



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE

März 2007

Wirtschaftlichkeit von heutigen Biomasse-Energieanlagen

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE, 3003 Bern, Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen
Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. +41 31 322 56 11; Fax +41 31 323 25 00

Auftragnehmer:

Markus Sommerhalder, Ernst Basler + Partner AG, Zürich
Oliver Schelske, Ernst Basler + Partner AG, Zürich
Thomas Nussbaumer, Verenum, Zürich
Hans Engeli, engeli engineering, Neerach
Yves Membrez, EREP S.A
Micheline Ndoh, EREP S.A
Caroline Tacchini, EREP S.A.

Begleitgruppe:

Lukas Gutzwiller, Programmleiter EWG, Bundesamt für Energie BFE
Daniel Binggeli, Bundesamt für Energie BFE
Bruno Guggisberg, Bundesamt für Energie BFE
Stefan Schwager, Bundesamt für Umwelt BAFU
Hans-Jörg Lehmann, Bundesamt für Landwirtschaft BLW
Michael Oertig, CTU
Mario Caviezel, CTU
Samuel Stucki, Paul Scherrer Institut PSI

Bezugsort der Publikation: www.ewg-bfe.ch und www.energieforschung.ch

Diese Studie wurde im Rahmen des Forschungsprogramms "Energiewirtschaftliche Grundlagen" des Bundesamts für Energie BFE erstellt.

Für den Inhalt ist allein der/die Studiennehmer/in verantwortlich..

Vorwort

Zu den untersuchten Biomasse-Energieanlagen

Im vorliegenden Bericht werden die Energiegestehungskosten heutiger Biomasse-Energieanlagen analysiert. Dazu wurden die Praxisdaten von zur Zeit in der Schweiz betriebenen Biomasse Energieanlagen ausgewertet. Es wurden Anlagen berücksichtigt, die zwischen 2000 und 2005 in Betrieb gegangen sind. Die Resultate der vorliegenden Arbeit ergeben damit einen Überblick über die neueren, in den letzten Jahren gebauten Anlagen. Es ist zu erwarten, dass die Rahmenbedingungen in den nächsten Jahren ändern werden. Diese Änderungen werden sich auch auf die Energiegestehungskosten künftiger Biomasse-Energieanlagen auswirken. Diese Entwicklung gilt es bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen.

Zum Berichtsaufbau

Der vorliegende Bericht gliedert sich im Wesentlichen nach den untersuchten Anlagetypen. So sind nach dem einleitenden Kapitel in Kapitel 2 die Holzenergieanlagen behandelt. Im dritten Kapitel sind die Biogasanlagen und im vierten Kapitel die Flüssig-Treibstoffanlagen dargestellt. Im fünften Kapitel werden die Schlussfolgerungen gezogen.

Zur Projektorganisation

Am Projekt waren vier Ingenieur- und Beratungsbüros beteiligt. Damit wurde den sehr unterschiedlichen Technologien Rechnung getragen und das benötigte Spezialwissen sowie die entsprechende Erfahrung in die Bearbeitung eingebracht. Die Gesamtleitung und Koordination lag bei der Ernst Basler + Partner AG, Zürich (Markus Sommerhalder und Dr. Oliver Schelske). Die Holzenergieanlagen wurden von der Verenum, Zürich (PD Dr. Thomas Nussbaumer), die Biogasanlagen von der engeli engineering, Neerach (Hans Engeli) und die Flüssigtreibstoffe von der EREP S.A., Aclens (Caroline Tacchini, Micheline Ndoh und Yves Membrez) untersucht. Das Projekt wurde von einer Begleitgruppe unter Leitung von Herrn Dr. Lukas Gutzwiller begleitet. Die Arbeiten wurden im Wesentlichen vom Herbst 2005 bis zum Sommer 2006 durchgeführt.

Dank

Wir danken allen herzlich für die während der Arbeiten erfahrene Unterstützung. Danken möchten wir allen Betreibern von Biomasse-Energieanlagen ganz besonders, die uns ihre Erfahrungen und die Kosten und Erträge ihrer Anlagen offen gelegt und zugänglich gemacht haben.

Zusammenfassung

Anstoss und Zweck der Untersuchung

Biomasse ist nach der Wasserkraft die zweitwichtigste erneuerbare Energiequelle der Schweiz. Die verfügbare Menge an Biomasse und damit das theoretische Potenzial ist in der Schweiz auf Grund der Landesgrösse und der klimatischen Verhältnisse zwar beschränkt, aber gemäss neusten Studien dennoch beachtlich.

Das Ziel der Arbeiten war es, eine Bestandesaufnahme zu den Energiegestehungskosten der heute in Betrieb stehenden Biomasse Energieanlagensysteme zu erhalten. Die Studie soll eine wichtige Grundlage für das Erarbeiten der Biomasse-Energie Strategie für die Schweiz bilden.

Die Untersuchungen wurden im Rahmen des Forschungsprogramms Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG des Bundesamtes für Energie durchgeführt.

Untersuchte Anlagen

Die Energiegestehungskosten wurden an Anlagen in den Bereichen Holz, Biogas und Flüssigtreibstoffe untersucht. Die analysierten Anlagen sind unterschiedlich gross und unter unterschiedlichen, lokalen Rahmenbedingungen im Einsatz.

Holzenergianlagen (untersucht durch verenum)	
Wärme aus Holzheizanlagen	Leistung 100kW _{th} / 200 kW _{th} / 500 kW _{th} / 1 MW _{th}
Strom und Wärme aus Holz-WKK-Anlagen (nur Dampfkraftanlagen)	El. Leistung 0.5 MW _e / 1 MW _e / 2 MW _e / 5 MW _e
Biogasanlagen (untersucht durch engeli engineering)	
Strom und Wärme aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen	El. Leistung 50 - 80 kW _e und 80 -120 kW _e
Strom und Wärme aus industriell-gewerblichen Biogasanlagen	Verarbeitungsmenge 5'000t/a und 10'000t/a
Strom und Wärme aus ARA mit / ohne Co-Vergärung	El. Leistung 50 kW _e / 280 kW _e / 300 kW _e
Flüssigtreibstoffe (untersucht durch EREP)	
Produktion von Biodiesel	2'500 t/a und 150'000 t/a
Produktion von Bioethanol	80'000 t/a

Tabelle Z1: Übersicht über die untersuchten Anlagen und deren Leistungsbereiche.

Systemgrenzen und wichtige Annahmen

Die Ergebnisse der Berechnungen sind stark von der Systemgrenze, den getroffenen Annahmen sowie von den standort- und anlagespezifischen Rahmenbedingungen abhängig. In der vorliegenden Untersuchung wurden alle erforderlichen Kosten für die Planung, Bau und Betrieb der Anlagen berücksichtigt. In den Berechnungen sind die Kosten bzw. Erlöse von

der Brennstoffannahme (gate) bis zur Energieabgabe aus der Anlage enthalten, aber ohne Energieverteilung. Die gewählte Systemgrenze ist schematisch in nachstehender Abbildung dargestellt.

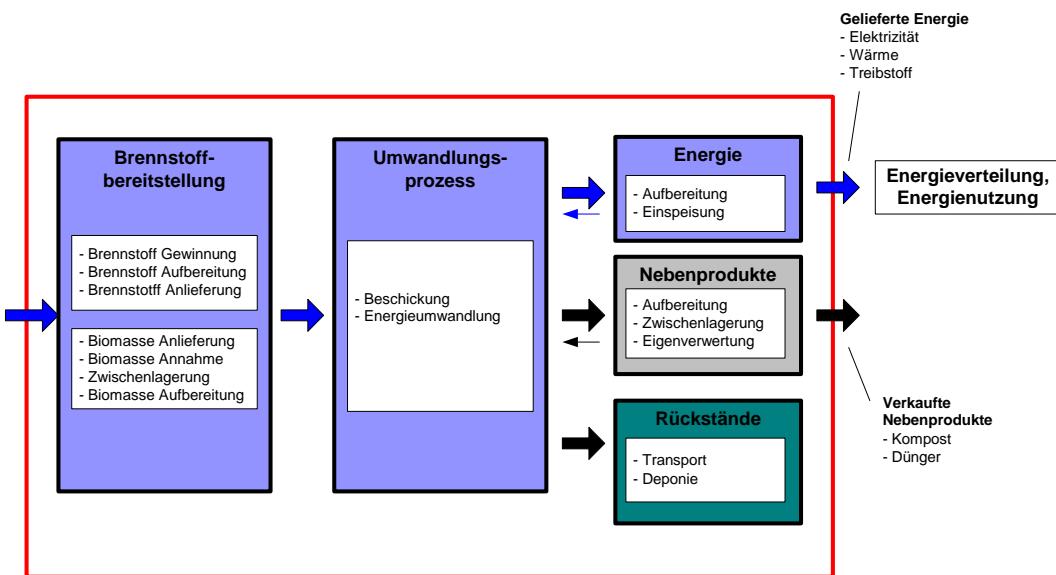


Abbildung Z1: Systemgrenze (rot) für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen.

Energiegestehungskosten aus Holzenergieanlagen

Für Anlagen zur Wärmeerzeugung und Wärmekraftkopplung mit Holz wurden die spezifischen Wärme- und Stromgestehungskosten ermittelt. Für die Wärmeerzeugung wird als Vergleichsszenario zudem die Wärmeerzeugung aus Heizöl bestimmt. Die berechneten Wärme- und Stromgestehungskosten entsprechen den unter geeigneten Randbedingungen und bei korrekter Anlagenplanung und gutem Betrieb erreichbaren Werten.

Datenbasis für die **Wärmeerzeugung aus Holz** und Heizöl bilden Erhebungen an rund 30 Praxisanlagen mit Holzheizung zwischen 2002 und 2005, Erfahrungen von der Planung und Auslegung von automatischen Holzheizwerken sowie Erhebungen und Offertanfragen zu Einzelkomponenten und Informationen von Lieferanten und von ausgeführten Anlagen. Für die Wärmeerzeugung werden 2000 h/a als Referenzfall bewertet. Die Wärmegestehungskosten werden einerseits für Anlagen ohne Feinstaubabscheidung ermittelt, was dem heutigen Stand entspricht. Als Referenzfall werden jedoch die Kosten für Anlagen mit Feinstaubabscheider ausgewiesen, was für Anlagen ab 1 MW ab 2007 gefordert wird und für kleinere Leistungen in einigen Jahren eingeführt wird.

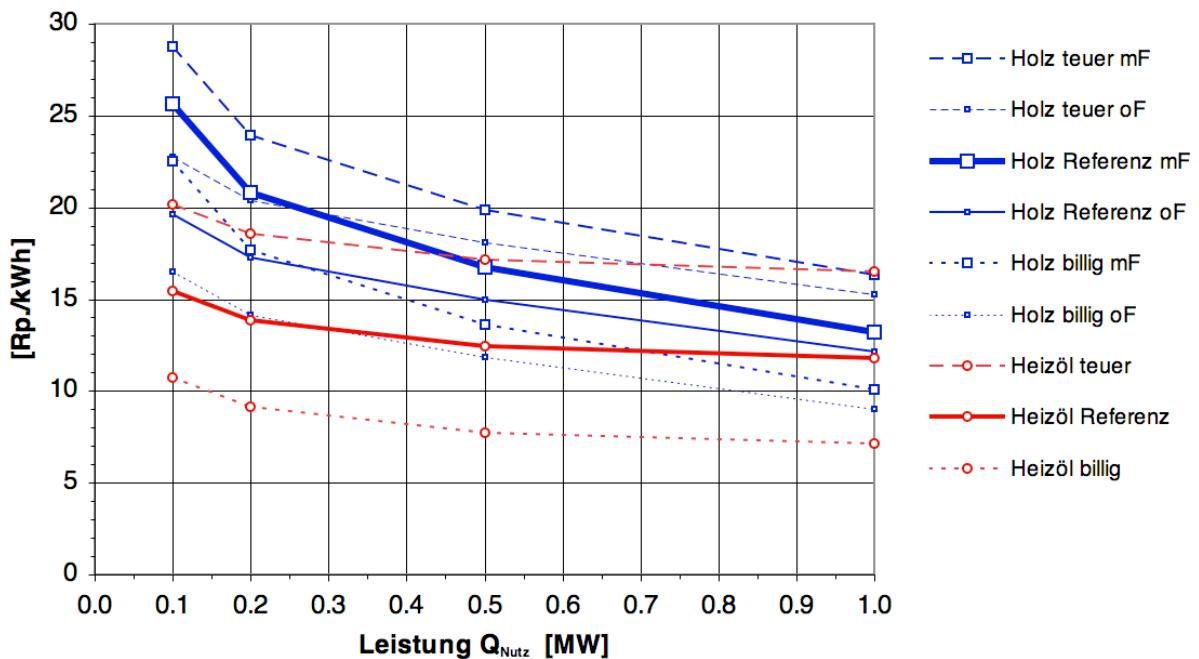


Abbildung Z2: Wärmegestehungskosten mit Holz und Heizöl Fall „Land“ (Fr. 200.– pro m^2) für

2000 h/a.

oF = ohne Feinstaubabscheider, mF = mit Feinstaubabscheider.

Holzpreis teuer, Referenz, billig: 7,5 / 5 / 2,5 Rp./kWh

Heizölpreis teuer, Referenz, billig: 12 / 8 / 4 Rp./kWh

Die Datenerhebung für Anlagen zur **Wärmekraftkopplung mit Holz** basiert auf einzelnen Erhebungen zu einigen wenigen ausgeführten Anlagen in der Schweiz sowie auf ausgelegten Anlagen und Offerten dazu Anlagen im Leistungsbereich von 1 MWe bis 5 MWe. Typische WKK-Anwendungen erzielen rund 4000 h/a, was als Referenzfall bewertet wird. Die in der vorliegenden Studie gemachten Abschätzungen zur Wärmekraftkopplung basieren auf Anlagen mit Rostfeuerungen und Dampfkessel sowie Elektroabscheidern, was dem heutigen Standard für solche Anwendungen entspricht.

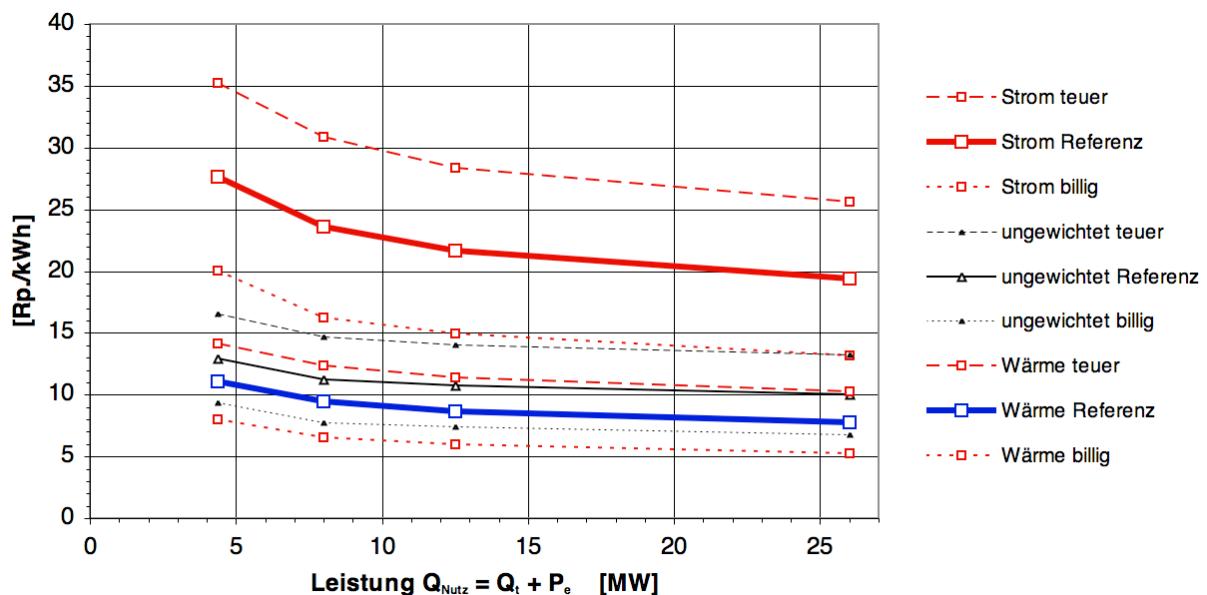


Abbildung Z3: Wärme- und Stromgestehungskosten mit Holz Fall „Land“ (Fr. 200.– pro m²) für

4000 h/a.

Holzpreis teuer, Referenz, billig: 7,5 / 5 / 2,5 Rp./kWh.

„ungewichtet“: Strom und Wärme sind gleich bewertet.

„Strom“ bzw. „Wärme“: Strom ist mit Faktor 2,5 bewertet und somit 2,5 mal so teuer wie Wärme.

Die Nutzleistung entspricht der Summe aus Nutzwärmeleistung plus elektrischer Nutzleistung. Die berechneten Fälle entsprechen einer Anlage von 0,5 MWe, 1 MWe, 2 MWe und 5 MWe.

Den grössten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Anlagen zur Wärmeerzeugung und Wärmekraftkopplung mit Holz haben folgende Faktoren:

- Bei den heutigen **Energiepreisen** von 5 Rp./kWh für Holz und 8 Rp./kWh für Heizöl ist Wärme aus Holz ohne Feinstaubabscheidung bei 100 kW rund 26%, mit Abscheidung jedoch 65% teurer als Wärme aus Heizöl. Für eine 1 MW-Anlage ist Wärme aus Holz ohne Feinstaubabscheidung derzeit praktisch gleich teuer wie Wärme aus Heizöl, eine Feinstaubabscheidung verteuert die Wärme aus Holz jedoch um knapp 10%. Der Wirtschaftlichkeitsvergleich gilt für die Realisierung eines Neubaus auf erschlossenem Grundstück in der Ebene. Bei diesem Vergleich sind weder allfällige Kosten für die Wärmeverteilung im Fall eines Fernwärmennetzes für Holz berücksichtigt noch die für kleinere dezentrale Ölheizungen höheren spezifischen Kosten. Der Vergleich gilt somit für Einzelverbraucher der angegebenen Leistung.
- Für Wärmeerzeugung ist eine **Vollbetriebsstundenzahl** von mindestens 2000 h/a, besser von 2500 h/a anzustreben, was für monovalente Heizanlagen möglich ist, während für WKK-Anlagen mindestens 4000 h/a anzustreben sind. WKK-Anlagen kommen daher vor allem bei Prozesswärmeverbrauch sowie im Fall von Heizwärme zur Grundlastabdeckung in Frage. In der betrachteten Leistungsgrösse sollten WKK-Anlagen zudem wärmegeführt betrieben werden.

- Im Vergleich zu früheren Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen sind die Bewertungen für Holzenergieanlagen im Grundsatz nach wie vor gültig, da weder in Bezug auf die Technik noch in Bezug auf die Investitionskosten erhebliche Änderungen eingetreten sind. Vor allem im Hinblick auf einen Vergleich mit Heizöl und Erdgas ergeben sich als Folge der geänderten Randbedingungen jedoch Abweichungen zu Gunsten der Holzanlagen. Allerdings fallen in naher Zukunft für Holzanlagen Zusatzkosten zur Feinstaubminderung an, welche die relative Wettbewerbsfähigkeit wieder verschlechtern. So erhöht ein **Feinstaubabscheider** für Wärme aus Holz die Wärmegestehungskosten bei 1 MW um rund 10% und bei 100 kW um rund 30%.

Energiegestehungskosten aus Biogasanlagen

Die Anlageauswahl basiert auf einer repräsentativen Berücksichtigung verschiedener Anlagetypen und Anlagegrößen, die den Stand der Technik wiedergeben. Den Betreibern dieser Anlagen wurde ein detaillierter Fragebogen zugestellt. Die Berechnung der Strom- und Wärmegestehungskosten basiert auf den von den Betreibern angegebenen Daten. Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung widerspiegeln also echte Praxiserfahrungen unter realen Bedingungen.

Es ist zu beachten, dass diese Betrachtung bzw. die Auswertung von Praxisdaten naturgemäß rückwärts gerichtet ist. Vor allem bei den landwirtschaftlichen Biogasanlagen ist bereits heute ein Trend nach grösseren Anlagen hin, mit elektrischen Leistungen zwischen 100 und 200 kW, festzustellen. Es ist deshalb davon auszugehen, dass in Zukunft, unter optimalen Betriebsbedingungen, die Gestehungskosten für die Energie tiefer sein werden.

Das Biogas der hier untersuchten Anlagen wurde via Wärmekraftkopplungsanlage in Wärme und Strom umgewandelt. Entsprechend wurde für die Ermittlung der Energiegestehungskosten die kapitalisierten Investitionskosten und die Betriebskosten sowie allfällige nicht energiespezifische Erträge auf die Koppelprodukte Strom und Wärme aufgeteilt. Der Verteilschlüssel orientierte sich an der unterschiedlichen Wertigkeit (bzw. Arbeitsfähigkeit) von Elektrizität und Wärme. Für Wärme wurde die Wertigkeit 1.0 und für Elektrizität 2.5 eingesetzt. Wichtige Parameter wie Abschreibungsdauer oder Zinssätze für Fremdkapital wurden anlagen spezifisch gemäss der angewendeten Praxis in die Berechnungen eingesetzt. Die Energiegestehungskosten wurden formal wie folgt berechnet:

$$\text{Elektrizität- / Wärme-Gestehungskosten Brutto Einspeisung} = \frac{\text{Jahreskosten}}{(\text{Produzierte Energie } i_n \text{ BHKW} - \text{Eigenverbrauch Energie } i_n \text{ Biogasanlage})}$$

Elektrizität- / Wärme Gestehungskosten Netto Einspeisung =

(Jahreskosten - Erlös Annahme Biomasse - Erlös Verkauf Kompost) / (Produzierte Energie i_n BHKW - Eigenverbrauch Energie i_n Biogasanlage)

i_1 = Elektrizität; i_2 = Wärme

Wobei jeweils die Jahreskosten und die Jahreserlöse anteilmässig, gemäss der Wertigkeit von Strom und Wärme, auf die beiden Koppelprodukte umgelegt worden sind.

Die **landwirtschaftlichen Biogasanlagen** vergären die hofeigenen, flüssigen Abfälle zusammen mit von Dritten angelieferten, festen Abfällen (Co-Substrate). Das Biogas wird zu Wärme und Strom umgewandelt. Die Nebenprodukte werden als Dünger oder Bodenverbesserer verwertet.

	Einheit	Anlage A	Anlage B	Anlage C ¹⁾	Anlage D
Anlage Kennwerte					
Elektrische Leistung WKK-Anlage	kW	100	80	55	55
Verwertete Co-Substrate	t/a	510	366	279	250
Laufzeit BHKW	h	7'000	3'199	5'372	3'286
Wirtschaftlichkeit Grunddaten					
Investitionskosten	Fr.	680'000	380'000	376'490	250'000
Zinssatz Fremdkapital	%	3.25	4.5	4.5	4.0
Jahreskosten (kapitalisierte Investition + Betriebskosten)	Fr./a	131'072	108'019	159'485	57'476
Erträge (Annahme Co-Substrate, Verkauf Kompost)	Fr./a	16'100	18'300	72'500	12'700
Energie Gestehungskosten					
Elektrizitäts-Gestehungskosten Netto Einspeisung	Fr./kWh	0.16	0.34	0.24	0.24
Wärme-Gestehungskosten Netto Einspeisung	Fr./kWh	0.08	0.27	0.24	0.14

Tabelle Z2: Wichtigste Merkmale und Energiegestehungskosten der vier analysierten landwirtschaftlichen Biogasanlagen.

Die Erkenntnisse und Folgerungen aus den untersuchten landwirtschaftlichen Biogasanlagen können wie folgt zusammengefasst werden:

- Auffallend ist die grosse Streuung bei den Investitionskosten. Diese ist einerseits auf die Anschaffungskosten der BHKW, welche mit zunehmenden Anforderungen und die Luftreinhaltung teurer geworden sind und andererseits auf qualitative Verbesserungen im Anlagebau und in der Anlagetechnik in der Zeitspanne von 2000 bis 2004 zurückzuführen.

¹⁾ Die Anlage C steht in einer Tourismusregion und weist neben hohen Kosten für die Biomassebereitstellung überdurchschnittlich hohe Einnahmen für die Annahme der Co-Substrate auf. Die identischen Gestehungskosten für Strom und Wärme sind zufällig.

- Korrekt dimensionierte, gut betriebene Anlagen mit Verkauf der Überschusswärme ergeben bei grösseren Anlagen Stromgestehungskosten von 16 Rp. pro kWh. Kleinere Anlagen weisen Stromgestehungskosten um 24 Rp. pro kWh auf.
- Ein Vergleich der BHKW-Laufzeiten zeigt, dass hier ein gewisses Optimierungspotenzial besteht: Entweder wurde die BHKW-Leistung nicht korrekt bestimmt, oder es fehlt an genügend Co-Substrat, um eine höhere Jahreslaufzeit zur erreichen.
- Die oben beschriebenen Gestehungskosten werden erreicht, wenn die landwirtschaftlichen Biogasanlagen gegen Entschädigung Co-Substrate verwerten. Würde diese Entschädigung wegfallen, würden die Stromgestehungskosten im günstigsten Fall auf 19 Rp. pro kWh und im ungünstigsten Fall auf über 41 Rp. pro kWh steigen.
- Für den Betrieb und Unterhalt der Biogasanlage wurde ein Ansatz von 45 Fr. pro Stunde eingesetzt. Würde dieser auf 100 Fr. pro Stunde erhöht, stiegen die Stromgestehungskosten auf 22 Rp. bis 58 Rp. pro kWh.
- Obwohl eine Wärmeabgabe an Dritte in der Regel bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen nicht gegeben ist, besteht auf einigen Betrieben die Möglichkeit Heizöl zu substituieren und damit Kosten einzusparen. Aus diesem Grund werden die Gestehungskosten des Koppelproduktes Wärme berechnet.

Die **industriell-gewerblichen Biogasanlagen** vergären organische Abfälle wie Grüngut aus der kommunalen Abfallsammlung, Speisereste und Rüstabfälle aus der Gastronomie oder organische Abfälle aus der Lebensmittelproduktion. Die zur Zeit in Betrieb stehenden Anlagen sind alle mit einer Ausnahme mit einer WKK-Anlage ausgerüstet. Bei den zwei ausgewählten Anlagen handelt es sich um Beispiele der jüngsten Generation mit Verarbeitungskapazitäten von 5'000 bzw. 10'000 Tonnen Biomasse pro Jahr. Neben dem Biogas, und der daraus gewonnenen Energie in Form von Elektrizität und Wärme, wird auch hochwertiger Kompost, nach entsprechender Nachrotte des Gärsubstrats, und Presswasser aus dem Prozess gewonnen.

Die Berechnung der Strom- und Wärmegestehungskosten basiert primär auf den von den Betreibern angegebenen Daten. Wo bei den beiden Anlagen keine Daten erhältlich waren, wurden für die Berechnungen Erfahrungswerte aus vergleichbaren Schweizer Anlagen verwendet.

	Einheit	Anlage A	Anlage B
Anlage Kennwerte			
Durchsatz biogener Abfälle	t/a	10'000	5'000
Elektrische Leistung WKK-Anlage	kW	330	160
Laufzeit BHKW	h/a	7'000	6'500
Wirtschaftlichkeit Grunddaten			
Investitionskosten	Fr.	8'220'000	5'020'000
Zinssatz Fremdkapital	%	4.5	4.0
Jahreskosten	Fr./a	2'395'260	1'046'275
Erlöse (Annahme Biomasse, Verkauf Nebenprodukte)	Fr./a	1'456'398	625'000
Energie-Gestehungskosten			
Elektrizitäts-Gestehungskosten Netto Einspeisung	Fr./kWh	0.45	0.46
Wärme-Gestehungskosten Netto Einspeisung	Fr./kWh	0.16	0.16

Tabelle Z3: Wichtigste Merkmale und Energiegestehungskosten der zwei untersuchten industriell-gewerblichen Biogasanlagen.

Die Erkenntnisse und Folgerungen zu den industriell-gewerblichen Biogasanlagen können wie folgt zusammengefasst werden:

- Mit rund 45 Rp. pro kWh liegen die **Stromgestehungskosten** über den Erwartungsbereich. Bei den heutigen Erlösen aus der Annahme von organischen Abfällen und den gegenwärtigen Tarifen für die Rückspeisung der Elektrizität ins öffentliche Netz wäre der Betrieb dieser Anlagen nicht wirtschaftlich möglich. Es kann daher angenommen werden, dass die **Kostenangaben** der beiden **Anlagebetreiber** zu hoch sind.
- Massgebendster Faktor für die Stromgestehungskosten ist die Höhe der **Verwertungsgebühren**. Bei heutigen Verhältnissen resultieren Elektrizitätsgestehungskosten von rund 45 Rp. pro kWh. Bei 20% tieferen Verwertungsgebühren würden sich die Stromgestehungskosten auf gegen 60 Rp. pro kWh erhöhen.
- Heute verursacht das **Ausbringen der Gärreste** in der Regel Kosten. Es ist jedoch denkbar, dass sich diese Kosten in Zukunft reduzieren, weil die Gärrestabnehmer infolge von energiekostenbedingten Aufschlägen bei den Mineraldüngern vermehrt auf Recyclingdünger setzen werden. Würden sich bei den betrachteten Anlagen die Ausbringkosten halbieren, so verringern sich die Stromgestehungskosten um 3 Rp. bis 4 Rp. pro kWh.
- Die Auswertung der Daten von industriell-gewerblichen Anlagen zeigt, dass die Möglichkeiten der **Wärmennutzung** aufgrund von fehlenden Verteilinfrastrukturen (Nahwärmeverbund) und Abnehmern ungenügend ist. Verbesserungen in Bezug auf die Wärmennutzung sind jedoch aufgrund der Anlagestandorte oft schwierig zu realisieren.

Die **kommunalen Abwasserreinigungsanlagen** (ARA) vergären den Schlamm aus der Abwasserreinigung zusammen mit geeigneten Co-Substraten aus der Gastronomie (Speisereste, Frittieröl) und der Lebensmittelindustrie (Fettschlämme). Das Biogas wird mit Hilfe des

vorhandenen Blockheizkraftwerkes in Wärme und Strom umgewandelt. Die Gärreste werden über den auf jeder ARA etablierten Weg der Schlammentsorgung entsorgt. Bei den betrachteten Kläranlagen handelt es sich um je eine ARA mit Ausbaugrösse 37'700 Einwohner-gleichwerten (EG), ohne Co-Vergärung, eine mit Ausbaugrösse 14'000 EG mit Co-Vergärung und eine mit Ausbaugrösse 11'000 EG mit Co-Vergärung in einer touristisch geprägten Region.

Zur Ermittlung der Jahreskosten wurden bei den Kläranlagen ausschliesslich die Investitions- und Betriebskosten der Schlammfaulung einschliesslich der Gasverwertung herbeigezogen. Die Ausbring- oder Verwertungskosten für den Faulschlamm wurden unter der Annahme, dass diese Kosten auch ohne Schlammfaulung anfallen würden, nicht berücksichtigt. Die Kosten für die Entsorgung der zusätzlichen Gärreste aus der Co-Vergärung sind jedoch eingerechnet.

Die Erkenntnisse und Folgerungen zu den Kläranlagen können wie folgt zusammengefasst werden:

- Massgebende Faktoren für die Höhe der **Stromgestehungskosten** sind die Auslastung der Kläranlage und Faulanlage sowie die Gasausbeute und die Annahmeerlöse für die Co-Substrate. Bei den betrachteten Kläranlagen resultieren unter optimalen Bedingungen mit Co-Vergärung Stromgestehungskosten von 9 Rp. und im schlechtesten Fall bei tiefer Auslastung und tiefen Vollbetriebsstunden des BHKW's von 78 Rp. pro kWh.
- Die Auswertung der Daten der Kläranlagen hat bestätigt, dass die vorhandene Infrastruktur schlecht genutzt wird. Es wäre deshalb aus energetischer Sicht ohne grosse Zusatzinvestitionen möglich, die Klärgasproduktion durch die Annahme von Co-Substraten zu steigern und damit die Stromgestehungskosten auf ein tieferes Niveau zu senken. Da heute der Klärschlamm aus kommunalen ARA nicht mehr landwirtschaftlich verwertet werden darf, bleibt nur dessen Verbrennung. Damit ist eine stoffliche Verwertung nicht mehr gegeben und der Stoffkreislauf nicht geschlossen. Aus gesamtheitlicher Sicht, also unter Berücksichtigung der stofflichen Verwertung, ist die Co-Vergärung organischer Abfälle in der ARA fallweise zu überprüfen.

Biogene Flüssigtreibstoffe

Bei den biogenen Flüssigtreibstoffen wurden die Gestehungskosten für Biodiesel und Bioethanol untersucht. Biodiesel wird aus der Umesterung von Fettsäuren mit Methanol zu Fett-säuremethylester (FAME) gewonnen. Es können aber auch Altspeiseöle oder tierische Fette als Ausgangssubstrat eingesetzt werden. Biodiesel hat ähnliche Eigenschaften wie Diesel, kann deshalb mit den nötigen Anpassungen in nahezu allen konventionellen Dieselmotoren verbrannt werden. Bioethanol ist aus nachwachsenden Rohstoffen hergestelltes Ethanol. Ausgangsstoff ist der in Pflanzen enthaltene Zucker. Der Zucker wird zu Ethanol vergoren. Filterung und Destillation sind die abschliessenden Prozessschritte. Bioethanol kann als Treibstoffzusatz in Benzin verwendet werden.

In der Schweiz sind zwei Anlagen in Betrieb, die Biodiesel produzieren. Im Vergleich zu europäischen Anlagen sind diese Anlagen jedoch klein und somit für Kostenberechnungen wegen des Skaleneffekts nicht geeignet. Deshalb sollten im Rahmen der vorliegenden Untersuchung Praxisdaten von bestehenden Anlagen im Ausland erhoben, analysiert und auf Schweizer Verhältnisse übertragen werden. Es zeigte sich jedoch, dass zuverlässige Daten zu Kosten und Erträgen von ausländischen Anlagen nicht erhältlich waren. Deshalb wurde mittels Literaturrecherche die erforderlichen Daten ermittelt. Die unten ausgewiesenen Kosten haben indikativen Charakter, da die Zahlenangaben in den verschiedenen Studien nur bedingt interpretiert werden konnten und miteinander vergleichbar sind. Nachstehende Abbildung zeigt die Gestehungskosten für die Produktion von Bioethanol und Biodiesel der verschiedenen Untersuchungen.

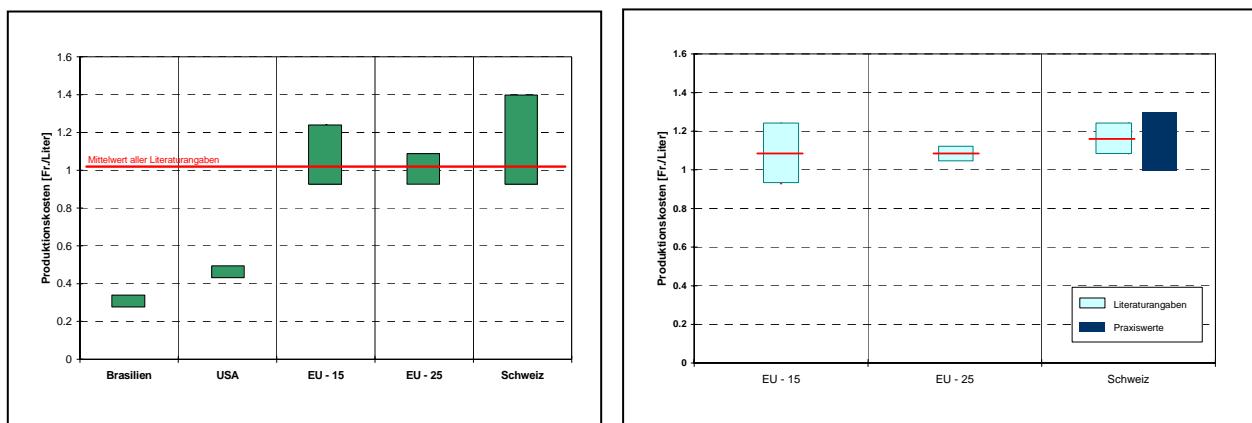


Abbildung Z4: Produktionskosten von Bioethanol (linke Grafik) und Biodiesel (rechte Grafik). [EPFL-LASEN, Dr. E. Gnansounou. 23. Mai 2006. EREP, Umfrageergebnisse 2006. Diverse Literatur]. Die roten Linien zeigen den Mittelwert.

Die Produktionskosten von **Bioethanol** sind in der Schweiz im Bereich von 1 Fr. bis 1.40 Fr. pro Liter zu erwarten. Im übrigen Europa liegen die Produktionskosten im Durchschnitt etwas tiefer. In Brasilien oder den USA sind die Herstellungskosten mit rund 0.40 Fr. pro Liter deutlich tiefer.

Die Herstellungskosten von **Biodiesel** sind in der Schweiz bei etwa 1.10 Fr. bis 1.25 Fr. pro Liter zu gewärtigen. Diese Werte aus der Literatur stimmen gut mit den Erfahrungswerten aus den P+D Anlagen in der Schweiz überein.

Synthese

Die Wärmegestehungskosten der verschiedenen Umwandlungstechnologien liegen im Bereich von 3 Rp. bis 91 Rp. pro kWh. Eine direkte Gegenüberstellung der verschiedenen Technologien im Bereich **Wärme aus Biomasse** ist wohl theoretisch möglich, aber nicht aussagekräftig. Die hier untersuchten Anlagen werden unter sehr unterschiedlichen Rahmenbedingungen eingesetzt und bilden untereinander üblicherweise keine echten Alternativen. Bei der Wärmeerzeugung aus Holz steht typischerweise das zuverlässige und umwelt-

freundliche decken des Wärmebedarfs im Vordergrund. Im Gegensatz dazu haben die Biogasanlagen auch die Funktion, organische Abfälle zu verwerten. Die Abwärme aus solchen Anlagen wird aber oft nicht optimal genutzt.

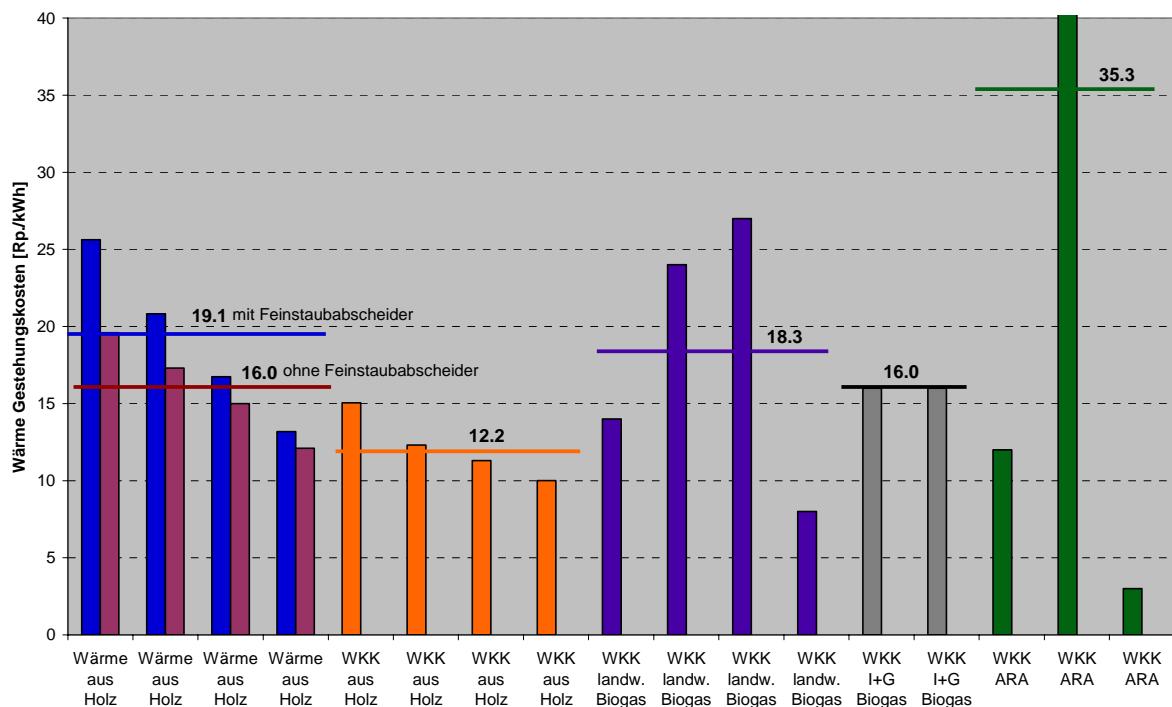


Abbildung Z5: Wärme-Gestehungskosten der untersuchten Anlagetypen, geordnet nach Technologie.

