BioChar	281 [€/t]
Grundstückspreis [€/ha]	10.000	488.802	224.688 [€]	Kapazitäten			Wärme	35 [€/MWh]
Kultivierung/Abwasser	2.389.919	1.086.327 [€]		Algen feucht	9.020	7.379 [t/Jahr]		
Ernteverfahren	817.498	337.590 [€]		Biochar	1.386	1.525 [t/Jahr]		
				Hot Water	236	180 [MWh/a]		
Umwandlung				Auslastung		100 [%]	Energiegehalte:	
Anlage 1 Hydrothermale Karbonisierung	2.000.000	2.000.000 [€]					Wärme	3600 [MJ/MWh]
							HTC-Kohle	24000 [MJ/t]
Investitionskosten total	5.696.218	3.648.605 [€]						
kalkulatorische Abschreibung aller Anlagen ohne Grundstück	347.161	228.261 [€/Jahr]						

Betrieb Kultivierung Abwasser		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr		
Preis	2020	2050	2020	2050 [€/a]		
Hilfsstoffe inkl. Transport						
Abgas	0 [€/t]	70767	70767 [t/a]	-	-	
Energie						
Strom	62,8 [€/MWh]	2.082	1.826 [MWh/a]	130.780,27	114.672,07	
Personal						
Arbeiter	36.400 [€/VZÄ/a]	1,0	1,0 [VZÄ/a]	36.400,00	36.400,00	
Techniker	45.500 [€/VZÄ/a]	1,0	1,0 [VZÄ/a]	45.500,00	45.500,00	
Verwaltung	36.400 [€/VZÄ/a]	0,5	0,5 [VZÄ/a]	18.200,00	18.200,00	
Sicherheitsdienst	27.300 [€/VZÄ/a]	1,0	1,0 [VZÄ/a]	27.300,00	27.300,00	
Instandhaltung						
(3% der Investitionssumme)				71.697,57	32.589,80	
Kalkulatorische Abschreibung				159.327,93	72.421,78	Anteilsmäßige Geme
Jahreskosten Kultivierung				489.205,76	347.083,65	2020 52.285
						2050 23.152

Betrieb Ernteverfahren		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr		
Preis	2020	2050	2020	2050 [€/a]		
Hilfsstoffe						
Flokkulant	1448 [€/t]	110	28 [t/a]	159.280,00	39.820,00	
Energie						
Strom	63 [€/MWh]	859	368 [MWh/a]	53.962,53	23.088,61	
Personal - ist in Kultivierung integriert						
				-	-	
				-	-	
				-	-	
				-	-	
Instandhaltung						
(3% der Investitionssumme)				24.524,93	10.127,69	
Kalkulatorische Abschreibung				54.499,84	22.505,99	Anteilsmäßige Geme
Jahreskosten Ernteverfahren				292.267,30	95.542,29	2020 17.885
						2050 7.195

Betrieb Anlage 1 Carbonisation		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr		
Preis	2020	2050	2020	2050 [€/a]		
Transport						
Biochar	0,06 [€/tkm]	138.600,00	152.460,00 [tkm/a]	8.232,84	9.056,12	
Energie						
Strom	62,8 [€/MWh]		[MWh/a]	-	-	
Wärmebedarf	28,0 [€/MWh]	4.593	5.053 [MWh/a]	128.615,67	141.477,23	
Personal						
Arbeiter	36.400 [€/VZÄ/a]	1,88	1,88 [VZÄ/a]	68.432,20	68.432,20	
Techniker	45.500 [€/VZÄ/a]		[VZÄ/a]	-	-	
Verwaltung	36.400 [€/VZÄ/a]		[VZÄ/a]	-	-	
Sicherheitsdienst	27.300 [€/VZÄ/a]		[VZÄ/a]	-	-	
Instandhaltung						
(3% der Investitionssumme)				60.000,00	60.000,00	
Kalkulatorische Abschreibung				133.333,33	133.333,33	Anteilsmäßige Geme
Jahreskosten Anlage 1				398.614,04	412.298,89	2020 43.755
						2050 42.625

Gemeinkosten		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr		
Preis	2020	2050	2020	2050 [€/a]		
Versicherung						
(1% der Investitionssumme ohne Grundstück)				52.074	34.239	
Kalkulatorische Zinsen				61.850	38.733	
Zinssatz	2%			113.924	72.972	
Jahresgemeinkosten						

Jahresbetriebskosten gesamt	2020	2050
Jahreskosten Kultivierung	489.206	347.084 [€]
Jahreskosten Ernteverfahren	292.267	95.542 [€]
Jahreskosten Anlage Hydrothermale Karboi	398.614	412.299 [€]
Jahresgemeinkosten	113.924	72.972 [€]
Summe	1.294.011	927.897 [€]

Jahreserlöse gesamt	2020	2050
HTC-Kohle	389.876	428.863 [€]
Wärme	8.261	6.308 [€]
Summe	398.137	435.171 [€]

Gewinn = Erlös - Kosten	2020	2050
	885.879	497.276 [€/a]

Kosten des Hauptproduktes (nach Abzug der Nebenprodukte)	2020	2050
HTC-Kohle	927,67	604,48 [€/t]
	38,65	25,19 [€/G]

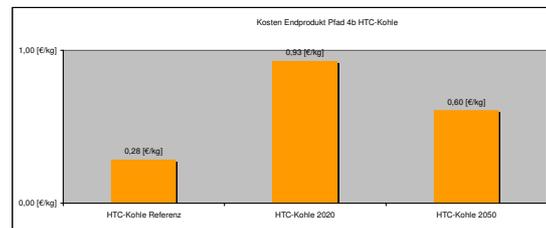
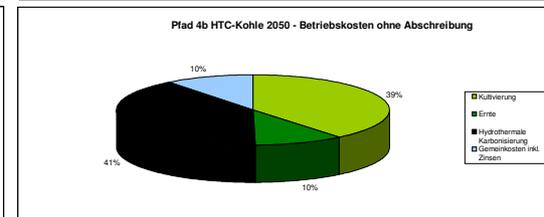
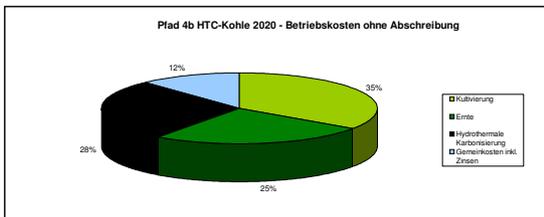
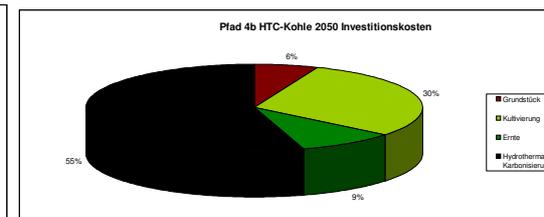
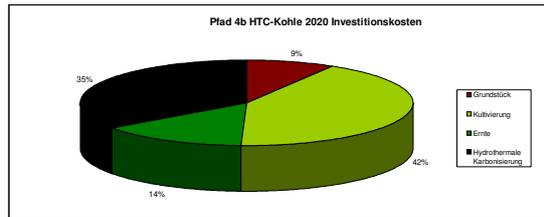
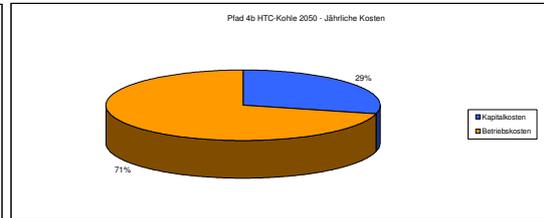
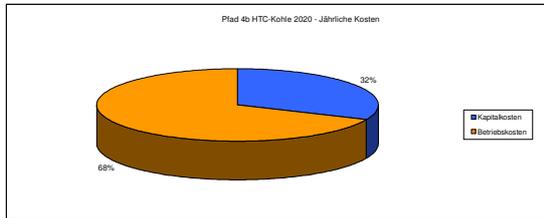
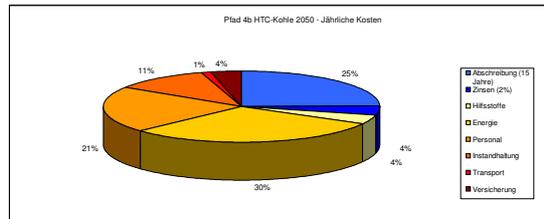
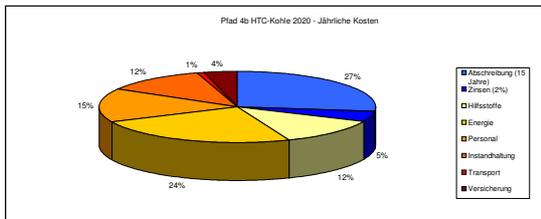
Spezifische Kosten	2020	2050
Kosten nach Ernte pro kg BM trocken	0,93	0,21 [€/kg]
Kosten nach Carbonisation pro kg biochar (0,93	0,61 [€/kg]
Kosten nach Carbonisation pro kg biochar (0,93	0,60 [€/kg]

Produzierte Energie (mit Koppelprodukten)	33.989,17	37.102,19 [GJ/a]
	1.029,97	2.473,48 [GJ/ha/a]
Produzierte Energie (nur energetische Prod	33.989,17	37.102,19 [GJ/a]
	1.029,97	2.473,48 [GJ/ha/a]

Amortisationsrechnung	2020	2050
Investitionskosten		
Grundstück	488.802	224.688 [€]
Kultivierung	2.389.919	1.086.327 [€]
Ernte	817.498	337.590 [€]
Hydrothermale Karbonisierung	2.000.000	2.000.000 [€]
Summe	5.696.218	3.648.605 [€]
Kosten (ohne Abschreibung)	4b 2020	4b 2050
Kultivierung	329.878	274.662 [€/a]
Ernte	237.767	73.036 [€/a]
Hydrothermale Karbonisierung	265.281	278.966 [€/a]
Gemeinkosten inkl. Zinsen	113.924	72.972 [€/a]
Summe	946.850	699.636 [€/a]
Erlöse		
HTC-Kohle	389.876	428.863 [€/a]
Wärme	8.261	6.308 [€/a]
Summe	398.137	435.171 [€/a]
Cashflow (Erlöse - Kosten)	-	548.713 - 264.465 [€/a]
Amortisationsdauer	-	10 - 14 [a]

Endprodukt	
HTC-Kohle Referenz	0,28 [€/kg]
HTC-Kohle 2020	0,93 [€/kg]
HTC-Kohle 2050	0,60 [€/kg]

	Pfad 4b HTC-KPfad 4b HTC-Kohle 2050 - Jährliche Kosten	
Kapitalkosten	Abschreibung	347.161 228.261
	Zinsen (2%)	61.850 38.733
Betriebskosten	Hilfsstoffe	159.280 39.820
	Energie	313.358 279.238
	Personal	195.832 195.832
	Instandhaltung	156.222 102.717
	Transport	8.232,84 9.056,12
	Versicherung	52.074,16 34.239,17
	Kapitalkosten	409.011 266.994
	Betriebskosten	885.000 660.903



Algenproduktionskosten - Nutzungspfad 4b Gasification Abwasser						
Investition		2020	2050	Produktionsparam		Erlösparameter
		49	22 [ha]			
Grundstück (oder in Form von Miete bei Betriebskosten)		488.801,70	224.687,94 [€]	Nutzungsdauer	15	15 [Jahre]
Grundstückspreis [€/ha]	10.000			Kapazitäten		
Kultivierung/Abwasser		2.389.919	1.086.327 [€]	Algen feucht	9.020	7.379 [t/Jahr]
Ernteverfahren		817.498	337.590 [€]	Biowasserstoff	1.104.158	1.214.574 [Nm3/a]
				Biomethan	590.154	649.169 [Nm3/a]
				Hot Water	375	375 [MWh/a]
Umwandlung				Auslastung		100 [%]
Anlage 1 Hydrothermale Vergasung		2.000.000,00	2.000.000,00 [€]			
						Biowasserstoff 0,336 [€/m3]
						Biomethan 0,679 [€/m3]
						Wärme 35 [€/MWh]
						Energiegehalte:
						Wärme 3600 [MJ/MWh]
						Biomethan 39,6 [MJ/m3]
						Biowasserstoff 10,8 [MJ/m3]
Investitionskosten total		5.696.218,15	3.648.604,51 [€]			
kalkulatorische Abschreibung aller Anlagen ohne Grundstück		347.161,10	228.261,10 [€/Jahr]			

Betrieb Kultivierung Abwasser		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr	
Preis		2020	2050	2020	2050 [€/a]
Hilfsstoffe inkl. Transport					
Abgas	0 [€/t]	70767	70767 [t/a]	-	-
Energie					
Strom	62,8 [€/MWh]	2.082	1.826 [MWh/a]	130.780,27	114.672,07
Personal					
Arbeiter	36.400 [€/VZÄ/a]	1,0	1,0 [VZÄ/a]	36.400,00	36.400,00
Techniker	45.500 [€/VZÄ/a]	1,0	1,0 [VZÄ/a]	45.500,00	45.500,00
Verwaltung	36.400 [€/VZÄ/a]	0,5	0,5 [VZÄ/a]	18.200,00	18.200,00
Sicherheitsdienst	27.300 [€/VZÄ/a]	1,0	1,0 [VZÄ/a]	27.300,00	27.300,00
Instandhaltung					
(3% der Investitionssumme)				71.697,57	32.589,80
Kalkulatorische Abschreibung				159.327,93	72.421,78
Jahreskosten Kultivierung				489.205,76	347.083,65
				Anteilmäßige Geme	2020 52.285
					2050 23.152

