

**Universität für Bodenkultur Wien**  
**Department für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften**  
**Institut für Agrar- und Forstökonomie**

**Diplomarbeit**

**Ethanolherzeugung aus stärkehaltigen Rohstoffen  
für Treibstoffzwecke**

Verfasser:

**Christian GANGL**

Studienrichtung Landwirtschaft/Agrarökonomik

Betreuer:

**O. Univ. Prof. Dipl. Ing. Dr. Walter Schneeberger**

Wien, im September 2004

## **Kurzfassung**

### **Ethanolherzeugung aus stärkehaltigen Rohstoffen zu Treibstoffzwecken**

**Christian Gangl**

Die Treibstoffrichtlinie wurde im Mai 2003 vom Europäischen Parlament beschlossen, diese sieht die Verwendung von Biotreibstoffen vor. Die Kosten der Biotreibstoffproduktion wurden dadurch zu einer aktuellen Forschungsfrage.

Diese Arbeit beschäftigt sich im allgemeinen Teil mit der Ethanolproduktion aus stärkehaltigen Rohstoffen. Nach einem Überblick über die Ethanolproduktion und den Einsatz von Ethanol als Treibstoff in ausgewählten Ländern, werden die üblichen Verfahren der Bioethanolproduktion beschrieben. Besonderes Augenmerk wird dabei auf die Möglichkeiten der Verwertung der Schlempe gelegt. Neben Trocknung der Schlempe werden die Verbrennung und die Verwendung als Biogassubstrat erörtert. Die Kosten der Ethanolherzeugung werden mit den Rohstoffen Mais und Weizen für zwei Anlagengrößen kalkuliert, dabei werden die drei beschriebenen Varianten der Schlempenverwertung berücksichtigt. Bei ausschließlichem Einsatz von Ethanol aus Mais, zur Erfüllung einer 2%igen Beimischung zum Benzin im Jahr 2005, würden rund 21.000 ha für die Rohstoffbereitstellung benötigt, bei Weizen rund 44.100 ha. Zur Erfüllung des Beimischungsziels 2010 von 5,75% würden beim ausschließlichen Einsatz von Mais rund 60.900 ha benötigt, bei Weizen rund 126.900 ha. Die Bioethanolproduktion aus Mais ist kostenmäßig etwas günstiger als die aus Weizen. Derzeit besteht aber in Österreich kein Mais-, sondern ein Weizenüberschuss.

Nach den Kalkulationen ist bei beiden Kapazitäten die Trocknung der Schlempe einer anderen Verwertung vorzuziehen. Bei der Ethanolanlage mit 60 m<sup>3</sup> Tageskapazität ist die Nutzung der Schlempe in einer Biogasanlage in Erwägung zu ziehen, die Kostendifferenz zur Trocknung ist gering. Die Verbrennung der Schlempe ist die teuerste der untersuchten Varianten.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>IV</b>
<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>VI</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>VII</b>
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>1</b>
1.1 Problemstellung .....	1
1.2 Zielsetzung.....	2
1.3 Methoden .....	3
1.4 Aufbau .....	3
<b>2 Rahmenbedingungen.....</b>	<b>4</b>
2.1 Internationale Abkommen und Richtlinien .....	4
2.1.1 Kyoto-Protokoll .....	4
2.1.2 Blair-House-Abkommen .....	5
2.2 EU-Biotreibstoffrichtlinie.....	5
<b>3 Ethanol.....</b>	<b>7</b>
3.1 Allgemeines .....	7
3.2 Rohstoffe für die Ethanolproduktion .....	8
3.2.1 Zuckerhaltige Rohstoffe .....	8
3.2.2 Stärkehaltige Rohstoffe .....	10
3.2.3 Zellulosehaltige Rohstoffe.....	12
3.3 Weltweite Produktion und Verwendung von Ethanol.....	12
3.4 Ethanol als Treibstoff .....	14
3.4.1 Eignung von Ethanol als Treibstoff.....	14
3.4.2 Ethyl-Tertiär-Butyl-Ether (ETBE) und MTBE .....	16
3.4.3 Bioethanoleinsatz in ausgewählten Ländern .....	17
3.4.3.1 Brasilien.....	17
3.4.3.2 USA .....	18
3.4.3.3 Europäische Union.....	20
3.4.3.4 Spanien .....	21
3.4.3.5 Frankreich.....	22
3.4.3.6 Schweden.....	22
3.4.3.7 Andere EU-Länder.....	23

<b>4</b>	<b>Flächenbedarf für Bioethanol zur Erfüllung der EU-Biotreibstoffrichtlinie ...</b>	<b>24</b>
4.1	Bioethanolbedarf .....	24
4.2	Rohstoffsituation .....	25
<b>5</b>	<b>Verfahrenstechnik der Ethanolgewinnung aus zucker- und stärkehaltigen Rohstoffen.....</b>	<b>28</b>
5.1	Prozessablauf .....	28
5.1.1	Fermentation .....	29
5.1.2	Destillation, Rektifikation, Absolutierung.....	29
5.1.3	Denaturierung .....	30
5.2	Schlempenverwertung .....	30
5.2.1	Verwendung als Düngemittel .....	30
5.2.2	Verwendung als Futtermittel .....	30
5.2.2.1	Verfütterung flüssiger Schlempe .....	31
5.2.2.2	Verfütterung getrockneter Schlempe (DDGS) .....	31
5.2.3	Verwendung zur Biogaserzeugung.....	31
5.2.4	Verbrennung der Schlempe .....	33
<b>6</b>	<b>Wirtschaftlichkeitsberechnung .....</b>	<b>35</b>
6.1	Modell einer Bioethanolanlage.....	35
6.2	Kosten der Ethanolproduktion aus Mais .....	38
6.2.1	Kapitalkosten, Instandhaltungs- und Versicherungskosten .....	40
6.2.2	Personalkosten .....	41
6.2.3	Rohstoffkosten.....	42
6.2.4	Energiekosten .....	42
6.2.5	Kosten für Chemikalien, Abwasser und Verbrennung.....	43
6.2.6	Transportkosten .....	44
6.2.7	Erlöse für Nebenprodukte.....	44
6.2.8	Herstellungskosten.....	46
6.2.9	Düngerwert der Maisschlempe .....	46
6.3	Kosten der Ethanolproduktion aus Weizen .....	47
6.3.1	Kapital-, Instandhaltungs- und Versicherungskosten.....	49
6.3.2	Personalkosten .....	50
6.3.3	Rohstoffkosten.....	51
6.3.4	Energiekosten .....	51
6.3.5	Kosten für Chemikalien, Abwasser und Verbrennung.....	52

6.3.6	Transportkosten .....	53
6.3.7	Erlöse für Nebenprodukte.....	53
6.3.8	Herstellungskosten.....	55
6.3.9	Düngerwert der Weizenschlempe.....	55
<b>7</b>	<b>Diskussion der Rechenergebnisse und Schlussfolgerungen.....</b>	<b>57</b>
	<b>Literatur- und Quellenverzeichnis .....</b>	<b>62</b>
	<b>Anhang 1: Einzeldaten für die Maisschlempeverwertung in der Biogasanlage .....</b>	<b>66</b>
	<b>Anhang 2: Basisdaten für die Weizenschlempeverwertung in der Biogasanlage.....</b>	<b>70</b>

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Eigenschaften von Ethanol und Benzin.....	14
Tabelle 2: Steuern auf Benzin und Steuerermäßigungen auf Ethanol in der EU .....	21
Tabelle 3: Bioethanolbedarf in Österreich und in der EU bei 5,75% Beimischung.....	24
Tabelle 4: Mais- und Weizenproduktionsdaten im Durchschnitt der Jahre 1999 bis 2002 in Österreich und in der EU .....	26
Tabelle 5: Rohstoffeinsatzmenge bei der Ethanolherstellung .....	26
Tabelle 6: Flächenbedarf für die Ethanolproduktion in Österreich und der EU.....	27
Tabelle 7: Kostenzuordnung zur Ethanolherstellung und zur Schlempeverwertung .....	38
Tabelle 8: Jährliche Kapitalkosten, Instandhaltung und Versicherung bei den Ethanolanlagen in Abhängigkeit von der Schlempeverwertung bei der Ethanolherstellung aus Mais.....	40
Tabelle 9: Kapitalkosten, Instandhaltungs- und Versicherungskosten je hl in Abhängigkeit der Anlagengröße und der Schlempeverwertung .....	41
Tabelle 10: Anzahl der Personen und Personalkosten der Variante DDGS insgesamt in Abhängigkeit von der Anlagengröße.....	42
Tabelle 11: Rohstoffkosten je hl Ethanolherstellung aus Mais .....	42
Tabelle 12: Berechnung der Energiekosten je hl Ethanol für Mais.....	43
Tabelle 13: Chemikalien-, Verbrennungs- und Abwasserkosten für die Ethanolherstellung aus Mais je hl Ethanol .....	43
Tabelle 14: Berechnung der Transportkosten je hl bei der Ethanolherstellung aus Mais .	44
Tabelle 15: Berechnung der Energieerlöse bei der Biogaserzeugung aus Maisschlempe.	45
Tabelle 16: Herstellungskosten je hl Ethanol aus Mais.....	46
Tabelle 17: Berechnung des Düngerwerts der Biogasgülle aus Maisschlempe .....	47
Tabelle 18: Jährliche Kapitalkosten, Instandhaltung und Versicherung bei den Ethanolanlagen in der Abhängigkeit der Schlempeverwertung bei Ethanolherstellung aus Weizen.....	49
Tabelle 19: Kapitalkosten, Instandhaltungs- und Versicherungskosten je hl Ethanol in Abhängigkeit von der Anlagengröße und der Schlempeverwertung bei Weizen .....	50
Tabelle 20: Anzahl der Personen und Personalkosten und Berechnung anhand der Variante DDGS insgesamt in Abhängigkeit von der Anlagengröße.....	50

Tabelle 21: Rohstoffkosten je hl Ethanolherstellung aus Weizen.....	51
Tabelle 22: Berechnung der Energiekosten je hl Ethanol für Weizen.....	52
Tabelle 23: Chemikalien-, Verbrennungs- und Abwasserkosten für die Ethanolherstellung aus Weizen je hl Ethanol .....	52
Tabelle 24: Berechnung der Transportkosten je hl bei der Ethanolherstellung aus Weizen .....	53
Tabelle 25: Berechnung der Energieerlöse bei Biogaserzeugung aus Weizenschlempe ..	54
Tabelle 26: Herstellungskosten je hl Ethanol aus Weizen.....	55
Tabelle 27: Berechnung des Düngerwerts der Biogasgülle aus Weizenschlempe .....	56
Tabelle 28: Daten zur Maisschlempe je m <sup>3</sup> Ethanol aus Mais .....	66
Tabelle 29: Ausgangsdaten zur Berechnung der Energiemengen der Biogasanlage .....	67
Tabelle 30: Formeln zur Berechnung von Kennzahlen der Biogasanlage .....	67
Tabelle 31: Gasertrag, Strom- und Wärmemengen sowie installierte Leistung der Biogasanlage mit Maisschlempe .....	68
Tabelle 32: Berechnung der spezifischen Lagerraumkosten für zusätzlichen Gülleraum	68
Tabelle 33: Investitionskosten für die Biogasanlage mit Maisschlempe.....	69
Tabelle 34: Berechnung der Transportkosten je t bzw. je m <sup>3</sup> für 40 km und 60 km.....	69
Tabelle 35: Daten zur Weizenschlempe je m <sup>3</sup> Ethanol aus Weizen .....	70
Tabelle 36: Gasertrag, Strom- und Wärmemengen sowie installierte Leistung der Biogasanlage mit Weizenschlempe .....	71
Tabelle 37: Investitionskostenberechnung für die Biogasanlage mit Weizenschlempe....	71

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Stärken und Schwächen der stärkehaltigen Rohstoffe zur Ethanolerzeugung .....	11
Abbildung 2: Verteilung der weltweiten Ethanolproduktion auf Länder bzw. Ländergruppen im Jahr 2003 .....	13
Abbildung 3: Weltweite Ethanolverwendung nach Sektoren im Jahr 2001 .....	13
Abbildung 4: Vor- und Nachteile von Bioethanol im Vergleich mit anderen Treibstoffen.....	15
Abbildung 5: Eigenschaften von Ethanol und ETBE .....	17
Abbildung 6: U.S Treibstoffethanolproduktion von 1979 bis 2004 .....	20
Abbildung 7: Anteil der Staaten an der Ethanolproduktion in der EU im Jahr 2002.....	20
Abbildung 8: Prozess-Fließbild der Ethanolproduktion mit Schlempentrocknung.....	28
Abbildung 9: Schema der Bioethanolproduktion mit Biogasanlage .....	32
Abbildung 10: Fließbild der Klärschlammverbrennung des Werks Simmeringer Haide..	33
Abbildung 11: Modell der Ethanolproduktion mit Schlempenverwertung .....	36
Abbildung 12: Mengenflussdiagramm bei Ethanolerzeugung aus Mais für die drei Schlempenverwertungsvarianten.....	39
Abbildung 13: Mengenflussdiagramm bei Ethanolerzeugung aus Weizen für die drei Schlempenverwertungsvarianten.....	48
Abbildung 14: Verteilung der Kosten für Ethanol aus Mais bei einer Tageskapazität von 60 m <sup>3</sup> (links) und 360 m <sup>3</sup> (rechts).....	57
Abbildung 15: Kosten und Erlöse der Varianten bei Ethanolherstellung aus Mais in Abhängigkeit der Schlempenverwertung und Anlagenkapazität .....	59
Abbildung 16: Kosten und Erlöse der Varianten bei Ethanolherstellung aus Weizen in Abhängigkeit der Schlempenverwertung und Anlagenkapazität .....	59



## Abkürzungsverzeichnis

€	Euro
\$	Dollar
AMA	Agrarmarkt Austria
ATP	Adenosintriphosphat
BAAWI	Bundesanstalt für Agrarwirtschaft
BHKW	Blockheizkraftwert
BPK	Brutto-Produktionskosten
CC-10	Neue Mitgliedsstaaten der Europäischen Union; Beitritt 1. Mai 2004
CC-2	Beitrittskandidaten der Europäischen Union; Rumänien und Bulgarien
DDGS	Distillers Dried Grains and Solubles
ETBE	Ethy-Tertiär-Butyl-Ether
EtOH	Ethanol
EU	Europäische Union
EU-15	Europäische Union der 15 Mitgliedstaaten
EU-25	Europäische Union der 25 Mitgliedstaaten
FFV	Flexible Fuel Vehicles
FM	Frischmasse
hl	Hektoliter
IL	Installierte Leistung
KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V.
LfL	Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
MGY	million gallons per year
MTBE	Methyl-Tertiär-Butyl-Ether
NPK	Netto-Produktionskosten
OE	Öläquivalent
oTS	organische Trockensubstanz
Pi	organisches Phosphat
TS	Trockensubstanz
RME	Raps-Methyl-Ester
WTO	World Trade Organization

# 1 Einleitung

## 1.1 Problemstellung

Österreich hat sich im Kyoto-Protokoll verpflichtet, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2012 um 13% gegenüber dem Basisjahr 1990 zu reduzieren. Derzeit liegen diese aber um 10% über den Referenzwert von 1990. Während die von der Industrie verursachten Emissionen trotz Wirtschaftswachstum mehr oder weniger stagnieren, haben sie im Verkehrssektor um 48% zugenommen und zeigen noch immer steigende Tendenz. Daraus wird ersichtlich, wie wichtig der Einsatz von Treibstoffen biogenen Ursprungs ist.

Im Mai 2003 wurde die Biotreibstoffrichtlinie im Europäischen Parlament verabschiedet. Demnach sollen, gemessen am Energieinhalt, ab 2005 2% und ab 2010 5,75% der Treibstoffe für Verkehrszwecke biogenen Ursprungs sein.

Methylester werden in Österreich seit Anfang der neunziger Jahre erzeugt und als Treibstoff für Dieselmotoren eingesetzt. Bioethanol, das in Ottomotoren problemlos verwendet werden kann, kommt in Österreich bisher nicht zum Einsatz, da noch keine Anreize bzw. keine gesetzlichen Rahmenbedingungen bezüglich der Beimischungspflicht und der Besteuerung von Ethanol als Treibstoff geschaffen wurden. Die Herstellung von Ethanol in Österreich beschränkt sich derzeit auf Trinkalkohol und Industrieethanol (Pharmaalkohol, Lösungsmittel...). Damit sich eine Bioethanolproduktion etabliert, müssen die Rahmenbedingungen hinsichtlich der Erzeugung der Rohstoffe und der Verwendung von Ethanol als Treibstoff stimmen.

Bei den derzeitigen Treibstoffpreisen ist ein Ethanoleinsatz als Treibstoff nur unter Subventionierung möglich. Ob die Rohstoffproduzenten, die Ethanolerzeuger oder die Endverbraucher subventioniert werden und in welchem Ausmaß, unterliegt dem Staat. Beim Biotreibstoffeinsatz müssen jedoch die Regeln der WTO eingehalten werden. Mit zunehmender Liberalisierung der Agrarmärkte werden die Möglichkeiten der Unterstützung weniger.

Ethanol biogenen Ursprungs wird zurzeit in Europa in Spanien, Frankreich und Schweden hergestellt. Als Rohstoffe werden primär Weizen und Zuckerrübe verwendet. In den USA wird Bioethanol vor allem aus Mais hergestellt, man kann auf eine ausgereifte Technologie und langjährige Erfahrung zurückgreifen.

Bei den heute meist angewandten Verfahren zur Herstellung von Bioethanol ist vor allem die Trocknung der anfallenden Schlempe sehr energieintensiv und schmälert somit die Energiebilanz. Andere Arten der Schlempenverwertung, die möglicherweise eine positivere Energiebilanz aufweisen, werden derzeit aus ökonomischen Gründen bei der Treibstoffethanolproduktion nicht angewendet. Eine genauere ökonomische Betrachtung der Bioethanolproduktion mit verschiedenen Schlempenverwertungsarten könnte Aufschluss über die genaue Kostenaufteilung geben.

In der vorliegenden Diplomarbeit werden die ökonomischen Aspekte der Bioethanolproduktion mit Hinblick auf die Schlempenverwertung beleuchtet. Die Arbeit beschränkt sich dabei auf stärkehaltige Rohstoffe. BACHLER (2004) behandelt in seiner Diplomarbeit die Wirtschaftlichkeit von Zuckerrüben als Rohstoff.

## **1.2 Zielsetzung**

Diese Diplomarbeit gibt zunächst einen Überblick über die Möglichkeiten des Einsatzes von Ethanol als Treibstoff und die globale Bioethanolproduktion. Danach wird der Bedarf an Bioethanol bei 2% und 5,75% Beimischung von Ethanol zum Benzin berechnet. Für die Rohstoffe Mais und Weizen werden ferner die Einsatzmengen sowie der Flächenbedarf zur Erfüllung der Beimischungsziele abgeschätzt. Die möglichen Varianten der Schlempenverwertung werden erörtert. Anhand der stärkehaltigen Rohstoffe Mais und Weizen werden die Kosten der Ethanolherstellung ermittelt, wobei die verschiedenen Varianten der Schlempenverwertung berücksichtigt werden.

### **1.3 Methoden**

Ausgehend vom Benzinverbrauch im Jahr 2000 wird der Ethanolbedarf beim Beimischungsziel 2005 (2%) bzw. 2010 (5,75%) errechnet. Es wird angenommen, dass dieser Ethanolbedarf aus den stärkehaltigen Rohstoffen Mais und Weizen gedeckt wird. In den Modellrechnungen werden die beiden Rohstoffe getrennt behandelt, somit liegt jeder Kalkulation eine Einrohstoffanlage zugrunde. Die Daten für die Berechnung der Kosten und der Leistungen stammen überwiegend aus der Literatur, ergänzt durch Erhebungen in Unternehmen.

### **1.4 Aufbau**

Zuerst werden die Rahmenbedingungen, die die Bioethanolproduktion betreffen bzw. betreffen könnten, beschrieben. In Kapitel 3 werden die möglichen Rohstoffe der Ethanolherstellung beschrieben, sowie auf die Produktion und Verwendung von Bioethanol in einzelnen Ländern eingegangen. Das Kapitel 4 befasst sich mit dem Rohstoffbedarf, der bei einer Ethanolbeimischung beim Benzinverbrauch 2000 in der EU erforderlich ist. Im Kapitel 5 werden die Verfahren der Ethanolproduktion und die möglichen Varianten der Schlemphenverwertung erörtert. Die Kosten der Ethanolherstellung aus Mais und Weizen werden in Abhängigkeit von der Art der Schlemphenverwertung in Kapitel 6 berechnet. Den Abschluss bilden die Schlussfolgerungen aus den angestellten Überlegungen und Berechnungen.

## **2 Rahmenbedingungen**

### **2.1 Internationale Abkommen und Richtlinien**

#### **2.1.1 Kyoto-Protokoll**

Im Protokoll von Kyoto vom Dezember 1997 haben sich die Industrieländer der Welt und jene osteuropäischen Länder, die sich im Übergang zur Marktwirtschaft befinden, zu quantifizierten Emissionsbegrenzungen und -reduktion verpflichtet. In Bezug auf die Bioethanolerzeugung sind insbesondere folgende Verpflichtungen relevant:

- Förderung nachhaltiger landwirtschaftlicher Bewirtschaftungsformen unter Berücksichtigung von Überlegungen zu Klimaänderungen;
- Erforschung und Förderung, Entwicklung und vermehrte Nutzung von neuen und erneuerbaren Energieformen, von Technologien zur Bindung von Kohlendioxid und von fortschrittlichen und innovativen umweltverträglichen Technologien;
- Verringerung oder schrittweise Abschaffung von Marktverzerrungen, steuerlichen Anreizen, Steuer- und Zollbefreiungen und Subventionen, die im Widerspruch zum Ziel des Übereinkommens stehen, in allen Treibhausgasemittierenden Sektoren und Anwendung von Marktinstrumenten;
- Maßnahmen zur Begrenzung und/oder Reduktion von Emissionen von nicht durch das Montrealer Protokoll geregelten Treibhausgasen im Verkehrsbereich.

Die Europäische Union hat sich zu einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um 8%, ausgehend vom Ausstoß im Jahre 1990, innerhalb des Zeitraumes 2008 bis 2012 verpflichtet. Österreich hat innerhalb der EU einer Reduktion von 13% zugestimmt, hat jedoch derzeit einen Ausstoß von rund 10% über den Referenzwert von 1990, was vor allem auf einen extremen Anstieg der vom Verkehr verursachten Emissionen zurückzuführen ist (vgl. UMWELTBUNDESAMT, 2003b, 15f).

Die USA sind am 29. März 2001 aus dem Vertrag ausgestiegen. Sie sind der Ansicht, dass das Kyoto-Protokoll schwerwiegende Mängel aufweist, und langfristig keine geeignete Strategie darstellt, das Problem der globalen Klimaerwärmung zu lösen (vgl. UNITED STATES EMBASSY, 2004).

## **2.1.2 Blair-House-Abkommen**

Sowohl bei der Produktion von Biodiesel als auch von Bioethanol fallen proteinhaltige Nebenprodukte (Ölkuchen und Distillers Dried Grains and Solubles kurz DDGS genannt) an. Ölsaaten (Raps, Sonnenblumen und Sojabohnen) wurden in der EU höher subventioniert als Getreide. Dadurch wurden die Eiweißfuttermittel aus der Biodieselproduktion wettbewerbsfähiger gegen Sojaimporte aus Amerika. Daher wurde 1992 das bilaterale Blair-House-Abkommen zwischen den USA und der Europäischen Union geschlossen. Demnach dürfen nicht mehr als 1 Mio. t Sojaschrotäquivalent von Ölsaaten, die als nachwachsender Rohstoff auf Stilllegungsflächen angebaut werden, gefördert und im Futter- und Nahrungsmittelsektor verwendet werden. Laut HENNIGES (2002, 20) sollte dies nicht zu Schwierigkeiten führen, da Weizen und Mais nicht zu den Ölsaaten zählen. Jedoch bestehe die Gefahr der Ausweitung des Abkommens bei Ausweitung der Ethanolproduktion in Europa.

Seit 2001 hat die EU die Subventionen für Getreide und Ölsaaten auf ein einheitliches Niveau gestellt. Die EU ist der Ansicht, dass aufgrund der Gleichstellung von Ölsaaten und Getreide das Blair-House-Abkommen hinfällig ist. Die USA ist hingegen der Meinung, dass das Abkommen über Ölsaaten im Anhang der EU festgehalten ist und daher bindend ist (N.N., 2004).