Die Gestehungskosten für die **Elektrizität aus Biomasse** befinden sich für die untersuchten Umwandlungstechnologien im Bereich von 9 bis 78 Rp. pro kWh. Im Bereich von 15 Rp. pro kWh und darunter liegen die Gestehungskosten von nur zwei der untersuchten Anlagen, eine Kläranlage und eine landwirtschaftliche Biogasanlage. Jedoch sind auch die zwei Anlagen mit den höchsten Stromgestehungskosten zwei Kläranlagen. Dies veranschaulicht den Einfluss anderer Effekte auf die Höhe der Gestehungskosten wie die Höhe der Erlöse aus der Verwertung organischer Abfälle, die Bedeutung der korrekten Auslegung oder diejenige einer optimalen Auslastung der Anlage. Die höheren Gestehungskosten für Elektrizität aus industriell-gewerblichen Biogasanlagen sind auf die im Vergleich mit landwirtschaftlichen Biogasanlagen überproportional höheren Investitionskosten für Bioabfallvergärungsanlagen zurück zu führen. Kostentreibend wirken dabei die aufwändigeren Techniken für die Verarbeitung von festen Abfällen sowie geschlossenen Hallen und die Biofilteranlagen. Zudem stehen die industriell-gewerblichen in der Industriezone, was höhere Landkosten zur Folge hat. Auch die Personalkosten liegen über denjenigen von Angestellten auf einem Landwirtschaftsbetrieb.

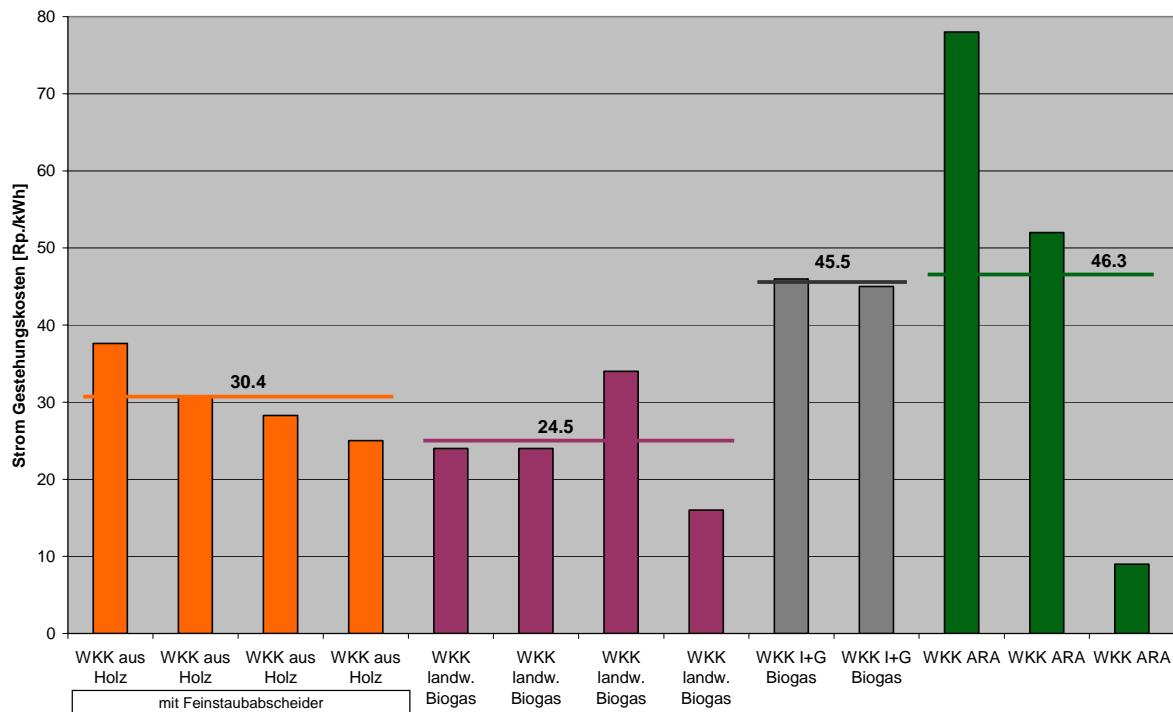


Abbildung Z6: Elektrizitäts-Gestehungskosten der untersuchten Anlagetypen, geordnet nach Technologie.

Die Schweiz weist vergleichsweise eher hohe Produktionskosten für die biogenen Flüssigtreibstoffe **Biodiesel** und **Bioethanol** auf. Gemäss Literaturangaben liegen diese im EU Raum leicht tiefer, aber in ähnlicher Größenordnung. Brasilien und die USA haben beim Bioethanol im Vergleich zu Europa oder der Schweiz deutlich geringere Produktionskosten. In Europa sind die Anlagen vergleichsweise kleiner, der Absatzmarkt noch weniger gross und die Beschaffungskosten für die Rohstoffe höher. Im Zusammenhang mit dem Aufbau einer lokalen Treibstoffproduktion sind neben den wirtschaftlichen Aspekten noch weitere Faktoren wichtig wie beispielsweise Versorgungssicherheit, Umweltbelastung oder gesellschaftliche Akzeptanz.

Résumé

Point de départ et objectif de l'analyse

La biomasse est, après la force hydraulique, la deuxième source d'énergie renouvelable de Suisse. Si, étant donné la taille du pays et les conditions climatiques, la quantité de biomasse disponible et le potentiel théorique de notre pays sont limités, ils restent considérables d'après des études très récentes.

Nos travaux ont visé à dresser l'inventaire des coûts de production dans les installations de production d'énergie à partir de la biomasse actuellement en exploitation. La présente étude doit constituer l'un des piliers de la révision de la stratégie BiomassEnergie en Suisse.

Les recherches ont été menées dans le cadre du programme de recherche «Fondements de l'économie énergétique» (FEE) de l'Office fédéral de l'énergie.

Installations étudiées

Nous nous sommes penchés sur les coûts de production d'énergie d'installations utilisant le bois, le biogaz ou produisant des carburants liquides. Les centrales varient en taille et opèrent dans des conditions locales diverses.

Installations utilisant l'énergie du bois (enquête de Verenum)	
Chaleur produite par des installations à bois	Puissance 100kW _{th} / 200 kW _{th} / 500 kW _{th} / 1 MW _{th}
Electricité et chaleur produites dans des CCF à bois (installation à vapeur uniquement)	Puissance électrique 0.5 MW _e / 1 MW _e / 2 MW _e / 5 MW _e
Installations au biogaz (enquête de Engeli engineering)	
Electricité et chaleur produites dans des installations agricoles au biogaz	Puissance électrique 50 - 80 kW _e et 80 -120 kW _e
Electricité et chaleur produites dans des installations industrielles et artisanales au biogaz	Volume de transformation 5'000t/a et 10'000t/a
Electricité et chaleur produites dans des STEP avec / sans co-décomposition	Puissance électrique 50 kW _e , / 280 kW _e , / 300 kW _e .
Carburants liquides (enquête de l'EREP)	
Production de biodiesel	2'500 t/a et 150'000 t/a
Production de bioéthanol	80'000 t/a

Tableau Z1: Installations étudiées et leur niveau de puissance.

Limites du système et principales hypothèses

Les résultats des calculs dépendent largement des limites du système, des hypothèses posées ainsi que des spécificités du lieu d'implantation et de l'installation. La présente analyse intègre tous les coûts engendrés par la planification, la construction et l'exploitation des ins-

tallations. Les calculs vont ainsi des coûts ou des recettes de l'acquisition de combustible (à la porte) jusqu'aux réinjections d'énergie de l'installation, mais sans la distribution de l'énergie. Le schéma ci-dessous représente les limites de système choisies.

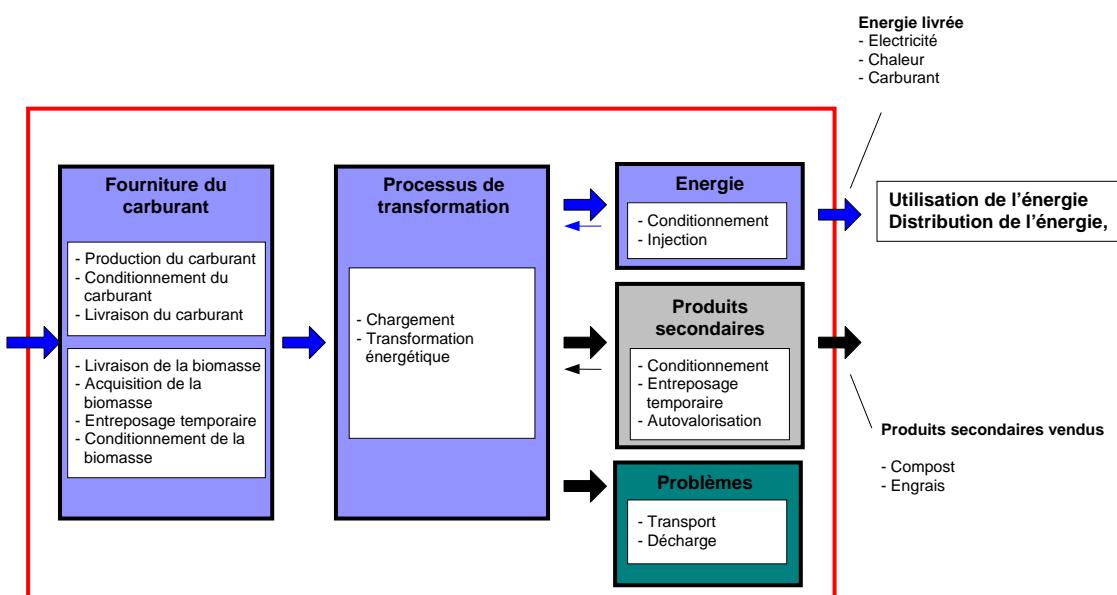
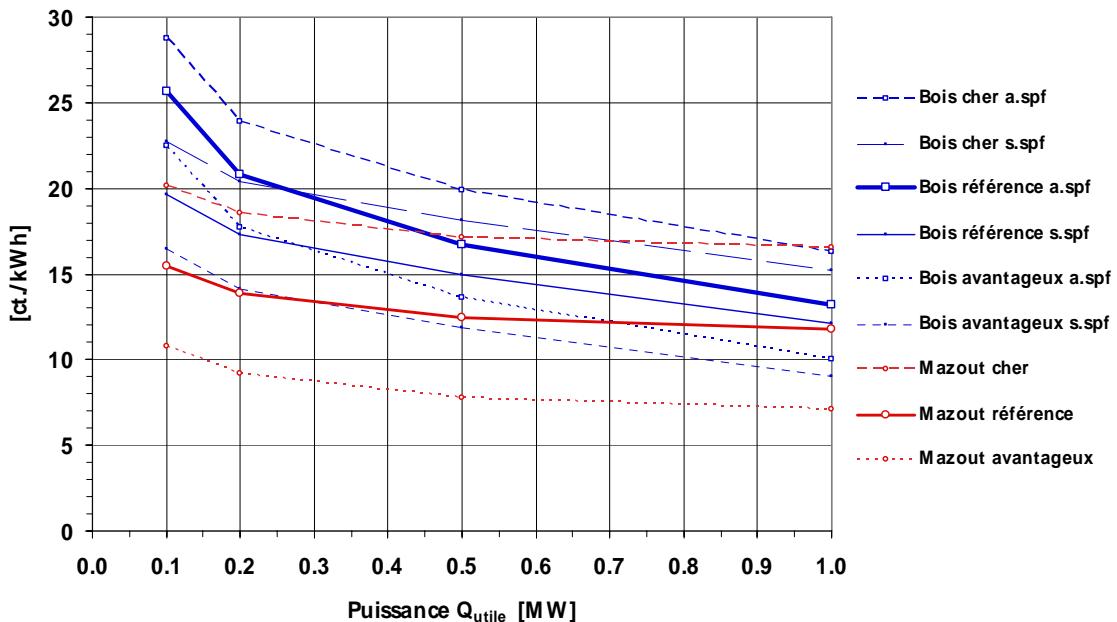


Schéma Z1: Limites du système (rouge) pour les calculs de rentabilité.

Coûts de production de l'énergie dans les installations à bois

Les coûts propres à la production de chaleur et d'électricité ont été déterminés dans les installations de production de chaleur et les CCF utilisant l'énergie du bois. Nous avons utilisé à titre de comparaison, pour la production de chaleur, les installations au mazout. Les coûts de production de chaleur et d'électricité obtenus correspondent aux niveaux de performance réalisables dans des conditions adéquates pour une installation conçue et exploitée correctement.

Pour analyser la **production de chaleur à partir du bois** et du mazout, nous avons recueilli entre 2002 et 2005 les données d'une trentaine d'installations utilisant le chauffage au bois; nous avons enregistré des expériences sur la planification et la conception d'installations de chauffage à bois automatiques, nous avons réalisé des enquêtes et soumis des demandes de devis sur des pièces détachées, et enfin nous avons recueilli des informations auprès des fournisseurs ainsi que dans les installations. Le niveau de référence pour la production de chaleur a été estimé à 2000 h/a. Nous avons étudié les coûts de production de chaleur dans les installations ne disposant pas de séparateur de poussières fines, ce qui reflète la situation actuelle. Pour établir le niveau de référence, nous avons toutefois présenté les coûts des centrales équipées de séparateur, dispositif qui sera obligatoire, à partir de 2007 pour les installations de plus de 1 MW et dans quelques années pour les plus petites structures.



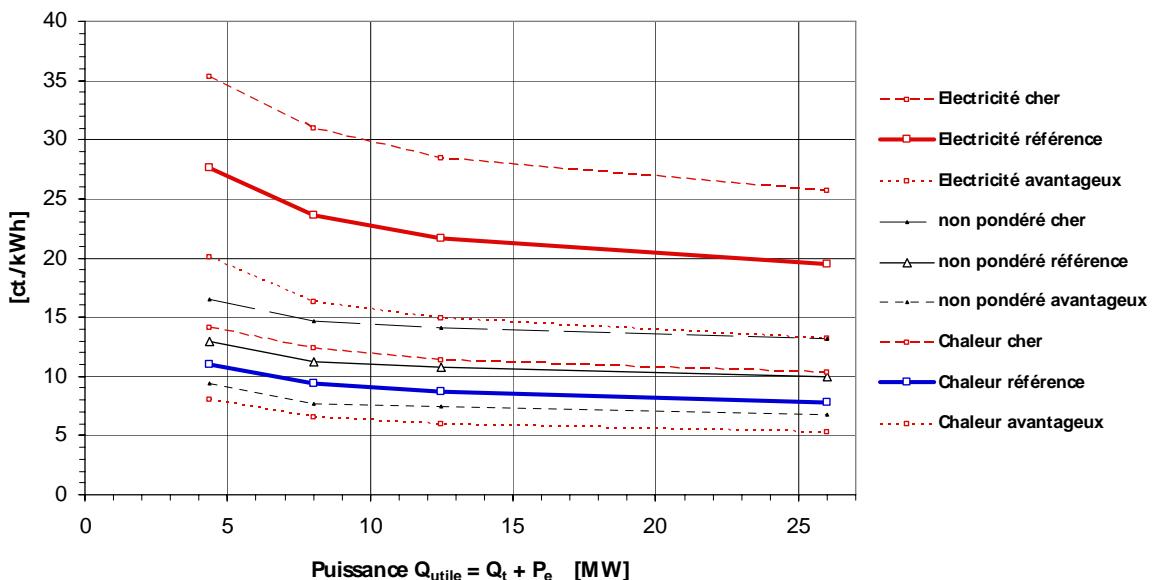
Graphique Z1: Coûts de production de chaleur au bois et au mazout, cas «campagne» (Fr. 200.– par m²) pour 2000 h/a.

s. *spf* = sans séparateur de poussières fines, *a. spf* = avec séparateur de poussières fines.

Prix du bois élevé, référence, bas: 7,5 / 5 / 2,5 ct/kWh

Prix du mazout élevé, référence, bas: 12 / 8 / 4 ct/kWh

La collecte de données pour les installations de **couplage chaleur force fonctionnant au bois** se fonde sur des sondages individuels réalisées dans quelques rares structures en fonctionnement en Suisse ainsi que sur des installations planifiées et des devis. Toutes les installations présentent un niveau de performance situé entre 1 MWe et 5 MWe. L'utilisation habituelle des CCF produit environ 4000 h/a, qui est devenu notre niveau de référence. Les évaluations réalisées dans la présente étude au sujet du couplage chaleur force portent sur des installations utilisant des chauffages sur grille et des chaudières à vapeur ainsi que des séparateurs électriques, ce qui est actuellement standard pour ces utilisations.



Graphique Z2: Coûts de production de chaleur et d'électricité au bois, cas «campagne»

(Fr. 200.– par m²) pour 4000 h/a.

Prix du bois élevé, référence, bas: 7,5 / 5 / 2,5 ct/kWh.

«non pondéré»: le courant et la chaleur sont estimés à la même valeur.

«Électricité» ou «chaleur»: L'électricité est élevée au facteur 2,5 et est donc 2,5 fois plus chère que la chaleur.

La puissance effective correspond à la somme de la puissance en chaleur effective et la puissance électrique effective. Les cas calculés ici valent pour une installation de 0,5 MWe, 1 MWe, 2 MWe et 5 MWe.

Les facteurs suivants ont une influence décisive sur la rentabilité des installations de production de chaleur et de couplage chaleur force fonctionnant au bois:

- Compte tenu des actuels **prix de l'énergie** (5 ct/kWh pour le bois et 8 ct/kWh pour le mazout), la chaleur produite par le bois sans séparateur de poussières fines est 26% plus chère que la chaleur au mazout pour 100kW, et 65% plus onéreuse avec séparateur. Dans une installation d'1 MW, la chaleur produite par le bois sans séparation des poussières fines revient quasiment aussi cher que la chaleur au mazout. La séparation des poussières fines renchérit ce coût d'à peine 10%. La comparaison de rentabilité vaut pour la création d'une nouvelle installation dans un terrain raccordé. Cette comparaison ne tient compte ni des coûts éventuels pour la distribution de chaleur dans le cas d'un réseau de chaleur produite par le bois à distance, ni des coûts relativement élevés des plus petites installations décentralisées fonctionnant au mazout. La comparaison vaut ainsi pour les consommateurs individuels de la puissance fournie.
- Pour la production de chaleur, il est plus judicieux de viser un **nombre d'heures de pleine exploitation** d'au moins 2000 h/a, voire 2500 h/a. Ceci est tout à fait possible pour les installations de production de chaleur monovalentes, tandis que dans les installations CCF, il faudra ambitionner un minimum de 4000 h/a. Les centrales CCF sont surtout destinées à couvrir les besoins en chaleur industrielle et, pour le chauffage, la

charge de base. Au niveau de puissance étudié, les installations CCF devraient majoritairement être exploitées pour la production de chaleur.

- Comparées aux observations passées en matière de rentabilité, les évaluations des installations de production d'énergie à partir du bois restent d'actualité. En effet, aucune modification majeure n'est intervenue ni dans le domaine technique ni dans les coûts d'investissement. Nous observons tout de même que la modification des conditions cadres a favorisé les installations au bois, notamment par rapport au mazout et au gaz naturel. Toutefois, dans un avenir proche, les installations au bois devront réduire les émissions de poussières fines. Ces coûts supplémentaires réduiront la compétitivité relative des installations. Ainsi, l'installation d'un **séparateur de poussières fines** pour la chaleur produite par le bois relève les coûts de production de près de 10% pour une installation d'1 MW et d'environ 30% pour celles de 100 kW.

Coûts de production d'énergie dans les installations au biogaz

Les installations choisies constituent un échantillon représentatif des différents types et tailles d'installations et reflètent le niveau technique actuel. Nous avons soumis aux exploitants de ces installations un questionnaire détaillé. Le calcul des coûts de production de chaleur et d'électricité est fondé sur les données ainsi récoltées. Les résultats du calcul de rentabilité correspondent donc à la pratique dans des conditions réelles.

Notons que de par leur nature, les données observées, qui sont issues de la pratique, établissent un bilan du passé. Dans les installations agricoles au biogaz notamment, nous observons déjà une tendance à la mise en place d'installations plus grande, dont la puissance électrique est comprise entre 100 et 200 kW environ. Nous pouvons d'ores et déjà en déduire qu'à l'avenir, dans des conditions d'exploitation optimales, les coûts de production d'énergie reculeront.

Le biogaz des installations étudiées est transformé en chaleur et en électricité grâce au système de couplage chaleur force. Pour l'analyse portant sur les coûts de production d'énergie, nous avons donc réparti les coûts d'investissement et d'exploitation capitalisés ainsi que les éventuelles recettes hors énergie sur les produits couplés chaleur et électricité. La clef de répartition se fonde sur la factorisation de l'électricité (2,5) et de la chaleur (1). D'autres paramètres importants tels que la durée d'amortissement ou les taux d'intérêt pour le capital emprunté ont été inclus dans les calculs pour chaque installation et conformément à la pratique habituelle. Voici les formules utilisées pour calculer les coûts de production d'énergie:

Coûts bruts de production de chaleur et d'électricité réinjectées =

Coûts annuels / (énergie produite i_n dans les CETE – consommation énergétique propre i_n des installations au biogaz)

Coûts nets de production de chaleur et d'électricité réinjectées =

Coûts annuels – recette de l'acquisition de biomasse – recette de la vente de compost / (énergie produite i_n dans les CETE – consommation énergétique propre i_n des installations au biogaz)

i_1 = électricité; i_2 = chaleur

Ici, tant les coûts que les recettes annuels, selon leur proportion et conformément à la facturation de l'électricité et de la chaleur, ont été répartis entre les deux produits couplés.

Les **installations agricoles au biogaz** font fermenter les déchets de leur exploitation et les déchets liquides avec d'autres déchets solides livrés par des tiers (cosubstrats). Le biogaz obtenu est transformé en chaleur et courant. Les produits secondaires sont valorisés en engrais ou en amendement pour la terre.

	Unité	Installation A	Installation B	Installation C ²⁾	Installation D
Caractéristiques de l'installation					
Puissance électrique de l'installation CCF	kW	100	80	55	55
Cosubstrats valorisés	t/a	510	366	279	250
Durée d'exploitation de la CETE	h	7'000	3'199	5'372	3'286
Principales données de rentabilité					
Coûts d'investissement	Fr.	680'000	380'000	376'490	250'000
Taux d'intérêt du capital emprunté	%	3.25	4.5	4.5	4.0
Coûts annuels (investissement capitalisé et coûts d'exploitation)	Fr./a	131'072	108'019	159'485	57'476
Revenus (acquisition de cosubstrats, vente du compost)	Fr./a	16'100	18'300	72'500	12'700
Coûts de production d'énergie					
Coûts nets de production d'électricité réinjectée	Fr./kWh	0.16	0.34	0.24	0.24
Coûts nets de production de chaleur réinjectée	Fr./kWh	0.08	0.27	0.24	0.14

Tableau Z2: Principaux coûts de production et caractéristiques des quatre installations agricoles au biogaz étudiées

Les observations et conclusions portant sur les installations agricoles au biogaz analysées peuvent être résumées ainsi:

- La grande dispersion des coûts d'investissement est particulièrement notable. Elle traduit d'une part les coûts d'acquisition des CETE, qui ont récemment augmenté du fait d'exigences croissantes en matière de qualité de l'air, et d'autre part les améliorations

²⁾ L'installation C est située dans une région touristique et présente outre des coûts élevés pour la mise à disposition de la biomasse, des recettes supérieures à la moyenne pour l'acquisition de cosubstrats. Les coûts de production égaux pour le courant et la chaleur relèvent du hasard.

qualitatives apportées à la construction et à la technique des installations entre 2000 et 2004.

- Dans les installations de grande taille, correctement dimensionnées et bien exploitées et qui revendent la chaleur en surplus, les coûts de production d'électricité sont de 16 ct/kWh. Dans les installations de plus petite taille, ils s'élèvent à 24 ct/kWh.
- La comparaison des durées d'exploitation des CETE met en évidence un potentiel d'amélioration: soit on n'a pas correctement estimé la puissance dégagée par ces centrales, soit on manque de cosubstrats pour allonger la durée d'exploitation annuelle.
- Les coûts de production cités ci-dessus sont obtenus si les installations agricoles au biogaz valorisent leurs cosubstrats en échange d'une indemnité. Si ces indemnités étaient supprimées, les coûts de production d'électricité augmenteraient alors pour atteindre dans le meilleur des cas, 19 ct/kWh, et dans le pire des scénarios, 41 ct/kWh.
- On a tablé sur une dépense de 45 Fr. par heure pour l'exploitation et l'entretien des installations au biogaz. Si cette somme devait passer à 100 Fr. par heure, les coûts de production d'électricité atteindraient alors entre 22 et 58 ct/kWh.
- Bien que la distribution de chaleur aux tiers ne soit pas courante dans les installations agricoles au biogaz, il est possible dans certaines exploitations de remplacer le mazout et ainsi de réduire les coûts. Les coûts de production de la chaleur en tant que produit couplé ont donc été intégrés dans les calculs.

Les **installations industrielles et artisanales au biogaz** font fermenter des déchets organiques tels que des biodéchets issus de la collecte communale, des restes de produits alimentaires, des déchets issus de la restauration ou des déchets organiques issus de la production agro-alimentaire. Les installations exploitées à l'heure actuelle sont toutes, à l'exception d'une seule, équipées d'une structure CCF. Les deux installations choisies sont des exemples de centrales de la dernière génération, présentant une capacité de transformation annuelle de 5 000 et 10 000 tonnes de biomasse respectivement. On obtient ainsi, en plus du biogaz et de l'énergie qui en est issue sous forme d'électricité et de chaleur, un compost hautement fertilisant, après une longue stabilisation aérobie des digestats ainsi que de l'eau comprimée.

Le calcul des coûts de production d'électricité et de chaleur repose principalement sur les données fournies par les exploitants. Si aucune donnée n'était disponible pour les deux centrales, nous avons utilisé les valeurs d'autres installations comparables en Suisse.

	Unité	Installation A	Installation B
Caractéristiques de l'installation			
Taux moyen de déchets biogènes	t/a	10'000	5'000
Puissance électrique de l'installation CCF	kW	330	160
Durée de vie de la CETE	h/a	7'000	6'500
Principales données de rentabilité			
Coûts d'investissement	Fr.	8'220'000	5'020'000
Taux d'intérêt du capital emprunté	%	4.5	4.0
Coûts annuels	Fr./a	2'395'260	1'046'275
Recettes (acquisition de biomasse, vente des produits secondaires)	Fr./a	1'456'398	625'000
Coûts de production d'énergie			
Coûts nets de production d'électricité réinjectée	Fr./kWh	0.45	0.46
Coûts nets de production de chaleur réinjectée	Fr./kWh	0.16	0.16

Tableau Z3: Principaux coûts de production d'énergie et caractéristiques des deux installations au biogaz industrielle et artisanales analysées.

Les observations et conclusions portant sur les installations industrielles et artisanales au biogaz peuvent être résumées ainsi:

- Les **taxes de valorisation** sont le facteur qui détermine le plus fortement les coûts de production de courant. A l'heure actuelle, les coûts de production d'électricité s'élèvent à environ 45 ct/kWh. Si les taxes de valorisation baissaient de 20%, les coûts de production grimperaient alors à environ 60 ct/kWh.
- De nos jours, l'**affectation des résidus de décomposition** est généralement coûteuse. Il est pourtant possible que ces coûts se réduiront à l'avenir. En effet, l'augmentation des coûts énergétique induira une augmentation des prix des engrains minéraux et ainsi les utilisateurs de compost se tourneront davantage vers les engrains issus du recyclage. Si les coûts d'affectation diminuaient de moitié dans les installations étudiées, les coûts de production de courant pourraient reculer de 3, voire 4 ct/kWh.
- L'évaluation des données des installations industrielles et artisanales montre que les possibilités d'**utilisation de la chaleur** sont insuffisantes. Les infrastructures de distribution (réseau de chauffage à distance) et les utilisateurs potentiels sont en effet encore trop peu nombreux. Malheureusement, le choix d'implantation des installations mine souvent les possibilités d'amélioration en la matière.
- Compte tenu des coûts de production de courant calculés, il serait aujourd'hui impossible d'exploiter les installations de manière rentable avec les revenus de l'acquisition de déchets organiques et les tarifs de réinjection d'électricité dans le réseau public. On peut donc supposer que les **coûts déclarés** par les **exploitants des deux installations** sont trop élevés.

Les **stations communales d'épuration des eaux usées (STEP)** fermentent les boues issues de l'épuration des eaux usées avec des cosubstrats adaptés issus de la restauration

(résidus alimentaires, huile de friture) et de l'industrie agroalimentaire (boues grasses). Le biogaz obtenu est transformé en chaleur et en courant dans la centrale d'énergie totale. Les résidus de décomposition sont gérés selon le modèle choisi par la STEP. Les installations étudiées sont: une STEP d'une capacité de 37 700 équivalent habitants (EH) sans co-décomposition, une STEP d'une capacité de 14 000 EH avec co-décomposition et une dernière installation d'une capacité de 11 000 EH disposant de la co-décomposition et située dans une région touristique.

Pour notre analyse des coûts annuels des stations d'épuration, nous avons tenu compte exclusivement des coûts d'investissement et d'exploitation de la digestion des boues, y compris la valorisation du gaz. Les coûts d'affectation ou de valorisation des boues digérées n'ont pas été pris en compte, partant du principe que ces coûts interviendraient même sans digestion des boues. Les coûts de gestion des déchets supplémentaires issus de la co-fermentation sont néanmoins inclus.

Les résultats et conclusions portant sur les stations d'épuration peuvent se résumer ainsi:

- Le degré d'utilisation de la station d'épuration et de l'installation de digestion, ainsi que l'exploitation du gaz et les revenus de l'acquisition des cosubstrats sont des facteurs déterminants pour les **coûts de production de courant**. Dans les installations observées, opérant dans les meilleures conditions et disposant de la co-décomposition, les coûts de production d'électricité s'élèvent à 9 ct/kWh et dans le plus mauvais scénario avec une moindre utilisation et très peu d'heures d'exploitation maximale, à 78 ct/kWh.
- L'évaluation des données des stations d'épuration a confirmé que l'infrastructure en place n'est pas utilisée à bon escient. D'un point de vue énergétique, il serait possible, sans recourir à d'importants investissements supplémentaires, d'augmenter la production de gaz d'épuration grâce à l'acquisition de cosubstrats et ainsi d'abaisser les coûts de production. Dans la mesure où les boues d'épuration des STEP communales ne peuvent désormais plus être valorisées par l'agriculture, seule l'option de l'incinération demeure. La valorisation matérielle est alors impossible et le cycle de la matière ne peut être terminé. D'un point de vue global, en tenant compte de la valorisation des matériaux, la co-décomposition des déchets organiques dans les STEP devrait être envisagée.

Carburants liquides biogènes

Nous avons examiné les coûts de production du biodiesel et du bioéthanol pour l'étude des carburants liquides biogènes. Le biodiesel s'obtient en estérifiant des acides gras et du méthanol pour créer le méthyle éther d'acides gras (FAME). De vieilles huiles alimentaires ou des graisses animales peuvent également être employées comme substrat initial. Le biodiesel présente les mêmes caractéristiques que le diesel et peut donc être injecté dans la quasi-totalité des moteurs diesel après qu'on y a apporté les modifications idoines. Le bioéthanol est un éthanol produit à partir de matières premières renouvelables. Le principe de base est

le sucre contenu dans les plantes que l'on fermente, filtre puis distille pour obtenir de l'éthanol. Le bioéthanol peut être utilisé comme complément au carburant.

En Suisse, deux usines de production de biodiesel sont actuellement en fonctionnement. Comparées à leurs homologues européennes, il s'agit d'installations de taille modeste et peu aptes à réaliser des économies d'échelle. Pour notre analyse, nous avons donc dû recourir à des données pratiques issues d'installations étrangères. Nous avons ensuite extrapolé ces chiffres aux conditions suisses. Nous nous sommes pourtant rendu compte que des informations fiables sur les coûts et les revenus de ces installations n'étaient pas toujours disponibles. Nous avons donc recherché les données nécessaires dans la littérature scientifique. Les coûts ci-dessous sont donc indicatifs. En effet, les chiffres tirés des différentes études doivent être interprétés avec prudence et ne sont totalement comparables. Le schéma suivant présente les coûts de production du bioéthanol et du biodiesel selon les différentes études.

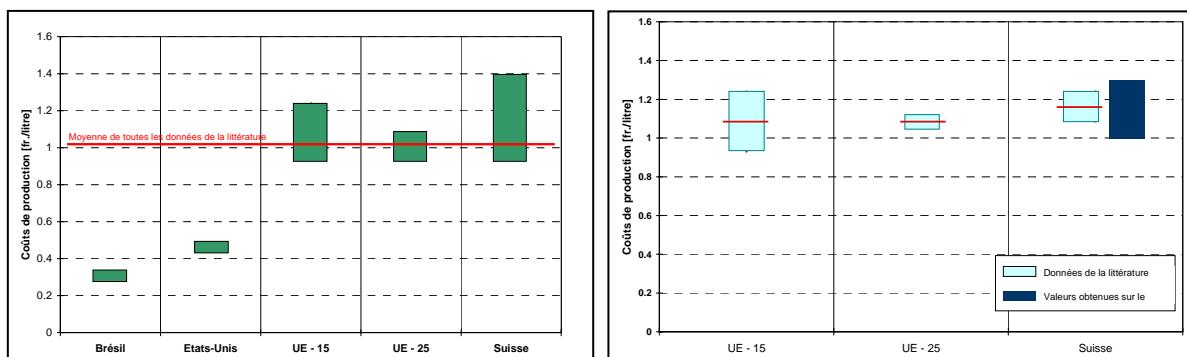


Schéma Z2: Coûts de production du bioéthanol (gauche) et du biodiesel (droite). [EPFL-LASEN, E. Gnansounou. 23. Mai 2006. EREP, Résultats du sondage 2006. Documentation diverse]. Les lignes rouges représentent la valeur moyenne.

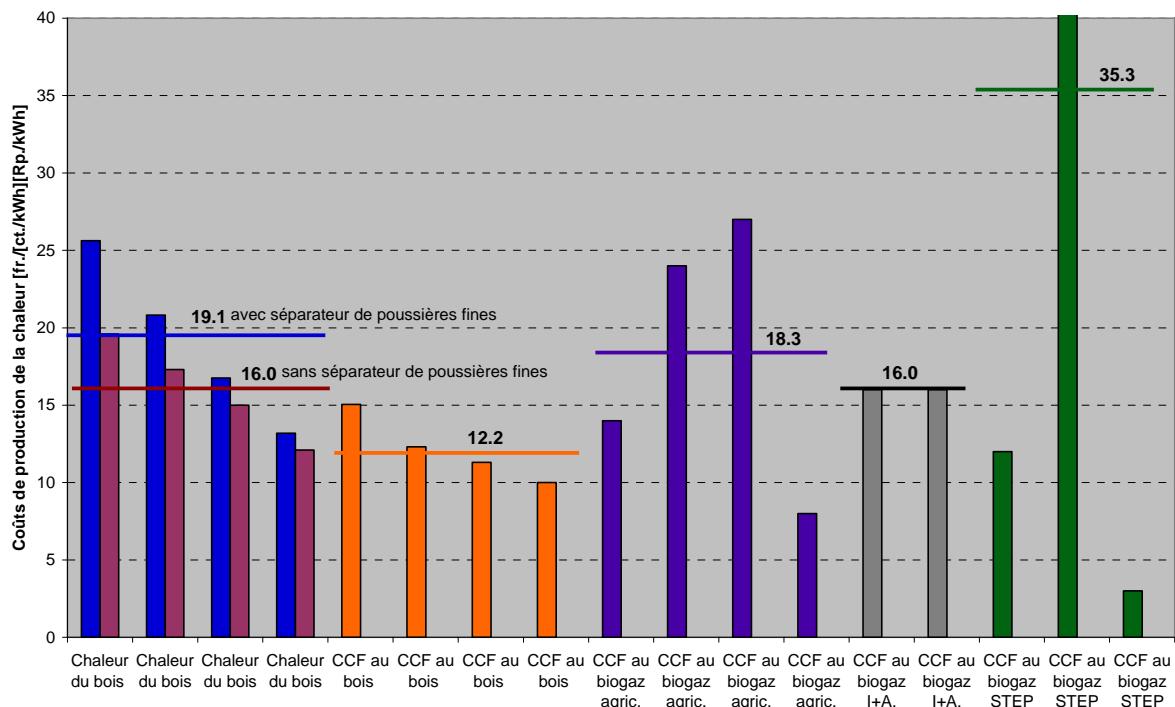
Les coûts de production du **bioéthanol** s'établissent généralement entre 1 et 1,40 franc le litre en Suisse. Sur le reste du continent, ils sont légèrement plus bas. Au Brésil ou aux Etats-Unis, les coûts de production, de 0,40 franc le litre environ, sont nettement inférieurs.

Les coûts de production du **biodiesel** s'élèvent en Suisse à 1,10 voire 1,25 franc le litre. Ces valeurs indiquées dans la littérature scientifique sont corroborées par les valeurs constatées dans les installations pilotes et de démonstration suisses.

Synthèse

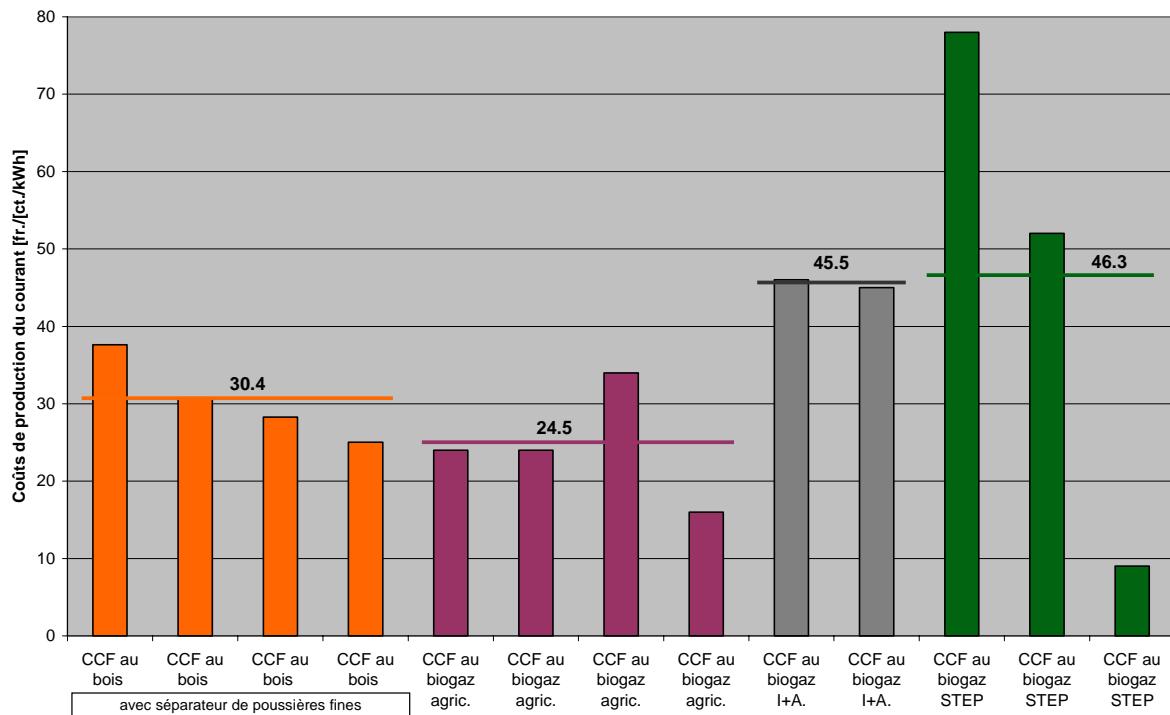
Les coûts de production de chaleur sont compris, selon les différentes technologies de transformation mises en œuvre, dans une fourchette allant de 3 à 91 ct/kWh. Une comparaison directe des différentes technologies utilisées pour la **production de chaleur à partir de la biomasse** est théoriquement possible, mais guère pertinente. Les installations analysées ici fonctionnent dans des conditions extrêmement variables et ne constituent pas un ensemble d'alternatives envisageables. Traditionnellement, la production de chaleur à partir du bois permet de couvrir les besoins en assurant un approvisionnement fiable et respectueux de

l'environnement. Les installations au biogaz ont en revanche également pour fonction de valoriser les déchets organiques. La chaleur dégagée par ces installations n'est pourtant malheureusement pas toujours utilisée de manière optimale.



Graphique Z3: Coûts de production de chaleur dans les différentes installations, classées selon la technologie employée.

Les coûts de production d'**électricité à partir de la biomasse** s'élèvent, selon les technologies de transformation étudiées, entre 9 et 78 ct/kWh. Seules deux installations, une station d'épuration et une installation agricole au biogaz, figurent dans la fourchette située sous les 15 ct/kWh. Cependant, les deux installations présentant les coûts de production les plus élevés sont également deux stations d'épuration. Ces résultats mettent en évidence l'influence des facteurs extérieurs: le montant des recettes de la valorisation des déchets organiques et l'importance de la bonne conception d'une installation ou de l'exploitation optimale de celle-ci notamment. Les coûts de production d'électricité les plus élevés dans les installations industrielles et artisanales au biogaz résultent, comparativement aux centrales agricoles au biogaz, de coûts d'investissement largement supérieurs pour les structures de décomposition des déchets organiques. L'onéreuse technique de transformation des déchets solides, les entrepôts fermés et les installations dotées de biofiltres sont autant de coûts supplémentaires pour ces centrales. Par ailleurs, les installations industrielles et artisanales sont implantées dans des zones industrielles, ce qui implique des coûts supérieurs pour les terrains. Les frais de personnel sont en outre plus élevés que sur une exploitation agricole.