Betrieb Ernteverfahren		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr	
Preis		2020	2050	2020	2050 [€/a]
Hilfsstoffe					
Flokkulant	1448 [€/t]	110	28 [t/a]	159.280,00	39.820,00
Energie					
Strom	63 [€/MWh]	859	368 [MWh/a]	53.962,53	23.088,61
Personal - ist in Kultivierung integriert					
				-	-
				-	-
				-	-
Instandhaltung					
(3% der Investitionssumme)				24.524,93	10.127,69
Kalkulatorische Abschreibung				54.499,84	22.505,99
Jahreskosten Ernteverfahren				292.267,30	95.542,29
				Anteilmäßige Geme	2020 17.885
					2050 7.195

Betrieb Anlage 1 Gasification		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr	
Preis		2020	2050	2020	2050 [€/a]
Hilfsstoffe					
Energie					
Strom	62,8 [€/MWh]	721,60	590,33 [MWh/a]	45.316,48	37.072,93
Wärmebedarf	28,0 [€/MWh]		[MWh/a]	-	-
Personal					
Arbeiter	36.400 [€/VZÄ/a]	1,88	1,88 [VZÄ/a]	68.432,20	68.432,20
Techniker	45.500 [€/VZÄ/a]		[VZÄ/a]	-	-
Verwaltung	36.400 [€/VZÄ/a]		[VZÄ/a]	-	-
Sicherheitsdienst	27.300 [€/VZÄ/a]		[VZÄ/a]	-	-
Instandhaltung					
(3% der Investitionssumme)				60.000,00	60.000,00
Kalkulatorische Abschreibung				133.333,33	133.333,33
Jahreskosten Anlage 1				307.082,01	298.838,47
				Anteilmäßige Geme	2020 43.755
					2050 42.625

Gemeinkosten		Jahresverbrauch		Kosten / Jahr	
Preis		2020	2050	2020	2050 [€/a]
Versicherung					
(1% der Investitionssumme ohne Grundstück)				52.074,16	34.239,17
Kalkulatorische Zinsen					
Zinssatz	2%			61.850,20	38.732,92
Jahresgemeinkosten				113.924,36	72.972,09

Jahresbetriebskosten gesamt			
	2020	2050	
Jahreskosten Kultivierung	489.206	347.084	[€]
Jahreskosten Ernteverfahren	292.267	95.542	[€]
Jahreskosten Anlage Vergasung	307.082	298.838	[€]
Jahresgemeinkosten	113.924	72.972	[€]
Summe	1.202.479	814.436	[€]

Jahreserlöse gesamt			
	2020	2050	
Biowasserstoff	370.997	408.097	[€]
Biomethan	400.714	440.786	[€]
Wärme	13.135	13.135	[€]
Summe	784.846	862.018	[€]

	2020	2050	
Gewinn = Erlös - Kosten	417.633	47.581	[€/a]

Kosten des Hauptproduktes			
	2020	2050	
(nach Abzug der Nebenpro-Biowasserstoff)	0,36	0,22	[€/m3]
Biomethan	1,33	0,82	[€/m3]
energetische Zuordnung	33,70	20,64	[€/GJ]

Spezifische Kosten (ohne Gemeinkosten)			
	2020	2050	
Kosten nach Ernte pro kg BM trocken	0,39	0,21	[€/kg]
Kosten nach Gasification pro m3 Wasserst	0,37	0,23	[€/kg]
Kosten nach Gasification pro m3 Wasserst	0,36	0,22	[€/kg]
Kosten nach Gasification pro m3 Biometh	1,35	0,83	[€/kg]
Kosten nach Gasification pro m3 Biometh	1,33	0,82	[€/kg]
Produzierte Energie (mit Koppelprodukter	36.646,02	40.175,52	[GJ/a]
	1.110,49	2.678,37	[GJ/ha/a]
Produzierte Energie (nur energetische Pro	36.646,02	40.175,52	[GJ/a]
	1.110,49	2.678,37	[GJ/ha/a]

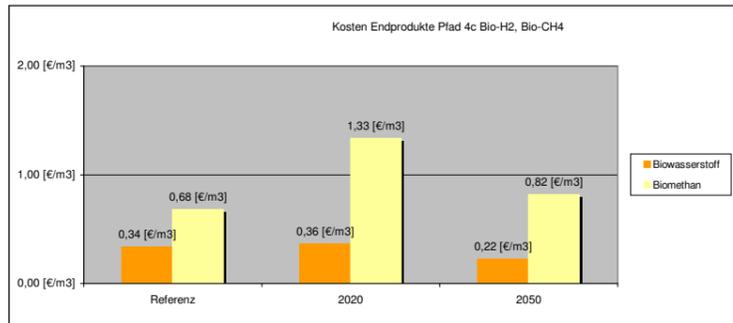
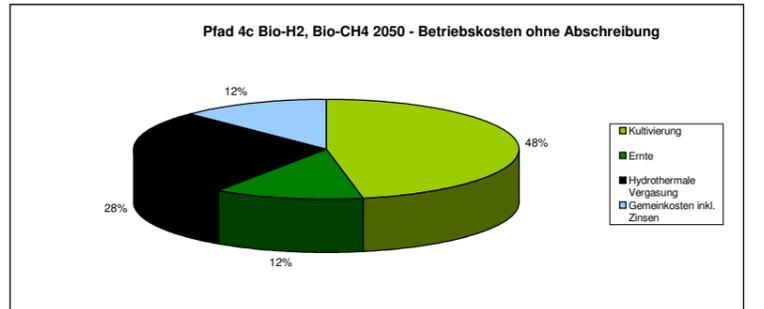
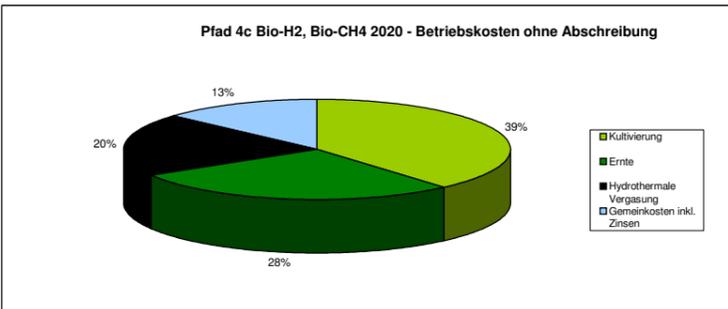
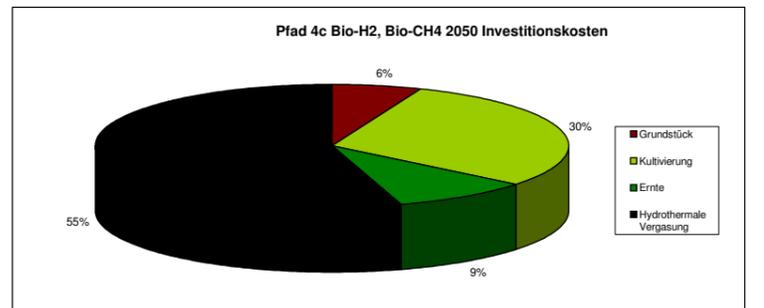
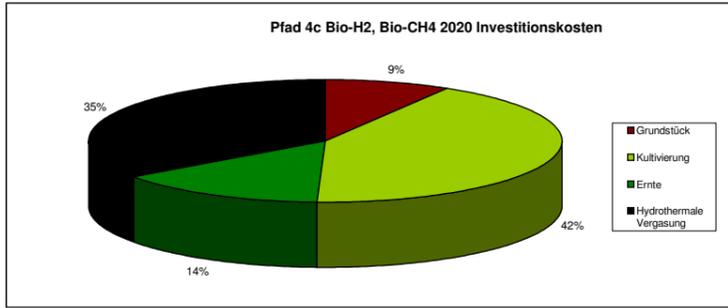
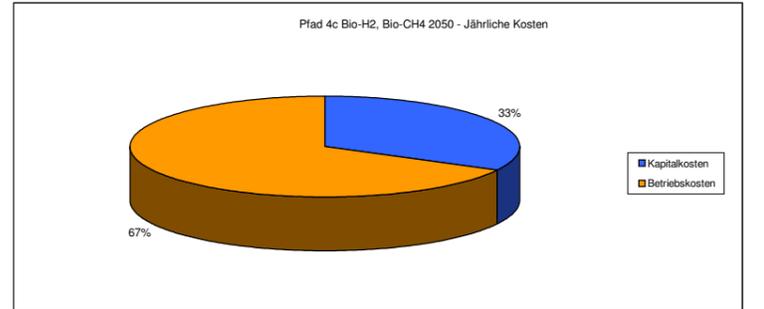
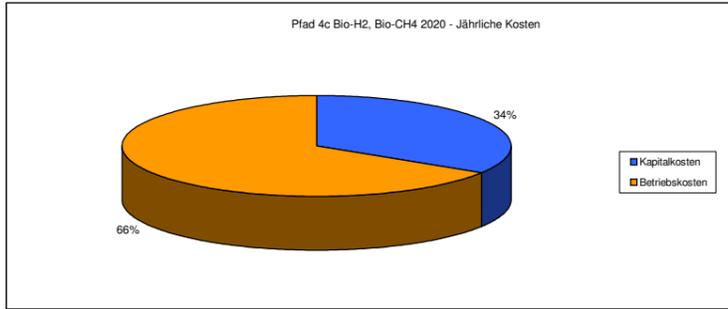
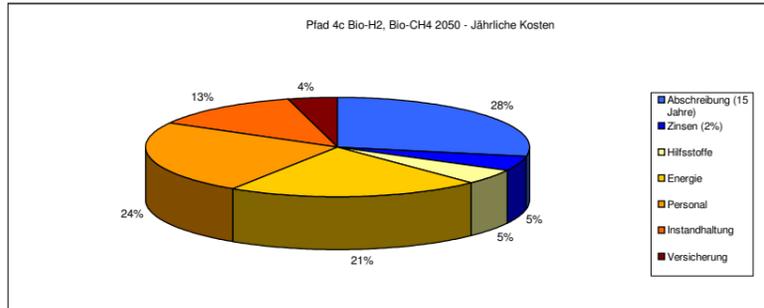
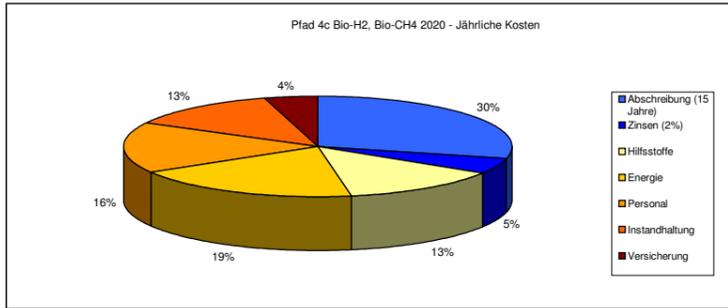
Amortisationsrechnung			
	2020	2050	
Investitionskosten			
Grundstück	488.802	224.688	[€]
Kultivierung	2.389.919	1.086.327	[€]
Ernte	817.498	337.590	[€]
Hydrothermale Vergasung	2.000.000	2.000.000	[€]
Summe	5.696.218	3.648.605	[€]
Kosten (ohne Abschreibung)			
	4c 2020	4c 2050	
Kultivierung	329.878	274.662	[€/a]
Ernte	237.767	73.036	[€/a]
Hydrothermale Vergasung	173.749	165.505	[€/a]
Gemeinkosten inkl. Zinsen	113.924	72.972	[€/a]
Summe	855.318	586.175	[€/a]
Erlöse			
Biowasserstoff	370.997	408.097	[€/a]
Biomethan	400.714	440.786	[€/a]
Wärme	13.135	13.135	[€/a]
Summe	784.846	862.018	[€/a]
Cashflow (Erlöse - Kosten)	-	70.472	[€/a]
Amortisationsdauer	-	81	[a]

33,70 20,64
33,70 20,64

Endprodukt Referenz	Biowasserstoff/Biomethan	
	2020	2050
	0,34 [€/m3]	0,68 [€/m3]
2020	0,36 [€/m3]	1,33 [€/m3]
2050	0,22 [€/m3]	0,82 [€/m3]

Pfad 4c Bio-H, Pfad 4c Bio-H2, Bio-CH4 2050 - Jährliche Kosten			
Kapitalkosten	Abschreibung	347.161	228.261
	Zinsen (2%)	61.850	38.733
Betriebskosten	Hilfsstoffe	159.280	39.820
	Energie	230.059	174.834
	Personal	195.832	195.832
	Instandhaltung	156.222	102.717
	Versicherung	52.074,16	34.239,17