## **2.2 EU-Biotreibstoffrichtlinie**

Am 8. Mai 2003 wurde die Biotreibstoffrichtlinie der EU verabschiedet. Demnach soll in den Mitgliedstaaten, gemessen am Energieinhalt, bis 31. Dezember 2005 ein Anteil von 2% und bis 31. Dezember 2010 ein Anteil von 5,75% der für den Verkehrssektor eingesetzten Otto- und Dieseltreibstoffe Biotreibstoffe sein. Biotreibstoffe im Sinne der Verordnung sind flüssige oder gasförmige Verkehrstreibstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden. Dazu zählen Bioethanol, Biodiesel, Biogas, Biomethanol, Biodimethylether, Bio-ETBE, Bio-MTBE, Biowasserstoff und reines Pflanzenöl (vgl. EUROPÄISCHE UNION, 2003).

Bei der Richtlinie handelt es sich um eine Soll-Bestimmung, d.h. die Erfüllung des Mindestanteils ist nicht einklagbar. Das Europäische Parlament versuchte zwar, eine rechtlich verpflichtende Richtlinie zustande zu bringen, dies scheiterte jedoch am Einspruch des Rates durch die Finanzminister. So gesehen sind die Mindestwerte nur Richtwerte. In diesem Zusammenhang wurde vom Ministerrat der Finanzminister auch die steuerliche Richtlinie beschlossen, wonach auf Biotreibstoffe ein ermäßigter Verbrauchssteuersatz angewendet werden darf, da laut EU-Vertrag Subventionen prinzipiell verboten sind (vgl. LINKOHR, 2003, 140).

## 3 Ethanol

### 3.1 Allgemeines

Ethanol ist in alkoholischen Getränken enthalten. Diese waren schon mehrere Jahrhunderte vor Christus den Babyloniern und Ägyptern bekannt. Aristoteles erkannte schon damals die Gegenwart eines brennbaren Stoffes im Wein. Die Herstellung von alkoholischen Getränken wurde erfolgreich praktiziert, ohne jedoch die genaueren Hintergründe der Fermentation zu kennen. Den Alkohol, von der wässrigen Lösung durch Erhitzen des Weines (Destillation) zu trennen und zu konzentrieren, wurde um 200 bis 400 nach Christus herausgefunden. Schon früher konnten die Chinesen den Alkohol aus Wein durch Gefrieren abscheiden. Um 1250 wurde in Italien Alkohol schon als bewährtes Heilmittel gegen die Pest empfohlen und angewendet (vgl. KREIPE, 1981, 15f).

Im 16. Jahrhundert wurden die ersten Destillationsanlagen zur Whisky-Herstellung in Schottland in Betrieb genommen. Die auf Hefe basierende Fermentation gelang Pasteur Mitte des 18. Jahrhunderts. Er fand heraus, dass ca. 5% des Zuckers aus Stärke für die Vermehrung und Erhaltung der Hefe notwendig sind, um eine vollständige Konversion durchzuführen. Im 18. Jahrhundert entstand die chemische Industrie in Europa, wobei Ethanol eine Schlüsselrolle als Rohstoff spielte (vgl. MADSON, 2001, 1ff).

1860 entwarf Nikolaus August Otto einen Prototyp eines Verbrennungsmotors auf Ethanol-treibstoffbasis. Auch Henry Ford ging davon aus, dass sein legendäres T-Modell mit Ethanol aus landwirtschaftlichen Rohstoffen betrieben würde. Ethanol auf Basis landwirtschaftlicher Rohstoffe wurde vor allem zwischen 1925 und 1945 eingesetzt, um den Selbstversorgungsgrad von Deutschland während des Krieges zu erhöhen (vgl. SCHMITZ, 2003, 147).

Im ersten Drittel des 20. Jahrhunderts, zur Zeit der Entstehung der Petrochemie, wurde auch die synthetische Herstellung von Ethanol aus Ethylen möglich, welches in den Raffinerien anfiel. In den frühen 30er Jahren wurde schließlich die fermentative Ethanolproduktion durch die synthetische Herstellung aus Ethylen ersetzt, da der Rohstoff Öl viel billiger war. Daran änderte sich auch nichts bis zur Ölverknappung in den Jahren 1974 und 1975



durch die OPEC. Ab diesem Zeitpunkt wurde die Fermentationstechnologie wieder wirtschaftlich interessant (vgl. MADSON, 2001, 1 ff).

Ethanol zählt zu den Sekundärenergieträgern (vgl. KALTSCHMITT, 2001, 2), es wird aus Primärenergieträgern gewonnen. Als Primärenergieträger werden Stoffe verstanden, die noch keiner technischen Umwandlung unterworfen wurden. Sie nutzen die Sonnenenergie direkt durch die Photosynthese. Sekundärenergieträger entstehen durch Umwandlungen in technischen Anlagen aus Primärenergieträgern. Dabei fallen Umwandlungs- und Verteilungsverluste an (vgl. NEUBARTH, 2000, 10).

## **3.2 Rohstoffe für die Ethanolproduktion**

Rohstoffe für die Ethanolherzeugung können zucker-, stärke- und zellulosehaltige Pflanzenkomponenten sein. Ethanol entsteht als Hauptprodukt bei der Vergärung von Zucker durch Hefen oder Bakterien. Um aus stärke- und zellulosehaltigen Rohstoffen Alkohol gewinnen zu können, müssen diese vor der eigentlichen Fermentation mittels Bakterien zu vergärbarem Zucker aufgeschlossen werden. Die Ethanolausbeute hängt vom Gehalt an Zucker, Stärke und Zellulose eines Rohstoffes ab. Die übrigen Inhaltsstoffe spielen bei der technischen Umsetzung eine wichtige Rolle, vor allem der Rohprotein-, Asche-, Rohfaser- und Fettgehalt, bei zuckerhaltigen Rohstoffen die Pentosane und  $\beta$ -Glucane, denn sie haben erheblichen Einfluss auf den Maisch- und Fermentationsprozess. Auch der Wert der Nebenprodukte hängt vom Anteil dieser Inhaltsstoffe ab (vgl. SENN, 2001, 590). Im Folgenden wird auf die Ethanolgewinnung aus zucker-, stärke- und zellulosehaltigen Rohstoffen kurz eingegangen.

### **3.2.1 Zuckerhaltige Rohstoffe**

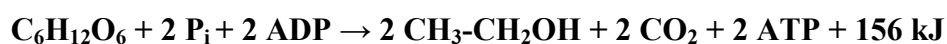
Im Wesentlichen zählen dazu Zuckerrohr, Zuckerrübe und Zuckerhirse. Das Zuckerrohr ist weltweit der wichtigste Rohstoff für die Ethanolherzeugung. Aufgrund der klimatischen Bedingungen ist es für Mitteleuropa nicht relevant (vgl. SCHMITZ 2003, 38 und 41). Die Zuckerhirse gedeiht unter mitteleuropäischen Klimabedingungen. Als einen Vorteil der Zuckerhirse wertet HARTMANN (2002, 118) die größeren Mengen zellulosehaltiger Rest-

stoffe in der Bagasse, denn diese könnten energetisch genutzt werden. Die Produktions- und Verarbeitungstechnik sind jedoch in Europa noch weitgehend unbekannt. Die Zuckerrübe kann direkt als Rohstoff für die Ethanolherzeugung verwendet werden. Dazu muss sie gereinigt werden und – wie bei der Zuckerproduktion – in Schnitzel geschnitten mittels Wasser im Gegenstromprinzip extrahiert werden. Die daraus gewonnenen Zuckersäfte werden anschließend fermentiert, durch Eindampfen des Dünnsafts entsteht lagerfähiger Dicksaft. Dieser steht im Gegensatz zum Dünnsaft das ganze Jahr über als Rohstoff für die Ethanolherstellung zur Verfügung (vgl. SENN, 2001, 592).

Für Österreich kommt von den zuckerhaltigen Rohstoffen für die Ethanolherzeugung die Zuckerrübe in Betracht. Zur Erzeugung von einem kg reinem Ethanol (EtOH) werden 12,4 kg Zuckerrüben (Zuckergehalt 17,5% und Wassergehalt 76%) benötigt (vgl. BAYERISCHES STAATSMINISTERIUM FÜR LANDWIRTSCHAFT UND FORSTEN, 2003, 33).

Die Stärken der Zuckerrübe als Rohstoff für die Ethanolherzeugung sind nach SCHMITZ (2003, 60): die hohe Flächenproduktivität und Ertragssicherheit, die guten Verarbeitungseigenschaften bei der Ethanolherzeugung und die Erfahrung, das Potenzial zur Kostensenkung in der landwirtschaftlichen Produktion, die positive Wirkung in der Fruchtfolge und die gute Photosyntheseleistung, die in einer positiven CO<sub>2</sub>-Bilanz resultiert. Als Schwächen der Zuckerrübe führt SCHMITZ (2003, 60) an: die relativ hohe Anforderung an den Boden, die eingeschränkte Lagerfähigkeit, die hohen Transport- und Logistikkosten, den begrenzten Markt für Kuppelprodukte (insbesondere Vinasse) und die hohen Abwasserbeseitigungskosten.

**Der Zuckerabbau** erfolgt unter Ausschluss von Sauerstoff mit Hilfe von mikrobiellen Enzymen (Hefen). Die Kohlenhydrate werden biochemisch gespalten. Dies läuft wie folgt ab (vgl. SENN, 2001, 597):



Aus einem Mol Hexose (z. B. Glucose, Fructose) werden je zwei Mol Ethanol (CH<sub>3</sub>-CH<sub>2</sub>OH) und Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) sowie zwei Mol der energiereichen Verbindung Adenosin-Triphosphat (ATP) und Wärme gebildet. Durch Anlagerung von zwei Mol anorganischem Phosphat (P<sub>i</sub>) an Adenosin-Diphosphat werden je zwei Mol Adenosin-Triphosphat (ATP) gebildet. Für technische Prozesse heißt das, dass aus 1kg Glucose rund

511g Ethanol und 489g (entspricht 250 Liter) CO<sub>2</sub> unter Freisetzung von 867 kJ Wärme gebildet werden, wobei 340 kJ in Form von chemisch gebundener Energie der Hefe für den Stoffwechsel zur Verfügung stehen. Um eine größtmögliche Alkoholbildung zu erhalten, müssen optimale Kulturbedingungen (Gärtemperatur, pH-Wert, Nährsalze, Zucker) für die jeweiligen Mikroorganismen geschaffen werden.

### **3.2.2 Stärkehaltige Rohstoffe**

Stärkehaltige Rohstoffe für die Ethanolherzeugung sind Topinampur, Zichorien, Kartoffeln und Getreidearten wie Weizen, Roggen, Triticale und Mais. Die Getreidearten stellen vor allem wegen ihrer Lagerfähigkeit und der weiten Verbreitung im Anbau einen wichtigen Rohstoff dar. Die Stärken und Schwächen der stärkehaltigen Rohstoffe werden in Abbildung 1 zusammengefasst.

In der vorliegenden Arbeit werden Kalkulationen für die Ethanolherzeugung aus Mais und Weizen angestellt. Daher wird auf die anderen Rohstoffe nicht mehr näher eingegangen. Die Ethanolherzeugung aus Mais ist vor allem in den USA weit verbreitet. Dort werden 95% des Bioethanols aus Mais hergestellt. Die anfallende Schlempe wird fast ausschließlich zu Distillers Dried Grains and Solubles (DDGS) verarbeitet und als hochwertiges Proteinfuttermittel verkauft. Zur Herstellung von einem kg absolutiertem Ethanol benötigt man rund 3kg Mais mit einem Stärkegehalt von ca. 65% in der Trockensubstanz (vgl. SENN, 2001, 595).

Mais wird entweder im Nass- oder im Trockenmahlverfahren verarbeitet. Das in Amerika weit verbreitete Nassmahlverfahren (Wet-Milling-Process) ist aus der Lebensmittelindustrie heraus entstanden. Dabei wird das Mahlgut eingeweicht, anschließend mehrmals vermahlt und gleichzeitig Stärke und Keimöl abgetrennt. Der Energieaufwand ist wesentlich geringer als bei der Trockenvermahlung, jedoch ist der Investitionsbedarf höher. Nur bei Gewinnung von Stärke und Keimöl birgt dieses Verfahren wirtschaftliche Vorteile. Beim Trockenmahlverfahren (Dry-Milling-Process) wird das ganze Korn ohne Abtrennung von Fasern und Keimling gemahlen. Das Verfahren verursacht niedrigere Investitionskosten, es weist jedoch einen höheren Energieverbrauch auf. Vor allem kleinere Anlagen sind bei diesem Verfahren wirtschaftlicher. Heutzutage setzt man in den USA wieder fast aus-

Abbildung 1: Stärken und Schwächen der stärkehaltigen Rohstoffe zur Ethanolerzeugung

<b>Rohstoff</b>	<b>Stärken</b>	<b>Schwächen</b>
Weizen	<ul style="list-style-type: none"> <li>- hoher Stärkegehalt, gute Kornausbildung</li> <li>- gute Lagerfähigkeit</li> <li>- gute Verfügbarkeit, weltweit auf Märkten gehandelt</li> <li>- Flächenproduktivität bei Vergleich mit anderen Getreidearten hoch</li> <li>- gute Verarbeitungseigenschaften bei der Ethanolerzeugung und hochwertige Kuppelprodukte</li> <li>- relativ geringe Abwassermengen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- relativ hohe Ansprüche an den Boden</li> <li>- relativ teurer Rohstoff</li> <li>- im Vergleich zu zuckerhaltigen Rohstoffen und Kartoffeln geringe Flächenproduktivität</li> </ul>
Roggen	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Vorzüglichkeit auf schwachen Böden</li> <li>- geringe Ansprüche an Düngung und Pflege</li> <li>- kostengünstiger Rohstoff, im Überangebot verfügbar</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Angebot abhängig von Marktordnung</li> <li>- geringere Ethanolausbeute als bei Weizen und Triticale</li> <li>- hoher Proteingehalt (führt andererseits auch zu höherwertigem DDGS)</li> <li>- hohe Kosten wegen viskositäts-senkender Enzyme und hoher Dampfbedarf für die DDGS-Trocknung</li> <li>- Schlempenrückführung nur begrenzt möglich</li> </ul>
Kartoffeln	<ul style="list-style-type: none"> <li>- relativ geringe Ansprüche an Boden</li> <li>- hohe Flächenproduktivität</li> <li>- hoher Vorfruchtwert</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- hohe Rohstoffkosten</li> <li>- relativ hohe Lagerkosten bei hohem Lagervolumen</li> <li>- hohe Verarbeitungskosten</li> <li>- eingeschränkte Verwendbarkeit der Schlempe</li> <li>- hoher Abwasseranfall</li> </ul>
Triticale	<ul style="list-style-type: none"> <li>- hoher Stärkegehalt, gute Kornausbildung</li> <li>- gute Verarbeitung bei Ethanolerzeugung</li> <li>- relativ hohe Ausbeute</li> <li>- Vorzüglichkeit auf schwachen Böden</li> <li>- kostengünstiger Rohstoff</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- relativ geringe Flächenproduktivität</li> <li>- wird wie Weizen auf internationalen Märkten gehandelt</li> <li>- Verfügbarkeit am Markt eingeschränkt</li> </ul>
Körnermais	<ul style="list-style-type: none"> <li>- geringe Ansprüche an Boden</li> <li>- kann in Monokultur angebaut werden (keine Fruchtfolge erforderlich)</li> <li>- hohe Flächenproduktivität</li> <li>- gute Verfügbarkeit, Österreich ist allerdings Mais-Importland</li> <li>- gut verwertbare Kuppelprodukte (Öl, DDGS)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- hoher Düngeraufwand erforderlich</li> <li>- Trocknung von Mais erfordert hohen Energieaufwand</li> <li>- Anbaufläche nur begrenzt erweiterbar in Österreich</li> <li>- Konkurrenz für Schweine- und Geflügelhaltung</li> </ul>

Quelle: SCHMITZ, 2003, 60f

schließlich auf das Trockenmahlverfahren, da die Nebenprodukte besser absetzbar sind (vgl. SCHMITZ, 2003, 68). Bei Getreide wird ausschließlich das Trockenmahlverfahren angewendet, das später genauer beschrieben wird.

Stärke  $(C_6H_{10}O_5)_n$  ist ein Polysaccharid, welches ausschließlich aus Glucose-Bausteinen  $(C_6H_{12}O_6)$  aufgebaut ist und nicht unmittelbar mit Hefe vergoren werden kann. Der **Stärkeabbau** zu vergärbarem Zucker erfolgt mittels amylytischen Enzymen. Die Stärke wird zuerst mit  $\alpha$ -Amylasen verflüssigt und anschließend mit  $\beta$ -Amylasen verzuckert (vgl. SENN, 2001, 597ff). Dieser Prozess lässt sich wie folgt darstellen:



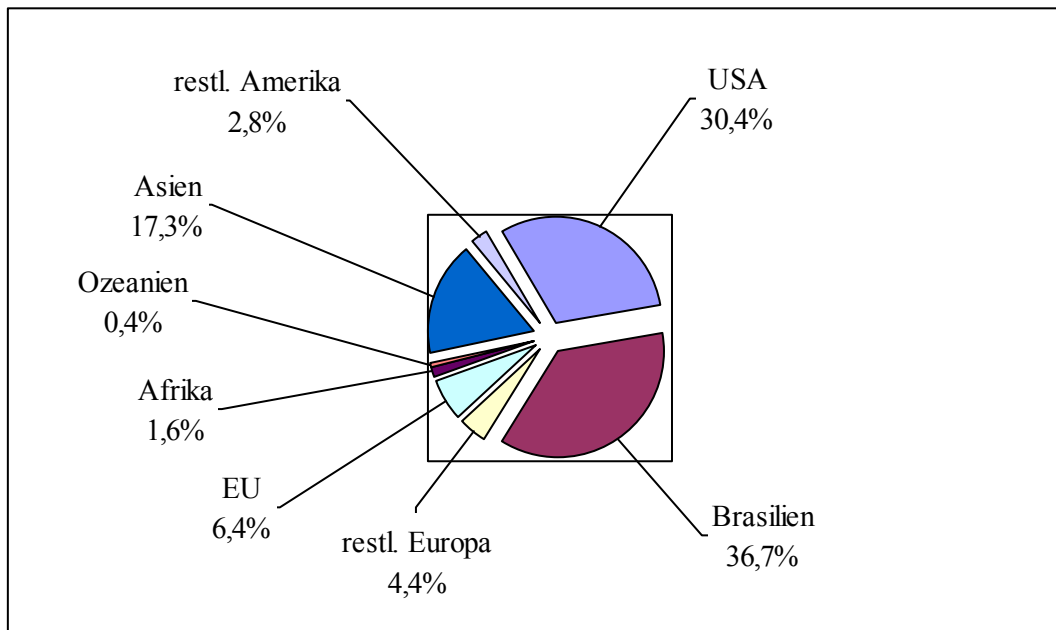
### 3.2.3 Zellulosehaltige Rohstoffe

„Cellulose ist wie Stärke ein Kohlenhydrat und stellt zudem das weltweit häufigste vorkommende Stoffwechselprodukt der Pflanze dar“ (SENN, 2001, 596). In der Literatur werden für die Ethanolherzeugung die zellulosehaltigen Rohstoffe Miscanthus, Rutenhirse, Rohrglanzgras und Futtergräser genannt. Die Ethanolgewinnung aus zellulosehaltigen Rohstoffen ist allerdings technisch noch nicht ausgereift und wegen zu hoher Konversions- und Transportkosten nicht wirtschaftlich. Mittel- bis langfristig sind zellulosehaltige Rohstoffe viel versprechend, wenn die technischen Schwierigkeiten beseitigt werden können (vgl. SCHMITZ, 2003, 54).

## 3.3 Weltweite Produktion und Verwendung von Ethanol

Im Jahr 2003 wurden global rund 377 Mio. hl Ethanol produziert, rund zwei Drittel davon in Brasilien und den USA (siehe Abbildung 2). Die EU hat mit gut 6% nur einen geringen Weltmarktanteil, der sich nach der Erweiterung auf rund 8% erhöhen wird.

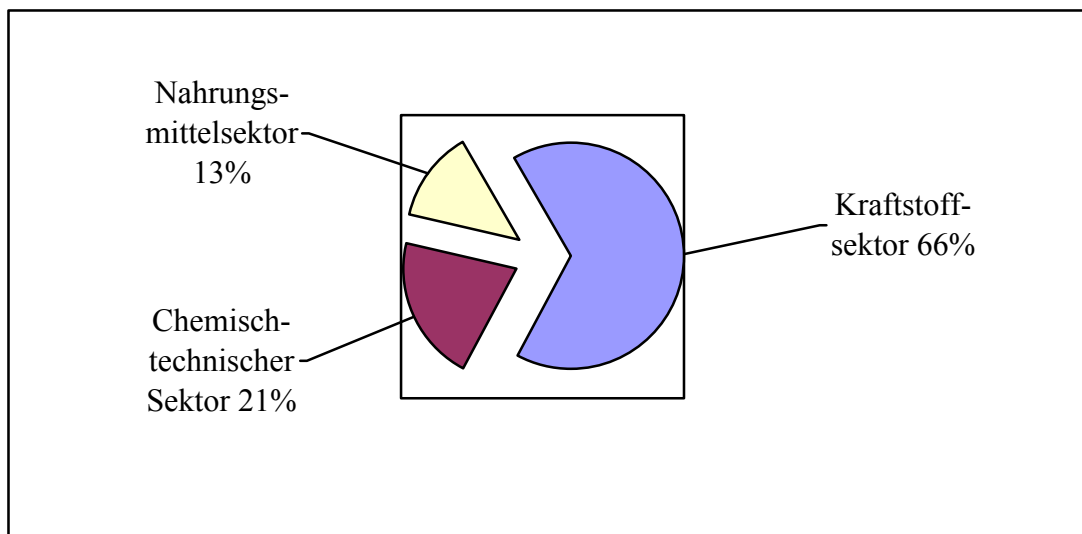
Abbildung 2: Verteilung der weltweiten Ethanolproduktion auf Länder bzw. Ländergruppen im Jahr 2003



Quelle: F.O. LICHTS, 2003a, 64f

Verwendet wird Ethanol in der Nahrungsmittelindustrie, in der chemisch-technischen Industrie sowie als Treibstoff. Abbildung 3 zeigt, dass rund zwei Drittel der weltweiten Produktion als Treibstoff verwendet werden. Dies ist vor allem auf den hohen Anteil Brasiliens an der Weltethanolproduktion zurückzuführen. Nur 13% werden weltweit als Trinkalkohol verwendet.

Abbildung 3: Weltweite Ethanolverwendung nach Sektoren im Jahr 2001



Quelle: SCHMITZ, 2003, 129

### 3.4 Ethanol als Treibstoff

Ethanol als Treibstoff unterscheidet sich in seinen Eigenschaften von Benzin. Daher werden die Eigenschaften von Ethanol sowie die technischen Vorteile und Nachteile des Einsatzes von Bioethanol und ETBE als Benzinersatz und -zusatz beschrieben, bevor auf die Verwendung von Bioethanol als Treibstoff eingegangen wird.

#### 3.4.1 Eignung von Ethanol als Treibstoff

Ethanol ist eine leicht entzündliche, klare, farblose Flüssigkeit mit würzigem Geruch und brennendem Geschmack. Ethanol kann in jedem Verhältnis mit Wasser, Ether, Benzin und Benzol gemischt werden. Bei der Verbrennung entstehen Kohlendioxid und Wasser (vgl. HARTMANN 2002, 173). Ethanol hat etwa zwei Drittel des Energiegehaltes von Benzin, jedoch eine höhere Oktanzahl sowie einen höheren Sauerstoffgehalt. Die wichtigsten Eigenschaften von Ethanol und Benzin sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tabelle 1: Eigenschaften von Ethanol und Benzin

Eigenschaft	Einheit	Ethanol	Normalbenzin
Dichte bei 15°C	kg/l	0,794	0,72-0,775
Flammpunkt	°C	13	<-20
Heizwert (massenbezogen)	MJ/kg	26,8	42,7
Heizwert (volumenbezogen)	MJ/l	21,3	ca. 31,6
Spez. Verdampfungswärme	kL/kg	904	380-500
Oktanzahl	ROZ	118	>93
Sauerstoffgehalt	Gew.-%	35	0,2
Siedepunkt	°C	78	25-215

Quelle: HARTMANN, 2002, 173 und SCHMITZ, 2003, 157

Zur Beurteilung der Eignung als Treibstoff für Ottomotoren ist die Oktanzahl ein wichtiges Kriterium. Sie beschreibt die Resistenz eines Treibstoffes gegen Explosionserscheinungen (Klopfen) während des Verbrennungsvorganges. Die höhere Oktanzahl im Vergleich zu Benzin wirkt sich bei alkohlbetriebenen Motoren positiv auf den Wirkungsgrad aus, denn sie können mit höherer Kompression im Zylinder betrieben werden. Darin liegt ein großer Vorteil in der Beimischung von Ethanol (vgl. HARTMANN, 2002, 173).