Graphique Z4: Coûts de production d'électricité selon le type d'installation, classées selon la technologie employée.

La Suisse présente, comparativement, des coûts de production élevés pour les carburants liquides biogènes, le **biodiesel** et le **bioéthanol**. La littérature sur le sujet indique que ces coûts sont légèrement inférieurs dans l'Union européenne, mais qu'ils s'inscrivent dans le même ordre de grandeur. Au Brésil et aux Etats-Unis en revanche, les coûts de production pour le bioéthanol sont substantiellement inférieurs. De plus, les installations européennes sont de taille comparativement plus modeste, le marché de distribution encore limité et les coûts d'approvisionnement en matières premières élevés. Dans le cadre de la création d'une production locale de carburant, il faudra considérer, outre les facteurs économiques, un certain nombre d'éléments annexes tels que sécurité de l'approvisionnement, le risque environnemental et l'acceptation sociale.

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung	1
1.1	Auftrag und Motivation	1
1.2	Untersuchte Anlagetypen	1
1.3	Systemgrenzen	2
1.4	Rahmenbedingungen und Annahmen	3
2	Holzenergieanlagen	4
2.1	Datenbasis und spezifische Annahmen	4
2.2	Wärme aus Holz	16
2.3	Wärmekraftkopplung mit Holz	20
2.4	Schlussfolgerungen zu Holz	22
3	Biogasanlagen	25
3.1	Kleine (landwirtschaftliche) Anlagen	25
3.2	Industriell-gewerbliche Biogasanlagen	33
3.3	Kommunale Abwasserreinigungsanlagen	40
4	Biocarburants liquides	46
4.1	Données à disposition	46
4.2	En Suisse	49
4.3	En Europe	50
4.4	Conclusion sur la situation des biocarburants liquides en Suisse	53
5	Schlussfolgerungen	56
5.1	Wärme aus Biomasse	56
5.2	Elektrizität aus Biomasse	58
5.3	Flüssigtreibstoffe	60

Anhänge

- A1 Factsheet Holzenergie Anlagen
- A2 Factsheet Biogasanlagen
- A3 Factsheet Flüssigtreibstoff
- A4 Literatur

1 Einführung

1.1 Auftrag und Motivation

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurde die Wirtschaftlichkeit von bestehenden, neueren Biomasse-Energieanlagen untersucht. Die Studie soll wichtige Grundlage sein für das Erarbeiten der Biomasse-Energie Strategie in der Schweiz. Zudem sollen anhand der Resultate die nicht amortisierbaren Mehrkosten bei den Holzenergieanlagen aktualisiert und die Förderpolitik in diesem Bereich überprüft werden. Darüber hinaus sollen die Untersuchungsergebnisse wichtige und solide Ausgangswerte für die Ermittlung der kostendeckenden Einspeisetarife von Biomasse-Energieanlagen liefern.

1.2 Untersuchte Anlagetypen

Es wurden bestehende, neuere Anlagen berücksichtigt und keine Pilot- oder Demonstrationsanlagen. Das wichtigste Kriterium bei der Auswahl der Anlagen war, ob man eine Anlage ab Stange heute kaufen kann. Unter den Anlagenbetreibern fanden im Rahmen dieser Studie umfangreiche Umfragen statt, bzw. konnte für den Bereich der Holzenergieanlagen auf umfangreiche Umfragen der verenum zurückgegriffen werden. Immer wurden die realen Verhältnisse erfasst und ausgewertet. Es wurden die folgenden Anlagetypen und Leistungsategorien untersucht:

Holzenergieanlagen (untersucht durch verenum)	
Wärme aus Holzheizanlagen	Leistung 100kW _{th} / 200 kW _{th} / 500 kW _{th} / 1 MW _{th}
Strom und Wärme aus Holz-WKK-Anlagen (nur Dampfkraftanlagen)	El. Leistung 0.5 MW _e / 1 MW _e / 2 MW _e / 5 MW _e
Biogasanlagen (untersucht durch engeli engineering)	
Strom und Wärme aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen	El. Leistung 50 - 80 kW _e und 80 -120 kW _e
Strom und Wärme aus industriell-gewerblichen Biogasanlagen	Verarbeitungsmenge 5'000t/a (el. Leistung 160 kW _e) und 10'000t/a (el. Leistung 330 kW _e),
Strom und Wärme aus ARA mit / ohne Co-Vergärung	El. Leistung 50 kW _e / 280 kW _e / 300 kW _e .
Flüssigtreibstoffe (untersucht durch EREP)	
Produktion von Biodiesel	2'500 t/a und 150'000 t/a
Produktion von Bioethanol	80'000 t/a

Tabelle 1: Übersicht zu den in dieser Studie analysierten Anlagen.

Es wurden total acht Holzenergieanlagen detailliert untersucht. Als wesentliche Basis dienten bei den Holzheizanlagen die Daten der Erhebung „Systemoptimierung“. Bei den Holz-WKK-Anlagen wurden nur Dampfkraftanlagen berücksichtigt. In der Schweiz sind nur sehr wenige solcher Anlagen in Betrieb. Deshalb wurden auch Daten von ausländischen Anlagen und Richtwerte verwendet.

Bei den Biogasanlagen wurde nach drei Anwendungsbereichen unterschieden: Landwirtschaftliche Biogasanlagen, industriell-gewerbliche Anlagen und kommunale Abwasserreinigungsanlagen (ARA). Hier wurden ausschliesslich Daten von Anlagen in der Schweiz ausgewertet.

Anlagen zur Herstellung von biogenen Flüssigtreibstoffen im Grossmassstab unter kommerziellen Bedingungen sind in der Schweiz keine in Betrieb. In diesem Bereich wurde auf den Daten aus den inländischen Prototypen einerseits und auf den Erfahrungsdaten von ausländischen Anlagen abgestützt.

1.3 Systemgrenzen

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnungen sind stark von der Betrachtungsgrenze und den getroffenen Annahmen bestimmt.

In der vorliegenden Untersuchung wurden alle erforderlichen Kosten für die Planung, Bau und Betrieb der Anlagen berücksichtigt. Grundsätzlich sind in den Wirtschaftlichkeitsberechnungen die Kosten bzw. Erlöse von der Brennstoffannahme (gate) bis zur Energieabgabe aus der Anlage enthalten. Die Systemgrenze ist schematisch in Abbildung 1 dargestellt.

Sämtliche untersuchten Anlagen, mit Ausnahme der Pilotanlage von Eco-Energie, wurden zwischen dem Jahr 2000 und 2004 in Betrieb genommen. Somit war sichergestellt, dass mindestens ein Jahr echte Praxiserfahrung vorlag und die Anlagen dem Stand der Technik entsprechen.

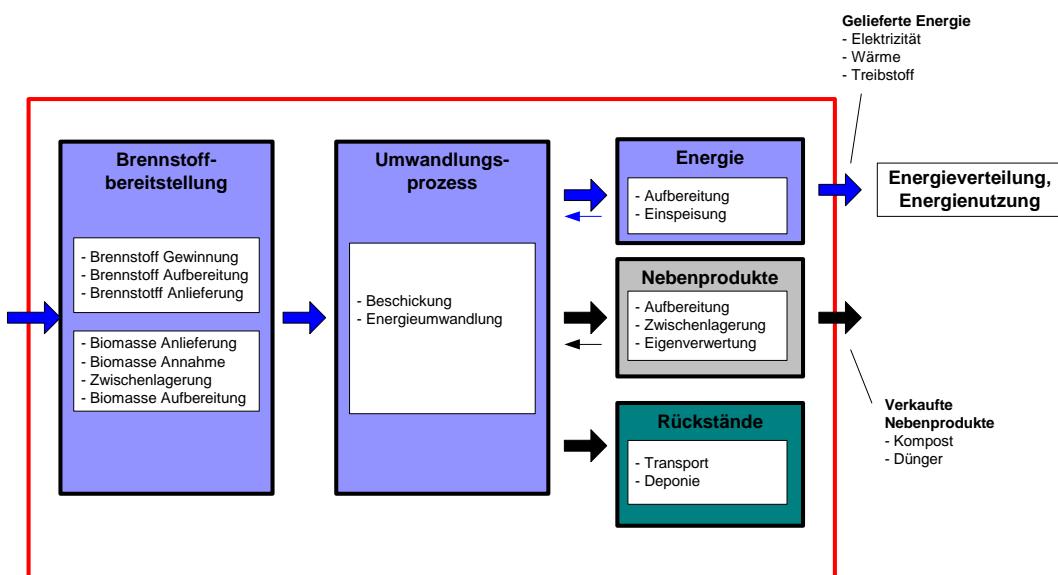


Abbildung 1: Systemgrenzen für die durchgeführten Wirtschaftlichkeitsberechnungen.

1.4 Rahmenbedingungen und Annahmen

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden folgende Festlegungen getroffen bzw. folgende Anforderungen gestellt:

- Die Berechnungen wurden technologiespezifisch durchgeführt.
- Die Berechnungen sollen die realen Verhältnisse in der Praxis abbilden.
- Es wurde mit Vollkosten gerechnet.
- Allfällige anlagenspezifische Subventionen wurden separat ausgewiesen. Die Subventionen in landwirtschaftliche Produkte, in dieser Untersuchung relevant im Bereich der nachwachsenden Rohstoffe bei den biogenen Flüssigtreibstoffen, wurden nicht berücksichtigt.
- Die Abschreibungsdauer soll derjenigen der Anlagebetreiber entsprechen. Zu Vergleichszwecken wird für die Abschreibungsdauer ein Standardwert festgelegt. Für elektro-mechanische Teile wurden 15 Jahre und für den Bauteil 30 Jahre gewählt.
- Es wurde die Annuitätenmethode verwendet.
- Der Kapitalzinssatz wird für Fremdkapital und Eigenkapital separat erfasst und ausgewiesen. Zu Vergleichszwecken wird für den Kapitalzinssatz ein Standardwert festgelegt. Dieser wurde mit 5% p.a. gewählt.
- Bei Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, mit gleichzeitiger Produktion von Wärme und Strom, werden Investitions- und Betriebskosten sowie die nicht energiespezifischen Erträge (z.B. Erlöse aus der Annahme von organischen Abfällen) auf die beiden Energieformen Wärme und Strom aufgeteilt. Gemäss der Wertigkeit wurden die Kosten und Erträge aufgeschlüsselt, im Verhältnis von Elektrizität = 2.5 und Wärme = 1³⁾.
- Grundstückskosten wurden in der Kalkulation standardmäßig berücksichtigt.

3) Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen erzeugen immer zwei Produkte gleichzeitig: Wärme und Strom. 1 kWh Wärme und 1 kWh Strom sind jedoch nicht gleichwertig oder anders ausgedrückt deren technische Arbeitsfähigkeit ist unterschiedlich. Strom kann (fast) vollständig in eine andere Energieform umgewandelt werden wohingegen bei der Wärme der nutzbare Anteil begrenzt ist. Der nutzbare Wärmeanteil ist umso grösser je höher die Temperatur der Wärmequelle und je tiefer die Umgebungstemperatur.

Die Investitions- und Betriebskosten werden üblicherweise für die gesamte Anlage getätig. D.h. diese Kosten werden für die Gewinnung von Wärme und Strom eingesetzt und müssen diesen zwei Produkten zugeordnet werden, um die spezifischen Gestehungskosten berechnen zu können.

Wie oben beschrieben, ist 1 kWh Strom nicht gleichwertig 1 kWh Wärme. Deshalb wurden die Kosten nicht hälftig dem Strom und der Wärme zugeordnet, sondern wegen der höheren Wertigkeit von Strom wurden die Kosten zu 71.4% dem Strom und zu 28.6% der Wärme zugeteilt.

2 Holzenergieanlagen

2.1 Datenbasis und spezifische Annahmen

Für Anlagen zur Wärmeerzeugung und Wärmekraftkopplung mit Holz werden die spezifischen Wärme- und Stromgestehungskosten anhand der Annuitätenmethode bestimmt. Für die Wärmeerzeugung wird als Vergleichsszenario zudem die Wärmeerzeugung aus Heizöl bestimmt. Die Berechnungen werden für je vier Anlagengrößen wie folgt durchgeführt:

- Wärmeerzeugung mit 100 kW, 200 kW, 500 kW und 1 MW Nutzwärmeleistung
- Wärmekraftkopplung (WKK) mit 0,5 MWe, 1 MWe, 2 MWe und 5 MWe elektrischer Nutzleistung.

Bei den ausgewiesenen Wärmegegestaltungskosten ist zu beachten, dass nur die Wärmeerzeugung bewertet ist, nicht jedoch eine allfällige Wärmeverteilung. Der Vergleich zwischen Holz und Heizöl gilt damit nur für Zentralheizungen mit dem angegebenen Wärmebedarf. Für den Vergleich zwischen einer Holzheizung, welche ein Fernwärmennetz versorgt, mit dezentralen Ölheizungen ist zu beachten, dass ein Fernwärmennetz zu zusätzlichen Kosten von rund 2 bis 4 Rp./kWh franko Haus (Abbildung 7) und zu weiteren Kosten für die WärmeÜbergabestation führt. Der in der Studie ausgewiesene Vergleich zwischen Wärme aus Holz mit Wärme aus Heizöl ist deshalb nur bedingt praxisgerecht, weil die Alternative zu einem Fernwärmennetz mit Holz dezentrale Ölheizungen wären. Deren spezifische Kosten sind höher als die Kosten einer grösseren zentralen Ölheizung, dafür entfallen die zusätzlichen Kosten und Wärmeverluste für das Fernwärmennetz. Ein exakter Vergleich zwischen dezentralen Ölheizungen und Fernwärme aus Holz ist deshalb für einen konkreten Anwendungsfall spezifisch durchzuführen. Dabei ist auch zu beachten, dass Einzelverbraucher mit Leistungen von unter 50 kW (somit sämtliche Neubauten an Ein- und Zweifamilienhäusern) aus wirtschaftlichen Gründen ungeeignet sind zum Anschluss an ein Fernwärmennetz.

Datenbasis für die **Wärmeerzeugung** aus Holz und Heizöl bilden Erhebungen an rund 30 Praxisanlagen mit Holzheizung zwischen 2002 und 2005 [Good et al. 2005], Erfahrungen von der Planung und Auslegung von automatischen Holzheizwerken [Good et al. 2004] sowie Erhebungen und Offertanfragen zu Einzelkomponenten und Informationen von Lieferanten und von ausgeführten Anlagen [Verenum 1995 bis 2005, Meier et al. 2004, Nussbaumer et al. 2005]. Im Weiteren werden Wirtschaftlichkeitsdaten für Heizungen mit Heizöl eingesetzt, welche im Rahmen der erwähnten Erhebungen zu Vergleichszwecken bestimmt wurden und mittels Energiepreisen Stand Februar 2006 aktualisiert wurden.

Für die Wärmeerzeugung werden die Kosten einerseits gemäss heutigem Stand der Technik zur Abgasreinigung bestimmt. Dieser Fall wird mit dem Begriff „ohne Feinstaubabscheider“, kurz „oF“ bezeichnet, da gemäss derzeitiger Luftreinhalte-Verordnung für Anlagen im betrachteten Leistungsbereich keine Feinstaubabscheidung erforderlich ist. Dieser Fall be-

schreibt den Stand der heute installierten Anlagen. Im Weiteren werden die Kosten für Anlagen mit Feinstaubabscheidung ausgewiesen, was mit der Bezeichnung „mit Feinstaubabscheider“, kurz „mF“ gekennzeichnet ist. Gemäss Aktionsplan des Bundes zur Feinstaubbekämpfung sind für Anlagen ab 1 MW voraussichtlich ab Mitte 2007 Staubgrenzwerte von 20 mg/m³ (bei 11 Vol.-% O₂) vorgesehen, danach sollen auch für Anlagen unter 1 MW, mindestens ab 350 kW, etappenweise schärfere Grenzwerte von voraussichtlich 30 mg/m³ (bei 13 Vol.-% O₂) eingeführt werden. Aus diesem Grund sind in der Studie bereits heute Anlagen mit Feinstaubabscheidung als Referenz-Fall ausgewiesen, da dies in Kürze zumindest ab 350 kW gefordert sein wird. Zur Einhaltung der geforderten Grenzwerte kommen sowohl Gewebefeinstaubabscheider als auch Elektroabscheider⁴ in Frage. Im betrachteten Leistungsbereich verursachen Elektroabscheider nach heutigem Stand der Technik höhere Kapitalkosten, während Gewebefeinstaubabscheider höhere Betriebskosten aufweisen [Jirkowsky et al. 2002]. Bei den betrachteten Annahmen für die Kalkulationsdauer und Finanzierung verursachen beide Abscheider annähernd gleiche Gesamtkosten, was in einer separaten Studie detailliert ausgewiesen ist [Nussbaumer 2006]. Aus diesem Grund wird in der vorliegenden Studie nicht unterschieden, ob Gewebefeinstaubabscheider oder Elektroabscheider zum Einsatz kommen. Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden sowohl bei den Investitions- als auch bei den Betriebskosten die Mittelwerte zwischen Elektroabscheidern und Gewebefeinstaubabscheidern eingesetzt. Die ausgewiesenen Gesamtkosten sind damit für beide Systeme nach heute verfügbarem Stand der Technik gültig. Ein allfälliges Potenzial zur Kostenreduktion bei breiter Einführung der Technologien im betrachteten Leistungsbereich ist dabei nicht berücksichtigt. Da Feinstaubabscheider im Leistungsbereich unter 1 MW bis heute erst vereinzelt im Einsatz stehen ist allerdings auch zu beachten, dass die Kostenerhebung für die Feinstaubabscheidung derzeit noch mit einer erhöhten Unsicherheit behaftet ist.

Die Datenerhebung für Anlagen zur **Wärmekraftkopplung** basiert auf einzelnen Erhebungen zu einigen wenigen ausgeführten Anlagen in der Schweiz sowie auf ausgelegten Anlagen und Offerten dazu im Leistungsbereich von 1 MWe bis 5 MWe [Baumgartner et al. 1996, Biollaz et al. 1996, Nussbaumer et al. 1997, van Loo und Koppejan 2002, FNR 2000, Verenum 1995 bis 2005]. Ältere Daten wurden teilweise aktualisiert, wobei bezüglich Investitionskosten in den vergangenen Jahren keine wesentlichen Änderungen eingetreten sind, da die geringfügige Teuerung der vergangenen Jahre durch international stärkeren Wettbewerb im Anlagenbau zumindest kompensiert wurde.

Für WKK-Anlagen ist aufgrund der Anlagengrösse bereits heute eine Feinstaubabscheidung auf unter 50 mg/m³ (bei 11 Vol.-% O₂) notwendig. Die für die Wärmeerzeugung beschriebene Unterscheidung entfällt somit, da alle beschriebenen WKK-Anlagen über eine Feinstaubabscheidung verfügen und der Kostenunterschied zur Entstaubung auf künftig 20 mg/m³ anstelle von derzeit 50 mg/m³ unerheblich ist. Für Anlagen zur Wärmekraftkopplung wird ein

⁴ Anlagen mit Gewebefeinstaubabscheider oder Elektroabscheider werden im Weiteren als „mit Feinstaubabscheider“ bezeichnet. Für Elektroabscheider wird oft auch die Bezeichnung Elektrofeinstaubabscheider verwendet. Da die Abscheidung

100% wärmegeführter Betrieb vorausgesetzt. Zur Berücksichtigung der höheren energetischen Wertigkeit von Strom werden die Wärme- und Stromgestehungskosten für den WKK-Fall auf zwei Arten berechnet:

- Zum Einen werden Strom und Wärme gleichwertig eingesetzt und deren Produktion summiert, so dass für Wärme und Strom identische spezifische Gestehungskosten resultieren. Dieser Fall wird als „ungewichtet“ bezeichnet.
- Zum Andern erfolgt eine Bestimmung der Wärme- und Stromgestehungskosten unter einer exergetischen Bewertung des Stroms mit einem Faktor von 2,5. Für diesen Fall resultieren für den Strom 2,5-mal so hohe Gestehungskosten wie für die Wärme.

Durch Variation der Eingabeparameter wird der Einfluss der wichtigsten Betriebsparameter auf die Wärme- und Stromgestehungskosten ausgewiesen, wobei folgende Fälle unterschieden werden:

- Für Holz und Heizöl werden standardmäßig je drei Preisniveaus angenommen, wobei die Referenzwerte aktuellen und typischen Energiepreisen Stand Frühjahr 2006 entsprechen, nämlich Heizöl franko Tank zu 8 Rp./kWh und Waldhackschnitzel guter Qualität franko Silo zu 5 Rp./kWh. Energieholz ist teilweise auch günstiger verfügbar, insbesondere wenn Restholz in einem holzverarbeitenden Betrieb zur Verfügung steht oder aus der Nachbarschaft bezogen werden kann. Dies wird jedoch nicht als Regelfall angesehen, entspricht aber ungefähr dem berechneten kostengünstigen Fall von Energieholz zu 2,5 Rp./kWh. Zum Nachweis der Kosten-Sensitivität werden die Wärmegestehungskosten zudem für Holz zu 7,5 Rp./kWh ausgewiesen sowie für Heizöl 4 Rp./kWh und 12 Rp./kWh als Varianten berechnet. Der Holzpreis wird damit rund ein Drittel günstiger angenommen als der Ölpreis. Damit wird berücksichtigt, dass Energieholz deutlich höhere Investitionskosten und geringfügig tiefere Anlagenwirkungsgrade verursacht.
- Für den Betrieb werden jährliche Vollbetriebsstundenzahlen von 1500 h/a, 2000 h/a und 2500 h/a für Wärme sowie von 2000 h/a, 4000 h/a, 6000 h/a und 8000 h/a für Wärmekraftkopplung angenommen. Für die Wärmeerzeugung werden 2000 h/a als Referenzfall bewertet. Ein Betrieb mit 1500 h/a entspricht dem heute in der Praxis oft anzutreffenden Anwendungsfall mit einer überdimensionierten Heizanlage, während ein Betrieb mit 2500 h/a einer optimal ausgelasteten Heizanlage mit Warmwassererzeugung entspricht, jedoch nicht in allen Fällen erreicht werden kann. Für die Wärmekraftkopplung wird bei einer Anwendung als wärmegeführte Heizanlage ein Betrieb von ebenfalls rund 2000 h/a erwartet, entsprechende Anlagen werden jedoch aus wirtschaftlichen Gründen praktisch nicht realisiert. Typische WKK-Anwendungen erzielen rund 4000 h/a, was in der vorliegenden Studie als Referenzfall bewertet wird. Ein Betrieb mit 6000 h/a dient als Vergleichswert mit Kraftwerksanlagen gemäß Szenario des Bundes, während ein Betrieb mit 8000 h/a einer als Bandlast eingesetzten WKK-Anlage entspricht.

- Die Berechnung der Kapitalkosten erfolgt nach der vereinfachenden realen Betrachtungsweise mit folgender Annahme [Good et al. 2004]:

$$\text{Kalkulationszins} = \text{Realzins} = \text{Kapitalzins} - \text{Teuerung}$$

Eine Erhebung von Praxisdaten an 30 Holzheizwerken zeigt, dass in den vergangenen Jahren Fremdkapital für automatische Holzheizanlagen zu folgenden Bedingungen verfügbar war [Good et al. 2005]:

Kapitalzins	Minimum	Maximum	Median	Mittelwert ± Std.
[%/a]	3.2	6.5	5.0	4.9 ± 0.9

- Bei den Kapitalkosten kann im Berechnungsprogramm zwischen Fremd- und Eigenkapital unterschieden werden, indem der Anteil Fremdkapital als Eingabegröße gewählt werden kann und für Fremd- und Eigenkapital unterschiedliche Zinssätze vorgegeben werden können.
- Nachfolgend werden alle Berechnungen mit einem Kalkulationszinssatz von 5,0% p.a. für Fremd- und für Eigenkapital durchgeführt und die Teuerung wird mit Null eingesetzt, so dass mit einem Realzins von 5,0% p.a. gerechnet wird.
- Da für Fremd- und Eigenkapital der gleiche Satz eingesetzt wird, ist der Anteil Fremdkapital unerheblich. Aus der Praxiserhebung ist bekannt, dass zur Finanzierung üblicherweise rund 70% bis 75% Fremdkapital zur Verfügung stehen, so dass als Referenzwert für allfällig unterschiedliche Zinssätze im Berechnungsprogramm 75% Fremdkapital vorgesehen ist.
- Für Technik, Gebäude und Land können unterschiedliche Kalkulationsdauern eingesetzt werden. Aus Erfahrungen mit bestehenden Anlagen kann davon ausgegangen werden, dass die Lebensdauer der technischen Einrichtungen im Durchschnitt mindestens 15 Jahre beträgt und für Gebäude (im betrachteten Fall zählt insbesondere auch der bauliche Teil des Brennstofflagers oder Silos dazu) mindestens 30 Jahre beträgt. Für die nachfolgenden Berechnungen werden deshalb 15 Jahre für die Technik sowie 30 Jahre für Gebäude und Land eingesetzt.
- Um den Einfluss der Landkosten aufzuzeigen erfolgt eine Unterscheidung in Stadt und Land mit unterschiedlichen Baulandpreisen. Da das Land auch nach Rückbau von Anlage und Gebäude erhalten bleibt, könnte für den Landteil bei Bedarf auch eine sehr lange Kalkulationsdauer, im Extremfall von Unendlich, eingesetzt werden. Diese Betrachtung wäre gleichbedeutend mit einer Bewertung, bei der das Land zum Nulltarif zur Verfügung steht, womit der Unterschied zwischen Stadt und Land entfallen würde. Eine solche Bewertung wird für eine Vollkostenrechnung als unzulässig betrachtet, da die Landnutzung für eine Heizzentrale eine anderweitige Wertschöpfung durch das Land ausschließt. Sofern die Landkosten bewertet werden, ist deshalb eine identische Betrachtungsdauer wie

für das Gebäude sinnvoll, weshalb für das Bauland eine Kalkulationsdauer von 30 Jahren eingesetzt wird.

- Im betrachteten Leistungsbereich zur Wärmeerzeugung von 100 kW bis 1 MW kommen zwei Bauarten von Feuerungen zum Einsatz, nämlich Unterschubfeuerungen (Abbildung 2) und Vorschubrostfeuerungen (Abbildung 3). Letztere sind für Leistungen unter 500 kW teurer, d.h. die Investitionskosten sind mindestens 20% höher. Da die Feuerung jedoch nur rund 20% der Gesamtkosten verursacht, verursacht die Unterscheidung des Feuerungstyps weniger als 5% unterschiedliche Gesamtinvestitionskosten. Im Weiteren verursacht die teurere Feuerungsart im Gegenzug tiefere Personalkosten, so dass der Unterschied in der Gesamtbetrachtung noch geringer ausfällt. In der vorliegenden Studie wird deshalb auf eine Unterscheidung zwischen den zwei Feuerungstypen verzichtet.
- Zur Wärmekraftkopplung kommen für die in der Studie betrachteten Leistungen ab rund 5 MW zugeührter Leistung als konventionelle Technik Rostfeuerungen sowie als Alternative Wirbelschichtfeuerungen in Frage. In beiden Fällen verfügt die Anlage über einen Dampfkessel sowie in der Regel über eine Dampfturbine. Für Leistungen unter 1 MWe bis 2 MWe kommen auch Dampfmotoren in Frage. Zur Staubabscheidung werden für naturließene Holzbrennstoffe in der Regel Elektroabscheider eingesetzt. Die in der vorliegenden Studie gemachten Abschätzungen zur Wärmekraftkopplung basieren deshalb auf Anlagen mit Rostfeuerungen und Dampfkessel sowie Elektroabscheidern, was dem heutigen Standard für solche Anwendungen entspricht (Abbildung 4 und Abbildung 5).

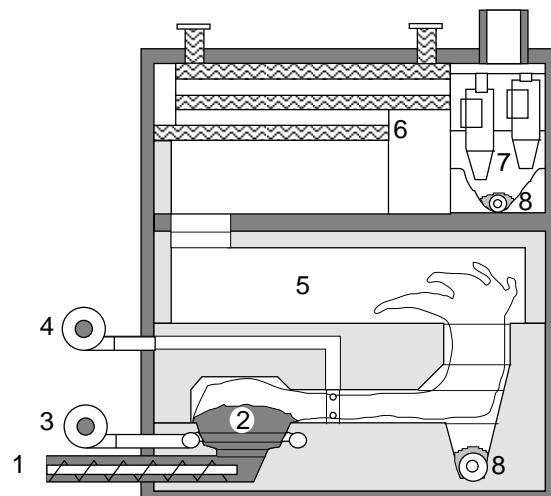


Abbildung 2 Unterschubfeuerung. 1 Brennstoffzuführung, 2 Verbrennungsretorte, 3 Primärluft, 4 Sekundärluft, 5 Brennkammer, 6 Wärmeübertrager, 7 Zyklon, 8 Ascheaustragung. Abbildung: Verenum.

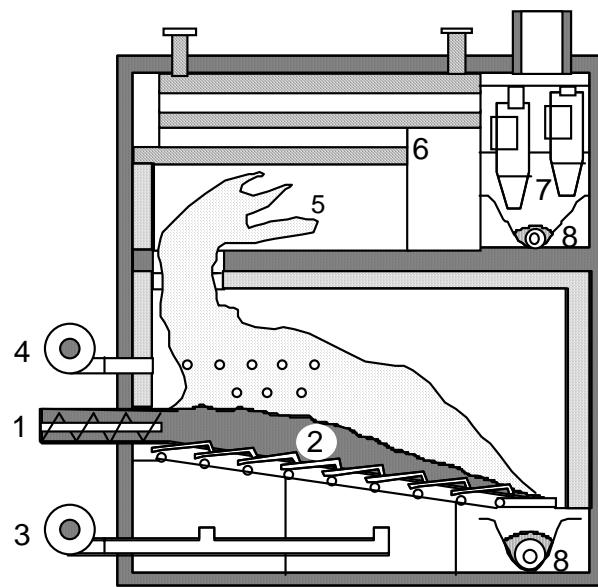


Abbildung 3 Vorschubrostfeuerung (Gegenstromprinzip). 1 Brennstoffzuführung, 2 Rost, 3 Primärluft, 4 Sekundärluft, 5 Brennkammer, 6 Wärmeübertrager, 7 Zyklon, 8 Ascheaustragung. Abbildung: Verenum.

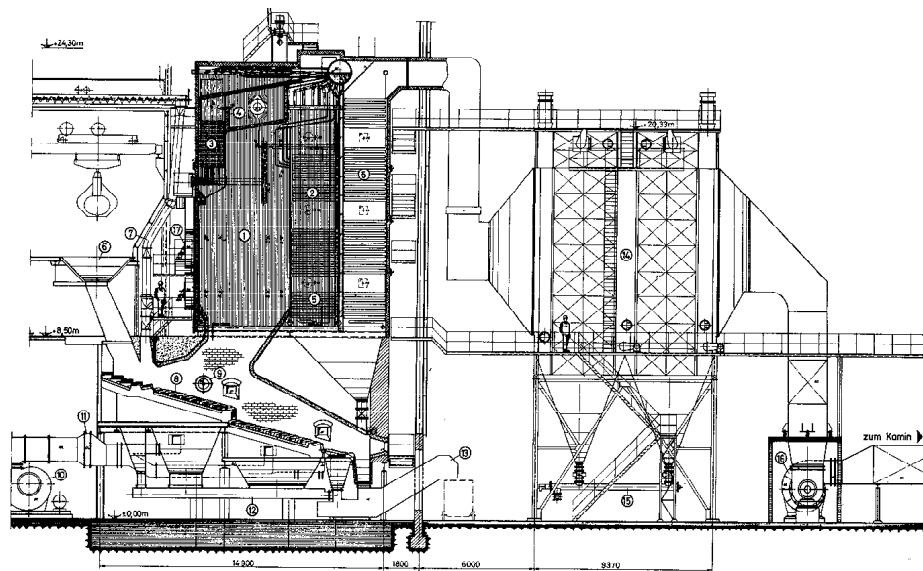


Abbildung 4: Beispiel einer Vorschubrostfeuerung mit Dampfkessel und Elektroabscheider für typische WKK-Anwendungen mit thermischen Leistungen ab 10 MW in der Holzindustrie. Abbildung: Standardkessel GmbH, D.

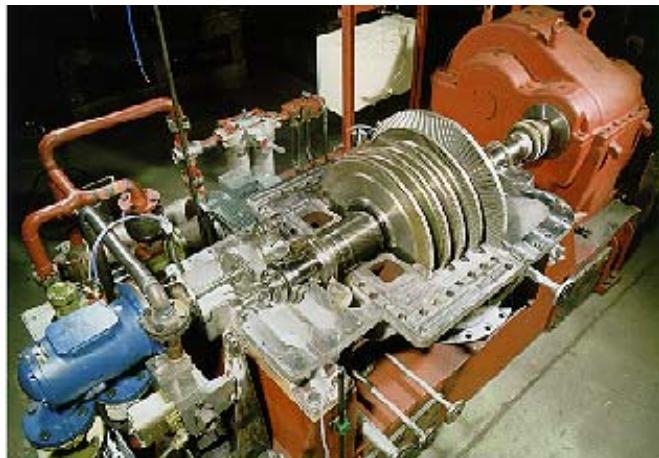


Abbildung 5: Beispiel einer Dampfturbine für WKK-Anlagen mit Holz. Fünfstufige Axialturbine, wie sie mit Leistungen bis zu 6 MWe angeboten wird. Foto: Tuthill Nadrowski, D.

- Die Daten für Investitionskosten (Abbildung 6), Kapitalbedingungen, Brennstoffeigenschaften, Brennstoffkosten, Betriebsnebenkosten und Anlagenwirkungsgrad zur Wärmeerzeugung basieren auf Erhebungen an fünf- bis zehnjährigen Praxisanlagen, die im Zeitraum zwischen 2002 und 2005 untersucht wurden [Good et al. 2005]. Die erhobenen Daten weisen jeweils eine erhebliche Bandbreite auf. In Bezug auf die spezifischen Investitionskosten macht die Bandbreite einen Faktor 1,5 bis zu 2 aus. Allerdings ist zu beachten, dass hohe spezifische Investitionskosten in der Regel auf Besonderheiten des Anlagenstandorts oder auf mangelhafte Planung und Ausführung zurückzuführen sind. So können die Gebäudekosten bei Wärmeerzeugungsanlagen mit Holz bis zu weit mehr als 50% ausmachen, wenn zum Beispiel wegen baulichen Besonderheiten (Hanglage, Gebäudehöhe, Ortsbild) oder der Notwendigkeit des Baus einer Zuführungsstrasse für die Brennstoffanlieferung aussergewöhnlich hohe Kosten anfallen. In der vorliegenden Studie werden solche Fälle ausgeschlossen. Für den Wirtschaftlichkeitsvergleich wird von einem Neubau auf einem erschlossenen Grundstück in der Ebene ausgegangen. Für die Holzheizanlage wird dazu ein Anteil der Gebäudekosten von 35% der Gesamtinvestition angenommen, für die Ölheizung von 25%. Die Gebäudekosten enthalten dabei den Brennstofflagerraum, im Fall der Holzheizung ein Silo und im Fall der Ölheizung der Tankraum, der Öltank wird dagegen der Technik zugeordnet. Im Weiteren ist zu beachten, dass in der Praxis auch eine Überdimensionierung der Feuerung zu tiefen Vollbetriebsstunden und damit zu erhöhten Wärmegestehungskosten führt. Zudem variieren die von den Betreibern ausgewiesenen Brennstoffpreise von Null in holzverarbeitenden Betrieben bis zu über 8 Rp./kWh in Gemeinden, welche die Waldbewirtschaftung über die Holzheizanlage unterstützen. Beide Extremwerte sind für eine Vollkostenrechnung nach marktwirtschaftlichen Kriterien unzulässig, da sie versteckte Subventionen mit unterschiedlichem Vorzeichen enthalten. Eigenkapital wird von Betreibern oft nicht ausgewiesen, weshalb die bei einer Vollkostenrechnung zu bewertenden Kapitalkosten oft

unterschätzt werden. Oftmals werden bei Praxisanlagen auch die Personalkosten für den Unterhalt oder die Verwaltungskosten nicht ausgewiesen, da zum Beispiel der Aufwand des Betriebsabwärts nicht der Heizanlage zugerechnet wird. Entsprechende Faktoren sind aber bei einer Vollkostenrechnung ebenfalls zu berücksichtigen, was im Folgenden gemacht wird.

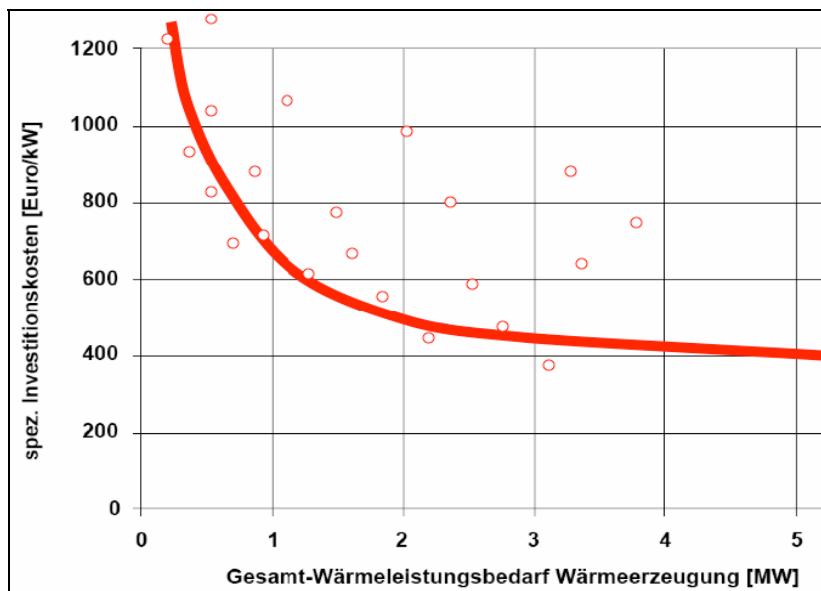


Abbildung 6: Spezifische Investitionskosten für Technik und Gebäude von Holzheizwerken ohne Fernwärmennetz bei Neubau auf erschlossenem Bauland in der Ebene in Funktion der Leistung. Berücksichtigt sind die gesamten Investitionskosten für Technik und Gebäude (Heizkessel, Heizraum, Kamin, hydraulische Einbindung, Steuerung und Brennstofflagerung mit Austragung). Die Linie zeigt die bei korrekter Planung und Ausführung erreichbaren Werte [Good et al. 2004], die Punkte illustrieren exemplarisch die typische Streubreite von während der letzten zehn Jahre realisierten Anlagen.

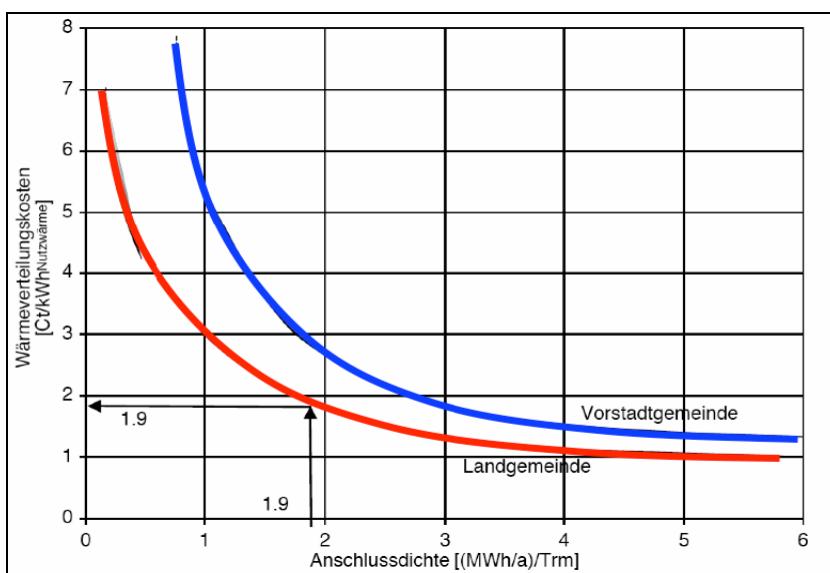


Abbildung 7: Spezifische Wärmeverteilungskosten in Funktion der Anschlussdichte für Wärmenetze [Good et al. 2004].