Kapitalkosten	409.011	266.994
Betriebskosten	793.468	547.442

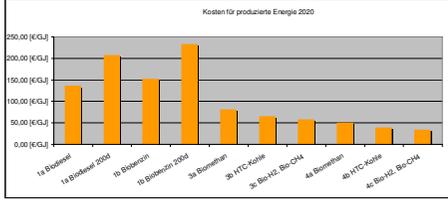
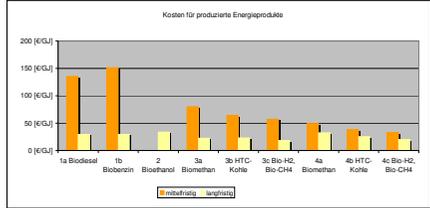


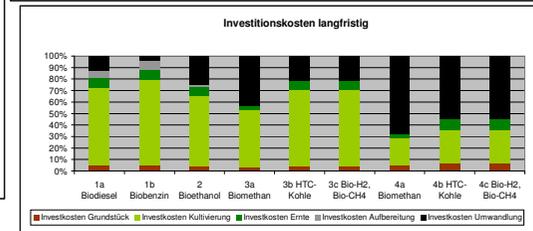
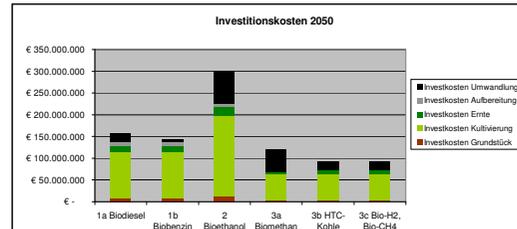
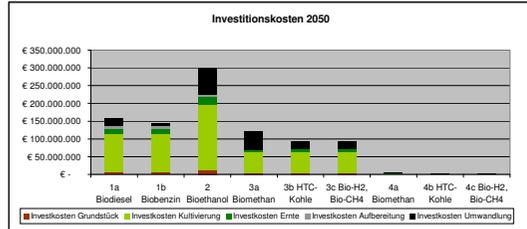
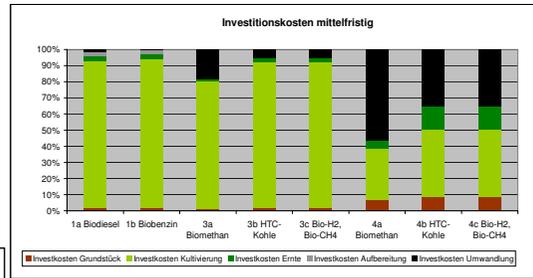
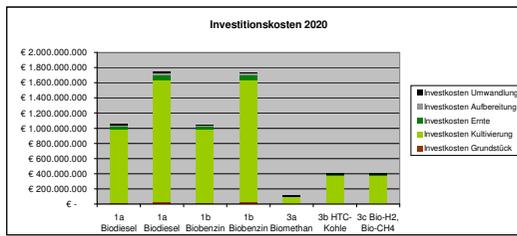
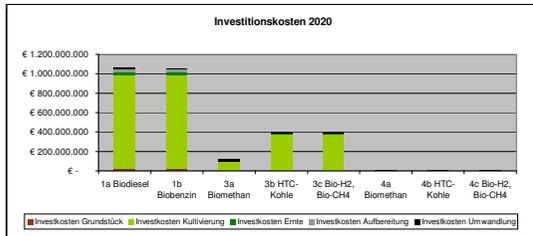
Eigenproduktionskosten - Vergleich der Nutzungspfade

System	Gesamtfläche [ha]	Gesamtinvestitionskosten [€]		Investkosten Grundstück [€]		Investkosten Kultivierung [€]		Investkosten Ernte [€]		Investkosten Aufbereitung [€]		Investkosten Umwandlung [€]			
		2020	2050	2020	2050	2020	2050	2020	2050	2020	2050	2020	2050		
		2020	2050	2020	2050	2020	2050	2020	2050	2020	2050	2020	2050		
1a Biodiesel	PBR - Flokk/Flot - Zentr - Extr. - Veresterung	1612	704 €	1.062.850,286 €	158.109,156 €	16.117,753 €	7.043,813 €	970.251,794 €	107.684,431 €	33.021,947 €	13.120,990 €	23.458,792 €	10.259,922 €	20.000,000 €	20.000,000 €
1a Biodiesel 200d	PBR - Flokk/Flot - Zentr - Extr. - Veresterung	2685 -	€	1.753.881,413 -	€	26.851,450 -	€	1.612.923,645 -	€	55.020,064 -	€	39.086,254 -	€	20.000,000 -	€
1b Biobenzin	PBR - Flokk/Flot - Zentr - Extr. - Raffinerieprozess	1611	704 €	1.048.845,166 €	144.104,036 €	16.112,633 €	7.038,693 €	970.251,794 €	107.684,431 €	33.021,947 €	13.120,990 €	23.458,792 €	10.259,922 €	6.000,000 €	6.000,000 €
1b Biobenzin 200d	PBR - Flokk/Flot - Zentr - Extr. - Raffinerieprozess	2685 -	€	1.739.876,293 -	€	26.846,330 -	€	1.612.923,645 -	€	55.020,064 -	€	39.086,254 -	€	6.000,000 -	€
2 Bioethanol	PBR - Flokk/Flot - Zentr - Trocknung - Ethanolfermentation - Biogasfer-	1227 -	€	-	€	300.277,978 -	€	-	€	-	€	-	€	-	€
3a Biomethan	PBR - Flokk/Flot - Biogasfermentation - Biomethanupgrading	150	397 €	115.143,147 €	120.874,478 €	1.496,589 €	3.969,530 €	90.983,852 €	60.584,037 €	1.396,582 €	3.664,630 €	-	5.010,000 €	-	75.374,363 €
3b HTC-Kohle	PBR - Flokk/Flot - Zentr - Carbonisation	606	397 €	402.377,761 €	91.938,513 €	6.056,028 €	3.972,516 €	363.935,407 €	60.584,037 €	12.386,327 €	7.381,964 €	-	-	€	20.000,000 €
3c Bio-H2, Bio-CH4	PBR - Flokk/Flot - Zentr - Gasification	606	397 €	402.377,761 €	91.938,517 €	6.056,028 €	3.972,516 €	363.935,407 €	60.584,037 €	12.386,327 €	7.381,964 €	-	-	€	20.000,000 €
4a Biomethan	WWT - Flokk/Flot - Biogasfermentation - Biogasupgrading	49	22 €	7.443,865 €	4.607,699 €	488,922 €	224,808 €	2.389,919 €	1.086,327 €	368,698 €	167,590 €	-	-	€	4.196,326 €
4b HTC-Kohle	WWT - Flokk/Flot - Zentr - Carbonisation	49	22 €	5.696,218 €	3.648,605 €	488,802 €	224,688 €	2.389,919 €	1.086,327 €	368,698 €	167,590 €	-	-	€	2.000,000 €
4c Bio-H2, Bio-CH4	WWT - Flokk/Flot - Zentr - Gasification	49	22 €	5.696,218 €	3.648,605 €	488,802 €	224,688 €	2.389,919 €	1.086,327 €	368,698 €	167,590 €	-	-	€	2.000,000 €

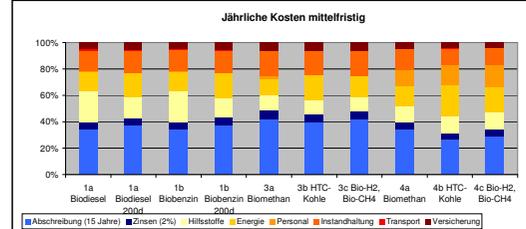
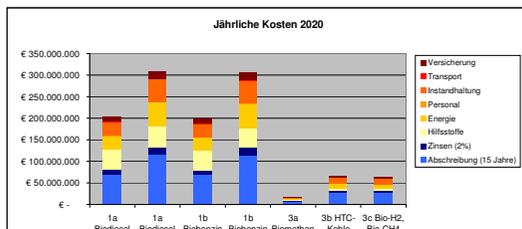
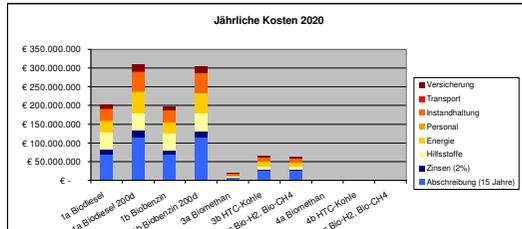
Hauptprodukt	Jährliche Energieproduktion pro ha ohne Koppelprodukte [GJ/ha/a]	Jährlicher Gewinn [€/a]	Kosten des Hauptprodukts [€/Einheit]		Kosten des Hauptprodukts [€/GJ]		Kosten nach Ernte [€/kg DMtr]		Cash Flow [€/a]		Amortisationsdauer [a]				
			2020	2050	2020	2050	2020	2050	2020	2050	2020	2050			
			2020	2050	2020	2050	2020	2050	2020	2050	2020	2050			
1a	Biodiesel t	1.125	2.886	-129.938,272 [€/a]	21.596,097 [€/a]	4.541,96	862,17	122,76	23,30	0,89	0,28	-60.156,103	31.667,120	-18	5
1a 200d	Biodiesel t	675 -	-	-236.214,440 [€/a] -	-	7.163,30 -	193,60 -	193,60 -	1,48 -	1,48 -	-	-121.079,109 -	-	-14 -	-
1b	FCC Produkte t	985	2.650	-146.474,340 [€/a]	4.142,149 [€/a]	5.142,20	859,60	119,03	19,90	0,89	0,28	-77.625,505	13.279,838	-14	11
1b 200d	FCC Produkte t	591 -	-	-252.750,508 [€/a] -	-	8.176,58 -	189,27 -	189,27 -	1,48 -	1,48 -	-	-138.548,510 -	-	-13 -	-
2	Bioethanol t	-	2.684 -	-14.899,608 [€/a] -	-14.899,608 [€/a] -	1.117,18 -	1.117,18 -	37,66 -	0,28 -	0,28 -	-	-	4.301,206 -	-	70
3a	Biomethan m3	1.795	2.781	-13.577,361 [€/a]	-2.547,385 [€/a]	2,79	0,78	79,96	22,24	0,89	0,19	-6.000,924	5.246,278	-19	23
3b	Biochar t	2.059	3.429	-54.139,006 [€/a]	-12.446,649 [€/a]	1.570,32	550,60	65,43	22,94	0,89	0,28	-27.717,557	-6.582,249	-15	-14
3c	Biomethan m3	2.221	3.713	-39.613,577 [€/a]	3.939,697 [€/a]	2,33	0,73	58,90	18,52	0,89	0,28	-13.192,128	9.804,897	-31	9
4a	Biomethan m3	835	1.839	-820,404 [€/a]	-363,320 [€/a]	1,72	1,14	49,22	32,62	0,35	0,20	-356,742	-71,127	-21	-65
4b	Biochar t	1.030	2.473	-895,874 [€/a]	-492,726 [€/a]	927,67	604,48	38,65	25,19	0,21	0,21	-548,713	-264,465	-10	-14
4c	Blowwasserstoff m3	1.110	2.678	-417,633 [€/a]	47,581 [€/a]	0,36	0,22	33,70	20,64	0,39	0,21	-70,472	275,842	-81	13

Hauptprodukt	Jährliche Energieproduktion pro ha ohne Koppelprodukte [GJ/ha/a]	Kosten für produzierte Energie [€/GJ]		
		2020	2050	
		2020	2050	
1a Biodiesel	1.125	2.886	135,43 [€/GJ]	29,54 [€/GJ]
1a Biodiesel 200d	675 -	-	206,27 [€/GJ] -	-
1b Biobenzin	985	2.650	151,30 [€/GJ]	29,33 [€/GJ]
1b Biobenzin 200d	591 -	-	232,27 [€/GJ] -	-
2 Bioethanol	-	2.684 -	-	33,26 [€/GJ] -
3a Biomethan	1.795	2.781	79,96 [€/GJ]	22,24 [€/GJ]
3b Biomethan	2.059	3.429	64,31 [€/GJ]	22,80 [€/GJ]
3c Bio-H2, Bio-CH4	2.221	3.713	57,09 [€/GJ]	18,22 [€/GJ]
4a Biomethan	835	1.839	49,22 [€/GJ]	32,62 [€/GJ]
4b HTC-Kohle	1.030	2.473	38,07 [€/GJ]	25,01 [€/GJ]
4c Bio-H2, Bio-CH4	1.110	2.678	32,81 [€/GJ]	20,27 [€/GJ]