Ethanol kann als Reinkraftstoff oder als Mischkraftstoff eingesetzt werden. Es kann, ohne Veränderungen am Motor vorzunehmen, zum Ottokraftstoff beigemischt werden. Die Literaturangaben reichen von 5 bis 25 Vol.-%. Nach Angaben des niederländischen Chemiekonzerns AKZO NOBEL können die meisten Autos heutzutage mit E10 (10% Ethanolbeimischung) betrieben werden. Bei kleinen Anpassungen ist eine Verwendung von E25 auch kein Problem (AKZO NOBEL, 18. März 2004).

Innerhalb der EU ist die Beimischung von max. 5 Vol.-% laut Norm (EN228) zugelassen. Höhere Gehalte werden von herkömmlichen Benzinmotoren nicht ohne Weiteres vertragen (DEA, 2004). Da Ethanol eine höhere Verdampfungswärme aufweist, kommt es vor allem bei niedrigen Temperaturen zu Problemen beim Starten des Motors. Dies spielt jedoch bei Ethanol-Benzingemischen eine untergeordnete Rolle.

Abbildung 4: Vor- und Nachteile von Bioethanol im Vergleich mit anderen Treibstoffen

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> <li>- geringere fossile CO<sub>2</sub>-Emissionen</li> <li>- höhere Oktanzahl</li> <li>- geringere Schwebstaubemissionen</li> <li>- geringere unregelmäßige Benzol- und Butadienemissionen</li> <li>- geringeres Ozonbildungspotential</li> <li>- kein Schwefelgehalt</li> <li>- biologisch abbaubar</li> <li>- weniger toxisch als Methanol oder Biomethanol</li> <li>- flexible Kraftfahrzeuge mit Ottomotor erreichen höheren Wirkungsgrad</li> <li>- hohe Klopffestigkeit zu relativ geringen Kosten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- geringere Cetanzahl als Dieselmotor</li> <li>- sehr hohe HC-Verdunstungsemissionen</li> <li>- Startschwierigkeiten bei reinem Ethanolbetrieb in kälteren Klimazonen</li> <li>- bei Verbrennung entsteht mehr Acetaldehyd als bei Benzin (jedoch weniger Formaldehyd)</li> <li>- geringere Schmierfähigkeit kann zu Korrosionserscheinungen führen</li> <li>- Probleme mit Phasenstabilität bei Vorhandensein von Wasser</li> <li>- unsichtbare Flamme beim Verbrennen von reinem Ethanol – Sicherheitsproblem</li> <li>- höhere unregelmäßige Emissionen bei Einsatz von E85 in Ottomotoren</li> <li>- Essiggeruch bei Reaktion von unverbranntem Ethanol mit der Katalysatoroberfläche älterer Kat. (bei 95% Ethanolmischung)</li> </ul>

Quelle: EUROPÄISCHES PARLAMENT, 2004

Als Reinkraftstoff kann Ethanol nur in speziell entwickelten Reinkoholmotoren verwendet werden. Da diese nur mit Ethanol funktionieren, bietet die Autoindustrie mittlerweile so genannte „Flexible Fuels Vehicles“ (FFV) an, die sowohl mit E85 als auch mit konventionellem Ottokraftstoff betrieben werden können. Sensoren messen die Kraftstoffzusam-



mensetzung und passen dementsprechend den Zündzeitpunkt und die Luftmenge optimal an (HARTMANN, 2002, 178).

Der alleinige Einsatz von Ethanol in Dieselmotoren ist wegen der niedrigen Cetanzahl problematisch. Die Cetanzahl drückt die Zündverzögerung eines Treibstoffes aus, die bei Dieselmotoren von Bedeutung ist (vgl. HARTMANN 2002, 173).

Alle Bauteile, die mit ethanolhaltigen Kraftstoffen in Kontakt kommen, sollen auf deren Verträglichkeit geprüft werden, da Ethanol aufgrund seiner polaren reaktionsfreudigen Hydroxylgruppe Kunststoffe, Farbanstriche und Metalle beschädigen kann (vgl. SCHMITZ, 2003, 153ff). Abbildung 4 fasst die wichtigsten Vor- und Nachteile des Ethanoleinsatzes zusammen.

### **3.4.2 Ethyl-Tertiär-Butyl-Ether (ETBE) und MTBE**

Seit der Einführung des bleifreien Kraftstoffs werden Ether, meist Methyl-Tertiär-Butyl-Ether (MTBE), als Zusatzstoff zur Erhöhung der Klopfestigkeit eingesetzt. Aufgrund der niedrigeren Herstellungskosten wurde bislang fast ausschließlich MTBE als Benzinzusatz verwendet. Da jedoch MTBE Grundwasserbelastungen verursachte, geht man dazu über, es durch andere Ether, wie ETBE, zu ersetzen. Beide Produkte werden in einem Verbund mit einer Erdölraffinerie hergestellt, da Isobuten bei der Benzinherstellung als Nebenprodukt anfällt. MTBE ( $C_5H_{12}O$ ) wird aus 36% Methanol ( $CH_3OH$ ) und 64% Isobuten ( $C_4H_8$ ) hergestellt und ETBE ( $C_6H_{14}O$ ) aus 47% Ethanol ( $C_2H_5OH$ ) und 53% Isobuten ( $C_4H_8$ ), wobei ETBE eine geringfügig höhere Oktanzahl aufweist. Ether haben gegenüber Ethanol den Vorteil, dass sie sauerstoffhaltige Kraftstoffkomponenten sind, jedoch keine Dampfdruckanomalie aufweisen und wenig wasseraffin sind. MTBE und ETBE unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Eigenschaften fast nicht.

In Kalifornien wurde MTBE aufgrund von Grundwasserverunreinigungen und möglicher karzinogener Wirkung mit Ende 2003 verboten. Dies stellt ein Potenzial für den biogenen Ethanoleinsatz dar. Die ETBE-Beimischung wird meist aus politischer Motivation heraus einer reinen Bioethanolbeimischung vorgezogen (vgl. SCHMITZ, 2003, 156ff). Dabei wird Ethanol biogenen Ursprungs verwendet und von den Raffinerien weiterverarbeitet. Nach

SCHMITZ (2003, 159f) bringt die Beimischung von ETBE gegenüber Ethanol kaum quantifizierbare Vorteile (siehe Abbildung 5).

Abbildung 5: Eigenschaften von Ethanol und ETBE

<b>Eigenschaften</b>	<b>Ethanol</b>	<b>ETBE</b>
Verfügbarkeit landwirtschaftlicher Rohstoffe	- ausreichend für Erfüllung der EU-Beimischungsziele	- ausreichend für die Beimischung vorhanden
Beimischungsgrenze laut EN 228	- bis 5 Vol.-%	- bis 15 Vol.-%
Wasseraffinität	- hoch; kann zur Phasentrennung führen	- weniger gut löslich in Wasser als MTBE
Abbaubarkeit	- leicht abbaubar	- nicht gut abbaubar, da chemisch weniger reaktiv
Toxizität	- wenig toxisch	- möglicherweise karzinogene Wirkung
Volatilität	- Dampfdruckanomalie; kann zu Problemen kommen	- unproblematisch; besser als MTBE
Materialverträglichkeit	- bei Elastomeren und Metallen können Probleme auftreten;	- gute Verträglichkeit, Anwendung ist unproblematisch
Emissionen	- Verminderung der Emissionen von Kohlenwasserstoff-, CO-, Partikel-, karzinogenen Aldehyd; u. U. Erhöhung NO <sub>x</sub>	- wie Ethanol; besser als MTBE
Kraftstoffverbrauch	- Mehrverbrauch wahrscheinlich	- kein Mehrverbrauch

Quelle: SCHMITZ, 2003, 159f

### **3.4.3 Bioethanoleinsatz in ausgewählten Ländern**

Im Folgenden wird der Bioethanoleinsatz als Treibstoff in Brasilien, USA und in der EU erörtert. Es wird zuerst auf die wirtschaftlichen und politischen Hintergründe der Ethanolproduktion und dann auf deren Einsatz als Treibstoff eingegangen.

#### **3.4.3.1 Brasilien**

Nach der Ölkrise im Jahr 1974 reagierte das von Ölimporten abhängige Brasilien und startete 1975 das so genannte Proalcool-Programm. Durch regulierte Produktions- und

Verbraucherpreise für Ethanol, regulierte Benzinpreise, Marktgarantie für die Ethanolerzeugung durch das staatliche Ölmonopol und subventionierte Kredite wurde dieses Ethanolprogramm ermöglicht (vgl. HENNIGES, 2001, 23).

Bis zur zweiten Ölkrise 1979 wurde die Beimischung von wasserfreiem Ethanol auf 22% (E-22) beschränkt. Danach wurde das Proalcool-Programm durch Förderung von Ethanolfahrzeugen, die mit reinem, nicht wasserfreiem Alkohol betrieben wurden, ausgeweitet. Die Folge war, dass in der zweiten Hälfte der 80er Jahre mehr als die Hälfte der Fahrzeuge mit Reinalkoholmotoren ausgestattet waren und nicht mehr mit Benzin betrieben werden konnten. Man war vom Erdöl unabhängiger, aber dafür abhängig vom Ethanol. Ein sinkender Ölpreis und höhere Zuckerpreise führten dazu, dass die Ethanolproduktion und der Zuckerrohrpreis noch mehr subventioniert werden mussten. Zeitweise musste sogar Ethanol aufgrund von Engpässen importiert werden oder Überschüsse mittels teuren Förderungen exportiert werden. Diesen Belastungen des Staatshaushaltes wurde mit der Liberalisierung der Märkte entgegengetreten. 1997 wurde der Preis für wasserfreien Alkohol freigegeben und 1999 folgte die Liberalisierung von wasserhaltigem Alkohol. Die Bioethanolerzeugung aus Zuckerrohr gilt mit geschätzten 0,2 bis 0,25 €/l als die kostengünstigste. Etwa die Hälfte der Zuckerrohrernte wird für die Bioethanolproduktion verwendet (vgl. SCHMITZ, 2003, 181ff).

Durch die massiven staatlichen Eingriffe in den brasilianischen Ethanolmarkt wurde zudem der Weltzuckermarkt auch nachhaltig gestört, da Brasilien aufgrund des Proalcool-Programmes Zucker zu exportieren begann. 1999 exportierte Brasilien rund 12,6 Mio. t Zucker.

### **3.4.3.2 USA**

Die Ölkrise von 1973 und 1979 haben zur Einführung von E-10 Kraftstoffgemisch, das sogenannte Gasohol, geführt. Im Jahre 1978 verabschiedete der Kongress den National Energy Act, der eine steuerliche Förderung auf 10% Ethanolkraftstoff (E10) möglich machte. Die Förderung betrug 4 US-Cents per Gallone (1,056 US-Cent/l) E10 Kraftstoff, was eine indirekte Subvention von 40 US-Cents pro Gallone Ethanol bedeutete. Dies kam auch der Environmental Protection Agency (EPA) zugute, da sie damals auf der Suche nach einem

Ersatz für Bleiadditive als Antiklopffmittel war. Dabei stellte sich Ethanol, wegen seiner hohen Oktanzahl und des hohen Sauerstoffgehalts, als ein ideales Substitut heraus (vgl. SCHMITZ, 2003, 188). Seit 1980 wird ein Importzoll auf Treibstoffethanol eingehoben um zu gewährleisten, dass die heimischen Produzenten die Nutznießer der Steueranreize sind. Die Karibischen Staaten dürfen in Summe jedoch bis zu 7% des US-Marktes zollfrei Ethanol in die USA liefern. 1984 erreichte die Subvention auf E10 Treibstoff einen Höchststand von 6 US-Cents pro Gallone. Seit 1990 beträgt sie 5,4 US-Cents pro Gallone, d.h. effektiv 54 US-Cents pro Gallone reines Ethanol. Für kleine Ethanolproduzenten (Kapazität von max. 30 Mio. Gallonen pro Jahr) wurde zusätzlich eine Förderung von 10 US-Cents pro Gallone Ethanol gewährt. Die max. förderbare Menge wurde jedoch mit 15 MGY (ca. 568 Tsd. hl) festgesetzt. 1992 wurden auch 5,7 und 7,7%ige Ethanol-Benzin-Gemische aliquot mit 54 US-Cents pro Gallone Ethanol steuerlich begünstigt. Derzeit werden 18,4 US-Cents pro Gallone Benzin eingehoben und 54 US-Cents pro Gallone Ethanol gewährt, diese wird aber ab 2005 auf 51 herabgesetzt (vgl. CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, 2004, 4ff).

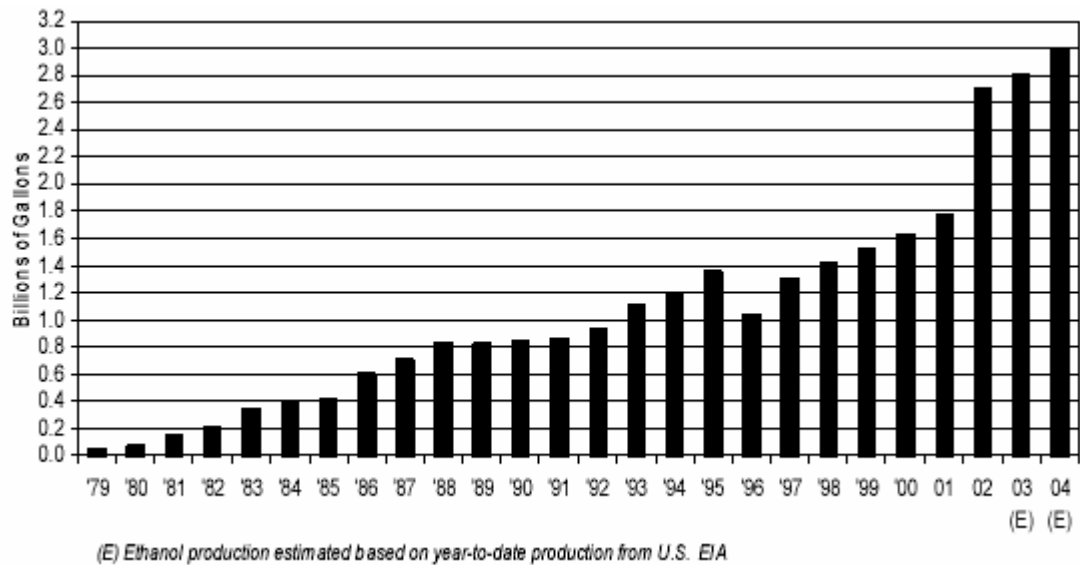
Gefördert werden Investitionen von Ethanolanlagen und die Produktion von ethanoltauglichen Autos, wie die Flexible Fuel Vehicles (FFV), die auf Basis von E85-Kraftstoff ausgerichtet sind. Zusätzliche Förderprogramme der einzelnen Bundesstaaten werden wegen der Komplexität nicht weiter angeführt.

Abbildung 6 zeigt die Entwicklung der Ethanolproduktion für Treibstoffzwecke von 1979 10 Mio. Gallonen (378.530 hl) bis 2004. Voraussichtlich werden 2004 rund 3 Mrd. Gallonen (113,56 Mio. hl) Treibstoffethanol hergestellt.

Laut CALIFORNIA ENERGY COMMISSION (2004, 9) plant die US-Regierung die Ethanolproduktion betreffend:

- die Einführung des Renewable Fuel Standards (RFS), der das Angebot an Treibstoffen aus nachwachsenden Rohstoffen von 3,1 Mrd. Gallonen (117,3 Mio. hl) im Jahr 2005 auf 5 Mrd. Gallonen (189,3 Mio. hl) im Jahr 2012 anheben soll,
- die Förderung der Errichtung von Ethanolproduktionsanlagen, die aus Zellulose Ethanol herstellen und
- die Ausweitung der Förderung von kleinen Ethanolanlagen mit einer Kapazität bis 60 MGY (2,27 Mio. hl pro Jahr).

Abbildung 6: U.S Treibstoffethanolproduktion von 1979 bis 2004

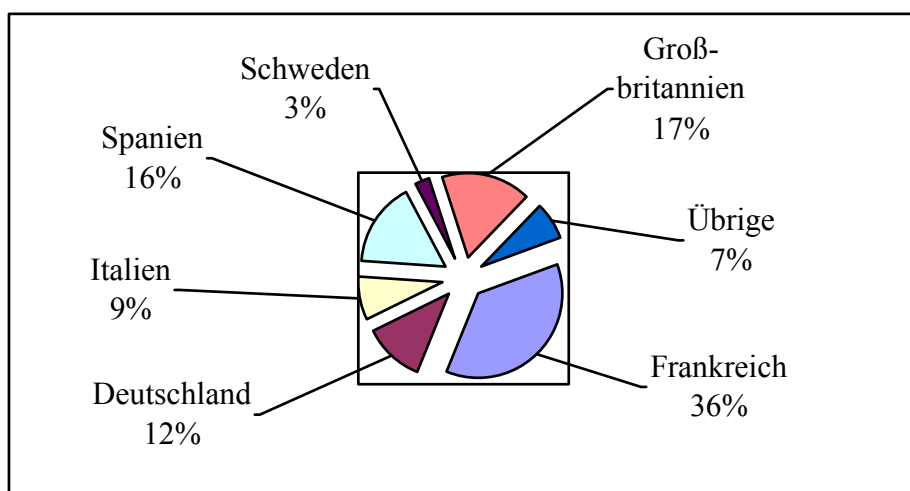


Quelle: CALIFORNIA ENERGY COMISSION, 2004, 8

### 3.4.3.3 Europäische Union

Die Ethanolproduktion in der EU hat in den einzelnen Mitgliedstaaten unterschiedlichen Stellenwert, wird aber wegen der EU-Richtlinie vom Mai 2003 an Bedeutung gewinnen. Die Umsetzung dieser hängt jedoch von den einzelnen Staaten ab. In Abbildung 7 wird der Anteil der Länder an der EU-Ethanolproduktion dargestellt, die 2003 rund 24 Mio. hl betrug.

Abbildung 7: Anteil der Staaten an der Ethanolproduktion in der EU im Jahr 2002



Quelle: F.O. LICHTS, 2003a, 64f

Bioethanol für Treibstoffzwecke wird derzeit nur in Spanien, Frankreich und Schweden produziert. Von den 3,96 Mio. hl. im Jahr 2002 produzierte Spanien 56%, Frankreich 30% und Schweden 14%. In Deutschland sind einige Annexanlagen an Zuckerfabriken in Bau bzw. geplant.

Eine Steuerbegünstigung für Ethanol als Treibstoff von 100% gibt es in Spanien, Schweden und in Deutschland. Frankreich, Finnland, Großbritannien (ab 2005) und Italien begünstigen Ethanol zwischen 60 und 42% (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2: Steuern auf Benzin und Steuerermäßigungen auf Ethanol in der EU

Land	Steuerbegünstigung für Ethanol in €/hl	Steuerbegünstigung in %
Spanien	42	100
Deutschland*	63	100
Schweden	52	100
Frankreich	38	60
Finnland	30	51
Großbritannien**	30	44
Italien*	23	42
Österreich	0	0

\* derzeit kein Programm; \*\* ab Jänner 2005

Quelle: F.O. LICHTS, 2003b, 401

### 3.4.3.4 Spanien

Nach Zusage einer Steuerbefreiung auf Bioethanol im Jahr 1995 wurde Spanien innerhalb von sieben Jahren zum führenden Bioethanolhersteller Europas. 2002 betrug die Produktion 2,25 Mio. hl. Die Herstellung erfolgt in zwei Anlagen nach dem Trockenmahlverfahren auf Basis von Weizen und Gerste. Derzeit wird das Ethanol zu ETBE weiterverarbeitet. 2004 wird nach Inbetriebnahme der dritten Anlage die Gesamterzeugung von Bioethanol auf 5,5 Mio. hl ansteigen und 80% des spanischen Marktes abdecken. Diese Produktionsstätte soll Ethanol für die direkte Beimischung zum Kraftstoff erzeugen (vgl. SCHMITZ, 2003, 163ff und F.O. LICHTS, 2003b, 402f).

Eingebunden in das spanische Bioethanolprogramm sind

- produzierende Landwirte über Erzeugergenossenschaften,
- industrielle Firmen für Planung, Bau und Betrieb der Anlage,

- staatliche Gesellschaften,
- und die wichtigsten Ölgesellschaften über langfristige Lieferverträge.

Das Projekt verfolgt als Ziel die Reduktion des Primärenergieverbrauchs, die Reduzierung von Energieimporten und Industrieaktivität in ländlichen Gebieten. Es bringt zudem Nutzen für die Landwirte. Dem gegenüber entgehen dem Staat bei 2,25 Mio. hl Bioethanol rund 85 Mio. € an Verbrauchsteuern (vgl. SCHMITZ, 2003, 163ff).

### **3.4.3.5 Frankreich**

Frankreich begann im Zuge der Agrarreform Anfang der 90er Jahre mit der Bioethanolerzeugung. Die Ethanolanlagen werden meist als Annexanlagen an Zuckerrübenfabriken betrieben. Als Rohstoffe werden zu 75% Zuckerrüben und zu 25% Getreide eingesetzt. Das Bioethanol wird fast ausschließlich zu ETBE weiterverarbeitet. Dies ist auf einen Kompromiss zwischen den Mineralölfirmen, den Ethanolherstellern und den Landwirten zurückzuführen. So erfolgt die Rohstoffproduktion im Vertragsanbau und die Ethanolhersteller haben langfristige Verträge mit den Betreibern der ETBE-Anlagen. Die ETBE-Anlagen sind wiederum meist im Eigentum von Landwirten, Ethanolherstellern und Mineralölfirmen (vgl. SCHMITZ, 2003, 166ff).

Die Jahresproduktion von rund 1,2 Mio. hl wird ausschließlich zu ETBE weiterverarbeitet. Geplant ist, die Produktion auszuweiten, aber aufgrund der Reduktion der Steuerbefreiung von 80% (50,23 €/hl) auf 60% (38 €/hl) sind die Investoren zurückhaltend (vgl. F.O. LICHTS, 2003b, 403f).

### **3.4.3.6 Schweden**

Schweden stellt Bioethanol zum Großteil aus Weizen und Gerste her, um vor allem inländische Überschüsse abzubauen. Anfang 2001 ging in Norrköping die Produktionsanlage von Agroetanol mit einer Kapazität von 500.000 hl pro Jahr in Betrieb. Damit wurde die schwedische Produktion auf rund 660.000 hl gesteigert. Im Gegensatz zu Spanien und Frankreich werden ca. 70% des Bioethanols dem Benzin beigemischt. Der Rest wird als E85 Treibstoff für Flexible Fuel Vehicles (FFV) abgesetzt.

Bei der Ethanolproduktion wird auf Kooperation von Energiebehörde, Landwirten und Mineralölindustrie gesetzt. Die Zusammenarbeit wird von allen Seiten als positiv bewertet. Die von der Steuer befreite Menge an Bioethanol wurde auf fünf Jahre vertraglich festgelegt. Für importiertes Bioethanol gibt es keine Steuerbefreiung. Agroetanol plant eine weitere Anlage mit einer Kapazität von 1 bis 1,5 Mio. hl, die 2004 in Betrieb gehen soll (vgl. SCHMITZ, 2003, 175ff und F.O. LICHTS, 2003b, 404)

### **3.4.3.7 Andere EU-Länder**

Deutschland ist der größte Benzinkonsument der EU, eine Bioethanolproduktion gibt es derzeit aber nicht. Letztes Jahr wurde eine 100% Steuerbefreiung auf alle Biotreibstoffe geltend bis 2009 beschlossen. Die deutsche Zuckerindustrie hat darauf reagiert und baut nun drei Anlagen, die ab 2005 zusammen rund 5 Mio. hl produzieren sollen.

Italien und Großbritannien gewähren ebenfalls Steuerbegünstigungen auf Bioethanol, setzen jedoch zurzeit auf eine verstärkte Biodieselproduktion. In Österreich wird derzeit kein Bioethanol für die Verwendung als Treibstoff produziert. Eine Mineralölsteuerbefreiung wird nur auf Biodiesel gewährt.



## 4 Flächenbedarf für Bioethanol zur Erfüllung der EU-Biotreibstoffrichtlinie

In den EU-15 wurden im Jahr 2000 309,5 Mio. t Öläquivalent (OE) an Treibstoffen für den Transport verbraucht, davon 118,3 Mio. t OE als Benzin und 138,2 Mio. t OE als Diesel. Der Benzinkonsum sank seit 1990 um 3% und der Dieselskonsum stieg um 48%. In den zehn neuen EU-Mitgliedstaaten stieg der Benzinkonsum um 19%, der Dieselskonsum um 14%. In Summe resultiert daraus in den EU-25 ein Benzin-Minderkonsum von 3% und ein Mehrkonsum von Diesel um 45% im Jahr 2000 gegenüber 1990 (vgl. EUROPEAN COMMUNITIES, 2003, 44).