- In der vorliegenden Studie wird für Holzanlagen angenommen, dass die Randbedingungen für eine Holzanlage geeignet ist, also erschlossenes Bauland auf ebenem Grund zur Verfügung steht. Im Weiteren wird eine korrekte Anlagenplanung vorausgesetzt. Dagegen werden zur Sicherstellung der Vergleichbarkeit sämtliche Kosten im Sinne einer Vollkostenrechnung erfasst und ausgewiesen, also auch Eigenkapital und eigenes Personal. Die so berechneten Wärme- und Stromgestehungskosten entsprechen den unter geeigneten Randbedingungen und bei guter Anlagenplanung erreichbaren und von guten Praxisanlagen erreichten Werten. Die Praxiserhebung an 30 Anlagen zeigt, dass viele Anlagen zu teuer gebaut und/oder überdimensioniert wurden. Aus diesen Daten wurden die Kosten einer optimalen Anlage abgeschätzt, was für QM Holzheizwerke [Good et al. 2004] als Benchmark dient. Einige von den seit dem Jahr 2000 mit QM Holzheizwerke realisierten Anlagen zeigen, dass diese Benchmark erfüllbar ist. Die nachfolgend als Annahme eingesetzten Zahlen entsprechen so ausgelegten Anlagen. Eine Abweichung der Kosten nach unten ist dann möglich, wenn zum Beispiel ein bestehendes Gebäude genutzt werden kann. Solche Fälle werden in der vorliegenden Studie nicht berücksichtigt. Bei einer Vollkostenbetrachtung ist das Kostensparpotenzial deshalb nach unten eng limitiert, d.h. die Kosten können auch unter optimalen Bedingungen kaum um mehr als 10% unterschritten werden. Eine Kostenüberschreitung nach oben ist dagegen offen, das heisst, dass bei besonderen Randbedingungen oder schlechter Planung eine Kostenüberschreitung um weit mehr als 50% möglich ist.
- Brennstoffkosten: Aktuell kann in der Schweiz mit einem mittleren Preis von 4,5 bis 5 Rp./kWh für Waldhackschnitzel franko Silo gerechnet werden, weshalb ein Preis von 5 Rp./kWh als Referenzwert eingesetzt ist. Für holzverarbeitende Betriebe wird oft intern ein Preis von Null eingesetzt, was aber nicht den realen Marktwert abbildet. Für den Bezug von Restholz kann derzeit mit rund 2 bis 3 Rp./kWh gerechnet werden, deshalb ein

Preis von 2,5 Rp./kWh als unteres Niveau für den Bezug von Holz eingesetzt wird. Ein höherer Wert als 5 Rp./kWh wird sich dann einstellen, wenn der Ölpreis weiter steigt. In einem freien Markt wird sich der Energieholzpreis dem Heizölpreis angleichen, er wird jedoch wegen der deutlich höheren Investitions- und Betriebsnebenkosten mindestens 20% bis 30% unter den Preisen für Heizöl und Erdgas liegen.

- Tabelle 2, 3 und 4 zeigen eine Zusammenfassung der Annahmen für die als Referenzfälle ausgewiesenen Berechnungen für Wärme aus Holz und Heizöl sowie für Wärmekraftkopplung mit Holz.

Finanzierung	Kalkulationsdauer	Technik	[a]	15
		Gebäude	[a]	30
		Land	[a]	30
	Teuerung		[%/a]	0.0%
	Kalkulationszinssatz (Kapitalzins – Teuerung)	Fremdkapital	[%/a]	5.0%
		Eigenkapital	[%/a]	5.0%
	Finanzierung	Fremdkapital	[%]	75%
	Landpreis erschlossen	Land	[Fr./m ²]	200
		Stadt	[Fr./m ²]	2000
	Ausnutzungsziffer	Geb.fl. / Land.fl.	[m ² /m ²]	0.80
Bewertung	Bewertung von Strom für WKK	Strom/Wärme	[–]	2.5
Betrieb	Vollbetriebsstunden pro Jahr		[h/a]	2000
Heizöl	Brennstoffpreis franko Anlage	Hoch	[Rp./kWh _{end}]	12.0
		Referenz	[Rp./kWh _{end}]	8.0
		Tief	[Rp./kWh _{end}]	4.0
Holz	Brennstoffpreis franko Anlage	Hoch	[Rp./kWh _{end}]	7.5
		Referenz	[Rp./kWh _{end}]	5.0
		Tief	[Rp./kWh _{end}]	2.5
	Heizwert	Referenz	[kWh _{end} /kg TS]	5.0
	Aschegehalt	Referenz	[Gew.-% TS]	1.2%
	Entsorgungspreis Asche	Referenz	[Fr./t]	200

Tabelle 2: Referenzannahmen für Finanzdaten (variable Eingabedaten).

			T + G	T	G	F
Wärme aus Holz	100 kW	[Fr./kW _{Nutz}]	2'300	1495	805	850
	200 kW	[Fr./kW _{Nutz}]	1'900	1235	665	500
	500 kW	[Fr./kW _{Nutz}]	1'500	975	525	250
	1 MW	[Fr./kW _{Nutz}]	1'000	650	350	150
Wärme aus Heizöl	100 kW	[Fr./kW _{Nutz}]	1'000	750	250	0
	200 kW	[Fr./kW _{Nutz}]	730	550	180	0
	500 kW	[Fr./kW _{Nutz}]	500	375	125	0
	1 MW	[Fr./kW _{Nutz}]	400	300	100	0
WKK mit Holz	0.5 MWe	[Fr./kW _{Nutz}]	1'714	1457	257	0
	1 MWe	[Fr./kW _{Nutz}]	1'250	1063	188	0
	2 MWe	[Fr./kW _{Nutz}]	1'200	1020	180	0
	5 MWe	[Fr./kW _{Nutz}]	1'058	899	159	0
<i>Eingabe pro kWe</i>	0.5 MWe	[Fr./kWe]	15'000			
	1 MWe	[Fr./kWe]	10'000			
	2 MWe	[Fr./kWe]	7'500			
	5 MWe	[Fr./kWe]	5'500			

Tabelle 3: Annahmen für Investitionskosten.

T = Technik (für Heizöl inkl. Tank, für Holz exkl. Silo und exkl. Feinstaubabscheider)

G = Gebäude (Heizraum und Lagerraum für Brennstoff (für Holz = Silo))

F = Feinstaubabscheider.

				Fix	Variabel	je ... h/a
Betriebskosten	Holzwärme		[% (T+G) / a]	1.50%	1.25%	2000
	Heizöl		[% (T+G) / a]	0.50%	0.50%	2000
	Holz-WKK		[% (T+G) / a]	1.50%	1.25%	2000
	Feinstaubabscheider für Holzwärme		[% F/a]	3.00%	1.50%	2000
Wärme	Jahresnutzungsgrad Holz	Referenz	[%]	80%		
	Jahresnutzungsgrad Heizöl	Referenz	[%]	85%		
Wirkungsgrad				Strom	Wärme	Total Nutz
	Netto-Jahresnutzungsgrad WKK	0.5 MWe	[%]	8.0%	62.0%	70.0%
	Wärmeauskopplung 2 bar/120°C	1 MWe	[%]	9.0%	63.0%	72.0%
	Gegendruck 0,1 bar/46°C (BAT)	2 MWe	[%]	12.0%	63.0%	75.0%
		5 MWe	[%]	15.0%	63.0%	78.0%
	Gewichteter Nutzungsgrad WKK	0.5 MWe	[%]	20.0%	62.0%	82.0%
		1 MWe	[%]	22.5%	63.0%	85.5%
		2 MWe	[%]	30.0%	63.0%	93.0%
		5 MWe	[%]	37.5%	63.0%	100.5%
Leistungen	Wärme aus Holz	100 kW	[MW]		0.10	0.10
		200 kW	[MW]		0.20	0.20
		500 kW	[MW]		0.50	0.50
		1 MW	[MW]		1.00	1.00
		100 kW	[MW]		0.10	0.10
	Wärme aus Heizöl	200 kW	[MW]		0.20	0.20
		500 kW	[MW]		0.50	0.50
		1 MW	[MW]		1.00	1.00
		0.5 MWe	[MW]	0.50	3.88	4.38
	WKK mit Holz	1 MWe	[MW]	1.00	7.00	8.00
		2 MWe	[MW]	2.00	10.50	12.50
		5 MWe	[MW]	5.00	21.00	26.00
						33.33
Kostenanteil	Wärme aus Holz	Gebäudeanteil	[%]	35%		
	Wärme aus Heizöl	Gebäudeanteil	[%]	25%		
	WKK mit Holz	Gebäudeanteil	[%]	15%		
Landbedarf	Wärme aus Holz				Fläche	
		100 kW	[m ² /MW _{Nutz}]	400		50
		200 kW	[m ² /MW _{Nutz}]	300		75
		500 kW	[m ² /MW _{Nutz}]	250		156
		1 MW	[m ² /MW _{Nutz}]	200		250
	Wärme aus Heizöl	100 kW	[m ² /MW _{Nutz}]	300		38
		200 kW	[m ² /MW _{Nutz}]	250		63
		500 kW	[m ² /MW _{Nutz}]	160		100
		1 MW	[m ² /MW _{Nutz}]	100		125
	WKK mit Holz	0.5 MWe	[m ² /MW _{Nutz}]	250		1367
		1 MWe	[m ² /MW _{Nutz}]	200		2000
		2 MWe	[m ² /MW _{Nutz}]	175		2734
		5 MWe	[m ² /MW _{Nutz}]	150		4875

Tabelle 4: Referenzannahmen für weitere Daten (feste Eingabedaten).

T = Technik (für Heizöl inkl. Tank, für Holz exkl. Silo und exkl. Feinstaubabscheider)

G = Gebäude (Heizraum und Lagerraum für Brennstoff (für Holz = Silo))

F = Feinstaubabscheider.

2.2 Wärme aus Holz

2.2.1 Betrieb mit 2000 h/a auf dem Land (Referenzfall Wärme)

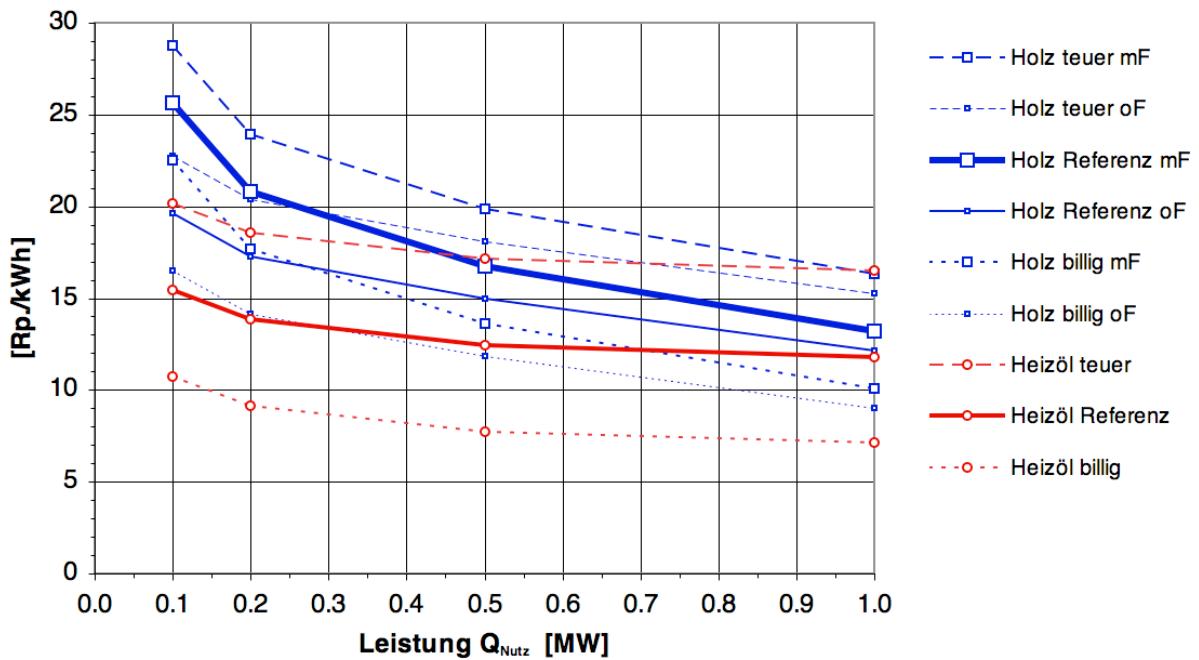


Abbildung 8: Wärmegestehungskosten mit Holz und Heizöl Fall „Land“ (Fr. 200.– pro m^2) für 2000 h/a.

oF = ohne Feinstaubabscheider, mF = mit Feinstaubabscheider.

Holzpreis teuer, Referenz, billig: 7,5 / 5 / 2,5 Rp./kWh

Heizölpreis teuer, Referenz, billig: 12 / 8 / 4 Rp./kWh.

2.2.2 Betrieb mit 1500 h/a auf dem Land

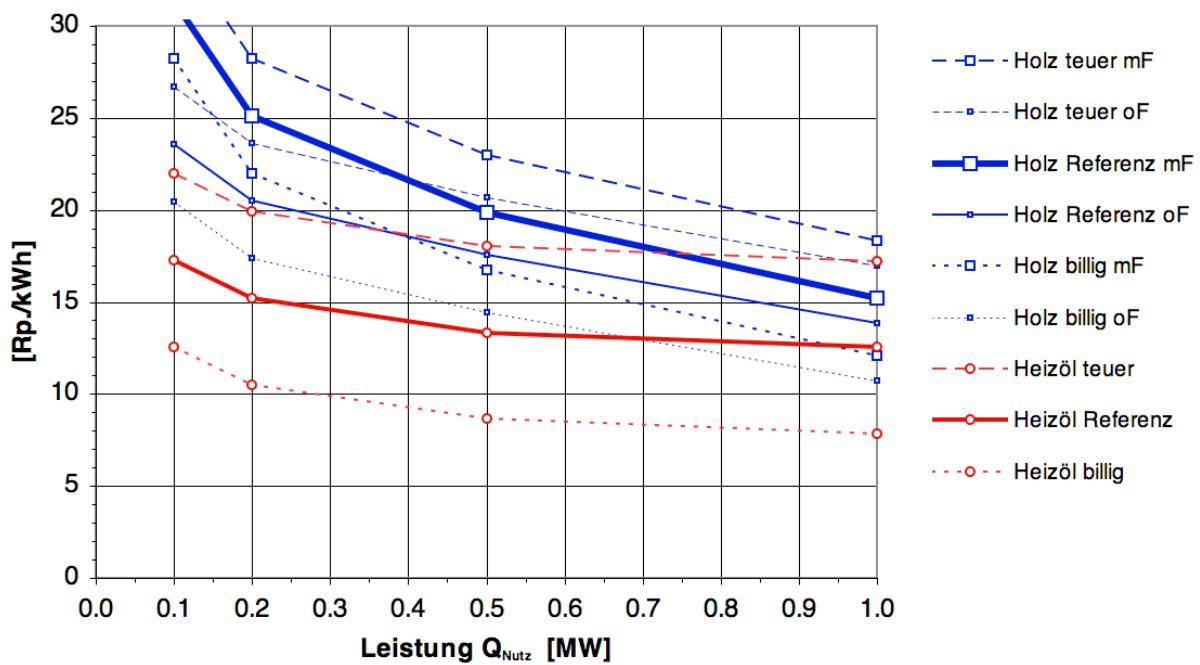


Abbildung 9: Wärmegestehungskosten mit Holz und Heizöl Fall „Land“ (Fr. 200.– pro m^2) für 1500 h/a.

oF = ohne Feinstaubabscheider, mF = mit Feinstaubabscheider.

Holzpreis teuer, Referenz, billig: 7,5 / 5 / 2,5 Rp./kWh

Heizölpreis teuer, Referenz, billig: 12 / 8 / 4 Rp./kWh.

2.2.3 Betrieb mit 2500 h/a auf dem Land

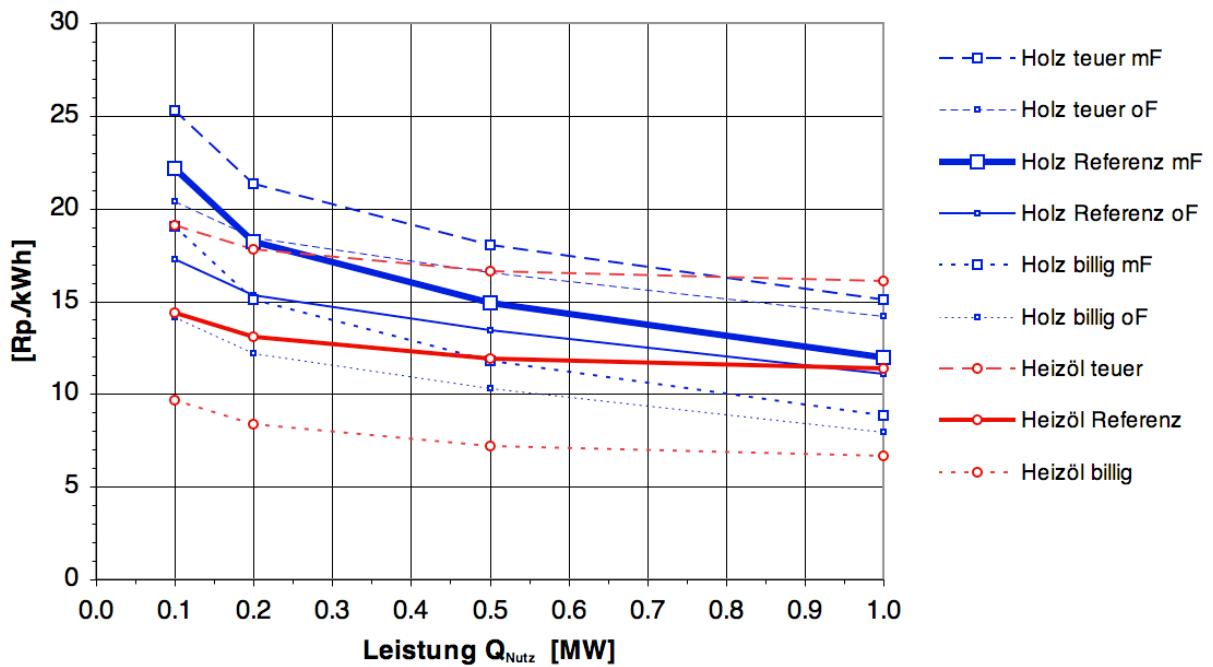


Abbildung 10: Wärmegestehungskosten mit Holz und Heizöl Fall „Land“ (Fr. 200.– pro m^2)
für 2500 h/a.

oF = ohne Feinstaubabscheider, mF = mit Feinstaubabscheider.

Holzpreis teuer, Referenz, billig: 7,5 / 5 / 2,5 Rp./kWh

Heizölpreis teuer, Referenz, billig: 12 / 8 / 4 Rp./kWh.

2.2.4 Vergleich Stadt/Land für Betrieb mit 2000 h/a

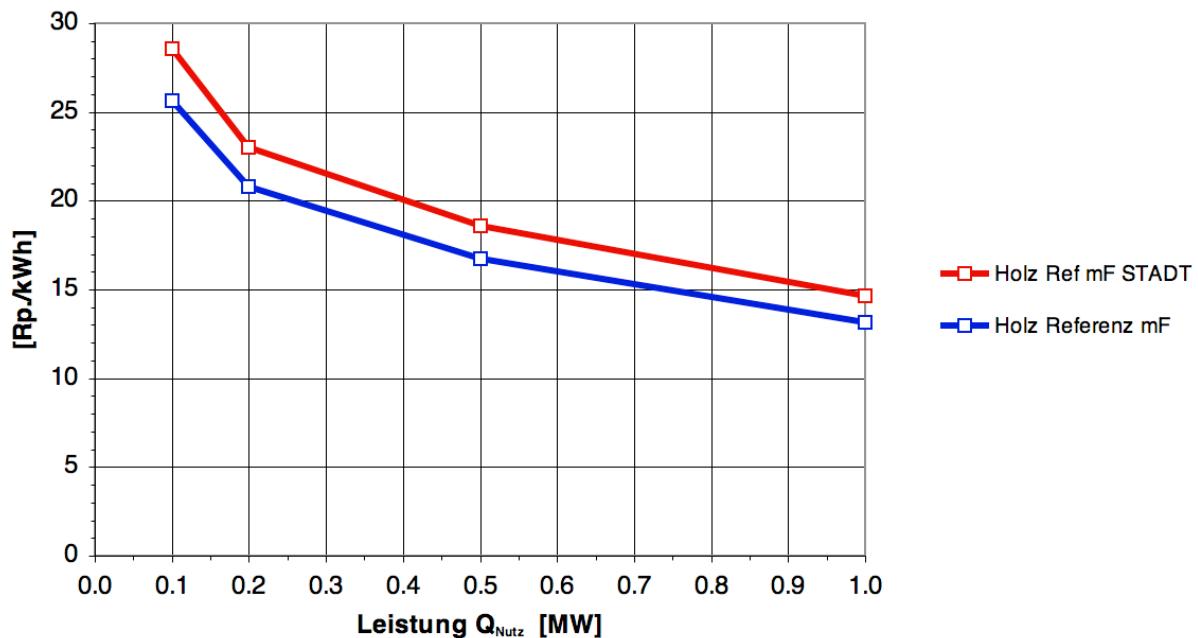


Abbildung 11: Wärmegestehungskosten mit Holz und Heizöl für 2000 h/a, Vergleich Stadt (Fr. 2000.– pro m²) mit Referenzfall Land (Fr. 200.– pro m²). Holzpreis Referenz: 5 Rp./kWh.

Für den Fall „Land“ ist die Berücksichtigung der Kapitalkosten für das Bauland vernachlässigbar, da der Unterschied zwischen Fr. 0.– und Fr. 200.– pro m² nur 10% des Unterschieds zwischen Stadt und Land ausmacht.

2.3 Wärmekraftkopplung mit Holz

2.3.1 Betrieb mit 4000 h/a (Referenzfall WKK)

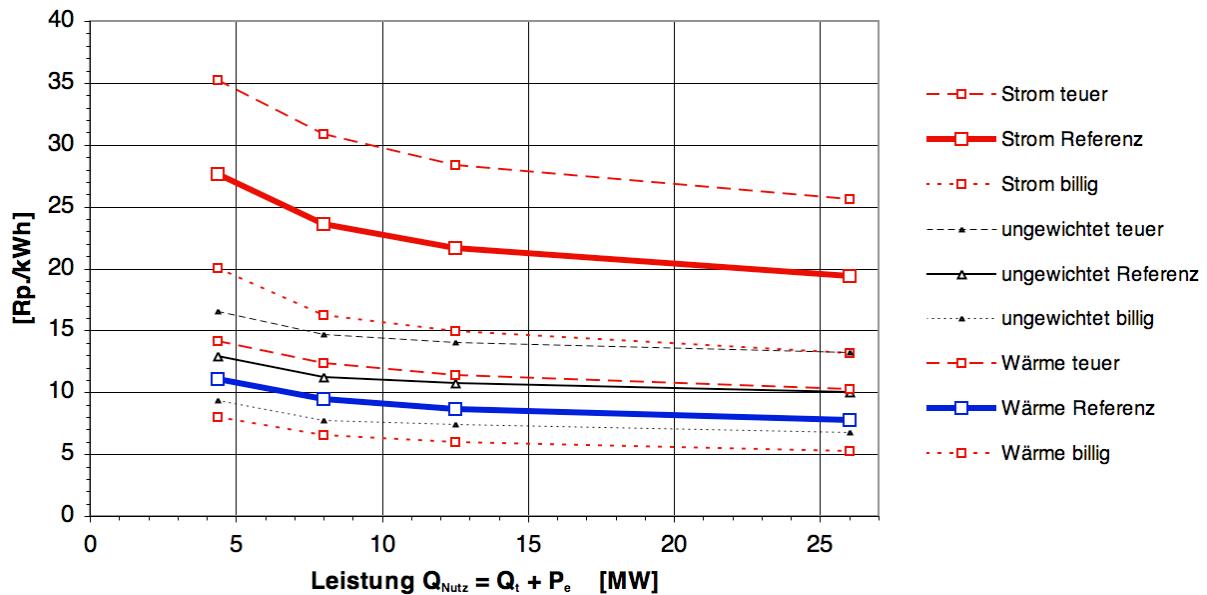


Abbildung 12: Wärme- und Stromgestehungskosten mit Holz Fall „Land“ (Fr. 200.– pro m²) für 4000 h/a.

Holzpreis teuer, Referenz, billig: 7,5 / 5 / 2,5 Rp./kWh.

„ungewichtet“: Strom und Wärme sind gleich bewertet.

„Strom“ bzw. „Wärme“: Strom ist mit Faktor 2,5 bewertet und somit 2,5 mal so teuer wie Wärme.

Die Nutzleistung entspricht der Summe aus Nutzwärmeleistung plus elektrischer Nutzleistung.

Die berechneten Fälle entsprechen einer Anlage von 0,5 MWe, 1 MWe, 2 MWe und 5 MWe.

2.3.2 Betrieb mit 2000 h/a

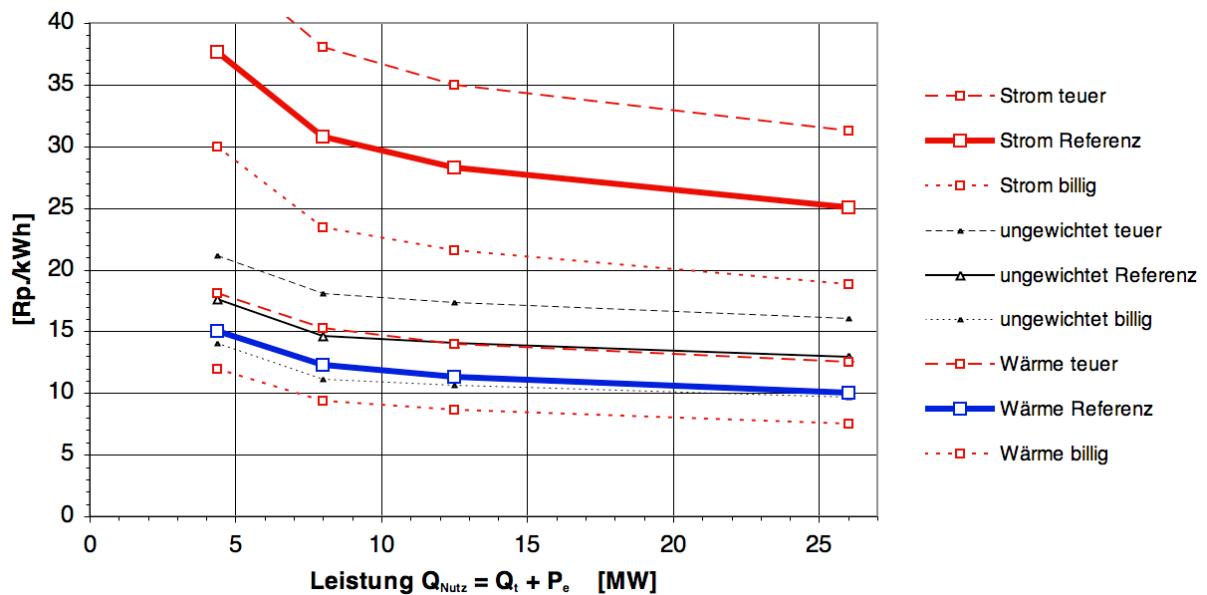


Abbildung 13: Wärme- und Stromgestehungskosten für 2000 h/a. Annahmen wie Referenzfall WKK.

2.3.3 Betrieb mit 6000 h/a

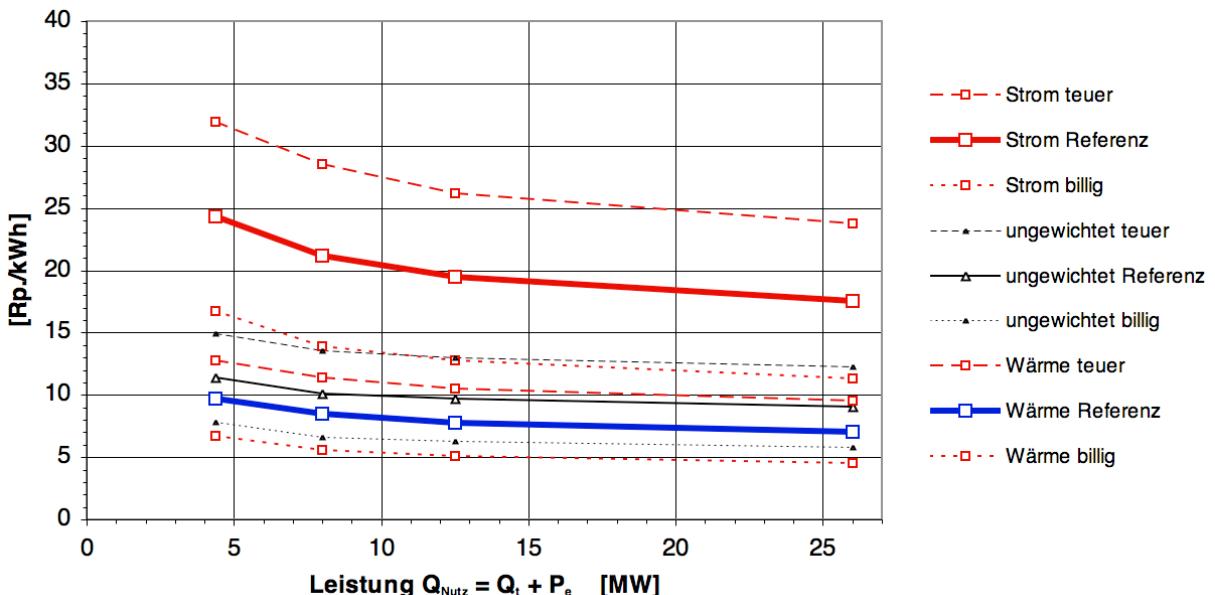


Abbildung 14: Wärme- und Stromgestehungskosten mit Holz für 6000 h/a. Annahmen wie Referenzfall WKK.

2.3.4 Betrieb mit 8000 h/a

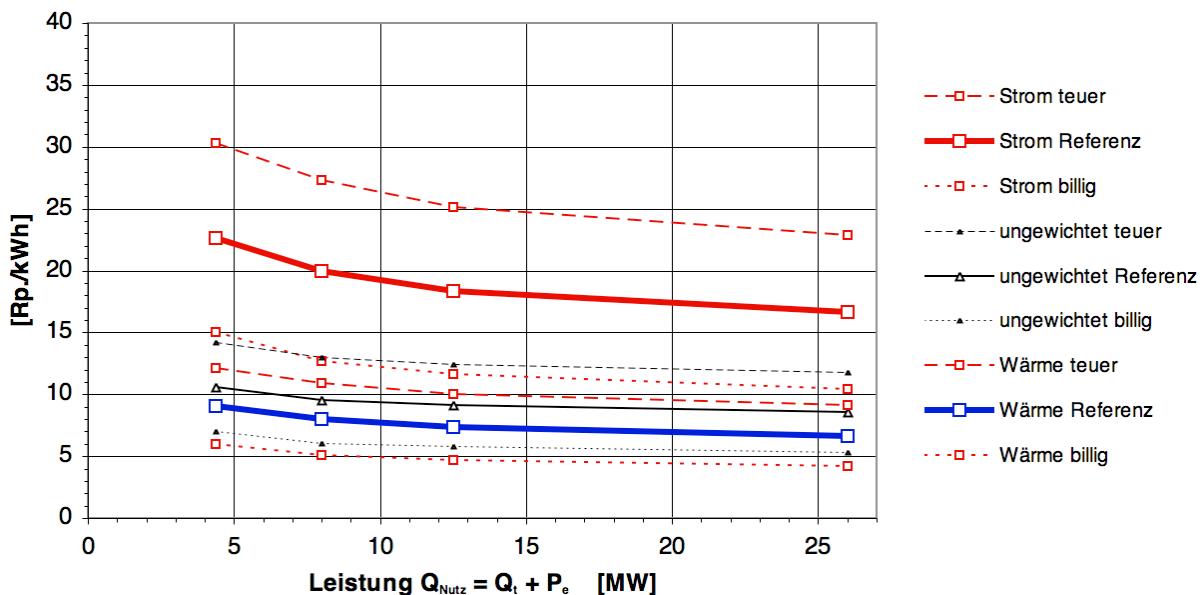


Abbildung 15: Wärme- und Stromgestehungskosten mit Holz für 8000 h/a. Annahmen wie Referenzfall WKK.

2.4 Schlussfolgerungen zu Holz

- Den grössten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Anlagen zur Wärmeerzeugung und Wärmekraftkopplung mit Holz haben folgende Faktoren:
 - Die Endenergiepreise für Holz im Vergleich zu Konkurrenz-Energieträgern, was für die Wärmeerzeugung am Beispiel von Heizöl gezeigt wird.
 - Die Vollbetriebsstundenzahl. Für Wärmeerzeugung ist ein Betrieb von mindestens 2000 h/a, besser von 2500 h/a anzustreben, was für monovalente Heizanlagen möglich ist, während für WKK-Anlagen mindestens 4000 h/a anzustreben sind. WKK-Anlagen kommen daher vor allem bei Prozesswärmeverbrauch sowie im Fall von Heizwärme zur Grundlastabdeckung in Frage. In der betrachteten Leistungsgrösse sollten WKK-Anlagen zudem wärmegeführt betrieben werden.
 - Die Kalkulationsdauer und der Kalkulationszinssatz. Die Finanzierungsart und die Anlagenlebensdauer beeinflussen die Kosten für Holzanlagen stärker als für fossile Anlagen, da die Kapitalkosten bei Holzanlagen einen höheren Anteil an den Gesamtkosten aufweisen.
- Bei den heutigen Energiepreisen von 5 Rp./kWh für Holz und 8 Rp./kWh für Heizöl ist Wärme aus Holz ohne Feinstaubabscheidung bei 100 kW rund 26%, mit Abscheidung jedoch 65% teurer als Wärme aus Heizöl. Für eine 1 MW-Anlage ist Wärme aus Holz ohne Feinstaubabscheidung derzeit rund 3% teurer oder somit praktisch gleich teuer wie

Wärme aus Heizöl. Die Feinstaubabscheidung, welche für diese Anlagengrösse in naher Zukunft erforderlich wird, erhöht den Kostenunterschied zwischen Holz und Heizöl auf rund 12%. Der Wirtschaftlichkeitsvergleich gilt dabei für die Realisierung eines Neubaus auf erschlossenem Grundstück in der Ebene. Zur Beurteilung der effektiven Heizkosten für einen Endverbraucher sowie für einen Vergleich zwischen Holz und Heizöl ist zu beachten, dass in den ausgewiesenen Kosten keine Wärmeverteilung berücksichtigt ist. Die ausgewiesenen Kosten gelten somit nur für einen Einzelverbraucher mit der angegebenen Leistung. Für diesen Fall ist ein direkter Vergleich zwischen Holz und Heizöl möglich. Im Falle von Einzelverbrauchern mit kleinerem Leistungsbedarf sind für Holz dagegen noch die Zusatzkosten für die Wärmeverteilung zu berücksichtigen, während für Heizöl eine dezentrale Anlage kleinerer Leistung angenommen werden muss. So können zum Beispiel für einen Wärmeverbraucher mit 100 kW die Wärmegestehungskosten einer 100 kW-Ölheizung mit den Kosten für Wärmegestehung einer grösseren Holzheizanlage plus den Kosten für die Wärmeverteilung von zusätzlich rund 2 bis 4 Rp./kWh verglichen werden.

- Ein Feinstaubabscheider für Wärme aus Holz erhöht die Wärmegestehungskosten bei 1 MW voraussichtlich um rund 10% und bei 100 kW um rund 30%.
- Da Holz-Anlagen kapitalintensiv sind, weisen sie eine stärkere Kostendegression in Abhängigkeit der Leistung auf als Ölheizungen. Entsprechend ist auch der Anteil der Brennstoffkosten an den Gesamtkosten bei Holzheizungen deutlich geringer als bei Ölheizungen gleicher Leistung. Für Wärme aus Holz machen die Brennstoffkosten für eine 100 kW-Anlage weniger als 30% der Gesamtkosten aus, für Wärme aus Heizöl dagegen rund 60%. Bei einer 1 MW-Anlage verursachen die Brennstoffkosten für Holz rund 50%, für Heizöl dagegen rund 80% der Gesamtkosten. Die Kostendegression für Wärme aus Holz wird durch Einsatz eines Feinstaubabscheidens noch verstärkt.
- Eine WKK-Anlage mit 0,5 MW_e und knapp 5 MW_{tot} erreicht bei einem Betrieb von 4000 h/a gleiche ungewichtete Energiegestehungskosten wie eine 1 MW-Heizanlage mit Feinstaubabscheidung und 2000 h/a Betrieb. Die ungewichteten Gestehungskosten für Wärme und Strom betragen dabei zwischen 10 Rp./kWh für rund 26 MW Gesamtleistung und 13 Rp./kWh für rund 4 MW Gesamtleistung, wobei die Gesamtleistung die Summe von Wärme- und Stromproduktion bezeichnet. Der Einsatz einer WKK-Anlage ab 4 MW Gesamtleistung anstelle einer Heizanlage ist damit ab 4000 Vollbetriebsstunden sinnvoll, wenn Strom höher bewertet wird als Wärme bereits bei geringeren Leistungen oder kürzerer Betriebsdauer.
- Im Vergleich zu früheren Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen von [Nussbaumer et al. 1997] sind die Bewertungen für Holzanlagen im Grundsatz nach wie vor gültig, da weder in Bezug auf die Technik noch in Bezug auf die Investitionskosten erhebliche Änderungen eingetreten sind. Vor allem im Hinblick auf einen Vergleich mit Heizöl und Erdgas ergeben sich als Folge der geänderten Randbedingungen jedoch Abweichungen zu Gunsten der Holzanlagen. Grund dafür ist, dass der Referenzpreis für Heizöl und Erdgas stärker

gestiegen ist als der Preis für Energieholz, während die Investitionskosten praktisch unverändert blieben und die Finanzierungsbedingungen attraktiver geworden sind. Da die Brennstoffkosten für Holz weniger stark gestiegen sind als für Heizöl und Erdgas, hat sich die Wettbewerbsfähigkeit von Holz deshalb verbessert. Allerdings fallen in Zukunft für Holzanlagen Zusatzkosten zur Feinstaubminderung an, welche die relative Wettbewerbsfähigkeit wie gezeigt wieder verschlechtern.

3 Biogasanlagen

3.1 Kleine (landwirtschaftliche) Anlagen

Auswahl der Anlagen

Die Anlageauswahl basiert auf einer repräsentativen Berücksichtigung verschiedener Anlagetypen und Anlagegrössen, die den Stand der Technik wiedergeben. Für die Anlagenauswahl konnte auf die Anlagedatenbank der Teilstatistik Biogas der Schweizerischen Statistik erneuerbarer Energieträger zurückgegriffen werden. In dieser Datenbank sind sämtliche in Betrieb stehenden landwirtschaftlichen Biogasanlagen der Schweiz aufgeführt. Ende 2005 waren es 67 landwirtschaftliche Biogasanlagen. Davon waren 41 Anlagen mit einer WKK ausgerüstet. Bei den übrigen 26 Anlagen, welche teilweise vor mehr als 20 Jahren erstellt wurden, wird das Biogas in einem Heizkessel genutzt.

Für die Ermittlung der Wärme- und Stromgestehungskosten wurden in einem ersten Schritt (Long-List) 21 Anlagen, die seit 1993 gebaut worden sind, ausgewählt. Ältere Anlagen, d.h. Inbetriebsetzung vor 1993 wurden nicht berücksichtigt, weil diese nicht mehr dem heutigen Stand der Technik entsprechen. Insofern handelt es sich bei den 21 ausgewählten Anlagen (12 davon mit Inbetriebsetzung nach dem Jahr 2000) um einen repräsentativen Querschnitt der in den letzten 4 Jahren gebauten Anlagen. Klar zu erkennen ist dabei der Trend zu höheren elektrischen Leistungen. Den Betreibern dieser Anlagen wurde ein detaillierter Fragebogen, welcher aufgrund einer Pilotbefragung erstellt worden war, zugestellt. Dies mit dem Ziel, die für eine Kostenberechnung erforderlichen Daten zu erhalten.

In einem weiteren Schritt wurden die ausgefüllten Fragebogen auf Vollständigkeit geprüft, und wo notwendig, telefonisch geprüft und ergänzt. Anhand von Kriterien wie Anlagegrösse (elektrische Leistung) und Stand der Technik wurden vier Anlagen für eine detaillierte Betrachtung bestimmt: Wärmekraftkopplung (WKK) 2 à 55 kW und je eine à 80 kW und à 100 kW elektrischer Leistung.

Wichtig ist, dass diese Betrachtung bzw. die Auswertung von Praxisdaten nach rückwärts gerichtet ist. Bereits heute ist ein Trend nach grösseren Anlagen hin, mit elektrischen Leistungen zwischen 100 und 200 kW festzustellen. Es ist deshalb davon auszugehen, dass in Zukunft, unter optimalen Betriebsbedingungen, die Gestehungskosten für die Energie sinken werden.



Abbildung 16: Landwirtschaftliche Biogasanlage mit Technikgebäude und Fermenter/Biogasspeicher [Quelle: Ökostrom Schweiz].