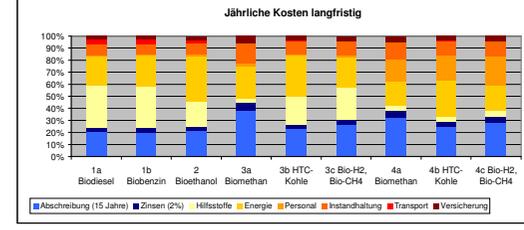
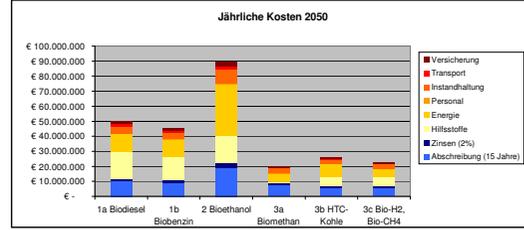
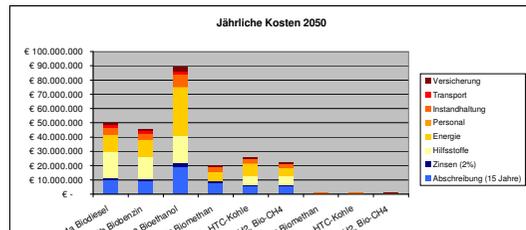




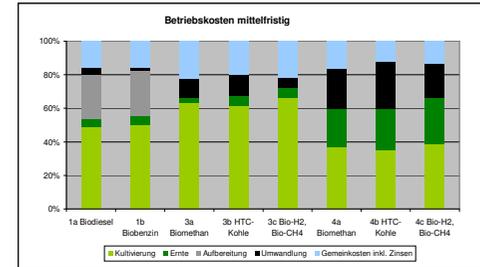
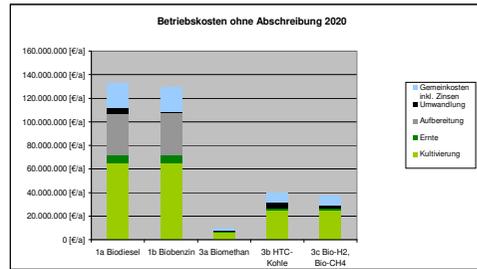
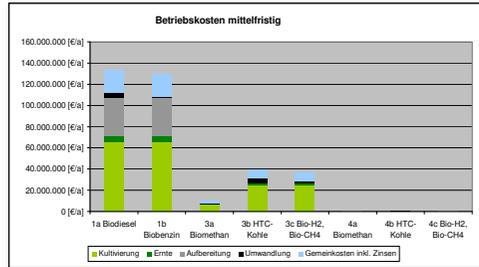
	1a Biodiesel	1a Biodiesel 200d	1b Biobenzin	1b Biobenzin 200d	3a Biomethan	3b HTC-Kohle	3c Bio-H2, Bio-CH4	4a Biomethan	4b HTC-Kohle	4c Bio-H2, Bio-CH4
Kapitalkosten	Abschreibung (15 Jahre)	€ 69.782.169	€ 115.135.331	€ 68.848.836	€ 114.201.997	€ 7.576.437	€ 26.421.449	€ 26.421.449	€ 463.663	€ 347.161
Betriebskosten	Zinsen (2%)	€ 10.789.680	€ 17.807.329	€ 10.649.578	€ 17.667.226	€ 1.166.397	€ 4.084.338	€ 4.084.338	€ 79.328	€ 61.850
	Hilfsstoffe	€ 48.078.479	€ 48.064.727	€ 45.828.152	€ 45.814.410	€ 1.992.334	€ 6.781.668	€ 6.781.668	€ 159.280	€ 159.280
	Energie	€ 29.718.898	€ 56.420.560	€ 29.538.832	€ 56.240.494	€ 2.308.911	€ 12.372.029	€ 9.819.677	€ 211.864	€ 313.358
	Personal	€ 1.196.650	€ 1.196.650	€ 996.450	€ 996.450	€ 350.350	€ 436.800	€ 436.800	€ 163.800	€ 195.832
	Instandhaltung	€ 31.401.976	€ 51.810.899	€ 30.981.976	€ 51.390.899	€ 3.409.397	€ 11.889.652	€ 11.889.652	€ 208.648	€ 156.222
Transport	€ 1.714.545	€ 1.714.545	€ 1.426.656	€ 1.426.656	-	€ 249.480	-	-	€ 8.233	-
Versicherung	€ 10.467.325	€ 17.270.300	€ 10.327.325	€ 17.130.300	€ 1.136.466	€ 3.963.217	€ 3.963.217	€ 69.549	€ 52.074	-
Kapitalkosten	€ 80.571.849	€ 132.942.659	€ 79.984.414	€ 131.869.224	€ 8.742.835	€ 30.505.787	€ 30.505.787	€ 542.991	€ 409.011	€ 409.011
Betriebskosten	€ 122.577.874	€ 176.477.681	€ 119.099.401	€ 172.999.208	€ 9.197.457	€ 35.692.847	€ 32.891.015	€ 813.141	€ 885.000	€ 793.468



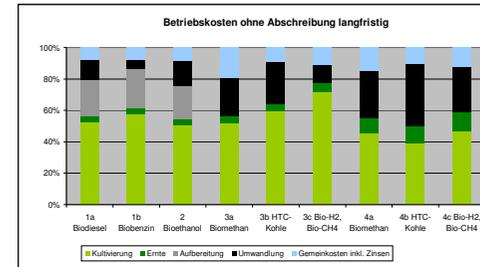
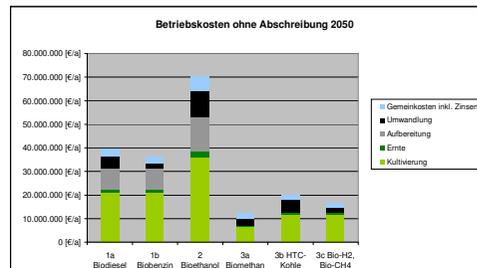
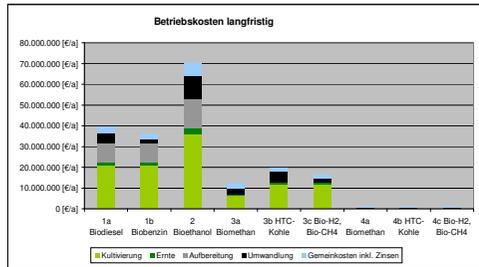
	1a Biodiesel	1b Biobenzin	2 Bioethanol	3a Biomethan	3b HTC-Kohle	3c Bio-H2, Bio-CH4	4a Biomethan	4b HTC-Kohle	4c Bio-H2, Bio-CH4
Kapitalkosten	Abschreibung (15 Jahre)	€ 10.071.023	€ 9.137.690	€ 19.200.814	€ 7.793.663	€ 5.864.400	€ 5.864.400	€ 292.193	€ 228.261
Betriebskosten	Zinsen (2%)	€ 1.651.530	€ 1.511.427	€ 3.125.438	€ 1.248.440	€ 959.110	€ 959.110	€ 48.325	€ 38.733
	Hilfsstoffe	€ 17.849.926	€ 15.728.955	€ 18.440.660	€ 690.795	€ 5.923.011	€ 5.923.011	€ 39.820	€ 39.820
	Energie	€ 11.754.276	€ 11.615.061	€ 33.635.994	€ 5.507.828	€ 8.770.650	€ 5.399.734	€ 180.234	€ 279.238
	Personal	€ 532.350	€ 332.150	€ 1.223.495	€ 368.550	€ 327.600	€ 327.600	€ 163.800	€ 195.832
	Instandhaltung	€ 4.531.960	€ 4.111.960	€ 8.640.366	€ 3.507.148	€ 2.638.980	€ 2.638.980	€ 131.487	€ 102.717
Transport	€ 1.808.484	€ 1.512.007	€ 2.301.709	-	€ 274.538	-	-	€ 9.056	-
Versicherung	€ 1.510.653	€ 1.370.653	€ 2.880.122	€ 1.169.049	€ 879.660	€ 879.660	€ 43.829	€ 34.239	€ 34.239
Kapitalkosten	€ 11.722.553	€ 10.649.117	€ 22.326.251	€ 9.042.103	€ 6.823.510	€ 6.823.510	€ 340.518	€ 266.994	€ 266.994
Betriebskosten	€ 37.987.649	€ 34.670.787	€ 67.122.346	€ 11.243.371	€ 18.814.419	€ 15.368.986	€ 559.169	€ 660.903	€ 547.442



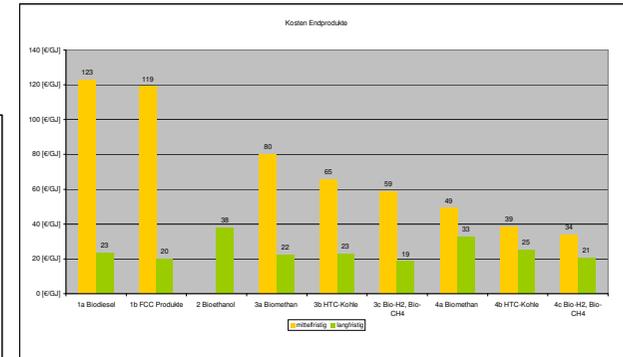
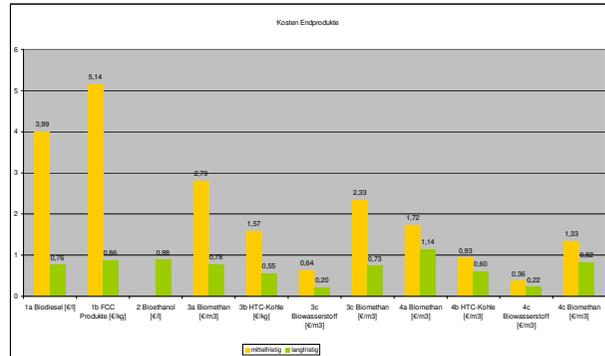
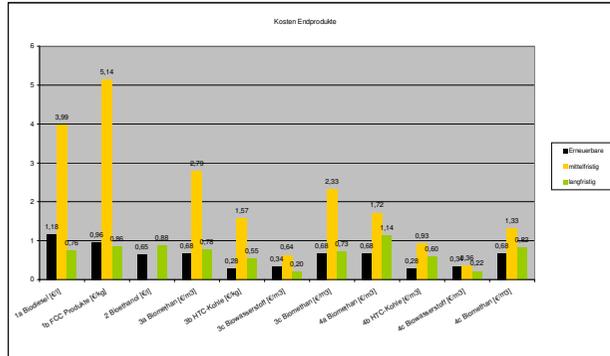
	1a Biodiesel	1b Biobenzin	3a Biomethan	3b HTC-Kohle	3c Bio-H2, Bio-CH4	4a Biomethan	4b HTC-Kohle	4c Bio-H2, Bio-CH4
Kultivierung	65.450.858 (€/a)	65.450.858 (€/a)	6.516.349 (€/a)	24.513.727 (€/a)	24.513.727 (€/a)	329.878 (€/a)	329.878 (€/a)	329.878 (€/a)
Ernte	6.194.125 (€/a)	6.194.125 (€/a)	360.657 (€/a)	2.323.378 (€/a)	2.323.378 (€/a)	201.504 (€/a)	237.767 (€/a)	237.767 (€/a)
Aufbereitung	35.369.717 (€/a)	35.369.717 (€/a)	0 (€/a)	0 (€/a)	0 (€/a)	0 (€/a)	0 (€/a)	0 (€/a)
Umwandlung	5.095.848 (€/a)	1.757.376 (€/a)	1.183.986 (€/a)	4.892.524 (€/a)	2.090.692 (€/a)	212.210 (€/a)	265.281 (€/a)	173.749 (€/a)
Gemeinkosten inkl. Zinsen	21.257.006 (€/a)	20.976.903 (€/a)	2.302.863 (€/a)	8.047.555 (€/a)	8.047.555 (€/a)	148.877 (€/a)	113.924 (€/a)	113.924 (€/a)



	1a Biobenzin	2 Bioethanol	3a Biomethan	3b HTC-Kohle	3c Bio-H2, Bio-CH4	4a Biomethan	4b HTC-Kohle	4c Bio-H2, Bio-CH4
Kultivierung	20.822.810 (€/a)	20.822.810 (€/a)	35.870.004 (€/a)	6.501.016 (€/a)	11.733.232 (€/a)	11.733.232 (€/a)	274.662 (€/a)	274.662 (€/a)
Ernte	1.586.339 (€/a)	1.586.339 (€/a)	2.726.435 (€/a)	554.569 (€/a)	892.486 (€/a)	892.486 (€/a)	60.429 (€/a)	73.036 (€/a)
Aufbereitung	9.048.257 (€/a)	9.048.257 (€/a)	14.407.517 (€/a)	0 (€/a)	0 (€/a)	0 (€/a)	0 (€/a)	0 (€/a)
Umwandlung	5.019.590 (€/a)	1.842.727 (€/a)	11.238.268 (€/a)	3.018.736 (€/a)	5.309.042 (€/a)	1.863.608 (€/a)	180.249 (€/a)	278.966 (€/a)
Gemeinkosten inkl. Zinsen	3.162.183 (€/a)	2.882.081 (€/a)	6.005.560 (€/a)	2.417.490 (€/a)	1.838.770 (€/a)	1.838.770 (€/a)	92.154 (€/a)	72.972 (€/a)