### 4.1 Bioethanolbedarf

In Österreich lag der Benzinverbrauch im Jahr 2000 bei rund 2 Mio. t (entspricht rund 27 Mio. hl). Um 5,75% des Benzinverbrauches, gemessen am Energieinhalt, zu substituieren braucht man demnach rund 190.000 t bzw. 2,4 Mio. hl Bioethanol. Da der Energiegehalt von 1kg OE (42,5 MJ) und 1kg (42,7 MJ) Benzin fast identisch ist, wird bei der Berechnung der Einfachheit halber der Energiegehalt als gleich angenommen. Tabelle 3 zeigt die erforderlichen Ethanolmengen bei einer Beimischung von 5,75% zum Benzin anhand der Verbrauchsdaten im Jahr 2000.

Tabelle 3: Bioethanolbedarf in Österreich und in der EU bei 5,75% Beimischung

Bezeichnung	Einheit	Österreich	EU-15	Neue EU-10	EU-25
Benzinverbrauch	1.000t OE	2.079	118.286	11.344	129.630
	Mio. GJ	88,77	5.050,81	484,39	5.535,20
5,75% Substitutionsmenge	Mio. GJ	5,10	290,42	27,85	318,27
Bioethanolbedarf	Mio. hl	2,40	136,35	13,08	149,42
	1.000 t	190,28	10.826,05	1.038,25	11.864,30

Quelle: EUROPEAN COMMUNITIES, 2003, 44 und eigene Berechnung

Die 2,4 Mio. hl Bioethanol dürften für Österreich eine Maximalmenge darstellen, da laut UMWELTBUNDESAMT (2003b, 15) die Nachfrage nach Benzin weiter sinken wird. EU-weit

dürfte die Benzinnachfrage aufgrund der starken Nachfrage in den neuen EU-Staaten gleich bleiben.

## **4.2 Rohstoffsituation**

Damit auch Investitionen am Bioethanolsektor getätigt werden, muss neben den Rahmenbedingungen für die Ethanolverwertung auch die Rohstoffversorgung mittelfristig gesichert sein. Daher wird die Rohstoffsituation nachfolgend beschrieben. Dem Schwerpunkt der Diplomarbeit entsprechend wird die Mais- und Weizenproduktion in Österreich und in der EU-15 beleuchtet.

Im Jahr 2002 wurden rund sechzehn Prozent Weizen zu viel in den EU-15 produziert. Dies entspricht einer Menge von rund 13,7 Mio. t. Der Einsatz von überschüssigem Weizen in der Bioethanolproduktion ist deshalb in Betracht zu ziehen. In Österreich ist der Weizen-Selbstversorgungsgrad in den letzten Jahren stark angestiegen und erreichte 151% im Jahr 2002, was eine Überproduktion von rund 494.000 t bedeutet.

Im Gegensatz zu Weizen wird bei Mais in Österreich und den EU-15 keine Selbstversorgung erreicht, rund 1 Mio. t Mais muss jährlich importiert werden. In Österreich ist trotz gleich bleibender Fläche und Erträge in den vergangenen sieben Jahren der Selbstversorgungsgrad gesunken. 2002 betrug dieser nur mehr 80% und ein weiteres Sinken ist wahrscheinlich. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass mehr Körnermais zu Stärke verarbeitet wird. Seit der Förderung von Ökostrom aus nachwachsenden Rohstoffen wird Mais oft als Hauptrohstoff in Biogasanlagen eingesetzt.

Diese Angaben beziehen sich auf die EU-15. Seit Mai dieses Jahres wurde die Europäische Union um einige Agrarländer erweitert. Die Hektarerträge sind in den neuen Ländern niedriger als in den Staaten der EU-15, eine Zunahme wird erwartet. In Tabelle 4 sind die wichtigsten Daten von Mais und Weizen im Durchschnitt von 1999 bis 2002 dargestellt.

Von den neuen Mitgliedstaaten konnten keine vollständigen Bilanzen der Selbstversorgung gefunden werden. Die LfL (BAYERISCHE LANDESANSTALT FÜR LANDWIRTSCHAFT, 2004) befasste sich mit der Marktlage und den Rahmenbedingungen der wichtigsten Getreide pro

Tabelle 4: Mais- und Weizenproduktionsdaten im Durchschnitt der Jahre 1999 bis 2002 in Österreich und in der EU

Rohstoff	Länder	Fläche in 1.000 ha	Ertrag in dt/ha	Produktion in 1.000 t	Überschuss in 1.000 t	Selbstversorgungsgrad in %
Mais	Österreich	165,0	94,7	1.560,4	-297,2	84,0
	EU-15	4.315,3	90,8	39.167,7	-1.354,2	96,7
	CC-10	1.369,4	58,9	8.980,8	*)	*)
Weizen	Österreich	267,7	50,9	1.358,5	381,2	139,0
	EU-15	13.694,2	66,1	90.528,1	13.430,6	117,4
	CC-10	5.206,4	37,7	19.539,6	*)	*)
*) keine Daten verfügbar (vorhanden)						

Quelle: Eigene Berechnung nach EUROSTAT, 2004 und AMA, 2003

duzierenden neuen EU-Länder Polen, Tschechien und Ungarn. Demnach konnte Polen 2001 den Getreidebedarf zu 92% decken. In Tschechien blieb trotz der Ausweitung der Getreidefläche 2001, aufgrund von klimabedingten Ernteaufschlägen, die Getreideerzeugung knapp unter dem Verbrauch. Ungarn produzierte trotz Trockenheit mehr Getreide als es im Inland verbrauchte und erreichte schon vor einigen Jahren eine Selbstversorgung über 100%. In diesen wichtigsten Agrarländern wird von der LfL (2004, 6ff) ab 2008 ein Getreideüberschuss prognostiziert.

Um die mögliche Ethanolmenge aus der Überschussproduktion bzw. den Flächenbedarf zur Erfüllung der Beimischungsziele zu ermitteln, müssen die Ethanolausbeuten von Mais und Weizen bekannt sein. Sie wurden der Unterlage des BAYSTMLF (2003, 39f) entnommen und berechnet (siehe Tabelle 5).

Tabelle 5: Rohstoffeinsatzmenge bei der Ethanolherstellung

Rohstoff	kg Rohstoff für		pro t Rohstoff	
	l Ethanol	kg Ethanol	l Ethanol	kg Ethanol
Mais	2,41	3,03	415,6	330,0
Weizen	2,69	3,39	371,5	295,0

Quelle: BAYSTMLF, 2003 und eigene Berechnung

Aufgrund historischer Daten von Benzinkonsum und Weizenproduktion (1999 bis 2002), könnten bei der Verarbeitung des überschüssigen Weizens in Österreich 3,4% und in den EU-15 2,1% des Ottokraftstoffes durch Bioethanol ersetzt werden. Rohstoffe sind somit

zur Erreichung des Soll-Ziels von 2% für das Jahr 2005 genügend vorhanden. In Tabelle 6 ist die erforderliche Fläche für die Bioethanolproduktion dargestellt.

Tabelle 6: Flächenbedarf für die Ethanolproduktion in Österreich und der EU

Rohstoff	Land	Ethanol- produktion in kg je ha	Flächenbedarf je t Ethanol in ha	Flächenbedarf in 1.000 ha	
				Beimischung 2%	Beimischung 5,75%
Mais	Österreich	3.123,5	0,32	21,2	60,9
	EU-15	2.995,6	0,33	1.257,0	3.614,0
	CC-10	1.942,8	0,51	185,9	534,4
	EU-25			1.464,1	4.209,4
Weizen	Österreich	1.499,8	0,67	44,1	126,9
	EU-15	1.947,9	0,51	1.933,2	5.557,8
	CC-10	1.111,2	0,90	325,0	934,3
	EU-25			2.302,3	6.619,0
*) keine Daten					

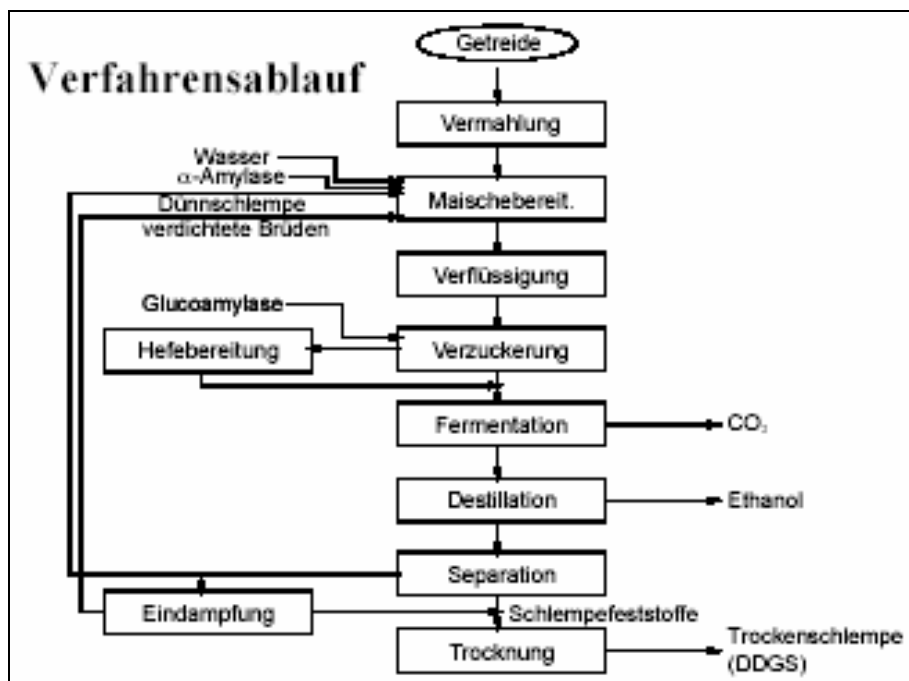
Quelle: Eigene Berechnung nach EUROSTAT 2004

Der Flächenbedarf zur Erfüllung des Beimischungsprozentsatzes im Jahr 2010 beträgt je nach eingesetztem Rohstoff 4,2 Mio. ha (Mais) und 6,6 Mio. ha (Weizen). Die Berechnung beruht auf Hektarerträgen und Benzinverbrauchsdaten im Durchschnitt der Jahre 1999 bis 2002. Ein steigender Benzinverbrauch und eine steigende Flächenproduktivität - beides wird in den neuen Mitgliedstaaten (CC-10) erwartet - werden den Flächenbedarf für die Bioethanolproduktion wahrscheinlich unverändert lassen. Da noch andere Getreidearten sowie die Zuckerrüben zur Ethanolherzeugung als Rohstoff dienen werden, unterliegt der errechnete Flächenbedarf einer Schwankungsbreite und stellt nur einen Richtwert dar.

## 5 Verfahrenstechnik der Ethanolgewinnung aus zucker- und stärkehaltigen Rohstoffen

Die Verfahren der Ethanolgewinnung aus stärke- und zuckerhaltigen Rohstoffen sind technisch weitgehend ausgereift. Nachfolgend wird der Verfahrensablauf in Anlehnung an SENN (2001) kurz beschrieben (siehe Abbildung 8). Die Möglichkeiten der Schlempeverwertung werden relativ ausführlich behandelt, da die Schlempeverwertung die Wirtschaftlichkeit der Ethanolproduktion mitbestimmt.

Abbildung 8: Prozess-Fließbild der Ethanolproduktion mit Schlempentrocknung



Quelle: SENN, 2003b, 32

### 5.1 Prozessablauf

Zuerst werden die Ausgangsstoffe gut gereinigt, was vor allem bei Kartoffeln und Zuckerrüben wichtig ist, um eine Infektion in den nachfolgenden Verfahrensschritten zu vermeiden. Die Zerkleinerung kann kontinuierlich und diskontinuierlich mittels Dispergiermaschinen erfolgen oder mittels Hammermühlen im Nass- und Trockenmahlverfahren. Beim Stärkeaufschluss unterscheidet man zwischen Verfahren unter Druck, drucklosen und kon-

tinuierlichen großtechnischen Verfahren. Der kontinuierliche Stärkeaufschluss eignet sich nur für Anlagen mit einer Tageskapazität von 300 m<sup>3</sup> und mehr.

### **5.1.1 Fermentation**

Bei der Fermentation handelt es sich um die alkoholische Vergärung des eingemaischten Materials. Dazu wird im Regelfall Hefe zugegeben, die zuvor extra vermehrt wurde. Man unterscheidet zwischen der kontinuierlichen und diskontinuierlichen (absatzweisen) Fermentation. Die kontinuierliche Fermentation wird nur in großtechnischen Anlagen angewendet und hat eine volumensbezogene Produktivität von 30-50 g Ethanol je Liter Fermentervolumen und Stunde. Bei der diskontinuierlichen Fermentation werden Gärbehälter von ca. 100 m<sup>3</sup> verwendet, in denen die Maische drei Tage verbleibt. Durch Kühlung, optimale Temperaturführung und Schlempenrecycling (teilweise Rückführung der Schlempe) kann die Fermentationsdauer um etwa 30% reduziert werden. So beträgt die Gärdauer einer Maismaische nur mehr 60 Stunden anstatt drei bis vier Tage. Die Produktivität beträgt etwa 2 g pro Liter und Stunde.

### **5.1.2 Destillation, Rektifikation, Absolutierung**

Nach der Fermentation muss der Alkohol von der Maische abgetrennt werden. Dies wird mit Hilfe der Destillation und Rektifikation und einer anschließenden Absolutierung erreicht. Unter Destillation wird die Herstellung eines Rohalkohols mit etwa 82 bis 87 Vol.-% verstanden. Dieses Produkt bedarf vor seiner Verwendung jedoch einer weiteren Reinigung, welche durch den Prozess der Rektifikation erreicht wird. Hierbei wird Alkohol auf 96 Vol.-% konzentriert und von Begleitstoffen befreit. Wird aber wasserfreier Alkohol benötigt, muss das rektifizierte Destillat auch einer so genannten Absolutierung unterzogen werden. Dies wird auf destillative Weise mittels Einsatz eines Schlepptittels in kleineren Produktionsanlagen realisiert. Bei großtechnischen Anlagen werden aus Kostengründen ausschließlich Molekularsiebe verwendet. Der absolutierte Alkohol enthält dann weniger als 0,3 Vol.-% Wasser.

### **5.1.3 Denaturierung**

Wird Alkohol für die Verwendung als Kraftstoff hergestellt, muss er am Ende des Produktionsprozesses denaturiert, d.h. für den Genusszweck ungenießbar gemacht werden. Dies wird durch Zufügen von 5% Benzin gewährleistet (vgl. HENNIGES, 2002, 10).

## **5.2 Schlempenverwertung**

Der nach Entzug des Alkohols anfallende Reststoff, die Schlempe, kann grundsätzlich als Futter, Dünger oder Biogassubstrat verwendet werden. Alle angeführten Verwertungsarten werden erfolgreich praktiziert. Je nach Destillationsanlage fallen 10 bis 15 l Schlempe pro Liter Ethanol an. Die Schlempe hat einen TS-Gehalt von ca. 6%. Durch so genanntes Schlempenrecycling wird die anfallende Menge an Schlempe reduziert, indem ein Teil der Schlempe zum Einmaischen rückgeführt wird. Je nach Maischverfahren können 25-75% der Schlempe wieder verwendet werden. Dies spart Wasser und Energie. Die rückgeführte Schlempe wird auch Prozesswasser genannt.

### **5.2.1 Verwendung als Düngemittel**

Als Düngemittel kann die Schlempe direkt auf landwirtschaftliche Flächen ausgebracht werden. Der Stickstoff ist fast vollständig in Proteinen fixiert und wirkt daher über die gesamte Vegetationsperiode als Dünger. Da jedoch nicht zu jeder Jahreszeit gedüngt werden kann bzw. darf, sind große Lager zu errichten. Hohe Lagerkosten der Schlempe machen eine reine Verwendung als Dünger, vor allem bei großtechnischen Anlagen, eher unmöglich.

### **5.2.2 Verwendung als Futtermittel**

Die Schlempe kann einerseits frisch verfüttert werden oder zu Distillers Dried Grains with Solubles (fortan DDGS genannt) weiterverarbeitet werden.

### **5.2.2.1 Verfütterung flüssiger Schlempe**

Die frische Schlempe muss innerhalb von drei Tagen verfüttert werden, um einen durch Feuchtigkeit bedingten Schimmelbefall zu verhindern. Es muss kontinuierlich Schlempe in der benötigten Menge bereitgestellt werden. Vor allem kleinere Brennereien praktizieren diese Verwertung. Große Anlagen können aufgrund des Schlempenvolumens diese Verwertung nur zum Teil anstreben. Der Vorteil der Verfütterung frischer Schlempe ist, dass keine Trocknungs- und Lagerkosten anfallen.

### **5.2.2.2 Verfütterung getrockneter Schlempe (DDGS)**

DDGS wird vor allem in großtechnischen Anlagen ( $>300 \text{ m}^3$  Tageskapazität) hergestellt. Die anfallende Schlempe wird mittels Zentrifugen in eine Dünn- und Dickphase getrennt. Von der Flüssigphase wird ca. ein Drittel zum Anmaischen rückgeführt. Der Rest wird mittels eines Verdampfers auf 60-70% Trockensubstanz eingedickt. Die Dickphase (ca. 30%TS) wird mit der eingedickten Dünnphase vermischt und in einer Trockentrommel getrocknet und pelletiert. Das Endprodukt, DDGS, ist lange haltbar und kann leicht gelagert sowie transportiert werden. Nachteilig sind die hohen Investitions- und Energiekosten für die Schlempentrocknung. Die Investitionskosten der Schlempenaufbereitung machen etwa 45% der Gesamtinvestitionen einer Bioethanolanlage mit DDGS Produktion aus. Die laufenden Energiekosten betragen bei dieser Art der Schlempenaufbereitung etwa die Hälfte der gesamten Energiekosten einer Anlage.

### **5.2.3 Verwendung zur Biogaserzeugung**

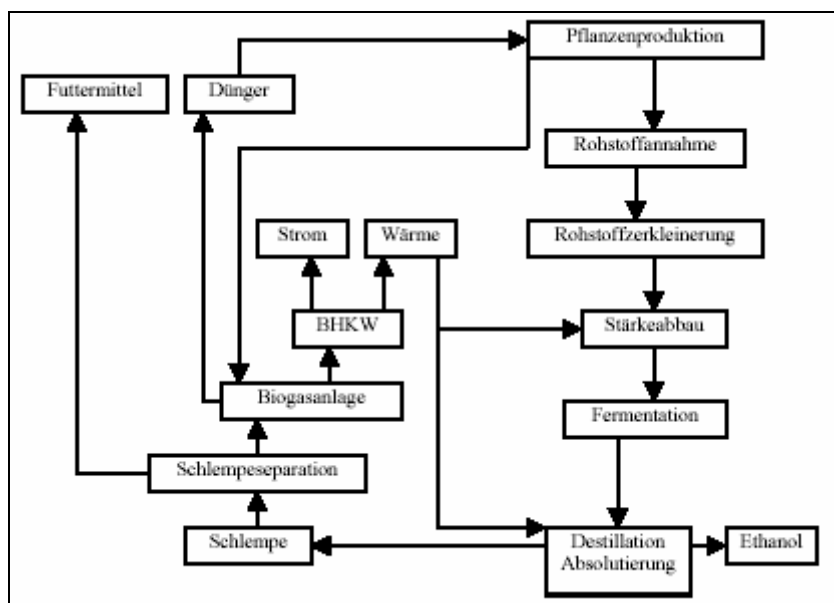
Die Verwendung der Schlempe zur Biogaserzeugung beschreibt SENN (2003). Abbildung 9 gibt das Schema einer Ethanolanlage mit angeschlossener Biogasanlage wieder.

Die Schlempe wird einer anaeroben Fermentation unterzogen. Das bei diesem Prozess gewonnene Biogas (Methan) wird zur Stromerzeugung verwendet, die Abwärme kann genutzt werden. Dadurch wird vor allem die Energiebilanz verbessert. Eine Verwertung der Schlempe zu Biogas kann ökologisch, energietechnisch und regionalpolitisch von Bedeu-



tung sein. Laut SENN (2003a, 22) kann die Bioethanolproduktion mit zusätzlicher Biogasproduktion in kleinen Anlagen durchaus, auch aus ökonomischer Sicht, mit Großerzeugungsanlagen konkurrieren. Die in seiner Studie beschriebenen Anlagen haben eine Jahresleistung von 2.500 m<sup>3</sup> bis maximal 10.000 m<sup>3</sup> Bioethanol. Die anfallende Schlempe wird zusammen mit Mais oder Raps als Biogassubstrat verwendet. Die ausgefaulte Schlempe, auch Biogasgülle genannt, steht als Dünger für landwirtschaftliche Nutzflächen zur Verfügung. Das Verhältnis von Energielieferung zu Energieverbrauch beträgt 2,31 (vgl. SENN, 2003a, 9).

Abbildung 9: Schema der Bioethanolproduktion mit Biogasanlage



Quelle: SENN 2003b, 31,

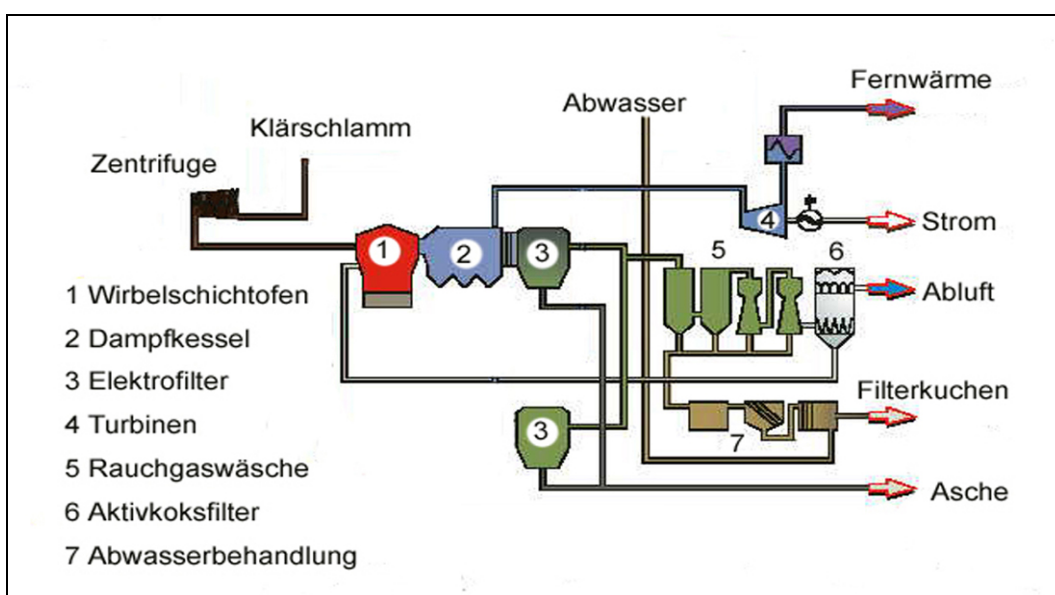
Bei der angeschlossenen Biogaserzeugung aus Schlempe, wie von SENN beschrieben, wird die Schlempe mit ca. 6% TS der Biogasanlage zugeführt und Getreide beigemischt, wodurch der TS-Gehalt und somit auch die Biogausbeute je Kubikmeter Substrat erhöht wird. Beim Modell, das den Berechnungen in dieser Diplomarbeit zugrunde liegt, wird die Schlempe als alleiniges Substrat der Biogasanlage verwendet. Durch Zentrifugieren wird ein Trockensubstanzgehalt von ca. 15% erreicht. Das Abzentrifugierte wird als Prozesswasser wieder verwendet. Die Dickphase wird als Biogassubstrat der Biogasanlage zugeführt, es entsteht Biogas und Biogasgülle. Aus dem erzeugten Biogas wird in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) Strom erzeugt, dabei fällt Abwärme an. Die Lagerkapazität der Biogasgülle wird von den üblichen sechs Monaten auf acht Monate erhöht.

## 5.2.4 Verbrennung der Schlempe

Die Verbrennung der Schlempe wird derzeit nirgends praktiziert. Im Wesentlichen soll die Verbrennung wie die Klärschlammverbrennung im Wirbelschichtverfahren erfolgen. Daher wird im Folgenden kurz beschrieben, wie die Klärschlammverbrennung im Wirbelschichtverfahren der Fernwärme Wien vor sich geht. In dieser Anlage wird der gesamte Klärschlamm der Hauptkläranlage Wien verbrannt.

In der **Klärschlammverbrennungsanlage der Fernwärme Wien** wird der Klärschlamm als Dünnschlamm mit einem Anteil von durchschnittlich 3,6 % Trockensubstanz von der Hauptkläranlage Wien zur weiteren Behandlung geliefert. Nach einer chemischen und thermischen Konditionierung wird der überwiegende Teil des Dünnschlammes mittels Zentrifugen zu einem Dickschlamm (ca. 34% TS) eingedickt. Das abgetrennte Wasser (Zentrat) wird in die Kläranlage zurückgeleitet. Der Dickschlamm wird mittels Dickstoffpumpen über Rohrleitungen den drei Wirbelschichtöfen zugeführt, in denen Sand durch eine unter Druck zugeführte vorgewärmte Luft in einen turbulenten Zustand über den Boden bewegt wird. In diese Wirbelschicht wird der Dickschlamm eingebracht und bei ca. 850°C verbrannt. Die Rauchgase werden der Wärmenutzung (Dampfkessel) zugeführt. Die wichtigsten Bauteile sind der Wirbelschichtofen, der Dampfkessel, die Rauchgasreinigung inkl. Entstickung und die Abwasserbehandlung (siehe Abbildung 10).

Abbildung 10: Fließbild der Klärschlammverbrennung des Werks Simmeringer Haide



Quelle: UMWELTBUNDESAMT, 2001

Der Vorteil dieses Verfahrens ist die Reduktion des Klärschlammvolumens. Nachteilig ist jedoch die teure Entsorgung der Filterasche und des Filterkuchens auf einer Mülldeponie.

Der Wirbelschichtofen der Anlage der Fernwärme Wien in Simmering ist besonders für Brennstoffe mit niedrigem Heizwert und feiner bzw. flüssiger Brennstoffstruktur geeignet. Der Heizwert soll 10 MJ/kg nicht überschreiten, für die Verbrennung ist ohne Zufeuerung ein Heizwert von ca. 8 MJ/kg erforderlich. Beim Klärschlamm muss aufgrund des zu niedrigen Heizwertes (4,1 MJ/kg) zugefeuert werden. Trotz der energieaufwendigen Rauchgaswäsche und Entstickung versorgt sich die Anlage in Simmering selbst mit Strom und speist Abwärme ins Fernwärmenetz ein. Sie ist somit energieautark. Dies ist aber auch darauf zurückzuführen, dass andere Abfälle – mit höheren Heizwerten – verbrannt werden und zudem zugefeuert wird. Genaue Angaben über verkaufbare Wärmemengen konnten nicht gemacht werden (FERNWÄRME WIEN, 2004a).

Für eine Verbrennung der Schlempe muss diese in eine Dünn- und Dickphase getrennt werden. Von der Dünnphase werden ca. zwei Drittel zum Anmaischen rückgeführt. Die Dickphase mit ca. 30% Trockensubstanzgehalt wird mittels Lanze in einen Wirbelschichtofen eingebracht und verbrannt. Die restliche Dünnphase wird als Abwasser der Kläranlage zugeführt. Nach Schätzung von FAZEKAS (2004) dürfte die Schlempe einen Energiegehalt von 7,5-8 MJ/kg haben und somit fast eigenständig brennen. Die Rauchgaswäsche muss nach Einschätzungen von Experten nicht so aufwendig erfolgen, da bei reiner Schlempenverbrennung, außer Stickoxide und Chlorverbindungen, keine gesundheits-schädlichen Stoffe entstehen dürften. Da die Schlempe nach dem Abfallwirtschaftsgesetz 2002 kein Brennstoff ist, muss die anfallende Asche nach derzeitiger Gesetzeslage teuer auf der Mülldeponie entsorgt werden. Nach der Einschätzung von FAZEKAS (2004) dürfte die Schlempenverbrennung energieautark sein. Wird keine so intensive Rauchgaswäsche vorgeschrieben, dann ist die Anlage auf jeden Fall energieautark.

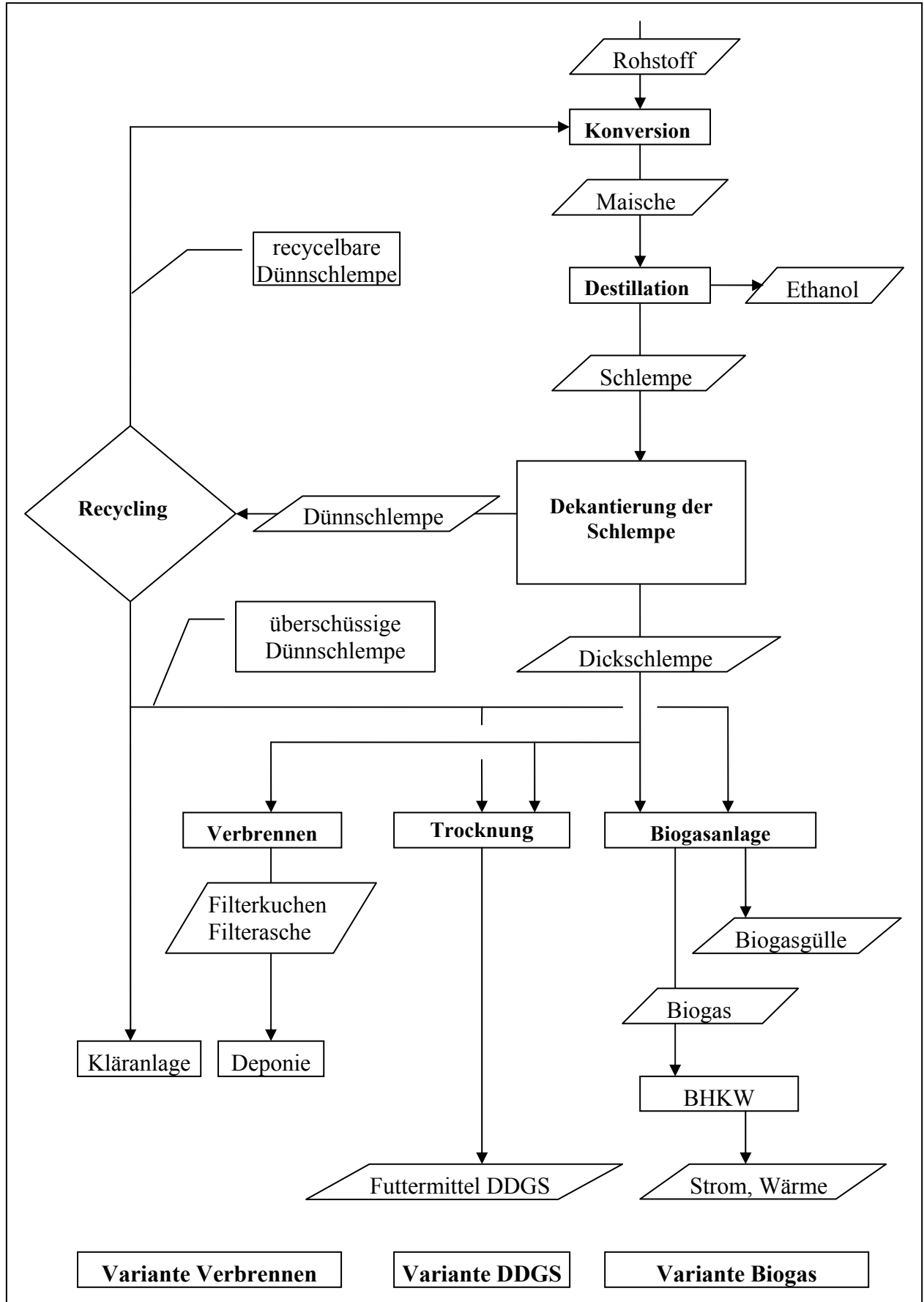
## 6 Wirtschaftlichkeitsberechnung

### 6.1 Modell einer Bioethanolanlage

Als Rohstoffe für die Ethanolherstellung werden Mais oder Weizen eingesetzt. Dies begründet sich einerseits in der weit verbreiteten Ethanolproduktion aus Mais in den USA und andererseits im Weizenüberschuss Österreichs und Europas. Bei jeder Rohstoffvariante wird einerseits eine Unterscheidung der Anlage nach der Produktionskapazität und andererseits nach Art der Schlemphenverwertung vorgenommen. Die Ethanolproduktionsmengen betragen bei der kleinen Anlage  $60 \text{ m}^3$  pro Tag bzw. 198.000 hl pro Jahr. In der großen Anlage werden  $320 \text{ m}^3$  bzw. rund 1,2 Mio. hl Ethanol hergestellt. Die Ethanolproduktion erfolgt an 330 Tagen im Jahr, die restlichen Tage werden für Revisionsarbeiten genutzt. Verwendet wird das Dispergier-Maischverfahren, da ein großer Anteil der Schlempe als Prozesswasser rückgeführt werden kann. Für die Schlemphenverwertung sind drei Varianten in Betracht gezogen: Variante DDGS, Variante Biogas und Variante Verbrennen. Bei der Variante DDGS wird die Schlempe zu einem Trockenfuttermittel (DDGS) verarbeitet (siehe 5.2.2.2). Die Variante Biogas verwendet die anfallende Dickschlempe und die überschüssige Dünnschlempe als Substrat für eine Biogasanlage. Das Biogas wird im Blockheizkraftwerk (BHKW) zur Stromerzeugung genutzt und die Abwärme in ein Fernwärmenetz eingespeist. Die anfallende Biogasgülle wird den Landwirten frei Feld zugestellt, um gegen handelsübliche Mineraldünger konkurrenzfähig zu sein. Um diese Annahme zu untermauern, wird der Düngewert der Biogasgülle berechnet. In der Variante Verbrennen wird die Dickschlempe verbrannt und die überschüssige Dünnschlempe als schwach belastetes Abwasser in eine Kläranlage eingeleitet (siehe Abbildung 11).

Der Standort der Anlage wird neben der Raffinerie angenommen, damit fallen keine Transportkosten für das Ethanol an und die Abwärme kann ins Fernwärmenetz eingespeist werden. Die Rohstoffe werden je nach Anlagenkapazität aus durchschnittlich 40 bzw. 60 km Entfernung mit dem LKW herangeschafft. Die Rohstoffkosten werden von den Marktpreisen im Jahr 2002 abgeleitet.

Abbildung 11: Modell der Ethanolproduktion mit Schlemphenverwertung



Quelle: Eigene Darstellung nach KNOFLACHER ET AL. 1991 und SENN, 2003b

Die Investitionskosten der Ethanolanlage und der angeschlossenen Trocknungsanlage (Variante DDGS) werden einer Unterlage der Firma Vogelbusch entnommen. Für die Schätzung der Investitionskosten der Biogasanlage wird zuerst die installierte Leistung (IL) bestimmt. Die IL berechnet sich aus der jährlich erzeugbaren Biogasmenge des anfallenden Biogassubstrats (Schlempe), der erzeugbaren Menge Strom je m<sup>3</sup> Gas und der jährlichen Einsatzzeit des Blockheizkraftwerks. Die Investitionskosten der Biogasanlage sind RAU (2002, 68) entnommen. In der Variante Verbrennen fallen nur die Investitionskosten der Ethanolanlage an, da die Verbrennung ausgelagert wird. Das Verbrennen verursacht für den Betrieb der Ethanolanlage Kosten. Die jährlich anfallenden Kapitalkosten werden getrennt für die Ethanolanlage und für die Schlemphenverwertung (Trocknungsanlage und Biogasanlage) mittels Annuitätenmethode berechnet. Bei jeglicher Art der langfristigen Kapitalfestlegung entstehen Kapitalkosten. Diese setzen sich laut GURTNER (1977, 22) zusammen aus

- dem Zinsanspruch für Eigenkapital, welches alternativ angelegt werden könnte, und den effektiv geleisteten Zinsenzahlungen für aufgenommenes Fremdkapital.
- den zur Kapitalwiedergewinnung dienenden Jahrsbeiträgen bei Finanzierung abnutzbarer Anlagengüter mit Eigenkapital, bzw. der Kapitalrückzahlung oder -tilgung bei Finanzierung mit Fremdkapital.

Es wird angenommen, dass die gesamte Anlage mit Fremdkapital errichtet wird. Sowohl die Nutzungsdauer, als auch die Kreditlaufzeit betragen 10 Jahre. Der Zinssatz wird mit 5% angenommen, was gegenwärtig etwa den marktüblichen Zinsen für 10-jährige Kredite entspricht. Bei dieser so genannten investitionskonformen Kreditlaufzeit, entsprechen die Kapitalkosten einer Investition, die nur mit Fremdkapital finanziert wird, dem Kapitaldienst (vgl. GURTNER, 1977, 35f).

Die Instandhaltungs- und Versicherungskosten werden pauschal von den Investitionskosten berechnet. Die Personalkosten werden anhand der benötigten Arbeitskräfte und der Jahreskosten je Tätigkeit ermittelt. Die Energiekosten errechnen sich aus dem Strom- und Dampfbedarf, bewertet mit marktüblichen Preisen. Die Chemikalienkosten werden einer Unterlage von Vogelbusch entnommen. Die Kosten für den Transport der Biogasgülle (Variante Biogas), für das Verbrennen der Dickschlempe und Entsorgung der überschüssigen Dünnschlempe (Variante Verbrennen) leiten sich aus der anfallenden Schlemphenmenge ab.

In der Kalkulation wird getrennt zwischen der Ethanolherstellung im engeren Sinn und der Schlempenverwertung (siehe Tabelle 7). Die Summe der Ethanolherstellungskosten und der Schlempenverwertungskosten ergeben die Gesamtkosten.

Tabelle 7: Kostenzuordnung zur Ethanolherstellung und zur Schlempenverwertung

Ethanolherstellung	Schlempenverwertung
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Kapital-, Instandhaltungs- und Versicherungskosten Ethanolanlage</li> <li>- Personalkosten Ethanol</li> <li>- Energiekosten der Ethanolproduktion</li> <li>- Chemikalienkosten</li> <li>- Rohstoffkosten</li> <li>- Transportkosten für Rohstoff</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Kapital-, Instandhaltungs- und Versicherungskosten der Schlempenverwertungsanlage</li> <li>- Energiekosten Schlempenverwertung</li> <li>- Transportkosten für Biogasgülle</li> <li>- Verbrennungskosten</li> <li>- Abwasserkosten</li> </ul>
= Kosten Ethanolherstellung	= Kosten Schlempenverwertung

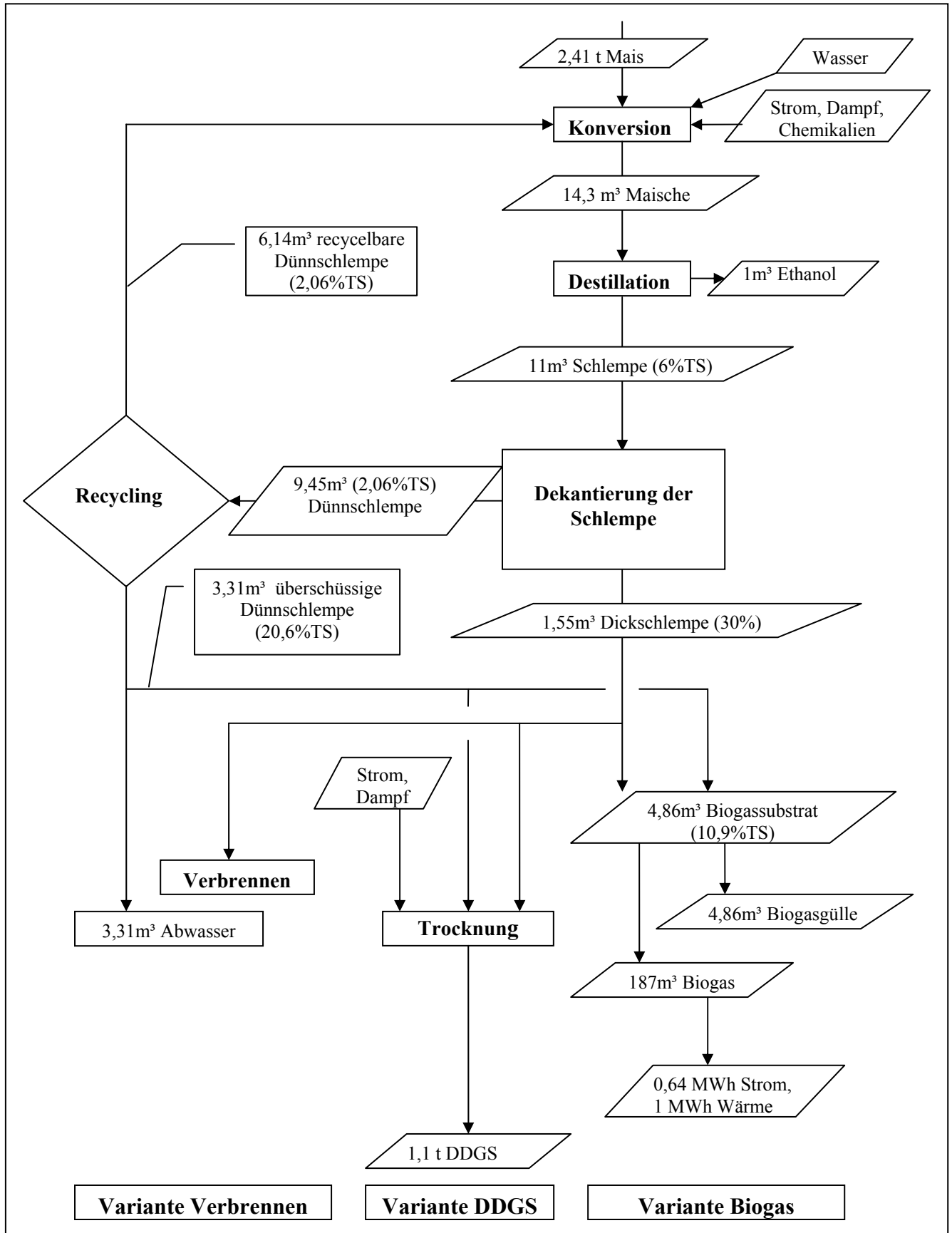
Quelle: Eigene Darstellung

Die Nebenprodukte DDGS, Strom und Wärme werden mit marktüblichen Preisen bewertet und dem Ethanol gutgeschrieben. Bei der Verwertung der Biogasgülle ist vorgesehen, dass die Kosten bis zum Feld der Betreiber der Ethanolanlage übernimmt. Um die Notwendigkeit des Transportes frei Feld zu unterstreichen, wird anhand des Nährstoffgehalts und der marktüblichen Nährstoffpreise die Biogasgülle bewertet. Die Gesamtkosten abzüglich der Erlöse der Nebenprodukte ergeben die Herstellkosten des Ethanols.

## 6.2 Kosten der Ethanolproduktion aus Mais

Um die Kosten der Ethanolproduktion aus Mais ermitteln zu können, ist es erforderlich, die Mengenflüsse der Ethanolerzeugung mit angeschlossener Schlempenverwertung zu kennen. Als Einheit für das Mengenflussdiagramm in Abbildung 12 wurde ein m<sup>3</sup> Ethanol gewählt. Notwendig sind für 1 m<sup>3</sup> Ethanol 2,41 t Mais, es fallen 11 m<sup>3</sup> Schlempe je m<sup>3</sup> Ethanol mit einem Trockensubstanzgehalt von 6% an. Nach dem Dekantieren der Schlempe hängt der Mengenfluss von der Schlempenverwertung ab, die Mengenangaben beziehen sich auf die drei beschriebenen Varianten. Die Berechnung der Mengen ist dem Anhang 1 zu entnehmen.

Abbildung 12: Mengenflussdiagramm bei Ethanolerzeugung aus Mais für die drei Schlemmenverwertungsvarianten



Quelle: Eigene Darstellung



## 6.2.1 Kapitalkosten, Instandhaltungs- und Versicherungskosten

Die jährlichen Kapitalkosten werden durch die Investitionskosten die Nutzungskosten, die Art der Finanzierung und durch den Kalkulationszinssatz bestimmt. Die Investitionskosten umfassen jeweils die Gebäudekosten, die Anlagenkosten (Maschinen und Inventar) sowie die Erschließung des Geländes der Ethanolanlage und der Schlemphenverwertung. Die Investitionskosten der Ethanolanlage und die der DDGS-Trocknungsanlage sind einer Aufstellung der Firma VOGELBUSCH (2004) entnommen. Die Berechnung der Investitionskosten der Biogasanlage ist im Anhang 1 in Tabelle 33 dargestellt. Da die Biogasgüllelagerkapazität von sechs auf acht Monate erhöht wird, werden die zusätzlichen Kosten für den Güllelagerraum berechnet und den Investitionskosten der Biogasanlage hinzugerechnet (siehe Anhang 1 Tabelle 32). Wie schon erwähnt, wird die Anlage mittels 5%igem Bankkredit auf zehn Jahre (entspricht der Nutzungsdauer) finanziert. Aus Vereinfachungsgründen wird angenommen, dass nach Fertigstellung der Anlage der Kredit zur Verfügung gestellt wird. Dass schon während der Bauzeit Finanzierungsmittel notwendig sind, wird bei der Berechnung der Kapitalkosten vernachlässigt. Der Investitionsbetrag enthält somit die bis zur Fertigstellung der Anlage anfallenden Zinskosten. Der Zeitpunkt der Fertigstellung ist gleichzeitig auch der Produktionsbeginn der Anlage. Die Investitionskosten und die daraus resultierenden jährlichen Kapitalkosten für die Anlage sind der Tabelle 8 zu entnehmen.

Tabelle 8: Jährliche Kapitalkosten, Instandhaltung und Versicherung bei den Ethanolanlagen in Abhängigkeit von der Schlemphenverwertung bei der Ethanolherstellung aus Mais

Bezeichnung	Einheit	Ethanolanlage		Biogasanlage		Trocknung	
Tageskapazität	m <sup>3</sup>	60	360	60	360	60	360
Investitionskosten	Mio. €	25,53	58,4	8,73	52,35	6,1	12,79
Jährliche Kapitalkosten	Mio. €	3,31	7,56	1,13	6,78	0,79	1,66
Instandhaltung und Versicherung	Mio. €	0,38	0,88	0,13	0,79	0,09	0,19
Kapitalkosten pro hl	€	16,70	6,37	5,71	5,71	3,99	1,39
Instandh. und Versicherung je hl	€	1,93	0,74	0,66	0,66	0,46	0,16
Summe je hl	€	18,63	7,10	6,37	6,37	4,45	1,56

Quelle: VOGELBUSCH, 2004 und eigene Berechnung

Die jährlichen Instandhaltungs- und Versicherungskosten werden mit 1,5% der Investitionskosten angenommen. Die Kapital-, Instandhaltungs- und Versicherungskosten sind in Tabelle 9 für die drei Varianten der Schlemphenverwertung angegeben.

Tabelle 9: Kapitalkosten, Instandhaltungs- und Versicherungskosten je hl in Abhängigkeit der Anlagengröße und der Schlempenverwertung

Bezeichnung	Einheit	Schlempenverwertung					
		DDGS		Biogas		Verbrennen	
Tageskapazität	m <sup>3</sup>	60	360	60	360	60	360
Kosten Ethanol je hl	€	18,63	7,10	18,63	7,10	18,63	7,10
Kosten Schlempenverwertung je hl	€	4,45	1,56	6,37	6,37		
Summe je	€	23,08	8,66	25,00	13,47	18,63	7,10

Quelle: VOGELBUSCH, 2004 und eigene Berechnung

Es ergeben sich Kapital-, Instandhaltungs- und Versicherungskosten je nach Anlagengröße und Variante zwischen 7,10 und 25,00 € je hl Ethanol.

## 6.2.2 Personalkosten

Die Personalkosten werden anhand von geschätzten jährlichen Kosten für verschiedene Tätigkeiten und der Anzahl der Mitarbeiter ermittelt. Die Anzahl der Mitarbeiter lehnt sich an SCHMITZ (2003) und HENNIGES (2002) für beide Produktionskapazitäten anhand einer Ethanolanlage mit angeschlossener Schlempetrocknung an. Die jährlichen Kosten je Person sind nach Tätigkeiten auf Basis der Löhne im Jahr 2004 geschätzt. Eine isolierte Betrachtung der Ethanolproduktion und der Schlempenverwertung würde einen höheren Personalbedarf ergeben. Die Berechnung der Personalkosten ist Tabelle 10 zu entnehmen.

Die Personalkosten liegen in der Anlage mit 360 m<sup>3</sup> Tageskapazität um rund 400.000 € höher als in der Anlage mit 60 m<sup>3</sup> Tageskapazität. Die Personalkosten betragen je hl bei der Ethanolanlage mit 60 m<sup>3</sup> Tageskapazität 7,24 und bei der Anlage mit 360 m<sup>3</sup> Tageskapazität 1,55 €.

Tabelle 10: Anzahl der Personen und Personalkosten der Variante DDGS insgesamt in Abhängigkeit von der Anlagengröße

Tätigkeit	Anzahl Personen		Kosten je Person in €/Jahr	Kosten in € pro Jahr	
	60 m <sup>3</sup>	360 m <sup>3</sup>		60 m <sup>3</sup>	360 m <sup>3</sup>
Betriebsleiter	1	1	80.000	80.000	80.000
Büro	1	2	48.000	48.000	96.000
Laboranten	2	2	58.000	116.000	116.000
Schichtführer	5	6	60.000	300.000	360.000
Anlagenfahrer	10	12	50.000	500.000	600.000
Techniker	3	5	50.000	150.000	250.000
Helfer	5	7	48.000	240.000	336.000
Anzahl Mitarbeiter	27	35			
Summe Personalkosten pro Jahr				1.434.000	1.838.000

Quelle: Eigene Annahmen in Anlehnung an HENNIGES, 2002 und SCHMITZ, 2003

### 6.2.3 Rohstoffkosten

Als Rohstoffpreis für Mais wird der Durchschnittspreis von 2003 in Österreich angenommen. Dieser betrug laut EUROSTAT (2004) 11 € je dt Mais. Bei einem Maiseinsatz von 2,41 dt je hl Ethanol ergeben sich aus angegebenen Rohstoffpreis Kosten von 26,47 € je hl Ethanol (siehe Tabelle 11).

Tabelle 11: Rohstoffkosten je hl Ethanolherstellung aus Mais

Bezeichnung	Einheit	Mais
Rohstoffpreis je dt	€	11
Rohstoffbedarf je hl	dt	2,41
Rohstoffkosten je hl	€	26,47

Quelle: EUROSTAT, 2004

### 6.2.4 Energiekosten

Der Dampf- und Stromverbrauch der Variante DDGS ist SCHMITZ (2003, 102) entnommen. Die Kosten sind mit aktuellen Energiepreisen berechnet. Unter der Annahme, dass für die Erzeugung einer Tonne Dampf ca. 85 kg benötigt werden, ergibt sich bei einem Preis von 150 €/t Heizöl-schwer (FINANCE MANAGEMENT, 2004) ein Dampfpreis von 12,8 €/t. Der Strompreis von 7 Cent/kWh ist mit dem Tarifkalkulator der E-CONTROL

(2004) errechnet. Es ergeben sich Energiekosten von 9,34 €/hl (siehe Tabelle 12). Nach einer Unterlage von VOGELBUSCH (2004) entfallen auf die Trocknung der Schlempe 45% der Energiekosten. Demnach betragen die Energiekosten der Ethanolproduktion 5,14 €/hl und der Schlempentrocknung 4,20 €/hl. Diese Trennung ist für die Varianten ohne Trocknung der Schlempe notwendig.

Tabelle 12: Berechnung der Energiekosten je hl Ethanol für Mais

Energieform	Einheit	Verbrauch	€/Einheit	€/hl
Dampf	t	5,6	12,80	7,17
Strom	kWh	310	0,07	2,17
Energiekosten der Variante DDGS				9,34
davon Energiekosten Ethanolproduktion				5,14
Energiekosten Schlempentrocknung				4,20

Quelle: SCHMITZ, 2003 und eigene Berechnung

## 6.2.5 Kosten für Chemikalien, Abwasser und Verbrennung

Die Chemikalienkosten der Ethanolherstellung gibt VOGELBUSCH (2004) mit 7,17 €/hl an. Diese Kosten sind in den vorliegenden Kalkulationen unabhängig von der Anlagengröße angenommen. Bei der Variante Verbrennen entstehen Kosten durch die Entsorgung der Dickschlempe und der überschüssigen Dünnschlempe. Die überschüssige Dünnschlempe (Abwasser) wird mit schwacher Raumbelastung in einer Kläranlage geklärt. Die Abwasserkosten werden nach SCHMITZ (2003) mit 1,5 €/m<sup>3</sup> Abwasser angenommen. Die Verbrennungskosten beziffert die FERNWÄRME WIEN (2004a) mit 100 €/t Klärschlamm. Dieser Wert wird auch für die Verbrennung von einem Kubikmeter Dickschlempe angenommen. Chemikalien-, Verbrennungs- und Abwasserkosten je hl Ethanol sind gesammelt in Tabelle 13 dargestellt.

Tabelle 13: Chemikalien-, Verbrennungs- und Abwasserkosten für die Ethanolherstellung aus Mais je hl Ethanol

Bezeichnung	Einheit	Kosten in €/Einheit	Schlempenanfall je m <sup>3</sup> Ethanol	Kosten in € je hl
Chemikalien				7,17
Dickschlempe zum Verbrennen	m <sup>3</sup>	100,00	1,55	15,50
Abwasser (Dünnschlempe)	m <sup>3</sup>	1,50	3,31	0,50

Quelle: VOGELBUSCH, 2004 und eigene Berechnung

Wie aus Tabelle 13 ersichtlich ist, sind unter den angenommenen Bedingungen die Abwasserkosten mit 0,50 € je hl niedriger als die Kosten für die Verbrennung der Schlempe, die mit 15,50 € je hl berechnet wurden.

### 6.2.6 Transportkosten

Da die Bioethanolfabrik neben einer Raffinerie errichtet werden soll, fallen nur Transportkosten für den Rohstofftransport an. Für die Heranschaffung des Getreides wird der Transport mittels LKW, für die Anlage mit 60 m<sup>3</sup> Tageskapazität eine durchschnittliche Entfernung von 40 km gewählt und für die Anlage mit Tageskapazität 360 m<sup>3</sup> eine durchschnittliche von 60 km. Die Berechnung erfolgt in Anlehnung an BACHLER (2004), der einen Kilometerpreis von 1,5 € je LKW-Kilometer angibt (siehe Anhang 1 Tabelle 34). Weiters fallen Transportkosten für die Biogasgülle in der Variante Biogas an, da diese den Landwirten frei Feld zugestellt wird. Diese wird ebenfalls, je nach Anlagengröße durchschnittlich 40 bzw. 60 km mittels Satteltankfahrzeug transportiert. Wie aus Tabelle 14 ersichtlich ist, erhöhen die Rohstofftransportkosten die Kosten der Ethanolproduktion um 0,67 bzw. 0,81 € je hl Ethanol. In der Variante Biogas verursacht der Transport der Biogasgülle umgerechnet 1,67 bzw. 2,50 €/hl Ethanol.

Tabelle 14: Berechnung der Transportkosten je hl bei der Ethanolherstellung aus Mais

Fahrzeug		Kosten in €/t		€/hl je nach Kapazität	
		Entfernung		60m <sup>3</sup> (40km)	360m <sup>3</sup> (60km)
		40km	60km		
Sattelkraftfahrzeug	Rohstoff	2,24	3,36	0,54	0,81
Satteltankfahrzeug	Biogasgülle	3,43	5,15	1,67	2,50

Quelle: BACHLER, 2004 und eigene Berechnung

### 6.2.7 Erlöse für Nebenprodukte

In der Variante DDGS fällt das proteinhaltige DDGS an und wird zum üblichen Marktpreis bewertet. Bei Variante Biogas fallen als Nebenprodukte Strom, Wärme und Biogasgülle an. Strom und Wärme werden mit marktüblichen Preisen bewertet und verkauft. Die Biogasgülle wird wegen des anzunehmenden geringen Nährstoffgehaltes nicht bewertet. Wie vorher schon erwähnt, wird sie als zu entsorgendes Produkt gesehen und verursacht Trans-

portkosten. Der Düngewert wird später in 6.2.9 berechnet um diese Annahme zu untermauern.

Bei der Ethanolproduktion aus Mais fallen 110 kg DDGS je hl Ethanol an (vgl. BAYSTMLF, 64, 2003). DDGS kann mit 90 €/t als Proteinfuttermittel verkauft werden (vgl. VOGELBUSCH, 2004). Die daraus errechnete Gutschrift beläuft sich bei Mais auf 9,9 €/hl Ethanol.

Der Strom wird in das Stromnetz und die Abwärme in das Fernwärmenetz eingespeist. Der Strompreis ist gemäß ÖKOSTROMGESETZ (BGBl. II Nr. 508/2002) festgelegt und für 13 Jahre gesichert. Der Wärmepreis ist der FERNWÄRME WIEN (2004b) entnommen. Je hl Ethanol kann ein Energieerlös von 6,31 € gutgeschrieben werden (siehe Tabelle 15).

Tabelle 15: Berechnung der Energieerlöse bei der Biogaserzeugung aus Maisschlempe

Bezeichnung	Einheit	Strom	Wärme
Erzeugung	MWh/Jahr	12.683	19.930
	kWh/ hl Ethanol	64,05	100,66
Eigenverbrauch der Biogasanlage	%	7,00	25,00
	kWh/ hl Ethanol	4,48	25,16
Verkaufbare Energie	kWh/ hl Ethanol	59,57	75,49
Energieerlöse	Cent/kWh	7,73	2,26
	€/hl	4,60	1,71
Gesamtenergieerlöse	€/hl	6,31	

Quelle: Eigene Berechnung

## 6.2.8 Herstellungskosten

Die Herstellungskosten ergeben sich aus den Gesamtkosten, abzüglich Erlöse der Nebenprodukte. In Tabelle 16 sind die einzelnen Kostenpositionen der zwei Kapazitäten und Varianten aufgelistet und die Herstellungskosten berechnet.

Tabelle 16: Herstellungskosten je hl Ethanol aus Mais

Bezeichnung	Schlempenverwertung					
	DDGS		Biogas		Verbrennen	
Tageskapazität	60m <sup>3</sup>	360m <sup>3</sup>	60m <sup>3</sup>	360m <sup>3</sup>	60m <sup>3</sup>	360m <sup>3</sup>
Kapitalkosten, Instandhaltung	18,63	7,10	18,63	7,10	18,63	7,10
Personalkosten	7,24	1,55	7,24	1,55	7,24	1,55
Energiekosten	5,14	5,14	5,14	5,14	5,14	5,14
Chemikalien	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17
Rohstoffkosten	26,47	26,47	26,47	26,47	26,47	26,47
Transportkosten Rohstoff	0,54	0,81	0,54	0,81	0,54	0,81
<i>Kosten Ethanol</i>	<i>65,19</i>	<i>48,23</i>	<i>65,19</i>	<i>48,23</i>	<i>65,19</i>	<i>48,23</i>
Kapitalkosten, Instandhaltung	4,45	1,56	6,37	6,37	0,00	0,00
Energiekosten	4,20	4,20				
Transportkosten			1,67	2,50		
Verbrennungskosten					15,50	15,50
Abwasserkosten					0,50	0,50
<i>Kosten Nebenprodukte</i>	<i>8,65</i>	<i>5,76</i>	<i>8,04</i>	<i>8,87</i>	<i>16,00</i>	<i>16,00</i>
<i>Gesamtkosten</i>	<i>73,84</i>	<i>53,99</i>	<i>73,22</i>	<i>57,10</i>	<i>80,10</i>	<i>64,00</i>
Nebenprodukterlöse	9,90	9,90	6,31	6,31		
<b>Herstellungskosten</b>	<b>63,94</b>	<b>44,09</b>	<b>66,91</b>	<b>50,79</b>	<b>80,10</b>	<b>64,00</b>

Quelle: Eigene Berechnung

Die Herstellungskosten belaufen sich bei einer Anlagentageskapazität von 60 m<sup>3</sup>, je nach Art der Schlempenverwertung, auf 64 bis 80 € je hl Ethanol. Bei 360 m<sup>3</sup> Tageskapazität betragen die Herstellungskosten zwischen 44 und 64 € je hl Ethanol.

## 6.2.9 Düngerwert der Maisschlempe

Wie vorhin erwähnt, wird für die Biogasgülle wegen des niedrigen Nährstoffgehaltes kein Erlös gutgeschrieben. Die Berechnung des Düngerwertes soll diese Annahme untermauern.

Die Nährstoffpreise sind anhand der Durchschnittspreise gängiger Mineraldünger (vgl. BAAWI, 2004) errechnet worden. Da sich der Nährstoffgehalt der Maisschlempe durch die anaerobe Behandlung in der Biogasanlage nicht verändert, ist er für die Biogasgülle identisch. Die Nährstoffgehalte sind einer Unterlage des LFL (2003) entnommen. Laut SINABELL (1993, 45) waren bei einem Feldversuch jedoch nur 28% des Stickstoffes wirksam, was in dieser Berechnung berücksichtigt wurde. Wie aus Tabelle 17 ersichtlich ist, beträgt nach Berücksichtigung des wirksamen Stickstoffes der Düngerwert 0,74 €/hl.

Tabelle 17: Berechnung des Düngerwerts der Biogasgülle aus Maisschlempe

Bezeichnung	Nährstoffpreis in €/kg	Nährstoffe in kg je dt Schlempe	Wirksame Nährstoffe in kg/dt Schlempe	Wirksamer Düngerwert in €
N	0,574	0,320	0,090	0,051
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,661	0,140	0,140	0,093
K <sub>2</sub> O	0,295	0,080	0,080	0,024
Schlempenwert je dt				0,17
Düngerwert je hl Ethanol				0,74

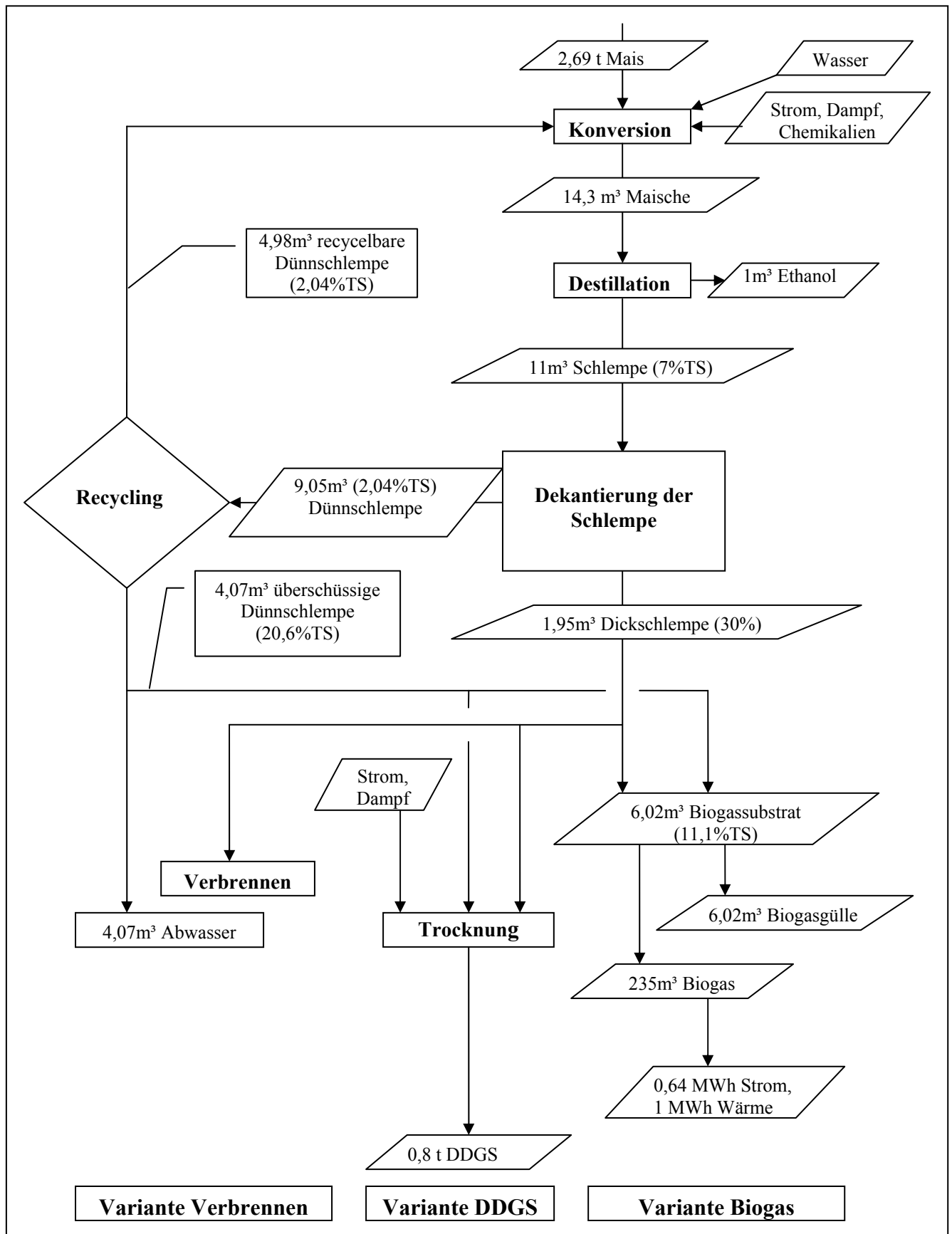
Quelle: LFL, 2003; SINABELL, 1993 und eigene Berechnung

### 6.3 Kosten der Ethanolproduktion aus Weizen

Um die Kosten der Ethanolproduktion aus Weizen ermitteln zu können, ist es erforderlich, die Mengenflüsse der Ethanolerzeugung mit angeschlossener Schlempenverwertung zu kennen. Als Einheit für das Mengenflussdiagramm in Abbildung 13 wurde 1 m<sup>3</sup> Ethanol gewählt. Notwendig sind für 1 m<sup>3</sup> Ethanol 2,69 t Weizen, es fallen 11 m<sup>3</sup> Schlempe je m<sup>3</sup> Ethanol mit einem Trockensubstanzgehalt von 7% an. Nach dem Dekantieren der Schlempe hängt der Mengenfluss von der Schlempenverwertung ab, die Mengenangaben beziehen sich auf die drei beschriebenen Varianten. Die Berechnung der Mengen ist dem Anhang 2 zu entnehmen.



Abbildung 13: Mengenflussdiagramm bei Ethanolerzeugung aus Weizen für die drei Schlemmenverwertungsvarianten



Quelle: Eigene Darstellung

### 6.3.1 Kapital-, Instandhaltungs- und Versicherungskosten

Die jährlichen Kapitalkosten werden durch die Investitionskosten, die Nutzungsdauer, die Art der Finanzierung und durch den Kalkulationszinssatz bestimmt. Die Investitionskosten umfassen jeweils die Gebäudekosten, die Anlagenkosten (Maschinen und Inventar) sowie die Erschließung des Geländes der Ethanolanlage und der Schlemphenverwertung. Die Investitionskosten der Ethanolanlage und die der DDGS-Trocknungsanlage sind einer Aufstellung der Firma VOGELBUSCH (2004) entnommen. Die Berechnung der Investitionskosten der Biogasanlage ist im Anhang 2 in Tabelle 37 dargestellt. Da die Biogasgüllelagerkapazität von sechs auf acht Monate erhöht wird, werden die zusätzlichen Kosten für den Güllelagerraum berechnet und den Investitionskosten der Biogasanlage hinzugerechnet (siehe Anhang 1 Tabelle 32). Wie schon erwähnt, wird die Anlage mittels 5%igem Bankkredit auf zehn Jahre (entspricht der Nutzungsdauer) finanziert. Aus Vereinfachungsgründen wird angenommen, dass nach Fertigstellung der Anlage der Kredit zur Verfügung gestellt wird. Dass schon während der Bauzeit Finanzierungsmittel notwendig sind, wird bei der Berechnung der Kapitalkosten vernachlässigt. Der Investitionsbetrag enthält somit die bis zur Fertigstellung der Anlage anfallenden Zinskosten. Der Zeitpunkt der Fertigstellung ist gleichzeitig auch der Produktionsbeginn der Anlage. Die Investitionskosten und die daraus resultierenden jährlichen Kapitalkosten für die Anlage sind der Tabelle 18 zu entnehmen.

Tabelle 18: Jährliche Kapitalkosten, Instandhaltung und Versicherung bei den Ethanolanlagen in der Abhängigkeit der Schlemphenverwertung bei Ethanolherstellung aus Weizen

Bezeichnung	Einheit	Ethanolanlage		Biogasanlage		Trocknung	
Tageskapazität	m <sup>3</sup>	60	360	60	360	60	360
Investitionskosten	Mio. €	25.53	58.4	10.93	65.56	6.1	12.79
Jährliche Kapitalkosten	Mio. €	3.31	7.56	1.42	8.49	0.79	1.66
Instandhaltung und Versicherung	Mio. €	0.38	0.88	0.00	0.98	0.09	0.19
Kapitalkosten je hl	€	16.70	6.37	7.15	7.15	3.99	1.39
Instandh. und Versicherung je hl	€	1.93	0.74	0.00	0.83	0.46	0.16
Summe je hl	€	18.63	7.10	7.15	7.97	4.45	1.56

Quelle: VOGELBUSCH, 2004 und eigene Berechnung

Die jährlichen Instandhaltungs- und Versicherungskosten werden mit 1,5% der Investitionssumme angenommen. Die Kapital-, Instandhaltungs- und Versicherungskosten sind in Tabelle 19 für die drei Varianten der Schlemphenverwertung angegeben.

Tabelle 19: Kapitalkosten, Instandhaltungs- und Versicherungskosten je hl Ethanol in Abhängigkeit von der Anlagengröße und der Schlemphenverwertung bei Weizen

Bezeichnung	Einheit	Schlemphenverwertung					
		DDGS		Biogas		Verbrennen	
Tageskapazität	m <sup>3</sup>	60	360	60	360	60	360
Kosten Ethanolanlage je hl	€	18,63	7,10	18,63	7,10	18,63	7,10
Kosten Schlempeverwertung je hl	€	4,45	1,56	7,15	7,97		
Summe je hl	€	23,08	8,66	25,78	15,08	18,63	7,10

Quelle: VOGELBUSCH, 2004 und eigene Berechnung

Es ergeben sich Kapitalkosten, Instandhaltungs- und Versicherungskosten, je nach Anlagengröße und Variante zwischen 7,10 und 25,78 € je hl Ethanol.

### 6.3.2 Personalkosten

Die Personalkosten werden anhand von geschätzten jährlichen Kosten für verschiedene Tätigkeiten und der Anzahl der Mitarbeiter ermittelt. Die Anzahl der Mitarbeiter lehnt sich an SCHMITZ (2003) und HENNIGES (2002) für beide Produktionskapazitäten anhand einer Ethanolanlage mit angeschlossener Schlempentrocknung an. Die jährlichen Kosten je Person sind nach Tätigkeiten auf Basis der Löhne im Jahr 2004 geschätzt. Eine isolierte Betrachtung der Ethanolproduktion und der Schlemphenverwertung würde einen höheren Personalbedarf ergeben. Die Berechnung der Personalkosten ist Tabelle 20 zu entnehmen.

Tabelle 20: Anzahl der Personen und Personalkosten und Berechnung anhand der Variante DDGS insgesamt in Abhängigkeit von der Anlagengröße

Tätigkeit	Anzahl Personen		Kosten je Person in €/Jahr	Kosten in € pro Jahr	
	60 m <sup>3</sup>	360 m <sup>3</sup>		60 m <sup>3</sup>	360 m <sup>3</sup>
Betriebsleiter	1	1	80.000	80.000	80.000
Büro	1	2	48.000	48.000	96.000
Laboranten	2	2	58.000	116.000	116.000
Schichtführer	5	6	60.000	300.000	360.000
Anlagenfahrer	10	12	50.000	500.000	600.000
Techniker	3	5	50.000	150.000	250.000
Helfer	5	7	48.000	240.000	336.000
Anzahl Mitarbeiter	27	35			
Summe Personalkosten pro Jahr				1.434.000	1.838.000

Quelle: Eigene Annahmen in Anlehnung an HENNIGES, 2002 und SCHMITZ, 2003

Die Personalkosten liegen in der Anlage mit 360 m<sup>3</sup> Tageskapazität um rund 400.000 € höher als in der Anlage mit 60 m<sup>3</sup> Tageskapazität. Die Personalkosten betragen je hl bei der Ethanolanlage mit 60 m<sup>3</sup> Tageskapazität 7,24 und bei der Anlage mit 360 m<sup>3</sup> Tageskapazität 1,55 €.

### 6.3.3 Rohstoffkosten

Als Rohstoffpreis für Weizen wird der Durchschnittspreis von 2003 in Österreich angenommen. Dieser betrug laut EUROSTAT (2004) 10 € je dt Weizen. Bei einem Weizeneinsatz von 2,69 dt je hl Ethanol ergeben sich aus angegebenen Rohstoffpreis Kosten von 26,92 € je hl Ethanol (siehe Tabelle 21)

Tabelle 21: Rohstoffkosten je hl Ethanolherstellung aus Weizen

Bezeichnung	Einheit	Weizen
Rohstoffpreis je dt	€	10
Rohstoffbedarf je hl	dt	2,69
Rohstoffkosten je hl	€	26,92

Quelle: EUROSTAT, 2004

### 6.3.4 Energiekosten

Der Dampf- und Stromverbrauch der Variante DDGS ist SCHMITZ (2003, 102) entnommen. Die Kosten sind mit aktuellen Energiepreisen berechnet. Unter der Annahme, dass für die Erzeugung einer Tonne Dampf ca. 85 kg benötigt werden, ergibt sich bei einem Preis von 150 €/t Heizöl-schwer (FINANCE MANAGEMENT, 2004) ein Dampfpreis von 12,8 €/t. Der Strompreis von 7 Cent/kWh ist mit dem Tarifkalkulator der E-CONTROL (2004) errechnet. Es ergeben sich Energiekosten von 9,48 € je hl (siehe Tabelle 22).

Nach einer Unterlage von VOGELBUSCH (2004) entfallen auf die Trocknung der Schlempe 45% der Energiekosten. Demnach betragen die Energiekosten der Ethanolproduktion 5,22 €/hl und der Schlempentrocknung 4,27 €/hl. Die Trennung ist für die Varianten ohne Trocknung der Schlempe notwendig.

Tabelle 22: Berechnung der Energiekosten je hl Ethanol für Weizen

Energieform	Einheit	Verbrauch	€/Einheit	€/hl
Dampf	t	5,45	12,80	6,98
Strom	kWh	358,00	0,07	2,51
Energiekosten DDGS				9,48
Energiekosten Ethanolproduktion				5,22
Energiekosten Schlempetrocknung				4,27

Quelle: SCHMITZ, 2003 und eigene Berechnung

### 6.3.5 Kosten für Chemikalien, Abwasser und Verbrennung

Die Chemikalienkosten der Ethanolherstellung gibt VOGELBUSCH (2004) mit 7,17 €/hl an. Diese Kosten sind in den vorliegenden Kalkulationen unabhängig von der Anlagengröße angenommen. Bei der Variante Verbrennen entstehen Kosten durch die Entsorgung der Dickschlempe und der überschüssigen Dünnschlempe. Die überschüssige Dünnschlempe (Abwasser) wird mit schwacher Raumbelastung in einer Kläranlage geklärt. Die Abwasserkosten werden nach SCHMITZ (2003) mit 1,5 €/m<sup>3</sup> Abwasser angenommen. Die Verbrennungskosten beziffert die FERNWÄRME WIEN (2004a) mit 100 €/t Klärschlamm. Dieser Wert wird auch für die Verbrennung von einem Kubikmeter Dickschlempe angenommen. Chemikalien-, Verbrennungs- und Abwasserkosten je hl Ethanol sind gesammelt in Tabelle 23 dargestellt.

Tabelle 23: Chemikalien-, Verbrennungs- und Abwasserkosten für die Ethanolherstellung aus Weizen je hl Ethanol

Bezeichnung	Einheit	Kosten in €/Einheit	Schlempenanfall je m <sup>3</sup> Ethanol	Kosten in € je hl
Chemikalien				7,17
Dickschlempe zum Verbrennen	m <sup>3</sup>	100,00	1,95	19,50
Abwasser (Dünnschlempe)	m <sup>3</sup>	1,50	4,07	0,61

Quelle: VOGELBUSCH, 2004 und eigene Berechnung

Wie aus Tabelle 23 ersichtlich ist, sind unter den angenommenen Bedingungen die Abwasserkosten mit 0,61 € je hl niedriger als die Kosten für die Verbrennung der Schlempe, die mit 19,50 € je hl berechnet wurden.

### 6.3.6 Transportkosten

Da die Bioethanolfabrik neben einer Raffinerie errichtet werden soll, fallen nur Transportkosten für den Rohstofftransport an. Für die Heranschaffung des Getreides wird der Transport mittels LKW, für die Anlage mit 60 m<sup>3</sup> Tageskapazität eine durchschnittliche Entfernung von 40 km gewählt und für die Anlage mit Tageskapazität 360 m<sup>3</sup> eine durchschnittliche von 60 km. Die Berechnung erfolgt in Anlehnung an BACHLER (2004), der einen Kilometerpreis von 1,5 € je LKW-Kilometer angibt (siehe Anhang 1 Tabelle 34). Weiters fallen Transportkosten für die Biogasgülle in der Variante Biogas an, da diese den Landwirten frei Feld zugestellt wird. Diese wird ebenfalls, je nach Anlagengröße durchschnittlich 40 bzw. 60 km mittels Satteltankfahrzeug transportiert. Wie aus Tabelle 24 ersichtlich ist, erhöhen die Rohstofftransportkosten die Kosten der Ethanolproduktion um 0,60 bzw. 0,91 € je hl Ethanol. In der Variante Biogas verursacht der Transport der Biogasgülle umgerechnet 2,07 bzw. 3,10 €/hl Ethanol.

Tabelle 24: Berechnung der Transportkosten je hl bei der Ethanolherstellung aus Weizen

Fahrzeug		Kosten in €/t		€/hl je Kapazität	
		Entfernung			
		40km	60km	40km (60m <sup>3</sup> )	360m <sup>3</sup> (60km)
Sattelkraftfahrzeug	Rohstoff	2,24	3,36	0,60	0,91
Satteltankfahrzeug	Biogasgülle	3,43	5,15	2,07	3,10

Quelle: BACHLER, 2004 und eigene Berechnung

### 6.3.7 Erlöse für Nebenprodukte

In der Variante DDGS fällt das proteinhaltige DDGS an und wird zum üblichen Marktpreis bewertet. Bei Variante Biogas fallen als Nebenprodukte Strom, Wärme und Biogasgülle an. Strom und Wärme werden mit marktüblichen Preisen bewertet und verkauft. Die Biogasgülle wird wegen des anzunehmenden geringen Nährstoffgehaltes nicht bewertet. Wie vorher schon erwähnt, wird sie als zu entsorgendes Produkt gesehen und verursacht Transportkosten. Der Düngewert wird später berechnet in 6.3.9 um diese Annahme zu untermauern.

Bei der Ethanolproduktion aus Weizen fallen 800 kg DDGS je hl Ethanol an (vgl. BAYSTMLF, 64, 2003). DDGS kann mit 90 €/t als Proteinfuttermittel verkauft werden (vgl. VOGELBUSCH, 2004). Die daraus errechnete Gutschrift beläuft sich bei Weizen auf 7,20 €/hl Ethanol.

Der Strom wird in das Stromnetz und die Abwärme in das Fernwärmenetz eingespeist. Der Strompreis ist gemäß ÖKOSTROMGESETZ (BGBl. II Nr. 508/2002) festgelegt und für 13 Jahre gesichert. Der Wärmepreis ist der FERNWÄRME WIEN (2004b) entnommen. Je hl Ethanol kann ein Energieerlös von 7,91 € gutgeschrieben werden (siehe Tabelle 25).

Tabelle 25: Berechnung der Energieerlöse bei Biogaserzeugung aus Weizenschlempe

Bezeichnung	Einheit	Strom	Wärme
Erzeugung	MWh/Jahr	15.893	24.975
	kWh/ hl Ethanol	80,27	126,14
Eigenverbrauch der Biogasanlage	%	7,00	25,00
	kWh/ hl Ethanol	5,62	31,53
Verkaufbare Energie	kWh/ hl Ethanol	74,65	94,60
Energieerlöse	Cent/kWh	7,73	2,26
	€/hl	5,77	2,14
Gesamtenergieerlöse	€/hl	7,91	

Quelle: Eigene Berechnung

### 6.3.8 Herstellungskosten

Die Herstellungskosten ergeben sich aus den Gesamtkosten, abzüglich Erlöse der Nebenprodukte. In Tabelle 26 sind die einzelnen Kostenpositionen der zwei Kapazitäten und Varianten aufgelistet und die Herstellungskosten berechnet.

Tabelle 26: Herstellungskosten je hl Ethanol aus Weizen

Bezeichnung	Schlempenverwertung					
	DDGS		Biogas		Verbrennen	
Tageskapazität	60m <sup>3</sup>	360m <sup>3</sup>	60m <sup>3</sup>	360m <sup>3</sup>	60m <sup>3</sup>	360m <sup>3</sup>
Kapitalkosten, Instandhaltung	18,63	7,10	18,63	7,10	18,63	7,10
Personalkosten	7,24	1,55	7,24	1,55	7,24	1,55
Energiekosten	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22
Chemikalien	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17
Rohstoffkosten	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92
Transportkosten Rohstoff	0,60	0,91	0,60	0,91	0,60	0,91
<i>Kosten Ethanol</i>	65,78	48,86	65,78	48,62	65,78	48,62
Kapitalkosten, Instandhaltung	4,45	1,56	7,15	7,97	0,00	0,00
Energiekosten	4,27	4,27				
Transportkosten			2,07	3,10		
Verbrennungskosten					19,50	19,50
Abwasserkosten					0,61	0,61
<i>Kosten Nebenprodukte</i>	8,72	5,82	9,21	11,07	20,11	20,11
<i>Gesamtkosten</i>	74,50	54,68	74,99	59,93	84,80	68,74
Nebenprodukterlöse	9,90	9,90	7,91	7,91		
<b>Herstellungskosten</b>	<b>64,60</b>	<b>44,78</b>	<b>67,09</b>	<b>52,02</b>	<b>84,80</b>	<b>68,74</b>

Quelle: Eigene Berechnung

Die Herstellungskosten belaufen sich bei einer Anlagentageskapazität von 60 m<sup>3</sup>, je nach Art der Schlempenverwertung, auf 64,60 bis 84,80 € je hl Ethanol. Bei 360 m<sup>3</sup> Tageskapazität betragen die Herstellungskosten zwischen 44,78 und 68,74 € je hl Ethanol.

### 6.3.9 Düngerwert der Weizenschlempe

Wie vorhin erwähnt, wird für die Biogasgülle wegen des niedrigen Nährstoffgehaltes kein Erlös gutgeschrieben. Die Berechnung des Düngerwertes soll diese Annahme untermauern.



Die Nährstoffpreise sind anhand der Durchschnittspreise gängiger Mineraldünger (vgl. BAAWI, 2004) errechnet worden. Da sich der Nährstoffgehalt der Weizenschlempe durch die anaerobe Behandlung in der Biogasanlage nicht verändert, ist er für die Biogasgülle identisch. Die Nährstoffgehalte sind einer Unterlage des LFL (2003) entnommen. Laut SINABELL (1993, 45) waren bei einem Feldversuch jedoch nur 28% des Stickstoffes wirksam, was in dieser Berechnung berücksichtigt wurde. Wie aus Tabelle 27 ersichtlich ist, beträgt nach Berücksichtigung des wirksamen Stickstoffes der Düngewert von 0,59 €/hl.

Tabelle 27: Berechnung des Düngewerts der Biogasgülle aus Weizenschlempe

Bezeichnung	Nährstoffpreis in €/kg	Nährstoffe in kg je dt Schlempe	Wirksame Nährstoffe in kg/dt Schlempe	Wirksamer Düngewert in €
N	0,5741	0,350	0,098	0,056
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,6608	0,070	0,070	0,046
K <sub>2</sub> O	0,2947	0,060	0,060	0,018
Schlempenwert je dt				0,12
Düngewert je hl Ethanol				0,59

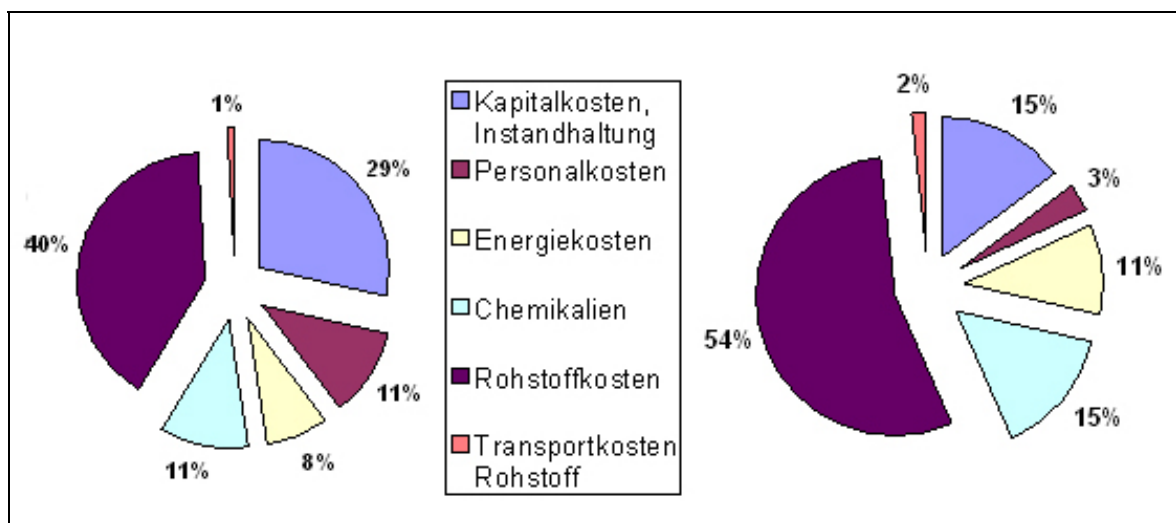
Quelle: LFL, 2003; SINABELL, 1993 und eigene Berechnung

## 7 Diskussion der Rechenergebnisse und Schlussfolgerungen

Ausgehend von Daten des Benzinkonsums und der durchschnittlichen Erträge von Mais und Weizen in den Jahren 1999 bis 2002 wurde ein Flächenbedarf von 21.000 ha (60.900 ha) Mais bzw. 44.100 ha (126.900 ha) Weizen zur Erfüllung des Beimischungsziels von 2% (5,75%) ermittelt. Der Selbstversorgungsgrad bei Mais beträgt aber nur rund 84%, die Nachfrage steigt durch die Verwendung zur Biogaserzeugung stetig. Der derzeitige Weizenüberschuss entspricht bei Annahme eines Hektarertrages von 51 dt einer Fläche von rund 75.000 ha. Bei einer Deckung des Ethanolbedarfs für die Beimischung von 2% zum Benzin würde der gegenwärtige Überschuss ausreichen, für die Beimischung von 5,75% müsste die Weizenfläche um rund 52.000 ha ausgeweitet werden.

Die Kosten für Ethanol verteilen sich auf die Kostenarten in den beiden Anlagengrößen unterschiedlich. In der Anlage mit 60 m<sup>3</sup> Tageskapazität erreichen die Kapitalkosten einen Anteil von 29% und in der Anlage mit 360 m<sup>3</sup> Tageskapazität 15%. Die Rohstoffkosten sowie die Transportkosten nehmen dagegen einen wesentlich höheren Anteil in der Anlage mit 360 m<sup>3</sup> Tageskapazität ein. Die kalkulierte Kostendegression in der großen Anlage geht auf niedrigere Kapital- und Personalkosten zurück.

Abbildung 14: Verteilung der Kosten für Ethanol aus Mais bei einer Tageskapazität von 60 m<sup>3</sup> (links) und 360 m<sup>3</sup> (rechts)



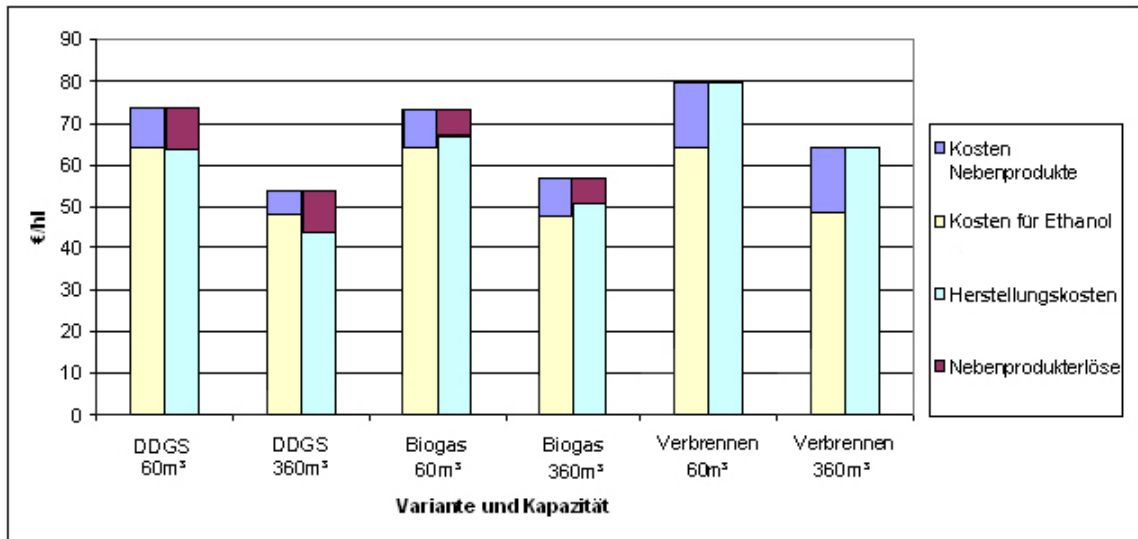
Die dargestellte Verteilung der Kosten für Ethanol aus Mais trifft grundsätzlich auch für Weizen zu. Die Unterschiede betragen maximal 0,5%-Punkte bei den einzelnen Kostenarten.

Die Ethanolherstellungskosten (beinhalten auch die Kosten für die Schlempeverwertung und die Nebenprodukterlöse) aus Mais belaufen sich bei einer Tageskapazität von 60 m<sup>3</sup> auf 64 €/hl und bei 360 m<sup>3</sup> auf 48 €/hl. Zum Vergleich beziffern sich die Ethanolherstellungskosten von Weizen bei der kleinen Anlage mit 65 €/hl und bei der großen Anlage mit 49 €/hl. Der Rohstoff Mais hat demnach einen relativ geringen Kostenvorteil gegenüber Weizen. Angesichts der schon bestehenden Maisunterversorgung wird die Ethanolherstellung aus inländischem Mais schwer zu realisieren sein.

Die kalkulierten Ethanolherstellungskosten unterscheiden sich hinsichtlich der drei Schlempeverwertungsvarianten. Die Nebenprodukterlöse übersteigen in der Variante DDGS die Kosten für die Nebenproduktgewinnung. In der Variante Biogas sind zwar die Kosten der Nebenproduktgewinnung höher als die der Nebenprodukterlös. Diese Variante ist aber trotzdem günstiger als die Variante Verbrennen. Die beiden Rohstoffe unterscheiden sich in dieser Hinsicht kaum. In den Abbildungen 15 und 16 sind die Gesamtkosten (Kosten für Ethanol, Kosten für Nebenprodukte) und die Nebenprodukterlöse der Varianten ersichtlich. Nach Abzug der Nebenprodukterlöse von den Gesamtkosten ergeben sich die Herstellungskosten für Ethanol.

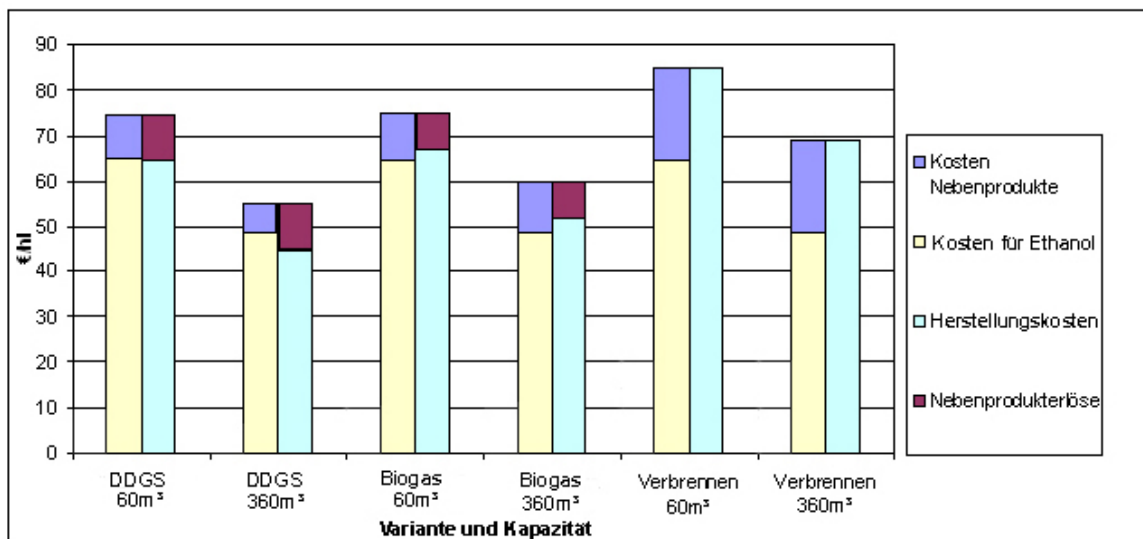
In der Variante DDGS mit 60 m<sup>3</sup> Tageskapazität übersteigen die Erlöse von 9,90 €/hl die Kosten der Nebenprodukte von 9,74 €/hl knapp. Bei der 360 m<sup>3</sup> Anlage tragen die Erlöse von 9,90 €/hl bereits deutlich zur Reduktion der Herstellungskosten bei, da die Kosten der Nebenprodukte auf 5,99 €/hl sinken. Dies ist überwiegend auf die niedrigen Kapitalkosten je hl der Trocknungseinheit zurückzuführen. Im Vergleich dazu können in der Variante Biogas bei beiden Produktionskapazitäten die Erlöse aus den Nebenprodukten Strom und Wärme, die Kosten nicht abdecken. Dies ist vor allem auf die wesentlich höheren Kapitalkosten für die Biogasanlage als für die Trocknung und auf die anfallenden Transportkosten für die Biogasgülle zurückzuführen. Für die Variante Verbrennung fallen ausschließlich Kosten an, da dieser Teil ausgelagert ist. Die Ergebnisse zeigen, dass jeweils die Bioethanolproduktion mit anschließender Trocknung der Schlempe die günstigste unter den drei Varianten ist, gefolgt von der Variante Biogas.

Abbildung 15: Kosten und Erlöse der Varianten bei Ethanolherstellung aus Mais in Abhängigkeit der Schlempenverwertung und Anlagenkapazität



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 16: Kosten und Erlöse der Varianten bei Ethanolherstellung aus Weizen in Abhängigkeit der Schlempenverwertung und Anlagenkapazität



Quelle: Eigene Darstellung

Die Verarbeitung von Mais ist etwas günstiger, als die von Weizen. Konkret betragen die Ethanolherstellungskosten aus Mais bei der Anlage mit einer Tageskapazität von 60 m<sup>3</sup> 64, 67 und 80 € je hl. Beim Einsatz von Weizen als Rohstoff belaufen sie sich auf 65, 67 und 85 € je hl. Bei der 360 m<sup>3</sup> Anlage vermindern sich die Herstellungskosten gegenüber der kleineren Anlage bei Ethanol aus Mais (Weizen) in der Variante DDGS um rund 20 €/hl

(20 €/hl), in der Variante Biogas um rund 16 €/hl (15 €/hl) und in der Variante Verbrennen um rund 16 €/hl (16 €/hl).

SCHMITZ (2003, 110) berechnet bei Ethanol aus Mais für die beiden Anlagengrößen von 60 bzw. 360 m<sup>3</sup> inklusive Trocknung der Schlempe Kosten von 70,6 bzw. 53 €/hl (er bezeichnet diese als Selbstkosten). Diese Selbstkosten entsprechen im Wesentlichen den Gesamtkosten dieser Arbeit die 73,8 bzw. 54 €/hl betragen. Berechnungen von SCHMITZ enthalten auch Kosten für den Ethanoltransport zur Raffinerie von rund 0,5 € je hl. Beim Einsatz von Weizen gibt SCHMITZ die Selbstkosten mit 75 bzw. 57,7 €/hl an, in dieser Arbeit ergeben sich 74,5 bzw. 54,8 €/hl. Außer der Trocknung der Schlempe zieht Schmitz keine andere Schlempenverwertung in Betracht.

SENN (2003), der sich mit der Bioethanolproduktion und der Verwendung der Schlempe in einer Biogasanlage beschäftigt, kalkulierte einen Ethanolpreis bei der 30 m<sup>3</sup> Anlage von 65,9 €/hl, ohne Bewertung der Wärme. Die Schlempe wird in seinem Kalkulationsmodell zusammen mit Mais oder Raps als Biogassubstrat eingesetzt, größere Anlagekapazitäten werden von ihm teurer eingeschätzt. Bei einer Anlagenkapazität von 60 m<sup>3</sup> ergeben die vorliegenden Berechnungen vergleichbare Herstellungskosten von rund 67 €/hl. SENN führt weiter an, dass Anlagen mit Tageskapazitäten zwischen 8 bis 30 m<sup>3</sup> in ihrer Gesamtbetrachtung wegen der dezentralen Energieversorgung und der besseren Energiebilanz gegenüber zentralen Großanlagen von Vorteil sein können.

Die IEA (2003,71) gibt die Herstellungskosten von Bioethanol aus Weizen mit DDGS-Erzeugung zwischen 35 bis 62 US-Dollar für das Jahr 2000 an. Beim derzeitigen Wechselkurs sind die Kosten in den USA niedriger, beim Wechselkurs von 1:1 sind diese vergleichbar mit den in dieser Arbeit errechneten Werten von 44,78 bis 64,4 €/hl Ethanol.