FAL
Bundesforschungsanstalt
für Landwirtschaft

Biogasanlage einstufig

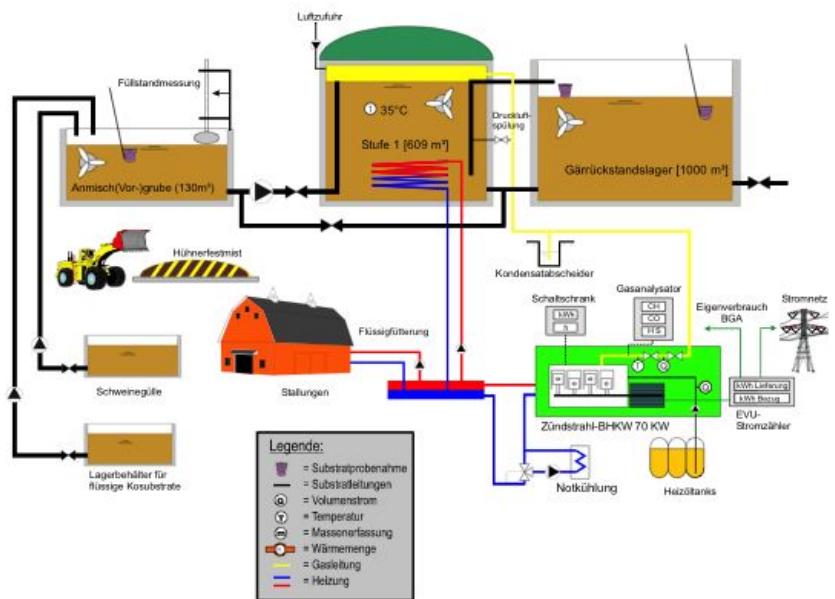


Abbildung 17: Prinzipschema einer landwirtschaftlichen Biogasanlage. [Quelle FAL.]

Methodik und Abgrenzungen

Das Biogas der hier untersuchten Anlagen wird via Wärmekraftkopplungsanlage in Wärme und Strom umgewandelt. Entsprechend wurde für die Ermittlung der Energiegestehungskosten die kapitalisierten Investitions- und Betriebskosten sowie die nicht energiespezifische Erträge auf die Koppelprodukte Wärme und Strom aufgeteilt. Der Verteilschlüssel orientierte sich an der Wertigkeit von Elektrizität = 2.5 und Wärme = 1. Wichtige Parameter wie Abschreibungsdauer oder Zinssätze für Fremdkapital wurden anlagespezifisch gemäss der angewendeten Praxis in die Berechnungen eingesetzt. Die Energiegestehungskosten wurden formal wie folgt berechnet:

Elektrizität- / Wärme-Gestehungskosten Brutto Einspeisung =

Jahreskosten / (Produzierte Energie i_n BHKW - Eigenverbrauch Energie i_n Biogasanlage)

Elektrizität- / Wärme Gestehungskosten Netto Einspeisung =

(Jahreskosten - Erlös Annahme Biomasse - Erlös Verkauf Kompost) / (Produzierte Energie i_n BHKW - Eigenverbrauch Energie i_n Biogasanlage)

i_1 = Elektrizität; i_2 = Wärme

Wobei jeweils die Jahreskosten und die Jahreserlöse anteilmässig, gemäss der Wertigkeit von Strom und Wärme, auf die beiden Koppelprodukte umgelegt worden sind.

Die Berechnung der Strom- und Wärmegestehungskosten basiert auf den von den Betreibern angegebenen Daten. Dabei wurde die Datenerhebung- und -auswertung wie folgt strukturiert:

Die **Investitionskosten** wurden in Bauteil und Anlageteil aufgeschlüsselt. Damit können für die Ermittlung der Kapitalkosten die unterschiedlichen Lebensdauern von Bau- und Anlageteil berücksichtigt werden. Die Anlagefinanzierung wurde in die Anteile Fremdkapital, Eigenkapital und zinslose Darlehen unterteilt. Diese ermöglicht eine variable Zuordnung der Zinssätze. Für die Subventionen wurde eine Zinssatz von 0 % eingesetzt: Dieser Anteil an der Finanzierung wird also nur abgeschrieben.

Das **Land** wurde mit einem Preis von Fr. 6.- pro m² bewertet. In den Kapitalkosten wurde nur die Verzinsung, im Sinne eines Pachtzinses, berücksichtigt.

Zur Ermittlung des **Personalaufwandes** wurde der tägliche Stundenaufwand für die verschiedenen mit dem Betrieb der Biogasanlage in Verbindung stehenden Arbeiten abgefragt und mit dem von der FAT Tänikon publizierten Satz von Fr. 45.- pro Stunde multipliziert.

Die in die **Betriebskosten** eingehenden Aufwandpositionen wie Betriebsmittel, Wartung und Unterhalt, Verwaltung und Versicherung, Entsorgung von Störstoffen, Ausbringen der Gärreste etc. wurden abgefragt. Es wurden also die tatsächlich aufgelaufenen Kosten verwendet. Bei den Ausbringkosten wurden nur die betriebsfremden Co-Substrate berücksichtigt, weil die hofeigenen Gärreste (Hofdünger) sowieso ausgebracht werden müssen.

Zur Ermittlung der **Ertragspositionen** wurden die Menge Co-Substrate mit den jeweiligen Annahmepreisen sowie die produzierten bzw. überschüssigen Mengen Strom und Wärme abgefragt.

Die der Betrachtung zugrunde gelegten Systemgrenzen sind im Kapitel 1.3 detailliert dargestellt.

Zuverlässigkeit der Ergebnisse

Die Zuverlässigkeit der Ergebnisse hängt von der **Qualität** der verwendeten **Daten** ab. Aufgrund der intensiven und kritischen Auseinandersetzung mit den von den Betreibern erhaltenen, die den **Ist-Zustand** abbilden, weisen die Ergebnisse eine hohe Zuverlässigkeit auf. Es handelt sich nicht um kalkulatorische Größen, sondern um die tatsächlich entstandenen Aufwände und Erträge.

Mögliche Aussagen aus den Daten

Die Daten ermöglichen es, Aussagen über die **Kostenstruktur** von landwirtschaftlichen Biogasanlagen zu machen. Weiter können damit auch **Optimierungsspielräume** identifiziert werden. Aussagen über die Zuverlässigkeit der gewählten Technik und die Lebensdauer von einzelnen Komponenten können nur unter Einschränkungen gemacht werden.

Ergebnisse kleine (landwirtschaftliche) Biogasanlagen

In nachstehender Tabelle 5 sind die Ergebnisse der Strom- und Wärmegestehungskosten der untersuchten landwirtschaftlichen Biogasanlagen, basierend auf den Praxisdaten der Anlagebetreiber, zusammengefasst.

Anlagedaten	Einheit	Anlage A	Anlage B	Anlage C	Anlage D
Anlage Kennwerte					
Baujahr	-	2004	2001	2001	2000
Elektrische Leistung WKK-Anlage	kW	100	80	55	55
Fermentervolumen	m3	470	400	400	300
Co-Substrate	t/a	510	366	279	250
Stromproduktion	kWh/a	550'000	206'535	263'550	136'557
Laufzeit BHKW	h	7'000	3'199	5'372	3'286
Wirtschaftlichkeit Grunddaten					
Investitionskosten	Fr.	680'000	380'000	376'490	250'000
Erlös Annahme Co-Substrate	Fr./a	16'100	18'300	72'500	12'700
Erlös Wärmeverkauf an Dritte	Fr./a	20'000	0	0	0
Einsparung Substitution Wärme	Fr./a	12'800	2'400	6'656	2'763
Jahreskosten	Fr./a	131'072	108'019	159'485	57'476
Elektrizitäts-Gestehungskosten					
Elektrizitäts-Gestehungskosten Brutto Einspeisung	Fr./kWh	0.15	0.31	0.16	0.21
Elektrizitäts-Gestehungskosten Netto Einspeisung^{*)}	Fr./kWh	0.16	0.34	0.24	0.24
Wärme-Gestehungskosten					
Wärme-Gestehungskosten Brutto Einspeisung	Fr./kWh	0.10	0.33	0.44	0.18
Wärme-Gestehungskosten Netto Einspeisung^{*)}	Fr./kWh	0.08	0.27	0.24	0.14

Tabelle 5: *Energiegestehungskosten von kleinen landwirtschaftlichen Biogasanlagen mit elektrischen Leistungen von 100 kW, 80 kW und 55 kW.*

^{*)} Erlös aus Annahme Co-Substrate und aus Verkauf Kompost berücksichtigt

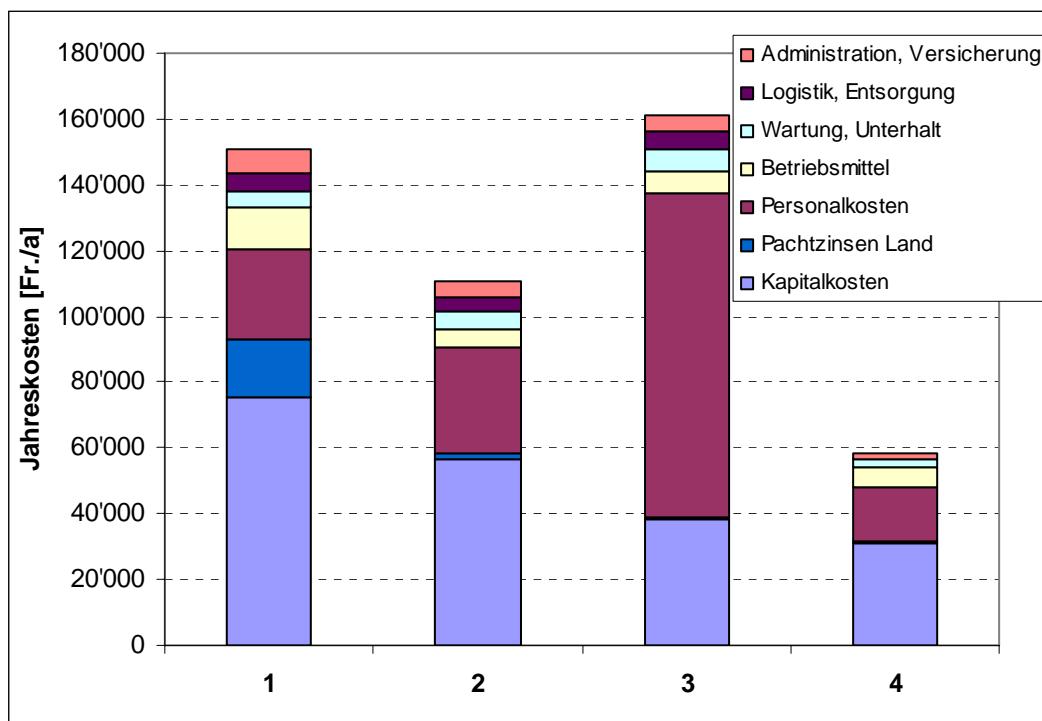


Abbildung 18: Jahreskosten der vier untersuchten landwirtschaftlichen Biogasanlagen

Anlage 1: 100kWe, Baujahr 2004

Anlage 2: 80 kWe, Baujahr 2001

Anlage 3: 55 kWe, Baujahr 2001

Anlage 4: 55 kWe, Baujahr 2000

Merkmale der einzelnen Anlagen:

- Anlage A:**
- Anlage mit Feststoffeintrag für den direkten Eintrag von fester Biomasse
 - Verkauf von Wärme an Dritte aufgrund von Anlagestandort möglich: Kostendeckungsbeitrag an Anlagebetrieb von Fr. 20'000.- pro Jahr
 - Anlage mit guter Auslastung: Hohe Jahreslaufzeit WKK von 7'000 h

- Anlage B:**
- Kein Wärmerverkauf an Dritte
 - Tiefe Jahreslaufzeit WKK von rund 3'200 h infolge tiefer betrieblicher Auslastung der Anlage (zu hohe Leistung oder zu wenig Substrat)

- Anlage C:**
- Anlage in Tourismusgebiet mit Speiseresteaufbereitung;
 - Hohe Jahreskosten bedingt durch Bereitstellungskosten für Speiseresten
 - Hoher Erlös durch Verwertung von Speiseresten als Co-Substrat wird durch Bereitstellungskosten kompensiert (Siehe Jahreskosten)
 - Anlage mit guter Auslastung: Hohe Jahreslaufzeit WKK von 5'400 h

- Anlage D:**
- Einfache Anlage mit verhältnismässig tiefen Investitionskosten
 - Einsparungen durch Substitution von Wärme aus Heizöl
 - Tiefe Jahreslaufzeit WKK von rund 3'200 h infolge tiefer betrieblicher Auslastung der Anlage (zu hohe Leistung oder zu wenig Substrat)

Erkenntnisse und Interpretation der Ergebnisse

Investitionskosten

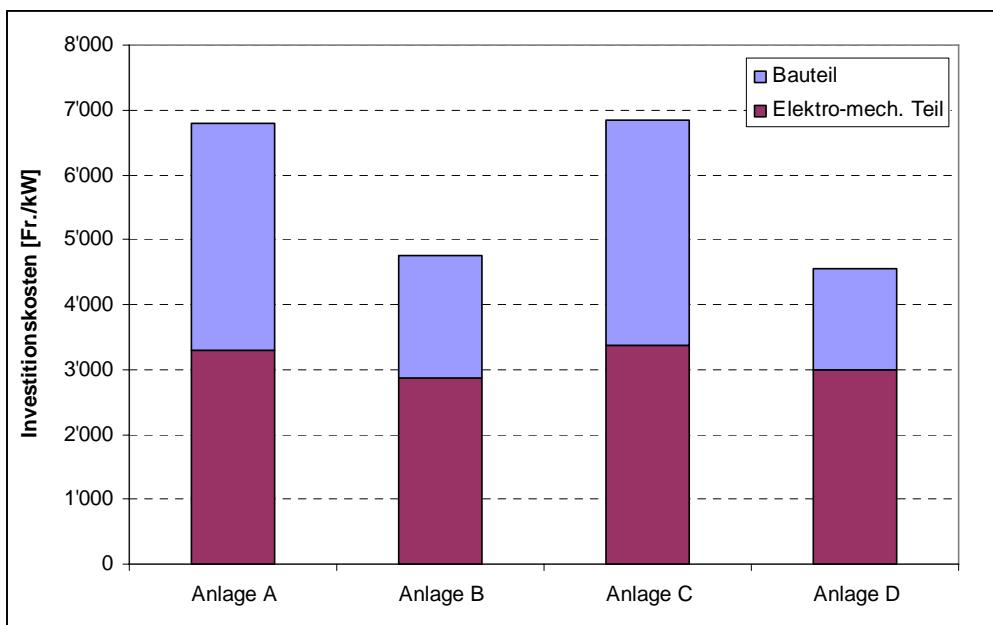


Abbildung 19: Spezifische Investitionskosten der vier untersuchten landwirtschaftlichen Biogasanlagen.

Anlage A: 100kWe, Baujahr 2004

Anlage B: 80 kWe, Baujahr 2001

Anlage C: 55 kWe, Baujahr 2001

Anlage D: 55 kWe, Baujahr 2000

Die spezifischen Investitionskosten unterscheiden sich deutlich. Sie korrelieren wenig mit der Anlagegrösse. Der elektro-mechanische Teil beträgt bei allen Anlagen rund Fr. 3'000.— pro kW. Die Unterschiede stammen vom Bauteil her. Der Bereich der spezifischen Investitionskosten beim Bauteil reicht von Fr. 1'500.— bis Fr. 3'500.— pro kW.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Stromgestehungskosten massgeblich von folgenden Faktoren abhängen:

Abschreibedauer und Zinssatz

Eine Veränderung der Abschreibedauer um ± 2 Jahre, oder des Zinssatzes um $\pm 1\%$, erhöht oder verringert die Stromgestehungskosten zwischen 0.5 und 2 Rappen. Mit andern Worten, die Verzinsung und die Abschreibedauer beeinflussen die Stromgestehungskosten im Vergleich zu den Annahmepreisen für Co-Substrate (betriebsfremde Biomasse) marginal und sind in der Regel nicht entscheidend für den wirtschaftlichen Erfolg des Anlagebetriebes.

Menge und Annahmepreise Co-Substrate

Die Menge Co-Substrate und die jeweiligen Annahmepreise wirken sich am stärksten auf das Ergebnis aus: Tendieren die Annahmepreise gegen Null, so erhöhen sich die Stromgestehungskosten bei den untersuchten Biogasanlagen zwischen 3 und 20 Rp. pro kWh, denn in der Regel stammen 70 % der Deckungsbeiträge aus dem Annahmeerlös und nur 30 % aus dem Stromverkauf.

Jahreslaufzeit der WKK

Die Auswertung zeigt, dass die WKK bei 2 von 4 Anlagen Laufzeiten unter 5'000 Vollbetriebsstunden aufweisen. Diese tiefen Betriebsstunden deuten auf eine ungenügende Auslastung hin. Die genaue Ursache müsste im Detail abgeklärt werden. Z.B. wäre zu untersuchen, ob das BHKW im Verhältnis zur Grösse des Fermenters passend dimensioniert worden ist (bei der Planung sind sinnvollerweise Jahreslaufzeiten von mindestens 7'000, besser 8'000 Stunden anzustreben), oder ob nicht genügend energiereiche Biomasse zur Verfügung steht.

Gasausbeute der Co-Substrate

Die Wahl der Co-Substrate beeinflusst über den Biogasertrag die Stromausbeute und folglich die Stromgestehungskosten, bei gleich bleibenden Kapital- und Personalkosten.

Einfluss der Anlagegrösse auf die Stromgestehungskosten

Selbstverständlich beeinflusst auch die Anlagegrösse die Stromgestehungskosten (economy of scale), weil die spezifischen Investitionskosten pro kW elektrischer Leistung, bzw. pro m³ Reaktorvolumen sinken und zusätzlich der elektrische Wirkungsgrad in Abhängigkeit der Leistung steigt, was sich wiederum positiv auf die produzierte Strommenge auswirkt.

Stundenansatz für Eigenleistungen des Betriebsleiters

Wie unter den Annahmen dargelegt wurde der Arbeitsaufwand mit einem Stundensatz von Fr. 45.- berechnet. Würde der Stundensatz auf Fr. 100.- erhöht, so würden sich die Stromgestehungskosten je nach Arbeitsaufwand (Automatisationsgrad) um 6 bis 34 Rp. pro kWh erhöhen:

Nachstehende Tabelle fasst die Wirkung auf die Stromgestehungskosten, bei veränderten Bestimmungsfaktoren, zusammen.

Stromgestehungskosten Netto Einspeisung	Einheit	Anlage A	Anlage B	Anlage C	Anlage D
- bei Stundenansatz von 100 Fr. statt 45 Fr.	Fr./kWh	0.22	0.49	0.58	0.34
- ohne Erlös bei der Annahme von Co-Substraten	Fr./kWh	0.19	0.41	0.44	0.30
- ohne Subventionen der öffentlichen Hand	Fr./kWh	0.17	0.34	0.25	0.24
Stromgestehungskosten (Basis gemäss obiger Berechnung)	Fr./kWh	0.16	0.34	0.24	0.24

Tabelle 6: Stromgestehungskosten Netto Einspeisung von landwirtschaftlichen Biogasanlagen bei der Variation massgebender Kosten- oder Ertragspositionen.

Fazit zu den kleinen (landwirtschaftlichen) Biogasanlagen

Die Anlagen B, C und D könnten durch eine erhöhte Zufuhr von Co-Substraten optimiert werden. Damit würde die Erlöse für die Annahme von Co-Substraten und die Stromproduktion im Verhältnis zu den Kosten stärker ansteigen, was tiefere Gestehungskosten für den Strom zu Folge hätte.

Die korrekte Dimensionierung bzw. die Laufzeit des BHKW's beeinflussen ganz entscheidend die Höhe der Stromgestehungskosten.

Weiter muss darauf geachtet werden, dass auch die Wärme verkauft bzw. genutzt werden kann, und zwar wenn möglich ganzjährig. Deshalb sollte gleichzeitig mit der Planung einer Biogasanlage ein Energienutzungskonzept erstellt werden: Warmwassererzeugung und Heizung sollten wenn immer möglich mit der Abwärme aus dem BHKW erfolgen. Schwieriger wird es, wenn bereits mit dem erneuerbaren Energieträger Holz geheizt wird. Unter Umständen kann die Biogasanlage mit einem neuen Betriebszweig erweitert werden, um die überschüssige Wärme zu verwerten. Schliesslich muss geprüft werden, ob es vertretbar ist, eine Biogasanlage auf einem abgelegenen Hof zu erstellen und auf die Einnahmen aus dem Wärmeverkauf bzw. auf die Substitution von nicht erneuerbaren Energieträgern zu verzichten.

Schliesslich bleibt zu erwähnen, dass aufgrund der hohen Labilität der Rahmenbedingungen, insbesondere was die Verfügbarkeit und die Annahmepreise von Co-Substraten anbelangt, nicht garantiert ist, dass auch grössere Biogasanlagen mit den geltenden Einspeisetarifen wirtschaftlich betrieben werden können.

3.2 Industriell-gewerbliche Biogasanlagen

Auswahl der Anlagen

Die Anlageauswahl basiert auf einer Berücksichtigung der für die Schweiz relevanten Anlagentypen und Anlagegrössen, die den Stand der Technik wiedergeben. Für die Anlagenauswahl konnte auf die Anlagedatenbank der Teilstatistik Biogas der Schweizerischen Statistik erneuerbarer Energieträger zurückgegriffen werden. In dieser Datenbank sind sämtliche industriell-gewerblichen Biogasanlagen (KOMPOGAS und vergleichbare) der Schweiz enthalten. Ende 2005 waren 12 industriell-gewerbliche Biogasanlagen in Betrieb. Diese Anlagen sind, mit Ausnahme von Jona, mit einer WKK-Anlage ausgerüstet. Von vier Anlagen (Rümlang, Bachenbülach, Otelfingen, Jona) wird das Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet und ins Gasnetz eingespeist bzw. als Treibstoff für Gasfahrzeuge abgesetzt.

Für die Ermittlung der Wärme- und Stromgestehungskosten wurden in einem ersten Schritt die neusten Anlagen (Long-List), die in den letzten vier Jahren gebaut worden sind, ausgewählt. Ältere Anlagen wurden nicht berücksichtigt, weil diese, insbesondere was die Bau-technik anbelangt, nicht dem heutigen Stand der Technik entsprechen. Beispielsweise wurden bei älteren Anlagen die Fermenter unterflur erstellt oder eingehaust, was eine aufwändi-

ge und teure Bautechnik zur Folge hatte. Heute werden die Fermenter auf eine Bodenplatte gestellt, isoliert und witterfest verkleidet.

Insofern handelt es sich bei den 2 ausgewählten Anlagen um Beispiele der jüngsten Generation mit Verarbeitungskapazitäten von 5'000 bzw. 10'000 Tonnen pro Jahr.

Zur Sicherstellung der Datenqualität und zur Prüfung der Tauglichkeit des Fragebogens wurde der Betreiber einer Anlage befragt, während einem weiteren Betreiber ein detaillierter Fragebogen zugestellt worden ist, mit dem Ziel, die für eine Wirtschaftlichkeitsberechnung erforderlichen Daten zu erhalten.

In einem weiteren Schritt wurde der ausgefüllte Fragebogen auf Vollständigkeit geprüft. Die Eckdaten der beiden untersuchten Anlagen lauten wie folgt: Anlagen mit Durchsatzleistungen von 5'000 und 10'000 Tonnen Biomasse pro Jahr.



Abbildung 20: Ansicht des Fermenters einer KOMPOGAS-Anlage. [Quelle KompoGas.]

Methodik und Abgrenzungen

Wo keine Praxisdaten erhältlich waren, wurden Daten von aktuellen Anlagebauprojekten verwendet. Dabei handelt es sich nicht um eine Nachkalkulation mit effektiven Zahlen, sondern um eine Vorkalkulation mit Hilfe von Erfahrungswerten. Aufgrund der über zehn jährigen Erfahrung im Bau und Betrieb von industriell-gewerblichen Anlagen des Typs KOMPOGAS, darf davon ausgegangen werden, dass diese Daten ebenso zuverlässige Ergebnisse liefern, wie die Praxisdaten.

Die Berechnung der Strom- und Wärmegestehungskosten basiert primär auf den von den Betreibern angegebenen Daten. Dabei wurde die Datenerhebung- und -auswertung wie folgt strukturiert:

Die **Investitionskosten** wurden in Bauteil und Anlageteil aufgeschlüsselt. Damit können für die Ermittlung der **Kapitalkosten** die unterschiedlichen Lebensdauern von Bau- und Anlage- teil berücksichtigt werden. Die **Anlagefinanzierung** wurde in die Anteile **Fremdkapital** und **Eigenkapital** unterteilt. Diese ermöglicht eine variable Zuordnung der Zinssätze. Für das **Bauland** wurden die Landpreise des jeweiligen Standortes eingesetzt. In den Kapitalkosten wurde nur die Verzinsung, im Sinne eines Baurechtszinses, berücksichtigt.

Zur Ermittlung des **Personalaufwandes** wurden die Stellenprozente und Bruttolohnkosten abgefragt.

Die in die **Betriebskosten** eingehenden Aufwandpositionen wie Betriebsmittel, Wartung und Unterhalt, Verwaltung und Versicherung, Entsorgung von Störstoffen (KVA), Ausbringen der Gärreste etc. wurden abgefragt. Es wurden also die tatsächlich aufgelaufenen Kosten verwendet. Bei den Ausbringkosten wurden sowohl das Ausbringen von Kompost als auch von Flüssigdünger berücksichtigt.

Zur Ermittlung der **Ertragspositionen** wurde die Menge Bioabfälle mit den jeweiligen Annahmepreisen abgefragt.

Im **Vergleich** zur Auswertung der Praxisdaten wurden für sämtliche Anlagen dieselben Zins- sätze und Abschreibedauern gewählt, um die davon ausgehende Beeinflussung der Geste- hungskosten auszuschliessen.

Die der Betrachtung zugrunde gelegten Systemgrenzen sind im Kapitel 1.3 detailliert darge- stellt.

Zuverlässigkeit der Ergebnisse

Die Zuverlässigkeit der Ergebnisse hängt normalerweise von der Qualität der verwendeten Daten ab. Aufgrund der kritischen Auseinandersetzung mit den von den Betreibern erhaltenen Praxisdaten, die den Ist-Zustand abbilden, weisen die Ergebnisse eine hohe Zuverläs- sigkeit auf. Es handelt sich nicht um kalkulatorische Größen, sondern um die tatsächlich entstandenen Aufwände und Erträge.

Mögliche Aussagen aus den Daten

Die Daten ermöglichen es, Aussagen über die Kostenstruktur von industriell-gewerblichen Biogasanlagen zu machen. In Bezug auf die Wärmenutzung konnten Optimierungsspielräu- me identifiziert werden. Aussagen über die Zuverlässigkeit der gewählten Technik und die Lebensdauer von einzelnen Komponenten können nur unter Einschränkungen gemacht wer- den. Durch Variation des Eingabeparameters "Entsorgungserlös" kann der Einfluss von sink- kenden Preisen, aufgrund steigender Nachfrage nach Biomasse, auf die Stromgestehungs- kosten untersucht werden. Darüber hinaus kann auch der Einfluss von Abschreibedauer und Zinssatz untersucht werden.

Ergebnisse industriell-gewerbliche Biogasanlagen

In nachstehender Tabelle 7 sind die Ergebnisse der Strom- und Wärmegestehungskosten der untersuchten industriell-gewerblichen Biogasanlagen, basierend auf den Praxisdaten der Anlagebetreiber, zusammengefasst.

Anlagedaten	Einheit	Anlage A	Anlage B
Anlage Kennwerte			
Baujahr	-	2001	2005
Elektrische Leistung WKK-Anlage	kW	330	160
Fermentervolumen	m3	740	400
Durchsatz biogener Abfälle	t/a	10'000	5'000
Stromproduktion	kWh/a	1'784'900	875'000
Laufzeit BHKW	h/a	7'000	6'500
Wirtschaftlichkeit Grunddaten			
Investitionskosten	Fr.	8'220'000	5'020'000
Erlös Annahme Biomasse	Fr./a	1'416'398	625'000
Erlös Verkauf Produkte (Kompost, ...)	Fr./a	40'000	0
Jahreskosten	Fr./a	2'395'260	1'046'275
Elektrizitäts-Gestehungskosten			
Elektrizitäts-Gestehungskosten Brutto Einspeisung	Fr./kWh	1.14	1.15
Elektrizitäts-Gestehungskosten Netto Einspeisung *)	Fr./kWh	0.45	0.46
Wärme-Gestehungskosten			
Wärme-Gestehungskosten Brutto Einspeisung	Fr./kWh	0.40	0.40
Wärme-Gestehungskosten Netto Einspeisung *)	Fr./kWh	0.16	0.16

Tabelle 7: *Energiegestehungskosten für industriell-gewerbliche Biogasanlagen mit Durchsatzleistungen von 5'000 und 10'000 Tonnen pro Jahr bei einem Auslastungsgrad von 100%.*

*) Erlös aus Annahme organische Abfälle und aus Verkauf Gärgut und Kompost berücksichtigt

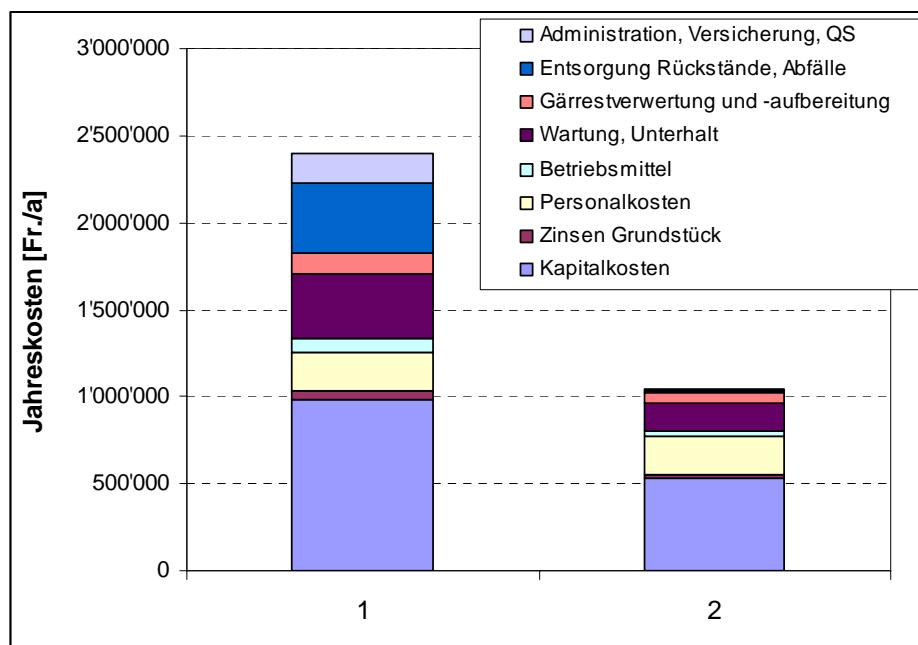


Abbildung 21: Jahreskosten der beiden untersuchten industriell-gewerblichen Biogasanlagen.

Anlage 1: 10'000 t Durchsatz pro Jahr

Anlage 2: 5'000 t Durchsatz pro Jahr

Erkenntnisse und Interpretation der Ergebnisse

Investitionskosten

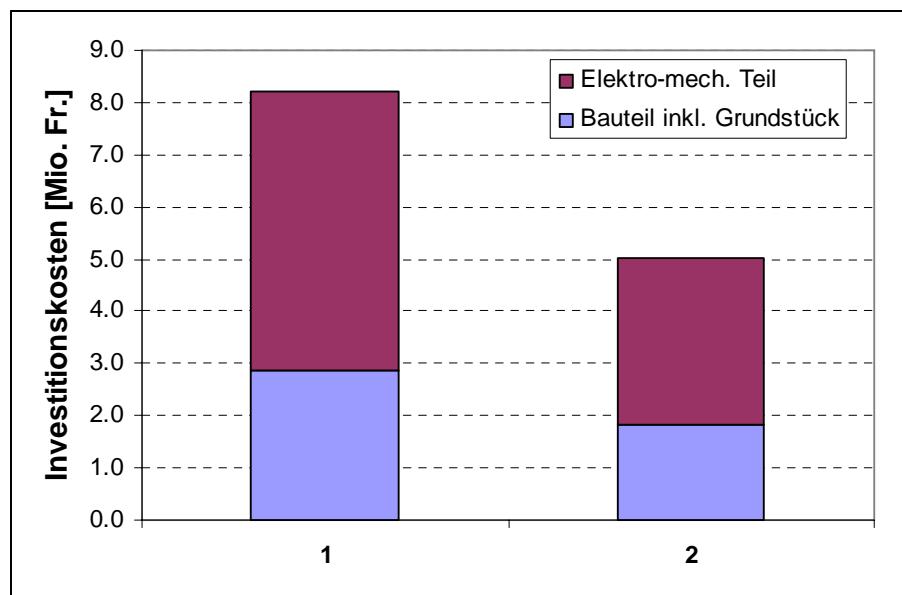


Abbildung 22: Investitionskosten der zwei untersuchten industriell-gewerblichen Biogasanlagen.

Investitionen		Anlage 1	Anlage 2
Bauteil inkl. Grundstück	Fr./t	286	364
Elektro-mech. Teil	Fr./t	536	640
Investitionskosten total	Fr./t	822	1'004

Tabelle 8: Spezifische Investitionskosten pro Tonne vergärter Abfall.

Die Ergebnisse zeigen dass die Stromgestehungskosten massgeblich von folgenden Faktoren abhängen:

Abschreibedauer und Zinssatz

Eine Veränderung des Zinssatzes um $\pm 1\%$, erhöht oder verringert die Stromgestehungskosten um 2 bis 4 Rp. pro kWh, während beispielsweise eine Verringerung der Abschreibedauer beim kostenintensiven elektromechanischen Anlageteil von 10 auf 8 Jahren, eine Erhöhung der Stromgestehungskosten um 8 Rp. pro kWh zur Folge hat. Bedingt durch die Kosten- und Ertragsmechanik bei den industriellen Anlagen wirkt sich eine Veränderung bei der Abschreibedauer wesentlich stärker auf die Stromgestehungskosten aus als eine Erhöhung des Zinssatzes.

Anlagekapazität bzw. Einfluss der Anlagegrösse auf die Stromgestehungskosten

Grundsätzlich beeinflusst auch hier die Anlagegrösse die Stromgestehungskosten (economy of scale), weil die spezifischen Investitionskosten pro kW_e Leistung, bzw. pro Tonne Verarbeitungskapazität sinken und zusätzlich der elektrische Wirkungsgrad in Abhängigkeit der Leistung steigt, was sich wiederum positiv auf die produzierte Strommenge auswirkt. Beispielsweise betragen die spez. Investitionskosten bei einer 10 kt Anlage rund CHF 800.- pro t, während sie bei einer 5 kt Anlage auf rund CHF 1'000.- pro t zu liegen kommen. Trotzdem sind die Stromgestehungskosten nur rund 1 Rp./kWh tiefer, und nicht 4 Rp./kWh wie alleine auf Grund der 20 % tieferen spez. Investitionskosten zu erwarten wäre. Dies zeigt, dass verschiedene andere Faktoren die Kosten- und Ertragspositionen (Gärrestverwertung, Annahmepreise, Wartung und Unterhalt, Abschreibedauer etc.) in die eine oder andere Richtung beeinflussen.

Annahmepreis für Bioabfälle

Die jeweiligen Annahmepreise für die Biomasse wirken sich am stärksten auf das Ergebnis aus: Tendieren die Annahmepreise gegen Null, so erhöhen sich die Stromgestehungskosten bei den untersuchten Biogasanlagen von 45 bis 46 Rp. auf CHF 1.12 bzw. CHF 1.15 pro kWh. Bereits eine Reduktion der Annahmepreise um 20 % würde die Stromgestehungskosten bei den untersuchten Anlagen um 12 bis 14 Rp. auf 58 bzw. 60 Rp. pro kWh erhöhen.

Gasausbeute der Bioabfälle

Die Wahl der Co-Substrate beeinflusst über den Biogasertrag die Stromausbeute und folglich die Stromgestehungskosten, bei gleich bleibenden Kapital- und Personalkosten. Eine Erhöhung des Biogasertrages um 20 % reduziert die Stromgestehungskosten bei der 10 kt um 9

Rp. pro kWh und bei der 5 kt Anlage um 7 Rp. pro kWh. Das heisst, sowohl durch die Wahl der Biomasse als auch durch eine optimale Prozessführung können die Stromgestehungskosten beeinflusst werden.

Jahreslaufzeit der WKK

Die Auslastungen bezogen auf den Durchsatz liegen bei 100 %, was einer Jahreslaufzeit des BHKW's von über 7'000 Stunden bei der Anlage mit einer Jahreskapazität von 10 kt, bzw. von 6'500 Stunden bei der Anlage mit einer Jahreskapazität von 5 kt entspricht. Diese Reserven sind sinnvoll, denn im Falle einer Erhöhung des Gasertrages, beispielsweise während den Anlieferspitzen in der Hauptvegetationsperiode, kann das erzeugte Biogas noch verwertet werden.

Kosten und Erträge bei der Verwertung der Gärreste

Heute verursacht das Ausbringen der Gärreste in der Regel Kosten. Es ist jedoch denkbar, dass sich diese Kosten in Zukunft reduzieren werden, weil die Gärrestabnehmer infolge von energiekostenbedingten Aufschlägen bei den Mineraldüngern vermehrt auf Recyclingdünger setzen werden. Würden sich bei den betrachteten Anlagen die Ausbringkosten halbieren, so verringern sich die Stromgestehungskosten im Falle der 10kt Anlage um 3 Rp. und bei der 5 kt Anlage um 4 Rp. pro kWh.

Optimierungspotenziale

Die Auswertung der Daten von industriell-gewerblichen Anlagen zeigt, dass die Möglichkeiten der Wärmenutzung aufgrund von fehlenden Verteilinfrastrukturen (Nahwärmeverbund) und Abnehmern teilweise ungenügend ist. Verbesserungen in Bezug auf die Wärmenutzung sind jedoch häufig aufgrund des Anlagestandortes schwierig zu realisieren.

Elektrizitäts-Gestehungskosten Netto Einspeisung	Einheit	Anlage A	Anlage B
- ohne Erlös bei der Annahme von Biomasse	Fr./kWh	1.12	1.15
- bei 20 % tieferen Annahmegebühren für Biomasse	Fr./kWh	0.58	0.60
- Zinserhöhung um 1%	Fr./kWh	0.47	0.50
Stromgestehungskosten (Basis gemäss obiger Berechnung)	Fr./kWh	0.45	0.46
- Erhöhung Gasertrag um 20 %	Fr./kWh	0.36	0.39

Tabelle 9: Stromgestehungskosten von industriell-gewerblichen Biogasanlagen bei der Variation massgebender Kosten- oder Ertragspositionen

Fazit zu den industriell-gewerblichen Biogasanlagen

Die Auswertung der Praxisdaten der beiden Anlagen hat auch gezeigt, dass die Kostenangaben der beiden Betreiber sehr hoch scheinen, weil bei den bekannten Annahmetarifen von Grüngut zur Vergärung einerseits und den bekannten Tarifen für die Rückspeisung der Elektrizität ins Stromnetz andererseits kein kostendeckender und damit kein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen resultiert.

Verbesserungen im Betriebsergebnis können durch verschiedene Optimierungsmöglichkeiten erreicht werden. Insbesondere ist man bestrebt, möglichst hochpreisige, einfach zu handhabende Biomasse mit hoher Energiedichte zu verarbeiten. Dies hat dazu geführt, dass häufig fett- und ölhaltige Substrate verarbeitet werden, die nahezu vollständig abgebaut und demzufolge keine Ausbringekosten verursachen.

Abschliessend muss auch hier festgehalten werden, dass einerseits jede Anlage, standortbedingt einen individuellen Charakter in Bezug auf die massgebenden Kosten- und Ertragspositionen aufweist. Andererseits ist jeder Anlagebetreiber bestrebt, einen optimalen Mix in Bezug auf Kosten und Erträge zu finden, damit er die Anlage wirtschaftlich betreiben kann.

3.3 Kommunale Abwasserreinigungsanlagen

Auswahl der Anlagen

Die Anlageauswahl basiert auf einer repräsentativen Berücksichtigung verschiedener Anlageklassen (Anlagegrössen). Für die Anlagenauswahl konnte auf die Anlagedatenbank der "Teilstatistik Biogas – Erfassung Biogasdaten aus kommunalen ARA" der schweizerischen Statistik erneuerbarer Energieträger (BFE, BUWAL, Schlussbericht Januar 2003) zurückgegriffen werden. In dieser Datenbank sind die mit Hilfe der ARA-Stammkartenformulare des BUWAL erhobenen relevanten Angaben betreffend Klärgas- und Stromproduktion enthalten.

Für die Ermittlung der Wärme- und Stromgestehungskosten wurden in einem ersten Schritt ARA's der wichtigsten Anlageklassen ausgewählt. Zusätzlich wurde bei der Auswahl berücksichtigt, ob die Anlage Co-Vergärung (Annahme von energiereichem Fremdschlamm oder von Speiseresten gegen Entgelt) betreibt oder nicht.