Pfad	Erneuerbare	mittelfristig		langfristig		wieviel Faches? 2020		wieviel Faches? 2050		auf Energiegehalt bezogen [€/GJ]		
								mittelfristig	langfristig			
1a Biodiesel [€/l]		1,18	3,99	0,76	3,4	0,6	123					23 1a Biodiesel
1b FCC Produkte [€/kg]		0,96	5,14	0,86	5,4	0,9	119					20 1b FCC Produkte
2 Bioethanol [€/l]		0,65		0,88		1,4						38 2 Bioethanol
3a Biomethan [€/m3]		0,68	2,79	0,78	4,1	1,1	80					22 3a Biomethan
3b HTC-Kohle [€/kg]		0,28	1,57	0,55	5,6	2,0	65					23 3b HTC-Kohle
3c Biowasserstoff [€/m3]		0,34	0,64	0,20	1,9	0,6	59					19 3c Bio-H2, Bio-CH4
3c Biomethan [€/m3]		0,68	2,33	0,73	3,4	1,1						
4a Biomethan [€/m3]		0,68	1,72	0,68	2,5	1,7	49					33 4a Biomethan
4b HTC-Kohle [€/m3]		0,28	0,93	0,60	3,3	2,1	39					25 4b HTC-Kohle
4c Biowasserstoff [€/m3]		0,34	0,36	0,22	1,1	0,7	34					21 4c Bio-H2, Bio-CH4
4c Biomethan [€/m3]		0,68	1,33	0,82	2,0	1,2						



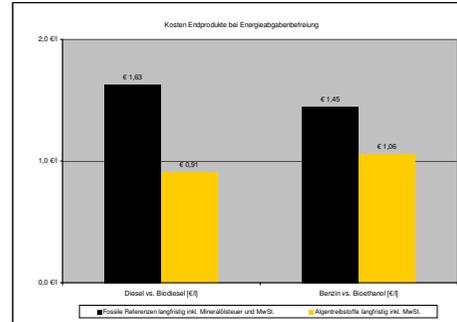
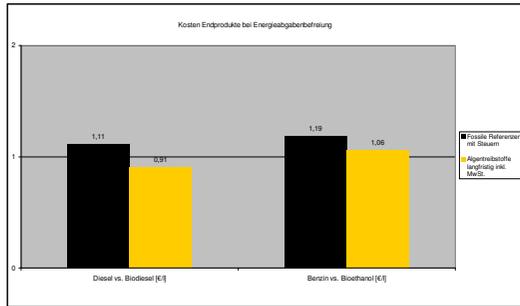
Pfad	[€/GJ]	Fossile Referenz 201	Erneuerbare Referenz 201	Mittelfristig	Fossile Referenz langfristig	Sz	Fossile Referenz langfristig	Sz	Langfristig	
1a Biodiesel	Diesel	€ 15,04	€ 36,14	€ 122,76	€ 29,51	€ 38,83				€ 23,30
1b FCC Produkte	FCC Produkte (TU Wien)	€ 14,21	€ 22,22	€ 119,03	€ 27,89	€ 36,70				€ 19,90
2 Bioethanol	Benzin	€ 15,74	€ 27,71	€ 30,90	€ 30,90	€ 40,65				€ 37,66
3a Biomethan	Erdgas	€ 13,89	€ 19,44	€ 29,49	€ 29,49	€ 33,17				€ 22,24
3b HTC-Kohle	Kohle	€ 3,22	€ 11,72	€ 65,43	€ 3,27	€ 3,31				€ 22,94
3c Bio-H ₂ , Bio-CH ₄	Erdgas	€ 13,89	€ 19,44	€ 58,90	€ 29,49	€ 33,17				€ 18,52
4a Biomethan	Erdgas	€ 13,89	€ 19,44	€ 49,22	€ 29,49	€ 33,17				€ 32,62
4b HTC-Kohle	Kohle	€ 3,22	€ 11,72	€ 38,65	€ 3,27	€ 3,31				€ 25,19
4c Bio-H ₂ , Bio-CH ₄	Erdgas	€ 13,89	€ 19,44	€ 33,70	€ 29,49	€ 33,17				€ 20,64

Statistik Austria - Jahresdurchschnittspreise für die wichtigsten Energieträger: Preisanstieg 1,7% pro Jahr Preisanstieg 3% pro Jahr

Bei Energieabgabenbefreiung
 Diesel vs. Biodiesel [€/l]
 Benzin vs. Bioethanol [€/l]

Algentreibstoffe lang Fossile Referenzen mit Steuern
 0,91 1,11 Statistik Austria 2010
 1,06 1,19 Statistik Austria 2010

Bei Energieabgabenbefreiung Algentreibstoffe langfristig inkl. Mineralölsteuer und MwSt.
 Diesel vs. Biodiesel [€/l] € 0,91 € 1,63 mit niedrigem Preisanstieg gerechnet
 Benzin vs. Bioethanol [€/l] € 1,06 € 1,45 mit niedrigem Preisanstieg gerechnet

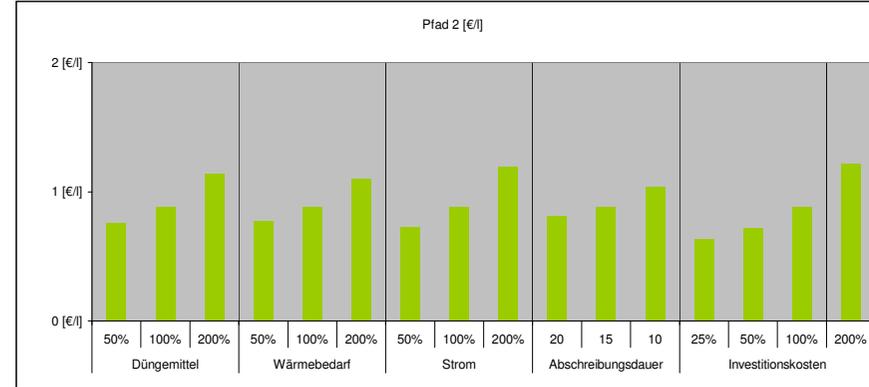
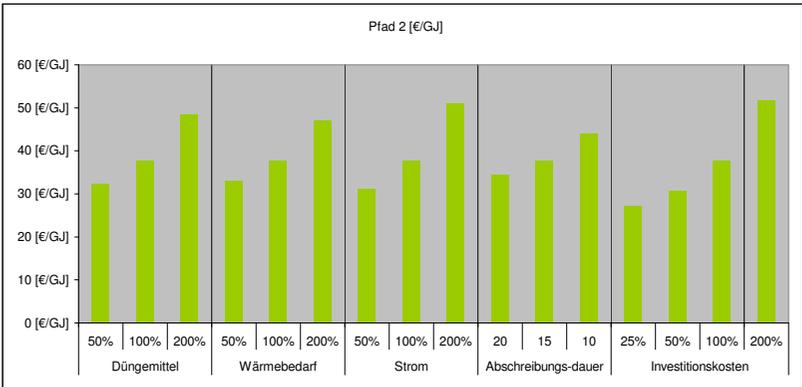
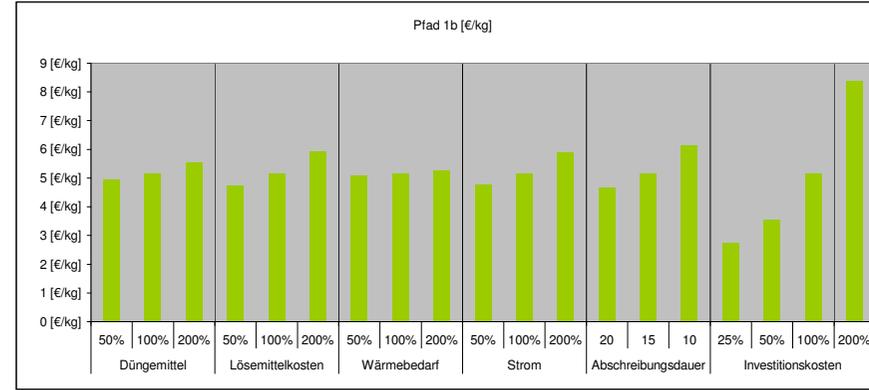
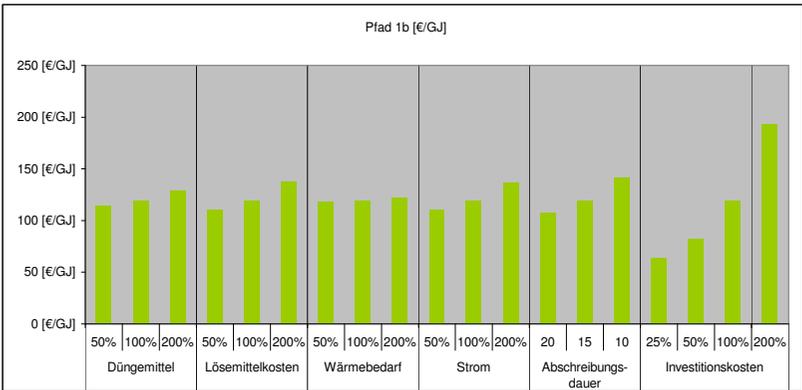
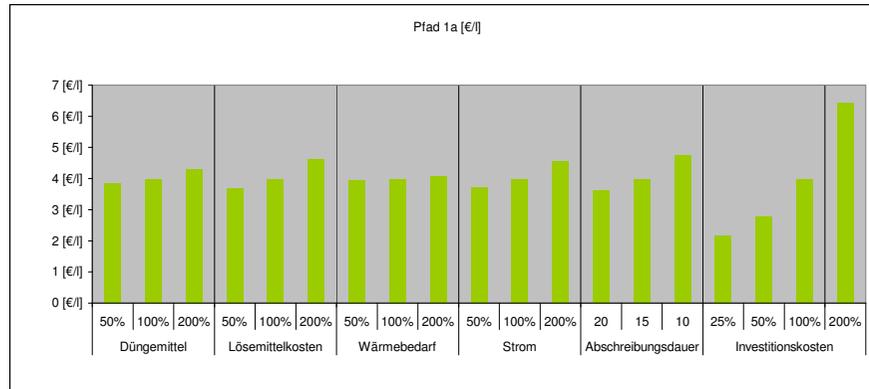
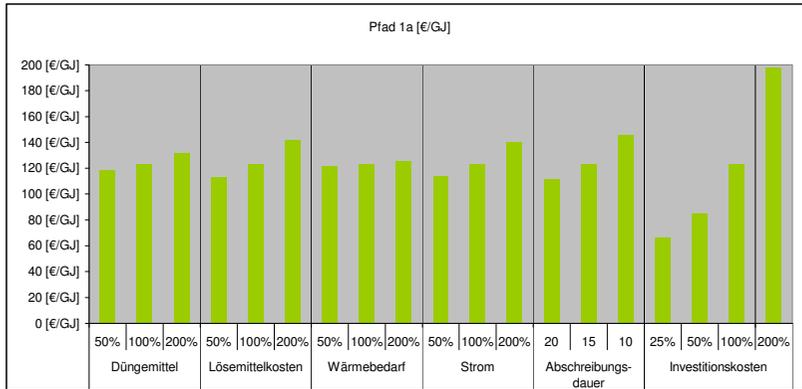


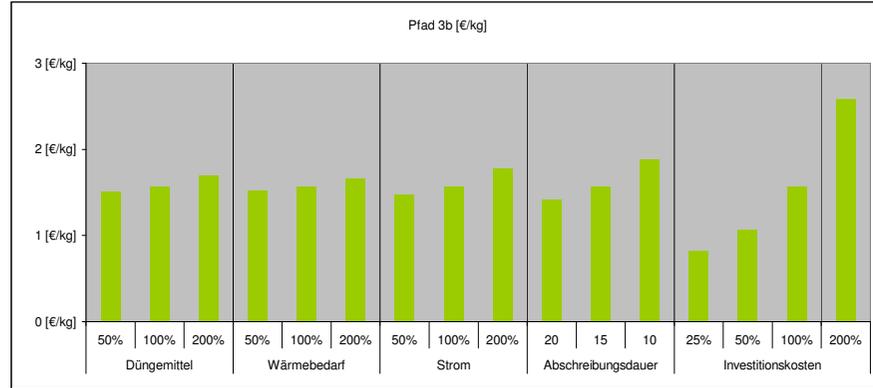
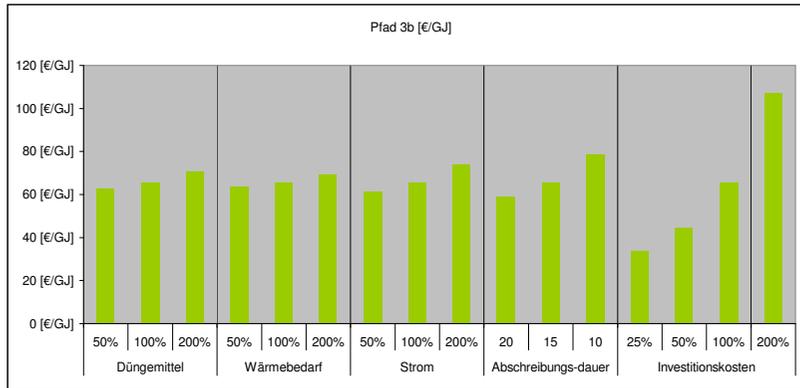
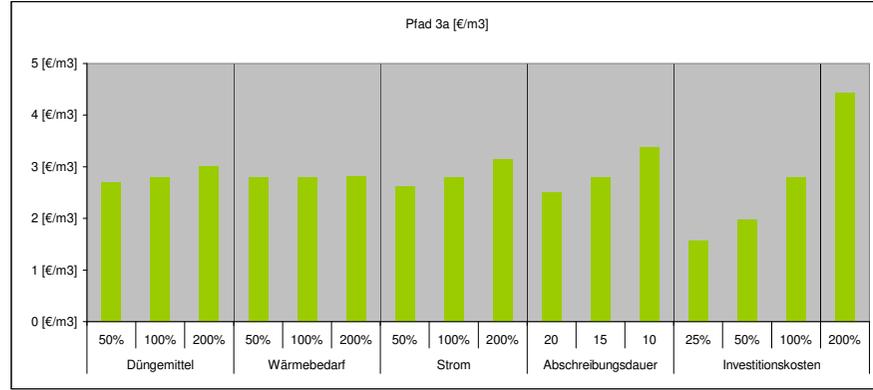
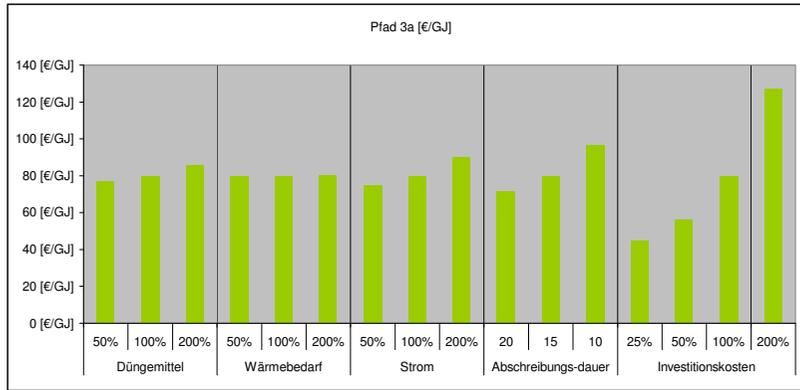
Anhang 11.8 Sensitivitätsanalyse