In der Studie vom BAYSTMLF (2003) werden die Gesamtkosten für Bioethanol aus Mais mit 10,4 Cent je kWh beziffert, mit 9,3 Cent je kWh aus Weizen. Dies entspricht bei einem durchschnittlichen Energiegehalt von 7,41 kWh je Liter Ethanol 77 bzw. 68,9 €/hl. Nach Abzug der Nebenprodukterlöse ergeben sich Herstellungskosten für Ethanol aus Mais von umgerechnet 63,7 €/hl und aus Weizen von 53,3 €/hl. Die Rohstoffkosten betragen rund 50 bis 60% der Herstellungskosten und die Kosten für Nebenprodukte erreichen in etwa die Hälfte der Erlöse für die Nebenprodukte.

HENNIGES (2003, 58) kalkulierte Herstellungskosten von Ethanol aus Weizen von rund 55 €/hl. Dieser Berechnung liegt eine gemischte Anlage mit einer Tageskapazität von rund 150 m<sup>3</sup> zu Grunde. Für Nebenprodukte wurden 6,80 €/hl gutgeschrieben. Für eine amerikanische Anlage (Tageskapazität rund 160 m<sup>3</sup>) berechnet HENNIGES (2003, 43) die Herstellungskosten von Ethanol aus Mais mit 27,64 €/hl. Die Gesamtkosten belaufen sich auf 43,90 €/hl, die Nebenprodukterlöse werden in der Höhe von 7,46 €/hl gutgeschrieben, die Subventionen betragen 8,81 €/hl.

Wie aus den eigenen Berechnungen und aus vorangegangenen Studien hervorgeht, erreichen die Rohstoffkosten etwa 50% der Herstellungskosten. Die Trocknung der Schlempe ist nach ökonomischen Kriterien der Variante Biogas und Variante Verbrennen vorzuziehen. Die Anlagenkapazität beeinflusst die Herstellungskosten, da die Personal- und Kapitalkosten in der Anlage mit 360 m<sup>3</sup> Tageskapazität stärker sinken als die Transportkosten.

## Literatur- und Quellenverzeichnis

- AKZO NOBEL (2004): Bioethanol looking to become the driving force in transport fuels. [www.responseonline.com/archi/bio.htm](http://www.responseonline.com/archi/bio.htm) (18. März 2004).
- AMA – AGRARMARKT AUSTRIA (2003): Versorgungsbilanzen für pflanzliche Produkte. In: Daten-Fakten-Informationen, Juli 2003. Wien, Selbstverlag.
- BACHLER, A. (2004): Bioethanolerzeugung aus Zuckerrüben in Österreich. Wien, Diplomarbeit an der Universität für Bodenkultur Wien.
- BAAWI – BUNDESANSTALT FÜR AGRARWIRTSCHAFT (2004): Endverbraucherpreise von Düngern im Jahr 2002. In: [www.awi.bmlf.gv.at](http://www.awi.bmlf.gv.at) (2. August 2004).
- BAYSTMLF - BAYERISCHES STAATSMINISTERIUM FÜR LANDWIRTSCHAFT UND FORSTEN (2003): Gelbes Heft 76 - Ganzheitliche Systemanalyse zur Erzeugung und Anwendung von Bioethanol im Verkehrssektor. München, Selbstverlag.
- BMLF – BUNDESMINISTERIUM FÜR LAND- UND FORSTWIRTSCHAFT, FACHBEIRAT FÜR BODENFRUCHTBARKEIT UND BODENSCHUTZ BEIM BUNDESMINISTERIUM FÜR LAND- UND FORSTWIRTSCHAFT (1999): Richtlinien für die sachgerechte Düngung, 5. Auflage. Wien, Selbstverlag.
- BMLFUW – BUNDESMINISTERIUM FÜR LAND- UND FORSTWIRTSCHAFT, UMWELT UND WASSERWIRTSCHAFT (2003): Grüner Bericht 2002. Wien, Selbstverlag.
- CALIFORNIA ENERGY COMMISSION (2004): Ethanol Fuel Incentives Applied in the U.S. In: [www.energy.ca.gov/reports/2004-02-03\\_600-04-001.PDF](http://www.energy.ca.gov/reports/2004-02-03_600-04-001.PDF) (18. April 2004).
- DEA (2004): Mineralöllexikon. In: [www.dea.de/1164.htm](http://www.dea.de/1164.htm) (18. März 2004).
- E-CONTROL (2004): Berechnung des Strompreises mittels Tarifkalkulator. In: [www.e-control.at](http://www.e-control.at) (23. Juni 2004).
- EUROPEAN COMMUNITIES (2003): Energy, transport and environmental indicators. In: <http://europa.eu.int> (25. April 2004).
- EUROPÄISCHES PARLAMENT (2004): Bioethanolbeimengungen zu Kraftstoff. Themenpapier Nr. 07/2001. In: [www.eurosolar.org/download/STOABI\\_1.PDF](http://www.eurosolar.org/download/STOABI_1.PDF) (24. März 2004).
- EUROPÄISCHE UNION (2003): Richtlinie 2003/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 8. Mai 2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor.
- EUROSTAT (2004): Agriculture in the European Union – Statistical and Economic Information 2003. In: [www.europa.eu.int/comm/agriculture/agrista/2003/table\\_en](http://www.europa.eu.int/comm/agriculture/agrista/2003/table_en) und

[www.europa.eu.int/comm/agriculture/agrista/2003/table\\_en/index.htm](http://www.europa.eu.int/comm/agriculture/agrista/2003/table_en/index.htm)

(28. April 2004).

FAZEKAS, S. (2004): Mündliche Mitteilung vom 21. Jänner 2004.

FERNWÄRME WIEN (2004a): Mündliche Mitteilung vom 21. Jänner 2004.

FERNWÄRME WIEN (2004b): Wärmeenergiepreis für Großkunden.

In: [www.fernwaermewien.at/grk\\_preise.html](http://www.fernwaermewien.at/grk_preise.html) (26. Juni 2004).

FINANCE MANAGEMENT (2004): Zufriedenstellendes Ergebnis in schwierigem Umfeld.

In: [www.finance-management.de/nachrichten/050503002.html](http://www.finance-management.de/nachrichten/050503002.html) (21. Juli 2004).

F.O.LICHTS (2003a): 2003 World Ethanol production. In: F.O. Lichts World Ethanol and Biofuels Report, Vol.2/No.4, 60-65.

F.O.LICHTS (2003b): The European fuel alcohol programm – Entering a new era. In: F.O. Lichts World Ethanol and Biofuels Report Vol.1/No.20, 400-406.

GURTNER, O. (1977): Investition und Finanzierung im landwirtschaftlichen Betrieb. Stuttgart, Ulmer Verlag.

HARTMANN, H. (2002): Techniken und Verfahren. In: Hartmann, H. und Kaltschmitt, M. (Hrsg.): Biomasse als erneuerbarer Energieträger. Münster, Landwirtschaftsverlag.

HENNIGES, O. (2002): Wirtschaftlichkeit und Potenzial der Bioethanolproduktion im internationalen Vergleich. Stuttgart, Diplomarbeit an der Universität Hohenheim.

IEA – International Energy Agency (2004): Biofuels for transport – An international perspective. Paris.

KALTSCHMITT, M. (2001): Energie aus Biomasse. In: Kaltschmitt, M. und Hartmann, H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse. Berlin, Springer Verlag.

KNOFLACHER, M.; TUSCHL, P. UND SCHNEEBERGER W. (1991): Ökonomische und ökologische Bewertung von alternativen Treibstoffen. Wien.

KREIPE, H. (1981): Getreide und Kartoffelbrennerei. Stuttgart, Ulmer Verlag.

KTBL – KURATORIUM FÜR TECHNIK UND BAUWESEN IN DER LANDWIRTSCHAFT (2002): Taschenbuch Landwirtschaft. 21. Auflage 2002/2003. Münster, Landwirtschaftsverlag.

LINKOHR, R. (2003): Leitlinien und Rahmenbedingungen in Europa. Fachvortrag - Regenerative Kraftstoffe. Stuttgart. [www.linkrohr.de/2003\\_11\\_14.htm](http://www.linkrohr.de/2003_11_14.htm) (20. Juli 2004).

LFL – BAYERISCHE LANDESANSTALT FÜR LANDWIRTSCHAFT (2003): Basisdaten für die Ermittlung des Düngerbedarfes. [www.fh-weihenstephan.de/le/lw/praktbericht-basisdaten.pdf](http://www.fh-weihenstephan.de/le/lw/praktbericht-basisdaten.pdf) (4. August 2004).



- LFL – BAYERISCHE LANDESANSTALT FÜR LANDWIRTSCHAFT (2004): Marktwirtschaftliche Rahmenbedingungen in ausgewählten EU-Beitrittsländern. In: [www.lfl.bayern.de/iem/agrarmarktpolitik/07054/linkurl\\_0\\_3.pdf](http://www.lfl.bayern.de/iem/agrarmarktpolitik/07054/linkurl_0_3.pdf) (6. Mai 2004).
- MADSON, P.W. (2001): Alcohol Production Technology – Past, Present and Future. Katzen International, Inc., Eigenpublikation, Cincinnati, Ohio/USA.
- NEUBARTH, J. (2000): Erneuerbare Energien in Österreich. Wien, Springer Verlag.
- N.N. (2004): EU CAP Reforms Affect Blair House Implementation. In: <http://www.fas.usda.gov/pecad2/highlights/2001/10/blairhou/agenda20.htm> (19. April 2004).
- PROTOKOLL VON KYOTO ZUM RAHMENÜBEREINKOMMEN DER VEREINTEN NATIONEN ÜBER KLIMAÄNDERUNGEN, Kyoto/Japan (11. Dezember 1997).
- RAU, B. (2002): Industrielle Großanlagen: Größe allein ist nicht alles. In: top agrar (Hrsg.): Biogas – Strom aus Biogülle. Münster, Landwirtschaftsverlag.
- SCHMITZ, N. (2003): Bioethanol in Deutschland. Münster, Landwirtschaftsverlag.
- SENN, T. (2001): Ethanolherzeugung und Nutzung. In: Kaltschmitt, M. und Hartmann, H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse. Berlin, Springer Verlag.
- SENN, T. (2003a): Bioethanolproduktion aus Getreide in Anlagen mit einer Jahresproduktionskapazität von 2,5 bis 9 Mio. Litern. Eine Energie- und Kostenbilanzierung. E-mail vom 22. Dezember 2003.
- SENN, T. (2003b): Die Produktion von Bioethanol als Treibstoff unter dem Aspekt der Energie-, Kosten- und Ökobilanz. Fachtagung - Regenerative Kraftstoffe in Stuttgart am 13./14 November 2003.  
In: [http://www.refuelnet.de/content/news/RFN\\_TB03.pdf](http://www.refuelnet.de/content/news/RFN_TB03.pdf) (6. August 2004).
- SINABELL, F (1993): Feldfutter als Rohstoff für Fermentzucker. Wien, Diplomarbeit an der Universität für Bodenkultur Wien.
- UMWELTBUNDESAMT (2001): Stand der Abfallbehandlung in Hinblick auf das Jahr 2004. Wien, Eigenverlag.
- UMWELTBUNDESAMT (2003a): Luftschadstoff-Trends in Österreich 1980-2001. Wien, Eigenverlag.
- UMWELTBUNDESAMT (2003b): Einsatz von Biokraftstoffen und deren Einfluss auf Treibhausgas-Emissionen in Österreich. Wien, Eigenverlag.
- UNITED STATES EMBASSY: Fact Sheet: Die Vereinigten Staaten und das Kyoto Protokoll. In: [www.usembassy.at/en/download/pdf/kyoto.pdf](http://www.usembassy.at/en/download/pdf/kyoto.pdf) (5. März 2004).

- VOGELBUSCH (2004): Kosten der Bioethanolproduktion aus Getreide. Wien, Arbeitsunterlage (13.Jänner 2004).
- WALLA, C. (2001): Wirtschaftlichkeit der Biogasproduktion auf Stilllegungsflächen. Wien, Diplomarbeit an der Universität für Bodenkultur Wien.
- WALLA, C. (2004): Mündliche Mitteilung vom 25. Mai 2004.

## Anhang 1: Einzeldaten für die Maisschlempeverwertung in der Biogasanlage

### Mengenfluss der Variante Biogas

Als Ausgangspunkte der Mengenflussberechnung werden in Anlehnung an SENN (2001 und 2003a) der Anfall an Schlempe und Dickschlempe, deren TS-Gehälter und die Recyclingquote angenommen. Die Recyclingquote gibt an, wie viel Prozent der Dünnschlempe rückgeführt werden können. Die berechneten Schlempenmengen sind in Tabelle 28 dargestellt.

Tabelle 28: Daten zur Maisschlempe je m<sup>3</sup> Ethanol aus Mais

Bezeichnung	Menge je m <sup>3</sup>	Wert
Schlempenanfall	m <sup>3</sup>	<b>11</b>
TS-Gehalt der Schlempe	%	<b>6</b>
TS-Gehalt der Schlempe	t	0,66
Dickschlempe	m <sup>3</sup>	<b>1,55</b>
TS-Gehalt Dickschlempe	%	<b>30</b>
TS-Gehalt Dickschlempe	t	0,47
Dünnschlempe	m <sup>3</sup>	9,45
TS-Gehalt Dünnschlempe	t	0,20
TS-Gehalt Dünnschlempe	%	2,06
Recyclingquote	%	<b>65</b>
Rückgeführte Dünnschlempe	m <sup>3</sup>	6,14
Überschüssige Dünnschlempe (Abwasser)	m <sup>3</sup>	3,31
TS-Gehalt überschüssige Dünnschlempe	t	0,07
Biogassubstrat	m <sup>3</sup>	4,86
TS-Gehalt Biogassubstrat	t	0,53
TS-Gehalt Biogassubstrat	%	10,98

Quelle: SENN, 2003a und eigene Berechnung

### Investitionskosten der Variante Biogas

Um bei der Variante Biogas die Investitionskosten der Biogasanlage bestimmen zu können, ist es notwendig die installierte Leistung (IL) des Blockheizkraftwerkes (BHKW) zu kennen, da diese in €/kW IL angegeben werden (RAU, 2002, 68f). Die notwendigen Faktoren für die Berechnung sind in Tabelle 29 angegeben.

Tabelle 29: Ausgangsdaten zur Berechnung der Energiemengen der Biogasanlage

Bezeichnung	Einheit	Wert
TS-Gehalt Maisschlempe	%	6
TS-Gehalt Maissubstrat	%	10,98
Verweildauer im Fermenter	Tage	30
Ethanolproduktionstage pro Jahr	Tage	330
Organische TS	% Anteil an TS	88
Methanertrag je kg oTS Schlempe	m <sup>3</sup>	0,40
Energiegehalt je m <sup>3</sup> Methan	kWh	9,75
Wirkungsgrad elektrisch	η elektrisch	0,35
Wirkungsgrad thermisch	η thermisch	0,55
Betriebstage BHKW pro Jahr	Tage	290
Betriebsstunden BHKW pro Jahr	h	6.960
Eigenverbrauch Strom	%	7
Eigenverbrauch Wärme	%	25
Stromverkaufspreis je kWh < 1MW IL	Cent	9,38
Stromverkaufspreis je kWh > 1MW IL	Cent	7,73
Wärmeverkaufspreis je MWh	€	22,63

Quelle: FERNWÄRME WIEN, 2004b; ÖKOSTROMVERORDNUNG, 2002; WALLA, 2004;

Mit den Formeln in Tabelle 30 werden für die verfügbare Biogassubstratmenge der Gasertrag, die erzeugbare Strom- und Wärmemenge sowie die IL errechnet (siehe Tabelle 31)

Tabelle 30: Formeln zur Berechnung von Kennzahlen der Biogasanlage

<b>Formeln für die Berechnungen</b>	
Notwendiges Fermentervolumen (m <sup>3</sup> )=	Substratanfall (m <sup>3</sup> /Tag) * Verweilzeit im Fermenter (Tage)
Substratanfall (m <sup>3</sup> /Jahr)	Substratanfall (m <sup>3</sup> /Tag)*Ethanolproduktionstage
Org. Trockensubstanzanfall (t/Jahr)=	Schlempenanfall (t/Jahr) * TS (%) oTS (%)
Gasertrag (m <sup>3</sup> /Jahr)=	oTS (t/Jahr) * spez. Gasertrag (m <sup>3</sup> /kg oTS)*1000
Bruttoenergiegehalt (kWh)=	Gasertrag (m <sup>3</sup> /Jahr) * Energiegehalt Methan (kWh/m <sup>3</sup> )
Strom-(Wärme)-erzeugung (kWh)=	Bruttoenergiegehalt (kWh)*Wirkungsgrad elektr. (thermisch)
Installierte Leistung (IL)=	Stromerzeugung (kWh/Jahr)/Betriebsstunden BHKW/ pro Jahr

Quelle: WALLA, 2001,

Tabelle 31: Gasertrag, Strom- und Wärmemengen sowie installierte Leistung der Biogasanlage mit Maisschlempe

Bezeichnung	Einheit	Anlagenkapazität	
Tageskapazität der Ethanolanlage	m <sup>3</sup>	60	360
Jahreskapazität	m <sup>3</sup>	19.800	118.800
Biogassubstrat	m <sup>3</sup> /Tag	291	1.749
Verweildauer im Fermenter	Tage	30	30
erforderliches Fermentervolumen	m <sup>3</sup>	8.744	52.461
Biogassubstrat	m <sup>3</sup> /Jahr	96.179	577.071
Organische Trockensubstanz (oTS)	t/Jahr	9.291	55.748
Gasertrag	1000 m <sup>3</sup> /Jahr	3.717	22.299
Bruttoenergieertrag	MWh/Jahr	36.236	217.418
Stromerzeugung	MWh/Jahr	12.683	76.096
Wärmeerzeugung	MWh/Jahr	19.930	119.580
Installierte Leistung (IL)	kW	1.822	10.933

Quelle: Eigene Berechnung

Die erzeugten Strom- und Wärmemengen werden für die Berechnung der Energieerlöse benötigt (siehe Tabelle 15). Die IL fließt in die Investitionskostenberechnung ein.

Da bei Verwertung der Schlempe über die Biogasanlage die Lagerraumkapazität von sechs auf acht Monate erhöht wird, entstehen zusätzliche Kosten. Die Basisdaten für einen Behälter und die Kostensätze sind dem KTBL (2002, 55) entnommen (siehe Tabelle 32).

Tabelle 32: Berechnung der spezifischen Lagerraumkosten für zusätzlichen Güllerraum

Behälterdaten: 2200m <sup>3</sup> Behälter; 5m Höhe, 441m <sup>2</sup> Grundfläche					
Bauteil	Bezugsgröße	Einheit	€/Einheit	Bezugsgröße	Kosten in €
Erdarbeiten	Grundfläche	m <sup>2</sup>	30	441	13.230
Leckerkennung	Grundfläche	m <sup>2</sup>	20	441	8.820
Wand und Sohle	Behältergröße	m <sup>3</sup>	20	2.200	44.000
Gesamtkosten					66.050
Kosten je m <sup>3</sup> Lagerraum					30,03

Quelle: KTBL, 2002 und eigene Berechnung

Aus der IL und den Investitionskosten für das Zusatzlager errechnen sich die Investitionskosten für die Biogasanlage. RAU (2002, 68) gibt Investitionskosten von 4.500 € je

kW installierter Leistung an. Darin ist Lagerraum für sechs Monate Biogasgülle enthalten. In Tabelle 33 sind die Investitionskosten der Biogasanlage inklusive zusätzlicher Lagerkapazität von 60 Tagen berechnet.

Tabelle 33: Investitionskosten für die Biogasanlage mit Maisschlempe

Bezeichnung	Einheit	€/Einheit	Anlagenkapazität		Kosten in Mio. €	
	m <sup>3</sup>		60	360	60	360
IL	kW	4.500	1.822	10.933	8,20	49,20
Zusatzlager	m <sup>3</sup>	30,03	17.487	104.922	0,53	3,15
Investitionskosten der Biogasanlage					8,73	52,35

Quelle: RAU, 2002 und eigene Berechnung

Die ermittelten Investitionskosten sind die Grundlage für die Kalkulation der Kapital-, Instandhaltungs- und Versicherungskosten (siehe Tabelle 8).

In Tabelle 34 werden die Kosten je Kilometer LKW-Transport, bezogen auf die durchschnittliche Beladung (t bzw. m<sup>3</sup>), auf t bzw. m<sup>3</sup> für jeweils eine Strecke von 40km und 60km berechnet. Die hier ausgewiesenen Kosten bilden die Grundlage für die Transportkostenkalkulation der Rohstoffe und der Biogasgülle (Tabelle 14 und Tabelle 24).

Tabelle 34: Berechnung der Transportkosten je t bzw. je m<sup>3</sup> für 40 km und 60 km

Fahrzeug	Zweck	Kosten	Nutzlast	Ø Distanz		€/t bzw. €/m <sup>3</sup> auf	
		€/km	t bzw. m <sup>3</sup>	km	km	40km	60km
Sattelkraftfahrzeug	Rohstoff	1,50	26,75	40	60	2,24	3,364
Satteltankfahrzeug	Biogasgülle	2,23	26	40	60	3,43	5,146

Quelle: BACHLER, 2004 und eigene Berechnung

## Anhang 2: Basisdaten für die Weizenschlempeverwertung in der Biogasanlage

### Mengenfluss der Variante Biogas

Die Mengen an Schlempe und Dickschlempe, deren TS-Gehälter und die Recyclingquote wurden in Anlehnung an Senn (2001 und 2003a) angenommen. Die daraus resultierenden Schlempenmengen und TS-Gehälter sind in Tabelle 35 dargestellt.

Tabelle 35: Daten zur Weizenschlempe je m<sup>3</sup> Ethanol aus Weizen

Bezeichnung	Menge je m <sup>3</sup>	Wert
Schlempenanfall	m <sup>3</sup>	<b>11</b>
TS-Gehalt der Schlempe	%	<b>7</b>
TS-Gehalt der Schlempe	t	0,77
Dickschlempe	m <sup>3</sup>	<b>1,95</b>
TS-Gehalt Dickschlempe	%	<b>30</b>
TS-Gehalt Dickschlempe	t	0,59
Dünnschlempe	m <sup>3</sup>	9,05
TS-Gehalt Dünnschlempe	t	0,19
TS-Gehalt Dünnschlempe	%	2,04
Recyclingquote	%	<b>55</b>
rückgeführte Dünnschlempe	m <sup>3</sup>	4,98
überschüssige Dünnschlempe (Abwasser)	m <sup>3</sup>	4,07
TS-Gehalt überschüssige Dünnschlempe	t	0,08
Biogassubstrat	m <sup>3</sup>	6,02
TS-Gehalt Biogassubstrat	t	0,67
TS-Gehalt Biogassubstrat	%	11,10

Quelle: SENN, 2003 und eigene Berechnung

Die IL, die Strom- und Wärmemengen werden mit den angenommenen Faktoren in der Tabelle 29 und mit den Formeln der Tabelle 30 berechnet. Die Berechnung ist in Tabelle 36 enthalten.

Tabelle 36: Gasertrag, Strom- und Wärmemengen sowie installierte Leistung der Biogasanlage mit Weizenschlempe

Bezeichnung	Einheit	Anlagenkapazität	
		60	360
Tageskapazität der Ethanolanlage	m <sup>3</sup>	60	360
Jahreskapazität	m <sup>3</sup>	19.800	118.800
Biogassubstrat	m <sup>3</sup> /Tag	361	2.168
Verweildauer im Fermenter	Tage	30	30
Fermentervolumen 30 Tage Verweilzeit	m <sup>3</sup>	10.841	65.043
Biogassubstrat	m <sup>3</sup> /Jahr	119.246	715.473
Organische Trockensubstanz	t/Jahr	11.644	69.862
Gasertrag	1000 m <sup>3</sup> /Jahr	4.657	27.945
Bruttoenergieertrag	MWh/Jahr	45.410	272.460
Stromerzeugung	MWh/Jahr	15.893	95.361
Wärmeerzeugung	MWh/Jahr	24.975	149.853
Installierte Leistung IL	kWh	2.284	13.701

Quelle: Eigene Berechnung

Für die Kalkulation der Investitionskosten werden wie vorhin ein Investitionsbedarf von 4.500 €/kW IL und eine zusätzliche Lagerkapazität von 60 Tagen unterstellt. Die Berechnung der Investitionskosten ist in Tabelle 37 dargestellt.

Tabelle 37: Investitionskostenberechnung für die Biogasanlage mit Weizenschlempe

Bezeichnung	Einheit	€/Einheit	Anlagenkapazität		Kosten in Mio. €	
			60	360	60	360
IL	kW	4.500	2.284	13.701	10,28	61,66
Zusatzlager	m <sup>3</sup>	30,03	21.681	130.086	0,65	3,91
Investitionskosten der Biogasanlage					10,93	65,56

Quelle: RAU 2002 und eigene Berechnung

Die ermittelten Investitionskosten der Biogasanlage von 10,93 bzw. 65,56 Mio. € bilden die Grundlage für die Berechnung der Kapital-, Instandhaltungs- und Versicherungskostenberechnung (siehe Tabelle 18).