Aus dem zur Verfügung stehenden Datenmaterial wurden vier Anlagen für eine Datenerhebung ausgewählt. Zur Sicherstellung der Datenqualität und zur Prüfung der Tauglichkeit des Fragebogens wurde der Betreiber einer Anlage befragt, während weiteren Betreibern ein detaillierter Fragebogen zugestellt worden ist, mit dem Ziel, die für eine Wirtschaftlichkeitsberechnung erforderlichen Daten zu erhalten.

ARA	Einheit	Anlage A	Anlage B	Anlage C
ARA Klasse	[·]	3	3	3
EGW biol.	[·]	30'417	13'750	21'250
Ei. Leistung	[kW]	280	50	300
Stromproduktion	[kWh]	600'000	1'060'000	79'785

Tabelle 10: Eckdaten der drei untersuchten Kläranlagen.

Methodik und Abgrenzungen

Die Berechnung der Strom- und Wärmegestehungskosten basiert auf den von den Betreibern angegebenen Daten.

Für die untersuchten und verglichenen Anlagen wurden dieselben Zinssätze und Abschreibedauern gewählt bzw. angenommen, weil sich insbesondere die Abschreibedauer stark auf das Ergebnis auswirkt.

Zur Ermittlung der Jahreskosten wurden bei den Kläranlagen ausschliesslich die Investitions- und Betriebskosten der Schlammfaulung einschliesslich der Gasverwertung herbeigezogen.

Die Ausbring- oder Verwertungskosten für den Faulschlamm wurden unter der Annahme, dass diese Kosten auch ohne Schlammfaulung anfallen würden, nicht berücksichtigt.

Folgende Positionen wurden der Kostenermittlung zu Grunde gelegt:

Bauteil: Gebäude Gasspeicher, BHKW Raum, Fundationen, Podeste

Anlageteil: Gasinstallation, Gasspeicher, Fackelanlage, Siloxanfilter, Entschwefelung, BHKW, Einbindung wärme- und elektrotechnisch

Im Falle der Co-Vergärung wurden zusätzlich die Kosten für die technische Ausrüstung für die Annahme von Fremdschlamm oder die Annahme und Aufbereitung von Speiseresten berücksichtigt.

Bei der Anlagefinanzierung wurde nicht zwischen Fremd- und Eigenkapital unterschieden. Einzig die Subventionen wurden separat ausgewiesen. Zur Ermittlung der Kapitalkosten wurde die Annuitätenmethode verwendet. Dieser wurde eine Abschreibedauer von 10 Jahren bei einem Zinssatz von 4 % zu Grund gelegt. Für die Subventionen wurde kein Zins berechnet, hingegen wurden die Abschreibungen in den Jahreskosten berücksichtigt.

Landkosten wurden keine berücksichtigt, weil die Anlagen nicht speziell zum Zweck der Energieerzeugung gebaut worden sind, sondern weil es sich insbesondere bei der Co-Vergärung um eine bessere Nutzung von Infrastrukturanlage handelt.

Zur Ermittlung des **Personalaufwandes** wurde der tägliche Stundenaufwand für die verschiedenen mit dem Betrieb der Gasverwertung in Verbindung stehenden Arbeiten abgefragt und mit dem ARA-spezifischen Stundensatz multipliziert.

Die in die **Betriebskosten** eingehenden Aufwandpositionen wie Betriebsmittel, Wartung und Unterhalt, Administration, Entsorgung von Störstoffen, Schlammentsorgung etc. wurden abgefragt. Es wurden also die tatsächlich aufgelaufenen Kosten verwendet.

Zur Ermittlung der **Ertragspositionen** wurden die Menge Co-Substrate mit den jeweiligen Annahmepreisen sowie die produzierten bzw. überschüssigen Mengen Strom und Wärme abgefragt.

Zuverlässigkeit der Ergebnisse

Die Zuverlässigkeit der Ergebnisse hängt von der Qualität der verwendeten Daten ab. Aufgrund der kritischen Begutachtung und Diskussion der von den Betreibern erhaltenen Praxisdaten, die den Ist-Zustand abbilden, weisen die Ergebnisse für die untersuchten Anlagen eine hohe Zuverlässigkeit auf. Es handelt sich nicht um kalkulatorische Größen, sondern um die tatsächlich entstandenen Aufwände und Erträge.

Mögliche Aussagen aus den Daten

Die Daten ermöglichen es, Aussagen über die Strom- und Wärmegestehungskosten auf den beschriebenen Kläranlagen und unter den jeweiligen anlagespezifischen Verhältnissen zu machen. Eine Übertragung der Ergebnisse erscheint aufgrund der unterschiedlichen Rahmenbedingungen schwierig.

Ergebnisse Energiegestehungskosten aus ARA

Anlagedaten	Einheit	Anlage A	Anlage B	Anlage C
Anlage Kennwerte				
Inbetriebsetzung	-	1996	1987	1999
Ausbaugröße	EGW	37'700	14'000	11'000
Elektrische Leistung BHKW Modul				
Faulraumvolumen 1	m ³	1'750	450	600
Faulraumvolumen 2	m ³	0	450	0
Co-Substrate (Speisereste, Fettschlämme)	t/a	0	980	252
Stromproduktion	kWh/a	600'000	1'060'066	79'785
Laufzeit BHKW	h/a	4'863	8'700	2'216
Wirtschaftlichkeitsdaten				
Investitionskosten	Fr.	1'692'400	1'000'000	1'040'000
Erlös Annahme Co-Substrate	Fr./a	0	0	68'040
Jahreskosten	Fr./a	184'554	123'752	121'115
Elektrizitäts-Gestehungskosten				
Elektrizitäts-Gestehungskosten Brutto Einspeisung	Fr./kWh	0.52	0.09	2.05
Elektrizitäts-Gestehungskosten Netto Einspeisung *)	Fr./kWh	0.52	0.09	0.78
Wärmegestehungskosten				
Wärme-Gestehungskosten Brutto Einspeisung	Fr./kWh	0.91	0.03	0.32
Wärme-Gestehungskosten Netto Einspeisung *)	Fr./kWh	0.91	0.03	0.12

Tabelle 11: Energiegestehungskosten der drei untersuchten kommunalen Abwasserreinigungsanlagen.

*) Erlös aus Annahme Co-Substrate berücksichtigt

Erkenntnisse bezogen auf die anlagespezifischen Stromgestehungskosten

Die Ergebnisse zeigen, dass die Stromgestehungskosten von folgenden Faktoren abhängen:

Abschreibedauer und Zinssatz

Eine Veränderung des Zinssatzes um $\pm 1\%$, erhöht oder verringert die Stromgestehungskosten zwischen weniger als einem Rp. bis maximal 9 Rp. pro kWh. Massgebend für das Ausmass der Veränderung ist bei den betrachteten Kläranlagen die Höhe der Stromproduktion.

Anlagekapazität bzw. Einfluss der Ausbaugrösse und auf die Stromgestehungskosten

Grundsätzlich beeinflusst auch hier die Anlagegrösse die Stromgestehungskosten (economy of scale), weil die spezifischen Investitionskosten pro kW el. Leistung sinkt und zusätzlich der elektrische Wirkungsgrad in Abhängigkeit der Leistung steigt, was sich wiederum positiv auf die produzierte Strommenge auswirkt.

Dies trifft jedoch bei den drei untersuchten Anlagen so nicht zu. Interessanterweise sind die Stromgestehungskosten bei der grössten Anlage (Anlage A, Ausbaugrösse 37'700 EG) am höchsten. Dies kann unter anderem darauf zurückgeführt werden, dass die gesamte Schlammbehandlung einschliesslich der Gasverwertung auf die Ausbaugrösse 37'700 EG ausgelegt worden ist, jedoch zur Zeit nur rund 26'000 EG angeschlossen sind. Das heisst die Anlage verfügt noch über Kapazitäten von rund 10'000 EG. Trotzdem müssen bereits heute die gesamten Investitionskosten amortisiert und verzinst werden. Dazu kommt, dass zwei BHKW Anlagen installiert worden sind, welche abwechselnd betrieben und demzufolge auch gewartet werden müssen. Diese Redundanz wirkt entsprechend Kosten treibend.

Erfahrungsgemäss wird auf den Kläranlagen im Vergleich zu den landwirtschaftlichen und industriellen Anlagen ein höherer Wartungsaufwand betrieben, was die Betriebskosten zusätzlich in die Höhe treibt.

Im Vergleich dazu weist die Anlage B, aufgrund der Zufuhr von energiereichen Co-Substraten eine hohe Auslastung auf, was sich in einer hohen Stromproduktion mit entsprechend tiefen Gestehungskosten von nur rund 9 Rp. pro kWh widerspiegelt.

Bei der Anlage C handelt sich um eine typische ARA einer Tourismusgemeinde mit einer Ausbaugrösse von 11'000 EG. Allerdings ist die ARA nur während wenigen Wochen (Weihnachten, Neujahr, Sportferien) derart hoch belastet. In der Zwischensaison kann die Belastung bis auf rund 1'000 EG zurückgehen. Trotzdem muss die Infrastruktur in der Lage sein die Spitzenfrachten abzudecken. Nur dank der Tatsache, dass für die Annahme von Co-Substraten aus der Gastronomie (Speisereste und Fritieröle) aufgrund der geografischen Lage, hohe Entsorgungsgebühren erhoben werden können, liegen die Stromgestehungskosten bei rund 78 Rp. pro kWh, also im Bereich der in Bezug auf die Ausbaugrösse dreimal grösseren ARA A.

Annahmepreis für Bioabfälle:

Im Beispiel der ARA B werden energiereiche Co-Substrate angenommen und vergoren. Das Ergebnis zeigt, dass es bei optimaler Auslastung der Faulanlage möglich ist, ohne eine Annahmegebühr für die Co-Substrate tiefe Stromgestehungskosten zu erzielen.

Im Gegensatz dazu sind auf Grund der speziellen Rahmenbedingungen im Fall der Anlage C hohe Annahmegebühren notwendig, um Stromgestehungskosten von rund 78 Rp. pro kWh zu erzielen.

Gasausbeute der Co-Substrate:

Die Wahl der Co-Substrate beeinflusst über den Biogasertrag die Stromausbeute und folglich die Stromgestehungskosten, bei gleich bleibenden Kapital- und Personalkosten. Eine Erhöhung des Biogasertrages um 20 % senkt die Stromgestehungskosten bei der Anlage A um 31% bzw. um 16 Rp., bei der optimal ausgelasteten Anlage B um 2 Rappen und bei der Anlage C um 22 Rp. pro kWh.

Jahreslaufzeit der WKK:

Wie bereits oben dargelegt liegt die Jahreslaufzeit bei der Anlage A auf Grund der Kapazitätsreserven erst bei rund 4'800 Stunden, also bei einer Auslastung von rund 55 %. Würden die vorhandenen Kapazitäten der Anlage ausgeschöpft, so könnten die Jahreslaufzeit erhöht und damit verbunden die Stromgestehungskosten gesenkt werden.

Die ARA B wird durch die Zufuhr von energiereichen Co-Substraten optimal betreiben, was sich in den tiefen Stromgestehungskosten niederschlägt.

Bei der ARA C sind auf den ersten Blick noch Reserven vorhanden. Beim genaueren Hinsehen wird man jedoch feststellen, dass während den kurzfristigen Spitzebelegungen der Hotels und kaum noch Reserven vorhanden sind.

Kosten für die Schlammensorgung:

Die zusätzlichen Kosten für die Schlammensorgung sind abhängig von der Abbaubarkeit der Co-Substrate. Während fett- und ölhaltige Schlämme nahezu vollständig abgebaut werden und demzufolge keine zusätzliche Kosten bei der Schlammensorgung nach sich ziehen, muss bei den Speiseresten mit etwas Schlamm gerechnet werden.

Elektrizitäts-Gestehungskosten Netto Einspeisung	Einheit	Anlage A	Anlage B	Anlage C
- Zinserhöhung um 1%	Fr./kWh	0.56	0.10	0.87
Stromgestehungskosten (Basis gemäss obiger Berechnung)	Fr./kWh	0.52	0.09	0.78
- Erhöhung Gasertrag um 20 %	Fr./kWh	0.36	0.08	0.56

Tabelle 12: Elektrizitäts-Gestehungskosten Netto Einspeisung von Kläranlagen bei der Variation massgebender Kosten- oder Ertragspositionen.

Fazit zu den Energiegestehungskosten aus kommunalen Kläranlagen

Massgebende Faktoren für die Höhe der Stromgestehungskosten sind die Auslastung der Kläranlage und Faulanlage sowie die Gasausbeute und die Annahmeerlöse für die Co-Substrate. Bei den betrachteten Kläranlagen resultieren unter optimalen Bedingungen mit Co-Vergärung Stromgestehungskosten von 9 Rp. und im schlechtesten Fall bei rund 55%-iger Auslastung und ohne Co-Substrate von 52 Rp. pro kWh. Bei der Anlage in der Tourismusregion, mit ausgeprägten Schwankungen im Jahresgang liegen die Kosten bei rund 78 Rp. pro kWh.

Die Auswertung der Daten der Kläranlagen hat bestätigt, dass viele der vorhandenen Infrastrukturen schlecht genutzt werden. Es wäre deshalb vielfach ohne grosse Zusatzinvestitionen möglich, die Klärgasproduktion durch die Annahme von Co-Substraten zu steigern und damit die Stromgestehungskosten auf ein kompetitives Niveau zu senken.

Die grosse Streubreite der Stromgestehungskosten zeigt auch, dass für zuverlässigere Aussagen eine deutlich grössere Anzahl von kommunalen Kläranlagen ausgewertet werden müssen.

4 Biocarburants liquides

L'étude a porté uniquement sur le biodiesel et le bioéthanol. Un autre type de biocarburant, l'huile végétale pure, se développe actuellement, mais ne sera pas traité ici⁵⁾.

4.1 Données à disposition

Les démarches entreprises pour obtenir des informations sur la rentabilité économique des installations de production de biocarburants liquides ont été de trois types :

- Envoi d'un questionnaire aux différentes installations et entreprises européennes et suisses (83 au total).
- Contact avec les institutions allemandes (Deutscher Bundestag, Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz), françaises (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie, Institut Français du Pétrole) et suisses (Alcosuisse, EPFL).
- Compilation de publications diverses.

Au travers des entreprises et associations auxquelles a été envoyé un questionnaire, **seuls deux documents remplis ont été retournés**. Un troisième questionnaire a été retourné, mais ne contient qu'une description sommaire de quelques caractéristiques techniques de l'installation. Ces trois documents sont résumés à l'annexe A3. La quasi-totalité des entreprises contactées, malgré les relances, n'ont pas répondu aux demandes d'informations en raison du secret industriel.

Un certain nombre de publications et articles contiennent par contre des informations sur les coûts de production du biodiesel et du bioéthanol.

⁵⁾ L'huile végétale pure s'obtient principalement, comme le biodiesel, à partir de colza. La matière première est pressée en huile ; cette dernière après décantation est filtrée grossièrement. L'huile de colza se caractérise par sa viscosité élevée, sa mauvaise aptitude à l'auto-inflammation et son point de combustion élevé. Elle peut être utilisée en mélange avec du carburant usuel. A moins de 25%, le moteur n'a pas à subir de modification. Utilisée pure, l'huile végétale impose de modifier le moteur (encrassement des injecteurs et soupapes, usure des moteurs et des pistons, corrosion des joints) ou d'avoir un système à double réservoir. Ses avantages sont une production simplifiée et un écbilan favorable.

BIODIESEL – données européennes	Coût de production		
	CHF/KWh ^{**}	CHF/l	€/l
IFP, "Biofuels in Europe, panorama 2004", France	0.06	0.56	0.35
Institut Français du Pétrole, Ballerini D., 2006, "Les biocarburants – Etat des lieux, perspectives et enjeux de développement", Editions TECHNIP, Paris			
• Installation à capacité = 10'000 t, sans vente glycérine	0.09	0.84	0.53
• Installation à capacité = 10'000 t, avec vente glycérine	0.08	0.76	0.48
• Installation à capacité = 35'000 t, sans vente glycérine	0.09	0.81	0.50
• Installation à capacité = 35'000 t, avec vente glycérine	0.08	0.75	0.47
• Installation à capacité = 70'000 t, sans vente glycérine	0.09	0.78	0.49
• Installation à capacité = 70'000 t, avec vente glycérine	0.08	0.72	0.45
• Installation à capacité = 100'000 t, sans vente glycérine	0.08	0.76	0.48
• Installation à capacité = 100'000 t, avec vente glycérine	0.08	0.70	0.44
IBG Monforts Oekotec GmbH&Co, "Biodiesel Courier, Edition 01/05", Allemagne	0.10	0.87	0.55
UFOP, "Statusbericht Biodiesel, Biodieselproduktion und Vermarktung in Deutschland 2005", Allemagne	0.12	1.08	0.68
ENERS Energy Concept Sarl, http://www.eners.ch/fr/home.html	0.11 - 0.13	1.00 - 1.20	0.63 - 0.75
EPFL-LASEN, Dr. E. Gnansounou, "Développement des biocarburants : situation actuelle et perspectives", conférence du 23 mai 2006			
• Union européenne à 15	0.10 - 0.14	0.95 - 1.27	0.60 - 0.80
• Union européenne à 25	0.12	1.11	0.70
• Suisse	0.12 – 0.14	1.11 - 1.27	0.70 - 0.80
Top Agrar, 2006, "Jahrbuch neue Energie für Investoren und Betreiber"	0.12	1.11	0.70
European Commission Joint Research Center, CONCAWE, EU-CAR, mai 2006, "Well-to-Wheels Report, Version 2b", http://ies.jrc.cec.eu.int	0.12 - 0.13	1.13 - 1.19	0.71 - 0.75
Deutscher Bundestag, juin 2005, "Bericht zur Steuerbegünstigung für Biokraft- und Bioheizstoffe"	0.12 - 0.13	1.13 - 1.21	0.71- 0.76
Swiss Engineering, décembre 2005, "Valoriser la filière helvétique"	0.17	1.50	0.94
Coût de production moyen pour le biodiesel*	0.11	0.99	0.63

* = Lorsqu'un intervalle de coût est mentionné, la moyenne des deux extrêmes a servi au calcul du coût de production moyen.

** = Pouvoir calorifique du biodiesel = 32.65 [MJ/l] [6]

BIOETHANOL – données européennes	Coût de production		
	CHF/KWh**	CHF/I	€/I
EPFL-LASEN, article du Dr. E. Gnansounou, http://lasen.epfl.ch/page40003.html	0.07 - 0.12	0.40 - 0.70	0.25 – 0.44
IFP, "Biofuels in Europe, panorama 2004", France	0.10	0.6	0.38
Institut Français du Pétrole, Ballerini D., 2006, "Les biocarburants – Etat des lieux, perspectives et enjeux de développement", Editions TECHNIP, Paris	0.12 - 0.17	0.68 - 1.00	0.43 - 0.63
European Commission Joint Research Center, CONCAWE, EUCAR, mai 2006, "Well-to-Wheels Report, Version 2b", http://ies.jrc.cec.eu.int	0.14 - 0.16	0.83 - 0.94	0.52 - 0.59
Universität Hohenheim, VLSF Berlin, 2002, "Studie zur Bioethanolproduktion aus Getreide in Anlagen mit einer Jahresproduktionskapazität von 2, 5 und 9 mio Litern"	0.15 - 0.20	0.87 - 1.19	0.55 - 0.75
EPFL-LASEN, Dr. E. Gnansounou, "Développement des biocarburants : situation actuelle et perspectives", conférence du 23 mai 2006			
• Union européenne à 15	0.16 - 0.22	0.95 - 1.27	0.60 - 0.80
• Union européenne à 25	0.16 - 0.19	0.95 - 1.11	0.60 - 0.70
• Suisse	0.16 - 0.24	0.95 - 1.43	0.60 - 0.90
Journal de l'EPFL, juin 2005, "Vers les Biocarburants"	0.22	1.30	0.82
Alcosuisse, http://www.etha-plus.ch	0.23	1.38	0.87
Guides et cahiers techniques Connaître pour Agir, ADEME, novembre 1995, "L'utilisation du bioéthanol ou de ses dérivés dans les moteurs"	0.22 - 0.30	1.30 - 1.78	0.82 - 1.12
Coût de production moyen pour le bioéthanol*	0.17	1.03	0.65

* = Lorsqu'un intervalle de coût est mentionné, la moyenne des deux extrêmes a servi au calcul du coût de production moyen.

** = Pouvoir calorifique du bioéthanol = 21.17 [MJ/I] [6]

Les calculs et leurs sources de données ne sont néanmoins pas connus. Il faut relativiser les chiffres qui vont suivre en raison des arguments suivants [1]⁶ :

- Les **caractéristiques des installations** ne sont pas connues. Les coûts de production peuvent, par exemple, fortement varier en fonction de la capacité des installations.
- Les **limites et les composants des systèmes de calcul** peuvent ne pas être semblables. Par exemple, une usine de production de biodiesel peut avoir comme matière première soit de l'huile de colza, soit la graine de colza. Le pressage de l'huile représente, par conséquent, un coût supplémentaire de production.
- L'évolution des **cours des matières agricoles et des coproduits** peut être différente entre les pays et varier dans le temps. Ce facteur a une énorme influence dans le calcul des coûts d'exploitation.

⁶ Les chiffres notés entre parenthèses se réfèrent à la bibliographie présentée à l'annexe A4.

- Le taux de change des monnaies pour indiquer les coûts de production en CHF/l ou en €/l.

Le tableau suivant illustre, à titre d'exemple, les coûts de production du Brésil et des USA, leaders mondiaux de la fabrication de l'éthanol :

BIOETHANOL hors Europe	Pays	Coût de production		
		CHF/KWh*	CHF/l	€/l
EPFL-LASEN, Dr. E. Gnansounou, "Développement des biocarburants : situation actuelle et perspectives", conférence du 23 mai 2006	Brésil	0.05	0.32	0.20
EPFL-LASEN, Dr. E. Gnansounou, "Développement des biocarburants : situation actuelle et perspectives", conférence du 23 mai 2006	USA	0.08	0.48	0.30

* = Pouvoir calorifique du bioéthanol = 21.17 [MJ/l] [6]

La différence entre les coûts de production européens et américains est à mettre en relation avec [1] :

- la taille plus réduite des infrastructures européennes
- un secteur européen des biocarburants moins structuré qu'au Brésil et aux USA
- un prix des matières premières plus élevé en Europe

4.2 En Suisse

La production de biocarburants liquides sur le sol helvétique est actuellement tributaire de la loi sur l'imposition des huiles minérales (Limpmin du 21 juin 1996). Jusqu'à la fin de l'année passée, la production de biocarburants liquides non taxés par installation suisse était limitée à 2.5 millions de litres par an. Cette limite a passé à 5 millions de litres par an de biocarburant non-taxé et par installation, pour une production totale sur le territoire de 20 millions de litres par an. Le Conseil Fédéral a proposé une dernière modification de la Limpmin, c'est-à-dire, à terme, l'exonération totale pour les biocarburants de l'impôt sur les huiles minérales. Les pertes de recettes seront compensées par une imposition plus élevée de l'essence. Cette mesure a pour but de promouvoir les carburants écologiques sur le marché.

En Suisse, deux entreprises produisent du biodiesel. Il faut rappeler que les renseignements et chiffres ainsi obtenus sont représentatifs de l'échelle des installations. Ces installations sont en effet nettement plus petites que les installations européennes. Une seule entreprise fabrique du bioéthanol, mais comme sous-produit. Une quatrième entreprise produit de l'huile végétale.

Pour terminer ce panorama suisse, mentionnons encore deux projets en cours de développement. Le premier, proposé et soutenu par Alcosuisse, se nomme *etha+®*. Il propose deux nouveaux carburants :

- l'*essEnce₅*, mélangeant de l'essence (95%) et du bioéthanol (5%)
- l'*e₈₅*, mélangeant de l'essence (15%) et du bioéthanol (85%)

Le bioéthanol serait fabriqué en partie en Suisse, à partir de bois et de matières premières agricoles déclassées en fonction des saisons et des disponibilités. Le restant proviendra d'importations.

Le deuxième projet, soutenu quant à lui par l'Association pour le Développement des Energies Renouvelables (ADER) et PROMETERRE (Association vaudoise de promotion des métiers de la terre), s'intitule *Betalcool*. Il développe le concept de production de bioéthanol à partir de biomasse agricole (betteraves à sucre principalement) en transformant non seulement le sucre, mais aussi la pectine, l'amidon et une partie de la cellulose. Ce projet prévoit l'utilisation d'un minimum d'énergie grise, l'utilisation du biogaz produit par la méthanisation des vinasses (résidu de la fermentation alcoolique) pour la distillation et une limitation des transports par l'utilisation de plusieurs petites unités de production.

4.3 En Europe

L'Union européenne

Le marché des biocarburants dans l'Union européenne prospère ces dernières années, bien qu'il soit intimement lié avec les volontés politiques et régimes de fiscalisation des produits pétroliers propres à chaque pays. L'Union européenne a adopté en 2003 une ligne directrice visant à favoriser l'utilisation des biocarburants par un remplacement de 2% d'ici 2005 et de 5.75% d'ici 2010 de l'énergie fossile attribuée au trafic par des biocarburants. Le biodiesel en représente la plus grande part avec 79.5 % contre 20.5% pour le bioéthanol. [2]

L'Union européenne est la principale région du monde à avoir développé une filière biodiesel. Grâce notamment à une législation très favorable, l'Allemagne est son principal fabricant : sa production a dépassé le million de tonnes en 2004 et représente plus de la moitié de la production européenne. Viennent ensuite la France et l'Italie, avec respectivement 348'000 et 320'000 tonnes de biodiesel produites en 2004. [2]

491'040 tonnes de bioéthanol ont été produites en Europe en 2004. Le premier pays de l'Union européenne pour la production de bioéthanol est l'Espagne avec 194'000 tonnes en 2004, suivie par la France avec 102'000 tonnes. [2]

L'Allemagne

Au vu des différences de production, les informations disponibles sur le marché allemand des biocarburants concernent majoritairement le biodiesel. Néanmoins, très peu de publications contiennent des coûts de production détaillés.

Marché du biodiesel

La production de biodiesel se fait principalement à partir d'huile de colza, mais peut aussi recycler des huiles usagées. En 2004, la production allemande était de 1.05 mio t/an (environ 1.19 milliards de litres). 40% de la production a été utilisée sous forme pure comme carburant pour la flotte captive (principalement pour les poids lourds). 30% ont été employés sous forme pure pour les voitures de tourisme. Les derniers 30% ont été mélangés avec du diesel traditionnel (taux de mélange équivalant à 5%). [3]

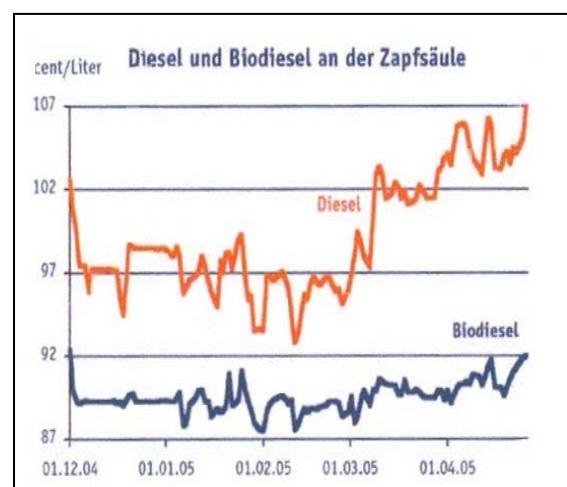
La construction d'installations supplémentaires est prévue, permettant d'envisager une production d'environ 2.0 mio t/an de biodiesel à partir d'huile de colza. Cette quantité permettrait de couvrir 3.7% des besoins en carburant de l'Allemagne. [3] Ces prochaines années, ce pays prévoit par une adaptation technique des moteurs une augmentation du taux de mélange entre le biodiesel et le diesel traditionnel, ainsi qu'une utilisation plus répandue du biodiesel sous forme pure.

Une évaluation des différents coûts associés à la production du biodiesel a été effectuée par le gouvernement allemand [3]. Ces coûts, évalués pour l'année 2004, proviennent de différentes sources : Internet, publications dans le domaine, informations par les associations faîtières et par les producteurs de biodiesel.

Coûts	Biodiesel pur		Biodiesel mélangé au diesel traditionnel (5%)	
	CHF/litre	€/litre	CHF/litre	€/litre
Prix de l'huile de colza (départ du moulin) <i>(moyenne des prix de la bourse en 2004)</i>	0.78	0.49	0.78	0.49
Purification <i>(préparation et filtration de l'huile de colza)</i>	0.06	0.04	0.06	0.04
Estérification, avec déduction de la bonification de la glycérine <i>(du méthylester et de la glycérine sont produits à partir de l'huile de colza)</i>	0.11	0.07	0.11	0.07
Coûts du mélange <i>(conservation, stockage, amortissement partiel des coûts d'investissement, coûts du stockage et des techniques de mélange, coûts des processus de mélange y.c. les économies possibles au travers des caractéristiques propres au biodiesel, coûts de gestion)</i>	-	-	0.05	0.03
Logistique <i>(fret, stockage, livraison, marge des stations-service)</i>	0.13	0.08	0.13	0.08
Surcroît de dépenses techniques <i>(intervalle réduit de changement de l'huile ou du changement du filtre pour l'huile, équipements spéciaux, etc.)</i>	0.05	0.03	-	-
Consommation supplémentaire <i>(faible contenu énergétique du biodiesel par rapport au diesel traditionnel (différence de 8%))</i>	0.08	0.05	-	-
Somme <i>(prix théorique)</i>	1.21	0.76	1.13	0.71
Prix moyen du diesel traditionnel en 2004 <i>(y.c. la taxe sur les huiles minérales)</i>	1.29	0.81	1.29	0.81

L'association allemande UFOP (Union zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen) a calculé, quant à elle, une moyenne des prix à la pompe du biodiesel et du diesel traditionnel [4]. Sur les cinq mois présentés dans ce graphique, nous pouvons observer :

- la différence de prix entre les deux carburants
- la similitude du comportement des deux courbes car les distributeurs de biodiesel se calquent fortement sur les prix du diesel traditionnel pour fixer leurs coûts
- la différence entre le coût de production théorique mentionné dans le tableau ci-dessus et le prix à la pompe.



Marché du bioéthanol :

L'Allemagne produit du bioéthanol à partir de céréales, telles que le blé et le seigle, mais aussi à partir de betteraves. Ce biocarburant est incorporé à un taux de 5% dans l'essence. Le bioéthanol n'est pas pour l'instant utilisé sous sa forme pure, bien que des tests soient en cours dans le domaine agricole.

L'Allemagne projette de développer la recherche dans le domaine des moteurs, notamment pour les véhicules de type « Flexible Fuels », afin de développer ce marché.

4.4 Conclusion sur la situation des biocarburants liquides en Suisse

Les calculs se sont uniquement basés sur les indications fournies par les deux installations suisses qui ont retourné les questionnaires (annexe 3a). Les exploitants souhaitent que ces données restent confidentielles.

Les coûts bruts du biodiesel ont d'abord été calculés en divisant la somme des coûts d'exploitation par la quantité de biodiesel produit en une année. L'installation 1 ayant indiqué le montant de ses recettes sur la vente des coproduits et de la biomasse, un deuxième prix de revient a été calculé. L'unité a d'abord été le [CHF/t], puis le [CHF/l] permettant une meilleure lisibilité. Ce changement d'unité a été calculé en fonction de la densité moyenne du biodiesel, équivalant en moyenne à 0.88 [kg/l] [6].

L'installation 1 présente un coût brut de 1.31 [CHF/l] ; l'installation 2, quant à elle, obtient 1.00 [CHF/l]. Cet écart s'explique par la conjugaison de plusieurs différences dans les coûts d'exploitation.

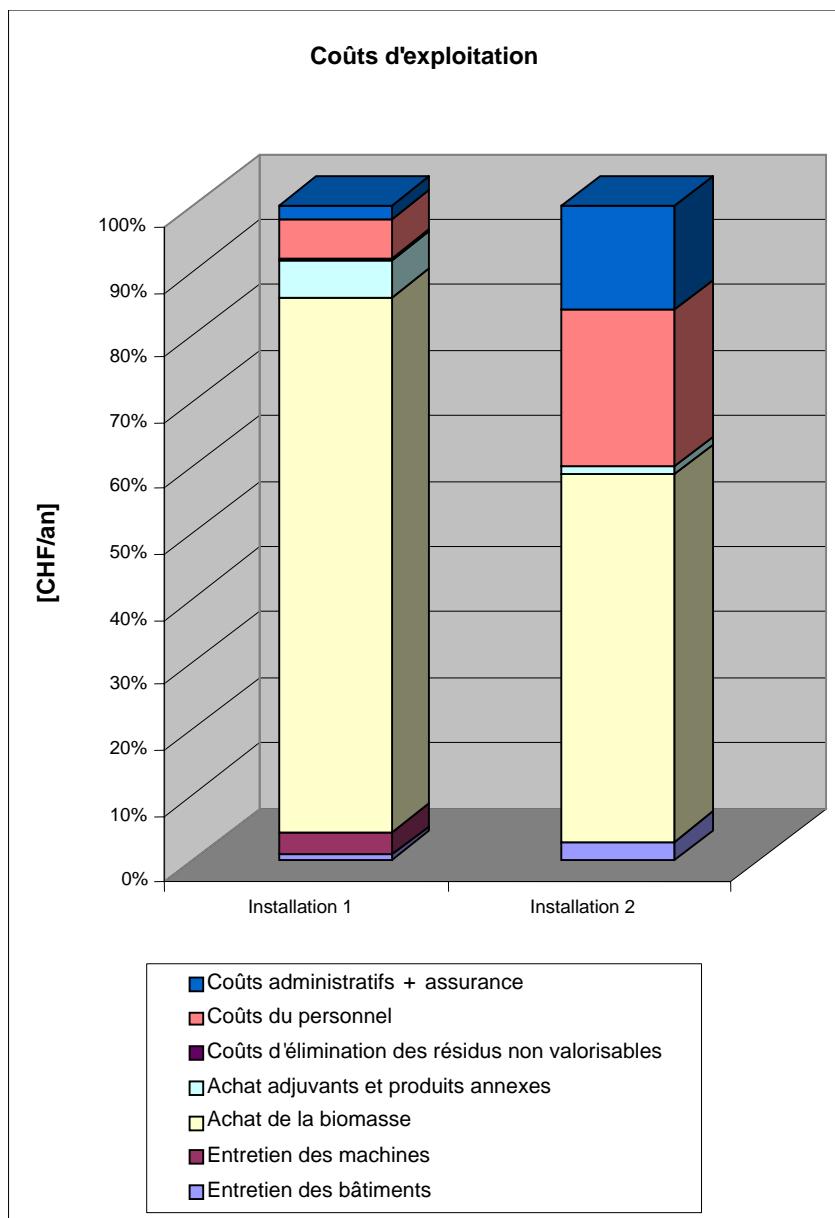


Abbildung 23: Coûts d'exploitation - installations de biodiesel

L'installation 1 présente des frais plus élevés pour l'achat de la biomasse (du colza qu'elle presse elle-même), l'entretien des machines, l'achat des adjuvants et des produits annexes, ainsi que pour les coûts d'élimination des résidus non valorisables. L'installation 2 montre des frais plus hauts pour l'entretien des bâtiments, le coûts du personnel, de l'administration et des assurances.

Le coût brut de l'installation 1 est plus élevé que la moyenne des valeurs de la littérature, mais est toutefois compris dans l'intervalle de 0.56 à 1.50 CHF/l. Le coût brut de l'installation 2 correspond à cette moyenne.

L'achat de la biomasse représente pour ces deux installations la plus grande charge. Le marché des matières premières (huile, colza) peut varier selon les pays en Europe, induisant des coûts d'exploitation différents.

5 Schlussfolgerungen

5.1 Wärme aus Biomasse

Eine direkte Gegenüberstellung der Wärmegestehungskosten der verschiedenen, untersuchten Anlagetypen ist wohl theoretisch möglich, ein solcher Vergleich muss aber sehr vorsichtig interpretiert werden. Die hier untersuchten Anlagen werden unter sehr unterschiedlichen Rahmenbedingungen eingesetzt und bilden untereinander üblicherweise keine echten Alternativen. Ein grundsätzliches Unterscheidungsmerkmal besteht zudem zwischen den Anlagen, die ausschliesslich zum Zweck der Wärme- bzw. Energieerzeugung gebaut und betrieben werden sowie zwischen denjenigen Anlagen, welche Biomasse energetische nutzen und gleichzeitig Abfallverwertungsaufgaben übernehmen.

Die Wärmegestehungskosten der verschiedenen Umwandlungstechnologien liegen im Bereich von 3 Rp. bis 91 Rp. pro kWh (vgl. auch Tabelle 13 und Abbildung 24). Mit wenigen Ausnahmen ist Wärme aus grösseren Anlagen pro kWh günstiger als aus kleineren Anlagen, was den Erwartungen entspricht. Drei unterschiedliche Anlagetypen liefern Wärme unter 10 Rp. pro kWh. Die grosse Mehrheit der Anlagen weist Wärmegestehungskosten zwischen 10 und 17 Rp. pro kWh auf. Die kleineren Holzenergieanlagen und kleineren landwirtschaftlichen Biogasanlagen haben Wärmegestehungskosten zwischen 20 und 27 Rp. pro kWh.

Im Durchschnitt am günstigsten sind mit 12.2 Rp. pro kWh die Wärmegestehungskosten der Holz-WKK Anlagen. Im Mittel mit 16 Rp. pro kWh sind die Wärmegestehungskosten von Holzfeuerungsanlagen ohne Feinstaubabscheider und industriell-gewerblichen Biogasanlagen. Mit 18.3 Rp. pro kWh etwas höher liegen die landwirtschaftlichen Biogasanlagen und mit 19.1 Rp. pro kWh die Holzfeuerungsanlagen mit Feinstaubabscheider. Mit 35.3 Rp. pro kWh sind die Wärmegestehungskosten bei WKK-Anlagen auf kommunalen Kläranlagen. Wobei hier die Streuung der drei untersuchten Anlagen sehr gross ist.

Es kann davon ausgegangen und wurde auch bestätigt, dass die Wärme aus reinen Energieerzeugungsanlagen tendenziell besser genutzt wird als aus Anlagen, die auch Abfall verwerten. Optimierungspotenzial ist hier vor allem noch bei den Biogasanlagen vorhanden.

	Qnutz Pe + Pth	Wärme Rp./kWh	Strom Rp./kWh
WKK ARA	1350 kW	3.0	9.0
WKK landw. Biogas	450 kW	8.0	16.0
WKK aus Holz	26'000 kW	10.0	25.0
WKK aus Holz	12'500 kW	11.3	28.3
WKK ARA	225 kW	12.0	78.0
WKK aus Holz	8'000 kW	12.3	30.8
Wärme aus Holz	1'000 kW	13.2	12.1 *
WKK landw. Biogas	248 kW	14.0	24.0
WKK aus Holz	4'400 kW	15.0	37.6
WKK I+G Biogas	720 kW	16.0	46.0
WKK I+G Biogas	1'485 kW	16.0	45.0
Wärme aus Holz	500 kW	16.7	15.0 *
Wärme aus Holz	200 kW	20.8	17.3 *
WKK landw. Biogas	248 kW	24.0	24.0
Wärme aus Holz	100 kW	25.6	19.6 *
WKK landw. Biogas	360 kW	27.0	34.0
WKK ARA	1260 kW	91.0	52.0

* ohne Feinstaubabscheider

Tabelle 13: Wärmegestehungskosten für die untersuchten Biomasse-Energieanlagen, geordnet nach der Höhe der Gestehungskosten. .

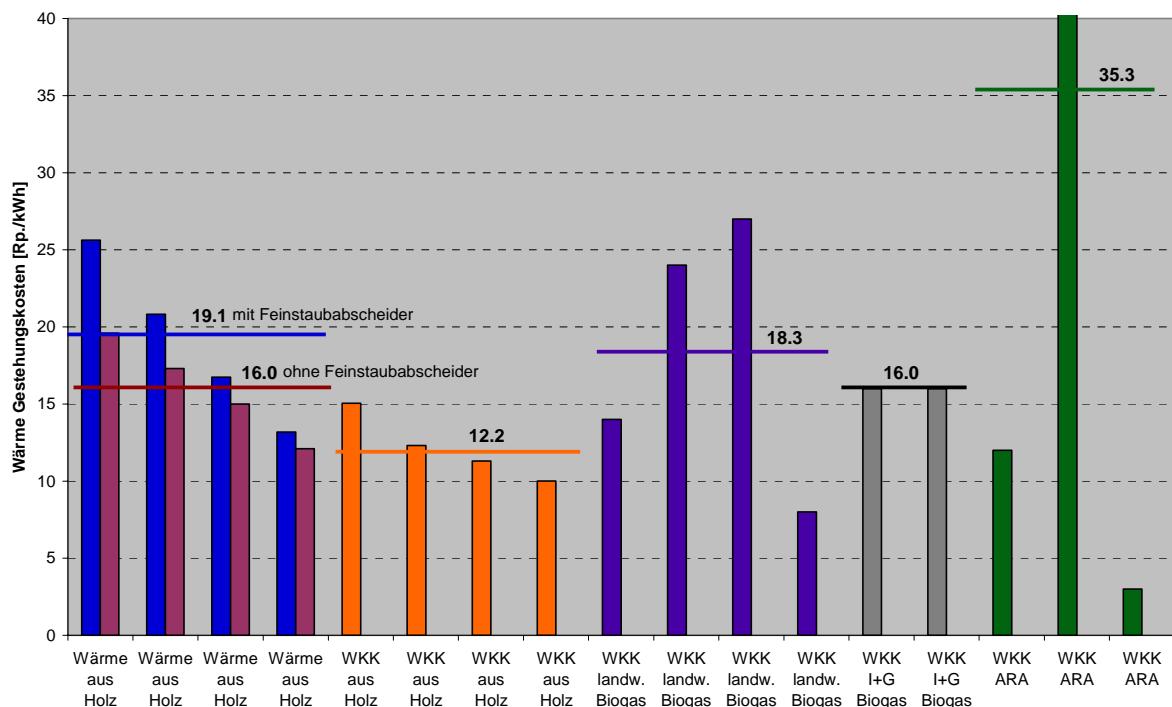


Abbildung 24: Wärme Gestehungskosten der untersuchten Biomasse Energieanlagen, geordnet nach Anlagetechnologie.

5.2 Elektrizität aus Biomasse

Die Gestehungskosten für die Elektrizität aus Biomasse streuen für die untersuchten Anlagetypen und -größen zwischen 9 bis 78 Rp. pro kWh (vgl. auch Tabelle 14 und Abbildung 25).

Im Bereich von 15 Rp. pro kWh und darunter liegen die Gestehungskosten von nur zwei der untersuchten Anlagen, eine Kläranlage und eine landwirtschaftliche Biogasanlage. Jedoch sind auch die zwei Anlagen mit den höchsten Stromgestehungskosten zwei Kläranlagen. Dies veranschaulicht den Einfluss anderer Effekte auf die Höhe der Gestehungskosten wie die Höhe der Erlöse aus der Verwertung organischer Abfälle, die Bedeutung der korrekten Auslegung oder diejenige einer optimalen Auslastung der Anlage.

Die Stromgestehungskosten der landwirtschaftlichen Biogasanlagen und diejenigen der Holz-WKK Anlagen liegen grossmehrheitlich zwischen 24 Rp. pro kWh und 38 Rp. pro kWh. Die Stromgestehungskosten der industriell-gewerblichen Biogasanlagen sind bei rund 45 Rp. pro kWh. Bei dieser Höhe der Stromgestehungskosten können diese Anlagen nicht wirtschaftlich betrieben werden. Es ist deshalb davon auszugehen, dass die Kostenangaben der beiden Anlagebetreiber deutlich zu hoch sind.

Im Mittel liegen die Elektrizitäts-Gestehungskosten bei den untersuchten Anlagen bei den landwirtschaftlichen Biogasanlagen bei 24.5 Rp. pro kWh, bei den Holz WKK-Anlagen bei 30.4 Rp. pro kWh, bei den industriell-gewerblichen Biogasanlagen bei 45.5 Rp. pro kWh und bei den bei den ARA bei 46.3 Rp. pro kWh.

Wie bei den Wärmegestehungskosten ist auch hier zu beachten, dass die berechneten Werte für die untersuchten Anlagen stimmen, jedoch nicht für die Gesamtheit der Anlagetypen repräsentativ sind, da die Anzahl der untersuchten Anlagen bei den Biogasanlagen und insbesondere bei den Kläranlagen zu klein ist.

	Qnutz Pe + Pth	Wärme Rp./kWh	Strom Rp./kWh
WKK ARA	1350 kW	3.0	9.0
WKK landw. Biogas	450 kW	8.0	16.0
WKK landw. Biogas	248 kW	14.0	24.0
WKK landw. Biogas	248 kW	24.0	24.0
WKK aus Holz	26'000 kW	10.0	25.0
WKK aus Holz	12'500 kW	11.3	28.3
WKK aus Holz	8'000 kW	12.3	30.8
WKK landw. Biogas	360 kW	27.0	34.0
WKK aus Holz	4'400 kW	15.0	37.6
WKK I+G Biogas	1'485 kW	16.0	45.0
WKK I+G Biogas	720 kW	16.0	46.0
WKK ARA	1260 kW	91.0	52.0
WKK ARA	225 kW	12.0	78.0
Wärme aus Holz	100 kW	25.6	
Wärme aus Holz	200 kW	20.8	
Wärme aus Holz	500 kW	16.7	
Wärme aus Holz	1'000 kW	13.2	

Tabelle 14: Gestehungskosten für Elektrizität aus den untersuchten Biomasse-Energieanlagen, geordnet nach Höhe der Gestehungskosten.

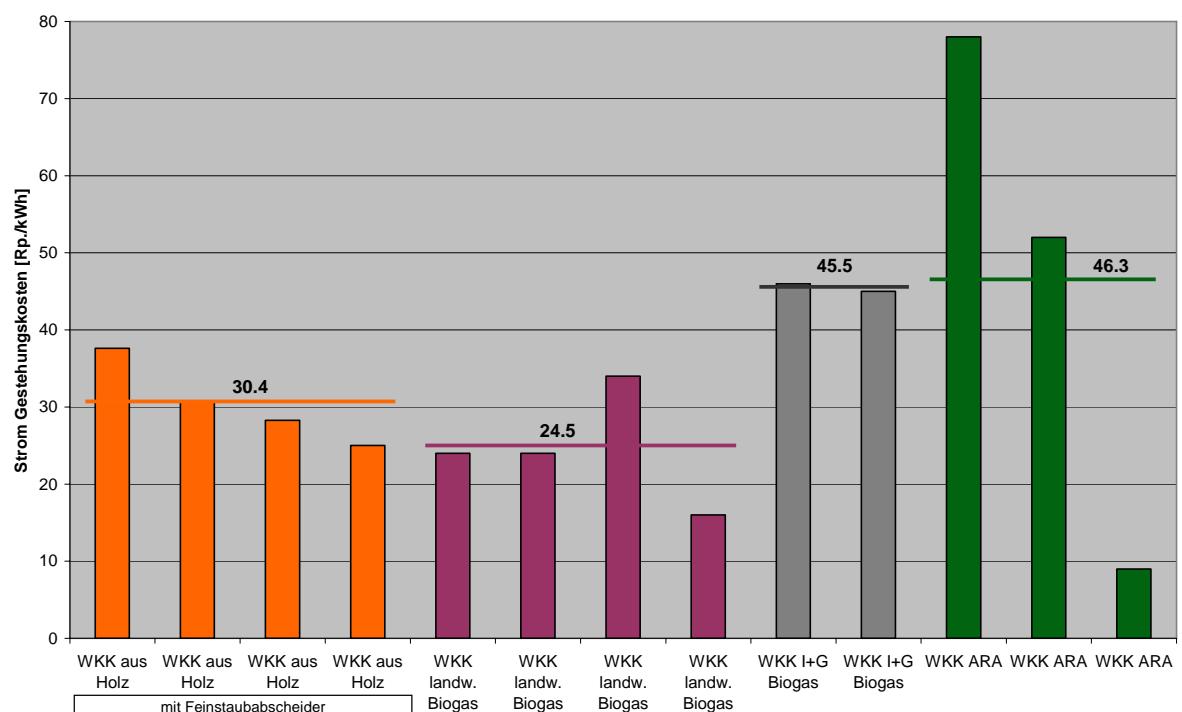


Abbildung 25: Elektrizitäts-Gestehungskosten der untersuchten Anlagetypen, geordnet nach Technologie.

5.3 Flüssigtreibstoffe

Une première collecte d'informations sur les coûts de production du biodiesel et du bioéthanol s'est effectuée grâce à un recensement des informations trouvées dans diverses publications. Ces chiffres ne sont pas totalement comparables car plusieurs paramètres essentiels ne sont pas connus tels que les caractéristiques des installations (par exemple, leur capacité), les limites et composants des systèmes de calculs (typiquement, le pressage sur le site de l'huile colza) ou le taux de change des monnaies.

Au travers des différentes publications, une moyenne des coûts de production pour les deux types de biocarburants a été faite :

- Coût de production européen moyen pour le biodiesel = 0.99 [CHF/l] (0.11 CHF/KWh) ; intervalle de 0.56 à 1.50 [CHF/l] (0.06 à 0.17 [CHF/KWh]).
- Coût de production moyen européen pour le bioéthanol = 1.03 [CHF/l] ; intervalle de 0.40 à 1.78 [CHF/l] (0.07 à 0.30 [CHF/KWh]).

En Suisse, deux installations produisent du biodiesel. Une troisième fabrique du bioéthanol et une quatrième, de l'huile végétale. Des coûts de production pour les installations de biodiesel ont pu être établis ; ils se situent, pour l'une, à 1.00 [CHF/l] et, pour l'autre, à 1.30 [CHF/l]. Cet écart s'explique par des différences dans l'achat de la biomasse et des produits annexes, le pressage ou non sur site du colza et les infrastructures présentes. L'achat de la biomasse représente de loin la charge financière la plus élevée.

Les coûts de production mentionnés dans cette étude reflètent les cours actuels des matières agricoles. Un changement du marché aurait une forte influence sur les coûts de production.

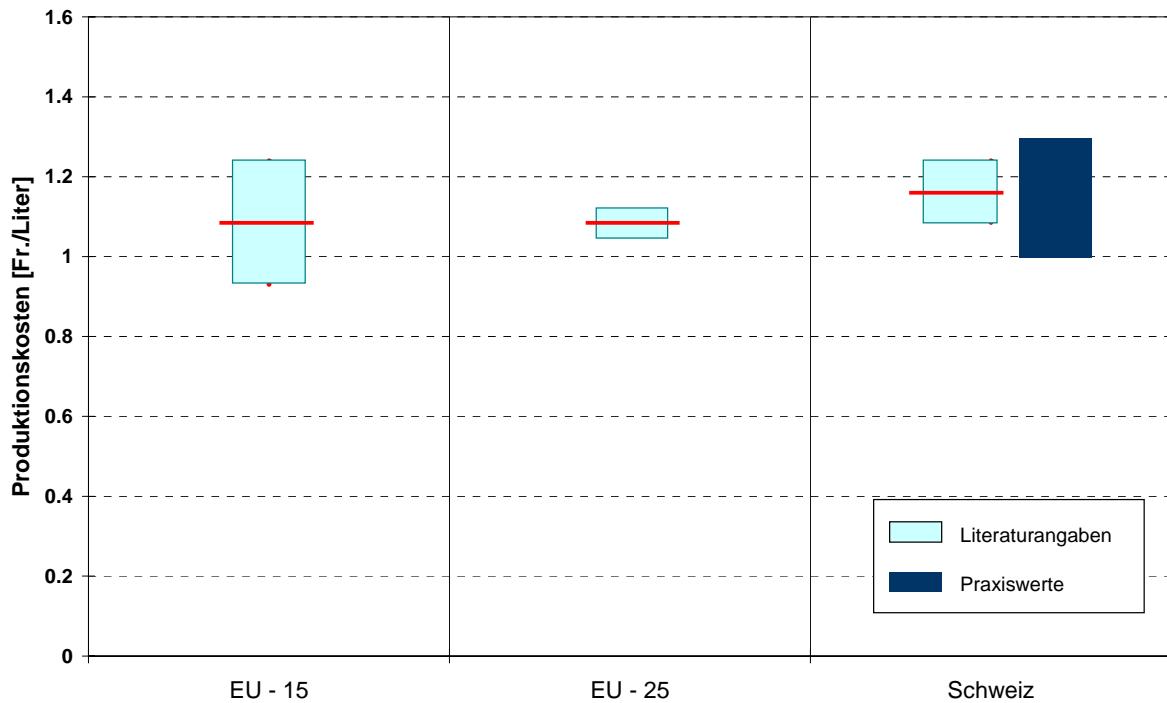


Abbildung 26: Gestehungskosten für Biodiesel.

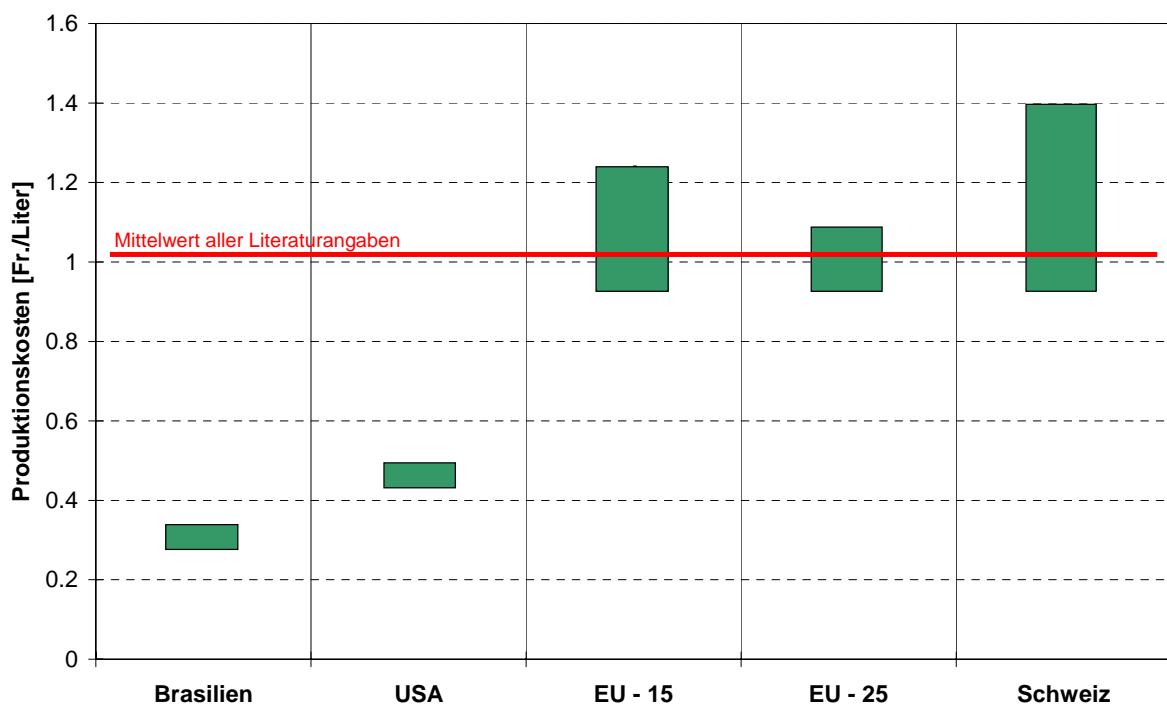


Abbildung 27: Gestehungskosten für Bioethanol.

A1 Factsheet Holzenergie Anlagen

Anlage					
Standort					
Betreiber					
Holzkesselleferant					
Inbetriebnahme	1995				
Wärmeerzeugungsart	Bivalent ohne Speicher				
Betriebsweise	Bivalent				
Wärmeverteilung	Kein Wärmenetz				
Nutzungsart	Raumwärme und Warmwasser				
Nutzungszeitraum	Ganzjährig				
Datenbasis aus Betriebsjahr	2003				
Technik					
Wärmeerzeugung					
Holzkessel 1			Zielwert allgemein	Zielwert Anlage	Istwert Betreiber Schätzung SO-Team
Nennleistung	kW				Unterschub
Wärmeproduktion	MWh/a				350
Vollbetriebsstundenzahl	h/a				740
Holzkessel 2					2'114
Nennleistung	kW				
Wärmeproduktion	MWh/a				
Vollbetriebsstundenzahl	h/a				
Bivalentkessel					
Nennleistung	kW				210
Wärmeproduktion	MWh/a				250
Vollbetriebsstundenzahl; bei Notkessel Š 100 h/a)	h/a				1'190
Technischer Speicher		Liter			– ¹⁾
Gesamtanlage					
Installierte Leistung					560
Wärmeproduktion					990
Anteil Holz an Wärmeproduktion	%				75
Vollbetriebsstundenzahl Holzkessel (gesamt)	h/a	1'500 ... 3'500 ²⁾	> 2'500		2'114
Jahresnutzungsgrad Holzkessel (gesamt)	%	> 85	> 85		79.4
Jahresnutzungsgrad Holzkessel	%				79.4
Einschaltdauer	h/a				5'040
davon in Betrieb	h/a				3'500
Zeitliche Auslastung	%				69
Mittlere Kesselleistung	%				60
Silovolumen netto	m³				200
Versorgungsautonomie Silo	Tage	100 5 ... 7 (+40m³) ³⁾	5 ... 7		16.2
Endenergie/prod. Wärme/Nutzwärme					
Endenergieverbrauch	MWh/a				1'245
Wärmeproduktion	MWh/a				990
Nutzwärme	MWh/a				990
Wärmeverteilung					
Wärmeleistungsbedarf	kW				–
Vollbetriebsstundenzahl Wärmeabnehmer					400
Trassenlänge Wärmenetz	Trm				2'475
Anschlussdichte	MWh / (a Trm)	0.8 ... 1.8 ⁴⁾			
Wärmeverluste					
Wärmeerzeugung	bezogen auf Endenergie	%	< 15	< 15	20.6
Wärmeverteilung	bezogen auf eingespeiste Wärme	%	< 10	< 10	0.0
Gesamtverlust	bezogen auf Endenergie	%	< 20	< 20	20.5
Brennstoff					
Brennstoffklasse					WS-P45-W35
Anteil Hartholz (Laubholz)					50
Jahresverbrauch					1'085
Energieinhalt	Srm/a				859
Energieinhalt	kWh/Srm				682
Aschenanteil	kWh/Srm				1.3
Stromverbrauch					
	bezogen auf produzierte Wärme	mit Wärmennetz %	1.5 ... 2.5	1.5 ... 2.5	
	bezogen auf produzierte Wärme	ohne Wärmennetz %	1 ... 1.5	1 ... 1.5	1.2
Finanzen					
Spezifische Investitionskosten					
Spez. Investitionskosten der Wärmeverteilung	bezogen auf Nutzwärme	Fr./ (MWh/a)	500 ... 700 ⁵⁾	Zielwert allgemein	Zielwert Anlage
Spez. Investitionskosten der Wärmeerzeugung	bezogen auf Wärmeleistungsbedarf	Fr./ kW	⁶⁾	1600	Istwert Betreiber Schätzung SO-Team
gemäss Schätzung SO-Team					2'140
Spezifische Wärmegestehungskosten					
Wärmeerzeugung	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh			8.4
Wärmeverteilung	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh			0.0
Brennstoff	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh			6.0
Spez. Wärmegestehungskosten netto	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh			6.0
Spez. Wärmegestehungskosten (Vollkostenbasis)	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh			7.9
		Rp. / kWh			14.4
		Rp. / kWh			14.7
Brennstoffkosten					
Kosten für Hackschnitzel	franko Silo	Fr./Srm			42.0
	bezogen auf gelieferte Hackschnitzel	Rp. / kWh			4.9
	bezogen auf produzierte Wärme	Rp. / kWh			6.2
Kosten für Heizöl		Fr./ 100 Liter			43.50
	bezogen auf produzierte Wärme	Rp. / kWh			5.4

1) Empfehlung: 1 Stunde Betrieb bei Nennleistung Holzkessel (bei Temperaturdifferenz EIN-AUS von 45°C)

2) Zielwert abhängig von Wärmeerzeugungsart, Betriebsweise und Anlagengrösse

3) Zielwert: Nettvolumen für den Bedarf von 5 bis 7 Tagen bei Nennwärmeleistung + 1 Containerfüllung

4) Zielwert für Anschlussdichte abhängig von Temperaturniveau und Betriebsdauer der Wärmeverteilung

5) Klassierung gemäss QM Holzheizwerke

6) Zielwert Inbetriebnahme 700 Fr./(MWh/a), Endausbau: 500 Fr./(MWh/a), abhängig auch von Bauerschwernis und Anschlussdichte

7) Zielwert abhängig von Gesamt-Wärmeleistungsbedarf

Tabellen 18 bis 19 in Q-Leitfaden

Tabelle 8 in Q-Leitfaden

Abbildung 15 in Q-Leitfaden

Tabelle 14 in Q-Leitfaden

Abbildung 17 in Q-Leitfaden

Abbildung 22 in Q-Leitfaden

Factsheet Holzenergieanlage Beispiel 2: Holzheizwerk mit 750 kW

Anlage					
Standort					
Betreiber					
Holzkesselleferant					
Inbetriebnahme	1994				
Wärmeerzeugungsart	Bivalent ohne Speicher				
Betriebsweise	Monovalent				
Wärmeverteilung	Kein Wärmenetz, Direktbezug ab Hauptverteiler				
Nutzungsart	Raumwärme				
Nutzungszeitraum	Heizsaison				
Datenbasis aus Betriebsjahr	2001/02				
Technik		Zielwert allgemein	Zielwert Anlage	Istwert Betreiber	Schätzung SO-Team
Wärmeerzeugung					
Holzkessel 1					
Nennleistung	kW				
Wärmeproduktion	MWh/a				
Vollbetriebsstundenzahl	h/a				
Holzkessel 2					
Nennleistung	kW				
Wärmeproduktion	MWh/a				
Vollbetriebsstundenzahl	h/a				
Bivalentkessel					
Nennleistung	kW				
Wärmeproduktion	MWh/a				
Vollbetriebsstundenzahl; bei Notkessel Š 100 h/a)	h/a				
Technischer Speicher		Liter		–	– ¹⁾
Gesamtanlage					
Installierte Leistung				740	
Wärmeproduktion				1060	
Anteil Holz an Wärmeproduktion	%			86	
Vollbetriebsstundenzahl Holzkessel (gesamt)	h/a	1'500 ... 3'500 ²⁾	> 1'500	1'230	
Jahresnutzungsgrad Holzkessel (gesamt)	%	> 85	> 85	79.7	
Jahresnutzungsgrad Holzkessel	%			79.7	
Einschaltdauer	h/a			5'040	
davon in Betrieb	h/a			1'900	
Zeitliche Auslastung	%			38	
Mittlere Kesselleistung	%			65	
Silovolumen netto	m ³			90	
Versorgungsautonomie Silo	Tag	5 ... 7 (+40m ³) ³⁾	175 ... 230	3.3	
Endenergie/prod. Wärme/Nutzwärme					
Endenergieverbrauch	MWh/a			1'330	
Wärmeproduktion	MWh/a			1'060	
Nutzwärme	MWh/a			1'060	
Wärmeverteilung					
Wärmeleistungsbedarf	kW			950	650
Vollbetriebsstundenzahl Wärmeabnehmer				1'116	1'631
Trassenlänge Wärmenetz	Trm			–	
Anschlussdichte	MWh / (a Trm)	0.8 ... 1.8 ⁴⁾	–	–	
Wärmeverluste					
Wärmeerzeugung	bezogen auf Endenergie	%	< 15	< 15	20.3
Wärmeverteilung	bezogen auf eingespeiste Wärme	%	< 10	< 10	–
Gesamtverlust	bezogen auf Endenergie	%	< 20	< 20	20.3
Brennstoff					
Brennstoffklasse	⁵⁾			WS-P45-W35	
Anteil Hartholz (Laubholz)	%			50	
Jahresverbrauch	Srm/a			1'380	
Energieinhalt	kWh/Srm			828	
Energieinhalt	kWh/Srm			659	
Aschenanteil	Gew.-%	0.3 ... 0.9	0.3 ... 0.9	0.6	
Stromverbrauch					
bezogen auf produzierte Wärme	mit Wärmenetz %	1.5 ... 2.5	1 ... 0.9	1 ... 1.5	1.2
bezogen auf produzierte Wärme	ohne Wärmenetz %	1 ... 1.5			
Finanzen		Zielwert allgemein	Zielwert Anlage	Istwert Betreiber	Schätzung SO-Team
Spezifische Investitionskosten					
Spez. Investitionskosten der Wärmeverteilung	bezogen auf Nutzwärme	Fr./ (MWh/a)	500 ... 700 ⁶⁾	–	
Spez. Investitionskosten der Wärmeerzeugung	bezogen auf Wärmeleistungsbedarf	Fr./ kW	–	585	
	gemäss Schätzung SO-Team		1250		
Spezifische Wärmegestehungskosten					
Wärmeerzeugung	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh		3.4	3.6
Wärmeverteilung	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh		–	–
Brennstoff	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh		4.6	4.6
Spez. Wärmegestehungskosten netto	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh		8.0	8.2
Spez. Wärmegestehungskosten (Vollkostenbasis)	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh			9.6
Brennstoffkosten					
Kosten für Hackschnitzel	franko Silo	Fr./Srm		29.8	
	bezogen auf gelieferte Hackschnitzel	Rp. / kWh		3.6	
	bezogen auf produzierte Wärme	Rp. / kWh		4.5	
Kosten für Heizöl	Fr./ 100 Liter			43.6	
	bezogen auf produzierte Wärme	Rp. / kWh		5.2	

1) Empfehlung: 1 Stunde Betrieb bei Nennleistung Holzkessel (bei Temperaturdifferenz EIN-AUS von 45°C)

2) Zielwert abhängig von Wärmeerzeugungsart, Betriebsweise und Anlagengrösse

3) Zielwert: Nettovolumen für den Bedarf von 5 bis 7 Tagen bei Nennwärmeleistung + 1 Containerfüllung

4) Zielwert für Anschlussdichte abhängig von Temperaturniveau und Betriebsdauer der Wärmeverteilung

5) Klassierung gemäss QM Holzheizwerke

6) Zielwert Inbetriebnahme 700 Fr./(MWh/a), Endausbau: 500 Fr./(MWh/a), abhängig auch von Bauerschwernis und Anschlussdichte

7) Zielwert abhängig von Gesamt-Wärmeleistungsbedarf

Tabellen 18 bis 19 in Q-Leitfaden

Tabelle 8 in Q-Leitfaden

Abbildung 15 in Q-Leitfaden

Tabelle 14 in Q-Leitfaden

Abbildung 17 in Q-Leitfaden

Abbildung 22 in Q-Leitfaden

Factsheet Holzenergieanlage Beispiel 3: Holzheizwerk mit 550 kW

Anlage					
Standort					
Betreiber					
Holzkesselleferant					
Inbetriebnahme	1997				
Wärmeerzeugungsart	Bivalent ohne Speicher				
Betriebsweise	Bivalent				
Wärmeverteilung	Kein Wärmenetz				
Nutzungsart	Raumwärme und Warmwasser				
Nutzungszeitraum	Ganzjährig				
Datenbasis aus Betriebsjahr	2003				
Technik		Zielwert allgemein	Zielwert Anlage	Istwert Betreiber	Schätzung SO-Team
Wärmeerzeugung					
Holzkessel 1					
Nennleistung	kW				
Wärmeproduktion	MWh/a				
Vollbetriebsstundenzahl	h/a				
Holzkessel 2					
Nennleistung	kW				
Wärmeproduktion	MWh/a				
Vollbetriebsstundenzahl	h/a				
Bivalentkessel					
Nennleistung	kW				
Wärmeproduktion	MWh/a				
Vollbetriebsstundenzahl; bei Notkessel Š 100 h/a)	h/a				
Technischer Speicher		Liter		–	– ¹⁾
Gesamtanlage					
Installierte Leistung				800	
Wärmeproduktion				952	
Anteil Holz an Wärmeproduktion	%			88	
Vollbetriebsstundenzahl Holzkessel (gesamt)	h/a	1'500 ... 3'500 ²⁾	> 2'500	1'527	
Jahresnutzungsgrad Holzkessel (gesamt)	%	> 85	> 85	75.0	
Jahresnutzungsgrad Holzkessel	%			75.0	
Einschaltdauer	h/a			6'480	
davon in Betrieb	h/a			1'975	
Zeitliche Auslastung	%			30	
Mittlere Kesselleistung	%			77	
Silovolumen netto	m ³			160	
Versorgungsautonomie Silo	Tage	5 ... 7 (+40m ³) ³⁾	140	8.1	
Endenergie/prod. Wärme/Nutzwärme					
Endenergieverbrauch	MWh/a			1'261	
Wärmeproduktion	MWh/a			952	
Nutzwärme	MWh/a			952	
Wärmeverteilung					
Wärmeleistungsbedarf	kW			450	
Vollbetriebsstundenzahl Wärmeabnehmer				2'116	
Trassenlänge Wärmenetz	Trm			0	
Anschlussdichte	MWh / (a Trm)	0.8 ... 1.8 ⁴⁾	–	–	
Wärmeverluste					
Wärmeerzeugung	bezogen auf Endenergie	%	< 15	< 15	24.5
Wärmeverteilung	bezogen auf eingespeiste Wärme	%	< 10	–	–
Gesamtverlust	bezogen auf Endenergie	%	< 20	< 20	24.5
Brennstoff					
Brennstoffklasse	⁵⁾				
Anteil Hartholz (Laubholz)	%			WS-P35-W50	
Jahresverbrauch				80	
Energieinhalt	bezogen auf gelieferte Hackschnitzel	Srm/a		1'250	
Energieinhalt	bezogen auf produzierte Wärme	kWh/Srm		897	
Aschenanteil	Entsorgung auf Gemeindeindeponie	Gew.-%	0.3 ... 0.9	672	
Stromverbrauch				0.7	
bezogen auf produzierte Wärme	mit Wärmenetz %	1.5 ... 2.5	1.5 ... 2.5		
bezogen auf produzierte Wärme	ohne Wärmenetz %	1 ... 1.5	1 ... 1.5	1.3	
Finanzen		Zielwert allgemein	Zielwert Anlage	Istwert Betreiber	Schätzung SO-Team
Spezifische Investitionskosten					
Spez. Investitionskosten der Wärmeverteilung	bezogen auf Nutzwärme	Fr./ (MWh/a)	500 ... 700 ⁶⁾	–	
Spez. Investitionskosten der Wärmeerzeugung	bezogen auf Wärmeleistungsbedarf	Fr./ kW	⁷⁾	1530	1'378
Spezifische Wärmegestehungskosten					
Wärmeerzeugung	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh		–	5.2
Wärmeverteilung	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh		–	0.0
Brennstoff	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh		4.1	4.1
Spez. Wärmegestehungskosten netto	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh		10.0	9.3
Spez. Wärmegestehungskosten (Vollkostenbasis)	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh			11.7
Brennstoffkosten					
Kosten für Hackschnitzel	franko Silo	Fr./Srm		26.9	
	bezogen auf gelieferte Hackschnitzel	Rp. / kWh		2.3	
	bezogen auf produzierte Wärme	Rp. / kWh		3.1	
Kosten für Heizöl	Fr./ 100 Liter			40	
	bezogen auf produzierte Wärme	Rp. / kWh		5.0	

1) Empfehlung: 1 Stunde Betrieb bei Nennleistung Holzkessel (bei Temperaturdifferenz EIN-AUS von 45°C)

2) Zielwert abhängig von Wärmeerzeugungsart, Betriebsweise und Anlagengrösse

3) Zielwert: Nettovolumen für den Bedarf von 5 bis 7 Tagen bei Nennwärmeleistung + 1 Containerfüllung

4) Zielwert für Anschlussdichte abhängig von Temperaturniveau und Betriebsdauer der Wärmeverteilung

5) Klassierung gemäss QM Holzheizwerke

6) Zielwert Inbetriebnahme 700 Fr./(MWh/a), Endausbau: 500 Fr./(MWh/a), abhängig auch von Bauerschwernis und Anschlussdichte

7) Zielwert abhängig von Gesamt-Wärmeleistungsbedarf

Tabellen 18 bis 19 in Q-Leitfaden

Tabelle 8 in Q-Leitfaden

Abbildung 15 in Q-Leitfaden

Tabelle 14 in Q-Leitfaden

Abbildung 17 in Q-Leitfaden

Abbildung 22 in Q-Leitfaden

Factsheet Holzenergieanlage Beispiel 4: Holzheizwerk mit 900 kW

Anlage					
Standort					
Betreiber					
Holzkesselleferant					
Inbetriebnahme	1996				
Wärmeerzeugungsart	Bivalent ohne Speicher				
Betriebsweise	Bivalent				
Wärmeverteilung	Wärmenetz				
Nutzungsart	Raumwärme und Warmwasser				
Nutzungszeitraum	Ganzjährig				
Datenbasis aus Betriebsjahr	2001/02				
Technik		Zielwert allgemein	Zielwert Anlage	Istwert Betreiber	Schätzung SO-Team
Wärmeerzeugung					
Holzkessel 1					
Nennleistung	kW			Vorschubrost	
Wärmeproduktion	MWh/a			900	
Vollbetriebsstundenzahl	h/a			1'496	
Holzkessel 2				1'662	
Nennleistung	kW				
Wärmeproduktion	MWh/a				
Vollbetriebsstundenzahl	h/a				
Bivalentkessel					
Nennleistung	kW			325	
Wärmeproduktion	MWh/a			246	
Vollbetriebsstundenzahl; bei Notkessel Š 100 h/a)	h/a			757	
Technischer Speicher		Liter		–	1)
Gesamtanlage					
Installierte Leistung				1225	
Wärmeproduktion				1742	
Anteil Holz an Wärmeproduktion	%			86	
Vollbetriebsstundenzahl Holzkessel (gesamt)	h/a	1'500 ... 3'500 ²⁾	> 2'500	1'662	
Jahresnutzungsgrad Holzkessel (gesamt)	%	> 85	> 85	81.1	
Jahresnutzungsgrad Holzkessel	%			81.1	
Einschaltdauer	h/a			6'120	
davon in Betrieb	h/a			2'200	
Zeitliche Auslastung	%			36	
Mittlere Kesselleistung	%			76	
Silovolumen netto	m ³			75	
Versorgungsautonomie Silo	Tage	5 ... 7 (+40m ³) ³⁾	190	3.0	
Endenergie/prod. Wärme/Nutzwärme					
Endenergieverbrauch	MWh/a			2'195	
Wärmeproduktion	MWh/a			1742	
Nutzwärme	MWh/a			1'498	
Wärmeverteilung					
Wärmeleistungsbedarf	kW			820	
Vollbetriebsstundenzahl Wärmeabnehmer				1'827	680
Trassenlänge Wärmenetz	Trm			463	2'203
Anschlussdichte	MWh / (a Trm)	0.8 ... 1.8 ⁴⁾	1.8	3.2	
Wärmeverluste					
Wärmeerzeugung	bezogen auf Endenergie	%	< 15	< 15	20.6
Wärmeverteilung	bezogen auf eingespeiste Wärme	%	< 10	< 10	14.9
Gesamtverlust	bezogen auf Endenergie	%	< 20	< 20	31.8
Brennstoff					
Brennstoffklasse		⁵⁾			
Anteil Hartholz (Laubholz)	%			WS-P45-W60	
Jahresverbrauch				50	
Energieinhalt	bezogen auf gelieferte Hackschnitzel	Srm/a		1745	2300
Energieinhalt	bezogen auf produzierte Wärme	kWh/Srm		1'057	800
Aschenanteil	Entsorgung auf Gemeindeindeponie	Gew.-%	0.3 ... 0.9	857	650
Stromverbrauch				0.8	
bezogen auf produzierte Wärme	mit Wärmenetz %	1.5 ... 2.5	1.5 ... 2.5	1.4	
bezogen auf produzierte Wärme	ohne Wärmenetz %	1 ... 1.5	1 ... 1.5		
Finanzen		Zielwert allgemein	Zielwert Anlage	Istwert Betreiber	Schätzung SO-Team
Spezifische Investitionskosten					
Spez. Investitionskosten der Wärmeverteilung	bezogen auf Nutzwärme	Fr./ (MWh/a)	500 ... 700 ⁶⁾	500...700	
Spez. Investitionskosten der Wärmeerzeugung	bezogen auf Wärmeleistungsbedarf	Fr./ kW	700 ⁷⁾	1260	216
	gemäss Schätzung SO-Team			840	1'015
Spezifische Wärmegestehungskosten					
Wärmeerzeugung	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh		–	3.1
Wärmeverteilung	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh		–	0.6
Brennstoff	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh		4.4	4.4
Spez. Wärmegestehungskosten netto	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh		8.9	8.1
Spez. Wärmegestehungskosten (Vollkostenbasis)	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh			11.9
Brennstoffkosten					
Kosten für Hackschnitzel	franko Silo	Fr./Srm		30	
	bezogen auf gelieferte Hackschnitzel	Rp. / kWh		2.8	
	bezogen auf produzierte Wärme	Rp. / kWh		3.5	
Kosten für Heizöl	Fr./ 100 Liter			41	
	bezogen auf produzierte Wärme	Rp. / kWh		5.9	

1) Empfehlung: 1 Stunde Betrieb bei Nennleistung Holzkessel (bei Temperaturdifferenz EIN-AUS von 45°C)

2) Zielwert abhängig von Wärmeerzeugungsart, Betriebsweise und Anlagengrösse

3) Zielwert: Nettovolume für den Bedarf von 5 bis 7 Tagen bei Nennwärmelieistung + 1 Containerfüllung

4) Zielwert für Anschlussdichte abhängig von Temperaturniveau und Betriebsdauer der Wärmeverteilung

5) Klassierung gemäss QM Holzheizwerke

6) Zielwert Inbetriebnahme 700 Fr./(MWh/a), Endausbau: 500 Fr./(MWh/a), abhängig auch von Bauerschwernis und Anschlussdichte

7) Zielwert abhängig von Gesamt-Wärmeleistungsbedarf

Tabellen 18 bis 19 in Q-Leitfaden

Tabelle 8 in Q-Leitfaden

Abbildung 15 in Q-Leitfaden

Tabelle 14 in Q-Leitfaden

Abbildung 17 in Q-Leitfaden

Abbildung 22 in Q-Leitfaden

Factsheet Holzenergieanlage Beispiel 5: Holzheizwerk mit 1080 kW

Anlage					
Standort					
Betreiber					
Holzkesselleferant					
Inbetriebnahme	1995				
Wärmeerzeugungsart	Bivalent mit Speicher				
Betriebsweise	Bivalent				
Wärmeverteilung	Wärmenetz				
Nutzungsart	Raumwärme und Warmwasser				
Nutzungszeitraum	Ganzjährig				
Datenbasis aus Betriebsjahr	2000/01				
Technik		Zielwert allgemein	Zielwert Anlage	Istwert Betreiber	Schätzung SO-Team
Wärmeerzeugung					
Holzkessel 1		kW			
Nennleistung	MWh/a			Unterschub	
Wärmeproduktion	h/a			520	
Vollbetriebsstundenzahl				1'144	
				2'200	
Holzkessel 2		kW			
Nennleistung	MWh/a				
Wärmeproduktion	h/a				
Vollbetriebsstundenzahl					
Bivalentkessel		kW			
Nennleistung	MWh/a			585	
Wärmeproduktion	h/a			260	
Vollbetriebsstundenzahl; bei Notkessel Š 100 h/a)				444	
Technischer Speicher		Liter		–	1)
Gesamtanlage					
Installierte Leistung				1105	
Wärmeproduktion				1404	
Anteil Holz an Wärmeproduktion	%			81	
Vollbetriebsstundenzahl Holzkessel (gesamt)	h/a	1'500 ... 3'500 ²⁾	> 3'500	2'200	
Jahresnutzungsgrad Holzkessel (gesamt)	%	> 85	> 85	80.7	
Jahresnutzungsgrad Holzkessel	%			80.7	
Einschaltdauer	h/a			5760	
davon in Betrieb	h/a			3'478	
Zeitliche Auslastung	%			60	
Mittlere Kesselleistung	%			63	
Silovolumen netto	m ³			170	
Versorgungsautonomie Silo	Tag	5 ... 7 (+40m ³) ³⁾	122	10.3	
			5 ... 7		
Endenergie/prod. Wärme/Nutzwärme		MWh/a			
Endenergieverbrauch	MWh/a			1'818	
Wärmeproduktion	MWh/a			1'404	
Nutzwärme	MWh/a			1'145	
Wärmeverteilung					
Wärmeleistungsbedarf	kW			795	
Vollbetriebsstundenzahl Wärmeabnehmer				1'440	
Trassenlänge Wärmenetz	Trm			1'946	
Anschlussdichte	MWh / (a Trm)	0.8 ... 1.8 ⁴⁾	1.8	0.6	
Wärmeverluste					
Wärmeerzeugung	bezogen auf Endenergie	%	< 15	22.8	
Wärmeverteilung	bezogen auf eingespeiste Wärme	%	< 10	18.4	
Gesamtverlust	bezogen auf Endenergie	%	< 20	37.0	
Brennstoff					
Brennstoffklasse		⁵⁾			
Anteil Hartholz (Laubholz)		%		WS-P35-W50	
Jahresverbrauch		Srm/a		55	
Energieinhalt	bezogen auf gelieferte Hackschnitzel	kWh/Srm		1'508	
Energieinhalt	bezogen auf produzierte Wärme	kWh/Srm		940	
Aschenanteil	Entsorgung auf Gemeindedepotie	Gew.-%	0.3 ... 0.9	759	
				–	
Stromverbrauch					
bezogen auf produzierte Wärme	mit Wärmenetz %	1.5 ... 2.5	1.5 ... 2.5	2.4	
bezogen auf produzierte Wärme	ohne Wärmenetz %	1 ... 1.5	1 ... 1.5		
Finanzen		Zielwert allgemein	Zielwert Anlage	Istwert Betreiber	Schätzung SO-Team
Spezifische Investitionskosten					
Spez. Investitionskosten der Wärmeverteilung	bezogen auf Nutzwärme	Fr./ (MWh/a)	500 ... 700 ⁶⁾	500...700	
Spez. Investitionskosten der Wärmeerzeugung	bezogen auf Wärmeleistungsbedarf	Fr./ kW	⁷⁾	1350	
	gemäss Schätzung SO-Team				
Spezifische Wärmegestehungskosten					
Wärmeerzeugung	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh		–	8.4
Wärmeverteilung	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh		–	4.2
Brennstoff	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh		5.2	5.2
Spez. Wärmegestehungskosten netto	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh		12.6	17.8
Spez. Wärmegestehungskosten (Vollkostenbasis)	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh			23.5
Brennstoffkosten					
Kosten für Hackschnitzel	franko Silo	Fr./Srm		24.0	
	bezogen auf gelieferte Hackschnitzel	Rp. / kWh		2.6	
	bezogen auf produzierte Wärme	Rp. / kWh		3.2	
Kosten für Heizöl		Fr./ 100 Liter		60	
	bezogen auf produzierte Wärme	Rp. / kWh		9.0	