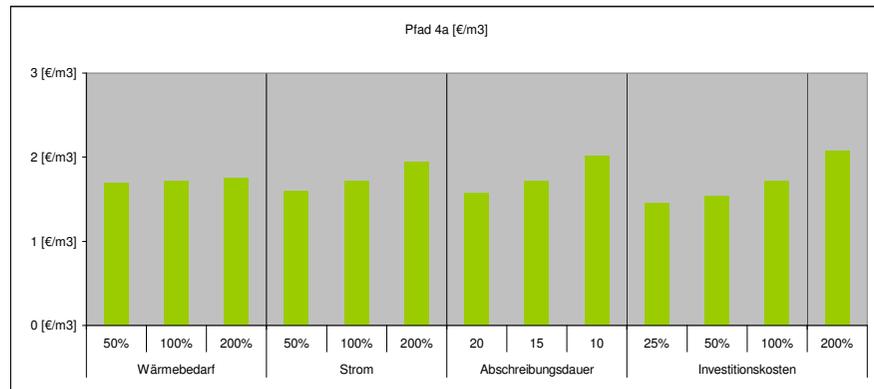
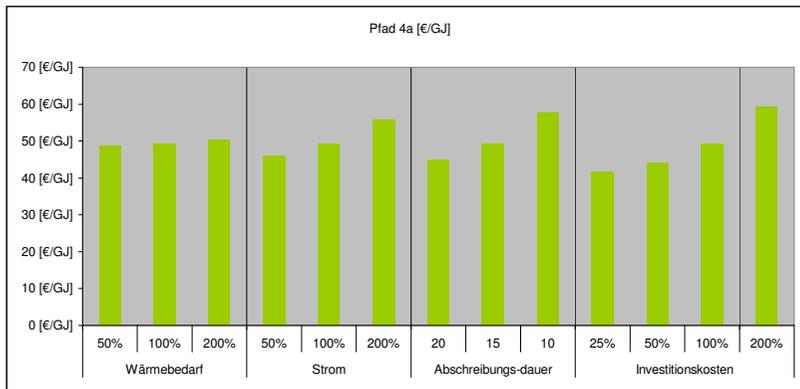
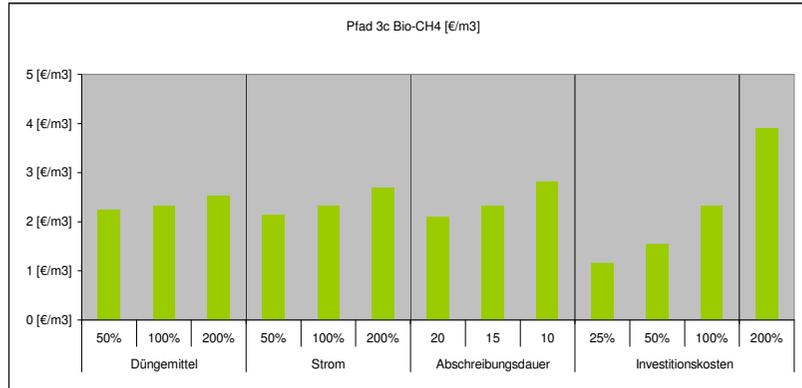
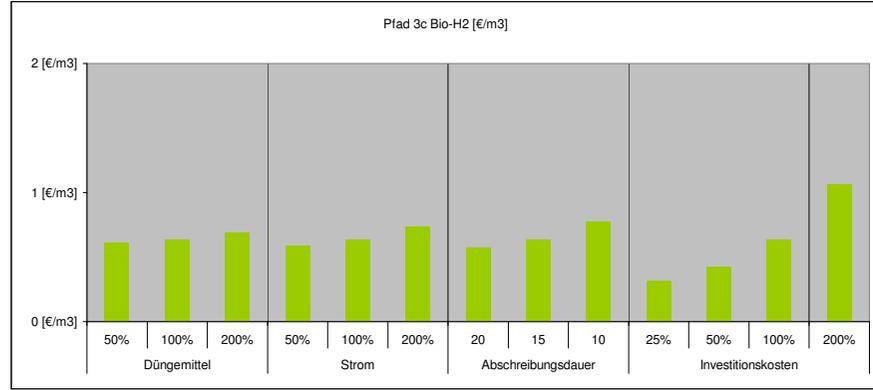
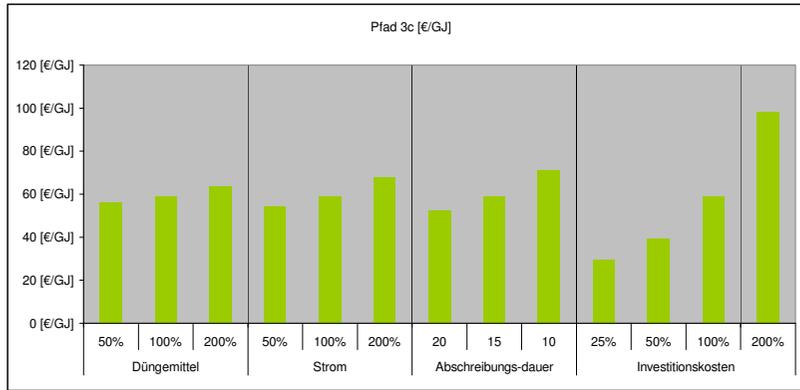
Sensitivitäten

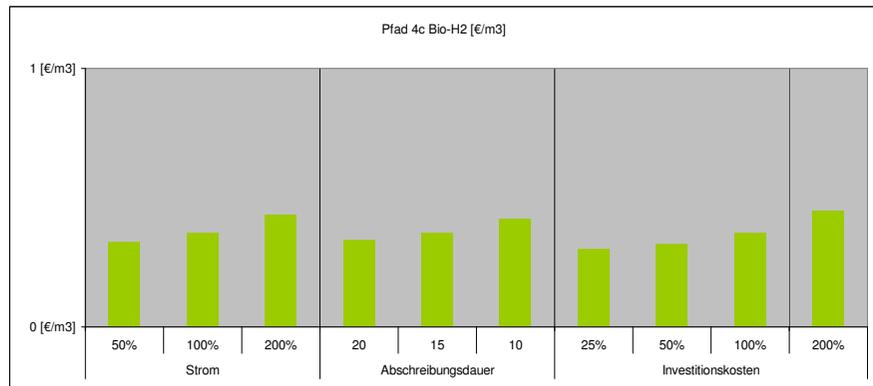
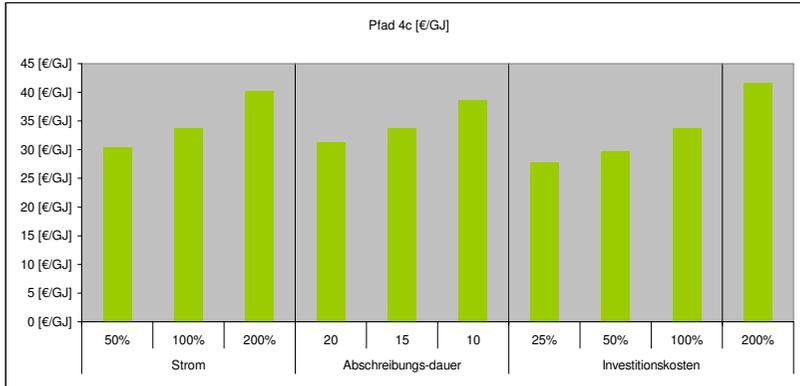
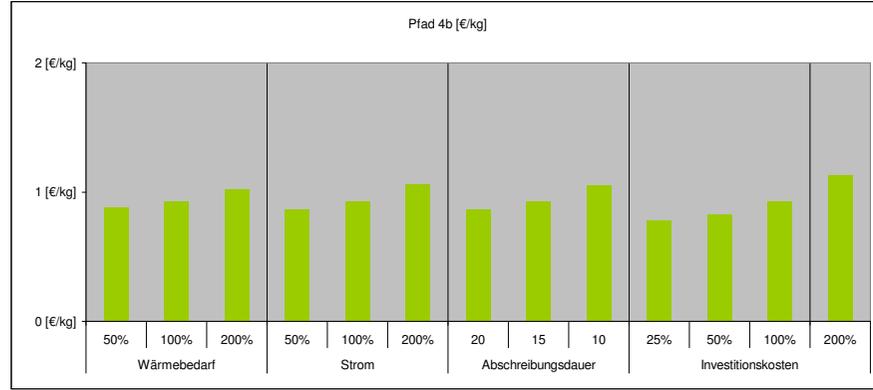
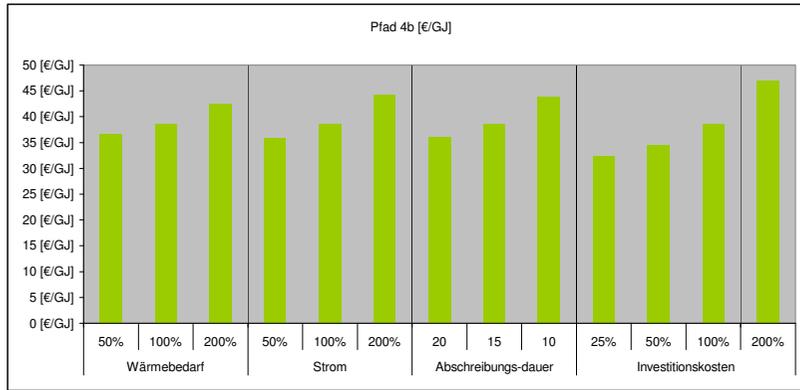
Düngemittel [€/t]			Lösemittelkosten - Chloroforr [€/t]			Wärmebedarf [€/MWh]			Strom [€/MWh]			Abschreibungsdauer [a]			Investitionskosten PBR [€/ha]			
50%	100%	200%	50%	100%	200%	50%	100%	200%	50%	100%	200%	20	15	10	25%	50%	100%	200%
190	380	760	329,5	659	1318	14	28	56	31,4	62,8	125,6				181054	362109	724.218	1448436
	380			659			28			62,8			15				724218	
Lösemittelkosten - Methanol [€/t]												Investitionskosten RWP [€/ha]						
50%	100%	200%										25%	50%	100%	200%			
152,5	305	610										18105	36211	72.422	144844			
	305													72422				