1) Empfehlung: 1 Stunde Betrieb bei Nennleistung Holzkessel (bei Temperaturdifferenz EIN-AUS von 45°C)

2) Zielwert abhängig von Wärmeerzeugungsart, Betriebsweise und Anlagengrösse

3) Zielwert: Nettovolumen für den Bedarf von 5 bis 7 Tagen bei Nennwärmeleistung + 1 Containerfüllung

4) Zielwert für Anschlussdichte abhängig von Temperaturniveau und Betriebsdauer der Wärmeverteilung

5) Klassierung gemäss QM Holzheizwerke

6) Zielwert Inbetriebnahme 700 Fr./(MWh/a), Endausbau: 500 Fr./(MWh/a), abhängig auch von Bauerschwernis und Anschlussdichte

7) Zielwert abhängig von Gesamt-Wärmeleistungsbedarf

Tabellen 18 bis 19 in Q-Leitfaden

Tabelle 8 in Q-Leitfaden

Abbildung 15 in Q-Leitfaden

Tabelle 14 in Q-Leitfaden

Abbildung 17 in Q-Leitfaden

Abbildung 22 in Q-Leitfaden

Factsheet Holzenergieanlage Beisp. 6: Holzheizwerk mit 900 kW und 450 kW (1,35 MW)

Anlage					
Standort	Holzkessel 1 1992, Holzkessel 2 1996				
Betreiber	Bivalent ohne Speicher				
Holzkesselleferant	Monovalent				
Inbetriebnahme	Wärmeerzeugungsart				
Wärmeerzeugungsart	Bivalent ohne Speicher				
Betriebsweise	Monovalent				
Wärmeverteilung	Wärmenetz				
Nutzungsart	Raumwärme und Warmwasser				
Nutzungszeitraum	Ganzjährig				
Datenbasis aus Betriebsjahr	2001/02				
Technik		Zielwert allgemein	Zielwert Anlage	Istwert Betreiber	Schätzung SO-Team
Wärmeerzeugung					
Holzkessel 1					
Nennleistung	kW			Unterschub	
Wärmeleistung	MWh/a			450	
Vollbetriebsstundenzahl	h/a			1'019	
				2'264	
Holzkessel 2				Unterschub	
Nennleistung	kW			900	
Wärmeleistung	MWh/a			1'456	
Vollbetriebsstundenzahl	h/a			1'618	
Bivalentkessel				Notkessel	
Nennleistung	kW			750	
Wärmeleistung	MWh/a			186	
Vollbetriebsstundenzahl; bei Notkessel Š 100 h/a)	h/a		Š 100	248	
Technischer Speicher		Liter		—	1)
Gesamtanlage					
Installierte Leistung	%			1350	
Wärmeleistung	h/a	1'500 ... 3'500 ²⁾	> 2'000	2661	
Anteil Holz an Wärmeleistung	%	> 85	> 85	93	
Vollbetriebsstundenzahl Holzkessel (gesamt)	%			1'833	
Jahresnutzungsgrad Holzkessel (gesamt)	%			79.6	
Jahresnutzungsgrad Holzkessel	%			75.7 / 82.3	
Einschaltdauer	h/a			8640 / 5760	
davon in Betrieb	h/a			3906 / 2976	
Zeitliche Auslastung	%			45 / 52	
Mittlere Kesselleistung	%			58 / 54	
Silovolumen netto	m ³	300		200	
Versorgungsautonomie Silo	Tage	5 ... 7 (+40m ³) ³⁾	5 ... 7	4.6	
Endenergie/prod. Wärme/Nutzwärme					
Endenergieverbrauch	MWh/a			3'375	
Wärmeleistung	MWh/a			2'661	
Nutzwärme	MWh/a			2'270	
Wärmeverteilung					
Wärmeleistungsbedarf	kW			1'200	
Vollbetriebsstundenzahl Wärmeabnehmer				1'892	1'100
Trassenlänge Wärmenetz	Trm			3'400	2'064
Anschlussdichte	MWh / (a Trm)	0.8 ... 1.8 ⁴⁾	1.8	0.7	
Wärmeverluste					
Wärmeerzeugung	bezogen auf Endenergie	%	< 15	< 15	21.2
Wärmeverteilung	bezogen auf eingespeiste Wärme	%	< 10	< 10	14.7
Gesamtverlust	bezogen auf Endenergie	%	< 20	< 20	32.7
Brennstoff					
Brennstoffklasse	⁵⁾			WS-P45-W50	
Anteil Hartholz (Laubholz)	%			50	
Jahresverbrauch	Srm/a			3'300	
Energieinhalt	kWh/Srm			942	780
Energieinhalt	kWh/Srm			750	620
Aschenanteil	Gew.-%	0.3 ... 0.9	0.3 ... 0.9	0.6	
Stromverbrauch					
bezogen auf produzierte Wärme	mit Wärmenetz %	1.5 ... 2.5	1.5 ... 2.5	2.3	
bezogen auf produzierte Wärme	ohne Wärmenetz %	1 ... 1.5	1 ... 1.5		
Finanzen		Zielwert allgemein	Zielwert Anlage	Istwert Betreiber	Schätzung SO-Team
Spezifische Investitionskosten					
Spez. Investitionskosten der Wärmeverteilung	bezogen auf Nutzwärme	Fr./ (MWh/a)	500 ... 700 ⁶⁾	500...700	
Spez. Investitionskosten der Wärmeerzeugung	bezogen auf Wärmeleistungsbedarf	Fr./ kW	950	674	
	gemäss Schätzung SO-Team			846	923
Spezifische Wärmegestehungskosten					
Wärmeerzeugung	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh		—	2.9
Wärmeverteilung	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh		—	1.9
Brennstoff	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh		5.9	5.9
Spez. Wärmegestehungskosten netto	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh		11.7	10.7
Spez. Wärmegestehungskosten (Vollkostenbasis)	bezogen auf Nutzwärme	Rp. / kWh			16.1
Brennstoffkosten					
Kosten für Hackschnitzel	franko Silo	Fr./Srm		38.85	
	bezogen auf gelieferte Hackschnitzel	Rp. / kWh		4.1	
	bezogen auf produzierte Wärme	Rp. / kWh		5.2	
Kosten für Heizöl	Fr./ 100 Liter			17.36	
	bezogen auf produzierte Wärme	Rp. / kWh		2.5	

1) Empfehlung: 1 Stunde Betrieb bei Nennleistung Holzkessel (bei Temperaturdifferenz EIN-AUS von 45°C)

2) Zielwert abhängig von Wärmeerzeugungsart, Betriebsweise und Anlagengrösse

3) Zielwert: Nettovolume für den Bedarf von 5 bis 7 Tagen bei Nennwärmeleistung + 1 Containerfüllung

4) Zielwert für Anschlussdichte abhängig von Temperaturniveau und Betriebsdauer der Wärmeverteilung

5) Klassierung gemäss QM Holzheizwerke

6) Zielwert Inbetriebnahme 700 Fr./(MWh/a), Endausbau: 500 Fr./(MWh/a), abhängig auch von Bauerschwernis und Anschlussdichte

7) Zielwert abhängig von Gesamt-Wärmeleistungsbedarf

Tabellen 18 bis 19 in Q-Leitfaden

Tabelle 8 in Q-Leitfaden

Abbildung 15 in Q-Leitfaden

Tabelle 14 in Q-Leitfaden

Abbildung 17 in Q-Leitfaden

Abbildung 22 in Q-Leitfaden

A2 Factsheet Biogasanlagen

Landwirtschaftliche Biogasanlagen



Charakteristik der Anlagen					
Anzahl DGVE	Stk.	85	80	15	30
Inbetriebsetzungsjahr	-	2004	2001	2001	2000
Biogasgewinnung	-		Anaerobe Vergärung, flüssig		
Fermentervolumen	m³	470	400	400	300
Biogasnutzung	-		Wärme und Strom		
Leistung BHKW	kWe	100	80	55	55
Laufzeit BKHW	Std./a	7000	3199	5372	3268

Mengen					
Eigener Hofdünger	t/a	2'320	3'040		1'000
Co-Substrate von Dritten	t/a	510	366	279	250
Biogasproduktion	m³ / a	330'000	101'730	152'500	85'131
Stromabgabe an Dritte	kWh / a	450'000	165'522	254'595	136'557
Wärmeabgabe an Dritte	kWh / a	250'000	0	0	46'049

Investitionskosten und deren Finanzierung					
Investition Bauteil	Fr.	350'000	150'000	190'700	85'000
Investition el.-mech. Teil	Fr.	330'000	230'000	185'790	165'000
Investitionskosten total	Fr.	680'000	380'000	376'490	250'000
Fremdkapital	Fr.	417'000	252'000	191'490	250'000
Finanzhilfen	Fr.	98'000	48'000	85'000	0
Eigenkapital	Fr.	165'000	80'000	100'000	0

Jahreskosten					
Kapitalkosten	Fr. / a	75'268	56'461	38'067	30'762
Pachtzinsen Land	Fr. / a	18'000	2'160	591	720
Personalkosten	Fr. / a	27'000	32'029	98'550	16'425
Betriebsmittel	Fr. / a	12'648	5'391	6'991	6'100
Wartung, Unterhalt	Fr. / a	5'200	5'816	6'550	2'439
Logistik, Entsorgung	Fr. / a	5'559	3'855	5'831	0
Administration, Versicherung	Fr. / a	6'856	4'796	4'747	1'750
Aufwand total	Fr. / a	150'531	110'508	161'327	58'196

Ertrag					
Wärmeverkauf	Fr. / a	20'000	0	0	0
Kompostverkauf	Fr. / a	0	0	0	0
Co-Substrat Verwertung	Fr. / a	16'100	18'300	72'500	12'700
Minderung Wärmekosten (Hof)	Fr. / a	12'800	2'400	6'656	2'763
Ertrag total	Fr. / a	48'900	20'700	79'156	15'463

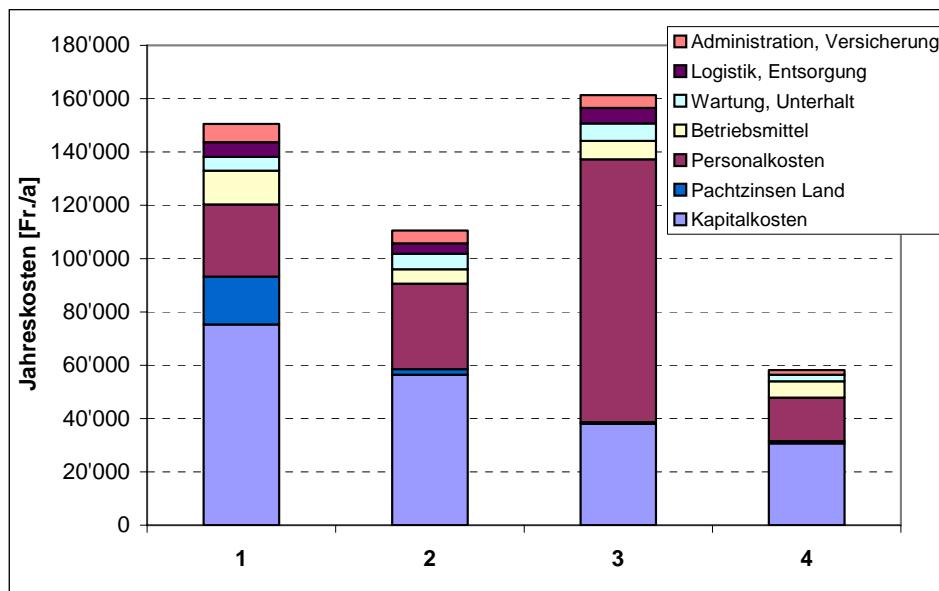
Energiegestehungskosten					
Stromgestehungskosten					
- Brutto Einspeisung	Rp. / kWh	0.19	0.41	0.44	0.30
- Netto Einspeisung *)	Rp. / kWh	0.16	0.34	0.24	0.24
Wärmekosten					
- Brutto Einspeisung	Rp. / kWh	0.10	0.33	0.44	0.18
- Netto Einspeisung *)	Rp. / kWh	0.08	0.27	0.24	0.14

*) Erlös aus Annahme Co-Substrate und aus Verkauf Kompost berücksichtigt

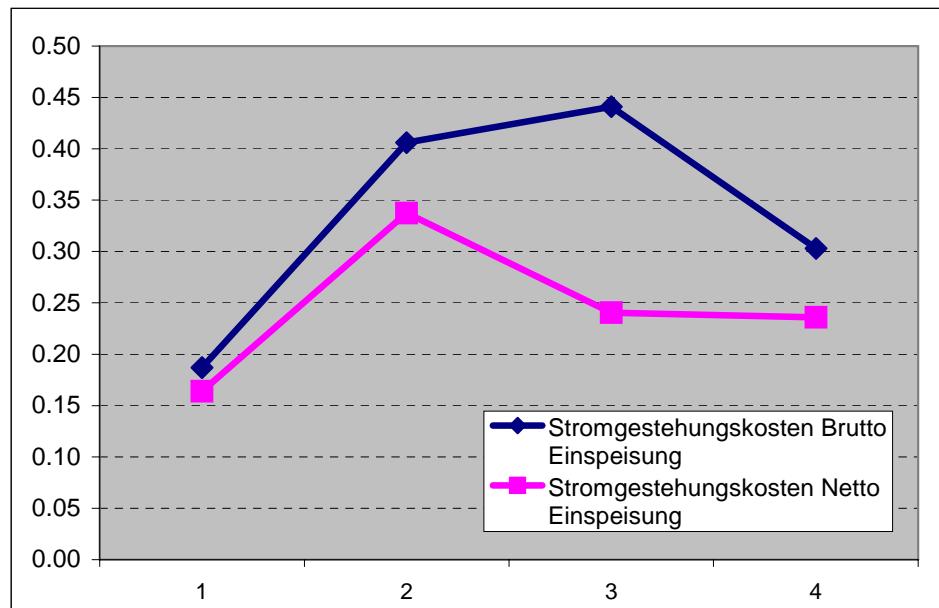
Landwirtschaftliche Biogasanlagen



Jahreskosten [Fr./Jahr]



Elektrizitätsgestehungskosten [Rp./kWh]



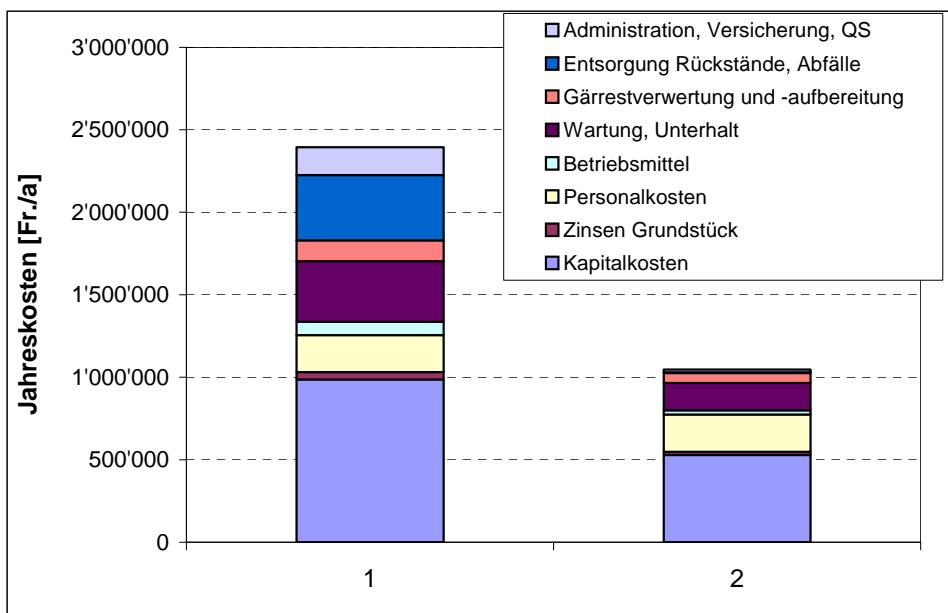
Industriell-gewerbliche Biogasanlagen

		1	2
Charakteristik der Anlagen			
Verarbeitete Abfallmenge	t/a	10'000	5'000
Inbetriebsetzungsjahr	-	2001	2005
Biogasgewinnung	-	Anaerobe Vergärung	
Fermentervolumen	m3	740	400
Biogasnutzung	-	WKK-Anlage	
Leistung BHKW	kWe	330	160
Laufzeit BHKW	Std./a	7000	6500
Mengen			
Grüngut	t/a	9'000	4'500
Gastroabfälle, Gemüseabfälle, etc.	t/a	1'000	500
Biogasproduktion	m3 / a	k.A.	500'000
Stromabgabe an Dritte	kWh / a	1'510'120	656'250
Wärmeabgabe an Dritte	kWh / a	0	0
Investitionskosten und deren Finanzierung			
Investition Bauteil inkl. Grundstück	Fr.	2'860'000	1'820'000
Investition el.-mech. Teil	Fr.	5'360'000	3'200'000
Investitionskosten total	Fr.	8'220'000	5'020'000
Fremdkapital	Fr.	6'220'000	5'020'000
Finanzhilfen	Fr.	0	0
Eigenkapital	Fr.	2'000'000	0
Jahreskosten			
Kapitalkosten	Fr. / a	986'368	528'450
Zinsen Grundstück	Fr. / a	44'950	20'000
Personalkosten	Fr. / a	225'000	225'000
Betriebsmittel	Fr. / a	80'000	26'625
Wartung, Unterhalt	Fr. / a	367'942	164'200
Gärrestverwertung und -aufbereitung	Fr. / a	126'000	60'000
Entsorgung Rückstände, Abfälle	Fr. / a	395'000	5'000
Administration, Versicherung, QS	Fr. / a	170'000	17'000
Aufwand total	Fr. / a	2'395'260	1'046'275
Ertrag			
Wärmeverkauf	Fr. / a	0	0
Produkteverkauf (Kompost etc.)	Fr. / a	40'000	0
Annahme Biomasse	Fr. / a	1'416'398	625'000
Ertrag total	Fr. / a	1'456'398	625'000
Energiegestehungskosten			
Stromgestehungskosten			
- Brutto Einspeisung	Rp. / kWh	1.14	1.15
- Netto Einspeisung *)	Rp. / kWh	0.45	0.46
Wärme gestehungskosten			
- Brutto Einspeisung	Rp. / kWh	0.40	0.40
- Netto Einspeisung *)	Rp. / kWh	0.16	0.16

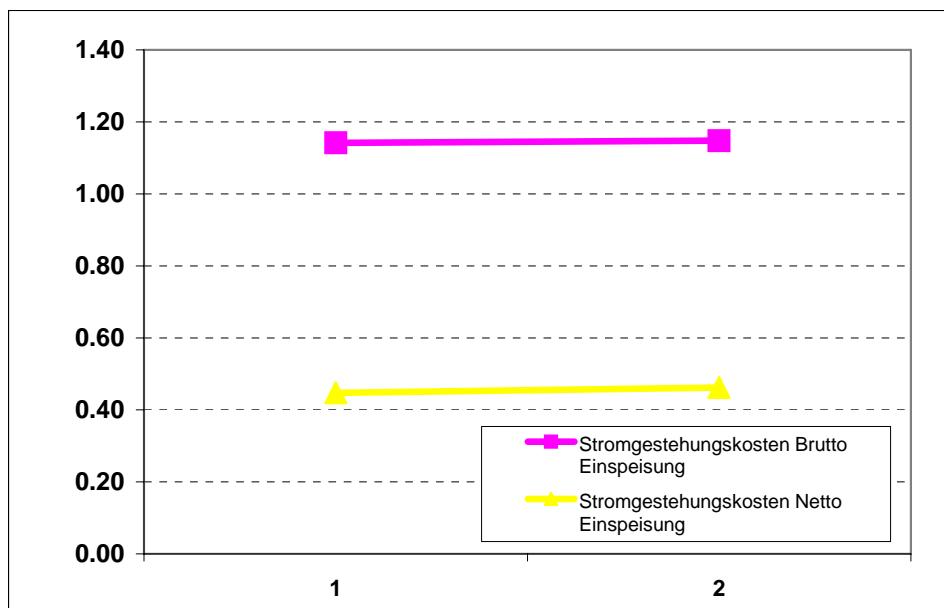
*) Erlös aus Annahme Co-Substrate und aus Verkauf Kompost berücksichtigt

Industriell-gewerbliche Biogasanlagen

Jahreskosten [Fr./Jahr]



Elektrizitätsgestehungskosten [Rp./kWh]



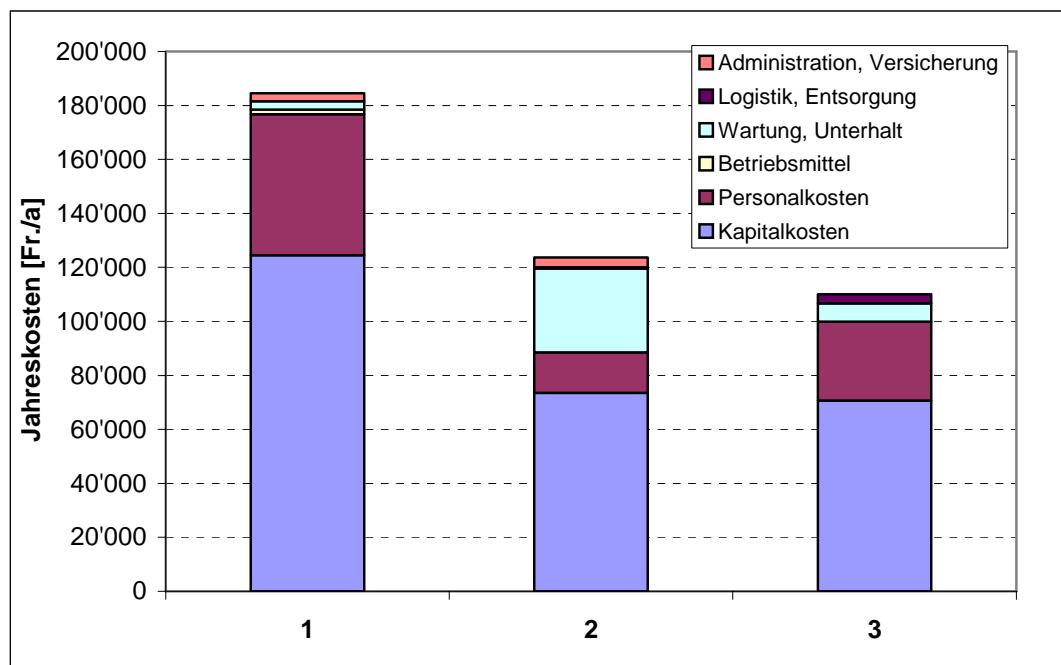
Kommunale Abwasserreinigungsanlagen

		1	2	3
Charakteristik der Anlagen				
Angeschlossene Einwohner	EG	26'325	14'000	11'000
Inbetriebssetzungsjahr	-	1996	1987	1999
Biogasgewinnung	-	Anaerobe Vergärung, flüssig		
Fermentervolumen	m3	1750	900	600
Biogasanutzung	-	Wärme und Strom		
Leistung BHKW	kWe	2* 140	2* 150	50
Vollbetriebsstunden BKHW	Std./a	4'863	8'700	2'216
Mengen				
Frischschlamm	t FS/a	25'550	6'720	2'085
Co-Substrate von Dritten	t FS/a	0	980	252
Biogasproduktion	m3/a	330'000	500'000	66'924
Stromproduktion netto	kWh/a	253'400	945'091	38'723
Wärmeproduktion netto	kWh/a	56'970	1'165'540	96'606
Investitionskosten und deren Finanzierung				
Investitionskosten	Fr.	1'692'400	1'000'000	890'000
Fremdkapital	Fr.	1'692'400	1'000'000	694'000
Finanzhilfen	Fr.	0	0	196'000
Eigenkapital	Fr.	0	0	0
Jahreskosten				
Kapitalkosten	Fr. / a	124'530	73'582	70'666
Personalkosten	Fr. / a	52'200	15'000	29'220
Betriebsmittel	Fr. / a	1'724	0	0
Wartung, Unterhalt	Fr. / a	3'100	31'000	6'792
Logistik, Entsorgung	Fr. / a	0	420	3'400
Administration, Versicherung	Fr. / a	3'000	3'750	0
Aufwand total	Fr. / a	184'554	123'752	110'078
Ertrag				
Co-Substrat Verwertung	Fr. / a	0	0	68'040
Ertrag total	Fr. / a	0	0	68'040
Energiegestehungskosten				
Stromgestehungskosten				
- Brutto Einspeisung	Rp. / kWh	0.52	0.09	2.05
- Netto Einspeisung *)	Rp. / kWh	0.52	0.09	0.78
Wärmegestehungskosten				
- Brutto Einspeisung	Rp. / kWh	0.91	0.03	0.32
- Netto Einspeisung *)	Rp. / kWh	0.91	0.03	0.12

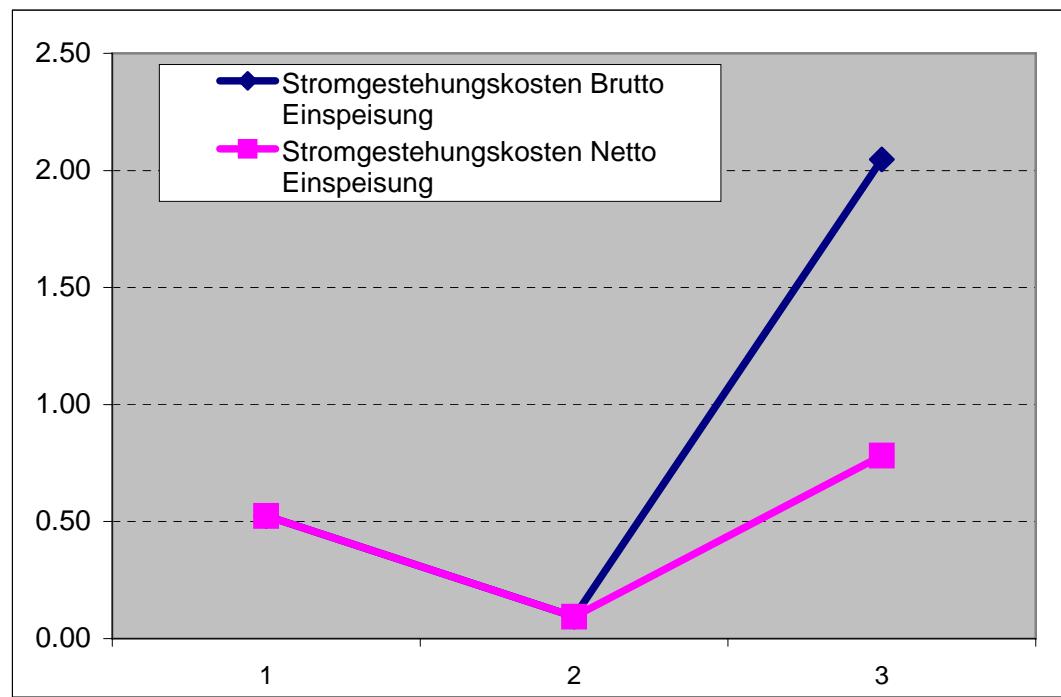
*) Erlös aus Annahme Co-Substrate berücksichtigt

Kommunale Abwasserreinigungsanlagen

Jahreskosten [Fr./Jahr]



Elektrizitätsgestehungskosten [Rp./kWh]



A3 Factsheet Flüssigtreibstoff

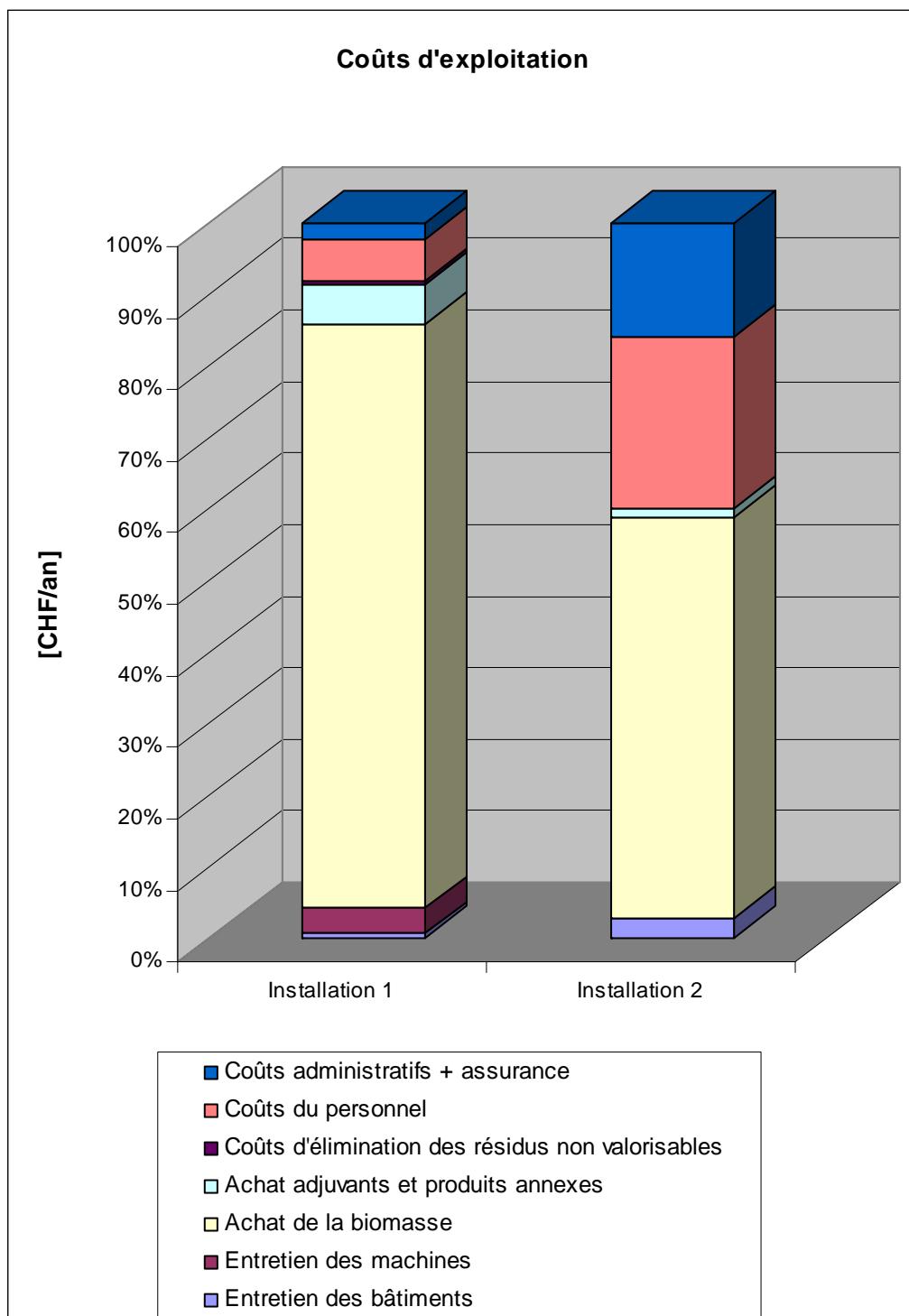


Biocarburants liquides

Caractéristiques de l'installation		Installation 1	Installation 2	Installation 3	Installation 4
Type de carburant produit	-	Biodiesel	Biodiesel Huile de colza + huile recyclée	Biodiesel*	Bioéthanol*
Biomasse utilisée	-	Colza		Huile de colza	Seigle
Année de mise en service	-	1996	2003	2001	2004
Quantités					
Quantité de biomasse utilisée	t/an	7'500	2'612	PDR	240'000
Quantité de co-substrat utilisé	t/an	350	690	PDR	PDR
Adjuvants, produits annexes	-	42 t/an	5'500 l/an	PDR	PDR
Production de biocarburant	t/an	2'450	2'425	150'000	80'000
Co-produits	t/an	5'030	233	PDR	80'000
Consommation d'énergie électrique	kWh/an	590'000	-	PDR	PDR
Consommation de carburant	t/an	-	20	PDR	PDR
Coûts d'investissement et financement					
Surface bâtie	Fr.	1'500'000		PDR	PDR
Equipements électro-mécaniques	Fr.	2'500'000		PDR	PDR
Total des coûts d'investissement	Fr.	4'000'000	Location mensuelle de CHF 20'000.-	25'000'000	35'000'000
Fonds étrangers	Fr.	1'700'000		PDR	PDR
Fonds propres	Fr.	1'400'000		PDR	PDR
Subventions	Fr.	900'000		PDR	PDR
Coûts d'exploitation					
Entretien des bâtiments	Fr./an	30'000.00	70'000	PDR	PDR
Entretien des machines	Fr./an	150'000.00		PDR	PDR
Achat de la biomasse	Fr./an	3'500'000.00	1'405'000	PDR	PDR
Achat adjuvants et produits annexes	Fr./an	240'000.00	30'000	PDR	PDR
Coûts d'élimination des résidus non valorisables	Fr./an	20'000.00	PDR	PDR	PDR
Coûts du personnel	Fr./an	250'000.00	600'000	PDR	PDR
Coûts administratifs + assurance	Fr./an	100'000.00	400'000	PDR	PDR
Coûts d'exploitation totaux	Fr./an	4'290'000	2'505'000	PDR	PDR
Recettes d'exploitation					
Vente de carburant	Fr./an	3'360'000.00	3'153'000	PDR	PDR
Vente de co-produits	Fr./an	1'370'000.00	PDR	PDR	PDR
Produits totaux de la vente	Fr./an	4'730'000	3'153'000	70'000'000	PDR
Prix de revient					
Coût brut du biocarburant en tonne	Fr./t	1'493.88	1'131.96	-	-
Coût brut du biocarburant en litre	Fr./l	1.31	1.00	-	-
Coût du biocarburant avec déduction en tonne	Fr./t	1'302.04	-	-	-
Coût du biocarburant avec déduction en litre	Fr./l	1.15	-	-	-
Source de l'information					
Source	-	Questionnaire	Questionnaire	Littérature	Questionnaire

PDR = Pas De Réponse

* = Les coûts indiqués sont à prendre en Euro.



A4 Literatur

Allgemeine Literatur

EREP (2004): Réalisation d'un référentiel technico-économique des unités de méthanisation de produits organiques agricoles et non agricoles à petite échelle en Europe. ADEME , Angers/France

EREP (2004): Energie à partir du petit-lait: comparaison des filières biogaz et bioéthanol. OFEN, Berne

Factor Consulting + Management AG, Blauenstein, M. (2005): Produktion flüssiger Biotreibstoffe in der Schweiz. Zürich 2005

Konferenz kantonaler Energiefachstellen und Bundesamt für Energie (2003): Harmonisiertes Fördermodell der Kantone, Schlussbericht August 2003, Bern; inkl. Daten basierend auf AMBIO zu verschiedenen Anlagetypen

Bundesamt für Energie BfE (2003): Globalbeiträge an die Kantone gemäss Art. 15 EnG, August 2003, Bern.

Nussbaumer, T.; Neuenschwander, P.; Hasler, Ph.; Jenni, A.; Bühler, R.(1997): *Energie aus Holz - Vergleich der Verfahren zur Produktion von Wärme, Strom und Treibstoff aus Holz*, Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern 1997

Schweizerische Statistik erneuerbarer Energien Teilstatistiken (Holz, Biomasse: Schweizerische Holzenergiestatistik: Folgeerhebung für das Jahr 2004, BfE, Juni 2005)

Schweizerische Statistik erneuerbarer Energien (EnergieSchweiz, Ausgabe 2004, Stand vom 31.05.2005)

Literatur zum Thema Holz

FNR (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe): *Leitfaden Bioenergie*, Gülzow (D) 2000

Good, J.; Nussbaumer, Th.; Jenni, A.; Bühler, R.: *Systemoptimierung automatischer Holzheizungen*, Bundesamt für Energie, Schlussbericht Projekt 44278, Bern 2005, www.energieforschung.ch

Good, J. et al.: *QM Holzheizwerke*, Holzenergie Schweiz 2004

Jirkowsky, C., Pretzl, R., Malzer, Th., Sihorsch, K.: Verfahren zur Staubabscheidung bei Biomassefeuerungen ab 100 kW, 7. Holzenergie-Symposium, 18. Oktober 2002, Zürich, ISBN 3-908705-01-0, 53–72 sowie im Tagungsband nicht veröffentlichte mündliche Angaben zu den Kosten von Elektro- und Gewebefiltern ab 200 kW

Baumgartner, B.; Finger, M.: Fernwärme-Heizwerk Meiringen mit Wärmekraftkopplung mittels Dampfturbine, 4. Holzenergie-Symposium, 18. Oktober 1996, Zürich, Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern 1996 129–154

Biollaz, S., Renz, P., Nussbaumer, Th.: Schraubenmotor zur Wärmekraftkopplung mit Holz: Anlagenkonzept und Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu Dampfturbine und Dampf-Kolbenmotor, 4. Holzenergie-Symposium, 18. Oktober 1996 ETH Zürich, Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern 1996, 239 – 266

- Meier, D.; Good, J.; Nussbaumer, Th.; Thrier, A.; Kunz, H.: Wirtschaftlichkeitsvergleich Fernwärme und Ölheizung, 8. Holzenergie-Symposium, Bundesamt für Energie, Bern 2004, ISBN 3-908705-10-X, 195–208
- Nussbaumer, T.; Neuenschwander, P.; Hasler, Ph.; Jenni, A.; Bühler, R.: *Energie aus Holz – Vergleich der Verfahren zur Produktion von Wärme, Strom und Treibstoff aus Holz*, Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern 1997, 153 S.
- Nussbaumer, T.; Meier, D.; Good, J.: Wirtschaftliche Gleichwertigkeit von Fernwärme und Öl, *Planer & Installateur*, 4 (2005), 26–28
- Nussbaumer, T.: *International Energy Agency (IEA) Bioenergy Task 32 Biomass Combustion and Co-firing: Reisebericht zu Handen des Bundesamts für Energie zu IEA Meeting vom 16. bis 18. März 2005 in Graz*, BFE Bern 2005
- van Loo, S.; Koppejan, J. (eds.): *Handbook of Biomass Combustion and Co-Firing*, Twente University Press, Enschede 2002, ISBN 9036517737
- Verenum: *Offertanfragen für Heizanlagen zwischen 200 kW und 5 MW sowie für Wärmekraftkopplungsanlagen zwischen 0,5 MWe und 10 MWe aus CH, D und A*, interne Informationen, Zürich zwischen 1995 und 2005

Literatur zu den Flüssigtreibstoffen

- [1] Institut Français du Pétrole, Ballerini D., 2006, "Les biocarburants – Etat des lieux, perspectives et enjeux de développement", Editions TECHNIP, Paris
- [2] Systèmes solaires n° 167, juin 2005, « Le baromètre des biocarburants », pp. 39-50
- [3] Deutscher Bundestag, Juni 2005, « Bericht zur Steuerbegünstigung für Biokraft- und Bioheizstoffe »
- [4] UFOP, Juni 2005, « Statusbericht Biodiesel – Biodieselproduktion und Vermarktung in Deutschland 2005 »
- [5] Universität Hohenheim, VLSF Berlin, 2002, « Studie zur Bioethanolproduktion aus Getreide in Anlagen mit einer Jahres-Produktionskapazität von 2, 5 und 9 Mio Litern », Auftrag von dem Bundesverband landwirtschaftliche Rohstoffe verarbeitende Brennereien e.V. unter Beteiligung des Bundesverbandes Deutscher Kartoffelbrenner e.V.
- [6] Fachagentur Nachwachsende Rohstoff e.V et der Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft, 2005, « Basisdaten Biokraftstoffe », Allemande