	Düngemittel			Lösemittelkosten			Wärmebedarf			Strom			Abschreibungs-dauer			Investitionskosten				Master	
	50%	100%	200%	50%	100%	200%	50%	100%	200%	50%	100%	200%	20	15	10	25%	50%	100%	200%		
Pfad 1a [€/GJ]	118	123	132	113	123	142	121	123	125	114	123	140	111	123	146	66	85	123	198	123	122,755779
Pfad 1b [€/GJ]	114	119	128	110	119	137	118	119	121	110	119	136	108	119	142	63	82	119	193	119	119,032349
Pfad 2 [€/GJ]	32	38	48	38	38	38	33	38	47	31	38	51	34	38	44	27	31	38	52	38	37,6611914
Pfad 3a [€/GJ]	77	80	86	80	80	80	80	80	80	75	80	90	72	80	97	45	56	80	127	80	79,9552004
Pfad 3b [€/GJ]	63	65	71	65	65	65	63	65	69	61	65	74	59	65	79	34	44	65	107	65	65,4299787
Pfad 3c [€/GJ]	56	59	64	59	59	59	59	59	59	54	59	68	53	59	71	29	39	59	98	59	58,9023967
Pfad 4a [€/GJ]	49	49	49	49	49	49	49	49	50	46	49	56	45	49	58	42	44	49	59	49	49,2213464
Pfad 4b [€/GJ]	39	39	39	39	39	39	37	39	43	36	39	44	36	39	44	32	34	39	47	39	38,652901
Pfad 4c [€/GJ]	34	34	34	34	34	34	34	34	34	30	34	40	31	34	39	28	30	34	42	34	33,6972603
	Düngemittel			Lösemittelkosten			Wärmebedarf			Strom			Abschreibungs-dauer			Investitionskosten				Master	
	50%	100%	200%	50%	100%	200%	50%	100%	200%	50%	100%	200%	20	15	10	25%	50%	100%	200%		
Pfad 1a [€/l]	3,84	3,99	4,30	3,68	3,99	4,62	3,95	3,99	4,08	3,71	3,99	4,55	3,61	3,99	4,75	2,16	2,77	3,99	6,43	3,99	3,99238622
Pfad 1b [€/kg]	4,94	5,14	5,54	4,75	5,14	5,93	5,09	5,14	5,25	4,77	5,14	5,88	4,65	5,14	6,13	2,73	3,53	5,14	8,36	5,14	5,14219747
Pfad 2 [€/l]	0,76	0,88	1,13	0,88	0,88	0,88	0,77	0,88	1,10	0,73	0,88	1,19	0,81	0,88	1,03	0,63	0,72	0,88	1,21	0,88	0,88257345
Pfad 3a [€/m3]	2,69	2,79	3,00	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,80	2,62	2,79	3,14	2,50	2,79	3,38	1,56	1,97	2,79	4,44	2,79	2,7920356
Pfad 3b [€/kg]	1,51	1,57	1,70	1,57	1,57	1,57	1,52	1,57	1,66	1,47	1,57	1,77	1,41	1,57	1,88	0,82	1,07	1,57	2,58	1,57	1,57031949
Pfad 3c Bio-H2 [€]	0,61	0,64	0,69	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,59	0,64	0,74	0,57	0,64	0,77	0,32	0,42	0,64	1,06	0,64	0,63614588
Pfad 3c Bio-CH4 [€]	2,23	2,33	2,53	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,15	2,33	2,70	2,09	2,33	2,82	1,16	1,55	2,33	3,90	2,33	2,33253491
Pfad 4a [€/m3]	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,76	1,60	1,72	1,95	1,57	1,72	2,01	1,45	1,54	1,72	2,07	1,72	1,71880941
Pfad 4b [€/kg]	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,88	0,93	1,02	0,86	0,93	1,06	0,87	0,93	1,05	0,78	0,83	0,93	1,13	0,93	0,92766962
Pfad 4c Bio-H2 [€]	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,33	0,36	0,43	0,34	0,36	0,42	0,30	0,32	0,36	0,45	0,36	0,36393041
Pfad 4c Bio-CH4 [€]	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,21	1,33	1,59	1,24	1,33	1,53	1,10	1,18	1,33	1,65	1,33	1,33441151





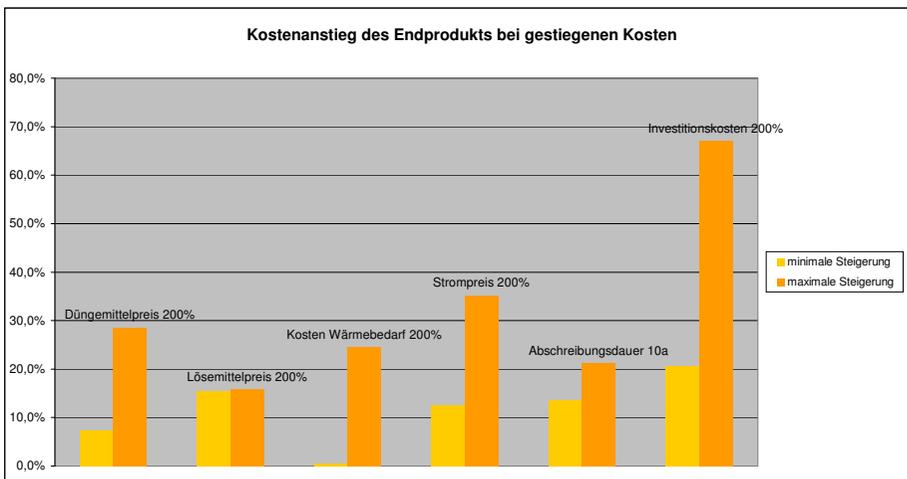
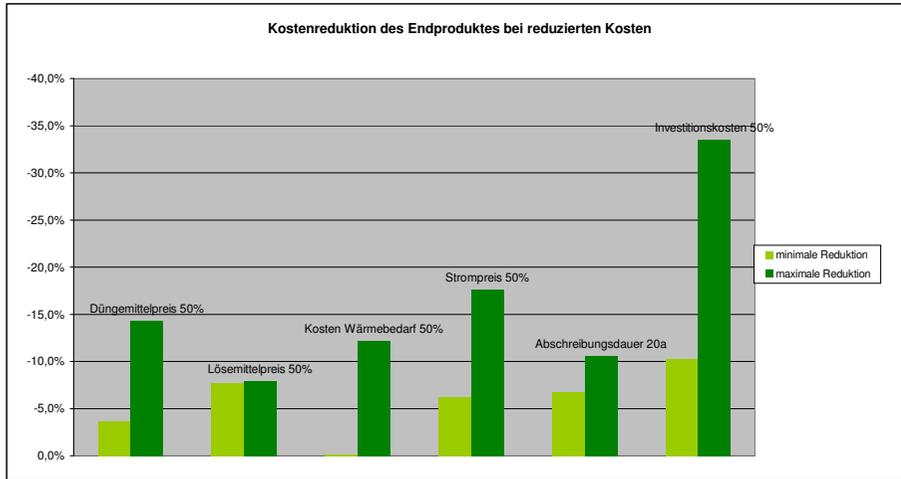




Sensitivitäten

Prozentuelle Veränderung:

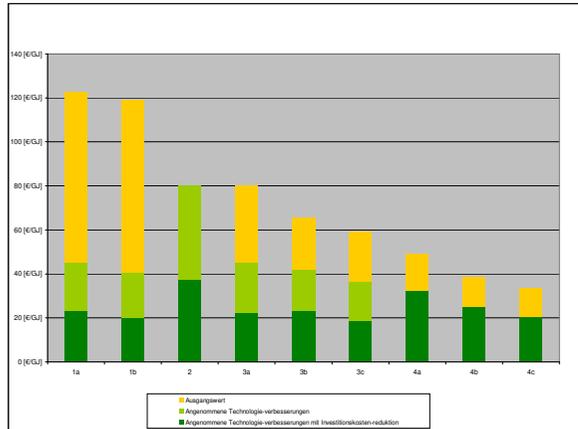
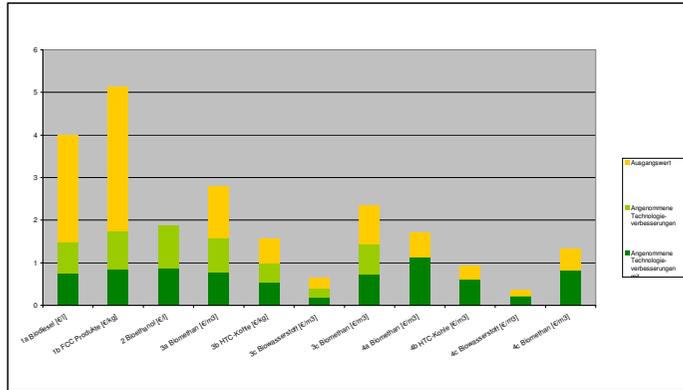
	Düngemittelpreis 50%		Düngemittelpreis 100%		Lösemittelpreis 50%		Lösemittelpreis 100%		Kosten Wärmebedarf 50%		Kosten Wärmebedarf 100%		Strompreis 50%		Strompreis 100%		Abschreibungsdauer 20a		Abschreibungsdauer 15a		Investitionskosten 50%		Investitionskosten 200%		Min ohne Investitionskosten	Max ohne Investitionskosten		
	50%	100%	50%	100%	50%	100%	50%	100%	50%	100%	50%	100%	200%	50%	100%	200%	20	15	10	25%	50%	100%	200%					
Pfad 1a [€/GJ]	-3,8%		7,6%		-7,9%		15,7%		-1,1%		2,1%		-7,0%		14,0%		-9,5%		18,9%		-45,9%		-30,6%		61,2%		-9,5%	19%
Pfad 1b [€/GJ]	-3,9%		7,8%		-7,7%		15,4%		-1,0%		2,0%		-7,2%		14,4%		-9,6%		19,1%		-46,9%		-31,3%		62,5%		-9,6%	19%
Pfad 2 [€/GJ]	-14,3%		28,6%		-7,7%		15,4%		-1,0%		2,0%		-7,2%		14,4%		-9,6%		19,1%		-46,9%		-31,3%		62,5%		-9,6%	19%
Pfad 3a [€/GJ]	-3,7%		7,4%		-7,7%		15,4%		-1,0%		2,0%		-7,2%		14,4%		-9,6%		19,1%		-46,9%		-31,3%		62,5%		-9,6%	19%
Pfad 3b [€/GJ]	-4,0%		8,0%		-7,7%		15,4%		-1,0%		2,0%		-7,2%		14,4%		-9,6%		19,1%		-46,9%		-31,3%		62,5%		-9,6%	19%
Pfad 3c [€/GJ]	-4,2%		8,4%		-7,7%		15,4%		-1,0%		2,0%		-7,2%		14,4%		-9,6%		19,1%		-46,9%		-31,3%		62,5%		-9,6%	19%
Pfad 4a [€/GJ]									-1,1%		2,2%		-6,7%		13,4%		-8,5%		17,1%		-15,4%		-10,3%		20,6%		-8,5%	17%
Pfad 4b [€/GJ]									-1,1%		2,2%		-6,7%		13,4%		-8,5%		17,1%		-15,4%		-10,3%		20,6%		-8,5%	17%
Pfad 4c [€/GJ]									-5,0%		10,0%		-7,2%		14,4%		-6,8%		13,5%		-16,3%		-10,8%		21,7%		-7,2%	14%
Pfad 4c [€/GJ]									-5,0%		10,0%		-9,7%		19,3%		-7,3%		14,6%		-17,6%		-11,7%		23,4%		-9,7%	19%
Pfad 1a [€/l]	-3,8%		7,6%		-7,9%		15,7%		-1,1%		2,1%		-7,0%		14,0%		-9,5%		18,9%		-45,9%		-30,6%		61,2%		-9,5%	19%
Pfad 1b [€/kg]	-3,9%		7,8%		-7,7%		15,4%		-1,0%		2,0%		-7,2%		14,4%		-9,6%		19,1%		-46,9%		-31,3%		62,5%		-9,6%	19%
Pfad 2 [€/l]	-14,3%		28,6%		-7,7%		15,4%		-1,0%		2,0%		-7,2%		14,4%		-9,6%		19,1%		-46,9%		-31,3%		62,5%		-9,6%	19%
Pfad 3a [€/m3]	-3,7%		7,4%		-7,7%		15,4%		-1,0%		2,0%		-7,2%		14,4%		-9,6%		19,1%		-46,9%		-31,3%		62,5%		-9,6%	19%
Pfad 3b [€/kg]	-4,0%		8,0%		-7,7%		15,4%		-1,0%		2,0%		-7,2%		14,4%		-9,6%		19,1%		-46,9%		-31,3%		62,5%		-9,6%	19%
Pfad 3c Bio-H2 [€/m3]	-4,2%		8,4%		-7,7%		15,4%		-1,0%		2,0%		-7,2%		14,4%		-9,6%		19,1%		-46,9%		-31,3%		62,5%		-9,6%	19%
Pfad 3c Bio-CH4 [€/m3]	-4,2%		8,4%		-7,7%		15,4%		-1,0%		2,0%		-7,2%		14,4%		-9,6%		19,1%		-46,9%		-31,3%		62,5%		-9,6%	19%
Pfad 4a [€/m3]									-1,1%		2,2%		-6,7%		13,4%		-8,5%		17,1%		-15,4%		-10,3%		20,6%		-8,5%	17%
Pfad 4b [€/kg]									-1,1%		2,2%		-6,7%		13,4%		-8,5%		17,1%		-15,4%		-10,3%		20,6%		-8,5%	17%
Pfad 4c Bio-H2 [€/m3]									-5,0%		10,0%		-7,2%		14,4%		-6,8%		13,5%		-16,3%		-10,8%		21,7%		-7,2%	14%
Pfad 4c Bio-CH4 [€/m3]									-5,0%		10,0%		-9,7%		19,3%		-7,3%		14,6%		-17,6%		-11,7%		23,4%		-9,7%	19%
Bandbreite Reduktion/Steigerung	-14,3% von -3,7% bis		7,4% 28,6%		-7,9% von -7,7% bis		15,4% 15,7%		-12,2% von -0,2% bis		0,4% 24,5%		-17,6% von -6,2% bis		12,5% 35,2%		-10,6% von -6,8% bis		13,5% 21,1%		-50,3% -15,4%		-33,5% von -10,3% bis		20,6% 67,1%			



ohne Investiti mit Investitionskostenverböohne Investiti mit Inteststitutionskostenverbö
AusgangswertAngenommer mit Investiti auf Energiegehalt bezogen (€/G)
Angenommer AusgangswertAngenommerAngenommene Technologie-verböesserungen mit Investitionskosten-reduktion

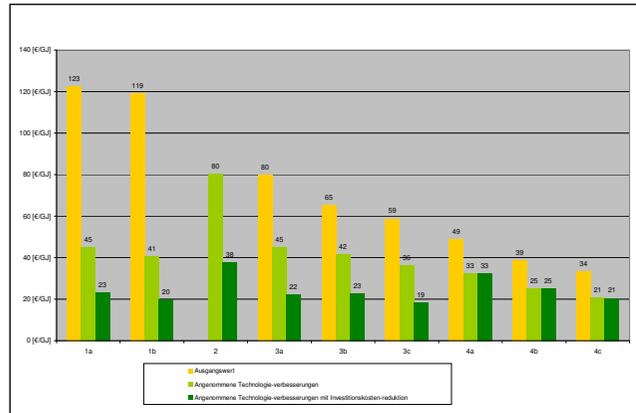
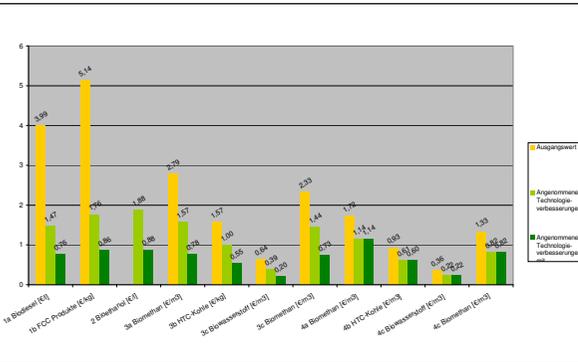
Pfad	1a Biodiesel (€/l)	1b FCC Produkte (€/kg)	2 Bioethanol (€/l)	3a Biomethan (€/m3)	3b HTC-Kohle (€/kg)	3c Biowasserstoff (€/m3)	3c Biomethan (€/m3)	4a Biomethan (€/m3)	4b HTC-Kohle (€/m3)	4c Biowasserstoff (€/m3)	4c Biomethan (€/m3)
1a Biodiesel (€/l)	3,99	1,47	0,76	123	45						
1b FCC Produkte (€/kg)	5,14	1,76	0,86	119	41						
2 Bioethanol (€/l)		1,88	0,88		80						
3a Biomethan (€/m3)		2,79	1,57	0,78	80						
3b HTC-Kohle (€/kg)		1,57	1,00	0,55	65						
3c Biowasserstoff (€/m3)		0,64	0,39	0,20	59						
3c Biomethan (€/m3)		2,33	1,44	0,73							
4a Biomethan (€/m3)		1,72	1,14	1,14	49						
4b HTC-Kohle (€/m3)		0,93	0,61	0,60	39						
4c Biowasserstoff (€/m3)		0,36	0,22	0,22	34						
4c Biomethan (€/m3)		1,33	0,82	0,82							

Pfad	1a Biodiesel (€/l)	1b FCC Produkte (€/kg)	2 Bioethanol (€/l)	3a Biomethan (€/m3)	3b HTC-Kohle (€/kg)	3c Biowasserstoff (€/m3)	3c Biomethan (€/m3)	4a Biomethan (€/m3)	4b HTC-Kohle (€/m3)	4c Biowasserstoff (€/m3)	4c Biomethan (€/m3)
1a Biodiesel (€/l)	2,52	0,72	0,76	77	22						
1b FCC Produkte (€/kg)	3,38	0,90	0,86	78	21						
2 Bioethanol (€/l)		1,00	0,88		43						
3a Biomethan (€/m3)		1,22	0,80	0,78	35						
3b HTC-Kohle (€/kg)		0,57	0,45	0,55	24						
3c Biowasserstoff (€/m3)		0,24	0,19	0,20	23						
3c Biomethan (€/m3)		0,90	0,70	0,73							
4a Biomethan (€/m3)		0,58	0,00	1,14	17						
4b HTC-Kohle (€/m3)		0,32	0,00	0,60	13						
4c Biowasserstoff (€/m3)		0,14	0,00	0,22	13						
4c Biomethan (€/m3)		0,51	0,00	0,82							



ohne Investiti mit Investitionskostenverböohne Investiti mit Inteststitutionskostenverbö
AusgangswertAngenommer mit Investiti auf Energiegehalt bezogen (€/G)
Angenommer AusgangswertAngenommerAngenommene Technologie-verböesserungen mit Investitionskosten-reduktion

Pfad	1a Biodiesel (€/l)	1b FCC Produkte (€/kg)	2 Bioethanol (€/l)	3a Biomethan (€/m3)	3b HTC-Kohle (€/kg)	3c Biowasserstoff (€/m3)	3c Biomethan (€/m3)	4a Biomethan (€/m3)	4b HTC-Kohle (€/m3)	4c Biowasserstoff (€/m3)	4c Biomethan (€/m3)
1a Biodiesel (€/l)	3,99	1,47	0,76	123	45						
1b FCC Produkte (€/kg)	5,14	1,76	0,86	119	41						
2 Bioethanol (€/l)		1,88	0,88		80						
3a Biomethan (€/m3)		2,79	1,57	0,78	80						
3b HTC-Kohle (€/kg)		1,57	1,00	0,55	65						
3c Biowasserstoff (€/m3)		0,64	0,39	0,20	59						
3c Biomethan (€/m3)		2,33	1,44	0,73							
4a Biomethan (€/m3)		1,72	1,14	1,14	49						
4b HTC-Kohle (€/m3)		0,93	0,61	0,60	39						
4c Biowasserstoff (€/m3)		0,36	0,22	0,22	34						
4c Biomethan (€/m3)		1,33	0,82	0,82							



Anhang 11.9 Gewinnvergleichsrechnung und Amortisationszeiten

1 Gewinnvergleichsrechnung und Amortisationszeiten

1.1 Methodik der Gewinnvergleichsrechnung sowie der Berechnung der Amortisationszeiten

Gewinnvergleichsrechnung

Verschiedene Investitionsvorhaben können zu verschiedenen Erlössituationen führen, was die Aussagekraft der Kostenvergleichsrechnung einschränkt. Bei der Gewinnvergleichsrechnung werden die Kosten dem Erlös gegenübergestellt, um so den Gewinn zu ermitteln. Die jeweils erzielbaren Gewinne der verschiedenen Algenutzungspfade werden miteinander verglichen.

Allgemein kann man den Gewinn / Verlust G als Differenz zwischen Erlös E und Kosten K darstellen:

$$G = E - K$$

Für die Produkte und Nebenprodukte wurden Erlösannahmen getroffen (siehe Anhang Kostenannahmen für ökonomische Bewertung).

Amortisationszeiten

Der Begriff Amortisation bezeichnet den Prozess, in dem anfängliche Aufwendungen für ein Objekt durch dadurch entstehende Erträge gedeckt werden. Die Dauer dieses Prozesses wird Amortisationszeit genannt. Die Amortisationszeit t_a berechnet sich aus dem Verhältnis von Investitionskosten IK durch Cashflow CF , wobei der Cashflow CF aus der Differenz von Erlösen E und Kosten (ohne Abschreibung) K_{oA} berechnet wird.

$$t_a = \frac{IK}{CF}$$

$$CF = E - K_{oA}$$

1.2 Gewinnvergleichsrechnung

Für die Gewinnvergleichsrechnung wurden von den, mit Produkten und Nebenprodukten zu erzielenden, Erlösen die jährlichen Kosten abgezogen. Der mögliche Gewinn bzw. Verlust wurde für alle Nutzungspfade im langfristigen Zeitraum berechnet und in Tabelle angeführt.

Tabelle 1: Jährliche Gewinne in den Nutzungspfaden im langfristigen Zeitraum gerundet auf 0,1 Mio. €

Nutzungspfad	Gewinn langfristig
1a	21,6 Mio. €/a
1b	4,1 Mio. €/a
2	-14,9 Mio. €/a
3a	-2,5 Mio. €/a
3b	-12,5 Mio. €/a
3c	3,9 Mio. €/a
4a	-0,4 Mio. €/a
4b	-0,5 Mio. €/a
4c	<0,1 Mio. €/a

Im mittelfristigen Zeitraum wirft keiner der gewählten Nutzungspfade einen jährlichen Gewinn ab. Dies liegt einerseits an den extrem hohen jährlichen Kosten für den Betrieb der Anlagen (inkl. der Abschreibungen für die hohen Investitionskosten) und auch an den niedrigpreisigen Produkten und Endprodukten, die nur wenig Erlös erzielen.

Im langfristigen Zeitraum erzielt die Biodieselherstellung aus Mikroalgen einen jährlichen Gewinn von ca. 21,6 Mio. €, die Herstellung von FCC Produkten einen Gewinn von ca. 4,1 Mio. €, ebenso die hydrothermalen Vergasungsprozesse mit ca. 3,9 Mio. € für PBR Kultivierung und 47.600 € für Abwasserkultivierung.

1.3 Amortisationszeiten

Die Amortisationszeit berechnet sich aus dem Verhältnis von Investitionskosten durch Cashflow CF, wobei der Cashflow berechnet wird aus der Differenz von Erlösen und Kosten (ohne Abschreibung). Dieser Parameter wurde für alle Nutzungspfade bestimmt und sind in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Amortisationszeiten der einzelnen Nutzungspfade im langfristigen Zeitraum

Nutzungspfad	Cashflow langfristig	Amortisationszeit Langfristig*
1a	31,7 Mio. €	5 a
1b	13,3 Mio. €	11 a
2	4,3 Mio. €	70 a
3a	5,2 Mio. €	23 a
3b	-6,5 Mio. €	-
3c	9,8 Mio. €	9 a
4a	-0,1 Mio. €	-
4b	-0,3 Mio. €	-
4c	0,3 Mio. €	13 a

* Die Berechnung von Amortisationszeiten aus negativen Cashflow Ergebnissen kann nicht durchgeführt werden – ist hier mit „-“, gekennzeichnet

In allen Nutzungspfaden im mittelfristigen Zeitraum wird ein negativer Cashflow erzielt, das bedeutet bei diesen Nutzungspfaden sind die jährlichen Betriebskosten (ohne Abschreibung) höher als die erzielten Erlöse. Daher würden hier auch negative Amortisationszeiten herauskommen, diese sind allerdings nicht aussagekräftig, da die Amortisationszeit nur mit positivem Cashflow berechnet werden kann.

Im langfristigen Zeitraum wird in allen Nutzungspfaden, mit Ausnahme von 3b, 4a und 4b, positiver Cashflow erwirtschaftet. Bei den drei Ausnahmen handelt es sich um die Herstellung der HTC-Kohle mittels Photobioreaktor und Raceway Pond sowie um die Biogaserzeugung mittels Abwasser RWP. Mit den positiven Cashflowwerten kann die Amortisationszeit berechnet werden, diese schwankt in den Nutzungspfaden zwischen 5 und 70 Jahren. In der ökonomischen Berechnung wurde von einer Nutzungsdauer von 15 Jahren ausgegangen, daher sind jene Nutzungspfade interessant die sich innerhalb dieser Zeit amortisieren. Bereits nach 5 Jahren amortisiert sich die Investition einer Anlage zur Herstellung von Algenbiodiesel, nach 9 bzw. 13 Jahren amortisiert sich die Investition einer Anlage zur hydrothermalen Vergasung von Algen gezüchtet in PBR bzw. RWP. Die Investition einer FCC Anlage zur Herstellung von Biobenzin aus Mikroalgen würde sich nach 11 Jahren amortisieren. Die Biomethanproduktion aus PBR Mikroalgen würde sich erst nach 23 Jahren amortisieren und die Bioethanolherstellung erst nach 70 Jahren.

JOANNEUM RESEARCH
Forschungsgesellschaft mbH

Leonhardstraße 59
8010 Graz

Tel. +43 316 876-0
Fax +43 316 876-1181

pr@joanneum.at
www.joanneum.at

IMPRESSUM

Verfasser

JOANNEUM RESEARCH
Forschungsgesellschaft mbH
RESOURCES – Institut für Wasser, Energie
und Nachhaltigkeit
Energieforschung

Maria Hingsamer
Elisabethstraße 18/II, 8010 Graz
Tel. +43/316/876-1421
Fax +43/316/8769-1421
Email: maria.hingsamer@joanneum.at
Web: <http://www.joanneum.at>

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
office@klimafonds.gv.at
www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige
Verantwortung für den Inhalt dieses
Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise
die Meinung des Klima- und Energiefonds
wider.

Der Klima- und Energiefonds ist nicht für die
Weiternutzung der hier enthaltenen
Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH