

Dezember 2004

Potentiale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE, 3003 Bern

Auftragnehmer:

INFRAS, Gerechtigkeitsgasse 20, Postfach, 8039 Zürich

EPFL, Instituts LASEN et LASIG, 1015 Lausanne

Ingenieurbüro HERSENER, Untere Frohbergstr. 1, 8542 Wiesendangen

MERITEC GmbH, Mossstüdlstr. 12, Postfach 1, 8357 Gunterhausen

Umwelt- und Kompostberatung Dr. Konrad Schleiss, Weinbergstrasse 49, 2540 Grenchen

Autoren:

Bernhard Oettli (Projektleitung), Martina Blum, Martin Peter, Othmar Schwank, INFRAS

Denis Bedniaguine, Arnaud Dauriat, Edgard Gnansounou, Institut LASEN/EPFL

Joël Chételat, Francois Golay, Institut LASIG/EPFL

Jean-Louis Hersener, Ingenieurbüro HERSENER

Urs Meier, MERITEC GmbH

Konrad Schleiss, Umwelt- und Kompostberatung

Begleitgruppe:

Lukas Gutzwiller, Programmleiter EWG, Bundesamt für Energie BFE (Vorsitz)

Hans-Christian Angele, BiomassEnergie (EnergieSchweiz)

Urs Baier, Hochschule Wädenswil

Norbert Egli, BUWAL

Bruno Guggisberg, Bundesamt für Energie BFE

Heinz Hänni, Bundesamt für Landwirtschaft

Ernst A. Müller, Programmleiter Infrastrukturanlagen (EnergieSchweiz)

Gerard Sarlos, Institut LASEN/EPFL

Pierre Schaller, Alcosuisse

Daniel Zürcher, BUWAL

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.

Bundesamt für Energie BFE

Worbentalstrasse 32, CH-3063 Ittigen · Postadresse: CH-3003 Bern

Tel. 031 322 56 11, Fax 031 323 25 00 · office@bfe.admin.ch · www.ewg-bfe.ch

Inhaltsverzeichnis

Vorwort des Bundesamtes für Energie BFE	7
Dank	9
Zusammenfassung	11
Résumé	19
TEIL A: GRUNDLAGEN, METHODIK, POTENZIALE	27
1 Ausgangslage	29
2 Auftrag, Zielsetzung	31
3 Methodisches Vorgehen	33
3.1 Prinzipielles Vorgehen	33
3.2 Arbeitsschritte	36
3.2.1 Pfad ökologischer Potenziale	36
3.2.2 Technologiepfad	36
3.2.3 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen, ökonomischer Pfad und Schlussfolgerungen	37
3.2.4 GIS Modell	38
4 Grundlagen, wirtschaftliches Umfeld	39
4.1 Definitionen und Basisdaten	39
4.1.1 Definition der untersuchten Biomassesortimente	39
4.1.2 Definition der Potenzialbegriffe	41
4.1.3 Datenquellen für Basisdaten	45
4.2 Methodischer Rahmen	47
4.3 Bestimmung der Rahmenbedingungen und Schlüsselfaktoren	48
4.4 Szenarien für Entwicklung der Referenz-Energiepreise 2000 bis 2040	49
4.4.1 Primäre Referenz: Ölpreis	49
4.4.2 Sekundäre Referenzen: Elektrizität und Gas	51
4.4.3 In dieser Studie benutzte Referenzpreise	53
5 Theoretische- und realisierbare Angebotspotenziale	55
5.1 Ist-Zustand Verbrauch und Nutzung von Energie aus Biomasse 2003	55
5.2 Theoretisches und ökologisches Potenzial 2003	61
5.2.1 Darstellung des theoretischen und ökologischen Potenzials 2003	61
5.2.2 Heutige Nutzung und Zuwachspotenziale	62
5.2.3 Bemerkungen zum Potenzial 2003	63
5.2.4 Potenzialabschätzung und alternative Nutzungsarten der einzelnen Biomassekategorien	64
5.3 Theoretisches und ökologisches Potenzial 2025 und 2040	73
5.3.1 Allgemeine Abschätzung der Potenzialentwicklung	73
5.3.2 Potenzialschätzung für 2025	73
5.3.3 Potenzialschätzung für 2040	77
5.3.4 Vergleich Nutzung Biomasse 2003 und Potenzialschätzung 2025/2040	81

6	Kosten der Biomassegüter	85
6.1	Methodische Schwierigkeiten bei der Bewertung der Kosten	85
6.2	Biomassekosten „ab Wald“ bzw. „ab Feld“	87
6.3	Transportkosten	90
7	Technologien, Konversionspfade und Anlagentypen	93
7.1	Konversionspfade	93
7.2	Biomassesortimente	94
7.3	Selektion von Technologie-/Biomasse-Kombinationen (Anlagentypen)	94
7.4	Methodische Grundlagen für den Vergleich der ausgewählten Technologie-Biomasse-Kombinationen	96
7.4.1	Spezifikation von Musterobjekten/typischen Anwendungen für den Vergleich der Technologie-Biomasse-Kombinationen	96
7.4.2	Methodik für Kostenerhebung und -vergleich	98
7.4.3	Abschätzung der Kostendegression bis 2040 auf der Basis von Lernkurven	99
7.5	Charakterisierung und Energie-gestehungskosten von ausgewählten Anlagentypen im Vergleich zu Referenzsystemen	103
7.5.1	Nahwärmeversorgung auf Basis Holzschnitzelfeuerung	103
7.5.2	Fernwärme- und Elektrizität aus KVAs	106
7.5.3	Elektrizitätserzeugung durch Biogasanlagen und ARAs	112
7.5.4	Herstellung von Biotreibstoffen	124
7.6	Zusammenfassung, Fazit	138
7.6.1	Zusammenstellung der Investitions-, Betriebs- und Gestehungskosten	138
7.6.2	Beim Vergleich der Technologien nicht berücksichtigte Aspekte	144
7.6.3	Fazit	145
8	Ökonomische Nachfragepotenziale, zukünftige Marktanteile Biomasse	149
8.1	Ziel und Vorgehen zur Abschätzung der ökonomischen Potenziale	149
8.2	Annahmen zum Endenergieverbrauchs in der Schweiz bis 2040	150
8.3	Das ökonomische Potenzial ausgewählter Anlagentypen und die Nachfrage nach dem geeigneten Biomassesortiment	150
8.3.1	Auswahl der Anlagentypen und relevante Referenz-Energieträger	150
8.3.2	Holzschnitzelheizung für die Wärmeproduktion	151
8.3.3	Biogasanlagen (Co-Vergärungsanlagen) für die Stromproduktion	155
8.3.4	Produktion von Biogas als Treibstoff	160
8.3.5	Produktion von Bioethanol	162
9	Externe Kosten von Energieversorgungssystemen im Strom und Wärmebereich	165
9.1	Externe Kosten	165
9.1.1	Was sind externe Kosten, wozu dienen diese, und wie werden sie ermittelt?	165
9.1.2	Die verschiedenen Dimensionen der externen Kosten der Strom- und Wärmeversorgung	166
9.2	Kalkulatorische Energiepreiszuschläge	166
9.3	Der Einfluss der Externen Kosten auf das ökonomische Potenzial der Biomassetechnologien	169
TEIL B: USE OF GIS FOR DATA AQUISITION AND VISUALISATION OF POTENTIALS		171
10	GIS model	173
10.1	Study context and GIS model tasks	173
10.2	Methodology	174
10.2.1	Availability of biomass for energy use	176
10.2.2	Biomass farm-gate prices	181
10.2.3	Marginal price of delivered biomass	184

10.2.4	Optimal location of biomass fuelled energy facility	186
10.3	Case study of the Canton of Vaud	187
10.3.1	Data used	187
10.3.2	Unavailable data	189
10.3.3	Estimation of the volume of biomass	190
10.3.4	Estimation of the annual increment of biomass	191
10.3.5	Estimation of the biomass volume available for energy use	192
10.3.6	Estimation of the energy quantities	192
10.3.7	Farm-gate prices	193
10.3.8	Results	194
10.3.9	Discussion	199
10.3.10	Conclusion	199
10.3.11	Perspectives	200
TEIL C: NUTZUNG DES BIOMASSE POTENZIALS, SCHLUSSFOLGERUNGEN, EMPFEHLUNGEN		201
11	Beurteilungsansätze für die optimale Nutzung des Biomassepotenzials	203
11.1	Ausgangslage, Problemstellung	203
11.2	Pilotversion eines Beurteilungsrasters	204
11.3	Erste Beurteilung	205
11.4	Ansätze zur Entscheidungsfindung	209
12	Schlussfolgerungen und Empfehlungen	213
12.1	Wichtigste Ergebnisse und Schlussfolgerungen	213
12.2	Handlungsempfehlungen	217
Abkürzungen		219
Literatur		221

Vorwort des Bundesamtes für Energie BFE

Biomasse ist eine der wichtigsten erneuerbaren Energiequellen. In der vorliegenden Arbeit wurde das Biomasse-Potential für die verschiedenen Arten wie Holz, Abfälle, Ernterückstände und Energiepflanzen errechnet. Dabei werden das theoretisch verfügbare Potential und das ökologisch nutzbare Potential unterschieden. Vom ökologischen Potential von mindestens 125 PJ wird heute erst etwa ein Drittel genutzt.

Für den Zeitraum bis 2040 wurde neben dem ökologischen Potential auch das wirtschaftlich-technische Potential abgeschätzt. Dabei fällt auf, dass schon heute Technologien für alle drei Nutzungsformen Wärme, Strom und Treibstoff zur Verfügung stehen und teilweise auch wirtschaftlich sind. Dank ihrem langfristigen Betrachtungshorizont fliessen die vorliegenden Resultate auch in die laufenden Arbeiten zu den Energieperspektiven ein, dürfen aber nicht mit einem umfassenden Technologie Assessment verglichen werden.

Bei der GIS Darstellung der Waldholzpotentials für den Kanton Waadt wurde eine innovative Methode angewandt, bei welcher nicht nur das verfügbare Biomassepotential grafisch dargestellt wurde, sondern auch dessen Erntekosten in Abhängigkeit der Wegbarkeit des Geländes und der Erntemethoden.

Weiter zeigt dieser Bericht einen ersten Ansatz auf, wie die im Inland verfügbare Biomasse optimal für die drei möglichen Anwendungen Wärme, Strom und Treibstoffe eingesetzt werden könnte. Wärme aus Holzfeuerungen stellt die Option mit dem besten technischen Machbarkeit dar, die sich durch einen hohen volkswirtschaftlichen Nutzen und geringe Kosten kennzeichnet. Andererseits gibt es aber auch Alternativen wie Umgebungs- und Solarwärme. Die Verstromung von Biomasse in Holzvergassungs- und Biogasanlagen positioniert sich ähnlich wie die Wärme aus Holzfeuerungen, aber mit dem Vorteil der höheren „Energiequalität“ und der Möglichkeit, einen wichtigen Beitrag zur Deckung des steigenden Strombedarfs leisten zu können. Die Herstellung von Biotreibstoffen im Inland stellt eine Option mit hohem Innovationspotential dar.

Handlungsbedarf orten die Auftragnehmer vor allem bei der Anerkennung von Strom aus KVAAs als erneuerbar und bei der Verbesserung des Raumplanungsrechts bezüglich landwirtschaftlicher Biogasanlagen. Zudem würde die Umsetzung von Klimaschutz-Instrumenten wie der CO₂-Abgabe die energetische Nutzung von Biomasse begünstigen.

Das Bundesamt für Energie dankt der beauftragten Arbeitsgemeinschaft, der Begleitgruppe sowie den Experten vom WSL und der EPFL für die gute Zusammenarbeit, die offen geführten Diskussionen und das grosse Engagement beim Zusammenstellen des wertvollen Datenmaterials.

Bern/Ittigen, Januar 2005

Dank

Die vorliegende Studie ist im Rahmen des Programms Energiewirtschaftliche Grundlagen (EWG) des Bundesamtes für Energie entstanden. Die Autoren möchten hiermit dem Projektleiter des BFE, Herrn Lukas Gutzwiller, für dessen Unterstützung und die gute Zusammenarbeit danken.

Einen entscheidenden Beitrag zu dieser Arbeit haben insbesondere die Mitglieder der Begleitgruppe, die uns im Rahmen der drei Arbeitssitzungen wichtige Impulse geben konnten, geleistet. Wir möchten uns auch bei ihnen für die wichtigen und hilfreichen Diskussionsbeiträge und Vorschläge bedanken.

Schliesslich möchten wir auch allen Einzelpersonen und Institutionen danken, die wir zu einzelnen Aspekten der Studie befragt haben und die mit ihren Antworten und Kommentaren weitere entscheidende Inputs liefern konnten. Wir möchten hier insbesondere die folgenden Gesprächspartner erwähnen:

- Daniel Binggeli, BFE, Bern
- Jean Combe, WSL-AR, Lausanne
- Patrick Fouvy, Service des forêts de la faune et de la nature du Canton de Vaud (SFFN), Lausanne
- Andreas Keel und Christoph Rutschmann, Holzenergie Schweiz
- Almut Kirchner, Prognos, Basel
- Pierre Lancoud, La Forestière, Echandens
- Markus Sommerhalder und Oliver Schelske, BiomassEnergie
- Oliver Thees und Edgar Kaufmann, WSL, Birmensdorf

Zusammenfassung

In den letzten Jahren ist die Frage der energetischen Nutzung von Biomasse in verschiedenen Formen wie Holz, Abfälle (Gartenabfälle, Kehrlicht), aber auch die gezielte Verwertung von Biomasse aus der Landwirtschaft (Gülle und Mist, Ernteabfälle, Energiepflanzen) vermehrt ins Zentrum der energiepolitischen Diskussion gerückt. Die bisherigen Studien beschränken sich auf Teilbereiche der Biomassenutzung (z.B. Holz oder Landwirtschaft) und stellen die Abschätzung der technischen Potenziale in den Vordergrund, während die Verwertungspfade zur Nutzung dieser Potenziale und die Wirtschaftlichkeit verschiedener Systeme und Szenarien nur in Ansätzen untersucht wurden. Die vorliegende Studie zielt darauf ab, **Antworten auf folgende Schlüsselfragen** zu liefern:

- Welches sind die theoretischen Angebotspotenziale in der Schweiz, und welcher Anteil davon lässt sich unter nachhaltigen Bedingungen nutzen?
- Welches sind die wichtigsten Technologien und Anlagen, mit denen sich die verfügbaren Biomassearten energetisch nutzen lassen?
- Bis wann werden die untersuchten Biomasse-/Konversionspfad-Kombinationen unter den gegebenen Rahmenbedingungen und Annahmen im Vergleich zu fossilen Referenzenergiesystemen (auf Basis von Öl oder Gas) konkurrenzfähig?
- Wie soll die verfügbare Biomasse, falls sich bei einzelnen Biomassearten eine Knappheit und damit eine Konkurrenzsituation abzeichnet, auf die verschiedenen Nutzungsarten (Wärme, Elektrizität, Biotreibstoffe) aufgeteilt werden?

Schliesslich soll die Studie auch Handlungsempfehlungen formulieren, um die Nutzung der Biomasse in der Schweiz wirksam und effizient zu fördern.

Methodischer Rahmen, Vorgehen, zentrale Annahmen

Das Gesamtprojekt gliedert sich grob in drei untereinander verknüpfte Teilprojektpfade und ein GIS Modell. In einem ersten Schritt wurden nach der Festlegung der Rahmenbedingungen die ökologischen Potenziale bis 2040 abgeschätzt (**Pfad ökologischer Potenziale**) sowie die wichtigsten Konversionspfade (Biomasse-Technologiekombinationen) evaluiert (**Technologiepfad**). Schwerpunkte des **ökonomischen Pfads** bilden die Analyse der Kosten für die Biomasse und die produzierte Energie bzw. Biotreibstoffe (Gestehungskosten) sowie die technischen und wirtschaftlichen Betrachtungen zu ausgewählten Anlagentypen und zu deren Nutzung in Form von Wärme, Strom und als Treibstoff. Im **GIS Modell** wurde anhand einer Fallstudie illustriert, wie und unter welchen Bedingungen GIS-Applikationen sinnvoll und nutzbringend für die Erfassung und Visualisierung von Potenzialen, Stoffflüssen, Kosten und Logistik-/Standortaspekten genutzt werden können.

Voraussetzung für die Abschätzung der verschiedenen Biomassepotenziale ist die klare Definition der verwendeten Potenzialbegriffe, eine Strukturierung und klare Abgrenzung des Biomassesortiments sowie eine einheitliche Definition der einzelnen Biomassegüter. Als **Zeithorizont** wurde **2040** gewählt.

Für alle Kostenbetrachtungen der Studie spielt die angenommene **Preisentwicklung für die Referenzenergieträger Öl und Gas** eine **zentrale Rolle**. Allen Kostenvergleichen liegt die angenommene Erhöhung des Ölpreises um einen Faktor 2 (2040 gegenüber 2000, Szenario „hohe Nachfrage“) sowie ein starr an den Ölpreis gekoppelter Gaspreis (1.2 x Ölpreis) zu Grunde. Die anderen beiden Szenarien „tiefe Nachfrage“ und „hohe Nachfrage, begrenzte Produktion“ zeigen den Spielraum und damit die Unsicherheit für die zentrale Referenzgrösse auf. Projektteam und Begleitgruppe gehen davon aus, dass die auf der Basis des Szenarios „hoch“ resultierenden Kostenvergleiche konservative Schätzungen darstellen, d.h. dass sich die Ölpreise ohne grössere Verwerfungen in der Weltwirtschaft bis 2040 zumindest um den Faktor 2, vermutlich aber eher um die Grössenordnung 2 bis 3, erhöhen wird.

Die **Schätzung des ökologischen Angebotspotenzials** beruht auf den unter ökologischen Randbedingungen verfügbaren Inputströmen Biomasse (Inputperspektive). Für die Potenzialschätzungen wurde einerseits die Entwicklung der theoretischen Potenziale (abhängig von Anbaufläche, Anbauarten bzw. Anfall von Abfall und Reststoffen der Sekundärproduktion), andererseits der unter ökologischen Gesichtspunkten sinnvolle potentielle Nutzungsgrad jeweils für die Jahre 2025 und 2040 geschätzt.

Die **Energiegestehungskosten** setzen sich zusammen aus den Kosten der Biomassegüter am Ort der Ernte bzw. des Anfalls, den Transportkosten sowie anfallenden Aufbereitungs- und Konversionskosten. Eine generelle einheitliche Aussage zu den Kosten der Biomassegüter ist aufgrund der Verschiedenheit der Biomassesortimente, der unterschiedlichen Qualität der Biomasse innerhalb eines Biomassesortiments, des Standpunkts der Betrachtung (Kosten vs. Preise), sowie der sehr individuellen Situation der jeweiligen Kombination von Biomasse und Anlage, schwierig. Dennoch wurde versucht, neben der Darstellung der methodischen Problematik wenigstens die Grössenordnung der Biomassekosten sowie der Transportkosten anzugeben.

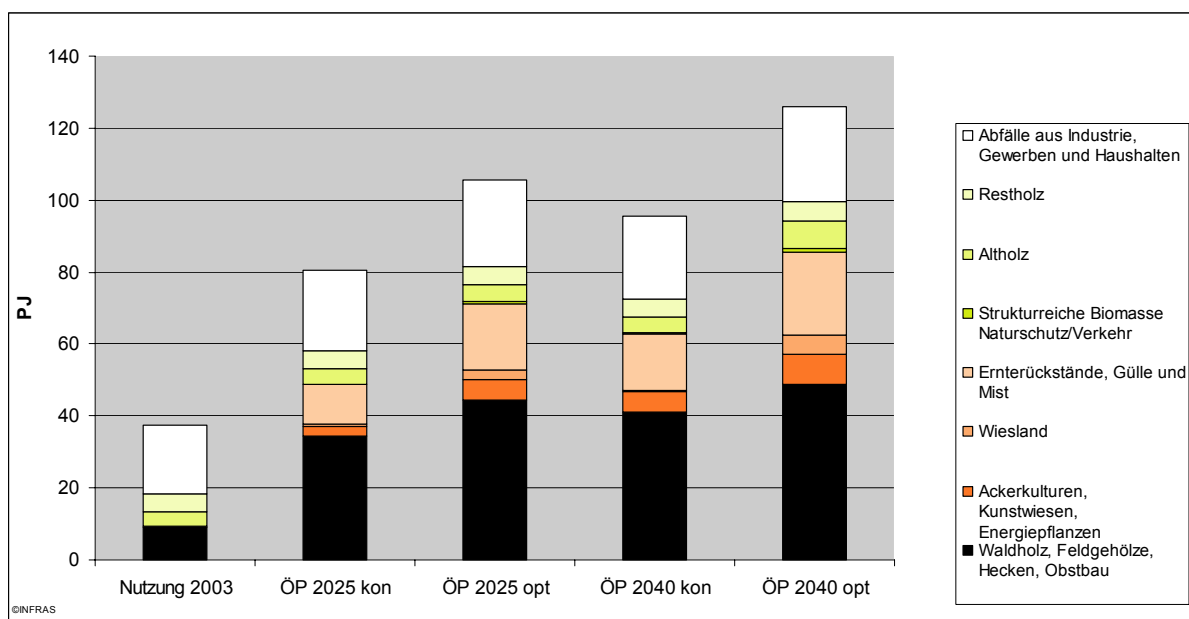
Die **Auswahl der Biomasetechnologien** erfolgte nach Faktoren wie Struktur und Verfügbarkeit der Biomasse, Stand spezifischer Technologien und Verfahren, prognostizierte Entwicklung der Biomassepreise (als Brenn- oder Treibstoff), mögliche staatliche Anreize, Anlagengrössen sowie Einschränkungen der Nutzungsmöglichkeiten (z.B. Wärmeleistungsbedarf an einem Standort). Aus der Vielzahl der möglichen Technologien wurden zehn relevante Konversionspfade ausgewählt. Kombiniert mit neun definierten Biomassekategorien ergeben sich theoretisch 90 mögliche Kombinationen von Konversionspfad und Biomasseart. Von diesen wurden in einer Vorauswahl 36 Biomasse-Technologie Kombinationen als aktuell oder zukünftig technisch machbar und in der Praxis relevant identifiziert. Aus praktischen Gründen wurden davon sieben Kombinationen (in dieser Studie als Anlagentypen bezeichnet) ausgewählt und näher untersucht.

Um die sieben ausgewählten Anlagentypen auf Basis Biomasse untereinander und mit einem **Referenzsystem auf Basis von Öl oder Gas** vergleichen zu können war es nötig, klar definierte Anwendungen auszusuchen. Von Interesse ist vor allem die Wirtschaftlichkeit der jeweiligen Anlagentypen bzw. der Energie-Gestehungskosten. Dazu wurden die folgenden fünf **Vergleichsobjekte** spezifiziert: die Wärmeversorgung eines Gebäudekomplexes, ein Fernwärmesystem, die Elektrizitätserzeugung zur Einspeisung ins Netz in zwei verschiedenen Leistungsbereichen und die Herstellung von Biotreibstoffen für mobile Anwendungen. Für jedes dieser Vergleichsobjekte wurden für die in Frage kommenden Anlagentypen sowie das Vergleichssystem jeweils die Gestehungskosten für Wärme, Strom bzw. den Treibstoff ermittelt.

Ergebnisse und Erkenntnisse

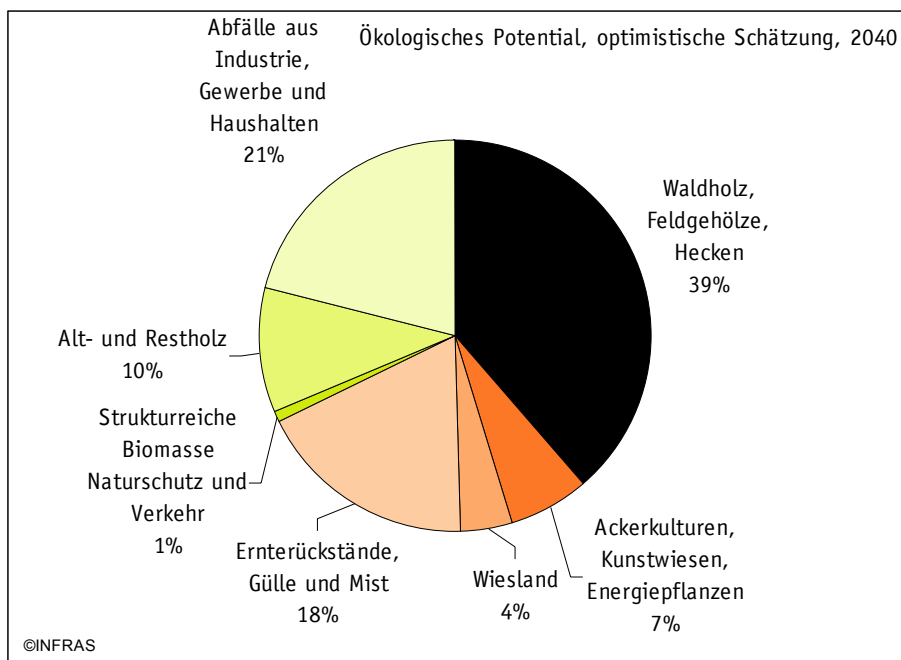
1. Der **heutige Betrag der Biomasse zur Energieerzeugung in der Schweiz** ist noch sehr gering. Gleichzeitig bildet Energie aus Biomasse (nachwachsende Rohstoffe und biogene Abfälle) mit einem Anteil von rund 75% die grösste Fraktion der gesamten erneuerbaren Energien bei den Brenn- und Treibstoffen. An der neuen erneuerbaren Energie zur Elektrizitätsproduktion (ohne Wasserkraft) hat die Biomasse (inkl. den biogenen Abfällen), neben geringen Anteilen von Solar- und Windenergie, ebenfalls den grössten Anteil. Der Anteil der Energie aus Biomasse am Endenergieverbrauch der Brenn- und Treibstoffe in der Schweiz beträgt gegenwärtig 4.3%. Über 70% der genutzten Wärmeenergie aus Biomasse stammt dabei aus der Verbrennung von Holz, gefolgt von der Verbrennung erneuerbarer Anteile im Abfall und der Energienutzung in Abwasserreinigungsanlagen. Der Anteil Energie aus Biomasse an der gesamten schweizerischen Elektrizitätsproduktion beträgt gegenwärtig 1.4%. Den grössten Beitrag mit über 80% dazu liefert die Verbrennung erneuerbarer Abfälle in KVA's und weiteren Feuerungen, gefolgt von der Energieerzeugung in den Abwasserreinigungsanlagen. Die Biogasanlagen in Landwirtschaft und Industrie leisten derzeit nur einen marginalen Beitrag zur Energieerzeugung.
2. **Das geschätzte ökologische Biomassepotenzial zur energetischen Nutzung im Jahr 2040 liegt im Bereich von 2.5 bis 3-mal dem Wert der heutigen Nutzung.** Der untere Heizwert der heute theoretisch für die energetische Nutzung verfügbaren Biomasse beträgt ca. 330 PJ.

Dieses theoretische Potenzial bleibt bis 2040 praktisch konstant. Davon werden derzeit 11% genutzt. Das grösste Zuwachspotenzial haben alle Biomassekategorien der landwirtschaftlichen Produktion, insbesondere Ackerkulturen/ Energiepflanzen und Ernterückstände (Gülle und Mist), die heute im Vergleich zu den Kategorien Waldholz und Abfall praktisch nicht zur Energieerzeugung genutzt werden. Die Verwendung von Biomasse der Kategorie Waldholz, Feldgehölze, Hecken und Obstbau lässt sich von einem derzeitigen durchschnittlichen Nutzungsgrad von 9% auf das vier- bis fünffache erhöhen. Die Nutzung der Biomassepotenziale in der Kategorie Abfall lässt sich nach optimistischer Schätzung um ca. 35% steigern. Diese Zuwachspotenziale beziehen sich auf die Primärenergie. Auf der Stufe der Endenergieproduktion können die Zuwachspotenziale dank weiteren Wirkungsgradsteigerungen (je nach Technologie) noch deutlich höher liegen.



Figur 1 Die aktuelle Nutzung der verschiedenen Biomassesortimente im Vergleich zu den Schätzungen des ökologischen Potenzials (je eine konservative und eine optimistische Schätzung) für 2025 und 2040.

- Die optimistische Schätzung rechnet für 2040 mit einem energetisch nutzbaren, ökologischen Biomassepotenzial von ca. 125 PJ** (Heizwert), während die konservative Schätzung mit rund 95 PJ um ca. 25% darunter liegt. Die Schätzungen für das Biomassepotenzial des Jahres 2025 liegen rund 20% tiefer als die entsprechenden Schätzungen für das Jahr 2040. Dies ist hauptsächlich damit zu begründen, dass nötige Infrastrukturen bis 2025 noch nicht vollständig geschaffen sind und es aus ökologischer Sicht zu diesem Zeitpunkt noch nicht sinnvoll ist, das maximale Potenzial auszuschöpfen. Die Anteile der einzelnen Biomassekategorien am gesamten Biomassepotenzial liegen, je nach Schätzung, in der Grössenordnung von 40–45% für Waldholz, Feldgehölze, Hecken, 20–25% für Abfälle, 15–20% für Ernterückstände, 10% für Alt- und Restholz, etwa 5% für Ackerkulturen, Energiepflanzen und Kunstwiesen, max. 4% für Wiesland und max. 1% für struktureiche Biomasse von Naturschutz- und Verkehrsflächen.

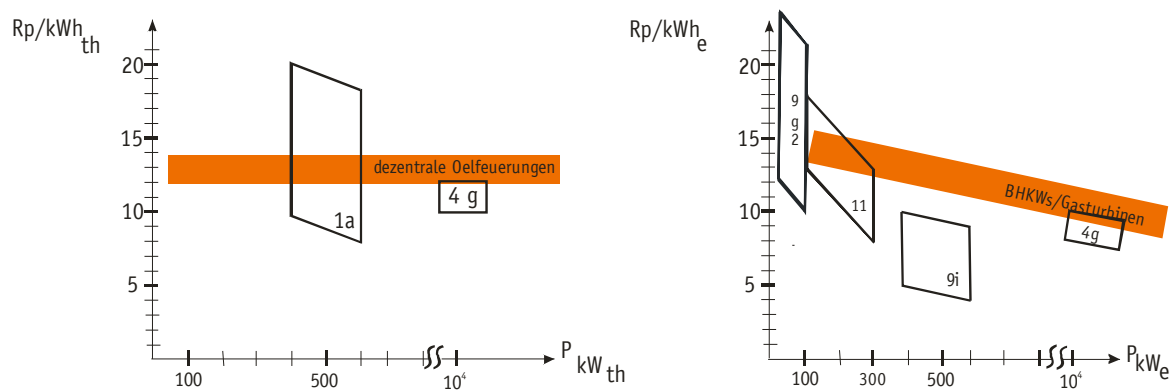


Figur 2 Am geschätzten Biomassepotenzial 2040 hat die Kategorie Waldholz, Feldgehölze und Hecken mit rund 40% den grössten Anteil. Es folgen die Kategorien Abfälle und Ernterückstände mit je rund 20%. Je nach Schätzung (konservativ oder optimistisch) variieren die Anteile der einzelnen Biomassekategorien leicht.

4. Biomasse lässt sich mit den bereits heute verfügbaren oder als zukünftig vielversprechend erachteten Technologien und Anlagen **in Form von Wärme-, Elektrizität oder als Treibstoff nutzen**. Die **Technologien zur energetischen Nutzung der Biomasse sind grösstenteils schon heute vorhanden**. Die grösste Bedeutung haben heute die Wärmeproduktion auf der Basis von Holzfeuerungen sowie die Stromproduktion aus biogenen Abfällen in KVAs und in ARAs. Einen wachsenden Markt gibt es für die Wärmeerzeugung auf der Basis von Holzfeuerungen sowie für die Stromerzeugung in gewerblich/industriellen Biogasanlagen. Der Ausbau der Elektrizitätserzeugung in Letzteren dürfte schon mittelfristig durch die Limiten auf der Inputseite (Verfügbarkeit von biogenem Abfall) und der Outputseite (Ausbringen zusätzlicher Nährstoffe auf bereits überversorgte Nutzflächen) begrenzt werden.

Im Zentrum der gegenwärtigen Diskussion steht jedoch die Gewinnung von Biotreibstoffen auf der Basis von Ernterückständen, Energiepflanzen und (vermehrt) lignozellulosem Material (Bio-Diesel aus Holzvergasungs/Fischer-Tropsch-Anlagen und Bio-Ethanol aus Alkoholvergärungsprozessen) wie auch auf der Basis von biogenen Abfällen (Methan aus Biogasanlagen).

5. Die betrachteten **Biomassetechnologien im Bereich der Wärmeerzeugung und der Stromproduktion** sind mit wenigen Ausnahmen **schon heute oder in Zukunft wirtschaftlich konkurrenzfähig mit fossilen Referenzsystemen**. Die Stromgestehungskosten (SGK) von KVAs und ARAs liegen schon heute im Bereich der Kosten der fossilen Referenzsysteme. Die SGK von gewerblich/industriellen Biogasanlagen liegen, unter Berücksichtigung der aktuellen Annahmepreise für biogene Abfälle in solchen Anlagen, in einem Bereich von 50% bis 100% der SGK des fossilen Referenzsystems. Die Wärmekosten von automatischen Holzfeuerungen liegen heute rund 50% über den Kosten des fossilen Referenzsystems. Unter der Annahme, dass der Ölpreis bis 2040 gegenüber dem heutigen Niveau um einen Faktor 2 ansteigt (real, in CHF, Preisbasis 2000), verbessert sich die Konkurrenzfähigkeit aller oben genannten Anlagen markant. Die automatischen Holzfeuerungen und die gewerblich/industriellen Biogasanlagen dürften bei den angenommenen Rahmenbedingungen um ca. 2020 konkurrenzfähig zu fossilen Systemen werden.



Figur 3 Linke Grafik: **Wärmegestehungskosten** für die untersuchten Anlagentypen und Referenzsysteme im Jahr 2040 (1a: Holzfeuerungen, 4g: KVAs). Die Wärmegestehungskosten schliessen die Kosten für die Wärmeverteilung (Nah- oder Fernwärmenetz) mit ein.

Rechte Grafik: **Stromgestehungskosten** für die untersuchten Anlagentypen und Referenzsysteme im Jahr 2040. (4g: KVAs, 9g2: landwirtschaftliche Co-Vergärungsanlagen, 9i: industriell/gewerbliche Biogas-Co-Vergärungsanlagen, 11. ARAs). Die Gestehungskosten für die Co-Vergärungsanlagen sind ohne einen Preis für die Annahme der biogenen Abfälle gerechnet.

6. **Die grossen Hindernisse für die rasche Ausbreitung von Biomasseanlagen sind die hohen Kosten der Wärmenetze und die zum Teil unattraktiven Einspeisetarife.** Obwohl in allen Anlagen zur energetischen Nutzung von Biomasse Wärme anfällt, kann diese wirtschaftlich nur in wenigen Fällen genutzt werden. Die hohen Kosten von Fern- und Nahwärmenetzen, verbunden mit dem beschränkten Erzeugungspotenzial kleiner und mittlerer Anlagen, verhindern eine bessere thermische Nutzung von Biogasanlagen.

Bei den tiefen Erlösen, die KVA-Betreiber heute für die Einspeisung der in KVAs produzierten Elektrizität erhalten, wird wenig in die Erneuerung von KVAs zum Zweck der Steigerung der Energieproduktion investiert. Eine Klassierung des Strom aus KVAs (aus den biogenen Abfällen) als erneuerbare Elektrizität (dies ist heute rechtlich gesehen nicht der Fall) und die Vergütung von kostendeckenden Einspeisetarifen könnten die heutige Situation der KVA-Betreiber massiv verbessern und einen Investitionsschub in die Erneuerung des Kapitalstocks auslösen. Die Biogasanlagen, welche die produzierte Elektrizität schon heute zu einem grossen Teil als Ökostrom ins Netz einspeisen und verkaufen können, profitieren von wesentlich günstigeren Rahmenbedingungen. Der in ARAs produzierte Strom wird hingegen nicht als „neue erneuerbare Energie“ klassifiziert und ist daher auf dem Markt von Seite der Energieunternehmen als Ökostrom kaum gefragt.

Wie allen neuen Technologien haftet den Biomasetechnologien zudem immer noch das Image der noch in der Erprobungsphase stehenden, teuren und unzuverlässigen Technologien an. Dieses mag für einzelne Technologien (wie die Holzvergasungstechnologie zur Herstellung von Strom oder Treibstoffen) zutreffen, andere Technologien wie die Holzfeuerungen oder Biogasanlagen leiden ungerechtfertigt an diesem falschen Image, das die Ausbreitung der Biomasseanlagen hemmt.

7. Die **Herstellung von Biotreibstoffen steckt in der Schweiz noch in den Kinderschuhen.** Die für 2010 prognostizierten Produktionskosten sind noch deutlich höher als die Herstellungskosten von herkömmlichem Benzin oder Diesel. Unter der Annahme, dass Biotreibstoffe von der Mineralölsteuer für Treibstoffe befreit sein werden, dürfte 2040 der Marktpreis von FT-Diesel jedoch ca. 30% unter demjenigen von konventionellem Diesel liegen. Ähnliche Verhältnisse ergeben sich in Bezug auf die Kosten- bzw. Preisentwicklung für die Herstellung und Nutzung von Ethanol als Zusatz zu konventionellem Benzin. Noch attraktivere aktuelle Werte und Entwicklungsperspektiven bietet Biogas aus Biogasanlagen, das ins Erdgasnetz eingespeist wird. Bei den gegebenen Rahmenbedingungen (keine Mineralölsteuer für Biogas, positiver Annahmepreis für biogene Abfälle, die an die Biogasanlage angeliefert werden) liegen die Kosten pro Fahrzeug-km

schon heute etwa 7% tiefer als die Kosten pro km des konventionellen Vergleichsfahrzeugs, betrieben mit herkömmlichem Benzin. Den attraktiven Betriebskosten stehen allerdings die deutlich höheren Investitionskosten und das falsche Image des erhöhten Risikos (beim Tanken und bei Unfällen) des Gasfahrzeugs gegenüber, welche die Verbreitung der Erdgasfahrzeuge heute noch hemmen.

8. **Die Konkurrenzierung verschiedener Anwendungen in Bezug auf die Beschaffung von hölzernem Inputmaterial verteuert mittel- bis langfristig (ab 2020) die energetische Nutzung von Biomasse.** Im Gegensatz zu anderen Biomassesortimenten werden Waldholz, Altholz und Restholz sowie die biogenen Abfälle schon heute relativ gut genutzt (individuelle Nutzungsgrade zwischen 10% und 95%). In gewissen Bereichen (z.B. bei Niederwald und Durchforstungen) gibt es noch ein erhebliches Nutzungspotenzial, in anderen Segmenten ist dieses nur noch beschränkt ausbaubar. Angesichts der mittelfristig gegebenen Wettbewerbsfähigkeit für Anlagen zur Nutzung von Holz und Abfällen für die Wärme- und Stromproduktion sowie zur Herstellung von Biotreibstoffen dürften sich ab diesem Zeitpunkt die Betreiber solcher Anlagen bei der Beschaffung ihres Rohmaterials spürbar konkurrenzieren. Damit dürften die Brennstoffkosten bzw. die Rohstoffkosten v.a. für lignozelluloses Material und biogene Abfälle ansteigen. Kurz- bis mittelfristig erscheint die Wettbewerbsfähigkeit von auf Basis verholzter Biomasse im Inland nur gegeben solange der kostengünstigste Teil des ökologischen Potentials genutzt wird. Der grundsätzlich günstigere Import von Biotreibstoffen aus dem Ausland dürfte dazu beitragen Versorgungsengpässe zu vermeiden. Langfristig könnten neue Methoden und Technologien, die eine effizientere Bewirtschaftung der Wälder erlauben, einen Beitrag zur Reduktion der Brennstoffkosten leisten. Es sind jedoch noch keine konkreten Gesamtlösungen für eine kostengünstigere Bereitstellung von Holzbrennstoffen bekannt.
9. Es würde den Rahmen dieser Studie sprengen, die Nachfrage bzw. die **ökonomischen Potenziale** oder die **zukünftigen Marktanteile der verschiedenen Produkte zur energetischen Nutzung der Biomasse** systematisch abzuschätzen. Diese sind sehr von den gegebenen Rahmenbedingungen (die über den langen Zeitraum zudem stark ändern können) abhängig. Punktuelle Abschätzungen für die ökonomischen Potenziale bzw. Marktanteile der als besonders relevant betrachtete Technologien und Anwendungen in den drei Energiemärkten für Wärme, Elektrizität und Treibstoffe führten zu folgenden Erkenntnissen:
 - a) Der Markt für **Wärme aus Holz** dürfte aufgrund der erwarteten Entwicklung des Öl- und Gaspreises ab 2020 rasch wachsen. Unter der Annahme, dass auch in den kommenden Jahren kaum Holz für Feuerungszwecke in die Schweiz importiert wird, wird sich die Nachfrage nach Wärme aus Holzschnitzelfeuerungen auf das in der Schweiz nachwachsende Brennholz beschränken. Der Zeitpunkt, zu welchem die Nachfrage gleich gross wie das ökologische Angebot ist, liegt bei 2025. Das ökonomische Potenzial der Holzschnitzel-Feuerungen ist damit auf maximal das 5-fache der heutigen Nutzung limitiert. Dies entspricht einem Marktanteil am gesamten heutigen Wärmemarkt der Schweiz von knapp 10%.
 - b) Die zukünftige Bedeutung für **Strom aus Biogas** im Vergleich mit dem gesamten Elektrizitätsverbrauch ist deutlich kleiner. Auch wenn die gesamte Elektrizität, die in Biogasanlagen (Co-Vergärungsanlagen) erzeugt wird, als zertifizierter Ökostrom vermarktet und verkauft werden kann, dürfte der Marktanteil von Strom aus Biomasse im Jahr 2040 kaum über die Marke von 3% hinauskommen. Der Beitrag der Biogasanlagen (Co-Vergärungsanlagen) an die schweizerische Stromproduktion wird damit auch langfristig bescheiden bleiben.
 - c) Potenzial für **Bio-Ethanol** (Etha5 und Etha10) **als Ersatz von herkömmlichem Benzin**: Die Vision von Alcosuisse, im Jahr 2025 10% des gesamtschweizerischen Verbrauchs an herkömmlichem Benzin durch Bioethanol ersetzen zu können, bedarf nach einer Menge von Holz in der Grössenordnung von 20% der nachwachsenden hölzernen Biomasse (theoretisches Potential) oder von rund 40% des geschätzten ökologischen Potentials.
10. Die **Umsetzung von Klimaschutzinstrumenten wie die CO₂-Abgabe begünstigen den Ausbau der Nutzung von Biomasse.** Die quantitativen Kostenschätzungen für die in dieser Studie untersuchten Biomasetechnologien berücksichtigen weder die Instrumente zur Umsetzung des CO₂-Gesetzes wie die CO₂-Abgabe noch weitere externe Kosten. Im Vergleich mit den grossen Unsicherheiten in Bezug auf die erwartete Steigerung des Ölpreises ist die Berücksichti-

gung der externen Kosten der betrachteten Energieversorgungssysteme bei den gewählten Rahmenbedingungen jedoch von untergeordneter Bedeutung. Die Kostenvergleiche mit den Referenztechnologien haben daher konservativen Charakter. Eine Kostenerhöhung bei den fossilen Brenn- und Treibstoffen aufgrund der vom Bundesrat in die Vernehmlassung geschickten Vorschläge für die vorgesehene CO₂-Abgabe würde den Umstieg potenzieller Nutzer auf Biomasse-Energie klar fördern.

11. **Geografische Informations-Systeme (GIS) können bei der Ermittlung und Visualisierung der regionalen Biomassepotenziale und Erntekosten sehr wertvolle Dienste leisten.** Die im Rahmen dieser Studie entwickelte Methodik und die darauf aufbauende Fallstudie zur Abschätzung des praktisch nutzbaren Volumens an Waldholz sowie deren Erntekosten zur Energiegewinnung im Kanton Waadt haben gezeigt, dass ein GIS wichtige Hilfestellung bei der Ermittlung von Biomassepotenzialen leisten kann. Voraussetzung dazu ist, dass das GIS gut konzipiert ist, auf geeigneten Modellen basiert und die notwendigen Inputdaten in geografischen Standarddatenbanken verfügbar sind. Anhand der Fallstudie konnte demonstriert werden, dass die GIS-Applikation ein mächtiges und hilfreiches Werkzeug für die Erfassung, Analyse, Transformation und grafische Darstellung der Daten sein kann. Die Stärken eines GIS dürften insbesondere bei der Erfassung und der regionalen Unterschiede von Potenzialen, Kosten oder anderen Schlüsselinformationen sein. Weniger geeignet scheint GIS für den Einsatz auf der lokalen, kleinräumigen Ebene. Auf dieser Ebene fehlen in den meisten Fällen die Daten (in den Standarddatenbanken), die Unsicherheiten wachsen und die Nutzen-/Aufwand-Relation ist wesentlich geringer als auf der regionalen Ebene.
12. **Für den Ausbau der energetischen Nutzung von Biomasse braucht es eine klare Zielsetzung und eine langfristig angelegte, klare Strategie.** Biomasse kann zukünftig einen wichtigen Beitrag zur Energieversorgung leisten. Die zentrale Frage ist, welche Nutzungsarten und Anwendungen beim Ausbau forciert, welche nur schwach gefördert und welche gar nicht oder nur unter gewissen Bedingungen unterstützt werden sollten. Eine besondere Bedeutung erhält in diese Hinsicht die Knappheit von kostengünstig bereitgestelltem lignozellulosem Material für die konkurrenzierende Anwendungen wie Holzfeuerungen für den Wärmemarkt und Holzvergassungsprozesse zur Produktion von Elektrizität und Treibstoffen. Für den effektiven Ausbau der energetischen Nutzung von Biomasse sollte daher eine klare Zielsetzung sowie eine übergreifende Biomassestrategie entwickelt werden. Die bedeutendste Frage, welche eine solche Strategie beantworten muss, ist, wie die verfügbare Biomasse auf die drei Hauptanwendungsbereiche Wärme-, Elektrizitäts- und Treibstoffproduktion aufgeteilt werden sollte.
13. **Besonders dringlich ist die Klärung der Frage, ob und in welchem Rahmen eine inländische Produktion von Biotreibstoffen langfristig sinnvoll ist.** Diese Fragestellung war nicht Gegenstand dieser Studie und konnte in deren Rahmen auch nicht umfassend bearbeitet werden. Um jedoch die Problemstellung und mögliche Ansätze zu einer Lösung für die Allokation der Biomasse aufzuzeigen, wurden Beurteilungskriterien vorgeschlagen und die in der vorliegenden Studie untersuchten Energiesysteme einer ersten Beurteilung unterzogen. Der in Kapitel 10 dargestellte Ansatz könnte als Ausgangsbasis für die weiteren Arbeiten im Rahmen der dringlich empfohlenen Folgestudie dienen.
Gemäss dieser ersten, vorläufigen Beurteilung kommt die Studie zum Schluss, dass insbesondere der zweckmässige Anteil von im Inland produzierten Biotreibstoffen dringend vertieft untersucht werden muss. Es geht bei der Option Herstellung von Biotreibstoffen in der Schweiz nicht nur darum, kurz- bis mittelfristig Ethanol und allenfalls FT-Biodiesel herzustellen (Treibstoffe, die sicher günstiger aus dem Ausland importiert werden könnten), sondern auch darum, die Chance zu nutzen, langfristig durch einen frühen Eintritt in einen neuen Markt in Europa ein neues Technologiefeld zu besetzen, das von der zukünftigen Bedeutung und dem Innovationspotenzial her der schweizerischen Industrie starke Impulse liefern könnte und einen attraktiven Beitrag zum volkswirtschaftlichen Nutzen leisten könnte.
14. **Die gesetzlichen Rahmenbedingungen und das Instrumentarium zur Förderung erneuerbarer Energien müssen hinsichtlich der zu intensivierenden energetischen Nutzung von Biomasse geprüft und wo nötig angepasst werden.** Die geltende Gesetzgebung behin-

dert in einigen Bereichen den Ausbau der energetischen Nutzung der Biomasse. Zudem hemmen Unsicherheiten bezüglich der Einspeisetarife und eine mangelhafte Produktinformationen (z.B. beim Ökostrom) potenzielle Investitionen in wirtschaftlich attraktive Anlagen zur Nutzung von Biomasse. Es besteht die Gefahr, dass Energieunternehmen vor allem danach streben, bestehende erneuerbare Energie-Anlagen als Ökostrom-Anlagen zu zertifizieren, anstatt in neue Energieproduktionsanlagen zur echten Steigerung des Energieproduktion aus erneuerbaren Energien zu investieren. Im Zuge der Strommarktliberalisierung werden die erneuerbaren Energien, falls die Marktpreise, wie oft prognostiziert, wirklich fallen, unter zusätzlichen Druck kommen. Ein entscheidender Beitrag zur Stärkung der Position der erneuerbaren Energien wird von der Auswahl und Umsetzung geeigneter Förderinstrumente erwartet.

Um die energetische Nutzung der Biomasse zu fördern, sollten daher in einem ersten Schritt die geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen sowie die bestehenden und vorgeschlagenen Förderinstrumente zur allgemeinen Förderung der erneuerbaren Energien systematisch genutzt und ausgebaut werden. Erst in zweiter Linie sind die gesetzlichen Rahmenbedingungen und Förderinstrumente im Hinblick auf spezifische Hemmnisse für die energetische Nutzung der Biomasse zu prüfen und, wo nötig, zu verbessern oder zu ergänzen.

Résumé

La question de l'utilisation énergétique de différentes formes de la biomasse telles que bois, déchets (déchets de jardin, ordures ménagères) et celle du recyclage systématique de la biomasse d'origine agricole (purin et lisier, déchets de récoltes, plantes énergétiques) ont pris une place croissante dans le débat de politique énergétique ces dernières années. Les études actuelles se confinent à certains secteurs de l'utilisation de la biomasse (p. ex. le bois ou l'agriculture) et mettent en exergue l'estimation des potentiels techniques, alors qu'elles ne font qu'effleurer les filières susceptibles de permettre d'exploiter ces potentiels et la question de la rentabilité de différents systèmes et scénarios. La présente étude vise à apporter des **réponses aux questions fondamentales suivantes**:

- Quels sont les potentiels théoriques de l'offre en Suisse, et quelle part de ceux-ci est-il possible d'exploiter dans les conditions du développement durable?
- Quelles sont les principales technologies et installations permettant d'utiliser à des fins énergétiques les différents types de biomasse disponibles?
- Compte tenu des conditions-cadres et des hypothèses formulées, quand les combinaisons biomasse/filières de conversion seront-elles concurrentielles par rapport aux systèmes énergétiques fossiles de référence (basés sur le pétrole ou le gaz)?
- S'il se dessine des phénomènes de pénurie dans certains types de biomasse et, partant, une situation de concurrence, comment faut-il répartir la biomasse disponible entre les divers modes d'utilisation (chaleur, électricité, biocarburants)?

La présente étude formule enfin des recommandations d'actions à mettre en place en vue de promouvoir l'utilisation de la biomasse en Suisse de manière efficace.

Cadre méthodologique, démarche, hypothèses principales

Sommairement, le projet global s'articule autour de trois axes interdépendants et d'un modèle SIG. Dans une première étape, une fois les conditions-cadres définies, on a procédé à une estimation des potentiels écologiques jusqu'en 2040 (**axe des potentiels écologiques**) et à une évaluation des principales filières de conversion (combinaisons biomasse--technologies; **axe technologique**). Les points forts de l'**axe économique** résident dans l'analyse des coûts de la biomasse proprement dite et de l'énergie et/ou des biocarburants produits (coûts de revient) ainsi que dans les considérations techniques et économiques portant sur certains types d'installations et sur leur mise en valeur de la biomasse sous forme de chaleur, de courant ou de carburant. Dans le **modèle d'application des SIG** (Systèmes d'informations géographiques), on a montré, à l'aide d'une étude de cas, comment et dans quelles conditions les SIG peuvent être utilisés judicieusement et de manière profitable pour le recensement et la visualisation de potentiels, de flux de matières, de coûts et d'aspects relevant de la logistique et de la situation géographique.

L'estimation des différents potentiels de la biomasse suppose une définition précise des notions de potentiel employées, la structuration et la délimitation claire des différents types de biomasse ainsi qu'une définition uniforme des diverses matières entrant dans la biomasse. **L'horizon** choisi est **2040**.

L'évolution supposée **des prix des agents énergétiques de référence que sont le pétrole et le gaz** joue un **rôle capital** dans toutes les considérations de coûts intervenant dans l'étude. Toutes les comparaisons de coûts reposent sur l'hypothèse (scénario «forte demande») selon laquelle le prix du pétrole va augmenter d'un facteur 2 entre 2000 et 2040 alors que le prix du gaz sera solidement lié à celui du pétrole (1,2 x le prix du pétrole). Les deux autres scénarios «demande faible» et «demande forte, production limitée» mettent en évidence la marge de manœuvre et, partant, l'incertitude affectant la grandeur de référence centrale. Le groupe de projet et le groupe d'accompagnement estiment que les comparaisons de coûts résultant du scénario «demande forte» constituent des estimations conservatrices, c'est-à-dire que, d'ici 2040, le prix du pétrole augmentera d'un facteur 2 au moins, mais plus probablement d'un facteur compris entre 2 et 3, cela sans grandes répercussions sur l'économie mondiale.

L'**estimation du potentiel écologique de l'offre** repose sur les flux entrants de biomasse (perspective d'input) disponibles compte tenu des conditions écologiques. Dans les estimations de potentiel, on a considéré, pour les années 2025 et 2040, d'une part l'évolution des potentiels théoriques (en fonction des surfaces cultivées, des modes de culture ou de l'apport de déchets et de résidus de la production secondaire), et d'autre part le degré d'exploitation potentielle judicieuse d'un point de vue écologique.

Les **coûts de revient de l'énergie** se composent des coûts de la biomasse proprement dite sur le lieu de sa récolte ou de sa production, des coûts de transport ainsi que des coûts de transformation et de conversion. Il est très difficile d'articuler des coûts pour les produits fabriqués en partant de la biomasse en raison de la diversité de celle-ci, du point de vue considéré (coûts ou prix), ainsi que de la situation très spécifique de la combinaison entre la biomasse et l'installation. Cependant, outre la présentation de la problématique méthodologique, on a tenté de donner tout au moins l'ordre de grandeur des coûts de la biomasse ainsi que de son transport.

Le **choix des technologies de mise en valeur de la biomasse** s'est effectué en fonction de facteurs tels que la structure et la disponibilité de la biomasse, l'état des technologies et des méthodes spécifiques, l'évolution prévisionnelle des prix de la biomasse (utilisée comme combustible ou carburant), les possibles impulsions étatiques, la taille des installations ainsi que les restrictions des possibilités de son utilisation (p. ex. puissance thermique à installer à un endroit donné). Parmi les nombreuses technologies possibles, on a choisi dix filières de conversion déterminantes. Leurs combinaisons avec les neuf catégories de biomasse définies donne théoriquement 90 combinaisons possibles entre filières de conversion et types de biomasse. Parmi ces combinaisons, on a identifié un premier choix de 36 combinaisons biomasse/technologie techniquement réalisables actuellement et à l'avenir, et judicieuses dans la pratique. Pour des raisons pragmatiques, on en a tiré une sélection de sept combinaisons (désignées comme types d'installations dans cette étude), que l'on a étudiées de manière plus approfondie.

Pour pouvoir comparer, entre eux et avec un **système de référence basé sur le pétrole ou le gaz**, les sept types d'installations basées sur la biomasse retenus, il a été nécessaire de choisir des applications clairement définies. L'intérêt réside surtout dans la rentabilité de chacun des types d'installations et dans les coûts de revient de l'énergie. A cet effet, on a spécifié les cinq **objets comparatifs** suivants: approvisionnement thermique d'un complexe immobilier, système de chauffage à distance, production d'électricité à des fins d'injection dans le réseau pour deux valeurs de capacité différentes et production de biocarburants pour des applications mobiles. Dans chacun de ces cas de figure, on a déterminé, pour les types d'installations ainsi que pour le système de référence, les coûts de revient de la chaleur, du courant et du carburant.

Résultats et enseignements

1. L'**apport actuel de la biomasse à la production énergétique de la Suisse** est encore très faible. Parallèlement, avec quelque 75%, l'énergie de la biomasse (matières premières régénérées et déchets biogènes) constitue la plus grande fraction de l'ensemble des énergies renouvelables utilisées comme combustibles et carburants. La biomasse (y compris les déchets biogènes) est également la principale contributrice, parallèlement à de faibles parts d'énergie solaire et éolienne, aux nouvelles énergies renouvelables servant à la production d'électricité (sans la force hydraulique). Actuellement, la part de l'énergie issue de la biomasse à la consommation finale de combustibles et de carburants en Suisse est de 4,3%. Plus de 70% de l'énergie thermique consommée provenant de la biomasse provient de la combustion du bois, suivie de la combustion des parties renouvelables des déchets et de l'utilisation d'énergie issue des stations d'épuration des eaux usées. La part de l'énergie de la biomasse à la production globale d'énergie de la Suisse atteint actuellement 1,4%. Le plus grand apport, plus de 80%, est celui de la combustion de déchets renouvelables dans les usines d'incinération des ordures (UIO) et dans d'autres installations de combustion; elle est suivie par la production d'énergie dans les stations d'épuration. Les installations de biogaz dans l'agriculture et l'industrie ne fournissent actuellement qu'une contribution marginale à la production d'énergie.

2. Le potentiel écologique de la biomasse participant à la consommation énergétique en 2040 est estimé à une valeur équivalant à 2,5 à 3 fois celle de l'utilisation actuelle. La puissance calorifique inférieure de la biomasse théoriquement disponible aujourd'hui pour la consommation énergétique est de l'ordre de 330 PJ. Ce potentiel théorique reste pratiquement constant jusqu'en 2040. Actuellement, on en exploite 11%. Le plus grand potentiel de croissance est le fait des catégories de biomasse issues de la production agricole, en particulier des plantes énergétiques et de la culture des champs, et des résidus de récolte (purin et lisier) qui, aujourd'hui, comparativement aux catégories bois de forêt et déchets, ne sont pratiquement pas utilisées pour la production d'énergie. L'utilisation de la biomasse de la catégorie bois de forêt, bosquets champêtres, haies et culture fruitière pourrait passer de 9% actuellement en moyenne à une valeur quatre à cinq fois plus élevée. Selon des estimations optimistes, l'utilisation des potentiels de la biomasse de la catégorie déchets pourrait augmenter de 35%. Ces potentiels de croissance se rapportent à l'énergie primaire. Au niveau de la production d'énergie finale, les potentiels de croissance pourraient, suivant les technologies, être encore sensiblement plus élevés grâce à de nouvelles améliorations des rendements.

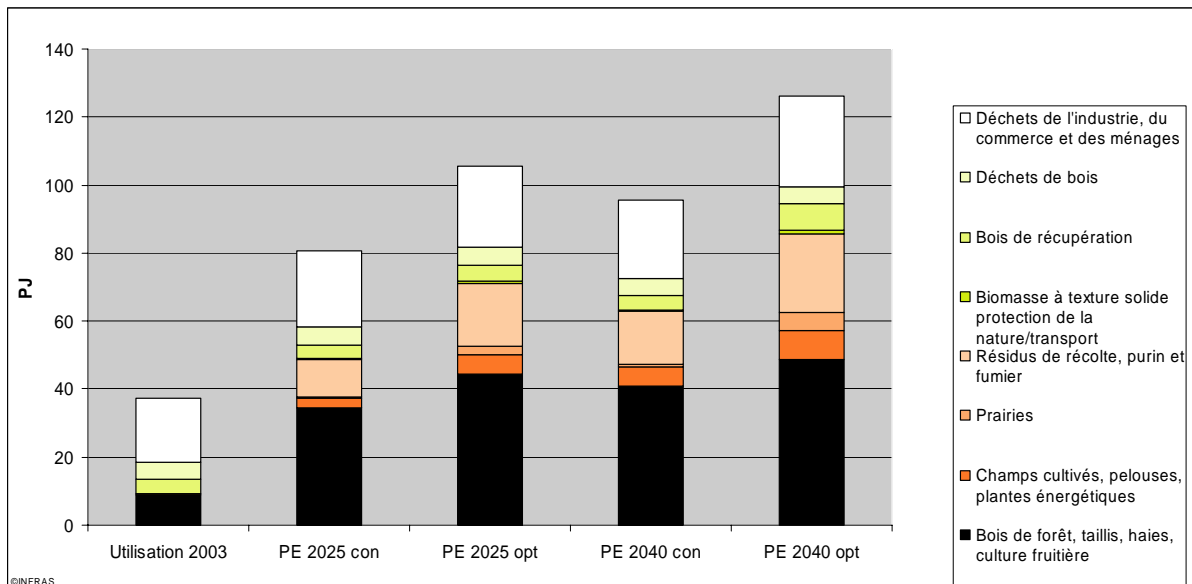


Figure 4 Utilisation actuelle des différents types de biomasse en comparaison des estimations du potentiel écologique (estimation conservatrice et optimiste) pour 2025 et 2040.

3. **L'estimation optimiste fait état, pour 2040, d'un potentiel écologique énergétiquement utilisable de la biomasse de 125 PJ environ** (puissance calorifique), tandis que l'estimation conservatrice, avec 95 PJ, se situe environ 25% en dessous de cette valeur. Les estimations du potentiel de la biomasse en 2025 se situent environ 20% en dessous des estimations correspondantes pour 2040. Cela se justifie essentiellement par le fait que les infrastructures nécessaires ne seront pas encore entièrement créées en 2025, et qu'il ne sera pas judicieux, d'un point de vue écologique, d'exploiter à cette date le potentiel maximal disponible. Suivant les estimations, les parts des diverses catégories de biomasse à l'ensemble du potentiel de la biomasse sont de l'ordre de 40–45% pour le bois de forêt, les bosquets champêtres et les haies, 20–25% pour les déchets, 15–20% pour les résidus de récoltes, 10% pour le bois de récupération et les déchets de bois, environ 5% pour les cultures, les plantes énergétiques et les prairies artificielles, au max. 4% pour les prairies et 1% pour la biomasse à texture solide provenant de surfaces naturelles protégées ou vouées au transport.

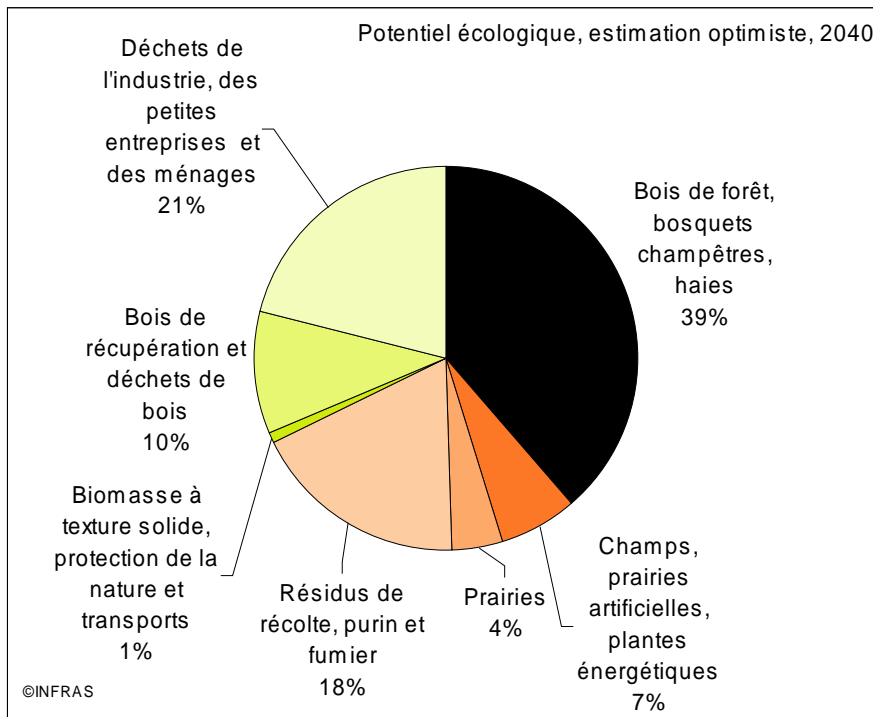


Figure 5 La catégorie bois de forêt, bosquets champêtres et haies occupe la plus grande part du potentiel de la biomasse estimée pour 2040, avec 40%. Suivent les catégories déchets et résidus de récoltes avec 20% chacun. Les parts des diverses catégories de biomasse varient légèrement suivant les estimations (conservatrice ou optimiste).

4. Grâce aux technologies déjà disponibles actuellement ou au moyen de technologies et d'installations très prometteuses, la biomasse est utilisable **pour la production de chaleur, d'électricité ou de carburant**. Les **technologies servant à l'application énergétique de la biomasse existent déjà en majeure partie**. Actuellement, ce sont la production thermique basée sur les chaufferies au bois ainsi que la production électrique à partir des déchets biogènes produits dans les UIO et les stations d'épuration qui sont les plus significatives. Il existe un marché croissant pour la production de chaleur par des chaufferies au bois ainsi que pour la production électrique dans des installations de biogaz de l'industrie et de petites entreprises. L'extension de la production électrique dans ces dernières devrait être limitée à moyen terme déjà à cause des limites côté input (disponibilité des déchets biogènes) et côté output (apport de substances nutritives supplémentaires sur des surfaces utiles déjà surdotées). C'est cependant la production de biocarburants reposant tout à la fois sur les déchets de récoltes, les plantes énergétiques et (de plus en plus) le matériau lignocellulosique (biodiesel tiré des installations de gazéification du bois/procédé de Fischer-Tropsch et bioéthanol obtenu au moyen de procédés de fermentation alcoolique) et sur les déchets biogènes (méthane tiré des installations de biogaz) qui se trouve actuellement au centre des débats.
5. A quelques exceptions près, les **technologies d'application de la biomasse** considérées **dans les domaines de la production thermique et électrique** sont **déjà actuellement économiquement compétitives par rapport aux systèmes de référence fossiles, ou le seront à l'avenir**. Aujourd'hui déjà, les coûts de revient du courant (CRC) produit dans des UIO et des stations d'épuration sont du même ordre que ceux des systèmes de référence fossiles, voire légèrement inférieurs. Compte tenu des prix de reprise actuels des déchets biogènes par ce genre d'installation, les CRC d'installations de biogaz de l'industrie et de petites entreprises sont de l'ordre de 50% à 100% de ceux du système de référence fossile. De nos jours, les coûts de la chaleur produite par des chaufferies automatiques au bois se situent environ 50% en dessus des

coûts du système de référence fossile. A supposer que le prix actuel du pétrole augmente d'un facteur deux d'ici 2040, la compétitivité de toutes les installations mentionnées ci-dessus va s'améliorer de manière marquante. Compte tenu des conditions envisagées, les chaufferies automatiques au bois et les installations de biogaz de l'industrie et de petites entreprises devraient pouvoir soutenir la concurrence des systèmes utilisant les énergies fossiles vers 2020 environ.

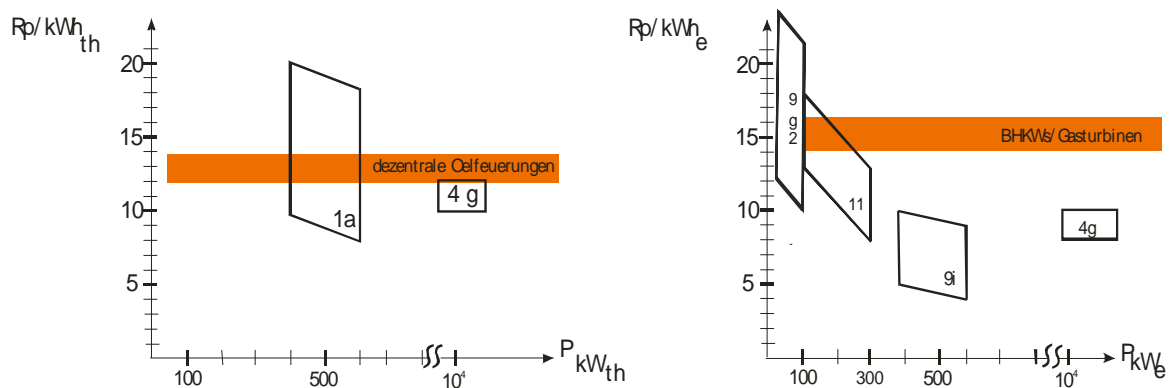


Figure 6 **Graphique de gauche: Coût de revient de la chaleur** pour les types d'installations et les systèmes de référence étudiés en 2040 (1a: chaufferies au bois, 4g: UIO). Les coûts de revient de la chaleur incluent les coûts de la distribution de chaleur (réseau de chauffage local ou réseau de chauffage à distance).

Graphique de droite: Coût de revient du courant pour les types d'installations étudiés et les systèmes de référence en 2040. (4g: UIO, 9g2: installations agricoles de co-digestion, 9i: installations de l'industrie et de petites entreprises de co-digestion à biogaz, 11: Steps). Les coûts de revient pour les installations de co-digestion sont calculés abstraction faite du prix de reprise des déchets biogènes.

6. **Les grands obstacles à la diffusion rapide d'installations de biomasse sont les coûts élevés des réseaux de chauffage et les tarifs d'injection d'électricité dans le réseau parfois peu attractifs.** Bien que toutes les installations utilisant la biomasse à des fins énergétiques produisent de la chaleur, celle-ci est rarement utilisable de manière rentable. Les coûts élevés des réseaux de chauffage locaux et à distance, associés au potentiel limité de production des petites et moyennes installations, empêchent une meilleure utilisation thermique de la production des installations de biogaz.

Etant donné les faibles recettes qu'ils obtiennent actuellement en compensation de l'injection de l'électricité qu'ils produisent dans le réseau, les exploitants d'UIO sont peu enclins à investir dans le renouvellement de leurs installations en vue d'augmenter leur production d'électricité. La classification du courant des UIO (produit à partir des déchets biogènes) comme électricité renouvelable (ce qui n'est aujourd'hui juridiquement pas le cas) et l'octroi de tarifs d'injection couvrant les coûts pourraient massivement améliorer la situation actuelle des exploitants d'UIO et déclencher une poussée d'investissements dans le renouvellement du stock de capital. Les installations de biogaz qui, aujourd'hui déjà, peuvent injecter une grande partie de l'électricité produite dans le réseau et la vendre sous forme de courant vert, profitent de conditions sensiblement plus favorables. Le courant produit dans les stations d'épuration n'est lui non plus pas classé comme «nouvelle énergie renouvelable» et est par conséquent peu demandé comme courant vert par les entreprises énergétiques.

En outre, comme toutes les nouvelles technologies, celles qui utilisent la biomasse portent toujours l'image de technologies coûteuses et peu fiables, encore en phase d'expérimentation. Cela peut être vrai pour certaines d'entre elles, comme la gazéification du bois à des fins de production de courant ou de carburant. En revanche, d'autres technologies, comme les chaufferies au bois ou les installations de biogaz, souffrent injustement de cette image fautive qui, notamment, freine l'essor des installations de mise en valeur de la biomasse.

7. En Suisse, la **fabrication de biocarburants en est encore au b.a.-ba**. Les coûts de production pronostiqués pour 2010 sont encore nettement plus élevés que ceux de l'essence et du diesel traditionnels. Cependant, en admettant que les biocarburants seront exonérés de l'impôt sur les huiles minérales frappant les carburants, le prix commercial du Diesel FT devrait se situer 30% environ en dessous de celui du diesel traditionnel en 2040. On trouve des rapports similaires au niveau de l'évolution des coûts ou des prix de la fabrication et de l'utilisation de l'éthanol en tant qu'additif à l'essence classique. Le méthane tiré des installations de biogaz et injecté dans le réseau de gaz naturel offre des valeurs actuelles et des perspectives de développement encore plus attractives. Dans les conditions actuelles (pas d'impôt sur les carburants pour le méthane, prix de reprise favorable pour les déchets biogènes livrés aux installations de biogaz), les coûts de carburant au kilomètre d'un véhicule circulant au biogaz se situent environ 7% en dessous de ceux d'un véhicule conventionnel comparable. Cependant, ces coûts d'exploitation intéressants doivent être mis en parallèle avec des coûts d'investissement encore sensiblement plus élevés et avec l'image erronée d'un risque accru (lors du remplissage du réservoir et en cas d'accident) du véhicule à gaz, facteurs qui tendent aujourd'hui encore à freiner l'essor des véhicules à gaz naturel.
8. **La concurrence entre différentes applications utilisant des matériaux à base de bois renchérit à terme (dès 2020) l'utilisation énergétique de la biomasse**. Contrairement à d'autres types de biomasse, le bois de forêt, le bois de récupération et les déchets de bois, ainsi que les déchets biogènes, sont déjà relativement bien utilisés aujourd'hui (taux d'utilisation allant de 10% à 95%). Le potentiel d'utilisation de la biomasse est encore appréciable dans certains domaines (p. ex. forêt basse et éclaircissements de forêts) alors qu'il n'est plus extensible que de manière limitée dans d'autres secteurs. Vu la compétitivité avérée à moyen terme des installations utilisant le bois et les déchets à des fins de production thermique et électrique ainsi que de production de biocarburants, il risque d'y avoir une concurrence certaine lors de l'achat des matières premières. De ce fait, le coût des combustibles et des matières premières, surtout ceux du matériau lignocellulosique et des déchets biogènes, devraient augmenter. A court et moyen terme, la compétitivité de la biomasse à base de bois ne semble établie en Suisse que dans la mesure où l'on n'exploite que la partie financièrement avantageuse de son potentiel écologique. L'importation a priori meilleur marché de biocarburants étrangers devrait contribuer à éviter les difficultés d'approvisionnement. A long terme, de nouvelles méthodes et de nouvelles technologies permettant une gestion plus efficace des forêts pourraient contribuer à réduire le coût des combustibles. On ne connaît cependant encore aucune solution globale concrète permettant de produire des combustibles ligneux à des coûts plus avantageux.
9. L'estimation systématique de la demande ou des **potentiels économiques**, ainsi que des **futurs parts de marché des différents produits destinés à utiliser la biomasse à des fins énergétiques** dépasserait le cadre de la présente étude. Ces éléments dépendent beaucoup des conditions déterminantes (lesquelles peuvent de surcroît fortement fluctuer au fil du temps). Des estimations ponctuelles du potentiel économique ou des parts de marché des technologies et des applications considérées comme particulièrement significatives dans les trois marchés énergétiques que sont la chaleur, l'électricité et les carburants ont permis les déductions suivantes:
- a) Le marché de la **chaleur tirée du bois** devrait croître rapidement étant donné l'évolution escomptée du prix du pétrole et du gaz à partir de 2020. Si l'on admet que la Suisse n'importera quasiment pas de bois destiné à des installations de combustion ces prochaines années, la demande de chaleur produite à partir de chaufferies aux copeaux de bois va se limiter au bois de feu produit en Suisse. La demande sera égale à l'offre écologique en 2025. Le potentiel économique des chaufferies aux copeaux de bois est donc limité au maximum au quintuple de l'utilisation actuelle. Cela correspond à une part de 10% environ de l'ensemble du marché thermique actuel de la Suisse.
 - b) L'importance future du **courant tiré du biogaz**, comparativement à la consommation globale d'électricité, est nettement plus faible. Même si la totalité de l'électricité produite dans les installations de biogaz (installations de co-digestion) peut être commercialisée et vendue comme courant vert certifié, la part de marché du courant tiré de la biomasse ne dépassera guère 3% en 2040. L'apport des installations de biogaz (installations de co-digestion) à la production électrique suisse restera donc modeste à long terme.
 - c) Potentiel du **bioéthanol** (Eth5 et Eth10) **comme succédané de l'essence actuelle**: la vi-

sion d'Alcosuisse - remplacer 10% de la consommation suisse d'essence par du bioéthanol en 2025 - nécessite une quantité de bois de l'ordre de 20% de la biomasse ligneuse produite naturellement (potentiel théorique) ou de près de 40% du potentiel écologique estimé.

10. **La mise en œuvre d'instruments de protection du climat, comme la taxe sur le CO₂, favorise l'extension de l'utilisation de la biomasse.** Les estimations des coûts inhérents aux technologies de mise en valeur de la biomasse étudiées dans la présente étude ne considèrent ni les instruments visant à l'application de la loi sur le CO₂ comme la taxe sur le CO₂, ni d'autres coûts externes. Comparativement aux grandes incertitudes liées à l'augmentation prévue du prix du pétrole, la prise en compte des coûts externes des systèmes d'approvisionnement en énergie considérés est cependant d'importance secondaire. Les comparaisons de coûts avec les technologies de référence ont donc un caractère conservatif. Une augmentation du coût des combustibles et carburants fossiles sur la base des propositions envoyées en consultation par le Conseil fédéral à propos de la taxe prévue sur le CO₂ favoriserait de toute évidence le passage des utilisateurs potentiels à l'énergie provenant de la biomasse.
11. **Les systèmes d'information géographique (SIG) peuvent fournir de très précieux services dans la détermination et la visualisation du potentiel et des coûts de récolte de la biomasse pour chaque région.** La méthode développée dans le cadre de la présente étude et l'étude de cas réalisée dans le canton de Vaud sur cette base pour estimer le volume de bois de forêt utilisable pour produire de l'énergie ainsi que les coûts de sa récolte ont montré qu'un SIG peut apporter une aide importante dans le calcul du potentiel de la biomasse. Il faut pour cela que le SIG soit bien conçu, qu'il repose sur des modèles appropriés et que les données initiales nécessaires soient disponibles dans les banques de données standard. L'étude de cas a permis de démontrer que l'application SIG peut être un instrument puissant et utile pour la saisie, l'analyse, la transformation et la représentation graphique des données. Les points forts d'un SIG devraient se situer en particulier dans l'enregistrement et la différenciation régionales des potentiels, des coûts ou d'autres informations clés. Le SIG semble moins adapté à une utilisation au niveau local, dans des espaces plus confinés. A cet échelon, les données manquent dans la plupart des cas (dans les banques de données standard), les incertitudes croissent et la relation coût/utilité est sensiblement moindre qu'à l'échelon régional.
12. **Pour étendre l'utilisation énergétique de la biomasse, il faut un objectif précis et une stratégie claire, axée sur le long terme.** La biomasse pourra apporter une contribution importante à l'approvisionnement énergétique. La question fondamentale est de savoir quels types d'utilisation et quelles applications devraient être stimulés, lesquels devraient être mollement encouragés et lesquels ne devraient pas l'être du tout si ce n'est dans certaines conditions. Dans cette optique, la pénurie de matériau lignocellulosique produit à des coûts avantageux a une importance particulière pour les applications concurrentes telles que les chaufferies au bois pour le marché de la chaleur et les procédés de gazéification du bois pour la production d'électricité et de carburants. Pour étendre effectivement l'utilisation énergétique de la biomasse, il faudrait donc fixer un objectif précis et développer une stratégie globale d'utilisation de la biomasse. La question essentielle à laquelle une telle stratégie doit répondre est celle de savoir comment la biomasse disponible devrait être répartie entre ses trois principaux champs d'application que sont la production de chaleur, d'électricité et de carburant.
13. **Il est particulièrement urgent de déterminer si une production indigène de biocarburants est judicieuse à long terme et, dans l'affirmative, dans quel cadre.** Cette question ne faisait pas l'objet de la présente étude, et n'a pas pu y être traitée de manière exhaustive. Cependant, pour mettre la problématique et les pistes pouvant conduire à une solution quant à l'allocation de la biomasse en évidence, on a proposé des critères d'appréciation et soumis les systèmes énergétiques examinés dans la présente étude à une première évaluation. Les données présentées au chapitre 11 pourraient servir de base aux travaux à réaliser dans le cadre d'une nouvelle étude qu'il est recommandé d'effectuer très rapidement.
Suite à cette première évaluation provisoire, l'étude conclut qu'il faut notamment de toute urgence analyser en profondeur quelle quantité de biocarburants devrait être produite dans le pays. En ce qui concerne la production de biocarburants en Suisse, il ne s'agit pas simplement de

produire à court ou moyen terme de l'éthanol et éventuellement du biodiesel FT (carburants qui pourraient être importés de l'étranger à des conditions certainement plus avantageuses), mais aussi de saisir l'opportunité, grâce à une entrée précoce sur un nouveau marché en Europe, d'occuper à long terme un nouveau champ technologique susceptible de livrer de fortes impulsions à l'industrie suisse du fait de son importance future et de son potentiel d'innovation, et d'apporter une contribution attractive à l'économie générale du pays.

14. **Le cadre légal et les instruments visant à promouvoir les énergies renouvelables doivent être examinés dans l'optique de l'intensification de l'utilisation énergétique de la biomasse, et adaptés là où il le faut.** Dans certains domaines, la législation en vigueur empêche l'extension de l'utilisation énergétique de la biomasse. De plus, les incertitudes relatives aux tarifs d'injection et une information lacunaire sur les produits (p. ex. dans le cas du courant vert) freinent les investissements potentiels en vue de l'utilisation de la biomasse dans des installations économiquement intéressantes. On court ainsi le risque de voir des entreprises de production d'énergie s'employer surtout à certifier comme installations de courant vert des unités de production d'énergies renouvelables existantes plutôt que d'investir dans de nouvelles installations permettant d'accroître réellement la production énergétique à partir d'agents renouvelables. Dans le sillage de la libéralisation du marché de l'électricité, les énergies renouvelables vont se trouver exposées à une pression supplémentaire si les prix du marché chutent vraiment comme on le pronostique souvent. Le choix et l'application d'instruments promotionnels appropriés devraient contribuer de manière déterminante au renforcement de leur position. Pour promouvoir la mise en valeur énergétique de la biomasse, il faudrait donc, dans un premier temps, utiliser et étendre systématiquement le cadre juridique en vigueur, ainsi que les instruments visant à promouvoir globalement les énergies renouvelables existants et proposés. Ce n'est que dans un second temps qu'il conviendra d'examiner les conditions légales et les instruments de promotion dans l'optique des freins spécifiques à l'utilisation énergétique de la biomasse et, le cas échéant, de les améliorer ou de les compléter.

**TEIL A:
GRUNDLAGEN, METHODIK, POTENZIALE**

1 Ausgangslage

In den letzten Jahren ist die Biomasse in verschiedenen Formen wie Holz, Abfälle (Gartenabfälle, Kehricht), aber auch die gezielte Nutzung von Biomasse aus der Landwirtschaft vermehrt ins Zentrum der energiepolitischen Diskussion gerückt. Für die Schweiz gibt es dabei nur für Teilbereiche, wie etwa Nutzung von Holz und Biomasse aus der Landwirtschaft für die Erzeugung von Strom und Wärme, Potenzialabklärungen (z.B. Hersener/Meier 1999). Für die Bereiche Garten- und Schnittabfälle, aber auch den Anbau von Biomasse zur Biotreibstoffgewinnung fehlen entsprechende Grundlagen noch weitgehend¹. Zudem steht bei den bisherigen Studien die Abschätzung der technischen Potenziale im Vordergrund, während die Verwertungspfade zur Nutzung dieser Potenziale und die Wirtschaftlichkeit verschiedener Systeme und Szenarien nur in Ansätzen untersucht wurden.

¹ Für den Bereich Garten- und Schnittabfälle gibt es folgende Studien: Real M., Hrsg., *Biotreibstoffe 1999*, Wolfensberger U. et al., *Beurteilung nachwachsender Rohstoffe in der Schweiz*, 1997.

2 Auftrag, Zielsetzung

Mit dieser Studie soll für die Schweiz das Potenzial zur wirtschaftlichen Nutzung von Biomasse für Energiegewinnungszwecke bestimmt werden. Dabei geht es nicht nur darum, Wissenslücken zu Potenzialen zu füllen, sondern vielmehr darum, die ganzen Nutzungsketten inkl. der neuen Technologien unter Einbezug von einer Reihe von weiteren, ökonomisch und politisch relevanten Aspekten zu analysieren und zu bewerten.

Biomasse ist ein möglicher Ersatz für fossile Brenn- und Treibstoffe. Ausgangspunkt und Referenzbasis ist vor allem Öl. Biomasse wird langfristig aber auch zunehmend in Konkurrenz zu anderen erneuerbaren Ressourcen und deren energetischen Nutzung stehen. Die Abschätzung der energetischen Nutzungspotenziale muss im Vergleich zu den bestehenden oder zukünftigen Alternativen erfolgen. Die Definition von klaren Referenzsystemen, die Ausarbeitung wirtschaftlich möglichst realistischer Nutzungsszenarien sowie der lange Zeithorizont der Perspektiven gehören daher zu den besonderen Herausforderungen dieser Studie.

Die Studie sollte zur Klärung der folgenden Fragen einen wesentlichen Beitrag leisten:

- Welches sind die theoretischen Produktionspotenziale, und welcher Anteil davon lässt sich bei gleich bleibender Nahrungsmittelproduktion unter nachhaltigen Bedingungen nutzen?
- Welches sind die politisch und wirtschaftlich realistischen Rahmenbedingungen für die Entwicklung der energetischen Nutzung von Biomasse, welches sind die Eckgrößen, und wo ist der relevante Zeithorizont festzulegen?
- Wie lassen sich die Referenzszenarien beschreiben? Welches sind die zukünftigen zusätzlichen konkurrierenden Energieträger und Systeme?
- Welches sind die technischen Optionen, die anfallende Biomasse wirtschaftlich zu nutzen? Welche davon dürften in Zukunft von besonderer Bedeutung sein?

Die Schlüsselfrage, die die Studie beantworten sollte, ist, ob bzw. unter welchen Rahmenbedingungen und bis wann welche Biomasse-/Konversionspfad-Kombinationen im Vergleich zu Öl konkurrenzfähig werden können. Um für diese Betrachtungen faire Bedingungen zu schaffen, müssen auch die externen Kosten der fossilen Brenn- und Treibstoffe Eingang in den Vergleich finden.

Nebst den Schlussfolgerungen soll die Studie auch Empfehlungen bezüglich des politischen Handlungsbedarfs beinhalten, um die Nutzung der Biomasse in der Schweiz wirksam und effizient zu fördern.

3 Methodisches Vorgehen

3.1 Prinzipielles Vorgehen

Das Gesamtprojekt gliedert sich grob in drei untereinander verknüpfte Teilprojektpfade und ein GIS Modell

- Pfad ökologischer Potenziale,
- Technologiepfad,
- Ökonomischer Pfad/Rahmenbedingungen,
- GIS Modell.

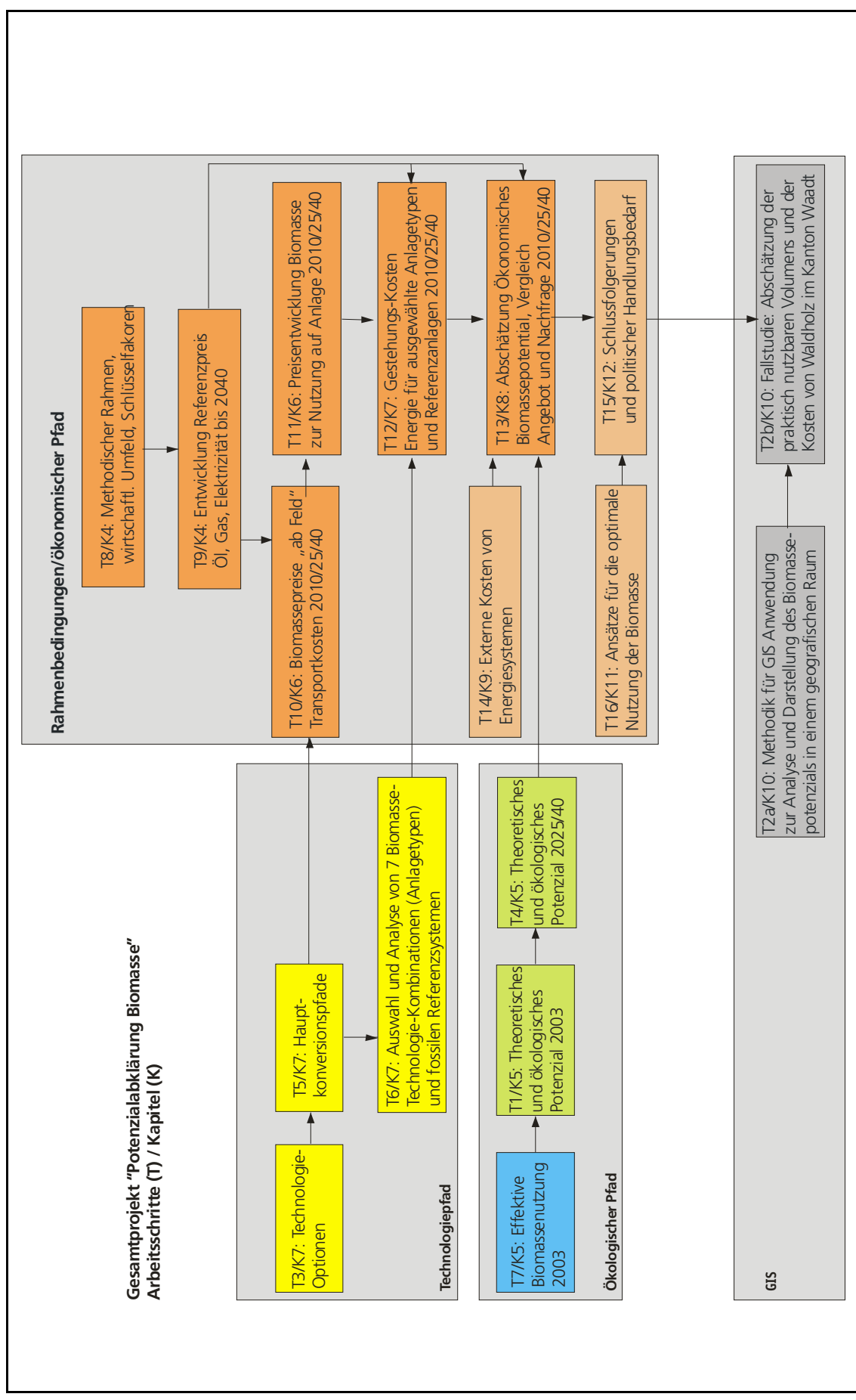
Im **Pfad ökologischer Potenziale** wurde ausgehend vom theoretisch verfügbaren Biomassepotenzial das ökologische Biomassepotenzial zur energetischen Nutzung für die zwei Zeitpunkte 2025 und 2040 ermittelt. Zur Abschätzung des ökologischen Biomassepotenzials wurde die Perspektive der Inputflüsse gewählt. Im Wesentlichen wurden die zwei Hauptströme nachwachsende Biomasse und die in der Volkswirtschaft als „Reststoffe“ bzw. „Abfallstoffe“ anfallende wieder verwendbare bzw. wieder verwertbare Biomasse aus Sekundärproduktion und Konsum betrachtet. Das ökologische Biomassepotenzial wurde deshalb je nach Biomassekategorie in zwei Formen dargestellt: als ökologisches Nettoproduktionspotenzial (Primärproduktion) bzw. als Anteil Biomasse zur Behandlung mit Energienutzung (Sekundärproduktion/Konsum). Die effektive Biomassenutzung 2003 diente primär als Basis und sekundär zur Verifizierung der berechneten Zahlen und zur Darstellung der Ausgangslage.

Im **Technologiepfad** ging es darum, die bestehenden und zukünftigen Optionen für die energetische Verwertung von Biomasse zu evaluieren und eine Auswahl so genannter Hauptkonversionspfade zu treffen. Eine Matrix, welche die verschiedenen Biomassekategorien (z.B. Holz, organische Abfälle, Energiepflanzen usw.) den einzelnen Technologien (z.B. Verbrennung, Vergasung, Vergärung) zuordnet, bildete eine gemeinsame Referenz und das Kernstück der weiteren Arbeit im Konsortium. Der Technologiepfad lieferte auch die Kosten für ausgewählte Biomasse-Technologiekombinationen (Anlagentypen) für den Vergleich mit den Kosten von ausgewählten Referenzsystemen auf der Basis fossiler Brenn- und Treibstoffe.

Im **ökonomischen Pfad** wurden in einem ersten Schritt die Rahmenbedingungen und Schlüsselfaktoren für die gesamte Studie definiert. Im Zentrum der Betrachtungen standen die Vergleiche der Gestehungskosten ausgewählter Anlagentypen inkl. deren Entwicklung im Zeitraum 2010 bis 2040. Die zentrale Frage, die in diesem Abschnitt beantwortet werden sollte, ist: welche der untersuchten Biomasse-Technologie-Kombinationen sind unter welchen Bedingungen im Vergleich zu entsprechenden Referenzsystemen auf der Basis fossiler Energieträger (Erdöl, Gas), sowie in einzelnen Fällen zur Sekundärreferenz Elektrizität, wettbewerbsfähig oder können es im Zeitraum bis 2040 werden? Die Frage konnte nicht umfassend beantwortet werden. Anhand der wirtschaftlichen Analyse einzelner typischer Anwendungen für die Produktion von Wärme, Strom und Treibstoffen und dem Vergleich mit den neusten Energiepreis-Prognosen können jedoch einige repräsentative Aussagen gemacht werden.

Ein methodischer Ansatz für ein **GIS Modell** sowie eine **Fallstudie** für die Anwendung der Methodik sollen schliesslich illustrieren, wie und unter welchen Bedingungen GIS-Applikationen sinnvoll und nutzbringend für die Visualisierung und das Datenmanagement von Potenzialen, Stoffflüssen und Logistikaspekten genutzt werden können. Die Fallstudie zeigt die Möglichkeiten und Beschränkungen von GIS anhand einer Abschätzung des praktisch nutzbaren Volumens von **Waldholz zur Energiegewinnung im Kanton Waadt** auf. Das Hauptziel der Fallstudie ist die Basis und Qualität der Daten festzulegen, die es erlauben, auf der Basis des skizzierten Modells eine aussagekräftige Potenzialabschätzung zu machen. Dabei wird auch die Funktionalität existierender GIS-Softwarepakete im Hinblick auf deren praktische Anwendbarkeit zur Abschätzung von Biomassepotenzialen für die energetische Nutzung untersucht.

Figur 7 zeigt die Übersicht und die Zusammenhänge zwischen den einzelnen Arbeitsschritten (Tasks T1 bis T15) sowie deren Zuteilung zu den jeweiligen Teilprojektpfaden. Bei den einzelnen Tasks ist jeweils zudem das Kapitel (K4 bis K11) vermerkt, in dem die einzelnen Arbeitsschritte integriert sind. Die einzelnen Arbeitsschritte werden im folgenden Kapitel detaillierter beschrieben.



Figur 7 Übersicht Gesamtprojekt: Teilprojekte (Pfade) und Arbeitsschritte.

3.2 Arbeitsschritte

Die einzelnen Arbeitsschritte werden im Folgenden nicht nach ihrer („gewachsenen“) Reihenfolge, sondern nach ihrer thematischen Zugehörigkeit zu den einzelnen Arbeitspfaden gruppiert. Die Verknüpfungen der Arbeitsschritte sind in der vorstehenden Figur und in den nachfolgenden Beschreibungen der Übersichtlichkeit halber linear dargestellt. Tatsächlich waren die einzelnen Arbeitsschritte jedoch vielschichtiger verknüpft und mit Feedbackschlaufen verbunden. Die einzelnen Teilergebnisse wurden nach Bedarf während der Bearbeitung nachgelagerter Arbeitsschritte wieder korrigiert, was wiederum Auswirkungen auf andere Arbeitsschritte hatte usw.

3.2.1 Pfad ökologischer Potenziale

T7: Effektive Biomassenutzung 2003

Die Dokumentation der effektiven Biomassenutzung 2003 erlaubt eine Plausibilitätsprüfung der Ergebnisse und zeigt den Ist-Zustand heutiger Nutzung. Die Daten stammen aus der schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien (Dr. Eicher + Pauli AG 2004).

T1: Theoretisches und ökologisches Potenzial 2003

Das in der Schweiz vorkommende Biomassesortiment wurde in einem ersten Teilschritt entsprechend seiner geografischen Herkunft und nach geeigneten Kategorien von Biomasse klassifiziert. Anschließend wurde für jede Biomassekategorie das theoretische Biomassepotenzial und der aktuelle Nutzungsgrad für das Jahr 2003 dargestellt. Des Weiteren wurde das ökologische Biomassepotenzial (in Form des Nettoproduktionspotenzials für Biomasse der Primärproduktion und des Potenzials zur Behandlung mit Energienutzung für Biomasse der Sekundärproduktion und des Konsums)² auf Basis des theoretischen Potenzials 2003 abgeschätzt.

T4: Ökologisches Biomassepotenzial 2025/40

In einem zweiten Teilschritt wurde, ausgehend vom gegenwärtigen theoretischen Biomassepotenzial und den aktuellen Nutzungsgraden, die theoretischen Potenziale sowie das ökologisch nachhaltige energetische Nutzungspotenzial (ökologisches Biomassepotenzial) für die Jahre 2025 und 2040 geschätzt. Das ökologische Biomassepotenzial wird im Bereich der Biomassekategorien der Primärproduktion durch das ökologische Nettoproduktionspotenzial, im Bereich der Biomassekategorien der Sekundärproduktion und des Konsums durch den Anteil Biomasse zur Behandlung mit Energienutzung dargestellt. Die Schätzung des Biomassepotenzials geht von einer nachhaltigen, ökologisch und multifunktional ausgerichteten Land- und Forstwirtschaft aus, welche auch den Aspekten der Biodiversität Rechnung trägt.

3.2.2 Technologiepfad

T3: Technologieoptionen

Ein erster Überblick zu den technologischen Möglichkeiten zur Konversion von Biomasse zu Energiediente als Ausgangsbasis für die Erarbeitung der Hauptkonversionspfade.

² Definition der Potenzialbegriffe siehe Kapitel 4.1

T6/T7: Hauptkonversionspfade und Auswahl der Biomasse-Technologie-Kombinationen (Nutzungsarten bzw. Anlagentypen)

Ausgehend von einer ersten Übersicht über die aktuellen und zukünftig denkbaren Technologieoptionen wurde eine Matrix erarbeitet, die den einzelnen Biomassearten (z.B. Holz, organische Abfälle, Energiepflanzen usw.) mögliche Technologieoptionen (z.B. Verbrennung, Vergasung, Vergärung) zuordnet. Aus diesen theoretisch und praktisch machbaren Biomasse-Technologiekombinationen (im Folgenden auch Nutzungsarten oder Anlagentypen) wurde aus praktischen Gründen eine begrenzte Anzahl von Hauptkonversionspfaden als Input für den Kostenvergleich ausgewählt.

3.2.3 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen, ökonomischer Pfad und Schlussfolgerungen

T8: Methodischer Rahmen, Vorgehensweise, Schlüsselfaktoren

In diesem Arbeitsschritt wurden der methodische Rahmen und die Vorgehensweise geklärt. Zugleich wurden gewisse allgemeine wirtschaftliche Rahmenbedingungen für die Schweiz, im weiteren Schlüsselfaktoren genannt, definiert. Diese geben insbesondere die Leitplanken für die wirtschaftliche Entwicklung bis 2040 vor. Die Abschätzung der Gestehungskosten der Biomassegüter (T10) und des ökologischen Nettoproduktionspotenzials Biomasse (T4) orientieren sich ebenfalls an diesen Schlüsselfaktoren.

T9: Referenzpreis Öl bis 2040

Der Erdölpreis wird als Referenzpreis für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit der ausgewählten Biomasse-Technologiekombinationen herangezogen. Es wurde ein mögliches Preisszenario gewählt, das mit den in T8 definierten Schlüsselfaktoren kongruent ist.

T10/T11: Biomassekosten 2010/25/40

Ausgehend von der Einteilung der Biomassegüter und unter Berücksichtigung der in T8 definierten allgemeinen Rahmenbedingungen wurde für die Biomassesortimente die Kostenentwicklung „ab Feld“ bzw. „ab Wald“ (d.h. ohne nachgelagerte Transport- bzw. Konversionskosten) mit den Eckdaten 2010/25/40 ermittelt. Zusätzlich wurde aufgrund einer kleinen Umfrage bei schweizerischen Transportunternehmen und -verbänden Richtpreise für den Transport der Biomasse von der Quelle bis zur Energiegewinnungsanlage erfragt und deren Entwicklung bis 2040 grob abgeschätzt. Die Summe von Biomassekosten „Ab Feld bzw. Wald“ und Transportkosten bildet die Kosten der Biomasse „franko Anlage“. In diesen Kosten sind jedoch allfällige zusätzliche Aufbereitungskosten (wie z.B. Trocknung oder Sortierung), nach denen einzelne Technologien verlangen, noch nicht enthalten.

Bei der groben Abschätzung der Gestehungskosten sind über die allgemein definierten Rahmenbedingungen hinaus gewisse Grundannahmen zu treffen, z.B. bezüglich Landnutzungsflächen, Erntekosten und Einkommen der Produzenten. Bei der Ermittlung der Kosten für die verschiedenen Biomassegüter sollten dabei möglichst vergleichbare Annahmen zugrunde gelegt werden.

Die Kosten verstehen sich als reale Grössen (ohne Berücksichtigung der Teuerungsrate) und orientieren sich an den Produktionskosten des Gutes (inkl. Arbeitskosten). Zukünftige Subventionskosten des Staates werden nicht berücksichtigt. Die heutigen Subventionskosten werden berücksichtigt.

T12: Gestehungskosten für Wärme, Strom und Treibstoffe aus ausgewählten Biomasse-Technologie-Kombinationen

Für die ausgewählten Anlagentypen wurden unter klar definierten Rahmenbedingungen die Gestehungskosten für verschiedene Energieformen ermittelt und mit denjenigen fossiler Referenzsysteme verglichen. Dabei wurden z.T. verschiedene Rahmenbedingungen, die in der Praxis eine Rolle spielen, berücksichtigt und methodische Schwierigkeiten (wie die Behandlung von Abfällen) beleuchtet.

T13: Abschätzung des ökonomischen Biomassepotenzials unter Berücksichtigung der Umweltkosten verschiedener Anlagentypen

Ausgehend von den ökologischen Potenzialen, den Gestehungskosten und den geschätzten Preisen für die untersuchten Biomasse-Technologiekombinationen wurde das wirtschaftliche Nachfragepotenzial für Energie aus den ausgewählten Anlagentypen grob geschätzt.

T14: Abschätzung der externen Kosten der betrachteten Energiesysteme sowie deren Einfluss auf das ökonomische Potenzial

Es ist denkbar, dass unter realen Bedingungen (ohne Internalisierung externer Kosten, infolge Marktbarrieren etc.) die Biomassegüter im betrachteten Zeitraum auf dem Markt nicht konkurrenzfähig sind. Daher wurde auch ein Versuch unternommen, die Umweltkosten der verschiedenen Biomasse-Technologien und Referenzsysteme zu quantifizieren.

T15: Schlussfolgerungen und politischer Handlungsbedarf

In einem der letzten Arbeitsschritte (T14) wurden Schlussfolgerungen gezogen, Empfehlungen zur Förderung ausgewählter Biomasse-Technologiekombinationen gegeben. Aufgrund der gemachten Erkenntnisse wurde zudem der politische Handlungsbedarf aufgezeigt.

3.2.4 GIS Modell

Es würde den Rahmen dieser Studie sprengen, ein funktionsfähiges geografisches Informationssystem (GIS) zu implementieren. Im Wesentlichen kann es nur darum gehen, beispielhaft die Methodik aufzuzeigen, auf deren Basis ein GIS für die sinnvolle Anwendung im Bereich der Visualisierung von Potenzialen im Bereich Biomasse implementiert werden könnte. Dies erfolgte anhand einer Fallstudie zur Abschätzung des praktisch nutzbaren Volumens an Waldholz zur Energiegewinnung im Kanton Waadt. Mit der gewählten Anwendung wurde illustriert, wie und unter welchen Bedingungen GIS-Applikationen sinnvoll und nutzbringend für die Visualisierung und das Datenmanagement von Potenzialen, Stoffflüssen und Logistik-/Standortaspekten genutzt werden kann. Das GIS wurde so konzipiert, dass es auf öffentlich zugängliche Datenbanken zugreifen und die für die Studie angenommenen Rahmenbedingungen und Trends abbilden kann.

4 Grundlagen, wirtschaftliches Umfeld

4.1 Definitionen und Basisdaten

4.1.1 Definition der untersuchten Biomassesortimente

Die Biomassesortimente werden zum Zwecke der Ermittlung der theoretischen und der ökologisch sinnvoll nutzbaren Biomassepotenziale (= ökologisches Biomassepotenzial, vgl. T4) nach ihrer geographischen Herkunft gegliedert. Als Grundlage dafür dient die Arealstatistik des BFS 1996, welche die gesamte Fläche der Schweiz einteilt in „bestockte Flächen“, „landwirtschaftliche Nutzflächen“, „unproduktive Flächen“ und „Siedlungsflächen“. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick zu Einteilung und Definition der Biomassesortimente.

Biomassekategorie		Definition	Herkunft (Arealstatistik)
a	Waldholz, Feldgehölze, Hecken	Naturbelassene Holzsortimente aus der Forstwirtschaft inkl. Hecken und Biomasse aus Obst-/Rebbau	Bestockte Flächen
b	Ackerkulturen, Kunstwiesen, Energiepflanzen	Alle Pflanzenarten, die auf offenem Ackerland angebaut werden. Bsp: Chinaschilf, Getreide inkl. Mais, Zuckerrüben sowie Kulturen für den ökologischen Ausgleich usw.	Landwirtschaftliche Nutzflächen
c	Wiesland	Alle Pflanzenbestände, die auf Grünland als Dauerkultur angebaut werden. Alpwirtschaftliche Nutzflächen fallen in diese Kategorie, sind im theoretischen Potenzial jedoch per Definition nicht enthalten ³ .	
d	Ernterückstände, Gülle und Mist	Ernterückstände und Hofdünger, wobei Stroh in der Schweiz ausschliesslich als Einstreu genutzt wird und daher dem Hofdünger zugerechnet wird.	
e	Strukturreiche Biomasse von Uferböschungen, Naturschutzflächen	Vorwiegend verholztes und grasartiges Material, das einen TS-Gehalt von mehr als 40% aufweist.	Unproduktive Flächen
f	Strukturreiche Biomasse von Verkehrsflächen	Teilweise verholzte und grasartige Biomasse, welche einen TS-Gehalt von mehr als 30% aufweist.	Siedlungsflächen
g	Altholz	Holz aus Gebäudeabbruch, Möbel, Verpackungen usw., das nur oberflächlich mit Farbe oder Chemikalien behandelt wurde.	
h	Restholz	Produktionsabfälle aus Holzverarbeitenden Industrie- und Gewerbebetrieben, Holzreste von Baustellen sowie Gemische mit naturbelassenem Holz.	
i	Abfälle aus Industrie, Gewerbe und Haushalten	Abfälle aus der Nahrungsmittelindustrie und -verarbeitung, aus der Fleischverarbeitungsindustrie (inkl. tierischer Nebenprodukte), Papier- und Werkstoffindustrie, Gastronomie und Haushalten, Garten- und Grünabfälle und Schlämme aus der kommunalen und industriellen Abwasserreinigung.	

Tabelle 1 Einteilung und Definition der Biomasse in 9 Hauptkategorien.

³ Alpwirtschaftliche Nutzflächen werden in den Tabellen separat aufgeführt. Alpwirtschaftliche Nutzflächen sind Weiden, welche sinnvollerweise mit Nutztieren bewirtschaftet werden.

Die bestockten Flächen bestehen vorwiegend aus Wald sowie Feldgehölzen und Hecken (a). Dieser Gruppe zugerechnet wird auch die verholzte Biomasse aus dem Obstbau.

Unter die landwirtschaftliche Nutzfläche (LN) fallen einerseits Ackerkulturen, Kunstwiesen und Energiepflanzen (offene Ackerfläche) (b), sowie das Wiesland und die alpwirtschaftlichen Nutzflächen (c), Dauergrünland. Von der LN stammen auch die Ernterückstände sowie Gülle und Mist aus der Tierhaltung (d).

Die unproduktiven Flächen beinhalten strukturreiche Biomasse von Uferböschungen und Naturschutzflächen. Diese Biomasse ist teilweise verholzt und weist einen TS-Gehalt von >40% auf.

Strukturreiche Biomasse von Verkehrsflächen fällt auf der Siedlungsfläche an (f). Altholz (g) sowie Restholz (h) werden ebenfalls der Siedlungsfläche zugeordnet, weil diese Materialien bei der gewerblichen oder industriellen Verarbeitung anfallen.

Als letztes Biomassesortiment werden feucht/flüssige Abfälle aus Industrie, Gewerbe und Haushalten⁴ (i) zusammengefasst. Dieses Biomassesortiment umfasst auch Klärschlämme⁵.

4.1.2 Definition der Potenzialbegriffe

Theoretisches Biomassepotenzial

Das theoretische Potenzial der Biomasse ergibt sich aus der physikalischen Definition und basiert auf der auf der produktiven Landfläche nachwachsenden Biomasse und der durch menschlichen Konsum anfallenden wieder verwendbaren bzw. wieder verwertbaren „Rest- bzw. Abfallstoffe“ aus Sekundärproduktion und Konsum. Dargestellt wird die Energiemenge der anfallenden Trockensubstanz in GJ.

Ökologisches Biomassepotenzial

Das ökologische Biomassepotenzial wird in Anlehnung an die Definition der Biomasse nach OECD (2003) folgendermassen definiert: Alles organische Material pflanzlichen und tierischen Ursprungs, das aus land- und forstwirtschaftlicher Produktion inkl. Nebenprodukten gewonnen werden kann⁶, sowie industrieller und urbaner Abfall, welcher als Rohstoff für die Produktion von Energie aus Biomasse benutzt werden kann.⁸ Das ökologische Biomassepotenzial wird in diesem Text verwendet als Oberbegriff für das *ökologische Nettoproduktionspotenzial* und das *ökologische Potenzial aus Rest- und Abfallstoffen zur Behandlung mit Energienutzung*.

Ökologisches Nettoproduktionspotenzial und ökologisches Potenzial (aus Rest- und Abfallstoffen) zur Behandlung mit Energienutzung

Angegeben wird das ökologische Biomassepotenzial als „ökologisches Nettoproduktionspotenzial“ für die Kategorien der Primärproduktion (Kategorien a bis f) und als „ökologisches Potenzial (aus Rest- und Abfallstoffen) zur Behandlung mit Energienutzung“ für die Abfall- und Reststoffkategorien aus der Sekundärproduktion und dem Konsum (Kategorien g bis i). Für die letzte Kategorie steht die Priorität für die energetische Verwendung erst an vierter Stelle nach der umweltverträglichen Wiederverwendung, Wiederverwertung und Entsorgung.

⁴ Laub aus Park- und Gartenanlagen ist in der Potenzialschätzung eingeschlossen, soweit die Biomasse von den Sammelsystemen abgeführt wird.

⁵ Biomasse aus Rechengut von Kraftwerken wurde in der Potenzialabschätzung nicht berücksichtigt.

⁶ Hier wird eine nachhaltige Nutzung berücksichtigt.

⁷ Strukturreiche Biomasse von Ufer-, Naturschutz- und Verkehrsflächen wird hier ebenfalls mitberücksichtigt.

⁸ Im Zusammenhang dieser Studie wird nur die energetische Nutzung der Biomasse betrachtet. Eine alternative Nutzung der Biomasse für Biomaterialien, wie z.B. industrieller Öle zur Farbenproduktion, Stärke und Zucker zur Polymerproduktion, Fasern etc., wird nicht berücksichtigt.

Bei der Abschätzung des ökologischen Nettoproduktionspotenzials müssen die Energie- und Umweltbilanzen positiv, d.h. die Nutzung muss aus ökologischer Sicht vertretbar sein. Beispielsweise wird das ökologische Nettoproduktionspotenzial der Kategorie „Ernterückstände, Gülle und Mist“ nicht auf 100% geschätzt. Unter Berücksichtigung der ökologischen Rahmenbedingungen (Nährstoffe fallen im Stall an, nicht auf der Weide, Länge der Sammelwege, Zugänglichkeit etc.) sowie der Energiebilanz ergibt sich in diesem Fall ein ökologisches Nettoproduktionspotenzial von z.B. 50% des theoretischen Potenzials.

Ob aus dem Potenzial, das als Anteil der biogenen Abfallstoffe, die zur Behandlung mit Energienutzung zur Verfügung stehen ausgewiesen wird tatsächlich energetischer Nutzen gezogen werden kann, hängt u.a. von der Auslegung des Nutzungssystems (Anlagen, die zur Behandlung zur Verfügung stehen) sowie von der Nachfrage bzw. den Speicherkapazitäten ab. Diese Aspekte werden im Kapitel über die Technologien, Konversionspfade und Anlagentypen berücksichtigt.

Verwendete Potenzialbegriffe und Nutzungsgrad	Definition	Erklärungen
Angebotspotenzial	Oberbegriff für theoretisches Biomassepotenzial und realisierbares bzw. ökologisches Biomassepotenzial zur energetischen Nutzung	Im Gegensatz zu den wirtschaftlichen Nachfragepotenzialen basiert die Schätzung des ökologischen Biomassepotenzials auf den unter ökologischen Randbedingungen verfügbaren Inputströmen Biomasse, vgl. auch nachfolgende Erläuterungen.
Theoretisches Biomassepotenzial, kurz: theoretisches Potenzial	Gewachsene Biomasse auf kulturfähiger Landfläche und in der Volkswirtschaft anfallende Stoffe aus der Sekundärproduktion.	Potenzialschätzung Wald geht z.B. von produktiver Waldfläche aus
Quellen:	u.a. Arealstatistik, Holzstatistik, Biomassezuwachs, landwirtschaftliche Daten (Hersener, Meier 2003), Analysen der biogenen Abfallströme (z.B. Scheurer, Baier 2001). Details zu den Quellen finden sich in Kapitel 5.	
Ökologisches Biomassepotenzial zur energetischen Nutzung, kurz: ökologisches Potenzial	Dieser Oberbegriff wird je nach Biomassekategorie verstanden als ökologisches Nettoproduktionspotenzial bzw. als Anteil Biomasse zur Behandlung mit Energienutzung ohne stoffliche Verwertung	Diese Aufteilung basiert auf der „Input“-Perspektive. Es sind grundsätzlich die zwei Hauptströme nachwachsende Biomasse und Biomasse als „Rest-/ Abfallstoff“ aus Produktion und Konsum zu unterscheiden.
Quellen:	u.a. Hersener J.-L., Meier U. 1999 und 2003, eigene Schätzungen Arbeitsgemeinschaft Infrac. Details zu den Quellen finden sich in Kapitel 5.	
- Ökologisches Nettoproduktionspotenzial	Biomasse, welche aus land- und forstwirtschaftlicher Produktion inkl. Nebenprodukten ökologisch nachhaltig und energetisch mit einem plausiblen Aufwand-/ Ertragsverhältnis gewonnen werden kann. ⁹	Beim Wald werden z.B. vom theoretischen Potenzial folgende Anteile abgezogen: stoffliche Nutzung, natürliche Regeneration, nicht ökologisch vertretbare Nutzung aufgrund schlechter Erschliessung.
- Ökologisches Potenzial zur Behandlung mit Energienutzung (ohne stoffliche Verwertung)	Biomasse aus industriellen und urbanen Rest- und Abfallstoffen, welche als Rohstoff für die Produktion von Energie zur Verfügung steht.	Hier gelten prinzipiell die Prioritäten Wiederverwendung, Wiederverwertung und umweltverträgliche Entsorgung. Z.B. berechnet sich das ökologische Potenzial der Biomassekategorie Papier/Karton aus dem theoretischen Potenzial abzüglich der Recyclingquote.

⁹ D.h. es muss eine klar positive Energie- und Umweltbilanz vorliegen. Beispielsweise muss der Aufwand die Biomasse in logistisch vernünftigen, kommerziellen Mengen von LKW Ladungen zu sammeln vertretbar sein oder die Umweltbilanz der Gülleverwertung bzgl. Treibhausgasemissionen muss positiv sein.

Verwendete Potenzialbegriffe und Nutzungsgrad	Definition	Erklärungen
Potenzieller ökologischer Nutzungsgrad	Anteil des theoretischen Potenzials, welcher ökologisch sinnvoll nutzbar ist. ¹⁰ Aus der Multiplikation des theoretischen Potenzials mit dem potenziellen Nutzungsgrad ergibt sich das ökologische Potenzial.	Es gelten die Definitionen und Erklärungen des ökologischen Biomassepotenzials (Annahme: nachhaltige Nutzung, positive Umweltbilanz, d.h. Nutzung muss ökologisch verträglich sein)
Ökonomisches Potenzial	Wirtschaftlich sinnvolles Biomassenutzungspotenzial	Dieses Potenzial bezieht im Gegensatz zum ökologischen Potenzial auch Überlegungen zur Wirtschaftlichkeit der Biomassenutzung mit ein. Es wird geschätzt, dass das wirtschaftlich sinnvolle nutzbare Biomassepotenzial max. 80% des ökologischen Biomassepotenzials beträgt.

Tabelle 2 Erklärung und Definition der Potenzialbegriffe.

„Input“-Perspektive

Die Systemoptik geht grundsätzlich von den Inputgrößen aus, d.h. es wird für die ausgewiesenen Biomassekategorien das ökologische Biomassepotenzial ausgewiesen unter Berücksichtigung gewisser ökologischer Rahmenbedingungen, welche im Folgenden im Zusammenhang mit der Herleitung der Potenziale erläutert werden. Im Technologiepfad und anschliessendem ökonomischen Teil werden dann für ausgewählte Technologien und Konversionspfade die mögliche Endnutzung inkl. zugehöriger Kosten dargestellt. Dort werden systematische, technische und wirtschaftliche Aspekte (z.B. Anfall der Abwärme in der KVA unabhängig von der Nachfrage, Konkurrenz zwischen verschiedenen Verfahren, Wirkungsgrad der Anlagen etc.) berücksichtigt. Die Abschätzung des ökologischen Potenzials ist jedoch nicht auf die Anlagentypen optimiert, d.h. es werden nicht die tatsächlich möglichen „verkauften“ Wärmemengen („Output“-Perspektive) angegeben, sondern die „Abfall- bzw. Koppelproduktströme“ ausgewiesen, die unter Berücksichtigung der Prioritäten Wiederverwendung, Verwertung und umweltgerechte Entsorgung für eine Behandlung mit Energienutzung (theoretisch) als Input zur Verfügung stehen.

Ökonomisches Nutzungspotenzial

Das tatsächlich ökonomisch sinnvoll nutzbare Biomassepotenzial unterscheidet sich vom ökologischen Biomassepotenzial indem wirtschaftliche Rahmenbedingungen in die Abschätzung einbezogen werden. Auch unter der Annahme von optimalen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wird angenommen, dass die Ausschöpfungsquote bzw. der ökonomische Nutzungsgrad 80% des ökologischen Potenzials nicht übersteigt. Die Abschätzung des ökonomisch sinnvoll nutzbaren Biomassepotenzials wird in Kapitel 8 behandelt. Dort werden punktuell für ausgewählte Kombinationen aus Biomasse und Anlagentechnologien die ökonomischen Nachfragepotenziale abgeschätzt.

Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht, wo sich die Daten zu den jeweiligen Potenzialen in diesem Bericht finden.

¹⁰ *Der potenzielle ökologische Nutzungsgrad nimmt nicht die potenzielle ökonomische Aktivität vorweg. Die tatsächliche Nutzung bzw. der tatsächliche Nutzungsgrad liegt aus wirtschaftlichen Gründen unterhalb des potenziellen ökologischen Nutzungsgrades (siehe Definition ökonomisches Potenzial).*

	2003	2025	2040
Ökonomisches Potenzial	Kapitel 8.3	Kapitel 8.3	Kapitel 8.3
Ökologisches Potenzial	Kapitel 5.2.1	Kapitel 5.3.2	Kapitel 5.3.3
Theoretisches Potenzial	Kapitel 5.2.1	Kapitel 5.3.2	Kapitel 5.3.3

Tabelle 3 Die Tabelle gibt an, in welchem Kapitel sich die jeweiligen Potenzialschätzungen finden.

4.1.3 Datenquellen für Basisdaten

In der nachfolgenden Tabelle sind die Basisdaten zur Berechnung der Energiemenge der Biomasse dokumentiert. Die Energiemenge der Biomasse wird dargestellt mit dem unteren Heizwert H_u ¹¹ in GJ bzw. PJ. Diese Darstellung soll nicht die prinzipielle Nutzungsart wie beispielsweise Ernährung, Fütterung, stoffliche Nutzung oder Energienutzung vorwegnehmen; genauso wenig wie die Art der Energienutzung, z.B. Verbrennung, Vergärung etc. Die Wahl der Darstellung in Form des Heizwertes H_u dient lediglich der Vergleichbarkeit der einzelnen Biomassekategorien. Die resultierenden Energiemengen widerspiegeln die Bruttoenergie der Biomasse. Der Energieaufwand für Transport, Verarbeitung, Trocknung oder Energieumwandlung ist hier nicht berücksichtigt.

Die Energiemenge berechnet sich aus den Tonnen Trockensubstanz (t TS) multipliziert mit dem Energieinhalt H_u in GJ/t TS. Die Tonnen Trockensubstanz errechnen sich für die Kategorien a bis f (nachwachsende Rohstoffe und Reste aus Primärproduktion) aus der Anbaufläche (ha) multipliziert mit dem für jede Biomasseart spezifischen Ertragsfaktor (t/ha), multipliziert mit dem Trockensubstanzgehalt in Prozent. Bezeichnungen und Daten zu den Biomassekategorien und Unterkategorien sind hier nur in aggregierter Form berichtet. Sie basieren auf den Ertragsflächen und Ertragsfaktoren von ca. 50 Produktgruppen. Die aggregierten Zahlen wurden aus Hersener, Meier (2003) entnommen. Die Tonnen Trockensubstanz der Kategorien g bis i (Abfall/Reststoffe aus Sekundärproduktion und Konsum) basieren auf den Mengenströmen der Biomasse in t multipliziert mit dem Trockensubstanzgehalt des jeweiligen Biomassegutes in Prozent.

Die Biomasse der Kategorie a) wurde über die Dichte berechnet. Dazu wurde zunächst der jährliche Zuwachs aus der Anbaufläche in ha multipliziert mit der jährlichen Zuwachsrate in m^3/ha berechnet. Anschliessend wurden die t TS aus dem jährlichen Zuwachs multipliziert mit der Dichte in $t TS/m^3$ berechnet.¹² Für Kategorie i) wurden die Tonnen und Tonnen TS sowie die Energiemengen für Lebensmittel- und Fleischverarbeitungsindustrie, Papier- und Werkstoffindustrie direkt aus Scheurer, Baier (2001) übernommen.

Die Dichte der Biomasse wurde zur Berechnung der Transportkosten verwendet.

¹¹ Der untere Heizwert H_u ist die Energie, die bei einer vollständigen Verbrennung abgegeben wird, wenn der Wasserdampf im Abgas nicht kondensiert und damit die Kondensationswärme nicht zum Heizen genutzt werden kann. Dagegen ist der obere Heizwert H_o , der Brennwert, die Energie, die bei einer vollständigen Verbrennung abgegeben wird, wenn auch die im Abgas enthaltene Wärme genutzt wird. Der Brennwert beinhaltet also zusätzlich die durch Kondensation des entstandenen Wasserdampfes freiwerdende Energie, die sog. Kondensationswärme.

¹² Zur Berechnung der Zuwachsrate und der Dichte der Kategorie a) siehe Anhang 1.

Datenquellen Basisdaten

Biomasse- kategorie	Biomassensortiment	Trocken- substanz	Trockensubstanz	Energie- inhalt	Energieinhalt	Dichte	Dichte	
		%TS	Quelle	GJ/t TS	Quelle	t TS/m ³	Quelle	
a	Waldholz, Feldgehölze, Hecken, Obstbau			18.5	Hersener, Meier 2003	0.435	BUWAL 2004c	
						0.5	Forstkalender	
b	Ackerkulturen, Kunstwiesen, Energiepflanzen					0.25	Arbeitsgemeinschaft Infras	
		Ackerkulturen	aggregiert	Hersener, Meier 2003	17.1	Hersener, Meier 2003		
		Oelsaaten	aggregiert	Hersener, Meier 2003	24.2	Hersener, Meier 2003		
		Nachwachsende Rohstoffe	aggregiert	Hersener, Meier 2003	21.3	Hersener, Meier 2003		
		Ökoausgleichsflächen auf Ackerland	aggregiert	Hersener, Meier 2003	16.8	Hersener, Meier 2003		
		Kunstwiesen	25%	Hersener, Meier 2003	17.4	Hersener, Meier 2003		
c	Wiesland					0.75	Arbeitsgemeinschaft Infras	
		Übrige Dauerwiesen	25%	Hersener, Meier 2003	17.4	Hersener, Meier 2003		
		Grün- und Buntbrachen	25%	Hersener, Meier 2003	16.8	Hersener, Meier 2003		
		Extensive Wiesen	25%	Hersener, Meier 2003	17.4	Hersener, Meier 2003		
		Streue- und Torfland	50%	Hersener, Meier 2003	18.4	Hersener, Meier 2003		
Weiden: alpwirtschaftliche Nutzfläche	25%	Hersener, Meier 2003	17.4	Hersener, Meier 2003				
d	Ernterückstände, Gülle und Mist							
		Stroh gesamt	85%	Hersener, Meier 2003	17.2	Hersener, Meier 2003	0.85	Arbeitsgemeinschaft Infras
	Gülle und Mist	14%	Hersener, Meier 2003	15.1	Hersener, Meier 2003	0.14	Arbeitsgemeinschaft Infras	
e	Uferböschungen, Naturschutzflächen	aggregiert	Hersener, Meier 2003	17.5	Hersener, Meier 2003	0.5	Arbeitsgemeinschaft Infras	
f	Strukturreiche Biomasse von Verkehrsflächen	aggregiert	Hersener, Meier 2003	aggregiert	Hersener, Meier 2003	0.5	Arbeitsgemeinschaft Infras	
g	Altholz	89%	Müller 1995, zitiert in Scheurer, Baier 2001	15.5	Hersener, Meier 2003	0.7	Arbeitsgemeinschaft Infras	
h	Restholz	85%	Scheurer, Baier 2001, berechnet aus t und t TS der Kategorie "Energieholz" (= das der Verbrennung zugeführte Restholz aus der Verarbeitung)	18.5	Hersener, Meier 2003	0.6	Arbeitsgemeinschaft Infras	
i	Abfälle aus Industrie, Gewerbe und Haushalten					0.7	Arbeitsgemeinschaft Infras	
		Lebensmittelindustrie (ohne ARA)	aggregiert		15.1 ^{*)}	Scheurer, Baier 2001		
		Fleischverarbeitungsindustrie	20%	Binzegger (2000) gibt den TS Gehalt von Schlachtabfällen mit 14-24% an.	7.6	Membrez 1997		
		Papier- und Werkstoffindustrie, Papierschlämme und fester Abfall	aggregiert		17.0 *)	Scheurer, Baier 2001		
		Bioabfälle HH, Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben (ohne	30%	Schleiss 2003	14.0	Hersener, Meier 1999		
		Papier/Karton in HH, Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben	91%	Müller et al. 1995	17.0	Hersener, Meier 1999		
	Rohschlamm ARA			15.0	Scheurer, Baier 2001			

*) gemittelt

Tabelle 4 Daten und Quellen der verwendeten Basisdaten.¹³

¹³ Für die Berechnung der Energiemenge der Biomasse Kategorie a) siehe Herleitung der Dichte im Anhang 1. Als Dichte für Holz wurde an verschiedenen Stellen alternativ 0.5 t TS/m³ verwendet; berechnet und gerundet als Mittelwert aus den Dichten lufttrocken von Fichte und Buche (Verhältnis 20% Laubbaum, 80% Nadelbaum).

4.2 Methodischer Rahmen

Szenarienanalyse unter definierten Rahmenbedingungen

Um Aussagen über zukünftige Entwicklungen zu treffen, werden Trend-Szenarien entwickelt, für die jeweils gewisse Einflussfaktoren (Schlüsselfaktoren) definiert werden müssen. In diesem Fall müssen Trends für die Ölpreisentwicklung, die Entwicklung des Energiebedarfs in der Schweiz, die Entwicklung der Biomassekosten und des ökologischen Nettoproduktionspotenzials Biomasse definiert werden. Die Rahmenbedingungen der einzelnen Trend-Szenarien sollten dabei kongruent sein. Die Entwicklungspfade mit den Eckpunkten 2010/25/40 werden ermittelt auf Grundlage von historischen Zeitreihen, Expertenmeinungen zur Technologieentwicklung und bereits durchgeführten Studien.

Im Bereich Landwirtschaft wird grundsätzlich auf die Ziele der Agrarpolitik 2007 abgestellt und angenommen, dass die multifunktionale Landwirtschaft, welche primär Nahrungsmittel produziert, erhalten bleibt. Die Komponente Landschaftspflege wird dabei an Bedeutung gewinnen, die extensive Nutzung der Grünflächen über Nutztiere wird dabei die Regel und die energetische Nutzung der Biomasse eher die Ausnahme bilden.

Referenzsysteme

Biomassegüter stellen in der Regel eine Substitutionsmöglichkeit für Erdöl dar.¹⁴ Der Preis von Erdöl wurde aus zwei Gründen als primärer Referenzpreis für die Biomassepreise gewählt:

1. Die Einsatzmöglichkeiten von Biomasse sind mit denen von Erdöl und Erdgas vergleichbar. Derzeit liegt der Schwerpunkt der Biomassenutzung auf der Wärmeerzeugung (vgl. Kap. 5.1. Ist-Zustand).
2. Basis für konventionell erzeugte Wärmeenergie ist Erdöl. Derzeit werden 47% des Primärenergiebedarfs in der Schweiz durch Erdöl gedeckt. Merkliche Preissteigerungen von Erdöl werden im Allgemeinen mit Erreichen des „mid depletion points“, d.h. des Produktionsmaximums der globalen Erdölförderung ca. 2025 erwartet.¹⁵

Für einen umfassenden Vergleich sollten im Grunde genommen weitere Referenz-Energieträger herangezogen werden. Im Vordergrund stehen dabei v.a. die Elektrizität (z.B. in der Zusammensetzung des heutigen Netzstroms der Schweiz mit rund 60% Anteil aus Wasserkraft- und 40% aus Kernkraftwerken) und Gas. Aus zwei Gründen wird jedoch darauf verzichtet, die gesamten Kostenbetrachtungen auch mit diesen beiden zusätzlichen Referenzgrössen durchzuführen: a) aus Aufwand-/Budget-Gründen, und b) da langfristig davon ausgegangen wird, dass nach dem Abschalten der Kernkraftwerke in der Schweiz zumindest in einer Übergangsphase¹⁶ ein Teil des elektrischen Energiebedarfs durch mittelgrosse Gasturbinen-Kraftwerke generiert wird (zusätzliche Annahme: der Gaspreis bleibt weiterhin an den Ölpreis gekoppelt).

Um die marktwirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit der verschiedenen Biomassegüter und – Technologien und damit letztendlich das ökonomische Potenzial für diese zu ermitteln, kommt man aber nicht darum herum, nebst dem primären Referenzpreis für Erdöl auch sekundäre Vergleichspreise

¹⁴ Darüber hinaus kann Biomasse auch zur Substitution anderer, nicht erneuerbarer Energiequellen (wie z.B. der Kernenergie) dienen

¹⁵ Die Meinungen über den wahrscheinlichsten Zeitpunkt des weltweiten Produktionsmaximums gehen allerdings stark auseinander. Dabei ist eindeutig ein Trend zur Verschiebung des mid depletion points nach links auf der Zeitachse zu beobachten. Die grossen Ölfirmen mussten alle deutliche Reduktionen ihrer bisher bilanzierten Erdölreserven bekannt geben. Gemäss neusten Studien liegt der Umkehrpunkt eher bei 2015 als bei 2025.

¹⁶ In welcher die entstandene Lücke weder durch das bis dahin ausgebaute Potenzial zur Nutzung neuer erneuerbarer Energien noch durch die verbesserte Energieeffizienz geschlossen werden kann.

für Elektrizität und Gas heranzuziehen. Eine Zusammenstellung der benutzten Energiereferenzpreise findet sich in Kapitel 4.4. Break-even Preise bezeichnen die Preise, bei denen die Energie aus Biomasse, erzeugt mit Hilfe einer bestimmten Technologie, konventionell erzeugten Energieformen aus Sicht der KonsumentInnen gleich kommt.

4.3 Bestimmung der Rahmenbedingungen und Schlüsselfaktoren

Der Bestimmung der Schlüsselfaktoren für die Schweiz liegen folgende grundsätzliche Rahmenbedingungen zugrunde:

- Schweiz: Annäherung an die Landwirtschaftspolitik der EU, EU Beitritt im Untersuchungszeitraum, spätestens 2025. Folge: Strukturanpassung der Preise auf EU-Niveau bis 2025. Agrarpolitische Stützungsmaßnahmen vor allem zugunsten von Umweltzielen und zur Sicherung der Landschaftspflege
- EU: Osterweiterung hat merklich preissenkenden Einfluss auf die Agrarproduktpreise in der EU.
- Weltweit: GATT/WTO- Verhandlungen werden fortgeführt und es finden weitere Harmonisierungen der verschiedenen Landwirtschaftspolitiken statt.
- Der weltweite Klimawandel führt bis 2025 und verstärkt bis 2040 zu weltweiten Produktionsausfällen, welche sich v.a. über die Futtermittelversorgung auch auf die Schweiz auswirken. Die Agrarpreise steigen ab 2020 wieder an.
- Die Betrachtung der Preise erfolgt real (inflationbereinigt).

Für die Rahmenbedingungen am Standort Schweiz wurden für Schlüsselfaktoren folgende Annahmen definiert:

Rahmenbedingungen Schweiz	
Schlüsselfaktoren	
Bevölkerung	konstant: 7.4 Mio.
Wirtschaftswachstum	1.5 – 2%
Arbeitskosten	Annäherung an EU Niveau bis 2025
Kapitalkosten	reale Zinsen 2.5%
Direktzahlungen	heutiges System
Landwirtschaftliche Strukturmaßnahmen	heutige Unterstützung, Anpassungen ab 2010
Gesetzliche Fördermaßnahmen	Agrarpolitik 2007, wo verfügbar BLW Perspektiven bis 2020

Tabelle 5 Schlüsselfaktoren für die Definition der Rahmenbedingungen Schweiz.

4.4 Szenarien für Entwicklung der Referenz-Energiepreise 2000 bis 2040

4.4.1 Primäre Referenz: Ölpreis

Auf Grundlage unterschiedlicher Einschätzungen zu den verfügbaren Erdölreserven und des Wachstums des Weltgesamtenergieverbrauches hat INFRAS zwei Szenarien entwickelt (INFRAS 2002): Szenario „Tiefe Nachfrage“ und Szenario „Hohe Nachfrage“.

Die nachfolgende Tabelle gibt eine Übersicht über die Schlüsselfaktoren für die beiden Hauptszenarien.

Erdölpreis Szenarien Infras		
Schlüsselfaktoren	Szenario „Tiefe Nachfrage“	Szenario „Hohe Nachfrage“
Reserven	450 Mia. Tonnen (dreimal die heute gesicherten Reserven)	230 Mia. Tonnen (150 Mia. gesichert und 80 noch zu finden)
Wachstum Welt-Gesamtenergieverbrauch	0.5%/a	2%/a
Gesamtenergienachfrage relativ zur Fördermenge	Nachfrage steigt nie über Fördermenge	Nachfrage 2020 grösser als Fördermenge
Ende des Erdölzeitalters	2120 (Reserven aufgebraucht)	2060 (zu grosse Nachfrage)

Tabelle 6 Schlüsselfaktoren zur Entwicklung des Erdölpreises in Anlehnung an INFRAS 2002.

Für beide Szenarien wurden die Entwicklung der Erdölfördermenge und daraus die Entwicklung des Erdölpreises ermittelt. Im Szenario „Tiefe Nachfrage“ beginnen die Preise für Erdöl in 2040 etwas stärker zu steigen, was einen anhaltenden leichten Nachfragerückgang nach Erdöl bewirkt. Im Szenario „Hohe Nachfrage“ wird die Nachfrage nach Erdöl die maximal mögliche Fördermenge im Jahr 2020 übersteigen. Der Erdölpreis ist im Szenario „Hohe Nachfrage“ in 2040 etwa doppelt so hoch wie zu Beginn des Szenarios 2000. Nach Ansicht einiger Wissenschaftler wird der Punkt der höchsten Nachfrage bereits in ca. einer Dekade erreicht sein, wenn die Nachfrage um mehr als 2/3 ansteigen wird (Gwyn R. 2004).¹⁷ Diese zusätzliche Nachfrage, so die Einschätzung der Wissenschaftler, kann nicht mehr gedeckt werden. Der Erdölpreis wird grösstenteils infolge der rasant zunehmenden Nachfrage ansteigen. Letztes Jahr, 2003, hat China Japan bezüglich des Ölkonsums überholt und ist nun zweitgrösster Ölkonsument weltweit. Die Internationale Energiebehörde beschreibt China als "the major driver of global demand growth" (zitiert in Gwyn R. 2004).

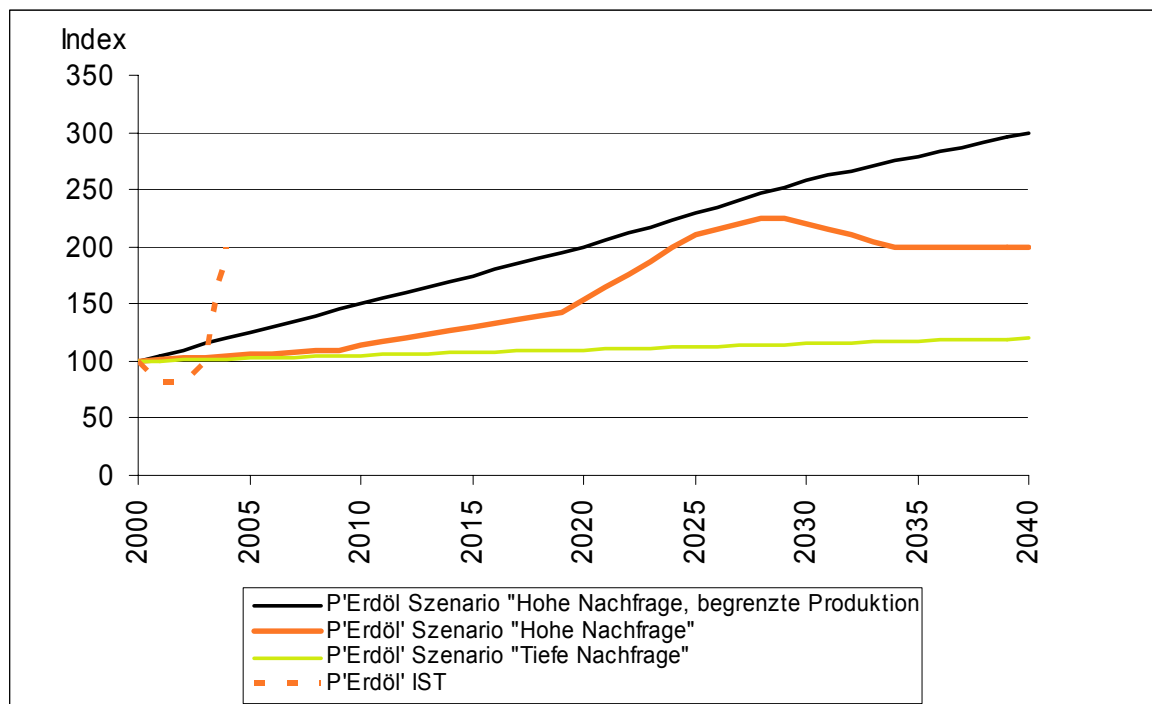
Das UNDP beschreibt in seinem „World Energy Assessment“ (UNDP 2000) ein Referenzszenario („Trendszenario“), welches durch inkrementale und graduelle Veränderungen charakterisiert ist. In

¹⁷ Aufgrund kürzlich veröffentlichter Studien und Bilanzpressekonferenzen von grossen Ölfirmen sowie in der öffentlichen Diskussion ist derzeit in Bezug auf die Vorhersage des „mid depletion points“ (Produktionsmaximum der globalen Erdölproduktion) eindeutig ein Trend zur Verschiebung dieses Punkts in die näher liegende Zukunft zu beobachten. Dieser Umkehrpunkt wird heute eher bei 2015 als bei 2025 angesiedelt. Die grossen Ölfirmen mussten in den letzten zwei Jahren deutliche Reduktionen ihrer bisher bilanzierten Erdölreserven bekannt geben. Es ist anzunehmen, dass die Bestätigung dieses Trends die Preiserhöhung deutlich beschleunigen wird.

diesem Referenzszenario erreicht der Erdölpreis 2040 das 2.5 fache des Wertes von 2000. Das UNDP beschreibt mit Referenz zum „Trendszenario“ zwei Varianten eines „ökologischen Szenarios“ und drei Varianten eines „technologischen Szenarios“. Diese Varianten sind jedoch nicht kompatibel mit derzeitigen Trends und Entwicklungen und erfordern eingreifende politische Massnahmen hin zur nachhaltigen Entwicklung. Der Erdölpreis in den Varianten „ökologisches Szenario“ erreicht in 2040 etwa das 2.5-fache im Vergleich zu 2000, in den Varianten „technologisches Szenario“ kann der Erdölpreis bis über das 3-fache des Wertes von 2000 steigen.

In dieser Studie sollen die Chancen der Biomassetechnologien im Vergleich zu Erdölpreisentwicklungen betrachtet werden, ohne bisher nicht absehbare grössere politische Massnahmen vorwegzunehmen. Auf dieser Grundlage lassen sich dann Aussagen darüber machen, welche zusätzlichen politischen Massnahmen nötig wären, um die Marktanteile der Biomassetechnologien zu erhöhen. Die Begleitgruppe wünschte ein Vergleichsszenario zu den Erdölpreisszenarien von INFRAS mit einem 3fachen Erdölpreisanstieg bis 2040. Unten stehende Grafik zeigt dieses Vergleichsszenario, „Hohe Nachfrage, begrenzte Produktion“¹⁸, und die beiden INFRAS Szenarien „Tiefe Nachfrage“ und „Hohe Nachfrage“.¹⁹

Preisentwicklung Erdöl



Figur 8 Erdölpreisentwicklung unter drei Szenarien in Anlehnung an INFRAS 2002 und UNDP 2000.

Die oben beschriebenen Szenarien können um einen weiteren Schlüsselfaktor ergänzt werden: die Internalisierung der externen Kosten in die Energiepreise.

¹⁸ Die Bezeichnung wurde gewählt, um anzudeuten, dass die Produktion nicht in gleichem Masse gesteigert werden kann, wie die Nachfrage wächst und der höchste Punkt der Ölproduktion vor 2010 erreicht werden könnte (Campbell et al., 2002)

¹⁹ Der Buckel zwischen 2025 und 2030 im Szenario „hohe Nachfrage“ bildet die realistische Prognose, dass sich der Ölpreis bei der sich ab 2020 verschärfenden Ölknappheit erhöht und anschliessend, wenn die Nachfrage infolge des weitgehenden Umstiegs auf alternative Energieträger nachgelassen hat, sich auf einem gegenüber dem Spitzenpreis (während der Umstiegsphase) leicht tieferen Niveau einpendelt.

Die in der Schweiz gemäss CO₂-Gesetz vorgesehene CO₂-Abgabe auf Treib- und Brennstoffe, kommt einem ersten Schritt in Richtung Internalisierung der externen Kosten der fossilen Energieträger im Rahmen einer aktiven Klimapolitik gleich. Unter Einbezug der Internalisierung externer Kosten bzw. einer CO₂-Abgabe ergeben sich somit die sechs in der nachfolgenden Tabelle dargestellten Szenarien.

Erdölpreis Szenarien mit/ohne Internalisierung externer Kosten			
Schlüsselfaktoren	Szenario „Tiefe Nachfrage“	Szenario „Hohe Nachfrage“	Szenario „Hohe Nachfrage, begrenzte Produktion“
Externe Kosten internalisiert ²⁰	Szenario „Tiefe Nachfrage“ mit Internalisierung externer Kosten (TNi)	Szenario „Hohe Nachfrage“ mit Internalisierung externer Kosten (HNI)	Szenario „ Hohe Nachfrage, begrenzte Produktion “ mit Internalisierung externer Kosten (HHNi)
Externe Kosten nicht internalisiert	Szenario „Tiefe Nachfrage“ ohne Internalisierung externer Kosten (TN)	Szenario „Hohe Nachfrage“ ohne Internalisierung externer Kosten (HN)	Szenario „ Hohe Nachfrage, begrenzte Produktion “ ohne Internalisierung externer Kosten (HHN)

Tabelle 7 Mögliche Erdölpreisszenarien. Grau schraffiert sind die Szenarien, die im Folgenden weiter berücksichtigt werden.

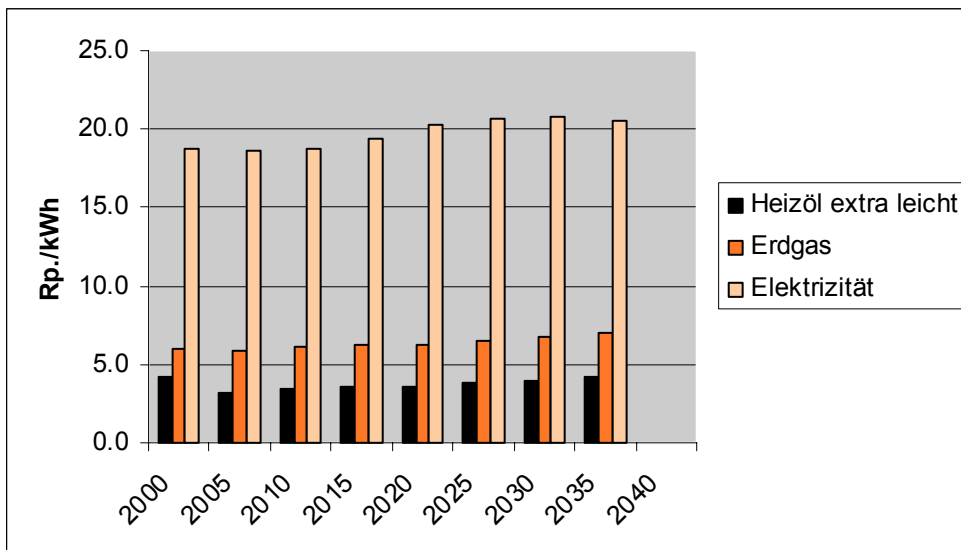
Da die Anzahl der Szenarien aus praktischen Gründen begrenzt gehalten werden muss, jedoch erst die Differenzanalyse zwischen der Preisberechnung mit/ohne Internalisierung externer Kosten bzw. mit/ohne CO₂-Abgabe erlaubt politische Handlungsfelder aufzuzeigen, wird **nur ein Erdölpreisszenario weiterverfolgt**. Zur Abschätzung des ökonomischen Biomassepotenzials wird das mittlere der drei oben beschriebenen Szenarien gewählt, das Szenario „hohe Nachfrage“.

4.4.2 Sekundäre Referenzen: Elektrizität und Gas

Entwicklung der Energiepreise Schweiz 2000-2034 gemäss Prognos stellt einen Auszug aus der erwarteten Entwicklung der Energieträgerpreise in der Schweiz aus den laufenden Arbeiten zur Aktualisierung der Energieperspektiven für die Schweiz dar .

²⁰ Die vorgesehene CO₂-Abgabe wird hier nicht mehr explizit aufgeführt sondern als eine mögliche Ausgestaltung der Internalisierung externer Kosten betrachtet.

Entwicklung der Energiepreise Schweiz 2000-2034 gemäss Prognos



Figur 9 Entwicklung der Energiepreise in der Schweiz gemäss internem Arbeitspapier der Arbeitsgruppe Energieperspektiven Schweiz (Quelle: PROGNOS 2004). Die Preise gelten für Haushalte, beinhalten die MWSt und sind real auf Preisbasis 2000.

Gemäss PROGNOS 2004 wird der Rohölpreis auch in den nächsten 20 Jahren die energetische Leitwährung bleiben. Im Gegensatz zu den Annahmen, die der vorliegenden (INFRAS-) Studie zugrunde liegen, geht die Arbeitsgruppe Energieperspektiven von einem sehr moderaten Anstieg der Rohöl-Weltmarktpreise aus (Anstieg um ca. 10% bis 2035; Annahmen für diese Studie: Anstieg um 200% bis 2040!)²¹.

Die oben dargestellten inländischen Verbraucherpreise werden auf der Basis der Weltmarkt- bzw. Einfuhrpreise unter Berücksichtigung von Wechselkursveränderungen, allfälligen Verarbeitungskosten (Raffinerien, Transport im Inland, Netze, Handelsmargen etc.), von Produktionssteuern und der Mehrwertsteuer²² ermittelt. Für die Mineralölsteuern auf Öl und Gas wird reale Konstanz unterstellt. Auffallend ist, dass a) die Ölpreise für Haushalte in der Schweiz nach einer deutlichen Senkung 2035 real gleich hoch wie 2000 prognostiziert werden, und b) dass sich sowohl der Gaspreis wie auch das Verhältnis von Gas- zu Ölpreis bis 2035 deutlich erhöht (um rund 15% bzw. von 1.4 auf 1.6).

Die vorläufige Strompreisprognose basiert zunächst auf der Annahme, dass sich die europäischen Strompreise aus Wettbewerbsgründen annähern und sich auch die schweizerischen Strompreise diesem Niveau anpassen. Dabei werden stellvertretend für die Entwicklung in Europa die deutschen Strompreise herangezogen²³. Die Elektrizität ist nicht mit einer Produktionssteuer belegt.

²¹ Das PROGNOS-Arbeitspapier lag erst im April 2004 vor während die Rahmenbedingungen für diese Studie bereits im September 2003 festgelegt wurden.

²² Annahme für die MWST: Anstieg von derzeit 7.6% auf 11% im Jahr 2035

²³ Trotz der unterschiedlichen Ausgangsbedingungen in der Schweiz und in Deutschland sind mittel- und längerfristig die Entwicklungstendenzen ähnlich. Nach einer kurz- bis mittelfristig geringen Preissenkung infolge der Strommarktliberalisierung werden die Preise aufgrund der für die Erneuerung des Kraftwerkparks notwendigen Investitionen langfristig wieder ansteigen.

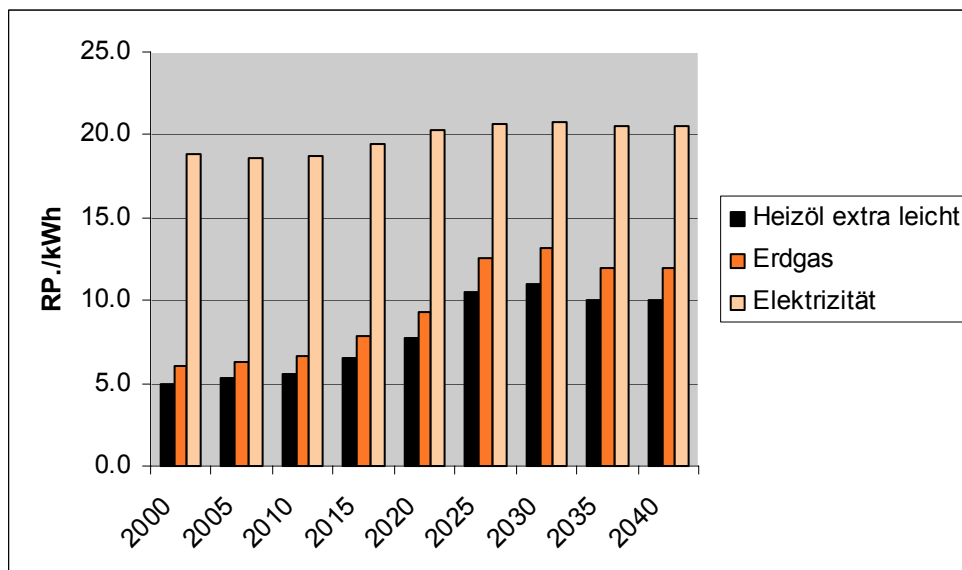
4.4.3 In dieser Studie benutzte Referenzpreise

Für die Berechnung der Gestehungskosten für Strom und Wärme für verschiedene Kombinationen von Biomasse und Technologien in Kapitel 6 sowie für die Abschätzung des ökonomischen Potenzials werden folgende Energiepreise verwendet:

- Ölpreis gemäss Rahmenbedingungen/Annahmen für diese Studie in Kapitel 4.4.1,
- Gaspreis = 1.2 x Ölpreis²⁴,
- Strompreis gemäss PROGROS 2004.

Die wie oben definierten und im Weiteren in dieser Studie verwendeten Referenz-Energiepreise von 2000 bis 2040 sind in Figur 10 nochmals grafisch dargestellt.

Referenz-Energiepreise Schweiz 2000–2040 gemäss INFRAS für diese Studie



Figur 10 Entwicklung der Energiepreise in der Schweiz gemäss Annahmen/Rahmenbedingungen INFRAS für diese Studie.

Es kann davon ausgegangen werden, dass bis spätestens 2008 zumindest die fossilen Brennstoffe mit einer CO₂-Abgabe in der Grössenordnung von 15 bis 20% der heutigen Handelspreise belegt werden. Im Vergleich zu den grossen Unsicherheiten in Bezug auf die Entwicklung des Ölpreises muss der vorgesehenen CO₂-Abgabe allerdings keine entscheidende Bedeutung zugemessen werden.²⁵ Wenn nicht ausdrücklich erwähnt, wurde die CO₂-Abgabe daher weder bei den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

²⁴ Sowohl die PROGROS-Studie wie auch diese INFRAS-Studie gehen davon aus, dass der Gaspreis weiterhin (bis auf transiente Abweichungen) an den Ölpreis gekoppelt bleibt. Da das Projektteam an seiner eigenen Ölpreisprognose festhält erscheint es als sinnvoll, auch beim Gaspreis den eigenen Schätzungen zu folgen.

²⁵ Die Einführung der CO₂-Abgabe auf den fossilen Brennstoffen käme de facto einem kleinen Sprung im erwarteten Anstiegspfad des Ölpreises gleich. Dadurch wird lediglich die Dynamik der Ablösung fossiler Referenzsysteme durch Biomassetechnologien erhöht, d.h. letztere werden auf der Zeitachse etwas früher wettbewerbsfähig.

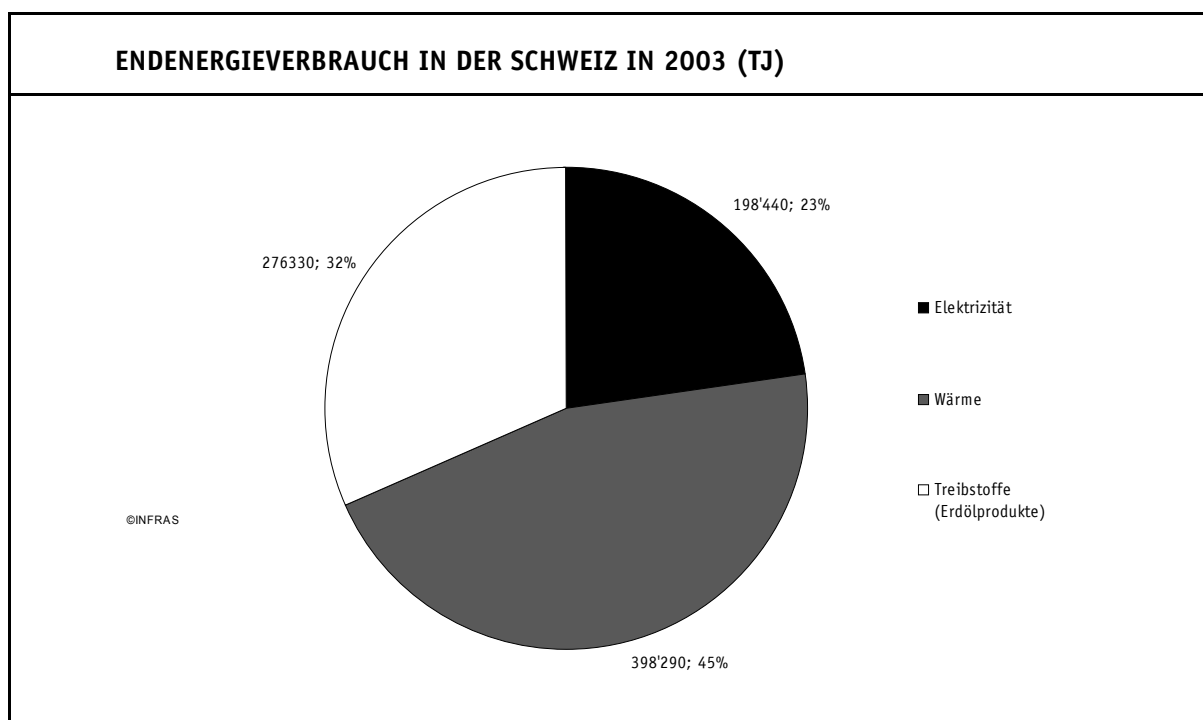
von Anlagen (siehe Kapitel 7.5) noch bei der Abschätzung der ökonomischen Potenziale (siehe Kapitel 8) einbezogen.

5 Theoretische- und realisierbare Angebotspotenziale

5.1 Ist-Zustand Verbrauch und Nutzung von Energie aus Biomasse 2003

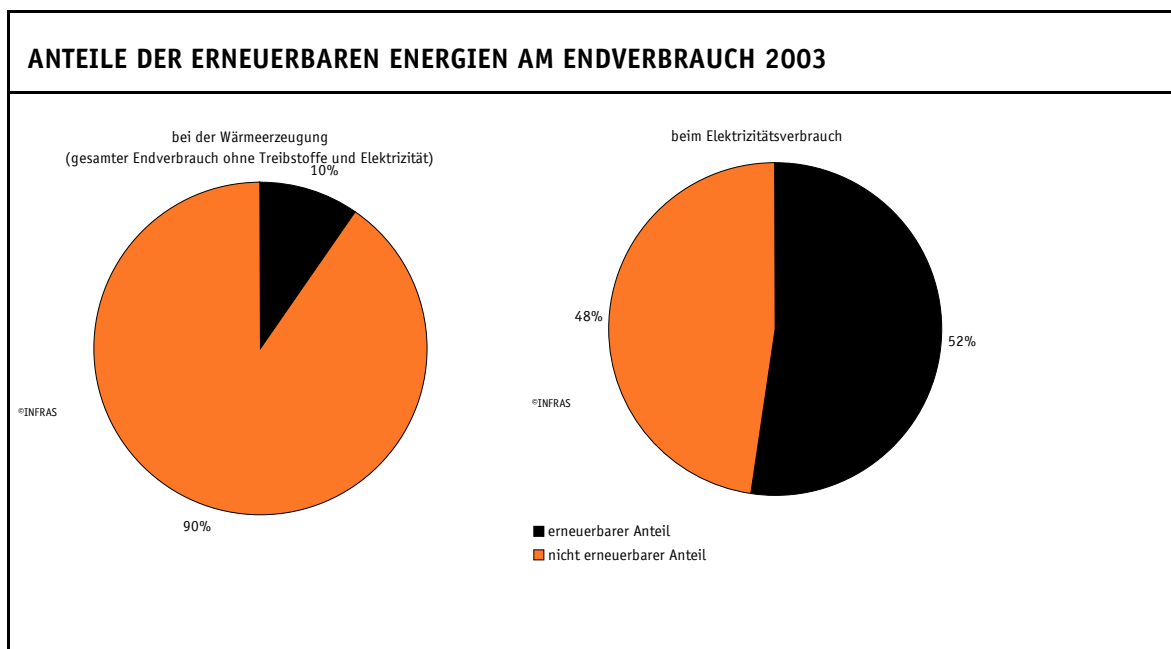
Anteil erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch 2003

Der gesamte Endenergieverbrauch betrug in der Schweiz im Jahr 2003 873'060 TJ (BFE 2004b). Der Elektrizitätsverbrauch betrug davon 198'440 TJ, der Verbrauch an Brennstoffen (Wärmeerzeugung) 398'290 TJ und der Verbrauch an Treibstoffen (Erdölprodukte) 276'330 TJ (siehe Figur 8).



Figur 11 Der gesamte Endenergieverbrauch betrug in der Schweiz im Jahr 2003 873'060 TJ (BFE 2004b). Die Figur zeigt die Anteile Elektrizität, Wärme und Treibstoffe

Der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch der Wärmeerzeugung betrug im Jahr 2003 9.8%, der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch Elektrizität betrug im selben Jahr 52.1%.

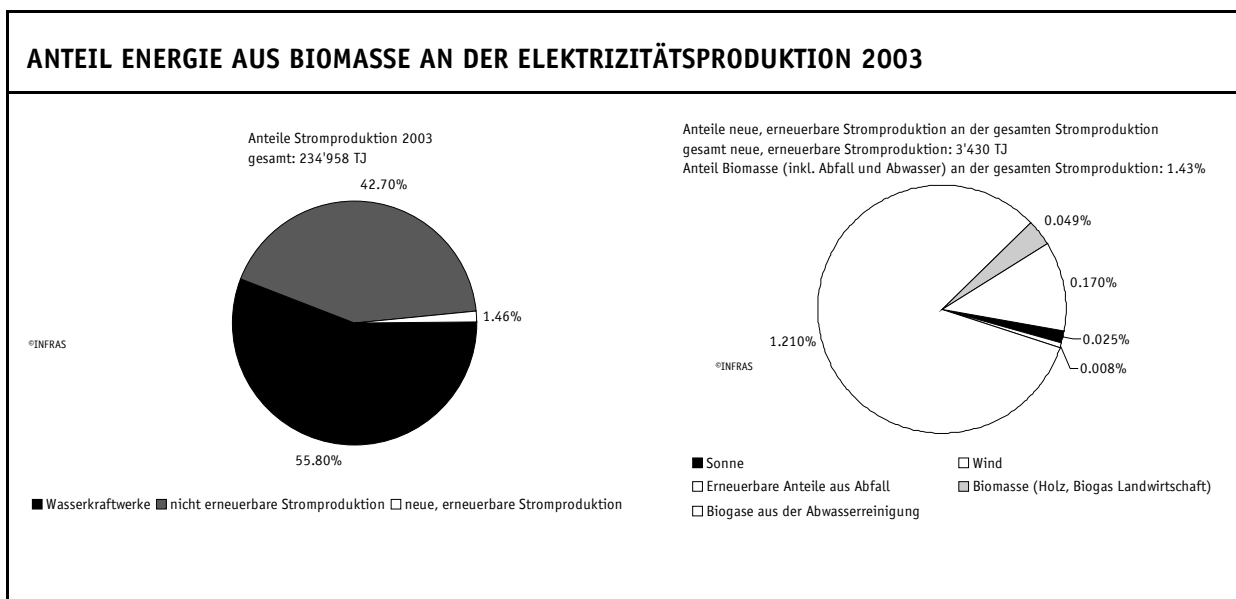


Figur 12 Erneuerbare Anteile am Endenergieverbrauch in den Bereichen Wärmeerzeugung und Elektrizitätsverbrauch im Jahr 2003 (Quellen: Dr. Eicher + Pauli AG 2004 und BFE 2004b)

Anteil Energie aus Biomasse an der Elektrizitätsproduktion

Die gesamte schweizerische Elektrizitätsproduktion²⁶ betrug im Jahr 2003 234'958 TJ (Dr. Eicher + Pauli AG 2004). Die Produktion aus Wasserkraftwerken betrug davon 55.8%, die Produktion nicht erneuerbaren Ursprungs 42.7% und die sog. neue, erneuerbare Stromproduktion (Sonnenenergie, Biomasse (Holz, Biogas Landwirtschaft), Biogas aus Abwasserreinigung, Wind- und Abfallnutzung) zusammen 1.46%. Abzüglich des sehr geringen Anteils Stromproduktion aus Sonnen- und Windenergie ergibt sich somit ein **Anteil von 1.43% Energie aus Biomasse an der schweizerischen Elektrizitätsproduktion 2003.**

²⁶ Die einzelnen Anteile der erneuerbaren Energien werden in Dr. Eicher + Pauli AG (2004) nur für die Elektrizitätsproduktion, nicht für den Endverbrauch Elektrizität angegeben.



Figur 13 An der gesamten schweizerischen Elektrizitätsproduktion 2003 hat die Biomasse einen Anteil von 1.43%.

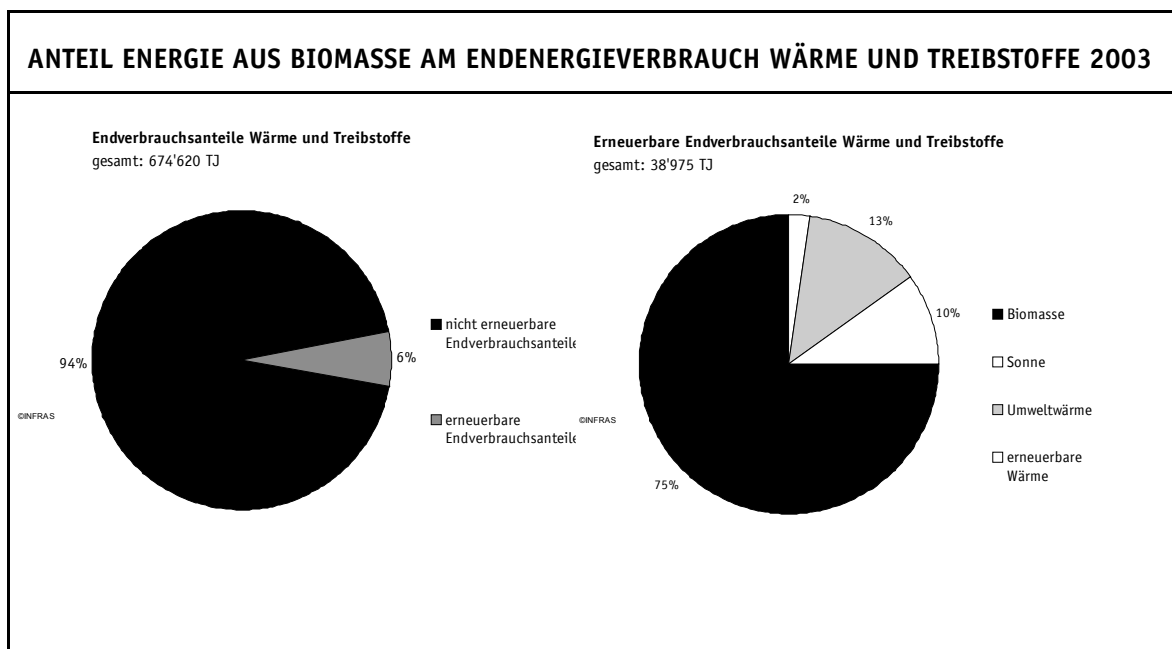
Anteil Energie aus Biomasse am Endenergieverbrauch Brenn- und Treibstoffe 2003

Der Verbrauch an Brennstoffen (Wärmeerzeugung) betrug in der Schweiz im Jahr 2003 398'290 TJ, der Verbrauch an Treibstoffen (Erdölprodukte) 276'330 TJ. Die Bilanz der erneuerbaren Energien (Dr. Eicher + Pauli AG 2004) weist für Biomasse (ohne Elektrizität) einen Anteil von insgesamt 29'192 TJ aus. Details zu den Anteilen der einzelnen Biomassekategorien können folgender Tabelle entnommen werden.

Anteile Biomasse am Endverbrauch 2003 zur Wärmeerzeugung	TJ
Holz und Holzkohle	22'416
Erneuerbare Anteile Abfall	5'326
Biogase	1'450
Total	29'192

Tabelle 8 Anteile Biomasse am Endenergieverbrauch (ohne Elektrizität) 2003 (Quelle: Dr. Eicher + Pauli AG 2004)

Setzt man diese 29'192 TJ Biomasseanteil am Endenergieverbrauch (ohne Elektrizität) ins Verhältnis zum gesamten Endenergieverbrauch der Brenn- und Treibstoffe von 674'620 TJ ergibt sich für 2003 ein **Anteil der Energie aus Biomasse am Endenergieverbrauch der Brenn- und Treibstoffe von 4.3%**. Die folgende Grafik veranschaulicht den Anteil Energie aus Biomasse am Endenergieverbrauch Wärme und Treibstoffe.



Figur 14 Am **gesamten** Endenergieverbrauch Wärme und Treibstoffe hat die Biomasse einen Anteil von 4.3%. An den **erneuerbaren** Endverbrauchsanteilen (Wärme und Treibstoffe) hat die Biomasse (neben Sonne, Umwelt- und Fernwärme) einen Anteil von 75%.

Beiträge der einzelnen Biomassearten an der gesamten energetischen Biomassenutzung 2003

Während die obigen Grafiken die Anteile der Energie aus Biomasse an der Elektrizitäts*produktion* und dem Endenergie*verbrauch* Wärme und Treibstoffe darstellen, werden im folgenden die Anteil der verschiedenen Biomasse*segmente* an der energetischen Biomasse*nutzung* dargestellt.²⁷

Den grössten Anteil der Energie aus Biomasse an der gesamten genutzten Wärme aus Biomasse liefert mit rund 70% das Holz, gefolgt von der Verbrennung erneuerbarer Anteile in Abfällen und der Energienutzung in Abwasserreinigungsanlagen. Noch einen geringen Anteil haben die landwirtschaftlichen und industriellen Biogasanlagen. An der elektrischen Biomasseenergienutzung hat die Verbrennung der erneuerbaren Anteile in Abfällen mit rund 80% den grössten Anteil, gefolgt von der Energienutzung in Abwasserreinigungsanlagen. Auch hier haben die landwirtschaftlichen und industriellen Biogasanlagen einen noch geringen Anteil an der gesamten Stromerzeugung. In nachfolgender Tabelle ist die gegenwärtige Nutzung von Energie aus Biomasse nach Biomasseart und Anzahl Anlagen zusammengefasst.

²⁷ Details zu den Unterschieden von Energieproduktion, Endenergieverbrauch und Energienutzung sind Dr. Eicher + Pauli AG (2004) und BFE (2004b) zu entnehmen.

Anlagentyp	Strom GWh	Wärme GWh	Wärme ²⁸ TJ ²⁹	Anzahl Anlagen
Einzelraumheizung mit Holz	-	1'665.6	5'996.1	619'037
Gebäudeheizung mit Holz	-	1'272.8	4'582.1	48'537
Automatische Feuerung mit Holz	2.0	2'587.8	9'316.2	4'979
Feuerungen mit Holzanteilen	25.1	661.7	2'382.0	45
Biogasanlagen Landwirtschaft	5.3	3.5	13	62
Total Biomasse³⁰ (ohne Abfall)	32.3	6'191.4	22'289.1	
KVA	721.6	1'295.9	4'665.2	28
Feuerungen für erneuerbare Abfälle	30.8	895.2	3'222.5	45
Deponiegasanlagen	28.5	9.7	34.8	11
Biogasanlagen Gewerbe/Industrie	9.2	6.4	22.9	13
Total erneuerbare Anteile aus Abfall	790.1	2'207.1	7'945.5	
Klärgasanlagen	107.2	251.1	904.3	447 ³¹
Biogasanlagen Industrieabwasser	2.4	24.2	87.1	21
Total erneuerbare Anteile aus Abwasser	109.6	275.4	991.4	
Total Energieerzeugung aus Biomasse (inkl. Abfall und Abwasser)	932.1	8673.9	31'226.1	

Tabelle 9 Energetische Nutzung von Biomasse im Jahr 2003 (Dr. Eicher + Pauli AG 2004).

²⁸ Nicht klimanormiert, d.h. effektiver Endenergieverbrauch Holz; genutzte Heizwärme Biogasanlagen Landwirtschaft; erneuerbare Wärme KVA; genutzte Wärme Deponiegasanlagen; genutzte Heizwärme Biogasanlagen Gewerbe/Industrie; erneuerbare Wärme Klärgasanlagen; genutzte Wärme Biogasanlagen Industrieabwasser.

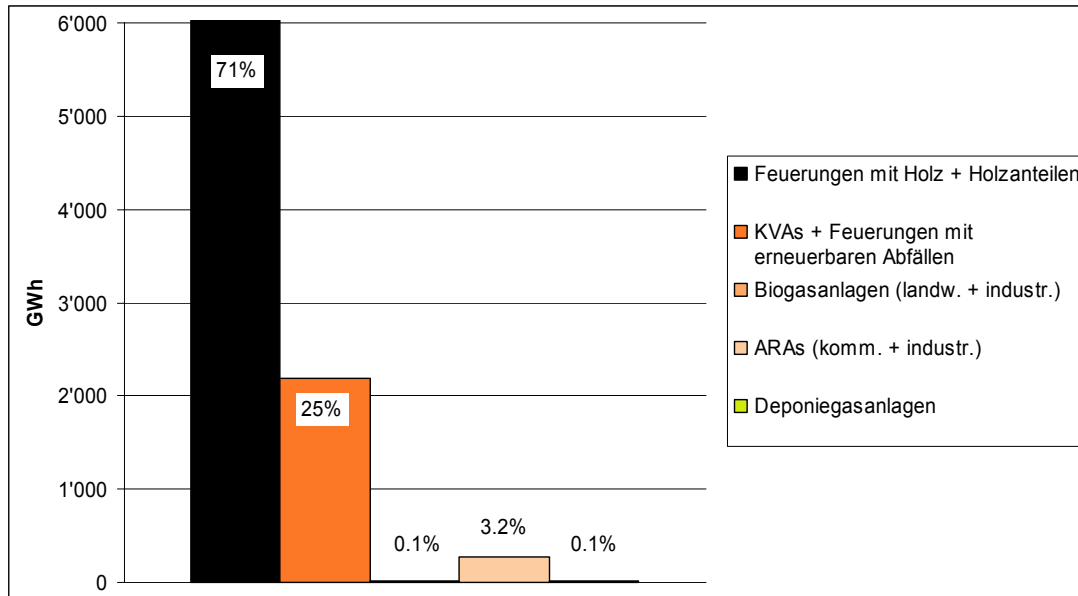
²⁹ Umrechnungsfaktor Wärme GWh in Wärme TJ: 3.6, Werte gerundet.

³⁰ Bezeichnung gem. Dr. Eicher + Pauli AG (2004). Im Rahmen dieser Studie schliesst die Bezeichnung Biomasse auch die erneuerbaren Anteile aus Abfall und Abwasser mit ein.

³¹ Anzahl Kläranlagen mit Klärgasproduktion (1990/2001: Erhebungen; dazwischen interpoliert; ab 2002 Schätzung). Anzahl Klärgas WKK-Anlagen in 2003: 293 (Quelle: Dr. Eicher + Pauli AG 2004)

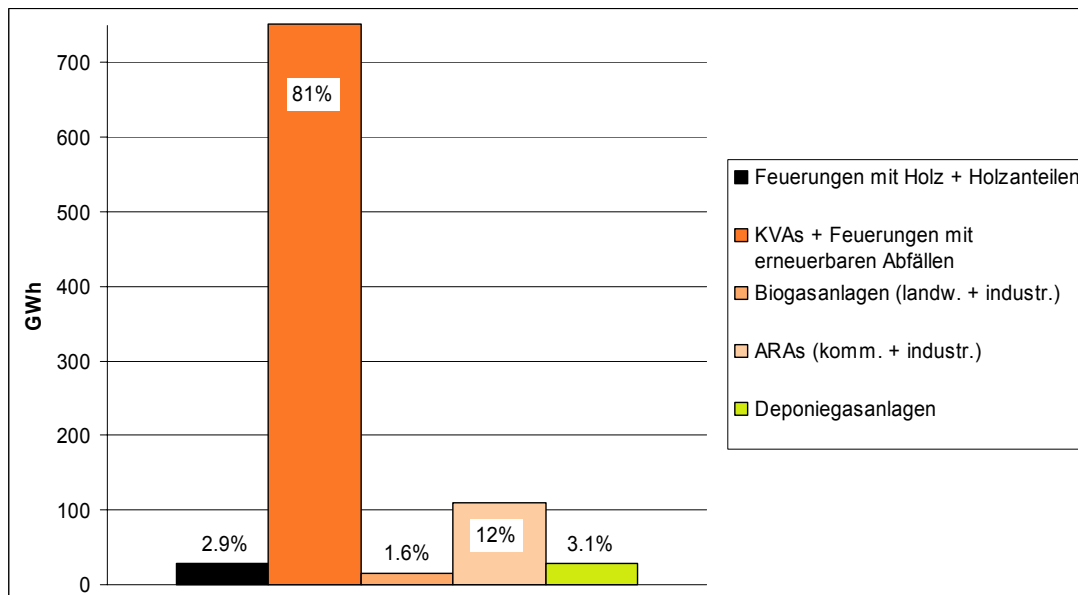
Hinzu kommen 5.5 GWh Biogas für Tankstellen und Einspeisung ins Erdgasnetz, die in den Biogasanlagen Gewerbe/Industrie produziert wurden. Die nachfolgenden Figuren illustrieren die Beiträge der wichtigsten Anlagentypen an der gegenwärtigen Nutzung von Wärme und elektrischer Energie aus Biomasse.

Energetische Nutzung von Biomasse 2003 – Wärme



Figur 15 71% der genutzten Wärmeenergie aus Biomasse (gesamt 8'674 GWh) stammt aus Feuerungen mit Holz und Holzanteilen.

Energetische Nutzung von Biomasse 2003 - Strom



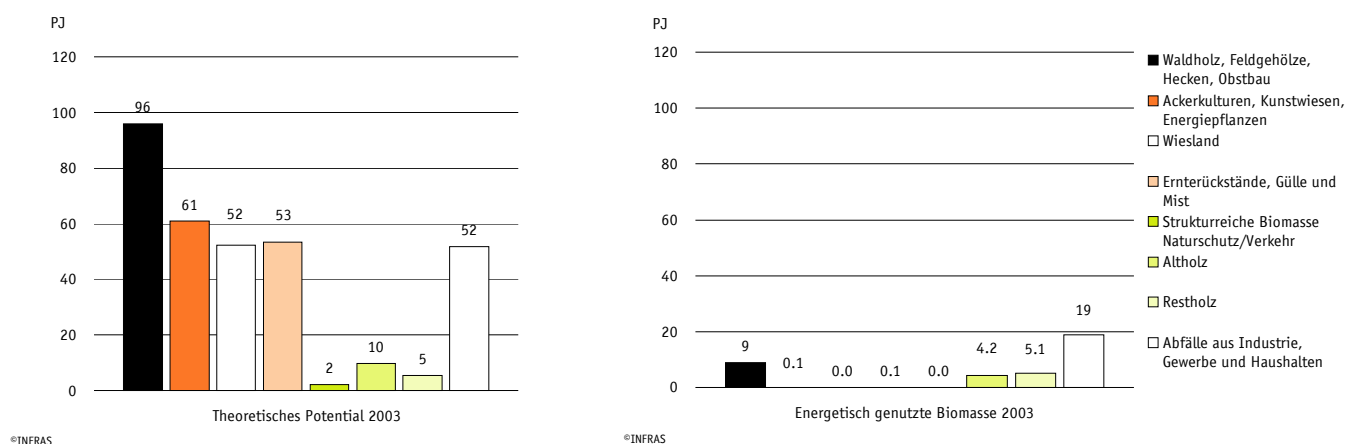
Figur 16 An der genutzten elektrischen Energie aus Biomasse (gesamt 932 GWh) hat die Abfallfeuerung mit 81% den grössten Anteil.

5.2 Theoretisches und ökologisches Potenzial 2003

5.2.1 Darstellung des theoretischen und ökologischen Potenzials 2003

Ausgehend vom Anfall Biomasse in der Volkswirtschaft (dargestellt in Tabelle 10 in Menge bzw. Fläche) und der daraus resultierende Menge Trockensubstanz (TS) in t wurde unter Berücksichtigung des zugrunde liegenden Energieinhalts des jeweiligen Biomassegutes die Energiemenge der Biomasse berechnet. Anschliessend wurde die aktuell genutzte Energiemenge abgeschätzt und der aktuelle Nutzungsgrad³² berechnet. Die Ergebnisse der Schätzung des theoretischen und des aktuell genutzten Biomassepotenzials finden sich im ersten Teil der Tabelle 10. Die Energiemenge der Biomasse³³ und somit das theoretische Potenzial der Biomasse beträgt derzeit rund 330 PJ. Genutzt werden derzeit 37 PJ. Die folgende Grafik zeigt das theoretische Potenzial und die aktuelle Nutzung der einzelnen Biomassekategorien im Vergleich.

Theoretisches Potenzial und genutzte Biomasse 2003 im Vergleich



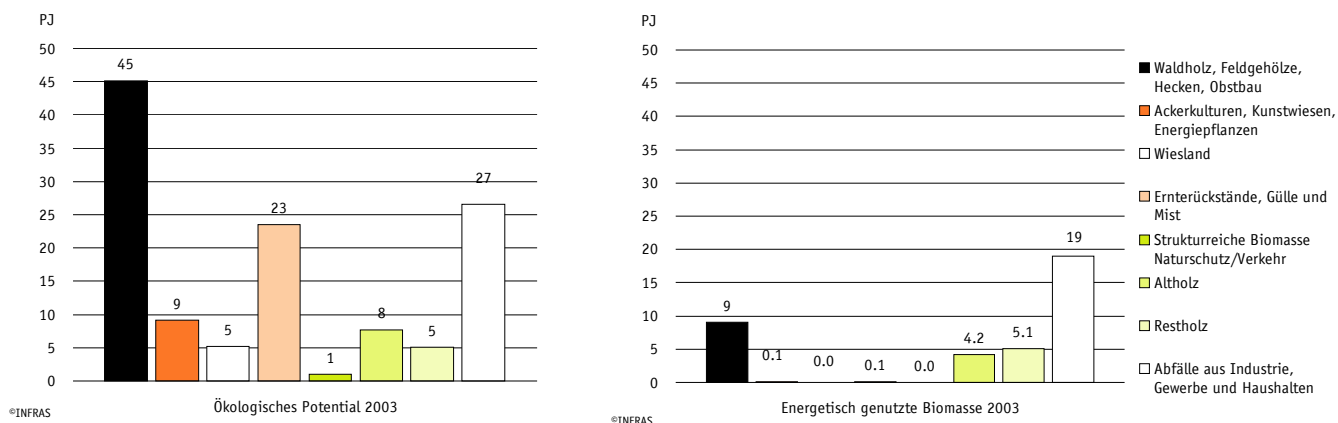
Figur 17 Vom theoretischen Biomassepotenzial werden derzeit ca. 12% genutzt, überwiegend Biomasse aus den Kategorien Holz und Abfall-/Reststoffe.

In einem zweiten Teil wurde eine erste Schätzung zum maximalen potenziell ökologisch nachhaltigen Nutzungsgrad gemacht und die daraus resultierende Energiemenge der potenziell nutzbaren Biomasse auf Basis des aktuellen theoretischen Biomasseanfalls berechnet. Daraus ergibt sich eine potenziell ökologisch nutzbare Energiemenge von rund 123 PJ. Das ökologische Potenzial energetisch nutzbarer Biomasse beträgt somit etwa das 3fache der heutigen Nutzung. Die Ergebnisse der Schätzung des ökologischen Biomassepotenzials finden sich im zweiten Teil der Tabelle 10 (grün schattiert). Eine detaillierte Schätzung (je eine konservative und optimistische Variante) des potenziellen ökologischen Nutzungsgrades findet sich im nachfolgenden Kapitel „Theoretisches und ökologisches Potenzial 2025 und 2040“. Die folgende Grafik zeigt das ökologische Potenzial und die aktuelle Nutzung der einzelnen Biomassekategorien im Vergleich.

³² Es wurde die Nutzung ca. im Jahr 2003 ermittelt. Je nach Quelle musste zum Teil auch auf ältere Daten zurückgegriffen werden. Im Bereich Abfall konnten zum Teil neuere Daten verwendet werden.

³³ Die Energiemenge der Biomasse (sowohl die theoretische als auch die genutzte Menge) berücksichtigt noch keine Energieverluste, welche bei der Umwandlung in nutzbare Energie auftreten. Es sind hier also **keine** Endenergieverbräuche sondern untere Heizwerte dargestellt.

Ökologisches Potenzial und genutzte Biomasse 2003 im Vergleich



Figur 18 Ökologisch sinnvoll nutzbar wäre aus Sicht des Angebots erheblich mehr Biomasse, insbesondere Biomasse gewonnen aus land- und forstwirtschaftlicher Produktion.

Die folgende Tabelle 10 gibt einen Überblick über die Energiemenge des aktuellen theoretischen Biomassepotenzials, der Energiemenge der heutigen Biomasse, welche bereits energetisch genutzt wird, und des ökologischen Biomassepotenzials basierend auf dem aktuellen Anfall der Biomasse.

5.2.2 Heutige Nutzung und Zuwachspotenziale

Die derzeitige energetische Nutzung von Biomasse beschränkt sich grösstenteils auf die Kategorien Waldholz, rund 9 PJ³⁴ energetisch genutzt, und Abfall (inkl. Alt- und Restholz), rund 29 PJ energetisch genutzt. Das grösste Zuwachspotenzial haben alle Kategorien der landwirtschaftlichen Produktion, insbesondere die Kategorien Ackerkulturen/Energiepflanzen und Ernterückstände, die heute im Vergleich zu anderen Kategorien praktisch nicht genutzt werden. Auch die Kategorie Waldholz und Gehölze weist ein relativ grosses Potenzial auf, das dem 5fachen der heutigen Nutzung entspricht. Die Potenziale im Bereich Abfall lassen sich nach optimistischer Schätzung um 35% steigern, wobei der Hauptanteil bei den biogenen Abfällen bei Haushalt, Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben liegt.

³⁴ Kategorie (a) Waldholz, Feldgehölze, Hecken umfasst nur die Brennholznutzung. Die angegebene Energiemenge von 9 PJ stimmt mit den Daten der jährlichen Forststatistik (2001) überein. Diese weist von der gesamten Holznutzung von 5.66 Mio. m³ in 2001 1.12 Mio. m³/a Brennholznutzung aus, was ebenfalls einer Energiemenge von 9 PJ entspricht. Bei einem Vergleich der Energiemenge der Kategorie (a) mit den 22 PJ, die in der Energiestatistik als energetische Nutzung der Kategorie Biomasse (ohne Abfall, d.h. ausgenommen Altholzfeuerungen in KVA) ausgewiesen sind (vgl. Kapitel 5.1.), müssen ausserdem folgende Biomassekategorien berücksichtigt werden: Hinzu kommen 5.1 PJ Energienutzung aus Restholz aus den beiden Verarbeitungsstufen sowie 4.2 PJ Energienutzung aus Altholz. Die Forststatistik weist darüber hinaus einen Massestrom (feste Holzmasse) von 178 000 m³ „Holzanfall ausser Wald“ aus (entspricht ca. 1.6 PJ, bei angenommener Dichte von 0.5 kg TS/dm³ und 18.5 GJ/t TS Energieinhalt). Die Differenz zur Energiestatistik lässt sich mit diesen Werten somit weitgehend erklären, wobei der Wirkungsgrad der Feuerungsanlagen noch nicht berücksichtigt ist.

Angebotspotenzial Biomasse 2003

Biomasse 2003		Theoretisches Potenzial							Ökologisches Potenzial	
Biomassetyp	Fläche/ Menge	Trocken- substanz % TS	Trocken- substanz t TS	Energie- inhalt GJ/t TS	Energienmenge Biomasse PJ	Nutzungsgrad 2003 %	Energie genutzt 2003 PJ	Potentieller ökologischer Nutzungsgrad bis 2040 %	Nettoproduktions- potenzial bzw. Potenzial zur Behandlung mit Energienutzung PJ	
Ökologisches Nettoproduktionspotenzial, Basis 2003										
Nachwachsende Rohstoffe und Reste aus Primärproduktion	a Waldholz, Feldgehölze, Hecken, Obstbau	1'231'221 ha		5'179'438	18.5	96	9%	9	47%	45
	nutzbare Waldfläche	1'116'000 ha	80%	4'776'926	18.5	88.4	10%	9	47%	42
	Gebüschwald, Gehölze	84'745 ha	80%	362'740	18.5	6.7	unbekannt	unbekannt	45%	3
	Obstbau, Rebbaue	30'476 ha	80%	39'771	18.5	1	0%	0	60%	0.4
	b Ackerkulturen, Kunstwiesen, Energiepflanzen	410'000 ha		3'516'309	17.3	61	0.1%	0.1	15%	9
	Ackerkulturen	275'385 ha	aggregiert	2'073'898	17.1	36	0%	0.0		
	Oelisaaten	16'594 ha	aggregiert	45'246	24.2	1.1	0%	0.0		
	Nachwachsende Rohstoffe	1'394 ha	aggregiert	7'236	21.3	0.2	52%	0.1		
	Ökoausgleichsflächen auf	1'067 ha	aggregiert	3'201	16.8	0.1	0%	0.0		
	Kunstwiesen	115'561 ha	25%	1'386'728	17.4	24	0%	0.0		
	c Wiesland	640'087 ha		3'000'975	17.4	52	0%	0.0	10%	5
	Ubrige Dauerwiesen	540'357 ha	25%	2'701'785	17.4	47	0%	0.0		
	Grün- und Buntbrachen	3'514 ha	25%	10'542	16.8	0	0%	0.0		
	Extensive Wiesen	89'059 ha	25%	267'177	17.4	5	0%	0.0		
	Streue- und Torfland	7'157 ha	50%	21'471	18.4	0	0%	0.0		
	Weiden: alpwirtschaftliche Nutzfläche	537'801 ha	25%	2'016'754	17.4	35	0%	0.0		
	Grasland total	1'177'888 ha		5'017'729	17.4	87	-			
	d Ernterückstände, Gülle und Mist					53	0.2%	0.1	44%	23
	Stroh gesamt	167'228 ha	85%	606'717	17.2	10	0%	0.0	20%	2
	Gülle und Mist	1'299'512 GVE	14%	2'836'290	15.1	43	0%	0.1	50%	21
	e Strukturreiche Biomasse von Uferböschungen, Naturschutzflächen	30'788 ha	aggregiert	76'576	17.5	1.3	0%	0.0	50%	0.7
	f Strukturreiche Biomasse von Verkehrsflächen	13'244 ha	aggregiert	42'575	versch.	0.7	0%	0.0	50%	0.4
	Ökologisches Potenzial zur Behandlung mit Energienutzung, Basis 2003									
Rest- und Abfallstoffe aus Sekundärproduktion und Konsum	g Altholz	700'000 t	89%	623'000	15.5	9.7	44%	4.2	80%	8
	h Restholz	341'796 t	85%	290'526	18.5	5.4	95%	5.1	95%	5
	i Abfälle aus Industrie, Gewerbe und Haushalten			3'272'100	15.8	52	37%	19	51%	27
	Lebensmittelindustrie (ohne ARA)	2'589'431 t	aggregiert	499'887	15.1	7.5	3%	0.2	20%	1.5
	Fleischverarbeitungsindustrie	220'000 t	20%	44'000	7.6	0.3	13%	0.0	100%	0.3
	Papier- und Werkstoffindustrie, Papierschlämme und fester Abfall	226'843 t	aggregiert	124'764	17.0	2.1	75%	1.6	90%	1.9
	Bioabfälle HH, Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben (ohne Papier)	1'667'739 t	30%	500'322	14.0	7.0	46%	3.2	80%	5.6
	Papier/Karton in HH, Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben	1'827'613 t	91%	1'663'128	17.0	28	35%	9.9	40%	11.3
	Rohschlamm ARA			440'000	15.0	6.6	60%	4.0	90%	5.9
	Summe Biomassetypen					331	11%	37	37%	123

Tabelle 10 Aktuelle und potenzielle energetische Nutzung von Biomasse. Die Zahlen und Prozentsätze sind Abschätzungen und deshalb gerundet.³⁵

5.2.3 Bemerkungen zum Potenzial 2003

Das in Tabelle 10 berichtete Angebotspotenzial Biomasse errechnet sich aus dem theoretischen Potenzial 2003 und dem maximalen potenziellen ökologischen Nutzungsgrad, wie er für 2040 geschätzt wurde. Aufgrund der noch nicht vollständig auf dieses Potenzial ausgerichteten Infrastruktur (zum Beispiel Sammelwege, Erntemaschinen, Bereitstellung), ist das gegenwärtige ökologisch nutzbare Biomassepotenzial geringer.³⁶ Für 2025 und 2040 werden im folgenden Kapitel detaillierte Schätzungen zum theoretischen Angebotspotenzial und den potenziellen ökologischen Nutzungsgraden gemacht.

³⁵ Es werden die unteren Heizwerte der einzelnen Biomassegüter berichtet. Dies nimmt jedoch nicht die Nutzungsart vorweg, sondern dient lediglich der Vergleichbarkeit.

³⁶ Für den Vergleich mit den ökonomischen Nachfragepotenzialen in Kapitel 8 wurde das gegenwärtige Biomassepotenzial zu etwa 50% des für 2040 ausgewiesenen Potenzials angenommen.

5.2.4 Potenzialabschätzung und alternative Nutzungsarten der einzelnen Biomassekategorien

Biomassekategorie	Seite
Kategorie a) Wald, Feldgehölze, Hecken	56
Kategorien b) Ackerkulturen/Kunstpflanzen, c) Wiesen und d) Ernterückstände Gülle Mist	58
Kategorien e) Struktureiche Biomasse von Uferböschungen und Naturschutzflächen, sowie f) Verkehrsflächen	58
Kategorie g) Altholz	59
Kategorie h) Restholz	59
Kategorie i) (Abfälle aus Industrie, Gewerbe und Haushalten)	60

Tabelle 11 Inhaltsverzeichnis der Potenzialschätzungen, einschliesslich der zugrunde liegenden Annahmen und Datenquellen.

Im Folgenden werden für alle Biomassekategorien die zugrunde liegenden Daten und Annahmen der Abschätzung des theoretischen und des ökologischen Potenzials kurz erläutert. Die Ermittlung des ökologischen Potenzials erfolgte unter Berücksichtigung alternativer Nutzungsoptionen (wie Nahrungsmittelproduktion) sowie den Randbedingungen der Nachhaltigkeit.

Kategorie a) Wald, Feldgehölze, Hecken

In der Kategorie a) Wald, Feldgehölze, Hecken gibt es zwei Potenziale Wald: Einerseits bleiben bei der heutigen Waldnutzung aus Kostengründen Schwachholzsortimente als Ernterückstände im Wald liegen. Andererseits wächst im Wald deutlich mehr Biomasse als dem stehenden Waldbestand durch Erntevorgänge entzogen wird. Weitere ungenutzte Potenziale ergeben sich in den Bereichen von Gehölzen/Gebüschwald/Hecken und bei Biomasse aus Obst-/Rebbau. Die Potenziale werden nachfolgend kurz erläutert und in der Tabelle zusammenfassend dargestellt.

- Zusätzliches Potenzial im jährlich geernteten Holz.

Jährlich werden derzeit 6.6 Mio.m³ Holz geerntet. Davon werden durchschnittlich 4.8 Mio.m³ genutzt, 1.8 Mio. m³ bleiben im Wald liegen. Zwei Drittel davon wären nachhaltig energetisch nutzbar. Daraus ergibt sich ein Potenzial von 9 PJ/a.

- Zusätzliches Potenzial des jährlichen Zuwachses.

Jährlich wachsen 11 Mio.m³ Holz nach. Davon werden derzeit 6.6 Mio. m³/a geerntet. Von den restlichen 4.4 Mio.m³ werden 2/3 potenziell energetisch nachhaltig nutzbar eingestuft. 1/3 befindet sich auf erschwert zugänglichem Gelände oder wird als Stammholz der nicht-energetischen Verwendung zugeführt. Das resultierende energetisch nutzbare Potenzial beträgt 23 PJ/a.

- Potenzial von Gehölzen und Obst-/Rebbau.

Verholzte Biomasse von Hecken und aus dem Obst-/Rebbau wird zu einem kleinen Teil bereits heute genutzt. Als Brennholz genutzte Biomasse aus dieser Kategorie ist (vermutlich) in der Energiestatistik eingeschlossen, wird jedoch nicht separat ausgewiesen. Der potenzielle ökologisch vertretbare Nutzungsgrad wird für Hecken mit 45%, für den Obst-/Rebbau mit 60% angenommen. Die entsprechenden statistischen Grundlagen werden als wenig belastbar und verbesserungsbedürftig taxiert. Die Abgrenzung Waldareal – Gebüschwald/Hecken (hohes Zuwachspotenzial bei allmählicher Verwaldung landwirtschaftlicher Nutzflächen) muss auch für die jährliche Berichterstattung der Landnutzungsän-

derung und des Kohlenstoffvorrats auf der bestockten Fläche an die Klimakonvention mittelfristig auf eine neue Basis gestellt werden.

Waldnutzung	m ³ /ha.a	m ³ /a	Potenzieller ökologischer Nutzungsgrad	Ökol. NP-Potenzial in m ³ /a	Ökol. NP-Potenzial Energiemenge ³⁷
Fläche produktiver Wald 2001	1'116'000 ha				
Zuwachs ³⁸	9.84	11.0 Mio.			
Holzernte ³⁹	5.91	6.6 Mio			
Nutzung (inkl. nicht-energetisch) ⁴⁰	4.3	4.8 Mio			
Differenz Ernte - Nutzung	1.61	1.8 Mio	65%	1.17 Mio	9.4 PJ
Differenz Zuwachs – Ernte	3.93	4.4 Mio.	65%	2.86 Mio.	23.0 PJ
Zuwachs Gehölze	9.84	0.83 Mio.	45%	0.37 Mio.	3.0 PJ
Zuwachs Obstbau/Rebbau	3	0.09 Mio.	60%	0.05 Mio.	0.4 PJ
Zusätzliches ökol. Potenzial gesamt				4.45 Mio.	35.8 PJ

Tabelle 12 Zusätzliches ökologisches Nettoproduktionspotenzial (NP-Potenzial) von Wald, Hecken und Obst-/Rebbau.

Das geschätzte *zusätzliche* Potenzial zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Derbholz und Reisig ohne Konkurrenzierung anderer Nutzungsarten liegt somit bei ca. 4.4 Mio. m³/a oder 36 PJ, gegenüber 9 PJ heutiger Nutzung⁴¹. Die heutige Nutzung, ausgewiesen in der Kategorie a, umfasst nur die Brennholznutzung. Mit dem *zusätzlichen* Nutzungspotenzial (ohne die Kategorien Alt- und Restholz) ergibt sich ein ökologisches Potenzial von 45 PJ. Zum Vergleich: Das Bundesamt für Statistik weist im Jahrbuch „Wald und Holz 2002“ ein Potenzial zur Energieholznutzung aus, das dem zwei- bis dreifachen der heutigen Nutzung entspricht (bis 7 Mio. m³/a). Bei einer derzeitigen Energieholznutzung von 2.5 Mio. m³/a (BFS) entspricht dies einem zusätzlichen Potenzial von 4.5 Mio. m³/a. Hersener, Meier, 1999, weisen ein Potenzial an „forstwirtschaftlichen Abfällen und Altholz zusammengerechnet“ (Stucki, Biollaz, 2001) von 50 PJ aus. WSL 2003 rechnet mit Energieholzpotezialen der geschätzten nutzbaren Holzmengen bei einer Bewirtschaftung des Waldes wie bisher mit 18-22 PJ/a. Die Bereitstellungskosten streuen dabei im Bereich 2-10 Rp./kWh relativ weit.

³⁷ Gerechnet wurde mit einer Dichte von 0.435 tTS/m³ (Herleitung und Quelle im Anhang „Berechnungen Holz“) und einem Energieinhalt von 18.5 GJ/t TS.

³⁸ siehe Anhang „Berechnungen Holz“.

³⁹ 10-Jahresmittelwert (1985-1995), Landesforstinventar (LFI) zitiert in BUWAL 2004c.

⁴⁰ Derbholz, 10-Jahresmittelwert (1985-1995), LFI, zitiert in BUWAL 2004. Die Produktive Waldfläche der Schweiz ist in 10 Jahren 1991-2001 um 35'000 ha gewachsen.

⁴¹ siehe Fussnote 25.

Kategorien b) Ackerkulturen, Kunstwiesen, Energiepflanzen, c) Wiesen und d) Ernterückstände Gülle Mist

Die Schätzungen des theoretischen Biomassepotenzials und des ökologischen Potenzials der Kategorien b) bis d) basieren auf Hersener, Meier 1999, aufdatiert gemäss aktuellen Daten aus Hersener, Meier 2002; Kaltschmitt, Hartmann 2001, LBL Lindau (Hrsg.) 2002a und b; Mack, Ferjani, 2002; SBV, 2001; Spiess 2003. Diese Aufdatierung wurde in einem internen Arbeitspapier Hersener, Meier 2003 dokumentiert. Anhang 2 basiert auf diesem internen Arbeitspapier. Dort findet sich die der Potenzialabschätzung zugrunde liegende Zusammensetzung der Kategorien Ackerkulturen/Kunstwiesen und Wiesen sowie die angenommenen mittleren Ertragsfaktoren.

Der Agrarbericht 2003 weist für 2002 eine offene Ackerfläche von 409'340 ha aus. Für 2003 wurden vereinfachend 410'000 ha angenommen. Die Abschätzung der Entwicklung der Anbauflächen der Kategorien b und c und des damit zusammenhängenden theoretischen Potenzials der Kategorie d erfolgten in drei Stufen. Zunächst wurde auf Basis von Agrarpolitik 2007 die kurzfristige Entwicklung bis 2010 abgeschätzt. Für die Schätzung der Entwicklung der Jahre 2025 bis 2040 wurden die Ziele der Landwirtschaftspolitik bezüglich Landschaftspflege und der Klimawandel berücksichtigt. Es wurde keine drastische Zunahme der Waldfläche unterstellt. Der Klimawandel trägt dazu bei, dass die Produktion von Futter und Nahrungsmitteln die Hauptaufgabe der Landwirtschaft bleibt. Ein Szenario, auf stillgelegten landwirtschaftlichen Nutzflächen in grösserem Stil Niederwälder einzurichten wurde aufgrund der bestehenden gesetzlichen Grundlagen nicht untersucht. Ein solches Szenario könnte das Holzpotenzial nochmal spürbar erhöhen, konkurriert aber teilweise mit der touristischen Nutzung der Landschaft. Die detaillierten Annahmen zur Potenzialschätzung werden der Übersicht halber zusammen mit den Erläuterungen zu den geschätzten Änderungen des theoretischen Potenzials dieser Kategorien im anschliessenden Kapitel „Theoretisches und ökologisches Potenzial 2025 und 2040“ behandelt.

Die Schätzung des potenziellen ökologischen Nutzungsgrads der Kategorie Ernterückstände, Gülle und Mist⁴² beruht auf eigenen Annahmen. Die Weideverluste beim Nährstoffanfall im Hofdünger liegen bei Schafen bei 69%, beim Jungvieh bei 30%, bei Kühen bei 7%. Bei Schweinen und Geflügel liegen sie bei Null (BUWAL 2004c). Mit der Agrarpolitik 2007 sind diese Anteile tendenziell steigend, weil der ökologische Leistungsnachweis tierfreundliche Haltungsformen mit Auslauf voraussetzt. Mit Agrarpolitik 2007 und der Extensivierung der Tierhaltung, vor allem im Hügel und Berggebiet, werden Weideanteile im Untersuchungszeitraum ansteigen. Unter Berücksichtigung der Energiebilanz (Länge der Sammelwege, Zugänglichkeit etc.) wird der potenzielle ökologische Nutzungsgrad der Biomasse auf maximal 50% des theoretischen Potenzials geschätzt. Es wird angenommen, dass die Betriebsgrösse zunimmt und sich das Preissignal steigender Energiepreise sich auf längere Sicht auf die Struktur von Stallbauten auswirkt. Das nachhaltige energetische Nutzungspotenzial steigt deshalb über den Zeithorizont 2025/2040 langsam an.

Kategorien e) Struktureiche Biomasse von Uferböschungen und Naturschutzflächen, sowie f) Verkehrsflächen

Die Abschätzung des theoretischen Potenzials dieser Kategorien basiert ebenfalls auf Hersener, Meier 2003. Die optimistische Schätzung geht für 2040 von einem nachhaltigen energetischen Nutzungspotenzial von 50% aus.

⁴² *Gülle und Mist nur tierische Ausscheidungen, da Einstreu bereits beim Stroh berücksichtigt. Vereinfachend wird zudem angenommen, dass der Anteil der tierischen Ausscheidungen, welcher aus Futter der Kategorie b) stammt in etwa dem Anteil der importierten und ausgeschiedenen Menge Kraftfutters entspricht und somit keine Doppelzählung der Kategorien b) und d) erfolgt.*

Kategorie g) Altholz

Die Schätzungen zum Altholzpotezial variieren sehr. Die hier verwendeten Mengen basieren auf den Angaben der IG-Altholz⁴³. Diese geht von einem Altholzpotezial von 700'000 t/a aus. Davon werden derzeit 262'000 t/a exportiert und 130'000 t/a illegal verbrannt. In den Industriefeuerungen werden 106'000 t, in der KVA ca. 200'000 t jährlich energetisch verwertet. Scheurer, Baier (2001) berichten, dass die Altholzmengen aus den brennbaren Bauabfällen in den vergangenen Jahren vielfach überschätzt wurden. Sie rechnen mit 100'000 t/a Altholz in der KVA. Der Kanton Zürich (2002) gibt für Altholz in KVA 220'000 t/a an. Die Potenzialschätzung Altholz von Hersener und Meier⁴⁴ beträgt rund 330'000 t/a. Nimmt man das Altholzpotezial mit 700'000 t an und zählt nur die in den Industriefeuerungen und in der KVA verwerteten Mengen als „genutzt“, ergibt sich ein derzeitiger Nutzungsgrad von ca. 44%. Da theoretisch auch das derzeit illegal verbrannte Altholz aus ökologischer Sicht nutzbar wäre, liesse sich der ökologische Nutzungsgrad auf 60% steigern bei Beibehaltung der Exportmengen. Da ausserdem schätzungsweise 100'000 t des derzeit exportierten Altholzes eigentlich zu stark schadstoffbelastet sind, um z.B. in der Spanplattenproduktion eingesetzt zu werden, könnte sich der ökologische Nutzungsgrad unter Hinzunahme dieser Fraktion auf ca. 80% steigern. Diese Entwicklung wird insbesondere im Hinblick auf die im Jahr 2006 in Kraft tretende Verordnung über den Verkehr mit Abfällen (VeVA) unterstützt.

Kategorie h) Restholz

Die Kategorie Restholz besteht im Wesentlichen aus zwei Massenströmen:

1) Restholz aus der Verarbeitung von Stammholz (erste Verarbeitungsstufe: Sägereien), welches nicht zur Weiterverarbeitung in die Papier- und Zellstoffindustrie oder die Holzwerkstoffindustrie gelangt. Nach Angaben von Scheurer, Baier (2001) werden bei der Verarbeitung des Stammes rund 60% des Stammes verwertet. Der Rest gelangt in die oben genannten Industrien oder wird als „Energieholz“ (Scheurer, Baier, 2001) verbrannt.⁴⁵ Scheurer, Baier (2001) geben für energetisch verwendetes Restholz der Klassifikation „Energieholz“ ca. 213'000 t und für „Energieholz weitere Verarbeitung“ 176'000 t an. Die Holzflussstatistik (BFS 2002) weist einen energetisch genutzten Massestrom (feste Holzmasse) aus der Halbfabrikateproduktion von 254'000 m³ aus (Jahresmittelwert 1995–1999).

2) Restholz aus der weiteren Verarbeitung (zweite Verarbeitungsstufe), z.B. aus Zimmereien und Schreinereien: Gemäss Holzflussstatistik (BFS 2002) wurden in den Jahren 1995–1999 durchschnittlich ca. 298'000 m³ Ausschussholz aus der zweiten Verarbeitungsstufe energetisch genutzt. Die Nutzung erfolgt oftmals in den eigenen Betrieben⁴⁶.

Für die Restholzmenge wurden die Daten aus der Holzflussstatistik (BFS 2002) verwendet. Die gesamthaft energetisch genutzte Restholzmenge von 552'000 m³ entspricht einer Energiemenge von ca. 5.1 PJ. Für den derzeitigen Nutzungsgrad der Restholzkategorie werden 95% angenommen. Es wird angenommen, dass das Potenzial dieser Kategorie vollständig ausgenutzt ist und auch in Zukunft unverändert bleibt. Wenn allenfalls in den kommenden Jahren die Spanplattenindustrie abwandert oder die Preise ändern, würden ca. 500'000 m³ Holz zusätzlich für die energetische Nutzung frei.⁴⁷ Damit würde sich das theoretische Potenzial der Kategorie a) Wald erhöhen, während sich das der Kategorie h) Restholz erniedrigt, da entsprechend weniger Restholz zur Verfügung stünde. Diese Verschiebung wurde in der Potenzialschätzung nicht simuliert. Zum Vergleich: Die optimistische Schätzung für die Kategorie Holz rechnet mit 4.4 Mio. m³/a zusätzlichem Potenzial. Hinzu kämen nun weitere 500'000 m³ Holz, welches nicht mehr in die Verarbeitung gelangt. Insgesamt würde sich das ökologische Po-

⁴³ Informationen von Daniel Binggeli, Bereichsleiter Holzenergie, BFE.

⁴⁴ vgl. Inputpapier 1.

⁴⁵ Holz, das direkt aus dem Holzschlag zur Verbrennung gelangt, wird als „Brennholz“ bezeichnet (Scheurer, Baier, 2001) und ist in Kategorie a) berücksichtigt.

⁴⁶ Information von Daniel Binggeli, Bereichsleiter Holzenergie, BFE.

⁴⁷ Schätzung Ch. Rutschmann, Information von Daniel Binggeli, Bereichsleiter Holzenergie, BFE.

tenzial der Kategorie a) damit von 45 PJ auf 49 PJ erhöhen, das der Kategorie h) Restholz um ca. 1 PJ erniedrigen.⁴⁸

Kategorie i) Abfälle aus Industrie, Gewerbe und Haushalten

Lebensmittelindustrie

Von dem in der Lebensmittelindustrie anfallenden biogenen Abfall gelangt derzeit 90% in die Tierhaltung und wird verfüttert (Scheurer, Baier 2001). Der Rest wird landwirtschaftlich verwertet, kompostiert, als Teil des Abwassers vergärt oder verbrannt. Der Anteil energetisch genutzter Biomasse aus der Lebensmittelindustrie beträgt ca. 3% (Biogasanlagen, Industrieabwässer und Verbrennung). In Massenströmen ausgedrückt ergibt sich folgendes Bild:

Verwendung Abfälle Lebensmittelindustrie ⁴⁹	t	t TS	% t TS des gesamten Abfalls in der Lebensmittelindustrie
Futter aus Lebensmittelindustrie	2'417'587	456'368	91.3%
Landwirtschaftliche Verwertung Industrieabfälle	92'164	17'433	3.5%
Kompostierung Industrieabfälle	72'540	13'583	2.7%
Vergärung Industrieabfälle (industrielle Abwässer).	0	11'432	2.3%
Verbrennung Industrieabfälle (Rüstabfälle Gemüse)	7'140	1'071	0.2%
Total	2'589'431	499'887	100%

Tabelle 13 Biogene Abfälle aus der Lebensmittelindustrie werden zu 90% verfüttert. Der Anteil energetisch genutzter Biomasse beträgt ca. 3%. Mengenströme basieren auf Scheurer, Baier (2001).

Der landwirtschaftliche und industrielle Kreislauf ist derzeit nicht wirklich getrennt erfasst. Es gibt verschiedene interne Kreisläufe in der Landwirtschaft, die hier nicht berücksichtigt sind. Es wird von einem konstant hohen Verfütterungsgrad ausgegangen, da bei den Biomasseströmen aus der Kategorie „Rest- und Abfallstoffe“ die Verwertung vor der Entsorgung steht. Nach dieser konservativen Schätzung sind Potenziale in dieser Kategorie somit ziemlich erschöpft. Es wird geschätzt, dass der Anteil energetisch genutzter Biomasse aus der Lebensmittelindustrie 5% nicht übersteigen wird. Eine optimistischere Schätzung geht von einem Anteil energetisch genutzter Biomasse (Vergärung) aus der Lebensmittelindustrie von 20% aus (BiomassEnergie 2004b). Dabei wird angenommen, dass Lebensmittelabfälle wegen steigenden hygienischen Anforderungen, Kanibalismusverbot in der neuen VTNP und auch da die Verfütterung aus Sicht der Konsumenten nicht mehr in allen Fällen akzeptabel erscheint (z.B. Schweinemast), vermehrt der energetischen Nutzung zugeführt werden.

Fleischverarbeitungsindustrie

Jährlich fallen in der Schweiz rund 220'000 Tonnen Schlachtabfälle an (Glogger 2003). Davon wurden 1998/1999 rund ein Fünftel zu Flüssigfutter verarbeitet, ein Achtel als gefährliche tierische Abfälle

⁴⁸ Berechnet mit einem Input-/Output(=Restholz)- Verhältnis von 4:1 in der Verarbeitung, einer mittleren Dichte von 0.5 kg/dm³, einem Energieinhalt von 18.5 GJ/tTS und einem TS-Gehalt von 85%.

⁴⁹ Tonnen und Tonnen TS aus Scheurer, Baier (2001).

eingestuft und in Form von Tiermehl und Tierfett der Verbrennung zugeführt.⁵⁰ (Scheurer, Baier, 2001). Die energetische Nutzung ist derzeit aufgrund der energieaufwändigen Vorbehandlung fragwürdig.

Seit 2001 müssen aufgrund der BSE-Gefahr alle Schlachtnebenprodukte von Wiederkäuern wie Kühen, Rindern und Schafen durch Verbrennen vernichtet werden. Zur Verarbeitung zugelassen sind nur noch Schweine, Geflügel und Fische. Dadurch entstanden zwei Produktionslinien, eine rote für BSE-Risikomaterial und eine grüne, die weiterhin zur Produktion von Flüssigfutter verwendet werden darf. Beide Arten von Fleischabfällen könnten jedoch nach Sterilisation und Homogenisierung vergärt werden. Das entstehende Biogas könnte im Blockheizkraftwerk verstromt werden. Eine derartige Anlage ist derzeit von der Hunziker Food Recycling AG in Münchwilen mit Inbetriebnahme im Sommer 2005 geplant. Die Anlage wird etwa 13.3 GWh/a Ökostrom erzeugen (Glogger, 2003). Zum Vergleich die Stromerzeugung aus Biogasanlagen Landwirtschaft und Gewerbe/Industrie im Jahr 2002 betrug 14.3 GWh (siehe Kapitel 5.1).

Für die Potenzialschätzung wird mit einem theoretischen Potenzial von 220'000 t Schlachtabfällen gerechnet. Für die derzeitige Nutzung wird die Angabe von Scheurer, Baier (2001), ein Achtel gefährliche tierische Abfälle zur Verbrennung, übernommen.⁵¹ Der Anteil zukünftiger energetischer Nutzung beträgt nach eigenen Schätzungen 60% bis 100%.

Papier- und Werkstoffindustrie: Schlämme und fester Abfall

Alle Schlämme und die Hälfte des (biogenen) festen Abfalls der Papier- und Werkstoffindustrie wird direkt in den Betrieben verbrannt (Scheurer, Baier 2001). 20% des anfallenden biogenen festen Abfalls wird in anderen Industrien verwendet. 30% des biogenen festen Abfalls wird derzeit deponiert.

Schlämme und fester biogener Abfall der Papier- und Werkstoffindustrie ⁵²	t	t TS	% t TS des gesamten Anfalls Schlämme und fester Abfall der Papier- und Werkstoffindustrie
Schlämme zur Verbrennung	116'500	64'075	51%
Fester biogener Abfall zur Verbrennung	55'171	30'344	24%
Fester biogener Abfall zur Verwendung in anderen Industrien	22'069	12'138	10%
Fester biogener Abfall zur Deponierung	33'103	18'207	15%
Total	226'843	124'764	100%

Tabelle 14 Biogene Abfälle aus der Papier- und Werkstoffindustrie. Datenquelle: Scheurer, Baier (2001).

⁵⁰ Scheurer, Baier (2001) weisen ausserdem noch 30'000 t TS exportiertes Tiermehl und Tierfett aus. Die Darstellung der Mengenströme ist jedoch aufgrund der Verrechnung des Exports im Nettoimport und die Bilanzierung der Panseninhalte in den Abfallströmen der pflanzlichen Nahrungsmittel schwer nachvollziehbar. Insgesamt berichten Scheurer, Baier ebenfalls von jährlich rund 230'000 t tierischer Abfälle.

⁵¹ Dieser Anteil dürfte inzwischen aufgrund des Fütterungsverbotes höher liegen. Der übliche Entsorgungsweg über die Tiermehlherstellung ist jedoch weiterhin sehr energieintensiv, sodass in diesem Fall die tatsächliche energetische Nutzung sowieso fraglich ist.

⁵² Masseströme (t und tTS) nach Angaben in Scheurer, Baier (2001). Massestrom zur Verwendung in anderen Industrien aus Angaben berechnet.

Nimmt man an, dass sich am Bedarf der anderen Industrien nichts Wesentliches ändert, ist das Potenzial bis auf den Anteil der Deponierung bereits ausgeschöpft. Der Anteil, der im Erfassungszeitraum deponiert wurde, wird aufgrund veränderter gesetzlicher Regelungen in Zukunft verbrannt. Der Anteil energetisch verwerteter Biomasse liesse sich damit von derzeit 75% (gemessen am Energiewert) auf 90% steigern.

Biogene Abfälle aus HH, Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben (ohne Papier)

Biogener Abfall aus Haushalten (HH), Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben (ohne Papier) wird teilweise separat gesammelt, zum anderen Teil mit dem Siedlungsabfall entsorgt. Im Jahr 2002 wurden 83'277 t (11,4%) des gesammelten Grünguts vergärt. Gesamthaft wurden 747'639 t Abfall vergärt und kompostiert (BUWAL 2004a).⁵³ Von den 2'630'000 t Siedlungsabfall wurden 97% in der KVA verbrannt und 3% deponiert (BUWAL 2004b). Der Anteil kompostierbarer bzw. vergärbare Abfälle im Haushaltskehricht beträgt nach neueren Untersuchungen durchschnittlich 27% (BUWAL 2003). Derzeit wird ein grosser Teil der Gastroabfälle (Schätzung ca. 70%) verfüttert. Es ergibt sich folgende Mengenübersicht des biogenen Abfalls in HH, Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben.

Biogener Abfall aus HH, Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben (ohne Papier)	t	% t des gesamten biogenen Abfalls aus HH, Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben
zur Kompostierung ⁵⁴	664'362	40%
zur Vergärung	83'277	5%
im Siedlungsabfall zur Verbrennung	688'797	41%
im Siedlungsabfall zur Deponierung	21'303	1%
aus Gastronomie zur Verfütterung ⁵⁵	210'000	13%
Total	1'667'739	100%

Tabelle 15 Die grössten Anteile des biogenen Abfalls (ohne Papier) der HH, Gewerbe- und Dienstleistungsbetriebe gehen derzeit zur Kompostierung und Verbrennung.

- Zur Steigerung des Anteils energetisch genutzter Biomasse dieser Biomassekategorie bzw. zur ökologisch sinnvollerer Verwertung (Vergärung statt Verbrennung)⁵⁶ ergeben sich folgende Potenziale:
- Gastroabfälle, die derzeit noch verfüttert werden: Dieses Potenzial wird in den kommenden Jahren frei, da aufgrund gesetzlicher Bestimmungen diese Abfälle nicht mehr als Tierfutter verwendet werden.
- Anteil Deponierung: Der Anteil der Abfälle zur Deponierung ist bereits gegenüber den Vorjahren (12% des Siedlungsabfalls deponiert in 2001) stark gesunken und wird nach Ablauf der Übergangszeit vollständig der Verbrennung zugeführt.
- Erhöhung der Sammelquote (weniger Abfall in Verbrennung, mehr in Vergärung): Durch geeignete Massnahmen, wie z.B. Regulation über Abfallgebühren, Sammelangebot und Information, liesse sich die Sammelquote der biogenen Abfälle im Haushaltskehricht steigern. Diese Abfälle könn-

⁵³ Dabei sind die Kleinanlagen (10 bis 100 t/a) nur z.T. erhoben.

⁵⁴ Dezentral gesammeltes Grüngut zur Kompostierung ist im Materialstrom nur gem. BUWAL 2004a berücksichtigt (zentrale Anlagen und Feldrandkompostierung).

⁵⁵ Schätzung Aufkommen Gastronomieabfälle: 300'000t/a. Davon zur Zeit 70% verfüttert (Schleiss, 2003).

⁵⁶ Gegenüber der Verbrennung schneidet die Vergärung sowohl bezüglich Effizienz als auch Ökobilanz besser ab.

ten der Vergärung mit Energiegewinnung zugeführt werden. Da in der tabellarischen Übersicht die Nutzung nicht dargestellt ist, ergibt sich keine Änderung des Potenzials gegenüber der derzeitigen energetischen Nutzung über die Verbrennung.

- Energetische Nutzung der heute kompostierten Menge über Biogasanlagen: BiomassEnergie (2004b) schätzt, dass rund die Hälfte der heute kompostierten Menge über Biogasanlagen energetisch genutzt werden könnte.

Nach den jeweils optimistischsten Schätzungen liesse sich unter ökologischen Gesichtspunkten der Nutzungsgrad somit gesamthaft von derzeit 46% auf 80% steigern. Die nachfolgende Tabelle zeigt die einzelnen Potenziale in der Übersicht.

Biogener Abfall aus HH, Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben (ohne Papier)	heutiger Anfall⁵⁷	zusätzliches Potenzial	Energiemenge
zur Kompostierung ⁵⁸	664'362	50%: 330'000 t	1.4 PJ
zur Vergärung	83'277	bereits genutzt	
im Siedlungsabfall zur Verbrennung	688'797	Vergärung statt Verbrennung (somit bereits im genutzten Potenzial berücksichtigt)	
im Siedlungsabfall zur Deponierung	21'303	Vergärung bzw. Verbrennung: 21'000 t	0.1 PJ
aus Gastronomie zur Verfütterung ⁵⁹	210'000	100%: 210'000t	0.9 PJ
Total	1'667'739	561'000 t	2.4 PJ

Tabelle 16 Optimistische Schätzung des zusätzlich energetisch nutzbaren Biomassepotenzials der Kategorie biogener Abfall aus HH, Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben (ohne Papier).

Papier/Karton HH, Gewerbe- und Dienstleistungsbetriebe

70% des Altpapiers wurde 2002 rezykliert (BUWAL 2004). Dies entspricht abzüglich Fremdmaterial rund 1.1 Mio. t. Zudem wurde 2002 736'400 t Papier und Karton über den Siedlungsabfall entsorgt^{60,61}. Es ergibt sich folgende Übersicht der Abfallmengen und Entsorgungswege Papier/Karton aus HH, Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben:

⁵⁷ Auf Basis 2002 (BUWAL 2004a)

⁵⁸ Dezentral gesammeltes Grüngut zur Kompostierung ist im Materialstrom nur gem. BUWAL 2004a berücksichtigt (zentrale Anlagen und Feldrandkompostierung).

⁵⁹ Schätzung Aufkommen Gastronomieabfälle: 300'000t/a. Davon zurzeit 70% verfüttert (Schleiss, 2003).

⁶⁰ Anteil Papier/Karton im Siedlungsabfall: 28% (BUWAL 1999, zitiert in Scheurer, Baier 2001).

⁶¹ Scheurer, Baier (2001) weisen ausserdem 13'600 t Papier/Karton aus, das in der industriellen Feuerung verbrannt wird. Da es keine aktuellen Zahlen dazu gibt und dieser Anteil evtl. bei der Berechnung der Recyclingquote bereits berücksichtigt ist, wird dieser Massestrom hier nicht separat aufgeführt.

Papier/Kartonabfall HH, Gewerbe- und Dienstleistungsbetriebe	t	t TS ⁶²	% t TS des gesamten Papier/Kartonabfalls HH, Gewerbe- und Dienstleistungsbetriebe
Papier/Karton zur Rezyklierung	1'100'000	1'001'000	60%
Papier/Karton im Siedlungsabfall zur Verbrennung	714'300	650'000	39%
Papier/Karton im Siedlungsabfall zur Deponierung	22'100	20'100	1%
Total	1'836'400	1'671'100	100%

Tabelle 17 60% der Papier- und Kartonabfälle werden rezykliert, 39% verbrannt, 1% deponiert. Zahlen aus der aktuellen Abfallstatistik (BUWAL 2004), gerundet.

Ohne die Rezyklierung zu konkurrenzieren, gibt es so gut wie kein Potenzial zur energetischen Nutzung von Papier- und Kartonabfällen aus HH, Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben.

Rohschlamm

In den öffentlichen Kläranlagen fallen jährlich rund 280'000 t TS Abwässer an. Hinzu kommt eine unbekannt TS-Fracht industrieller Abwässer. Scheurer, Baier (2001) rechnen mit einem Rohschlammanfall von rund 440'000 t TS, wovon 90% in die Vergärung gelangen. Gemäss BiomassEnergie 2004a betreiben heute bereits 290 Abwasserreinigungsanlagen (ARA) eine Klärschlammfäulung zur energetischen Nutzung von Biogas. Derzeit werden etwa zwei Drittel des anfallenden Biogases⁶³ in Blockheizkraftwerken (BHKW) zur Strom- und Wärmeproduktion verwendet (Müller E A 2004). Der derzeitige Nutzungsgrad von 60% errechnet sich aus der angenommenen Menge vergärten Klärschlamm (90%), deren Biogas derzeit zu 2/3 genutzt wird. Die dargestellte genutzte Energie von 4.0 PJ entspricht dabei der Energiemenge des zur Biogaserzeugung genutzten Rohschlamm und entspricht nicht dem Endenergieverbrauch an Elektrizität bzw. Biogas.

Der Energieinhalt von Rohschlamm wird jedoch auf verschiedenen Stufen genutzt. Nur ein Teil davon wird auf der ARA direkt genutzt, während ein weiterer Teil in Form von Klärschlamm in der KVA oder Zementwerken verbrannt wird. Die Menge des gefaulten zur Entsorgung anfallenden Klärschlamm betrug in 2002 rund 200'000 t (BUWAL 2004b). Davon wurden in 2002 21% in der Landwirtschaft verwertet. Der restliche Anteil wurde verbrannt bzw. deponiert. Da die Ausbringung von Klärschlamm nicht mit einer nachhaltigen Landwirtschaft vereinbar ist (Ryser 2003), wird die Verbrennung zukünftig alleiniger Entsorgungsweg für den Klärschlamm sein.

Der nutzbare Anteil des Rohschlammes kann noch etwa um die Hälfte gesteigert werden⁶⁴ (Müller 2004). Es wird daher mit einem potenziellen ökologischen Nutzungsgrad von 90% gerechnet.

⁶² Trockensubstanzgehalt Papier: 91% (Müller et al. 1995, zitiert in Scheurer, Baier 2001).

⁶³ Die Statistik erneuerbarer Energien (Dr. Eicher + Pauli AG 2004) unterscheidet die Biogasformen „Biogas“ und „Klärgas“ und spricht von „Klärgas“ bei der Erzeugung von Biogas aus kommunalen Abwasserreinigungsanlagen (aerobes Reinigungsverfahren) und „Biogas“ bei der Erzeugung von Biogas aus Anlagen zur Reinigung industrieller Abwässer (anaerobes Reinigungsverfahren). Das Klärgas wird dabei in Fermentern oder Faultürmen erzeugt. In der Regel wird dabei ein beachtlicher Anteil der Wärmeproduktion zur Beheizung des Fermenters bzw. Faulturms benötigt.

⁶⁴ Nicht zu verwechseln ist damit das Potenzial der Elektrizitäts-/Wärmeproduktion, welche u.a. von der betrieblichen Optimierung im Faulungsprozess auf der ARA oder erhöhten Wirkungsgraden der BHKW abhängt und welche sich noch um ein Vielfaches erhöhen lässt.

5.3 Theoretisches und ökologisches Potenzial 2025 und 2040

5.3.1 Allgemeine Abschätzung der Potenzialentwicklung

Abgeschätzt wird jeweils die Entwicklung des theoretischen Potenzials, also die Entwicklung des Anfalls Biomasse in der Volkswirtschaft. Im Wesentlichen ist dies Zuwachs oder Abnahme der Anbaufläche bzw. Zunahme oder Abnahme der Abfallmenge. Des Weiteren wird die Entwicklung des potenziellen ökologischen Nutzungsgrades geschätzt. Aus der Kombination dieser beiden Schätzungen ergibt sich das ökologische Biomassepotenzial in Form des ökologischen Nettoproduktionspotenzials (Kategorien a bis f) und des Anteils Biomasse zur Behandlung mit Energienutzung (Kategorien g bis i). Für das theoretische Potenzial gibt es nur jeweils eine Schätzung. Für den potenziellen ökologischen Nutzungsgrad wird – wo sinnvoll – eine konservative und eine optimistischere Schätzung gemacht. Somit kann auch für das ökologische Biomassepotenzial je eine konservative und eine optimistische Schätzung dargestellt werden. Nachfolgende Tabelle zeigt, wie das ökologische Biomassepotenzial abgeschätzt wird.

Schätzung des ökologischen Biomassepotenzials				
Theoretisches Potenzial dargestellt als Energiemenge der Biomasse in GJ	potenzieller ökologischer Nutzungsgrad in %		Ökologisches Nettoproduktionspotenzial bzw. Anteil Biomasse zur Behandlung mit Energienutzung dargestellt als potenziell nutzbare Energiemenge in GJ	
eine Schätzung	konservative Schätzung	optimistische Schätzung	konservative Schätzung	optimistische Schätzung
TP	NGk	NGo	$\text{ÖPk}=\text{TP}*\text{NGk}$	$\text{ÖPo}=\text{TP}*\text{NGo}$

Tabelle 18 Für die Entwicklung des potenziellen ökologischen Nutzungsgrades wird für jede Biomassekategorie jeweils eine optimistische und eine konservative Schätzung gemacht. Das ökologische Potenzial wird dargestellt als Kombination dieser Schätzungen mit dem theoretischen Potenzial.

5.3.2 Potenzialschätzung für 2025

Kategorie a) Waldholz, Feldgehölze, Hecken

Entwicklung des theoretischen Potenzials

Die Schätzungen des theoretischen Potenzials für 2025 unterscheiden sich gegenüber 2003 durch die Annahmen zur Entwicklung der Waldfläche. Es wird mit einem Zuwachs der Waldfläche um jährlich 2'000 ha gerechnet (Hersener, Meier 2003). Die Zunahme wird als eine Folge der rückläufigen landwirtschaftlichen Bewirtschaftung trotz der Stützungsmaßnahmen für Landschaftspflege begründet. Die Waldfläche dehnt sich schwergewichtig zulasten der alpwirtschaftlichen Nutzflächen aus. Für die Fläche Wald, Gebüschwald, Gehölze, Hecken wird mit einem Anstieg um 15% bis 2025 gerechnet.

Entwicklung des ökologischen Potenzials

Die Schätzung rechnet mit einer möglichen Erschliessung von 35% bis 45% des theoretischen Potenzials bezogen auf die nutzbare Waldfläche und einem ökologischen Potenzial von 25% bis 35% bei Gebüschwald/Gehölze sowie Obst-/Rebbau.

Kategorie b) Landwirtschaftliche Nutzflächen

Entwicklung des theoretischen Potenzials

Es wird angenommen, dass die Produzentenpreise für ackerbauliche Erzeugnisse bis 2010 sinken und die Ackerfläche damit zu Gunsten des Wieslandes auf 400'000 ha abnimmt. Das Dauergrünland verliert seinerseits Flächen an den Wald. Die Tendenz geht in Richtung Extensivierung⁶⁵. Aufgrund der zu erwartenden Preissenkungen bei den landwirtschaftlichen Produkten, verschiebt sich im Zeitraum 2003–2020 die Produktion tendenziell weiter zugunsten der Tierhaltung. Die Getreidefläche nimmt in der Tendenz ab, die Silomaisfläche bis 2010 noch zu. Auch die Tierhaltung kann wegen der beschränkten Exportmöglichkeiten nicht erheblich über die inländische Nachfrage hinaus ausgedehnt werden. Diese Annahmen basieren auf den Modellrechnungen zu den Auswirkungen der Agrarpolitik 2007 (Mack, G., Ferjani, A., 2002). Detaillierte Angaben zu den Entwicklungen des theoretischen Potenzials der Kategorie b bis 2010 können dem Anhang 4 entnommen werden. Bis 2025 bildet sich die Ackerfläche im Grasland Schweiz um 5% auf 380'000 ha zurück (BLW 2003c).

Entwicklung des ökologischen Potenzials

Es wird unter dem für die Energienutzung optimistischen Szenario davon ausgegangen, dass sich bis 2025 ein wirtschaftlicher Absatzmarkt für Energiepflanzen entwickelt⁶⁶. Das unter ökologischen Randbedingungen energetisch nutzbare Potenzial steigt auf 10% des theoretischen Potenzials. In der konservativen Schätzung wird der potenzielle ökologische Nutzungsgrad auf ca. 5% des theoretischen Biomassepotenzials geschätzt.

Die konservative Schätzung stützt sich auf folgenden gegenläufigen Trend für den Bereich von Ackerfläche und Wiesland welcher sich bis 2025 zeigt und bis 2040 verstärkt: Aufgrund des weltweiten Klimawandels wird die Sicherheit der Nahrungsmittelproduktion wieder ein wichtiges Thema⁶⁷. Auch in der Schweiz ist davon auszugehen, dass die Klimavariabilität zunimmt. Die Sommerniederschläge sind in der Hügel- und Bergzone weiter höher und zuverlässiger als im Tal. Deshalb spielen die Wiesen und Weiden in der Hügel- und Bergzone⁶⁸ wieder eine wichtigere Rolle im Futterbau.

Im Tal nehmen die Ertragschwankungen klimabedingt zu. Die Tierbestände müssen den Verhältnissen entsprechend im Vergleich zu den Schätzungen von Hersener, Meier (2003) tendenziell nach unten angepasst werden (siehe Kategorie d). Für die energetische Nutzung stehen deshalb vor allem die Überschüsse der klimatisch günstigen Jahre zur Verfügung.

⁶⁵ Dies ist in der Potenzialabschätzung noch nicht berücksichtigt. Es wurde mit einem konstanten Ertragsfaktor 2001 von 8.6 t TS/ha gerechnet (vgl. Anhang 4).

⁶⁶ Hersener, Meier 2003 rechnen mit folgender Entwicklung: Ein Mix aus Kunstwiesen, Chinaschilf und Hanf, werden als low-input System, d.h. mit wenig Fremdenergie (Dünger, Pflanzenschutz) unter Berücksichtigung ökologischer Aspekte möglichst nachhaltig angebaut. Es wird mit einer Zunahme der nachwachsenden Rohstoffe auf 5% der offenen Ackerfläche bzw. um rund 20'000 ha gerechnet. Der durchschnittliche Ertrag beträgt rund 10 t TS/ha und Jahr (dies ist in der Potenzialabschätzung noch nicht modelliert).

⁶⁷ Proclim 2002: Dritter Wissensstandsbericht des IPPC (TAR). Klimaänderung 2001: Zusammenfassung für politische Entscheidungsträger, Bern. OcCC 2002: Das Klima ändert – auch in der Schweiz. Die wichtigsten Ergebnisse des dritten Wissensstandsberichts des IPPC aus der Sicht der Schweiz.

⁶⁸ Eine Ausnahme bilden die Zentralalpinen Täler. Hier ist auch verstärkt mit Sommertrockenheit zu rechnen (Führer 2003).

Kategorie c) Wiesland

Entwicklung des theoretischen Potenzials

Das Wiesland teilt sich auf in Grün- und Buntbrachen⁶⁹, extensive Wiesen, Streue- und Torfland sowie übrige Dauerwiesen, die den grössten Anteil haben.⁷⁰ Das Wiesland wird verstanden als die Dauerwiesen ohne Alpflächen. Die Grösse der alpwirtschaftlichen Flächen (Weiden) gibt die Arealstatistik (BFS 2001) mit 537'801 ha an. Diese Fläche wird in den Tabellen zur Schätzung des Biomassepotenzials aufgeführt, ist jedoch im theoretischen Potenzial per Definition nicht berücksichtigt. Die alpwirtschaftlichen Nutzflächen wachsen einerseits aufgrund der reduzierten Ackerfläche (+10'000 ha bis 2010, weitere 20'000 ha bis 2025), andererseits reduziert sich ihre Fläche in dem Mass, indem die Fläche der Kategorie a (Waldholz, Feldgehölze, Hecken) wächst.

Hersener, Meier (2003) gehen von einem Zuwachs der ökologischen Ausgleichsflächen um 6000 ha bis 2010 aus. Diese Flächenzunahme von Grün- und Buntbrachen erfolgt zulasten der übrigen Dauerwiesen (vgl. Anhang 4).

Die Fläche des Wieslandes wird ab 2003 als konstant angenommen. Die alpwirtschaftlichen Nutzflächen dagegen nehmen bis 2025 weiter zugunsten des Waldes ab.⁷¹

Entwicklung des ökologischen Potenzials

Im konservativen Szenario wird für 2025 eine energetische Nutzung von 1% als ökologisch vertretbar eingestuft. Die energetische Nutzung bleibt klimabedingt auf einen Nischenmarkt beschränkt. Die optimistischere Schätzung geht demgegenüber von einem Anstieg des potenziellen ökologischen Nutzungsgrades von Wiesland für Energiezwecke auf 5% des theoretischen Potenzials aus.

Kategorie d) Ernterückstände, Gülle und Mist

Entwicklung des theoretischen Potenzials

Die Schätzungen der Tierbestände sind sehr unterschiedlich. Mack, Ferjani (2001, zitiert in Hersener, Meier 2003) schlagen einen Anstieg des Tierbestands um 8% bis 2010 vor. Diese Annahme deckt sich nicht mit den längerfristigen Perspektiven des BLW (BLW 2003a). Das BLW geht von weiteren Liberalisierungsschritten in diesem Zeithorizont aus. Das Wachstum beim Geflügelbestand wird stabilisiert und durch eine Abnahme beim Rindviehbestand mehr als kompensiert. Für die Abschätzung des theoretischen Potenzials wird mit einer Zunahme des Tierbestands um 8% bis 2010 gerechnet, bis 2025 mit einer Abnahme auf den Stand von 2003. Für Stroh wird mit einer Abnahme des theoretischen Potenzials bis 2025 proportional zur Abnahme der Ackerfläche gerechnet.

Entwicklung des ökologischen Potenzials

Der Anfall von Gülle und Mist verändert sich mit der Tierzahl. Die energetische Nutzung wird zunehmen, das ökologische Potenzial wird aber erst zum Teil ausgeschöpft. Biogasverfahren werden vermehrt in Kombination mit stofflicher Nutzung (Hersener, Meier 2002) eingesetzt. Für die energetische Nutzung stehen aufgrund der Überlegungen zum Klimawandel (siehe Kategorie a) vor allem die Überschüsse der klimatisch günstigen Jahre zur Verfügung. Für 2025 wird für Gülle und Mist das energetisch nachhaltig nutzbare Potenzial auf 25% und 40% des TS Anfalls geschätzt, für Stroh auf 5% bis 15%.

⁶⁹ Die Zuteilung der Grün- und Buntbrachen zum Wiesland ist eigentlich nicht korrekt. Da es jedoch auf die Potenzialschätzung keine wesentliche Auswirkung hat, wurde die Zuteilung so belassen.

⁷⁰ Detaillierte Zahlen zu 2001 und der Schätzung für 2010 finden sich in Anhang 3 und 4.

⁷¹ Rund 5–10% der extensiven Wiesen (5–10'000 ha) werden nicht mehr über das Tier, sondern zur energetischen Nutzung eingesetzt (eventuell in Kombination mit anderen Koppelprodukten).

Kategorien e) und f) Struktureiche Biomasse

Aufgrund der gleich bleibenden Bevölkerungszahl wird die Fläche, auf der strukturreiche Biomasse wächst, als konstant betrachtet. Das theoretische Biomassepotenzial bleibt somit konstant. Für 2025 wird das energetisch nachhaltig nutzbare Potenzial auf 5% bis 30% des TS Anfalls geschätzt.

Kategorien g) Alt- und h) Restholz

Entwicklung des theoretischen Potenzials

Für Alt- und Restholz wird mit einem gleich bleibenden Anfall gerechnet. Das theoretische Potenzial bleibt somit konstant.

Entwicklung des ökologischen Potenzials

Für Altholz rechnet die konservative Schätzung mit einem gleich bleibenden Nutzungsgrad von 44% (Stand 2003), die optimistische Schätzung mit einem graduellen Anstieg auf einen potenziellen ökologischen Nutzungsgrad von 80% bis 2040. Für 2025 wird ein potenzieller ökologischer Nutzungsgrad von 50% für Altholz angenommen.

Für Restholz wird mit einem gleich bleibenden Nutzungsgrad von 95% gerechnet.

Kategorie i) Abfälle

Entwicklung des theoretischen Potenzials

Da von einer konstanten Bevölkerungszahl ausgegangen wird, wird der Biomasseanfall der Lebensmittelindustrie in etwa konstant bleiben. Die Entwicklung ist jedoch auch geprägt von der Lebensstilentwicklung hin zu mehr „convenience food“. Auch in den anderen Abfallkategorien wird mit einem konstanten Anfall gerechnet.

Entwicklung des ökologischen Potenzials

Für die Entwicklung des potenziellen ökologischen Nutzungsgrades der einzelnen Unterkategorien Abfall gibt es zum Teil nur eine Schätzung. Es wird mit einem graduellen Anstieg auf die in Kapitel „Theoretisches und ökologisches Potenzial 2003“ genannten potenziellen ökologischen Nutzungsgrade gerechnet. In den Bereichen Lebensmittel- und Fleischverarbeitungsindustrie gehen die Schätzungen auseinander. Die konservative Schätzung geht von maximal 60% potenziellem ökologischen Nutzungsgrad bis 2040 in der Fleischverarbeitungsindustrie aus (stoffliche Nutzung mit Abnehmern im Ausland), während eine optimistische Schätzung mit 100% energetischer Nutzung rechnet. In der Lebensmittelindustrie ist der Anteil energetisch nutzbaren biogenen Abfalls abhängig vom Anteil, der in die Tierfütterung geht. Die konservative Schätzung rechnet mit maximal 5% energetisch nutzbarer biogener Abfälle in 2040, während die optimistische Schätzung von 20% ausgeht. Diese potenzielle Nutzungsgrade sind aus ökologischer Sicht realistisch, jedoch abhängig von alternativen Nutzungsarten. Für die Bioabfälle aus Industrie, Gewerbe und Haushalten wird mit annähernd den maximalen potenziellen ökologischen Nutzungsgraden gerechnet. Es wird angenommen, dass die Infrastruktur bis 2025 noch nicht vollständig ausgebaut ist und die potenziellen ökologischen Nutzungsgrade in 2025 noch etwas tiefer liegen als in 2040.

Ergebnis Biomassepotenzial 2025

Biomasse 2025		Fläche/Menge	t	TS	Ökologisches Potenzial					
					TP	Ökologisches Potenzial				
Biomassetyp	Biomassetyp				PJ	%	%	PJ	PJ	
					NGk	NGo	ÖPk	ÖPo		
Ökologisches Nettoproduktionspotential										
Nachwachsende Rohstoffe und Reste aus Primärproduktion	a	Waldholz, Feldgehölze, Obstbau	1'290'000	ha	5'429'000	100	34%	44%	34	44
		nutzbare Waldfläche	1'160'000	ha	4'970'000	92	35%	45%	32	41
		Gebüschwald, Gehölze	97'000	ha	420'000	8	25%	35%	1.9	2.7
		Obstbau, Rebbau	30'000	ha	39'000	1	25%	35%	0.2	0.3
	b	Ackerkulturen, Kunstwiesen, Energiepflanzen	380'000	ha	3'270'000	57	5%	10%	2.8	5.7
	c	Wiesland	640'000	ha	2'990'000	52	1%	5%	0.5	2.6
		Weiden: alpwirtschaftliche Nutzfläche	490'000	ha						
		Grasland total	1'130'000	ha						
	d	Ernterückstände, Gülle und Mist			3'380'000	52	21%	35%	11	18
		Stroh gesamt	150'000	ha	560'000	10	5%	15%	0.5	1
		Gülle und Mist	1'300'000	GVE	2'820'000	43	25%	40%	11	17
	e	Strukturreiche Biomasse von Uferböschungen, Naturschutzflächen	30'800	ha	76'600	1.3	5%	30%	0.07	0.4
	f	Strukturreiche Biomasse von Verkehrsflächen	13'200	ha	42'600	0.7	5%	30%	0.04	0.2
	Ökologisches Potenzial zur Behandlung mit Energienutzung									
Rest- und Abfallstoffe aus Sekundärproduktion und Konsum	g	Altholz	700'000	t	623'000	10	44%	50%	4.2	4.8
	h	Restholz	340'000	t	290'000	5	95%	95%	5.1	5.1
	i	Abfälle aus Industrie, Gewerbe und Haushalten		t	3'260'000	52	43%	46%	22	24
		Lebensmittelindustrie (ohne ARA)	2'590'000	t	500'000	8	3%	10%	0.2	0.8
		Fleischverarbeitungsindustrie	220'000	t	40'000	0.3	55%	100%	0.2	0.3
		Papier- und Werkstoffindustrie, Papierschlämme und fester Abfall	230'000	t	120'000	2	90%	90%	1.9	1.9
		Bioabfälle HH, Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben (ohne Papier)	1'670'000	t	500'000	7	50%	60%	3.5	4.2
		Papier/Karton in HH, Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben	1'830'000	t	1'660'000	28	40%	40%	11.3	11.3
	Rohschlamm ARA			440'000	7	80%	80%	5.3	5.3	
Summe Biomassetimente					330			81	105	

Tabelle 19 Theoretisches und ökologisches Nettoproduktionspotential 2025 (eine konservative und eine optimistische Schätzung). TP = Theoretisches Potenzial eine Schätzung; NGk/o = konservative/optimistische Schätzung für den potenziellen ökologischen Nutzungsgrad; ÖPk/o = konservative/optimistische Schätzung für das ökologische Nettoproduktionspotential bzw. das Potenzial zur Behandlung mit Energienutzung.

5.3.3 Potenzialschätzung für 2040

Kategorie a) Holz, Feldgehölze, Hecken

Entwicklung des theoretischen Potenzials

Es wird weiterhin mit einem Zuwachs der Waldfläche um jährlich 2'000 ha gerechnet. Für die Heckenfläche wird ein Wachstum um 15% gegenüber 2025 angenommen.

Entwicklung des ökologischen Potenzials

Die Schätzung des potenziellen ökologischen Nutzungsgrades für die nutzbare Waldfläche liegt bei 40% bis ca. 47% des theoretischen Potenzials. Dies entspricht 38 bis 44 PJ. Für Gebüschwald wird der potenzielle ökologische Nutzungsgrad zwischen 35% und 45% geschätzt, für Obstbau und Reb- bau zwischen 30 und 60%.

Kategorie b) Ackerkulturen, Kunstwiesen, Energiepflanzen

Entwicklung des theoretischen Potenzials

Die Ackerfläche wird im Vergleich zu 2025 als konstant angenommen.

Entwicklung des ökologischen Potenzials

Der Anteil an Energiepflanzen erhöht sich nach Schätzungen von Hersener, Meier (2003) auf 10% der offenen Ackerfläche, was rund 45'000 ha entspricht. Die Zunahme geht zulasten von eher intensiv angebauten Pflanzen wie Rüben, Getreide, Körnermais und Kunstwiesen.⁷² Weiteres Potenzial ergibt sich aus der Überschussverwertung der traditionellen Anbausorten und Teile der Kunstwiesen. Der potentielle ökologische Nutzungsgrad wird von der Arbeitsgemeinschaft auf 10–15% geschätzt. BiomassEnergie (2004b) schätzt den ökologisch vertretbaren Nutzungsgrad auf 30%.

Kategorie c) Wiesland

Entwicklung des theoretischen Potenzials

Das Wiesland der Kategorie c wird als konstant angenommen. Die alpwirtschaftlichen Nutzflächen verringern sich zugunsten des Waldes und des Gebüschholzes um ca. 30'000 ha gegenüber 2025.

Entwicklung des ökologischen Potenzials

Extensives Wiesland, das primär Biodiversitätszielen dient, wird nicht mehr als Futter genutzt, sondern energetisch und stofflich verwertet. Hersener, Meier (2003) rechnen damit, dass die energetisch genutzte Fläche auf 9'000 ha ansteigt. Genutzt werden können z.B. wenig ertragreiche Standorte mit hohem Landschaftspflegecharakter. Dies ist gesamthaft eine zurückhaltende Schätzung, weil der Ernteaufwand von extensiven Wiesen (Biomassendichte ist tief) auch 2040 als hoch eingeschätzt wird.

Im konservativen Szenario wird für 2040 eine energetische Nutzung von 2% als ökologisch vertretbar eingestuft. Die energetische Nutzung bleibt klimabedingt auf einen Nischenmarkt beschränkt. Die optimistischere Schätzung geht demgegenüber von einem potenziellen ökologischen Nutzungsgrad von 10% aus. Schätzungen von BiomassEnergie Schweiz (2004b) für den ökologischen Nutzungsgrad reichen bis 20%.

Kategorie d) Ernterückstände, Gülle und Mist

Bei Gülle und Mist wird das theoretische Potenzial als konstant angenommen. Das energetisch nachhaltig nutzbare Potenzial wird auf 35% und 50% des TS Anfalls geschätzt. Die tierfreundlichen Haltungsformen mit Auslauf, der Trend zur Extensivierung bei der Haltung von Rauhfuttermessern und die Verhältnismässigkeit des Transportaufwandes für die Sammlung von Gülle und Mist in Gebieten

⁷² Berücksichtigt man diese von Hersener, Meier (2003) skizzierte Verschiebung in den Anbausorten, sinkt der Ertragsfaktor aufgrund der eher extensiv angebauten Energiepflanzen. Dies wurde in der Abschätzung noch nicht berücksichtigt. Der Ertragsfaktor wurde als konstant gegenüber 2001/2025 angenommen.

geringer Viehdichte begrenzen das Potenzial. Für Stroh bleibt das theoretische Potenzial gegenüber 2025 konstant. Für 2025 wird das energetisch nachhaltig nutzbare Potenzial entsprechend den überwiegenden Tierhaltungsformen etwas tiefer auf 10 bis 20% des TS Anfalls geschätzt.

Kategorien e) und f) Struktureiche Biomasse

Biomasse von Uferböschungen und Naturschutzflächen auf unproduktiven Flächen bleibt mengenmässig unverändert. Der potenzielle ökologische Nutzungsgrad steigt auf 10% bis 50%.

Kategorien g) Alt- und h) Restholz

Für Altholz und Restholz wird mit einem gleichbleibenden Anfall gerechnet. Für Altholz rechnet die konservative Schätzung mit einem gleichbleibenden potenziellen ökologischen Nutzungsgrad von 44% (Stand 2003), die optimistischere Schätzung mit einem graduellen Anstieg auf einen potenziellen ökologischen Nutzungsgrad von 80% bis 2040. Für Restholz wird mit einem gleich bleibenden potenziellen ökologischen Nutzungsgrad von 95% gerechnet.

Kategorie i) Abfälle

Theoretisches Potenzial konstant. Anstieg auf der im vorherigen Kapitel genannten potenziellen ökologischen Nutzungsgrade (vgl. „Theoretisches und ökologisches Potenzial 2003“).

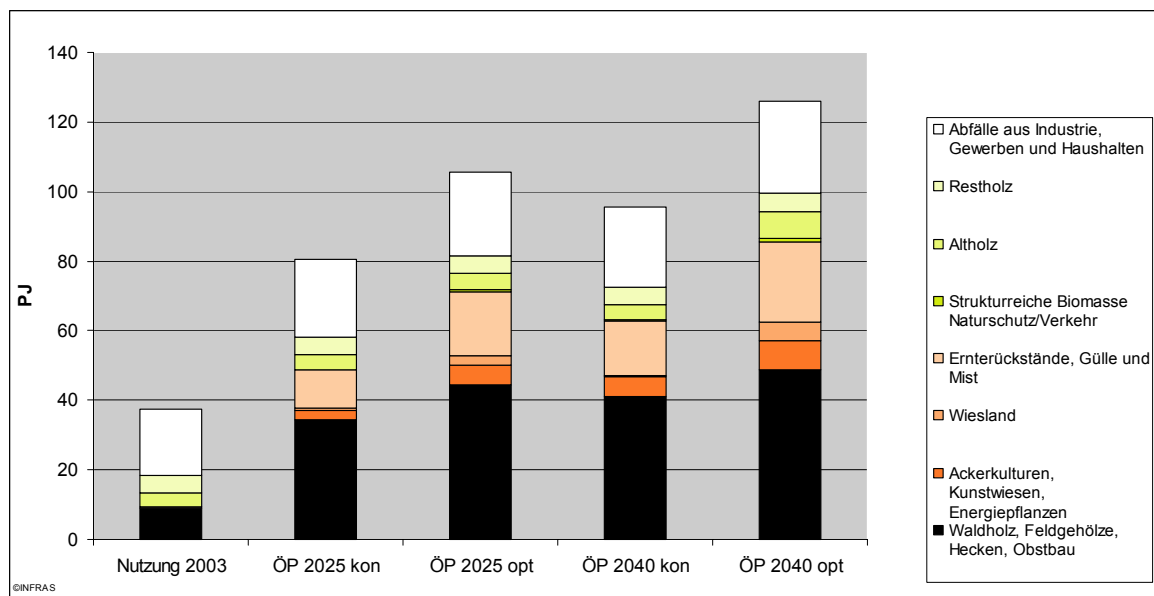
Ergebnis Biomassepotenzial 2040

Biomasse 2040		Fläche/Menge		t TS	Ökologisches Potenzial					
					TP	Ökologisches Potenzial				
Biomassesortiment					PJ	%	%	PJ	PJ	
						NGk	NGo	ÖPk	ÖPo	
Ökologisches Nettoproduktionspotential										
Nachwachsende Rohstoffe und Reste aus Primärproduktion	a	Waldholz, Feldgehölze, Hecken	1'330'000	ha	5'600'000	104	40%	47%	41	49
		nutzbare Waldfläche	1'190'000	ha	5'090'000	94	40%	47%	38	44
		Gebüschwald, Gehölze	110'000	ha	470'000	9	35%	45%	3.0	3.9
		Obstbau, Rebbau	30'000	ha	40'000	1	30%	60%	0.2	0.4
	b	Ackerkulturen, Kunstwiesen, Energiepflanzen	380'000	ha	3'270'000	57	10%	15%	5.7	8.5
	c	Wiesland	640'000	ha	2'990'000	52	2%	10%	0.5	5.2
		<i>Weiden: alpwirtschaftliche Nutzfläche</i>	<i>450'000</i>	<i>ha</i>						
		<i>Grasland total</i>	<i>1'090'000</i>	<i>ha</i>						
	d	Ernterückstände, Gülle und Mist			3'380'000	52	30%	44%	16	23
		Stroh gesamt	150'000	ha	560'000	10	10%	20%	1	2
		Gülle und Mist	1'300'000	GVE	2'820'000	43	35%	50%	15	21
	e	Strukturreiche Biomasse von Uferböschungen, Naturschutzflächen	30'800	ha	76'600	1.3	10%	50%	0.13	0.67
	f	Strukturreiche Biomasse von Verkehrsflächen	13'200	ha	42'600	0.7	10%	50%	0.07	0.35
	Ökologisches Potenzial zur Behandlung mit Energienutzung									
Rest- und Abfallstoffe aus Sekundärproduktion und Konsum	g	Altholz	700'000	t	623'000	10	44%	80%	4.2	7.7
	h	Restholz	340'000	t	290'000	5	95%	95%	5.1	5.1
	i	Abfälle aus Industrie, Gewerbe und Haushalten			3'260'000	52	45%	51%	23	27
		Lebensmittelindustrie (ohne ARA)	2'590'000	t	500'000	8	5%	20%	0.4	1.5
		Fleischverarbeitungsindustrie	220'000	t	40'000	0.3	60%	100%	0.2	0.3
		Papier- und Werkstoffindustrie, Papierschlämme und fester Abfall	230'000	t	120'000	2	90%	90%	1.9	1.9
		Bioabfälle HH, Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben (ohne Papier)	1'670'000	t	500'000	7	50%	80%	3.5	5.6
		Papier/Karton in HH, Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben	1'830'000	t	1'660'000	28	40%	40%	11.3	11.3
		Rohschlamm ARA			440'000	7	90%	90%	5.9	5.9
Summe Biomassesortimente						334			96	126

Tabelle 20 Theoretisches und ökologisches Nettoproduktionspotential 2040 (eine konservative und eine optimistische Schätzung). TP = Theoretisches Potenzial eine Schätzung; NGk/o = konservative/optimistische Schätzung für den potenziellen ökologischen Nutzungsgrad; ÖPk/o= konservative/optimistische Schätzung für das ökologische Nettoproduktionspotential bzw. das Potenzial zur Behandlung mit Energienutzung.

5.3.4 Vergleich Nutzung Biomasse 2003 und Potenzialschätzung 2025/2040

Vergleich Nutzung Biomasse 2003 und Potenzialschätzung 2025/2040

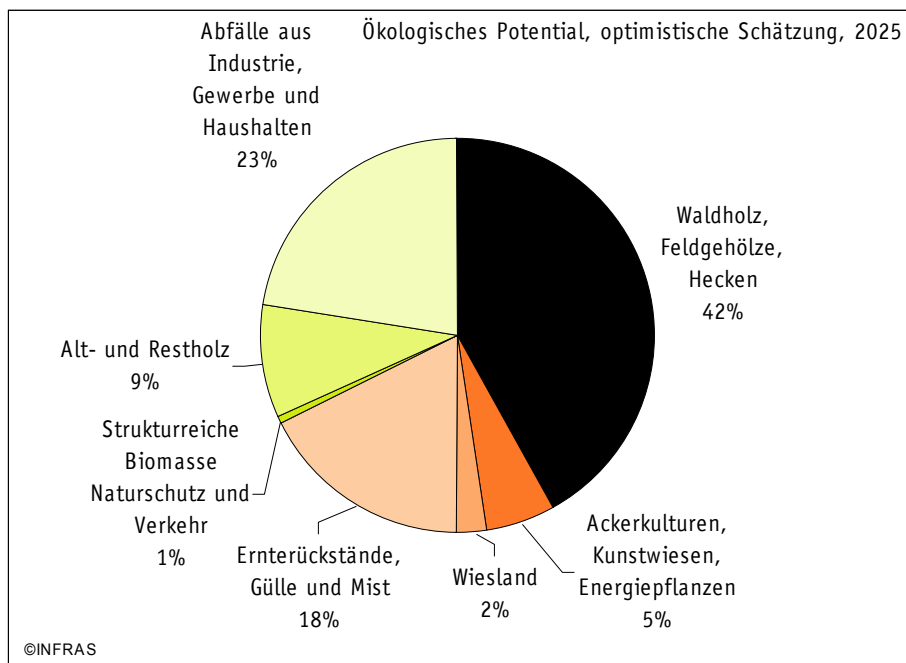
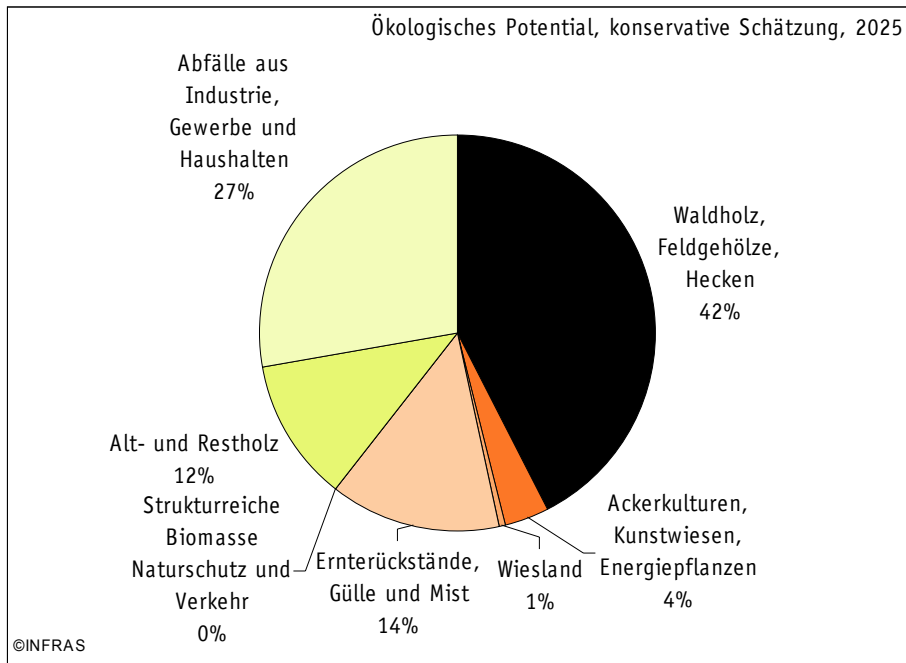


Figur 19 Die Abbildung zeigt die aktuelle Nutzung der verschiedenen Biomassetypen im Vergleich zu den Schätzungen des ökologischen Potenzials (je eine konservative und eine optimistische Schätzung) für 2025 und 2040.

Die Schätzungen des ökologischen Biomassepotenzials zur energetischen Nutzung im Jahr 2040 liegen bei dem 2,5 bis 3-fachen des Wertes der heutigen Nutzung. Die Schätzungen für das ökologische Potenzial 2025 liegen etwas unterhalb den Schätzungen für 2040. Dies ist hauptsächlich damit zu begründen, dass evtl. nötige Infrastrukturen bis dahin noch nicht vollständig geschaffen sind und es aus ökologischer Sicht zu diesem Zeitpunkt noch nicht sinnvoll ist, dass maximale Potenzial auszuschöpfen.

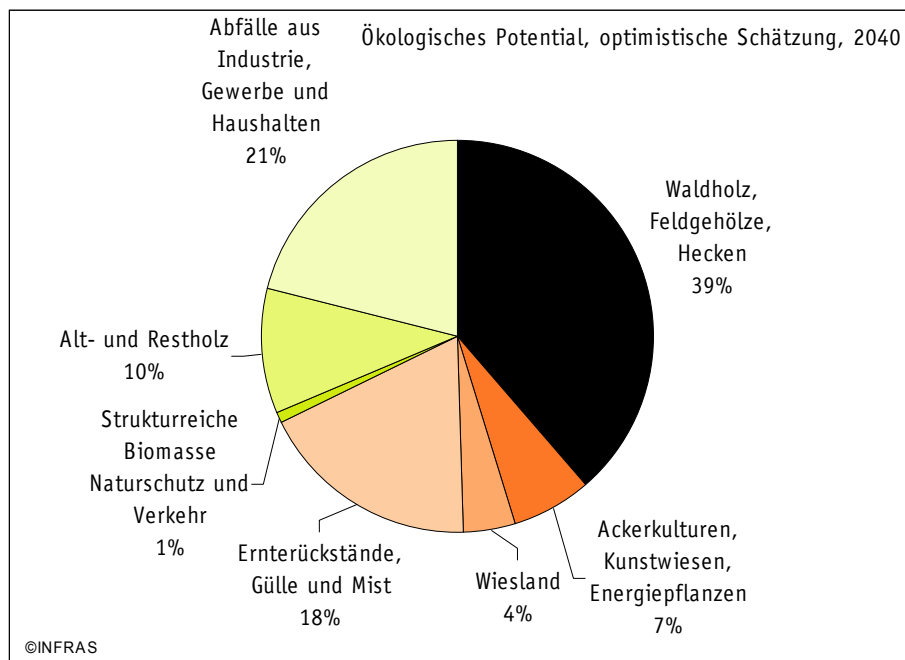
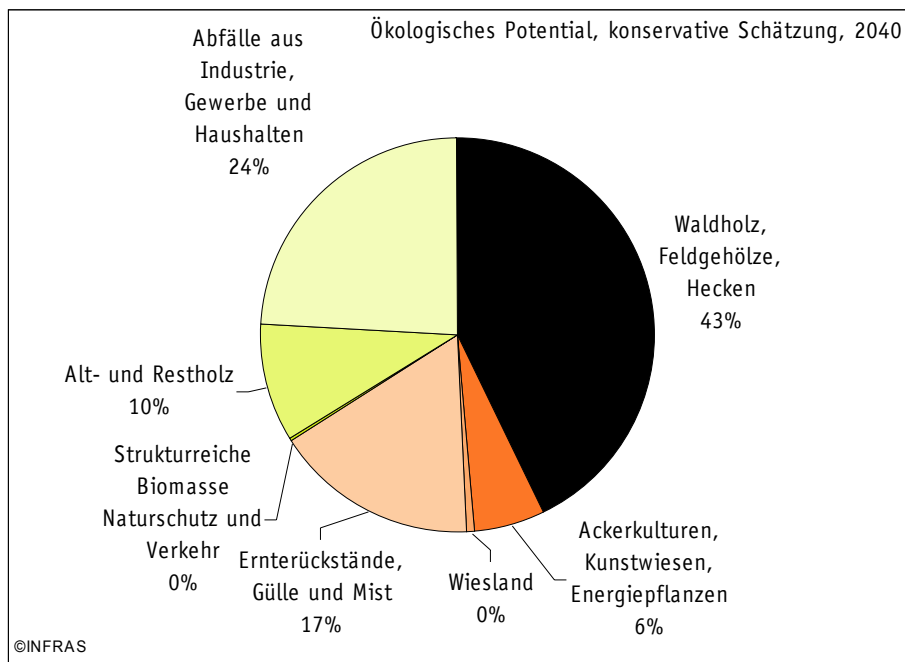
Die folgenden Grafiken zeigen die Anteile der einzelnen Biomassetypen an den geschätzten Potenzialen 2025 und 2040.

Anteile der einzelnen Biomassekategorien am ökologischen Potenzial 2025: Konservative und optimistische Schätzung im Vergleich



Figur 20 Die Kategorie Waldholz, Feldgehölze und Hecken hat mit 42% den grössten Anteil am geschätzten Biomassepotenzial für 2025. Es folgen die Kategorien Abfälle und Ernterückstände.

Anteile der einzelnen Biomassekategorien am ökologischen Potenzial 2040: Konservative und optimistische Schätzung im Vergleich



Figur 21 Je nach Schätzung (konservativ oder optimistisch) variieren die Anteile der einzelnen Biomassekategorien am ökologischen Potenzial 2040. Wie in der Potenzialschätzung für 2025 hat auch am geschätzten Biomassepotenzial 2040 die Kategorie Waldholz, Feldgehölze und Hecken mit 43% bzw. 39% den grössten Anteil. Es folgen die Kategorien Abfälle und Ernterückstände.

6 Kosten der Biomassegüter

6.1 Methodische Schwierigkeiten bei der Bewertung der Kosten

Kostenzusammensetzung, Beschaffungs- vs. Entsorgungskosten

Die Energiegestehungskosten setzen sich prinzipiell aus folgenden Kostenanteilen zusammen:

- **Kosten der Biomassegüter am Ort der Ernte:** In den Gestehungskosten sind in der Regel die Produktionskosten (z.B. für Energiepflanzenanbau) einschliesslich der Kosten für die Bereitstellung „ab Feld“ bzw. „ab Waldrand“ enthalten.
- **Transportkosten** von der Quelle bis zum Standort der Anlage, in der die Biomasse der energetischen Nutzung zugeführt wird.
- **Aufbereitungs- und Konversionskosten** für die Nutzung der angelieferten Biomasse mit Hilfe der eingesetzten Technologien (sofern nicht bereits in den Gestehungskosten enthalten). Verarbeitungskosten fallen an, wenn die Biomassegüter noch einen Aufbereitungsprozess durchlaufen müssen, bevor sie als Input für spezifische Biomassetechnologien verwendet werden können. Beispiele für solche Prozesse sind Trocknungsprozesse oder die Hygienisierung von Abfällen.

In diesem Kapitel werden die Kosten der Biomassegüter am Ort der Ernte, die Transportkosten, sowie die Hygienisierungskosten für Biomasseabfälle und die Aufbereitungskosten (Sortieren und Schreddern) für Altholz betrachtet. Die übrigen Konversionskosten (Technologiekosten) werden im folgenden Kapitel behandelt.

Die Tatsache, dass ein substantieller Anteil der Biomasse Abfälle sind, macht die Situation schon bei den Biomassekosten wesentlich komplizierter, als obige Aufteilung vermuten lässt. So stehen z.B. den Kosten der Biomasse im Bereich der Kategorien land- und forstwirtschaftlicher Produktion Entsorgungskosten für Biomasse der Kategorie Abfall- bzw. Reststoffe gegenüber, die entfallen, wenn die Abfälle nicht auf dem üblichen Weg entsorgt werden müssen, sondern energetisch genutzt werden können. Die entfallenden Entsorgungskosten, die der Anlagenbetreiber dem Lieferanten der Abfälle mindestens teilweise in Rechnung stellen kann, gehen in diesem Falle als Einnahmen in die Kostenbetrachtung ein und werden in dieser Studie als negative Gestehungskosten ausgewiesen. Für die Bewertung dieser Kosten ergibt sich jedoch ein grosser Spielraum, je nach Standpunkt welcher Anteil der Kosten der Entsorgung und welcher der energetischen Nutzung zugeteilt werden soll.

Ein gutes Beispiel zur Illustration dieser Situation bildet die Abnahme von Speiseresten zur Verwendung in landwirtschaftlichen Co-Vergärungsanlagen (vergl. Werder 2004). Hier fallen für die Betreiber keine Kosten für die Biomasse an, vielmehr haben sie zusätzliche Einnahmen aus den Entsorgungsgebühren.

Standpunkt, Kosten vs. Preise

Der Standpunkt der Betrachtungen ist eine weitere Ursache von grossen Streubreiten in der Diskussion von Kosten und/oder Preisen von Abfällen und landwirtschaftlichen Gütern. In dieser Studie und insbesondere in diesem Kapitel werden die Kosten aus der Sicht des Anlagenbetreibers betrachtet. Grundsätzlich muss der Betreiber einer Anlage zur energetischen Nutzung von Biomasse die notwendige Biomasse zu Marktpreisen in seine Betriebskosten einrechnen. Für einzelne Güter, insbesondere im Bereich der landwirtschaftlichen Produktion, wird aber in der Praxis kein Anlagenbetreiber Marktpreise bezahlen, sondern er erhält seinen Brennstoff zu vergünstigten Konditionen. Beispiele sind hier a) die Subvention von Überschüssen (z.B. Kartoffeln) als Rohstoff für die Ethanolproduktion, b) die teilweise Finanzierung der Bereitstellung von Waldholz für kommunale Holzschneitzelheizungen sowie

deren Betrieb, durch Angestellte der Gemeinde (Forst- und Schulhausabwart). Die Behandlung von Hofdünger, v.a. Gülle, ist ein weiteres Beispiel, um zu zeigen, dass die Bewertung der Biomasse und deren Kosten bzw. Preise in der Praxis nicht ganz einfach ist. Wenn Gülle für den Betrieb in überbetrieblichen Biogasanlagen vom einen auf den anderen Hof transportiert werden muss, entstehen dabei sicher Kosten. Diese werden jedoch kaum dem Anlagenbetreiber anfallen, da der Nachbar, der Schweinemast betreibt, jedoch keine eigene Biogasanlage hat, froh sein wird, wenn er die Gülle dem Nachbar „zur Abfallbehandlung“ kostenlos anliefern kann. Normalerweise kann er dies nur unter der Bedingung tun, dass er die vergorene Gülle nach deren „Durchlauf“ durch die Biogasanlage wieder abholt und wie bis anhin auf seinen eigenen Wiesen ausbringt.

Aufgrund der Anlagenbetreiberperspektive unserer Betrachtungen können für die Biomassegüter also nicht einfach die gängigen Marktpreise eingesetzt werden. Dieselbe Biomasse kann für verschiedene, konkurrenzierende Anlagenbetreiber unterschiedliche Kosten verursachen. Es kann mit guten Grund angenommen werden, dass z.B. in Zukunft die Annahmepreise für biogene Abfälle durch landwirtschaftliche und gewerbliche/industrielle Biogasanlagen fallen werden, falls die Nachfrage nach solchen Abfällen schneller steigt als das Angebot in einer bestimmten Region.

Für jede der betrachteten Kombinationen von Biomasse und Anlagentyp eine separate Kostenanalyse zu machen würde den Rahmen dieser Studie sprengen. Dennoch soll in diesem Kapitel nebst der Darstellung der methodischen Problematik wenigstens die Grössenordnung für die Brennstoffkosten aufgezeigt werden. Die Anlagen und deren Kosten selbst werden in Kapitel 7 näher betrachtet.

Rahmenbedingungen

Den untenstehenden Kostenangaben für ausgesuchte Biomassegüter liegen folgende Annahmen zugrunde:

- Die Zahlen stellen Kosten aus der Sicht des Anlagebetreibers dar. Abnahmepreise, die z.B. als entfallende Entsorgungskosten bei der Verwendung von Abfällen gelöst werden können, gehen als negative Kosten in die Betrachtungen ein.
- Aktuelle Ernte- und Verarbeitungsverfahren für die Gewinnung der Biomasse werden beibehalten.
- Der Heizölpreis nimmt bis ins Jahr 2040 um 100% zu, was sich jedoch nur bei diesel- bzw. benzingetriebenen Maschinen zur Bereitstellung und für den Transport der Biomasse auswirkt.
- Die Zahlen stellen nur indikative Grössen dar. Die effektiven Kosten sind abhängig von den spezifischen Eigenheiten der Anlage zur Nutzung der Biomasse und von weiteren Rahmenbedingungen, die hier nicht einzeln abgebildet werden können.

6.2 Biomassekosten „ab Wald“ bzw. „ab Feld“

Bezeichnung	Kategorie	Kosten in CHF/t					
		2003		2025		2040	
		Min	Max	Min	Max	Min	Max
Waldholz, Feldgehölze, Hecken	a	80	510	80	350	80	400
Energiepflanzen, Ackerkulturen	b	200	220	130	150	130	180
Kartoffeln	b	0	20	20	60	40	80
Wiesland	c	136	350	150	200	180	250
Stroh	d	100	150	85	130	70	110
Gülle	d	0	0	0	0	0	0
Strukturreiche Biomasse von Uferböschungen, Naturschutzflächen	e	-150	-50	-100	-20	-50	0
Strukturreiche Biomasse von Verkehrsflächen	f	-150	-50	-100	-20	-50	0
Altholz	g	-40	0	20	40	20	40
Restholz	h	-50	0	0	100	100	150
Abfälle aus Industrie, Haushalt und Gewerbe, mit Hygienrisiko	i	-200	-100	-200	-100	-200	-100
Abfälle aus Industrie, Haushalt und Gewerbe, risikoarm	i	-100	-30	-70	-10	-40	0

Tabelle 21 Geschätzte Kostenentwicklung (in CHF/t) der Biomassegüter bis 2040. Es wird jeweils eine Bandbreite angegeben.

Kategorie a) Waldholz, Feldgehölze, Hecken und b) Ackerkulturen, Kunstwiese, Energiepflanzen

Biomassekostenschätzungen der Kategorien a) und b) liegen vor in einem internen Arbeitspapier von Hersener, Meier (2004) (vgl. Anhang). Tendenziell rechnen Hersener, Meier (2004) mit einer Effizienzsteigerung bei den Ernteverfahren, was zunächst zu einer Kostenreduktion bis 2025 führt. Bis 2040 rechnen sie in der Folge aufgrund des gestiegenen Erdölpreises mit einer Erhöhung der Gestehungskosten.

Für die Kategorie a) rechnen Hersener, Meier (2004) mit einer Bandbreite von CHF 130 bis 160 pro Tonne, während die WSL (WSL 2003) die Kosten der Bereitstellung von Energieholz differenziert nach Laubholz/ Nadelholz und Stammholz/Derbholz/Reisig für verschiedene Ernteverfahren auf 1.5–10 Rappen/kWh (entsprechend CHF 80 bis 510 pro Tonne TS)⁷³ schätzt. Die günstigsten Bereitstellungspreise ergeben sich für Stammholz von Laubbäumen mit Hacken an der Waldstrasse. Das GIS Modell rechnet ebenfalls mit den WSL Daten.

⁷³ Gerundet (Umrechnungsfaktor: 18.5 GJ/t TS für Holz, entsprechend (18.5/3.6) x 1000 kWh/t TS)

Informationen zu derzeitigen und zukünftigen Bereitstellungspreisen für landwirtschaftliche Überschüsse wie Kartoffeln, welche statt als Futtermittel getrocknet der Alkoholgärung zugeführt werden, basieren auf Erfahrungen von Alcosuisse (Krummenacher 2003). Zurzeit liegt der Preis, den der Bund Kartoffeltrocknungsbetrieben pro t TS abgenommener Kartoffeln zahlt bei 220 CHF (entspricht CHF 44 pro Tonne Kartoffeln). Die Kartoffeltrocknungsbetriebe zahlen davon den Bauern CHF 180 pro Tonne TS. Nach der Trocknung werden die Kartoffeln als Kartoffelmehl an die Futtermittelindustrie verkauft. Die Betreiber einer Bioethanolanlage können nun den Bauern (mit Unterstützung des Bundes) denselben Betrag von CHF 180 pro Tonne TS Kartoffeln zahlen, ohne dass ihnen damit Kosten für die Biomassegüter entstehen. Für die Zukunft geht die Schätzung von einem Preis für die Überschusskartoffeln von CHF 20 pro Tonne (entsprechend CHF 100 pro Tonne TS Kartoffeln) bis CHF 80 pro Tonne (entsprechend CHF 400 pro Tonne TS) aus, je nach der weiteren Entwicklung der Agrarpolitik⁷⁴.

Weitere Biomassegüter aus dieser Kategorie, die in Bioethanolanlagen verwendet werden können, sind Getreide und Melasse aus Zuckerrüben. Beim Weizen liegen die Preise, die derzeit bezahlt werden, bei CHF 40 pro 100 kg (Stärkeanteil 60%). Da Getreide jedoch mit geringerem Aufwand zu Futtermittel verarbeitet werden kann (weniger Trocknungsaufwand), ist es ökologisch sinnvoller, Kartoffeln für die Ethanolproduktion zu verwenden. Für Melasse aus Zuckerrüben liegen die Preise derzeit bei CHF 280 pro Tonne, bei Importware (Trockengehalt 65%) somit bei CHF 430 pro Tonne TS (Krummenacher 2003).

Kategorie c) Wiesland

Die Angaben zu den Kosten für Biomasse der Kategorie c) basieren auf Hersener, Meier (2004). Diese geben Heupreise für das Jahr 2003 zwischen CHF 200 und 350 pro Tonne an. In einer Grasverarbeitungsanlage⁷⁵ am Standort Schaffhausen wurde im Jahr 2001 je nach Qualität des angelieferten Grasses zwischen CHF 160 bis 230 pro Tonne Trockenmasse bezahlt⁷⁶ (Grass, 2003a, 2003b).

Bzgl. der Kostenentwicklung rechnen Hersener, Meier (2004) auch hier zunächst mit einer Kostenreduktion aufgrund von Effizienzsteigerung bei den Ernteverfahren und zunehmendem Anbau sowie in der Folge bis 2040 mit einem Anstieg der Gestehungskosten aufgrund der Abhängigkeit der stark mechanisierten Ernte von verteuertem Treibstoff. Eine weitere Rationalisierung schätzen sie aufgrund der topografischen Verhältnisse für limitiert.

Kategorie d) Ernterückstände, Gülle, Mist

Im Wesentlichen beinhaltet diese Kategorie Stroh und Hofdünger, wobei mengenmässig Hofdünger weitaus den grössten Teil ausmachen. Bezogen auf die TS-Masse machen die Hofdünger 98% und das Stroh 2% aus. In der Schweiz wird aktuell und auch in Zukunft das Stroh als Einstreumaterial genutzt. Der Strohpreis liegt 2003 bei CHF 100. bis CHF 150 pro Tonne. Gülle wird in der Praxis kaum Kosten verursachen (siehe auch Beispiel oben). Hersener, Meier (2004) rechnen bis 2040 mit einer jährlichen Abnahme des Tierbestands um 1% bei gleichwertiger Zunahme der mittleren Betriebsgrösse. Diese reduziert die Gestehungskosten um ca. 1% jährlich. Die Gestehungskosten betragen somit im Jahr 2025 ca. 85% der heutigen Kosten. Für 2040 rechnen Hersener, Meier (2004) mit einer weiteren Kostenreduktion von ca. 15% gegenüber 2025. Begründet wird diese Kostenabnahme durch die Fortsetzung des Strukturwandels zu grösseren Betrieben hin, die Hofdünger kostengünstiger lagern und ausbringen können sowie durch vermehrten Einsatz von Güllebehandlungsverfahren (Biogasanlagen).

Kategorie e) Struktureiche Biomasse von Uferböschungen, Naturschutzflächen und f) Verkehrsflächen

⁷⁴ Umfang von Produktions- und Marktstützungsmassnahmen.

⁷⁵ Nutzung von Energie, Fasern und Protein, das Verfahren hat die vertraglich vereinbarten Spezifikationen nicht erreicht und der Betrieb wurde 2003 eingestellt.

⁷⁶ Entspricht CHF 136.– bis 200 pro Tonne getrocknetes Gras (85% TS).

Die Gestehungskosten bei strukturreicher Biomasse von Uferböschungen und Naturschutzflächen hängen stark von den topografischen Begebenheiten ab. Kann eine mechanisierte Ernte durchgeführt werden, liegen die Kosten gem. Hersener, Meier (2004) bei rund CHF 20 bis CHF 50 pro Tonne. Sind jedoch Spezialfahrzeuge zur Bergung der Biomasse notwendig, betragen die Kosten CHF 70 bis 100 pro Tonne. Teilmechanisierte Ernte bzw. Ernte mit hohem Handarbeitsaufwand weist eine erheblich geringere Ernteleistung auf. Aufgrund der geringen Rationalisierungsmöglichkeiten und der beschränkten Flächen liegen die Kosten bis 2025 auf gleichem Niveau wie 2003. Erhöhte Treibstoffkosten führen im Jahr 2040 zu einem leichten Anstieg der Gestehungskosten um rund 25%.

Meier (2004) schätzt zudem die Kosten für die Bereitstellung strukturreicher Biomasse von Verkehrsflächen in ähnlicher Höhe wie die Kosten für die Bereitstellung strukturreicher Biomasse von Uferböschungen und Naturschutzflächen. Die Kosten können jedoch nicht der Biomasse allein zugeschlagen werden, da die Verkehrs- und Naturschutzflächen auch gepflegt werden müssen, wenn die Biomasse nicht energetisch genutzt wird. Die Ermittlung der Kosten ist somit, ähnlich wie z.B. bei der KVA (Entsorgung vs. energetische Nutzung des Abfalls), mit der Allokationsfrage verbunden.

Da jedoch trotz der entstehenden Bereitstellungskosten für Biomasse dieser Kategorien aus Sicht des Anlagenbetreibers derzeit Abnahmepreise bestehen (d.h. der Anlagebetreiber erhält für die Entsorgung der Biomasse Zahlungen in Höhe von derzeit CHF 50 bis 150), wird hier auf eine Kostenallokation verzichtet, und es werden die tatsächlichen Abnahmepreise angegeben. Diese gehen aus Sicht des Anlagebetreibers als negative Kosten in die Berechnung ein. Die Entwicklung bis 2040 geht von sinkenden Abnahmepreisen aus, so dass die effektiven Kosten für 2040 auf CHF 50 bis 0 geschätzt werden.

Kategorie g) Rest- und h) Altholz⁷⁷

Für die Entsorgung von Altholz werden Preise zwischen CHF 50 und 70 pro Tonne bezahlt. Die Preise sind jedoch aufwändig zu erfassen und in den letzten Jahren seit 1998 um rund die Hälfte gesunken. Die Kosten für die Aufbereitung (Sortieren und Schreddern) und den Transport liegen schätzungsweise zwischen CHF 50 und 70 pro Tonne Altholz. Die Gestehungskosten inkl. Aufbereitung, jedoch ohne Transportkosten bewegen sich derzeit somit etwa zwischen CHF -40 und 0 pro Tonne Altholz. In Zukunft dürften sich die Gestehungskosten eher erhöhen (sinkende Marktpreise bzw. steigende Aufbereitungskosten).

Beim Restholz gilt es zu unterscheiden zwischen Restholz aus erster und zweiter Verarbeitungsstufe. In der ersten Stufe (Sägereien) werden für verschiedene naturbelassene Sortimenten Preise zwischen -1 bis 3 Rappen/kWh gezahlt, entsprechend CHF -50 bis 150 pro Tonne Restholz. Dabei sind die Preise von 3 Rappen/kWh eher die zukünftigen Preise. Restholz aus der zweiten Verarbeitungsstufe (Zimmereien) wird oft intern genutzt. Kosten für Sammlung und Aufbereitung sind hier nicht verfügbar.

Kategorie i) Abfälle aus Industrie, Haushalt und Gewerbe

Für die Abnahme von Biomasse der Kategorie Abfälle aus Industrie, Haushalt und Gewerbe wird derzeit bezahlt. Die gezahlten Preise für diese Entsorgungsdienstleistung sind regional stark unterschiedlich und reichen in Einzelfällen (Monopolstellungen) bis CHF 300 pro Tonne. In Gebieten mit grösserer Konkurrenz liegen die Abnahmepreise unter CHF 100 pro Tonne. Kompogas verlangt CHF 140 bis 160. BiomassEnergie rechnet für Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen mit CHF 40 pro Tonne (BiomassEnergie 2004b).

In dieser Kategorie ist ausserdem zwischen Abfällen mit und ohne Hygienierisiko zu unterscheiden. Bei Abfällen mit Hygienierisiko fallen Hygienisierungskosten an, die sich im Abnahmepreis (zu zahlende Entsorgungskosten) widerspiegeln. Für Abfälle ohne Hygienierisiko muss für deren Abnahme weniger bezahlt werden. In Deutschland werden für Fraktionen mit hohem Biogasertag (Einflussfaktoren sind

⁷⁷ Informationen zu Kosten Alt- und Restholz von Daniel Binggeli, Bereichsleiter Holzenergie, BFE.

hier der Fett- und Eiweissgehalt) von den Anlagebetreibern bereits bezahlt, d.h. die Entsorgungskosten sind negativ.

In der Tabelle werden die Biomassekosten für risikoarme Abfälle zwischen CHF -100 und CHF -30 angenommen mit einer tendenziell steigenden Entwicklung bis etwa CHF 0. BiomassEnergie (2004b) schätzt, dass die Entsorgungsgebühren für einige Biomassefraktionen evtl. bereits negativ, die Kosten, die dem Anlagenbetreiber entstehen somit positiv sein werden. Den Kostenschätzungen liegen Annahmen über eine erhöhte Konkurrenzsituation unter den Abnehmern und einer Entwicklung hin zu tendenziell grösseren und effizienteren Anlagen zugrunde.

Für Abfälle mit Hygienierisiko werden die Kosten aufgrund des weiterhin nötigen Hygienisierungsaufwands zwischen CHF -200 und -100 als konstant angenommen.

6.3 Transportkosten

Mit Ausnahme von Brennholz (Stückholz und Holzschnitzen) wird heute noch nicht sehr viel Biomasse zur energetischen Nutzung transportiert. Entsprechend sind auch noch keine gefestigten systematischen Preisstrukturen für Transporte verfügbar.

Aufgrund einer telefonische Umfrage bei einzelnen Transporteuren, die sich auf den Transport landwirtschaftlicher Güter spezialisiert haben, haben sich für den Transport von Biomasse jedoch folgende Eigenheiten und Richtpreise herauskristallisiert:

- **Transportmittel:** Der weitaus grösste Teil der Biomassetransporte erfolgt mit Mulden mit einem Fassungsvermögen von 8 bis 35 m³. Für den Transport dieser Mulden kommen 3achsige LKWs mit einer Zuladung bis max. 13 t sowie 4-achsige LKWs mit einer Zuladung von max. 18 t zum Einsatz.
- **Transportdistanzen:** Die Transporte erfolgen heute im Allgemeinen nur lokal, d.h. über sehr kurze Distanzen (typisch weniger als 10 km, ein Weg). Es wird jedoch damit gerechnet, dass diese Distanzen markant wachsen werden (in Zukunft bis zu 50 km, pro Weg, oder mehr).
- **Richtpreise:** Die landwirtschaftlichen Transporteure berechnen die Preise grundsätzlich auf der Basis von aufgewendeter (Fahr- und Lade-) Zeit mal Stundensatz der Fahrer. Die Grösse von Mulde und Fahrzeug fällt damit viel weniger ins Gewicht als die Transportdistanz. In einem Bereich von 10 bis 50 km ergeben sich heute Transportkosten im Bereich von CHF 150.– bis 450.– pro Mulde.
- **Entwicklung bis 2040:** Die Transportkosten (für den Transport der Biomasse vom Ort der Ernte bis zur Energiegewinnungsanlage) dürften in Zukunft aufgrund steigender Abgaben und Steuern deutlich ansteigen. Für die folgende Berechnung wird angenommen, dass die Transportkosten um durchschnittlich 1% pro Jahr steigen (das sind 45% bis 2040 gegenüber 2000).

Auf der Basis dieser Annahmen sowie der in der untenstehenden Tabelle angegebenen Dichten für die einzelnen Biomassearten lassen sich für die spezifischen Transportkosten folgende Richtgrössen herleiten:

Bezeichnung	Kategorie	Dichte	Kosten CHF/t					
			2003		2025		2040	
			t/m3	Min	Max	Min	Max	Min
Waldholz, Feldgehölze, Hecken	a	0.50	15	45	19	56	22	65
Energiepflanzen, Ackerkulturen	b	0.25	30	90	37	112	43	130
Kartoffeln	b	0.70	11	32	13	40	15	46
Wiesland	c	0.75	10	30	12	37	14	43
Stroh	d	0.75	9	26	11	33	13	38
Gülle	d	1.00	0	0	0	0	0	0
Strukturreiche Biomasse von Uferböschungen, Naturschutzflächen	e	0.50	15	45	19	56	22	65
Strukturreiche Biomasse von Verkehrsflächen	f	0.50	15	45	19	56	22	65
Altholz	g	0.70	11	32	13	40	15	46
Restholz	h	0.60	13	38	16	47	18	54
Abfälle aus Industrie, Haushalt und Gewerbe	i	0.70	11	32	13	40	15	46

Tabelle 22 Indikative Kostenentwicklung für die Transportkosten von Biomassegütern bis 2040. Es wird jeweils eine Bandbreite angegeben. In erster Näherung machen die Transportkosten zwischen 10 und 50% der Kosten von Biomasse an der Quelle aus.

7 Technologien, Konversionspfade und Anlagentypen

7.1 Konversionspfade

Die Nutzung von Biomasse kann in Form von Wärme- oder Stromerzeugung oder als Treibstoff erfolgen. Die technisch und wirtschaftlich optimalen Anlagentypen werden durch Faktoren wie Struktur und Verfügbarkeit der Biomasse, Stand spezifischer Technologien und Verfahren, prognostizierte Entwicklung der Biomassepreise (als Brenn- oder Treibstoff), mögliche staatliche Anreize, Anlagengrößen sowie Einschränkungen der Nutzungsmöglichkeiten (z.B. Wärmeleistungsbedarf an einem Standort) bestimmt.

Aus der Vielzahl von möglichen Technologien wurden aufgrund von Literaturstudien und Expertengesprächen prinzipiell folgende relevante Konversionspfade für die energetische Nutzung von Biomasse identifiziert:

Konversionspfad	
1	Holzfeuerung
2	Biomassefeuerung
3	Altholzfeuerung
4	KVA
5	Zementofen
6	Holzvergasung/Fischer-Tropsch-Verfahren
7	Holzvergasung/andere Verfahren
8	Hydrothermale Vergasung
9	Methangärung
10	Alkoholgärung

Tabelle 23: Klassifizierung der Technologien in 10 relevante Konversionspfade.

Im Rahmen dieser Studie wurden aus Budgetgründen nur 5 der 10 oben aufgeführten Konversionspfade näher betrachtet (in der obigen Tabelle fett/grau gekennzeichnet, siehe auch die weitere Selektion in Abschnitt 7.3).

Andererseits wurden in der ersten Auslegeordnung über die obigen 10 Konversionspfade hinaus noch weitere Technologien und Konversionsmöglichkeiten identifiziert. Eine Übersicht über die Prozesse und Technologien zur energetischen Nutzung von Biomasse findet sich in Anhang 6.

Die energetischen Konversionsverfahren werden unterteilt in Verbrennung, Vergasung und Vergärung. Die Verbrennung liefert primär Wärme und ggf. Strom. Die Vergasung liefert neben Wärme primär ein Schwachgas bzw. Synthesegas. Diese Gase lassen sich entweder zur Stromproduktion oder zur Weiterarbeitung als Treibstoff einsetzen. Die Vergärung generiert Methangas oder Alkohol. Beides lässt sich sowohl zur Wärme und Stromproduktion oder als auch als Treibstoff weiterverwenden. Bei der Verwendung wird davon ausgegangen, dass die Wärme- bzw. Stromproduktion für stationäre Zwecke eingesetzt wird. Treibstoff dient ausschliesslich der mobilen Verwendung.

Bei der Verbrennung dient die Holzfeuerung (Schnitzel- und Stückholzfeuerungen) zur Nutzung von naturbelassenem Holz der bestockten Fläche sowie je nach Anlagenausstattung auch für Restholz. Biomassefeuerungsanlagen können für sämtliche naturbelassene Biomasse, wie z.B. halmgutartige Brennstoffe sowie optional für strukturreiche Biomasse aus Ufer-, Naturschutz- sowie Verkehrsflächen verwendet werden. Sowohl die Altholzfeuerung als auch die KVA sind zur Verwertung von Altholz geeignet.

Die Kategorie Vergasung beinhaltet die „Holzvergasung“ sowie die hydrothermale Vergasung. Die Holzvergasung wurde in zwei separate Nutzungsarten aufgeteilt. Der Konversionspfad 6 (gemäss Tabelle 23) steht für die Herstellung von Treibstoff mittels des nachgeschalteten Fischer-Tropsch Verfahrens, ein chemischer Prozess, mit dessen Hilfe ein Synthesegas in Flüssigtreibstoff umgewandelt wird. Der Konversionspfad 7 beinhaltet die Anwendung der Holzvergasung zur Produktion von Wärme und Strom. Sowohl die Holzvergasung wie auch die hydrothermale Vergasung sind geeignet für strukturreiche und feucht bis trockene Biomasse.

Da in der Schweiz die Stromproduktion der kommunalen ARAs aus Klärgas einen bedeutenden Beitrag zur Nutzung erneuerbarer Energien liefern, soll zu Vergleichszwecken schliesslich auch noch der Konversionspfad ARAs ausgeleuchtet werden.

7.2 Biomassesortimente

Um die Zahl der Anlagentypen (d.h. der konkreten Anwendungen (Kombinationen von Biomassetyp und eingesetzter Technologie)) in einem überblickbaren Rahmen zu halten, muss auch die Vielfalt der gängigen Arten von Biomasse kategorisiert werden. In Anlehnung der schweizerischen Arealstatistik wurden 9 Biomassesortimente gebildet (siehe Abschnitt 5.2: Einteilung und Definition der Biomassesortimente)

7.3 Selektion von Technologie-/Biomasse-Kombinationen (Anlagentypen)

Ausgehend von den oben festgelegten 10 Konversionspfaden und 9 Biomassekategorien lässt sich eine Nutzungsmatrix mit theoretisch 90 möglichen Kombinationen von Konversionspfad und Biomasseart (in der Folge als Anlagentyp bezeichnet) für die energetische Nutzung von Biomasse aufspannen. Davon wurden in einer Vorauswahl 36 als aktuell oder zukünftig technisch machbar identifiziert (graue Felder in der Grafik in Anhang 7). Von Projektteam und Begeleitgruppe wurden die in Tabelle 23 aufgelisteten Anlagentypen als zukünftig relevant betrachtet. Aus praktischen Gründen musste die Auswahl der näher analysierten Biomasse-Technologiekombinationen auf die in Tabelle 24 markierten 7 Anlagentypen beschränkt werden.

Kombi- nation		Konversionspfad/ Technologie	Genutzte Biomasseart	Nutzung in Praxis	Anlagen in der Schweiz schon im Normalbe- trieb
1a	Verbrennung	Holzsnitzelfeuerung	Energieholz aus dem Wald	thermisch	Ja
2c		Biomassefeuerung	Gras von Wiesland oder Ver- kehrsflächen, Stroh (Ernterück- stände)	thermisch	Nein
3g		Altholzfeuerung	Altholz von minderer Qualität (gemäss Verordnung über Verkehr mit Abfällen (VeVA))	thermisch und elektrisch	Ja
4g		KVA	Biogene Abfälle aus Industrie, Gewerbe und Haushalten, Altholz, Klärschlamm	thermisch und elektrisch	Ja
6a/b	Vergasung	Holzvergasung/Fischer- Tropsch-Verfahren	Waldholz, Feldgehölz Energiepflanzen aus Ackerbau, Kunstpflanzen	Treibstoff	Nein
7a		Holzvergasung/andere Verfahren	Waldholz, Feldgehölz	thermisch und elektrisch	Nein
8a/b		Hydrothermale Vergasung	„nasse Biomasse“, Waldholz, Feldgehölz	vorwiegend Treib- stoff	Nein
9d	Vergärung	Landwirtschaftliche Biogasanlage	Gülle, Mist (+ biogene Abfälle bei kombinierten landwirtschaftl. Biogasanlagen)	elektrisch (+ therm. für Eigenbedarf) Treibstoff	Ja
9i		Ind./gewerbl. Biogasan- lage	Feuchte/Flüssige Abfälle aus Industrie, Gewerbe, Gastronomie und Haushalten	elektrisch (+ therm. für Eigenbedarf), Treibstoff	Ja
10a/b		Alkoholgärung	Waldholz, Feldgehölz ⁷⁸	vorwiegend Treib- stoff	Nein
11		ARA	Abwasser	elektrisch (+ therm. für Eigenbedarf), Treibstoff	Ja

Tabelle 24: Untersuchte Anlagentypen (7 Kombinationen von Konversionspfaden und Biomassearten).

Bezüglich der einzusetzenden Biomassearten zur Gewinnung von Bio-Diesel (Kombination 6a/b) sowie in Bezug auf die Abgrenzung der landwirtschaftlichen Biogasanlagen (9d) gehen die Meinungen der Experten deutlich auseinander:

- Laut Meinung des BFE Bereichsleiters Holz⁷⁹ erscheint es angesichts der tiefen Wirkungsgrade von Motoren als unangebracht, „Treibstoff aus Holz herzustellen, solange noch so viel Öl für einfache Raum-Wärme verbrannt wird.“ Es gibt jedoch zumindest drei Gründe, weshalb die Herstellung

⁷⁸ Der in dieser Studie betrachtete Anlagentyp für die Herstellung Bioethanol basiert auf dem Konzept der Produktion von Bioethanol auf der Basis von lignozellulosem Material. Auf das bekanntere Verfahren zur Herstellung von Bioethanol aus landwirtschaftlichen Produkten (vergl. Alcosuisse-Projekt) sowie auf die in der Schweiz bereits praktizierte Herstellung von Bioethanol als Nebenprodukt der Papierherstellung (Boregard) wird nicht näher eingegangen.

⁷⁹ e-mail Daniel Binggeli vom 10.05.0.4

von Biotreibstoffen aus Holz in letzter Zeit vermehrt als viel versprechende Lösung betrachtet wird⁸⁰: Die relativ tiefen Kosten, die leichte Verfügbarkeit und die Vorteile beim Einsatz von Holz (gegenüber den relativ teuer einzubringenden Ernteabfällen oder Energiepflanzen) sowie die Tatsache, dass Holz in keiner Konkurrenz zu Pflanzen als Nahrungsmitteln steht. Daher ist das Projektteam der Ansicht, dass diese Variante in Zukunft ebenfalls in Betracht gezogen werden muss. Die Analyse der Konversionspfade Fischer-Tropsch (Bio-Diesel) und Alkoholgärung (Ethanol) konzentriert sich in dieser Studie deshalb auf die Nutzung von lignozellulosem Material (siehe Kapitel 7.5 und Anhänge 9 u. 10).

- „Reine“ Landwirtschaftliche Biogasanlagen (IwBGA), die nur mit Hofdünger betrieben werden, gelten in der Schweiz heute als veraltet. Moderne IwBGA werden in der Schweiz heute vorwiegend als Co-Vergärungsanlagen realisiert. Neben Gülle und Mist sind dabei biogene Abfälle aus Haushalt und Gastronomie weitere Inputs. Auf der Nutzungsseite ist die Gewinnung von Treibstoffen vermehrt eingeschlossen. Auf eine separate Betrachtung der „reinen“ IwBGA könnte daher verzichtet werden.⁸¹ In dieser Studie werden aus verschiedenen Gründen dennoch beide Typen der IwBGA beleuchtet: die „reine IwBGA“ (nur Hofdünger als Input) sowie die „Co-Vergärungs-IwBGA“ (für Fakten und weitere Erläuterungen dazu siehe Kapitel 7.5 und Anhang 8).

7.4 Methodische Grundlagen für den Vergleich der ausgewählten Technologie-Biomasse-Kombinationen

7.4.1 Spezifikation von Musterobjekten/typischen Anwendungen für den Vergleich der Technologie-Biomasse-Kombinationen

Für den Vergleich der ausgesuchten Kombinationen von Technologien und Biomassetypen müssen möglichst klar definierte Anwendungen ausgesucht werden. Zudem müssen die Systemgrenzen und die Art der Nutzung genau spezifiziert werden. Vergleiche sind nur für Technologie/Biomasse-Kombinationen sinnvoll, die in ihrer Nutzung in direkter Konkurrenz stehen. Eine Holzschnitzelheizung mit einem typischen Leistungsbereich von < 1MW und vorwiegend thermischer Nutzung steht in der Praxis kaum je in Konkurrenz mit einer KVA, deren Energie elektrisch und thermisch genutzt werden kann, wobei letztere allerdings nach einem Fernwärmenetz verlangt.

Zu diesem Zweck werden Objekte bzw. praktische Anwendungen spezifiziert, die einen Vergleich von Technologie-Biomasse-Kombinationen erlauben, die für die energetische Versorgung dieses Objekts geeignet sind. Ebenso muss eine Referenzanlage auf der Basis von Öl oder Gas für jedes Objekt definiert werden.

Es werden folgende Objekte definiert:

⁸⁰ *Vergl. Wyman 2004; Knauf und Moniruzzaman 2004.*

⁸¹ *Schriftlicher Kommentar zu Inputpapier 2 und Gespräch mit den Herren H.C: Angele und M. Sommerhalder am 17.03.04*

Vergleichsobjekt 1	Wärmeversorgung eines Gebäudekomplexes mit oder ohne umliegende weitere Gebäude
	Typische Beispiele: Schulhaus, Altersheim, Dienstleistungszentrum/Werkhof einer Gemeinde
Energiebedarf	Wärme: 300 ... 1000 kW Strom: Normalerweise keine Erzeugung von Elektrizität
Nutzung Wärme	zu Heizzwecken via Heizanlage im Gebäude via Nahwärmeverbund in umliegenden Gebäuden
Nutzung Strom	-
Betrachtete Systeme auf Basis Biomasse	1a: Holzschnitzelfeuerung 500 kW (zentral, d.h. inkl. Wärmeverteilnetz)
Referenzsystem auf Basis Öl	Ölfeuerungen dezentral (d.h. jedes Gebäude hat seine eigene Ölfeuerung, Leistung total 500 kW)

Tabelle 25 Anlagentyp Holzsnitzelheizung im Vergleich mit dezentraler Ölfeuerung.

Vergleichsobjekt 2	Fernwärmesystem mit Quartier(en) einer Stadt als Nutzer(n) oder sehr grossen einzelnen Verbrauchern (Prozesswärme für Industrie)
Energiebedarf	Wärme: 10 ... 50 MW Strom: 10 ... 30 MW
Nutzung Wärme	zur Gebäudeheizung via Fernwärmesystem und Verteilung der Wärme in ganzen Quartieren, in wenigen Fällen als Prozesswärme in nahe gelegener Industrie
Nutzung Strom	Einspeisung ins Netz
Betrachtetes System auf Basis Biomasse	4g: Grosse KVA (100'000t/Jahr, thermische Leistung ca. 60 MW) mit Anschluss an Fernwärmesystem, Einspeisung der erzeugten Elektrizität ins Netz
Referenzsystem auf Basis Öl/Gas	Ölfeuerungen für Wärmeerzeugung (dezentral, d.h. für jedes Gebäude eine eigene) Stromerzeugung mittels Gasturbinen-Kraftwerk im Leistungsbereich 25 MW

Tabelle 26 Anlagentyp KVA im Vergleich mit Kombination dezentraler Ölfeuerung (für Wärme) und Gasturbinenkraftwerk (für Strom).

Vergleichsobjekt 3	Elektrizitätserzeugung zur Einspeisung/Verkauf ins Netz Leistungsbereich 100 kWe
Energiebedarf	am Erzeugungsort: Wärme: einige kW Strom: einige kW
Nutzung Wärme	für Gebäudeheizung und Prozesswärme am Erzeugungsort (Eigenbedarf)
Nutzung Strom	Einspeisung ins Netz
Betrachtete Systeme auf Basis Biomasse	9g: landwirtschaftliche Biogasanlage, Nennleistung 100 kWe; Realisierung entweder als reine Hofdünger-Biogasanlage (Input nur Gülle und Mist) oder als „Co-Vergärungs-Biogasanlage“ (zusätzliche Inputs: biogene Abfälle aus Haushalt und Gastronomie)
Referenzsystem auf Basis Öl	WKK-Anlage mit Nennleistung 100 kWe

Tabelle 27 Anlagentyp landwirtschaftliche Biogasanlage im Vergleich mit fossil betriebener WKK-Anlage.

Vergleichsobjekt 4	Elektrizitätserzeugung zur Einspeisung/Verkauf ins Netz Leistungsbereich 300 bis 500 kWe	
Energiebedarf	am Erzeugungsort:	Wärme: einige kW Strom: einige kW
Nutzung Wärme	für Gebäudeheizung und Prozesswärme am Erzeugungsort (Eigenbedarf)	
Nutzung Strom	Einspeisung ins Netz	
Betrachtete Systeme auf Basis Biomasse	9i: gewerbl./industrielle Biogasanlage, Nennleistung 500 kWe 11: Kommunale ARA, Nennleistung 300 kWe	
Referenzsystem auf Basis Öl	WKK-Anlage (BHKW) mit Nennleistung 400/500 kWe	

Tabelle 28 Anlagentyp gewerblich/industrielle Biogasanlage im Vergleich mit fossil betriebener WKK-Anlage.

Vergleichsobjekt 5	Herstellung von Biotreibstoffen für mobile Anwendungen	
Betrachtete Systeme auf Basis Biomasse	6a/b: Produktionsanlagen nach dem Verfahren von Fischer-Tropsch 10b: Produktionsanlagen auf der Basis Alkoholgärung (Herstellung von Bioethanol aus lignozellulosem Material)	9i: Erzeugung von Biogas in gewerblich/industrieller Biogasanlage und dessen Aufbereitung zu Erdgasqualität
Referenzsystem auf Basis Öl/Gas	Konventionelle Benzin- und Diesel-Treibstoffe für flüssige Biotreibstoffe, konventionelles Erdgas als Referenz für Biogasanlage und Aufbereitung	

Tabelle 29 Treibstoffe auf der Basis von Biomasse (Biofuels hergestellt mit Hilfe des Fischer-Tropsch Verfahrens bzw. der Alkoholgärung sowie Biogas („Kompogas“) produziert in gewerbl./industriellen Biogasanlagen) im Vergleich mit konventionellen (fossilen) Treibstoffen (Diesel bzw. Benzin).

7.4.2 Methodik für Kostenerhebung und -vergleich

Die Erhebung der Gestehungskosten für Wärme und Strom sowie der wirtschaftliche Vergleich der einzelnen Anlagentypen (Technologie-Biomasse-Kombinationen) erfolgt nach folgendem Schema:

Spezifische Gestehungskosten = Jahreskosten/Jahresproduktion in kWh, wobei:

- Jahreskosten = Anlagekosten + Brennstoffkosten pro Jahr
jährliche Anlagekosten = Summe der Kosten für Kapital, Wartung und Unterhalt, Hilfsenergie, Versicherungen und Verwaltung.
- Die Kapitalkosten werden als Annuität, d.h. als ein über die Nutzungsdauer der Investition gleich bleibender, jährlicher Betrag, ermittelt. Als Zinssatz wurden 5% angenommen. Für die Abschreibungen wurde (für die bereits genutzten Technologien) die Nutzungsdauer gemäss SIA 480 eingesetzt. Die Nutzungsdauer ist aus den Fact Sheets der einzelnen Technologien bzw. aus den Angaben zu den wichtigsten Anlagenteilen ersichtlich.
- Die Wartungs- und Unterhaltskosten wurden in % der Anlageninvestition berechnet. Der Satz bewegt sich je nach Technologie zwischen 1.5 und 3.5%.
- Für die Summe der Kosten für Hilfsenergie/Versicherung/Verwaltung wurde ebenfalls ein Prozentsatz von 1.5% der anfänglichen Investition festgelegt. Dieser Prozentsatz deckt auch die üblicherweise anfallenden Lohnkosten für die periodischen Kontrollen und evtl. Reinigungsarbeiten ab.
- Die Brennstoffkosten berücksichtigen verschiedene, zur Verfügung stehenden Optionen von Ernte/Beschaffung und schliessen die Transportkosten mit ein. Schwierig ist die Zuordnung von Brennstoffkosten bzw. Entsorgungskosten von Abfällen, die als Brennstoffe genutzt werden können. Da der Spielraum für die Allokation dieser Kosten unter Fachleuten immer zu Diskussionen führen wird und um diesen Spielraum möglichst transparent aufzuzeigen, werden in diesem Kapitel die Energiegestehungskosten von Anlagen, die Abfälle nutzen, wie folgt präsentiert: a) mit dem Brennstoffwert 0 (d.h. die potenziellen Entsorgungskosten werden nicht in die Kostenrech-

nung einbezogen), und b) mit einer Abschätzung dieser Brennstoff-/Entsorgungskosten in einer separaten Übersicht.

Datenbasis für Ermittlung der heutigen Kosten

Die Kosten wurden auf folgender Basis ermittelt:

- Wo vorhanden: Rückgriff auf aktuelle Kostenerhebungen basierend auf Betriebsrechnungen von in Betrieb stehenden Anlagen oder auf errechneten Kosten von projektierten Anlagen;
- Falls solche nicht vorhanden waren (sowie zur Kontrolle der Zahlen aus oben genannten Kostenerhebungen): Einholen von Expertenmeinungen, Schätzungen Arbeitsgemeinschaft INFRAS.

7.4.3 Abschätzung der Kostendegression bis 2040 auf der Basis von Lernkurven

Die meisten der heute eingesetzten Technologien zur Nutzung von Biomasse befinden sich in einer frühen Phase der Marktentwicklung. Dementsprechend liegen auch die Kosten für die Strom-Wärme- und Treibstoffherzeugung in der Regel noch über den Kosten der Referenzsysteme. Mit zunehmender Erfahrung und kumulierten Stückzahlen in der Produktion lassen sich die Kosten einer bestimmten Technologie im Laufe der Jahre jedoch deutlich senken. Die Kostenreduktion ist eine Funktion der Zeit und der kumulierten Stückzahlen und wird normalerweise in Form so genannter Lernkurven angegeben.

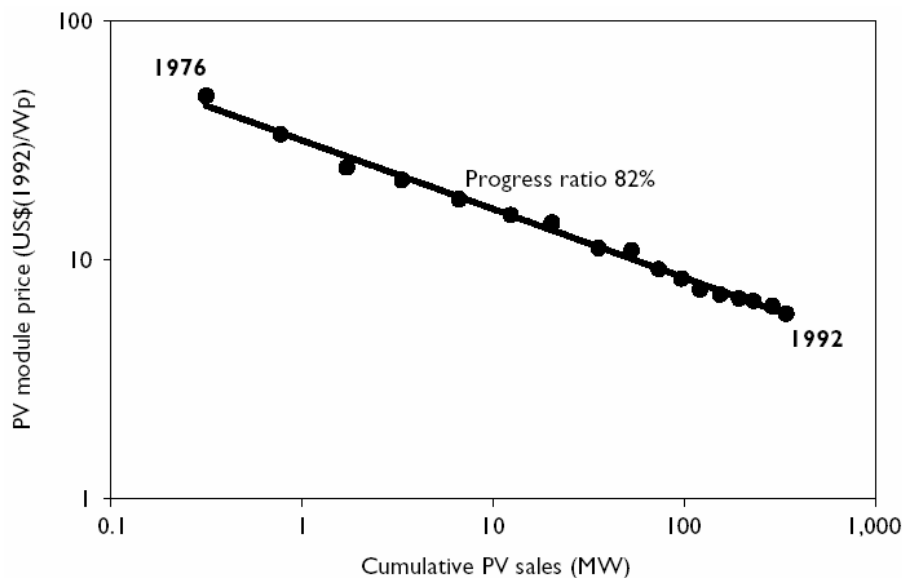
INFRAS hat die Methodik der Lernkurven und verfügbare empirischen Daten im Rahmen einer anderen EWG Studie näher untersucht. Die nachfolgende kurze Einführung in die Theorie der Lernkurven wurde dem Schlussbericht des Projekts (INFRAS et al 2004) entnommen.

Übersicht Lernkurvenkonzept

Bei vielen Produkten und Dienstleistungen lässt sich empirisch nachweisen, dass die Stückkosten mit steigender Erfahrung sinken. Dieser Zusammenhang lässt sich gut anhand von Lernkurven zeigen. Lernkurven beschreiben die Kostensenkung für die Produktion eines Produktes in Abhängigkeit von der gefertigten Stückzahl. Charakterisiert wird die Lernkurve durch die Fortschrittsrate PR (engl. progress ratio). Die folgende Gleichung zeigt den Zusammenhang zwischen Fortschrittsrate PR und Erfahrungsparameter E sowie zwischen Fortschrittsrate PR und Lernrate LR:

$$PR = 2^{-E} \text{ und } LR = 1 - PR$$

Die Fortschrittsrate PR gibt an, auf welches relative Niveau die Kosten einer Einheit bei Verdoppelung der kumulierten Produktionsmenge fallen. Die LR zeigt die entsprechende Kostenreduktion bei Verdoppelung der kumulierten Produktionsmenge an. Eine PR von 82% bzw. eine Lernrate von 18% bedeutet, dass die Kosten der jeweils zuletzt produzierten Einheit mit jeder Verdoppelung der kumulierten Produktion auf 82% des jeweils vorherigen Wertes bzw. um 18% sinken. Die folgende Abbildung zeigt die Erfahrungskurve von PV-Modulen in der Zeitperiode von 1976–1992.



Figur 22 Erfahrungskurve für PV-Module 1976-1992. Quelle: OECD/IEA:2000.

Empirische Untersuchungen haben gezeigt, dass sich Kostensenkungen auf verschiedene Faktoren zurückführen lassen (Poponi 2003):

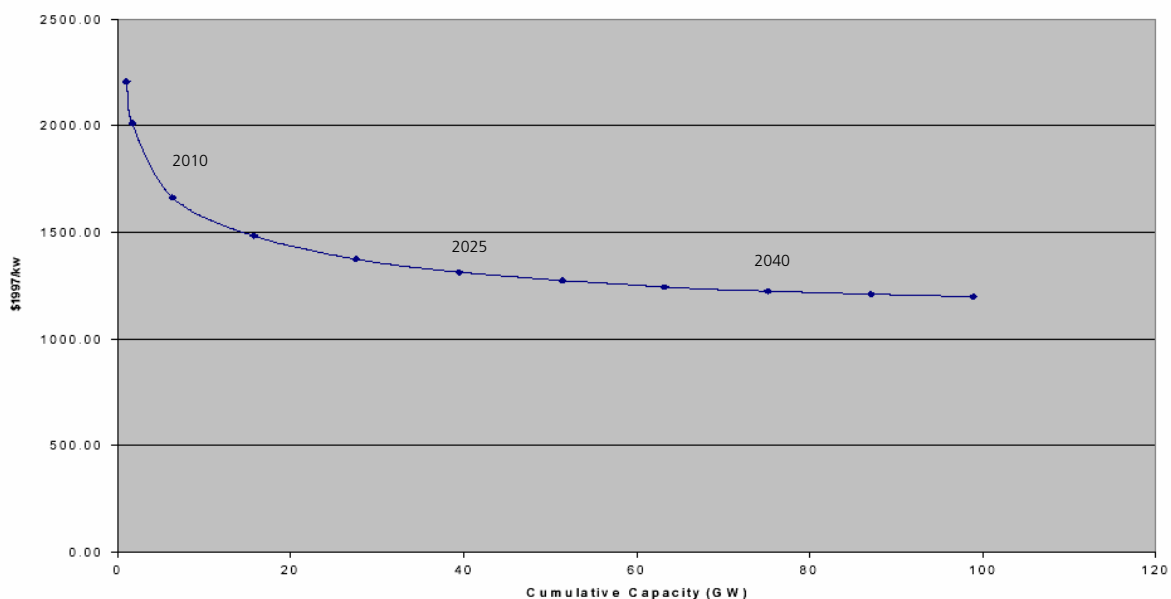
- Änderungen in der Produktion aufgrund von Prozessinnovationen, Grössenvorteilen (Stückzahl-Kostendegression, Anlagengrößen-Kostendegression) und Lerneffekten.
- Produktänderungen aufgrund von Innovationen, Verbesserungen des Designs, Rationalisierungsfortschritten oder Standardisierungen.
- Veränderungen der Inputpreise.

Wie in INFRAS et al 2004 ausführlich dokumentiert, findet sich zahlreiche Literatur zu Lernkurven. Allerdings bezieht sich diese vorwiegend auf Photovoltaik und weitere, im Rahmen dieser Studie nicht direkt interessierende Technologien, wie z.B. Windenergienutzung. Zudem beschränken sich die Untersuchungen für Solaranlagen meist auf die Basistechnologien (z.B. PV-Module oder Solarkollektoren). Zum Teil finden sich auch noch Werte für Gesamtanlagen. Zu den Lernraten bei den Implementationskosten (Integration der einzelnen System-Komponenten, Planung, Montage etc.) finden sich in der Literatur jedoch keinerlei Hinweise.

Anhaltspunkte für Lernraten und Kostendegression für Biomassetechnologien bis 2040

Für die erwartete Kostenentwicklung bei den Biomassetechnologien liegen in der Literatur nur wenige Angaben zu Lernkurven und zu heutigen sowie zukünftigen kumulierten Produktionsvolumen vor. Da sich ohne empirische Daten kaum abschätzen lässt, bis zu welchem Zeitpunkt eine jeweilige Verdopplung der installierten Anlagenkapazitäten erreicht wird, kann die Entwicklung der Gestehungskosten nicht über die klassischen Lernkurvenbetrachtungen ermittelt werden.

Einen Anhaltspunkt bieten lediglich die Studien von Tseng (Tseng et al 1999), die für die Kostenentwicklung der Biomassetechnologien einen Zusammenhang zwischen der Zeitachse und den erwarteten Produktionsvolumen auf dem nordamerikanischen Markt aufzeigen.



Figur 23 Lernkurve für Biomasse-Technologien auf dem nordamerikanischen Markt: Gestehungskosten (in USD/kWh, 1997) in Funktion der gesamthaft installierten Leistung. (Quelle: Tseng et al 1999).

Gemäss Figur 23 reduzieren sich die spezifischen Gestehungskosten der Biomasetechnologien auf dem nordamerikanischen Markt für das Jahr 2040 auf gut 50% der Kosten in 2000.

Dieses Kostendegressionspotenzial scheint für schweizerische Marktverhältnisse zu optimistisch zu sein. Für den Schweizer Markt sind uns jedoch weder verwertbare Daten zu den neueren Biomasetechnologien noch für die mittlerweile gut etablierten Holzfeuerungen bekannt. Deshalb stützen wir hier auf eigene Schätzungen des Projektteams ab.

Die für die folgende Abschätzung der technologiespezifischen Kostenentwicklungen bis 2040 verwendeten Kostenfaktoren zur Abbildung der erwarteten Kostendegression sind in Tabelle 30 zusammengefasst.⁸²

⁸² Die Kostenfaktoren für die Holzschnitzelfeuerungen wurden aufgrund des Kommentars des BFE Bereichsleiters Holz (e-mail D. Binggeli vom 26.01.04) nachträglich im Sinne einer konservativeren Betrachtung (höhere Kostenfaktoren für die Jahre 2025 und 2040) angepasst.

Technologie	2000	2010	2025	2040
Holzsnitzel-feuerungen	1	0.95	0.90	0.90
KVAs	1	0.95	0.90	0.90
ARAs	1	0.95	0.90	0.85
Landwirtschaftliche Biogasanlagen	1	0.90	0.80	0.75
Industr./gewerbliche Biogasanlagen	1	0.90	0.80	0.75
Anlagen zur Herstellung von flüssigen Biotreibstoffen	-	1	0.88	0.77
Fossile Referenzanlagen	1	0.95	0.90	0.90

Tabelle 30 Entwicklung der technologiespezifischen Kostenfaktoren (Investition und Unterhalt, ohne Betriebskosten. Quelle: Schätzungen INFRAS).

7.5 Charakterisierung und Energiegestehungskosten von ausgewählten Anlagentypen im Vergleich zu Referenzsystemen

7.5.1 Nahwärmeversorgung auf Basis Holzschnitzelfeuerung

Vergleichsobjekt 1	Wärmeversorgung eines Gebäudekomplexes mit oder ohne umliegende weitere Gebäude
--------------------	--

Auswahl und Charakterisierung der betrachteten Systeme

Anlagentyp 1a	Holzschnitzelfeuerung 500 kW
---------------	-------------------------------------

Für die Nutzung von Holzenergie für die Produktion von Wärme (und zu einem geringen Teil Strom) werden gemäss der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien 20 Anlagekategorien unterschieden, welche in folgende vier Gruppen zusammengefasst werden:

- Einzelraumheizungen mit Holz:
Cheminées (offene, geschlossene, Öfen), Zimmeröfen, Kachelöfen, Holzkochherde
- Gebäudeheizungen mit Holz:
Zentralheizungsherde, Stückholzkessel, Doppel/Wechselbrandkessel, automatische Feuerungen < 70 kW
- Automatische Feuerungen mit Holz:
automatische Feuerungen und holzbetriebene WKK-Anlagen auf der Basis von Schnitzel- und Stückholzfeuerungen mit Nennleistung ab 70 kW
- Feuerungen mit Holzanteilen:
Feuerungen zur energetischen Nutzung von Altholz, Restholz, Rinde und Sägemehl.

Der Anlagentyp Holzschnitzelfeuerung 500 kW lässt sich wie folgt charakterisieren:

- Die Anlagengrösse ist typisch für die Nutzung von Wärme und Strom in mittelgrossen Gebäudekomplexen wie Schulhäusern, Heimen, Dienstleistungszentren etc. Mittels eines Nahwärmenetzes werden oft auch die umliegenden Gebäude versorgt.
- Gemäss früheren Untersuchungen im Rahmen von Energie 2000 und EnergieSchweiz war der Leistungsbereich zwischen 300 ... 1000 kW der Bereich, in dem die meisten Grossfeuerungen erstellt, gefördert und dokumentiert wurden. Im Bereich 500 ... 1000 kW hat sich die Anzahl von automatischen Feuerungen in den letzten 10 Jahren um den Faktor vervierfacht.
- Grossfeuerungen im Bereich ab 500 kW sind im allgemeinen deutlich wirtschaftlicher als Kleinfeuerungen < 70 kW. Für der Vergleich mit fossilen Brennstoffen stehen sie deshalb im Vordergrund des Interesses.
- Holzschnitzelheizungen bestehen aus 5 Teilen: dem Brennstoffsilo mit Befülleinrichtung und Siloaustragung, der Schnitzeltransportanlage zum Heizkessel, dem Heizkessel, der Kaminanlage und dem Wärmeabgabesystem. Ein Wärmespeicher, wie ihn Stückholzfeuerungen erfordern, ist nicht nötig, in gewissen Fällen aber empfehlenswert.
- Wärmeabgabe: Schnitzelfeuerungen werden vorwiegend zur Raumheizung und zur Wassererwärmung eingesetzt. Holzschnitzelfeuerungen lassen sich mit sämtlichen Wärmeabgabesystemen kombinieren: Heizkörpern, Bodenheizungen und Heizlüftern.
- Brennstoff: Als Brennstoff gelangt vorwiegend Energieholz aus den umliegenden Wäldern der Gemeinde zu Einsatz.

Repräsentatives Beispiel: Holzschnitzelfeuerung/Nahwärmeversorgung Dorf/Belp:⁸³

Die neue, unterirdische Heizzentrale liegt zwischen dem Dorfschulhaus und der Turnhalle, unmittelbar daneben der Schnitzelsilo mit einem nutzbaren Volumen von 290 m³, welcher über zwei befahrbare Silodeckel beschickt wird. Herzstück der Heizzentrale ist ein Holzkessel von 900 kW Leistung, welcher die Wärme- und Warmwasserproduktion zwischen September und April übernimmt und rund 80% des gesamten Energiebedarfs deckt. Ein Ölkessel von 500 kW dient zur Deckung der Spitzenlasten und zur Warmwasserbereitung im Sommer. Für die zukünftige Installation eines zweiten Holzkessels wurde der entsprechende Platz freigelassen. Der Ausbau der Nahwärmeversorgung erfolgt etappenweise. Bis im Herbst 2001 wurden die mehrere umliegende Gebäude inkl. Dorfschulhaus/Turnhalle und Dorfzentrum angeschlossen. Im Laufe des Jahres 2002 wurden weitere Gebäude angeschlossen. Als Brennstoff gelangt Waldholz aus den Wäldern der Burgergemeinde Belp zum Einsatz. Die Abrechnung des Energieholzes erfolgt über den Wärmehähler.

Anlagentyp 2c

Biomassefeuerung 500 kW

Gemäss der Informationsstelle Biomasse⁸⁴ gibt es in der Schweiz (noch) keine Feuerungsanlagen, die mit anderen Biomassearten als Holz betrieben werden. Im Projektstadium befinden sich Anlagen, die mit Stroh oder Rossmist betrieben werden sollen. Dazu lagen bis zum Zeitpunkt der Verfassung dieses Inputpapiers keine Angaben vor.

Es gibt in der Schweiz auch Kompostierungsanlagen, die aus dem Kompost ausgesiebte Holzreste verbrennen⁸⁵. Die Energie wird im Normalfall nur für die Heizung der eigenen Gebäude und allenfalls umliegender Gebäude genutzt, es wird keine Elektrizität produziert. Da für die Verbrennung konventionelle Holzschnitzelfeuerungen (typischer Leistungsbereich 500 kW) eingesetzt werden, wird dieser Anlagentyp hier nicht weiter betrachtet.

Referenzsystem 1

Ölfeuerungen dezentral

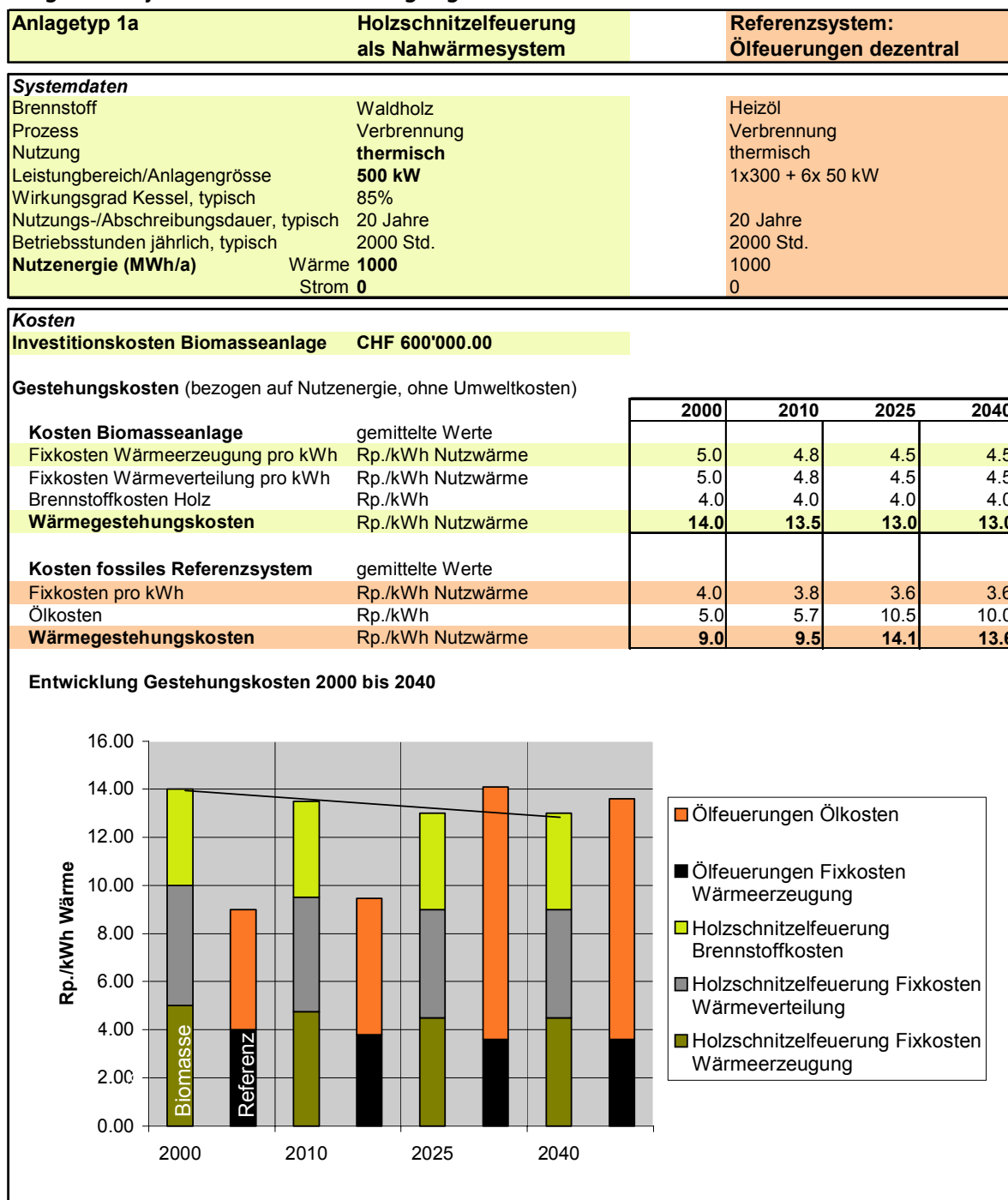
Ebenfalls nur Wärmenutzung. Jedes Gebäude hat seine eigene Ölfeuerung, dadurch entfällt Nahwärmeverbundsystem. Annahme: 1 Ölfeuerung 300 kW für Hauptverbraucher, 4 Ölfeuerungen 50 kW, Gesamtleistung 500 kW.

⁸³ Auszug aus Faltblatt „Holz-Nahwärmeversorgung Dorf (Gemeinde Belp), Holzenergie Schweiz.

⁸⁴ Telefon mit Ch. Angele, 8.1.2004.

⁸⁵ z.B. KEWU Krauchtal; Telefon 8.1.2004 mit Herrn Buess.

Vergleichsobjekt 1: Nahwärmeversorgung 500 kW



Figur 24 Vergleich Wärmegestehungskosten Holzsnitzel- und Ölfeuerungs-system 500 kW (für Details siehe Anhang 8).

Gemäss Figur 24 wird die Holzsnitzelfeuerung im Leistungsbereich 500kW ab etwas 2020 auch ohne die Berücksichtigung der externen Kosten konkurrenzfähig mit dezentralen Ölheizungen. Die Darstellung basiert allerdings auf relativ tiefen Brennstoffkosten (4Rp./kWh), die nur bei vergleichsweise günstigen Bedingungen für die Bereitstellung (moderne Arbeitsverfahren und Maschinen, zugängliches Terrain) und Transport (innerhalb Gemeindegrenzen, d.h. typisch <10km) realisiert werden kann.

Gemäss WSL 2003 liegen die heutigen Bereitstellungskosten für Waldholz im Bereich 2Rp. Bis 8Rp. pro kWh. Je nach Grösse und Lieferant der Anlage ergeben sich auch für die Wärmegestehungskosten für Holzschnitzel- und Ölf Feuerungen erhebliche Streuungen (siehe dazu Anhang 8).

7.5.2 Fernwärme- und Elektrizität aus KVAs

Vergleichsobjekt 2	Fernwärmesystem mit Quartier(en) einer Stadt als Nutzer(n) oder sehr grosse einzelne Verbrauchern (Prozesswärme für Industrie)
---------------------------	---

Auswahl und Charakterisierung der betrachteten Systeme

Anlagentyp 4g	KVA: Wärme und Strom aus biogenen Abfällen
---------------	---

Rechtliche Grundlagen, KVAs in der Schweiz

Aus rechtlicher Sicht zählen Wärme und Elektrizität aus KVAs gemäss Energieverordnung (EnV) **nicht** zu den erneuerbaren Energien. Die Siedlungsabfälle bestehen jedoch zu rund 50% aus Biomasse (in erster Linie Grünabfälle, Holz, Papier und Karton). Die Steigerung der Energienutzung aus KVAs wurde im Rahmen der Programme Energie 2000 und EnergieSchweiz daher zu 50% den Zielen bei den erneuerbaren Energien zugerechnet, sie ist auch in der Statistik der erneuerbaren Energien aufgeführt.

Die Technische Verordnung über Abfälle (TVA) legt fest, dass der Inhaber einer Verbrennungsanlage für Siedlungsabfälle diese so zu errichten und zu betreiben hat, dass die bei der Verbrennung anfallende Wärme genutzt wird. Es bestehen jedoch keine gesetzlichen Vorgaben für die Abnahme oder Vergütung der Wärme. Auch die Vergütung von Strom aus KVAs wird – im Gegensatz zur Nutzung erneuerbarer Energien und Strom aus fossilen WKK – weder im EnG noch in der EnV geregelt. Zur Zeit können die KVAs, da rechtlich nicht als erneuerbare Energie anerkannt, nicht von den speziellen Einspeisevergütungen für Strom aus erneuerbaren Energien profitieren. Die Energiedirektorenkonferenz hat in der Vernehmlassung zum EnV klar gefordert, dass auch Abfallstrom zu 50% in der EnV als erneuerbar gelten soll. Auch das BUWAL nimmt diese Haltung ein.⁸⁶

In der Schweiz verfügten im Jahr 2001 29 Kehrichtverbrennungsanlagen über eine Verbrennungskapazität von rund 3.1 Mio. t Abfällen pro Jahr. Die Kapazitäten der 28 KVAs entsprechen etwa der anfallenden Abfallmenge (Auslastung schwankte im Jahr 2001 zwischen 114% und 73%). Die anfallende Wärme wird, unabhängig vom Alter der bestehenden Anlagen, in sämtlichen Anlagen ausser in Lausanne für die Stromerzeugung genutzt. In 23 Anlagen wird neben Elektrizität auch Fernwärme erzeugt. Die Bandbreite der Leistung der Anlagen zur Energieproduktion geht von 1 MW bis 23 MW. Rund 12 von gegenwärtig 60 Ofenlinien sind älter als 20 Jahre und müssen in den nächsten Jahren saniert werden.⁸⁷

Wechselwirkung Energie- und Abfallwirtschaft

Die primäre Aufgabe der KVAs ist die optimale Behandlung von Abfällen, die Optimierung der Energieproduktion kommt erst an zweiter Stelle. Die Zusammenhänge zwischen Abfallwirtschaft und Energiewirtschaft sind jedoch äusserst komplex. Wird eine Steigerung der Energieproduktion angestrebt, müssen insbesondere folgende Punkte beachtet werden:

- Interessenskonflikt entsorgungsoptimierte Anlagen („deponie-geführte“ KVA) vs. energieoptimierte Anlagen: KVAs sollten auch in Zukunft primär im Hinblick auf die Minimierung der Belastung durch die anfallenden Reststoffe sowie auf die Minimierung der Schadstoffemissionen ausgelegt

⁸⁶ Vergl. Müller E A 2004

⁸⁷ Vergl. econcept 2004

und optimiert werden. Die energetische Optimierung bleibt ein sekundäres Kriterium (z.B. schlechter Ausbrand der Schlacke bei Optimierung bezüglich Stromerzeugung).

- Der ökologischen Gesamtbilanz kommt eine grosse Bedeutung zu. Neuste Untersuchungen attestieren den KVAs im Vergleich zu anderen Anlagen zur Elektrizitätsproduktion auf der Basis erneuerbarer Energien erstaunlich gute ökologische Eigenschaften.⁸⁸
- Die KVAs stehen unter einem erheblichen Kostendruck. Zwar haben sie einerseits im Bereich der Haushaltsabfälle ein faktisches Gebietsmonopol, andererseits herrscht beim Abfall aus Industrie und Gewerbe grosse Konkurrenz unter den KVAs. In der Praxis helfen die Erträge aus der Energienutzung, die Kehrichtsentsorgungspreise zu senken. Bei sinkenden Stromerlösen müssen die Ausfälle mittelfristig via Erhöhung der Abfallannahmepreise kompensiert werden. Umgekehrt reduzieren steigende Abfallannahmepreise den Kostendruck.
- Die Energieproduktion der KVAs ist finanziell bedeutend. Die Erlöse aus der Energieproduktion machten im Jahr 2001 rund 20% der Gesamteinnahmen aller KVAs aus. Die Erlöse aus der Abfallverbrennung liegen im Mittel bei 180 Fr./t.
- Zwecks sauberer Abgrenzung zwischen Energienutzung und Abfallentsorgung in Kostenrechnungen muss darauf geachtet werden dass Quersubventionierungen (sowohl zwischen Energieproduktion und Abfallbehandlung wie auch zwischen Strom- und Wärmeproduktion) ausgeschlossen werden. Das bedeutet, dass sich die Energienutzung grundsätzlich aus den Energieerlösen, die Behandlung der Abfälle aus den Abfallerlösen, finanzieren sollte.
- Die Kosten für den Ausbau der Energienutzung in KVAs sollten in Grenzkostenberechnungen ermittelt werden (womit sich allfällige frühere Quersubventionen herausdifferenzieren lassen).

Charakterisierung KVA

Im Kehrichtofen wird der Abfall verbrannt und mit der anfallenden Wärme Dampf auf einem hohen Druck- und Temperaturniveau erzeugt. Der Dampf wird einer Gegendruck- oder Kondensationsturbine zugeführt. Je nach Anforderungen der Fernwärme (Heizen, Prozessdampf) wird der Turbine Energie in Form von Dampf entzogen. Je nach Menge und Höhe des Druck- bzw. Temperaturniveaus der Dampfauskoppelung sinkt der Wirkungsgrad der Elektrizitätserzeugung. Je heisser die Fernwärme betrieben wird, desto geringer ist die Stromausbeute. Wärme- und Elektrizitätsnutzung konkurrenzieren sich also gegenseitig. Die KVAs haben ein sehr unterschiedliches Verhältnis von Wärme und Elektrizitätsproduktion. Die Art der Energienutzung wird vor allem durch die Absatzpotenziale der Fernwärme bestimmt. Die KVAs in Basel, Bern, Zuchwil, Weinfelden oder Zürich geben den Grossteil ihrer Energie als Wärme an Dritte (Fernwärme, Prozessenergie für Papierindustrie) ab. Ländliche KVA wie beispielsweise Turgi, Niederurnen oder die KVA im Wallis konzentrieren sich mangels Wärmenachfrage vorwiegend auf die Produktion von Elektrizität. Eine bessere Nutzung der Wärme ist grundsätzlich in allen KVAs anzustreben. Der nicht nutzbare Wärmeüberschuss im Sommer verunmöglicht jedoch in den meisten Fällen den Ausbau und wirtschaftlichen Betrieb von Nah- und Fernwärmenetzen.

Systemgrenzen für Bestimmung der Energiegestehungskosten

Für die Ermittlung der Wärme- und Stromgestehungskosten in KVAs ist die klare Festlegung der Systemgrenzen, insbesondere zur klaren Abgrenzung gegenüber der Abfallentsorgung, sehr wichtig. Für die Kostenbetrachtungen in diesem Abschnitt wurden die Systemgrenzen (gemäss econcept 2004) relativ eng gewählt. Sie sind in Anhang 8 näher beschrieben. Zur Abgrenzung gegenüber der Abfallentsorgung wurde darauf geachtet, dass keine Quersubventionierungen Eingang in die Kostenrechnung fanden, d.h. dass die Kosten der Abfallbehandlung aus den Entsorgungserlösen (Gebühren und Abfallannahmepreise) gedeckt sind.

⁸⁸ *vergl. Doka G 2004.*

Erwartete Technologieentwicklung und Wirkungsgradverbesserungen bei KVAs

Bei den bestehenden KVAs gibt es ein erhebliches, zusätzliches Energienutzungspotenzial.⁸⁹ Dieses ist jedoch schwierig zu ermitteln, da jede KVA über unterschiedliche Anteile an Strom und Wärme sowie über andere, den Wirkungsgrad bestimmende, technische und betriebliche Parameter verfügt. Die Energienutzung einer bestehenden KVA kann grundsätzlich erhöht werden durch:

- Eine Steigerung der Wirkungsgrade der Energienutzung,
- Eine Reduktion des Eigenbedarfs an Strom (Betrieboptimierung),
- Einer Erweiterung der Anlagen zur Energienutzung.

In den letzten Jahren sind auch neuere Verfahren wie das Thermoselect Verfahren (z.B. bei neuer KVA im Tessin) diskutiert worden. Zu den neueren thermischen Abfallsbehandlungsverfahren gehören insbesondere:

- Das Schwel-Brenn Verfahren,
- Das Noel-Konversionsverfahren,
- Das Von Roll RCP-Verfahren,
- Das Thermoselect Verfahren.

Der mittlere Wirkungsgrad der Elektrizitätsproduktion⁹⁰ liegt heute bei den KVAs in der Schweiz erst bei 14%, gute Anlagen erreichen heute schon über 20%. Hochleistungskesselanlagen wie jene in Amsterdam, die in Realisierung ist, erreichen heute 30%, bis in ca. 10–20 Jahren werden von Fachspezialisten Wirkungsgrade gegen 40% erwartet.⁹¹ Dieser Wert sinkt auf 35%, wenn von einer gleich bleibenden Fernwärmenutzung wie heute ausgegangen wird, oder auf 33% bei einer Steigerung der Fernwärmenutzung um 50%.

Mit Ausnahme von betrieblichen Optimierungen bestehen heute keine Anreize, alte Anlagen vor Ablauf ihrer Lebensdauer durch energieeffizientere Anlagen zu ersetzen. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass ein Grossteil der Schweizer KVAs die Energieproduktionsanlagen in den nächsten 15 bis 20 Jahren erneuert oder ersetzen müssen. Gemäss econcept 2004 kann im Zuge dieser Erneuerungen ein zusätzliches Elektrizitätsproduktionspotenzial von rund 300 GWh erschlossen werden (das sind rund 40% der heutigen Stromproduktion der KVAs). Unter Berücksichtigung des obigen Wirkungsgradsteigerungspotenzials sowie bei entsprechenden Anreizen liegt 2040 das zusätzliche Stromproduktionspotenzial bei rund 1'000 GWh.⁹²

Gemäss einem in Deutschland durchgeführten Vergleich (Nottrodt 1996) der oben aufgeführten innovativen Verfahren mit dem heutigen Stand der Technik (Rostfeuerungsanlagen mit nachgeschaltetem Dampferzeuger, im folgenden kurz RFA genannt) lassen sich in Bezug auf die wesentlichsten Verfahrensmerkmale folgende Feststellung machen:

- Nutzbare Energieabgabe: Hier haben alle vier alternativen Verfahren ausgeprägte Nachteile gegenüber den RFA, die meist in Bezug auf die energetisch optimale Nutzung getrimmt werden.
- Schadstoffemissionen: Bezüglich der Emissionen sind nur geringfügige Unterschiede zwischen den einzelnen Verfahren auszumachen.
- Reststoffe: Einigen der alternativen Verfahren führen als positive Argumente das Anfallen von vermarktungsfähigen Reststoffen wie Glas, Keramik, Steine und Schmelzgranulate an. Dieses Vermarktungspotenzial konnte jedoch im grosstechnischen Massstab bisher noch nicht nachgewiesen werden, so dass für diese Reststoffgruppe Risiken bei der Verwertung auf „hohem stofflichen Niveau“ nicht ausgeschlossen werden können.

⁸⁹ Annahme, dass die Menge der in die KVAs gelieferten biogenen Abfälle konstant bleibt.

⁹⁰ definiert als Elektrizitätsproduktion geteilt durch den Energieinput minus Wärme (weitere Details siehe Anhang 8).

⁹¹ Vergl. Martin J, Gohlke O 2004

⁹² Vergl. econcept 2004 und Müller E A 2004.

- Grosstechnische Verfügbarkeit: Gemäss Nottrodt 1996 war 1996 noch keines der neuen Verfahren im grosstechnischen Rahmen verfügbar. Im Rahmen dieser Studie konnte der aktuelle Status nicht abgeklärt werden. Es kann davon ausgegangen werden, dass zumindest in Deutschland mittlerweile erste Erfahrungen mit den neuen Verfahren vorliegen, wenn auch die grosstechnische Bewährungsprobe noch bevorstehen dürfte.
- Kosten: die Kostenunterschiede zwischen den Verfahren sind gering, d.h. im Normalfall nicht entscheidungsrelevant.

Referenzsystem 2

Ölfeuerungen für Wärmeerzeugung (dezentral) plus Stromerzeugung mittels Gasturbinen-Kraftwerk 10 MWe

Kurzcharakterisierung der dezentralen Ölfeuerungen siehe unter Referenzsystem 1 oben.

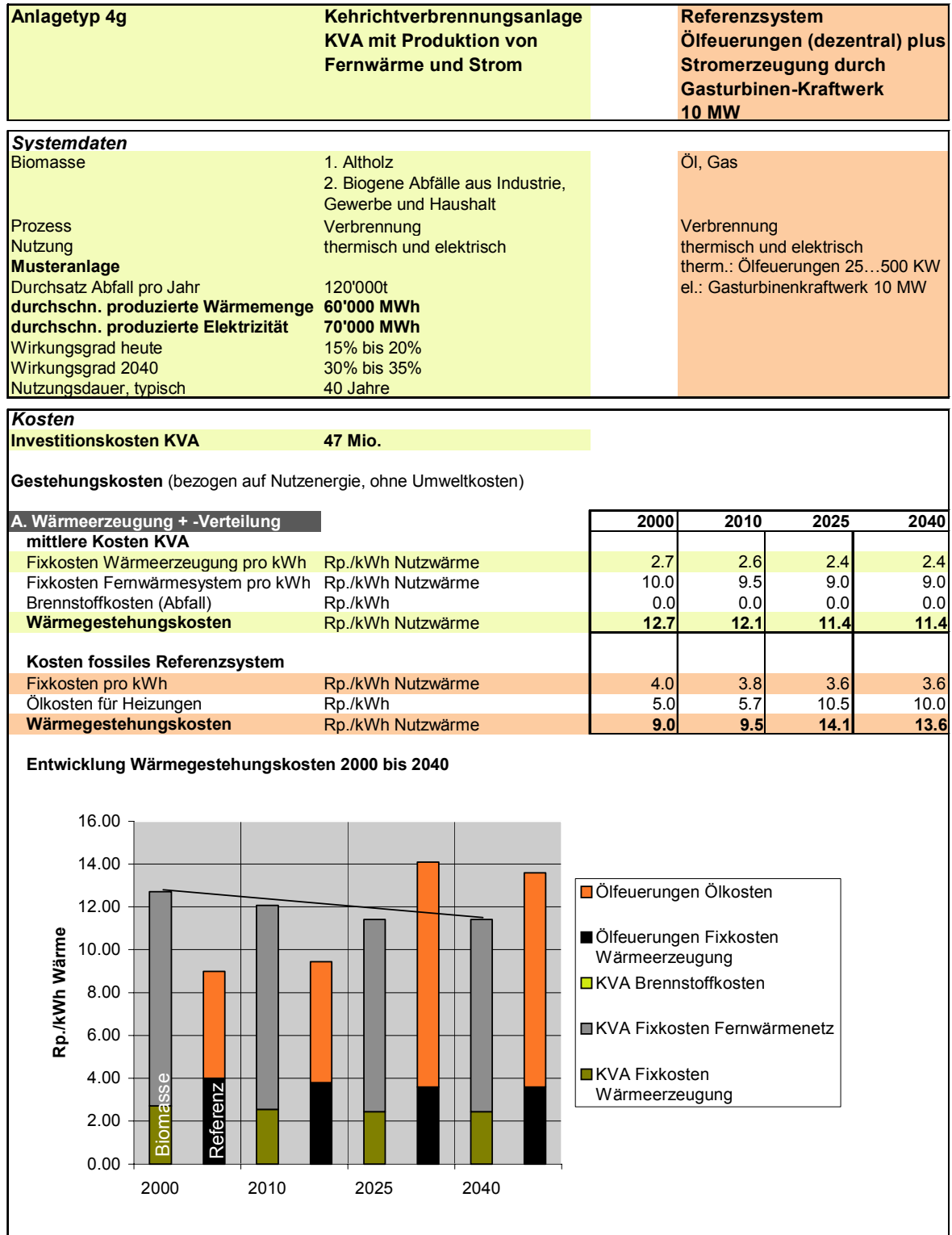
Kurzcharakterisierung und Begründung für Gasturbinen-Kraftwerk 10 MWe

Gasbetriebene Turbinengeneratoren dienen zur Erzeugung von elektrischer- und Wärmeenergie und arbeiten im Normalfall durchgehend und eigenständig. In der Schweiz haben 2001 rund 1000 Anlagen zur thermoelektrischen Stromerzeugung beigetragen und dabei gesamthaft rund 3000 GWh generiert (dies entspricht gut 4% der gesamten Elektrizitätsproduktion). In Bezug auf die Energieträger basierten 30% der thermischen Stromproduktion auf der Nutzung erneuerbarer Energien, 70% basierten auf fossiler Energie. Der Anteil der mit Erdgas betriebenen Gasturbinen machte rund 30% der gesamten thermischen Stromproduktion aus.

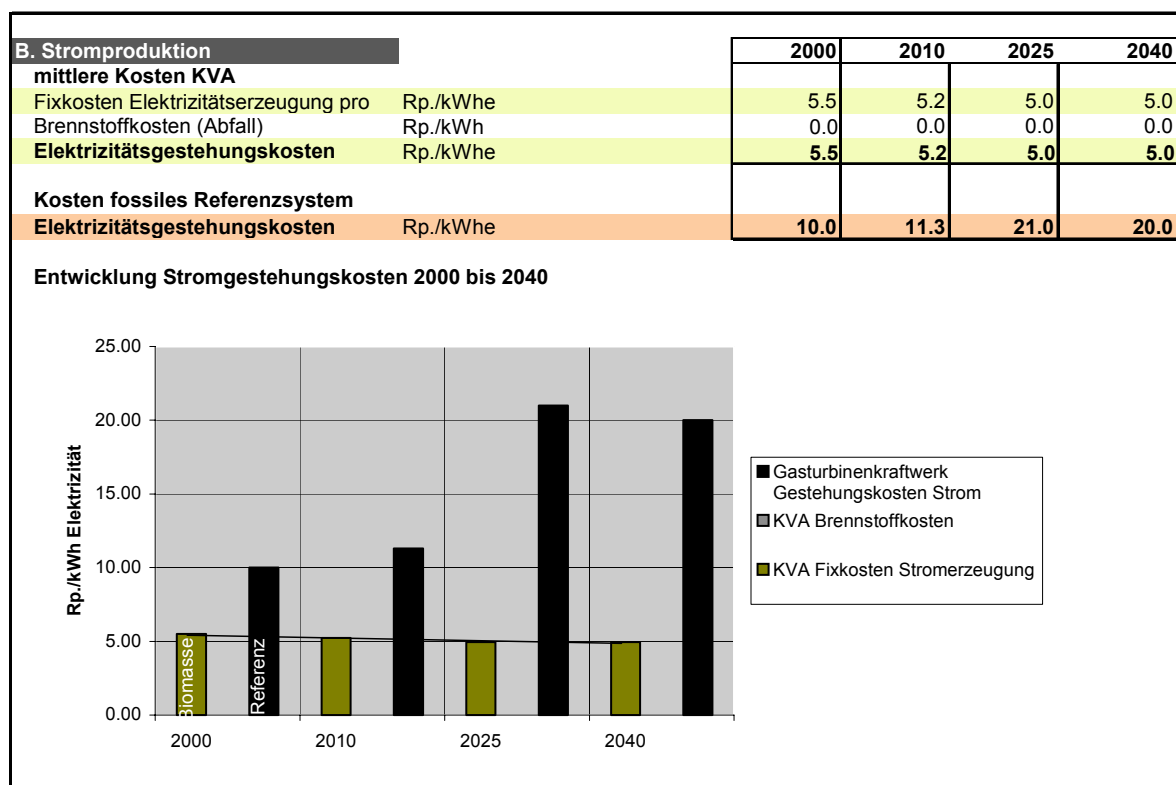
Gemäss ECG 2004 dürfte ab 2020 im Prozess der Stilllegung bzw. des Ersatzes der schweizerischen Kernkraftwerke ein zunehmender Teil der Stromversorgung der Schweiz durch Kombikraftwerke (für Bandlast, typische Grösse 400 bis 600 MW) und Gaskraftwerke (v.a. zur Spitzenlastdeckung, typische Grösse 50 bis 300 MW) sichergestellt werden (geschätzter Anteil 2035: 20%). Sowohl die Abwärme der Kombikraftwerke wie auch diejenige der Gasturbinenkraftwerke mittels WKK-Anlagen⁹³ soweit wie möglich und wirtschaftlich genutzt werden. Der Einfachheit halber soll für den Vergleich mit Strom aus der KVA dennoch ein Referenz-Gasturbinenkraftwerk ohne WKK dienen.

⁹³ Lokale WKK, Einspeisung in Fernwärmenetz sowie „indirekte elektrische WKK“ (elektrisch betriebene Wärmepumpe als Ersatz von ölgefeuerten Heizungen).

Vergleichsobjekt 2: Fernwärme- und Elektrizität aus KVA's



Figur 25 Basisdaten und Vergleich der Wärmegestehungskosten von KVA's und dem gewählten Referenzsystem dezentrale Ölfeuerungen (für Details siehe Anhang 8).



Figur 26 Basisdaten und Vergleich der Stromgestehungskosten von KVAs und dem gewählten Referenzsystem Gasturbinenkraftwerk (für Details siehe Anhang 8).

Die **Wärme aus KVAs** kommt heute infolge der relativ hohen Kosten für die Erstellung eines Fernwärmenetzes rund 50% teurer zu stehen als Wärme aus dezentralen Ölfeuerungen. Mit steigendem Ölpreis ändert sich diese Situation jedoch markant zugunsten der Wärme aus KVAs. Ab ca. 2020 ist Wärme aus dezentralen Ölfeuerungen etwa 20% teurer als die Fernwärme aus der KVA. Bei den Brennkosten der KVAs für die biogenen Abfälle wird für den ganzen Zeitraum ein Wert von 0 eingesetzt. Zur Zeit liegen zwar die Erlöse aus der Annahme von Abfall in der Grössenordnung von 120 CHF/t. Nach dem Prinzip, dass Kosten und Erlöse aus dem Abfall der Abfallbehandlung zugeschlagen werden und nicht der Energieproduktion, werden die eigentlich negativen Kosten jedoch nicht der Energieproduktion gut gerechnet. Dasselbe gilt für die Transportkosten des Abfalls, die in der Kostenrechnung der Energieproduktion ebenfalls nicht erscheinen.

Die **Stromproduktion in KVAs** erscheint auf den ersten Blick (zumindest gegenüber der Stromproduktion auf der Basis anderer erneuerbarer Energien) sehr attraktiv. Grosse KVAs können schon heute für etwa die Hälfte der Stromgestehungskosten von mittelgrossen Gasturbinen Elektrizität produzieren. Mit steigendem Ölpreis dürfte das Verhältnis auf 1:4 zugunsten der KVAs anwachsen.⁹⁴

Die Stromgestehungskosten verschiedener KVAs variieren in einem relativ grossen Streubereich. Grundsätzlich gilt: je höher der Anteil der Wärmeabgabe an der gesamten Energienutzung, desto höher sind die Gestehungskosten der Elektrizität. Gemäss econcept 2004 liegen die Stromgestehungskosten für die genauer analysierten fünf bestehenden KVAs (mit einem Anteil der Stromproduktion zwischen 25% und 50%) im Bereich von 4 bis 7 Rp./kWh. Die oben dargestellten Stromgestehungs-

⁹⁴ Wird anstelle der Referenz Gasturbinenkraftwerk ein Kombikraftwerk herangezogen (für die langfristige Perspektive, d.h. als möglicher Ersatz für stillgelegte Kernkraftwerke, Leistungsbereich 400 bis 600 MW), ändern sich die Verhältnisse etwa um den Faktor 2, d.h.: Mit typischen Stromgestehungskosten eines Kombikraftwerk im Bereich von 5 Rp./kWh (vergl. ECG 2004), ist der Strom aus der KVA im Jahr 2003 etwas gleich teuer, im Jahr 2040 voraussichtlich etwas halb so teuer wie der Strom aus einem Kombikraftwerk.

kosten basieren auf einem mittleren Wert von 5.5. Rp./kWh. Wenn aber bestehende KVAs weitgehend erneuert werden und im Zuge der Sanierungsarbeiten eine Wirkungsgradsteigerung angestrebt wird, so liegen die Kosten gemäss Angaben des VBSA heute eher bei 8 bis 10 Rp./kWh. Es gibt jedoch zumindest drei grosse Hindernisse für solche umfassenden Sanierungen, die Wirkungsgrad und Energieproduktion deutlich steigern könnten:

- Vor allem bei Anlagen, die sowohl Wärme als auch Strom produzieren, sind die effizientesten Technologien nicht wirtschaftlich. Der Mehraufwand für die Steigerung des Wirkungsgrads auf über 30% elektrisch kann zur Zeit noch nicht quantifiziert werden. Es ist davon auszugehen, dass bei einem zukünftigen Ersatz nicht die energieeffizientesten Anlagen zum Einsatz kommen, da diese unter normalen Umständen keinen kostendeckenden Betrieb ermöglichen
- Eine Steigerung der Stromproduktion fällt bei sämtlichen KVAs mit Wärmenutzung im Sommer bei tiefen Einspeisetarifen an. Für die Wärme aus den KVAs besteht im Sommer ohnehin ein Überschuss.
- Bei den heutigen typischen Einspeisetarifen in der Grössenordnung von 6 bis 7 Rp./kWh (Vergütungen schwanken zwischen 5 und 10 Rp./kWh) kann der Erlös aus der Stromproduktion nicht in jedem Fall die Gestehungskosten decken. Es besteht daher wenig Anreiz, eine alte Anlage zur Elektrizitätsproduktion durch eine neue zu ersetzen. Nach Ablauf der Amortisationszeit generieren die KVAs erhebliche Nettoerträge, die bei einer umfassenden Sanierung wegfallen.

7.5.3 Elektrizitätserzeugung durch Biogasanlagen und ARAs

Vergleichsobjekt 3

Elektrizitätserzeugung zur Einspeisung/Verkauf ins Netz, Leistungsbereich 100 kWe

Auswahl und Charakterisierung der betrachteten Systeme

Anlagentyp 9d

Landwirtschaftliche Biogasanlage (mesophile Vergärungsanlage)

In landwirtschaftlichen Biogasanlagen werden Gülle und z.T. biogene Abfälle **für die Produktion von Strom** vergärt. Bestehende Anlagen verwenden die Abwärme zur Beheizung des Hauses, allerdings erfolgt bisher kein namhafter Wärmeverkauf, deshalb wird auf diese Nutzung verzichtet (obwohl dort ein grosses Nutzungspotenzial besteht). Die Aufbereitung von Biogas zu Erdgas zur Nutzung als Bio-Treibstoff für Motorfahrzeuge wird in Kapitel 7.5.4 beschrieben.

In der Schweiz sind nach Engeli 2003 zurzeit 65 landwirtschaftliche Vergärungsanlagen in Betrieb, davon sind rund die Hälfte reine Hofdüngeranlagen, die andere Hälfte sind Co-Vergärungsanlagen, die auch biogene Abfälle, wie Speiseabfälle aus der Gastronomie und Grünabfälle der Gemeinden etc. als Co-Substrate mitverarbeiten. Weil landwirtschaftliche Biogasanlagen meist auf landwirtschaftlichen Betrieben stehen, bestehen folgende Restriktionen seitens der Raumplanungsgesetzgebung (RPG):⁹⁵

- In der Landwirtschaftszone darf nur land- bzw. gartenbauliche Produktion betrieben werden (Zonenkonformität). Da Energie kein klassisches Landwirtschaftsprodukt ist und weil die Standortgebundenheit nicht eindeutig bejaht werden kann, bestanden bisher für die Bewilligungsbehörden gewisse Unsicherheiten.
- In den vergangenen Jahren hat sich in den meisten Kantonen eine Bewilligungspraxis etabliert, welche klare Vorgaben an die Zusammensetzung der Substrate macht. Zonenkonform sind Anlagen dann, wenn mehr als die Hälfte (50 bis 70%) der zu vergärenden Stoffe aus Landwirtschaftsbetrieben stammen.

⁹⁵ Vergl. *SwissFarmerPower 2003*.

Obige Restriktionen lassen erkennen, dass die Möglichkeiten eines Landwirts, auf seinem Hof in der Landwirtschaftszone als „Entsorgungsunternehmer“ oder „Energieproduzent“ tätig zu sein, eingeschränkt sind.

Ein weiteres Problem der Biogasproduktion aus Gülle und Mist, insbesondere in landwirtschaftlichen Regionen mit hoher Tierdichte, stellen die damit verbundenen Ammoniakemissionen dar.⁹⁶ Die Vergärung von Hofdünger bewirkt keine nennenswerte Ammoniakreduktion. Jedoch wird den landwirtschaftlichen Biogasanlagen attestiert, dass sie durch ein verbessertes „Handling der Gülle“ (Abdeckung des Speichervolumens, Fließfähigkeit der vergorenen Gülle, Geruchsemissionen) zu einer Verbesserung der Situation beitragen.⁹⁷

Der Anlagentyp **konventionelle landwirtschaftliche Biogasanlage** lässt sich wie folgt charakterisieren:

- Die verarbeitete Güllemenge von 4000 m³ entspricht dem Hofdüngeranfall von gut 200 Grossvieheinheiten. In der Regel entspricht diese Grösse einer Gemeinschaftsanlage. Diese Grösse entspricht etwa den grössten Einheiten, die in der Schweiz in Betrieb sind. Zu den Schweine- und Rindviehgüllen werden zusätzlich Abfälle von Gewerbebetrieben und Lebensmittelverarbeitung angenommen. Dieser Teil wird hier aber vernachlässigt.
- Als Motivation für diese Vergärung wird häufig die bessere Qualität der Gülle genannt. In der Praxis dürfte die Pflicht von Schweinemastbetrieben, Gülle an weitere Landwirte mit Nährstoffbedarf abzugeben, mindestens ebenso wichtig sein. Neue Betriebe werden praktisch nur mit Kostenbeteiligung durch Abfälle gebaut.
- Landwirtschaftliche Biogasanlagen dienen nicht nur der Energieproduktion. Sie sind Bestandteil eines optimierten Hofdüngermanagements, welches einerseits Nährstoffseparation ermöglicht und andererseits die Pflanzenverträglichkeit der Gülle verbessert und die Geruchsbelastungen vermindert. Daher sind diese Anlagen auch für Betriebe mit hoher ausgeschöpfter Nährstoffbilanz interessant.
- Pro Kubikmeter Gülle entstehen in diesem Prozess rund 20 m³ Biogas mit einem Energieinhalt von ca. 120 kWh (6 kWh/m³). Ein Nettowirkungsgrad von 30% (oder 37 kWh el pro m³ Gülle) sollte erreichbar sein, (der Systemanbieter Genesys GmbH verspricht mit dem Zündstrahlmotor 39%).
- Die Anlagengrösse ist typisch für neue Projekte und entspricht der Forderung an die Landwirte, ihre Einheiten zusammen zu legen oder zu vergrössern.
- Mit dem Verfahren der flüssigen, mesophilen Vergärung bestehen seit über 20 Jahren Erfahrungen, und das Verfahren gilt als stabil. Dazu braucht es eine Vorgrube und die landwirtschaftlich übliche Güllenlagerung (am besten gedeckt mit Gasnutzung).
- Wenn für die Energie aus der Vergärung in Zukunft bessere Preise bezahlt würden, könnte mit Gras oder überschüssiger Silage die Gasausbeute gesteigert werden. Zurzeit scheint das aber eher uninteressant.

Bei den landwirtschaftlichen Biogasanlagen ist ein eindeutiger Trend in Richtung grössere Anlagen erkennbar. Diese brauchen mehr Inputmaterial. Dafür gibt es prinzipiell zwei Möglichkeiten: a) eine Erhöhung der Anzahl GVE⁹⁸, für die die Anlage ausgelegt ist, oder b) eine Erhöhung des Substratangebots durch die Zufügung von biogenen Abfällen, v.a. aus dem Gastgewerbe.⁹⁹

⁹⁶ Internationale Abkommen, in welche auch die Schweiz eingebunden ist, verlangen eine Reduktion der NH₃-Emissionen in die Luft und des Gesamtstickstoffes in die Gewässer. Als Hauptemittent mit einem Anteil von über 90% ist die Landwirtschaft dabei speziell herausgefordert

⁹⁷ Vergl. *SwissFarmerPower 2003*.

⁹⁸ Anstelle der bisherigen Anlagen, die typisch auf 200 GVE ausgelegt waren, basiert der neue Anlagendesign (z.B. der Firma Genesys) auf 500 GVE.

⁹⁹ Diese Abfälle gelten jedoch als hygienisch belastet und verlangen nach einer Vor-Pasteurisierung (70 °C während mindestens einer Stunde).

Das Hauptargument zugunsten der **landwirtschaftlichen Co-Vergärungsanlagen** ist die dank der aktuellen Annahmepreise für die biogenen Abfälle deutlich verbesserte Wirtschaftlichkeit. Eine reine Hofdüngeranlage kann im Normalfall nicht kostendeckend betrieben werden. Die meisten der in der Landwirtschaft neu erstellten Anlagen arbeiten daher als Co-Vergärungsanlagen. Die ausschliessliche Verwendung von Hofdünger spielt nur noch in Einzelfällen eine Rolle.¹⁰⁰

Kritisch bei den Co-Vergärungsanlagen sind:

- Die Hygiene: Die landwirtschaftliche Co-Vergärung weist in der Regel keine Hygienestufe auf.¹⁰¹ In der Regel wird sie mesophil (im Temperaturbereich 35–37°C) geführt und es gibt keine Vorbehandlung zur Erreichung der hygienischen Unbedenklichkeit. Deshalb eignen sich nur hygienisch unbedenkliche Abfälle für die landwirtschaftliche Co-Vergärung (Abfälle, die aus hygienischen Gründen auch direkt auf das Feld gebracht werden könnten). Dadurch ist der Preis, der für die Entsorgung dieser Abfälle bezahlt wird, auch bedeutend tiefer als der Preis, der für eine Grünabfuhr mit Küchenabfällen bezahlt wird (z.B. in Kompogasanlagen). Die hygienischen Anforderungen verlangen nach entsprechenden Massnahmen, die aber heute standardmässig eingebaut werden. Die heutige Gesetzgebung berücksichtigt diese Situation.
- Die Qualitätssicherung: Weil weiterhin zur Qualitätssicherung noch keine Analysen nach Vorschriften der Technischen Verordnung über Abfälle (TVA, Art. 44 Analyse auf Nährstoffe und Schwermetalle) und Stoffverordnung vorliegen, haben die Co-Vergärungsanlagen in Bezug auf die rechtlichen Grundlagen immer noch Pilotcharakter. Die Co-Vergärungsanlagen können noch nicht als Standardanlagen einer ausgereiften Abfallbewirtschaftung betrachtet werden.

Voraussetzung für den Einsatz von Gülle mit Co-Substrat ist deren hygienische Unbedenklichkeit. Belastete Abfälle sind vor der Vergärung zu hygienisieren und nachher von unreinem Material getrennt zu behandeln. Werden über 100 Tonnen Abfälle behandelt, werden nach TVA Art. 44 mindestens eine Schwermetall- und Nährstoffanalyse verlangt. Dabei gelten die Schwermetallgrenzwerte der Stoffverordnung. Die zusätzlich auf den Landwirtschaftsbetrieb zugeführten Nährstoffe (entscheidend sind N und P) sind in der Nährstoffbilanz einzusetzen. Liegt der Bedarf des eigenen Betriebs tiefer als die zugeführte Nährstoffmenge, muss Gülle an weitere Landwirte abgegeben werden. Dafür ist in der Regel ein Güllenabnahmevertrag abzuschliessen.

Referenzsystem 3

Blockheizkraftwerk (BHKW) 100 kWe

Ölbetriebene Klein Wärme-Kraft-Kopplungs-(WKK-)Anlage zur Produktion von Strom. Abwärmenutzung für Eigenbedarf (Gebäudeheizung)¹⁰². Als Referenzsystem für das Vergleichsobjekt 3 wird ein solches BHKW mit einer elektrischen Nennleistung von 100 kW gewählt.

¹⁰⁰ Schriftlicher Kommentar zu Inputpapier 2, Gespräch mit den Herren H.C. Angele und M. Sommerhalder am 17.03.04 und zusätzlicher Input O.Schelske und H.C. Angele vom 19.10.04.

¹⁰¹ Die hygienischen Anforderungen verlangen entsprechende Massnahmen, die aber zunehmend standardmässig realisiert werden. Die heutige Gesetzgebung berücksichtigt diese Situation.

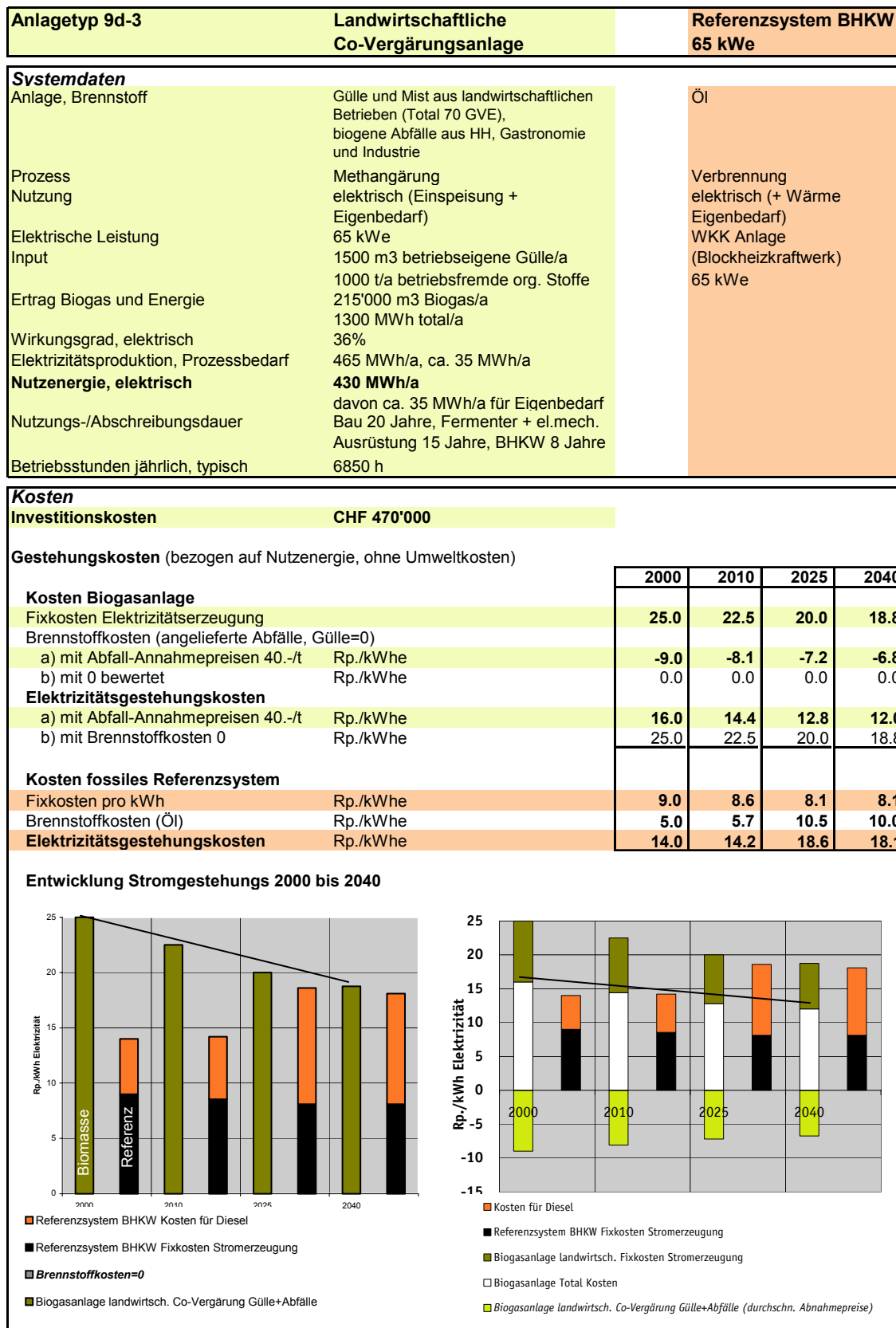
¹⁰² Klein WKK-Anlagen im Leistungsbereich < 1 MW werden unter der geläufigen Bezeichnung Blockheizkraftwerk (BHKW) meist auf der Basis von Diesel-, Gasmotor und Zündstrahlmotoren realisiert. In den letzten Jahren wurden BHKWs auch in diesem Leistungsbereich vermehrt auf Basis Gasturbinen implementiert. In Zukunft ist dieser Bereich zudem ein Anwendungsgebiet von Brennstoffzellensystemen.

Vergleichsobjekt 3: Elektrizitätserzeugung aus Biogasanlagen zur Einspeisung/Verkauf ins Netz, Landwirtschaftliche Biogasanlage (nur Hofdünger), Leistungsbereich 100 kW

Anlagentyp 9d-1	Landwirtschaftl. Biogasanlage (nur Hofdünger, 200 GVE)	Referenzsystem BHKW 100 kW			
Systemdaten					
Anlage, Brennstoff	Gülle und Mist aus landwirtschaftlichen Betrieben (Total 200 GVE)	Öl			
Prozess	Methangärung	Verbrennung			
Nutzung	elektrisch (Einspeisung + Eigenbedarf) + Wärme für Eigenbedarf)	elektrisch (+ Wärme für Eigenbedarf)			
Elektrische Leistung	100 kW	WKK Anlage			
Input	4000 m ³ Gülle/a	(Blockheizkraftwerk)			
Ertrag Biogas und Energie	20 m ³ Biogas / m ³ Gülle 6 kWh / m ³ Biogas => total 480 MWh/a	100 kW			
Wirkungsgrad, elektrisch	35%				
Nutzungs-/Abschreibungsdauer	Bau 20 Jahre, Fermenter + el.mech. Ausrüstung 15 Jahre, BHKW 8 Jahre				
Betriebsstunden jährlich, typisch	1500 h				
Nutzenergie, elektrisch	170 MWh/a davon ca. 40 MWh/a für Eigenbedarf				
Kosten					
Investitionskosten	CHF 300'000				
Gestehungskosten (bezogen auf Nutzenergie, ohne Umweltkosten)					
		2000	2010	2025	2040
Kosten Biogasanlage					
Fixkosten Elektrizitätserzeugung	Rp./kWhe	43.0	38.7	34.4	32.3
Brennstoffkosten (Gülle)	Rp./kWh	0.0	0.0	0.0	0.0
Elektrizitätsgestehungskosten	Rp./kWhe	43.0	38.7	34.4	32.3
Kosten fossiles Referenzsystem					
Fixkosten pro kWh	Rp./kWhe	7.0	6.7	6.3	6.3
Brennstoffkosten (Öl)	Rp./kWhe	5.0	5.7	10.5	10.0
Elektrizitätsgestehungskosten	Rp./kWhe	12.0	12.3	16.8	16.3
Entwicklung Stromgestehungs 2000 bis 2040					

Figur 27 Vergleich der Stromgestehungskosten von landwirtschaftlicher Biogasanlage (Betrieb nur mit Hofdünger) und konventionellem, ölgefeuerten BHKW 100 kW (für Details siehe Anhang 8).

Vergleichsobjekt 3: Elektrizitätserzeugung zur Einspeisung/Verkauf ins Netz



Figur 28 Text siehe nächste Seite.

Text Figur Vergleich der Stromgestehungskosten von landwirtschaftlicher Co-Vergärungsanlage (Betrieb mit eigenem Hofdünger plus betriebsfremden biogenen Abfällen) und konventionellem, ölgefeuerten BHKW 65 kWe. Um den Spielraum der Allokation der Kosten von Abfällen als Brennstoffe (Entsorgung vs. Energieproduktion) transparent zu machen, werden die Gestehungskosten einmal mit Brennstoffkosten 0, einmal mit (heute durchschnittlich zu lösenden) negativen Brennstoffkosten dargestellt. Für die Kosten von Biomassegütern siehe auch Kapitel 1. Für weitere Details siehe Anhang 8.

Beurteilung

Die ausschliesslich **mit Hofdünger betriebene landwirtschaftliche Biogasanlage** kann im Normalfall weder kostendeckend betrieben werden, noch ist sie mit einem konventionellen BHKW konkurrenzfähig. Die bei den heutigen Einspeisetarifen (15 Rp./kWh) ungedeckten Kosten sind sicher einer der wesentlichsten Gründe, weshalb die Anzahl der Biogasanlagen seit Jahren am schwinden ist (Hochblüte Mitte der 80er Jahre). Wenn der Strom aus einer reinen Hofdünger-Biogasanlage als Ökostrom zu einem Tarif von 20 bis 25 Rp./kWh in das Netz eingespeisen werden kann, können die Kosten einer grossen Anlage (500 GVE) bei praktisch durchgehendem Betrieb (mindestens 7000 Betriebsstunden pro Jahr) zwar gedeckt werden. Der Betrieb einer solchen Anlage dürfte jedoch logistisch recht anspruchsvoll sein (Güllentransporte), und die Rentabilität ist im Vergleich zu einer Co-Vergärungsanlage deutlich tiefer.

Durch die **Co-Vergärung nicht landwirtschaftlicher Reststoffe in landwirtschaftlichen Biogasanlagen** kann die Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen signifikant verbessert werden. Dank den heute üblichen Annahmepreisen für biogene Abfälle lassen sich diese Anlagen im Normalfall auch ohne die Vergütung der Elektrizität als Ökostrom kostendeckend betreiben.

Angesichts der erwarteten zunehmenden Konkurrenz um biogene Abfälle (aus der Sicht der Anlagenbetreiber) ist allerdings anzunehmen, dass sich die Annahmepreise langfristig markant reduzieren dürften, womit die Erträge sinken und die Rentabilität der Co-Vergärungsanlagen an Attraktivität verlieren würde.

Allerdings muss darauf hingewiesen werden, dass die Preisgestaltung bei den biogenen Abfällen sehr heterogen ist. Entscheidend für die Höhe des Preises sind unter anderem die hygienische Beschaffenheit und die Lagerfähigkeit. Die Abnahme schwieriger Abfälle wird auch in Zukunft mehr als CHF 100.– pro Tonne zu entgelten sein. Ein sauberes Qualitätsmanagement wird von der Verarbeitung vorausgesetzt. Die rechtlichen Grundlagen für eine hygienische Einteilung der Abfälle findet sich in der Verordnung über tierische Nebenprodukte (VTNP).

Vergleichsobjekt 4

Elektrizitätserzeugung zur Einspeisung/Verkauf ins Netz, Leistungsbereich 300 bis 500 kWe

Auswahl und Charakterisierung der betrachteten Systeme

Anlagentyp 9i

Industrielle/gewerbliche Biogasanlage
(thermophile Vergärungsanlage)

Grüngut wird in industriell/gewerblichen Biogasanlagen (z.B. Kompogasanlagen) **für die Produktion von Strom** vergärt. Weil in bestehenden Anlagen bisher kein namhafter Wärmeverkauf erfolgt, wird auf diese Nutzung verzichtet (obwohl damit ein erhebliches Nutzungspotenzial nicht erschlossen wird). Die Aufbereitung von Biogas zu Erdgas zur Nutzung als Biotreibstoff für Motorfahrzeuge wird in Kapitel 7.5.4 beschrieben

In der Schweiz sind 5 verschiedene industrielle Verfahren zur thermophilen Vergärung von Grüngut in Betrieb. Namentlich sind das neben Kompogas (7) ROMOPUR (1), Dranco (2), BRV-Linde (1) und Va-

lorga (1). Von den verarbeiteten Mengen machen aber die Kompogasanlagen über 75% aus und sind für die Kostenbetrachtungen relevant.

Der Anlagentyp Kompogas Kompakt lässt sich wie folgt charakterisieren:

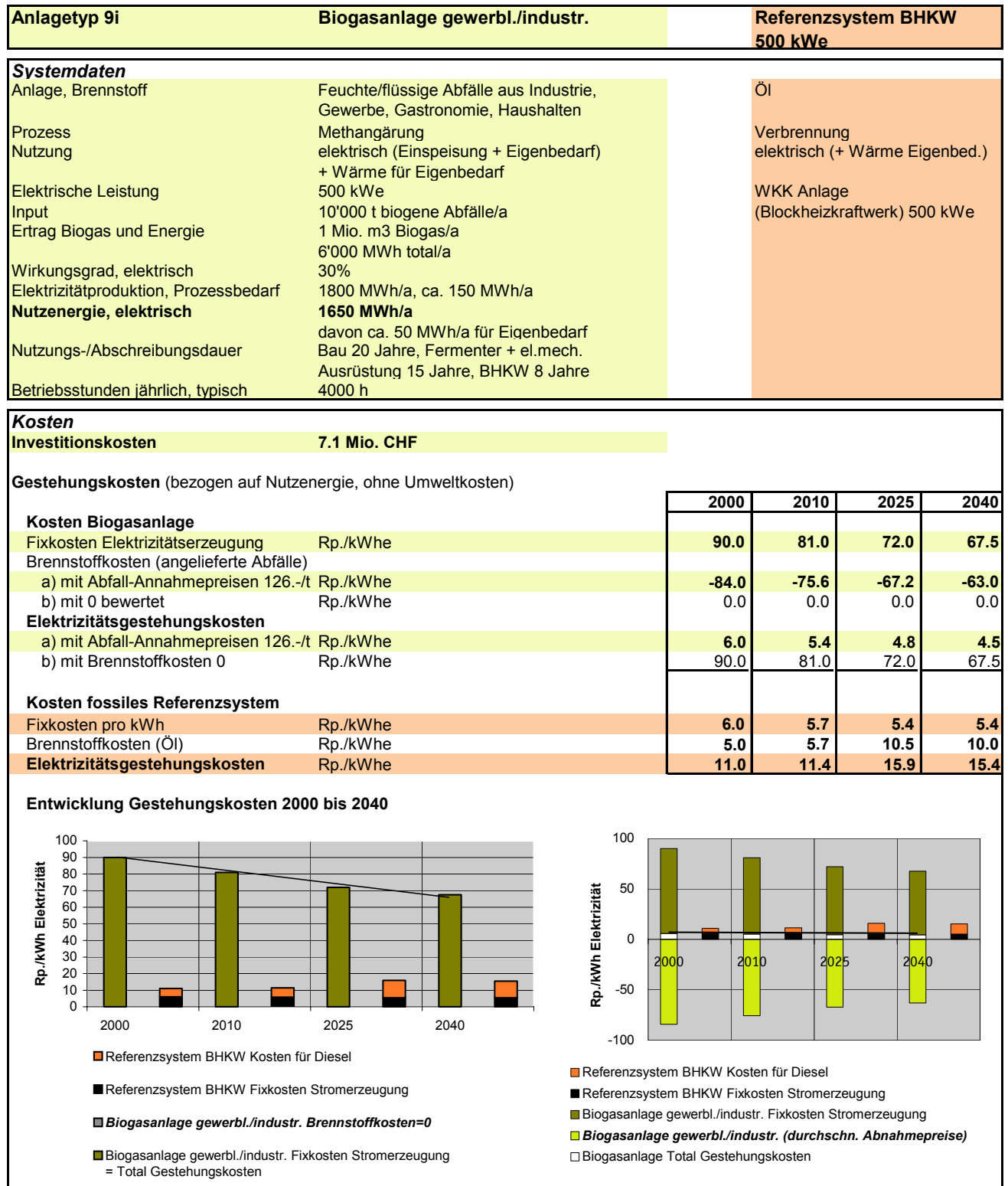
- Verarbeitungsmenge 10'000 t/a oder ca. 40 t pro Tag an organischen Abfällen. In der Regel stammen 50–70% der Abfälle aus der kommunalen Sammlung, der Rest wird von Gewerbebetrieben und der Lebensmittelverarbeitung geliefert.
- Der Prozess wird durch die Abfallbezahlung finanziert. 1 kWh el kostet ca. CHF 1.-, 0.85 davon werden durch die Abfallgebühren getragen. Eine Voraussage zu den Abfallgebühren ist von sehr vielen Faktoren abhängig und deshalb schwierig.
- Pro Tonne Grüngut entstehen in diesem Prozess rund 100 m³ Biogas mit einem Energieinhalt von ca. 600 kWh (6 kWh/m³). Ein Nettowirkungsgrad von 25% (oder 150 kWh el pro t Grüngut) ist optimistisch eingesetzt, netto wurden in den letzten Jahren um die 100 kWh el pro t realisiert. Mit besserem BHKW-Wirkungsgrad sollten 25% aber erreichbar sein.
- Die Anlagengrösse ist typisch für ein Agglomerationsgebiet mit rund 100'000 Einwohnern. Es gibt 2 Anlagen mit 5000 Tonnen, aber die Wirtschaftlichkeit verbessert sich massiv mit der Variante von 10'000 Jahrestonnen.
- Mit dem gewählten Verfahren bestehen seit über 10 Jahren Erfahrungen, weltweit sind davon über ein dutzend Anlagen in Betrieb, und das Verfahren gilt als stabil.
- Eine grössere Kostenreduktion würde sich nur mit grösseren Einheiten realisieren lassen, was jedoch die Kosten der Anliefertransporte erhöhen würde. Langfristig erscheint der Trend der Vergrösserung der Einheiten als logisch.

Referenzsystem 4

Blockheizkraftwerk (BHKW) 500 kW_e

Ölbetriebene Klein Wärme-Kraft-Kopplungs-(WKK-) Anlage zur Produktion von Strom. Abwärmee-nutzung für Eigenbedarf (Gebäudeheizung). Als Referenzsystem für das Vergleichobjekt 4 wird ein solches BHKW mit einer elektrischen Nennleistung von 500 kW gewählt.

Vergleichsobjekt 4 (Teil 1): Elektrizitätserzeugung in Biogasanlagen zur Einspeisung/Verkauf ins Netz, Leistungsbereich 300 bis 500 kW



Figur 29 Text siehe nächste Seite

Text Figur Vergleich der Stromgestehungskosten von gewerblich/industrieller Kompogasanlage (betrieben mit Abfällen aus dem Gastgewerbe und Grüngut) und konventionellem, ölgefeuerten BHKW 500 kW. Um den Spielraum der Allokation der Kosten von Abfällen als Brennstoffe (Entsorgung vs. Energieproduktion) transparent zu machen, werden die Gestehungskosten einmal mit Brennstoffkosten 0, einmal mit (heute durchschnittlich zu lösenden) negativen Brennstoffkosten dargestellt. Für die Kosten von Biomassegütern siehe auch Kapitel 1. Für weitere Details zur Biogasanlage siehe Anhang 8.

Beurteilung

Wie die landwirtschaftlichen Co-Vergärungsanlagen könnten auch die industriell/gewerblichen Co-Vergärungsanlagen ohne Erlös aus der Abnahme der biogenen Abfälle nicht kostendeckend betrieben werden. Ohne deren Berücksichtigung (theoretische Annahme: Brennstoffkosten = 0) wären die Stromgestehungskosten (SGK) der industriell/gewerblichen Biogasanlagen rund 5 (2040) bis 10 (2000) mal teurer als die SGK des Referenzsystems.

In Wirklichkeit können die sehr hohen Fixkosten dieser Anlagen durch die heute negativen Brennstoffkosten weitgehend kompensiert werden. Hauptgrund dafür ist der Abnahmepreis (derzeit in der Grössenordnung von CHF 120.-/t), der für die Entsorgung der Abfälle gelöst werden kann.

Anlagentyp 11

ARA: kommunale Abwasserreinigungsanlage

Bei der Energienutzung in Abwasserreinigungsanlagen wird unterschieden zwischen:

- Klärgasanlagen (Aerobes Reinigungsverfahren in kommunalen ARAs): Das in ARAs produzierte Biogas stammt praktisch vollständig aus organischem Material von uns Menschen. Es kann in Kläranlagen in idealer Weise zur ökologischen Strom- und Wärmeproduktion verwendet werden, da einerseits die dabei anfallende Wärmemenge gerade etwa zur Deckung des eigenen Wärmebedarfes ausreicht und andererseits zusätzlich erneuerbarer Strom produziert werden kann. Die meisten grösseren Kläranlagen sind daher heute mit einem Blockheizkraftwerken (BHKW) zur Strom- und Wärmeproduktion ausgerüstet. Dabei wird aus dem anfallenden Rohschlamm in Faultürmen Klärgas erzeugt, wobei ein grosser Teil des Klärgases ungenutzt abgefackelt wird. Zur Elektrizitätserzeugung dient in den meisten Fällen ein Gasmotorblockheizkraftwerk. Die anfallende Abwärme wird zur Gebäude- und Faulturmheizung eingesetzt. In einigen Kläranlagen wird aus Klärgas lediglich Wärme erzeugt. Die Elektrizitätsproduktion aus Klärgasanlagen hat sich seit 1990 verdoppelt, mit einem deutlichen Trend einer wachsenden Zunahme in den letzten fünf Jahren.
- Industrielle ARAs (mit anaeroben Reinigungsverfahren für die Vorreinigung von Industrieabwässern): Einige Industriebetriebe, insbesondere in der Früchte- und Gemüseverarbeitung, müssen ihre Abwässer mit einem anaeroben, biologischen Verfahren vorreinigen. Das anfallende Biogas wird energetisch genutzt. Die Stromproduktion in industriellen ARAs hat sich in der ersten Hälfte der 90er Jahre verfünffacht, ist jedoch seit 1996 tendenziell rückläufig.

Eine für die Schweiz typische kommunale ARA lässt sich wie folgt charakterisieren:

- in der Schweiz sind etwa 45% der Einwohnerwerte auf Kläranlagen > 100'000 EW und 21% der Einwohnerwerte auf Kläranlagen zwischen 50'000 und 100'000 Einwohnerwerten angeschlossen.
- Die durchschnittliche Anlagengrösse liegt in diesen Kategorien bei 100'000 Einwohnerwerten. Für diese Anlagen lassen sich BHKWs zur Erzeugung von Elektrizität (Grössenordnung 300 kWe) sinnvoll einsetzen. Der Strom wird dabei im Normalfall nicht ins Netz eingespeist, sondern er reduziert die bezogene Leistung (Nettobezug aus Netz, da ARA viele elektrische Verbraucher (v.a. Motoren/Pumpen) hat.
- Neben der Nutzung der elektrischen Energie ist aber auch eine Nutzung der Wärmeenergie, zumeist für den Eigenbedarf in der ARA selbst oder teilweise als Nahwärme möglich. Im wachsenden Markt für Ökostrom sollte zertifizierter Ökostrom aus ARAs eigentlich zunehmend gefragt sein. Die heutige Klassifizierung des VUE (Verein für umweltgerechte **Elektrizität**), welche die Elektrizität

aus ARAs nicht den „neuen erneuerbaren Energien“ zurechnet, stellt in der Praxis jedoch ein massives Hindernis für die Abnahme des Stroms aus Klärgas durch Energieversorgungsunternehmen dar. Wo dieses Hindernis überwunden werden kann, werden jedoch oft bestehende Anlagen „als Stromveredler umfunktioniert“ (Strom für Eigenbedarf aus dem Netz, produzierter Strom wird als Ökostrom ins Netz eingespeist), ohne Investitionen in zusätzliche Anlagen (oder zumindest den Ersatz alter BHKWs) zur Steigerung der erneuerbaren Elektrizitätsproduktion auszulösen.

- Das BHKW wird typischerweise in Containerbauweise, mit normaler Infrastruktureinbindung, realisiert.

Zusätzliche Potenziale

Trotz einem beachtlichen Zuwachs der Energieproduktion in kommunalen ARAs ist das Potenzial bei weitem noch nicht ausgeschöpft. Zusätzliche Potenziale können wie folgt erschlossen werden:

- Heute werden erst etwa zwei Drittel des anfallenden Biogases in BHKW verwendet, sinnvollerweise sollte das Biogas vollständig zur gleichzeitigen Strom- und Wärmeproduktion genutzt werden, anstatt umweltschädigend abgefackelt zu werden (auch wenn das Biogas – ohne BHKW – nur zu Heizzwecken verwendet wird, muss ebenfalls ein grösserer Teil abgefackelt werden).
- Die Produktionsmengen an Biogas aus dem anfallenden organischen Material könnten durch betriebliche Optimierungen im Faulungsprozess auf den ARAs noch um 10–20% erhöht werden.
- Bereits heute können gegenüber den älteren BHKW deutlich höhere elektrische Wirkungsgrade von über 30% erreicht werden. Dieser Wirkungsgrad lässt sich langfristig mit neuen Technologien (z.B. Brennstoffzelle) auf über 50%, gemäss neusten Studien in Deutschland sogar bis 70%¹⁰³ steigern. Zudem sind bezüglich Klärgasausbeute aus dem anfallenden organischen Material weitere technische Fortschritte absehbar.

Gemäss Müller E A 2004 liegt das Potenzial zur Elektrizitätsproduktion in ARAs 2040 bei rund 600 GWh/a (2001: 110 GWh). Gleichzeitig bleibt die Wärmeproduktion langfristig etwa konstant¹⁰⁴ (rund 350 GWh/a) und reicht für den eigenen Bedarf der ARA auch in Zukunft aus.

Vergleich der Stromgestehungskosten

Gemäss Figur 30 liegen die Kosten der Stromproduktion in grossen ARAs heute in der gleichen Grössenordnung (10 bis 11 Rp./kWh) wie die Gestehungskosten von Strom aus fossil befeuerten Blockheizkraftwerken. Dabei ist folgendes zu beachten.

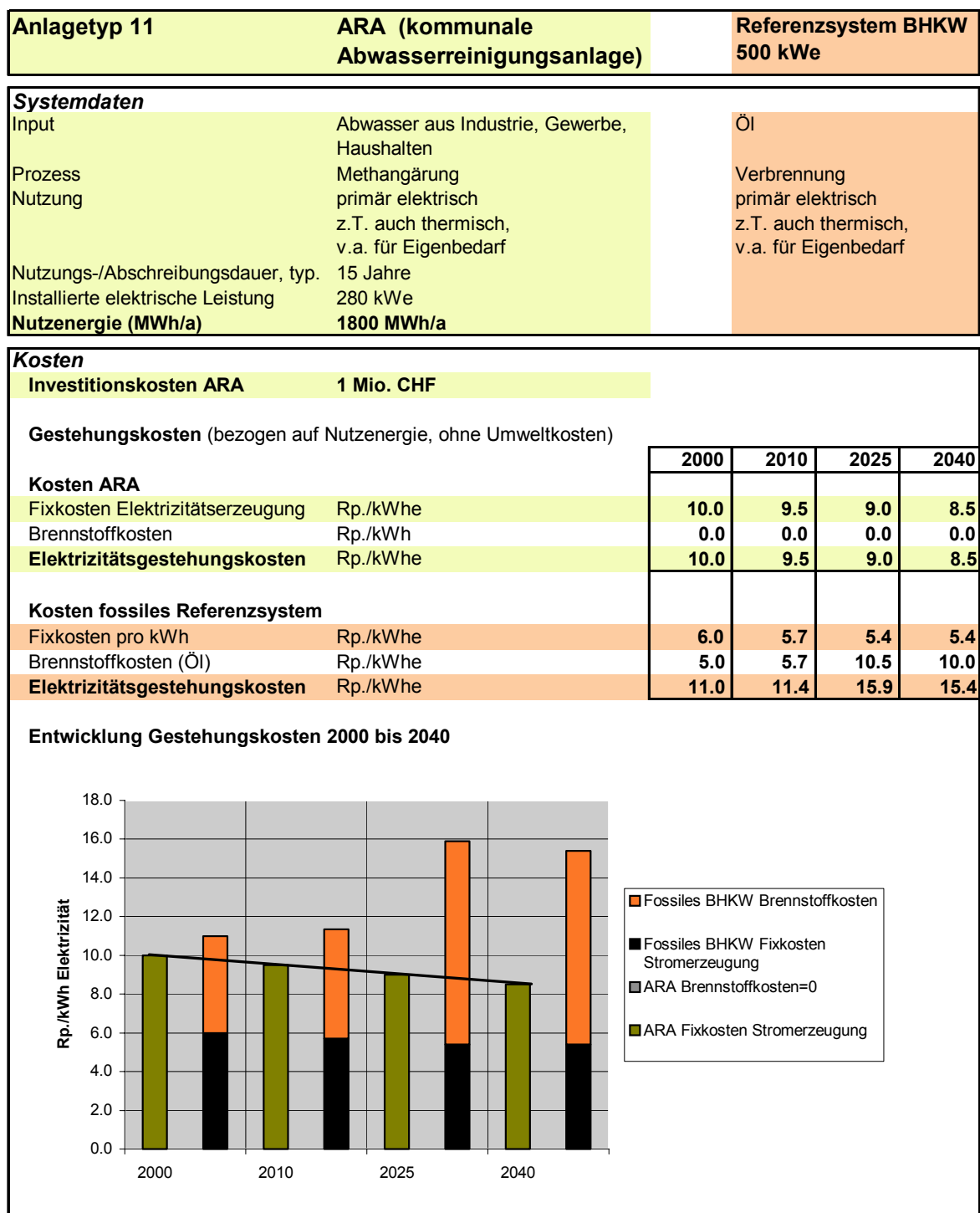
- In der Praxis streuen die Stromgestehungskosten sowohl für die Elektrizität aus ARAs wie auch aus einem BHKW in einem relativ grossen Bereich. Gründe dafür sind insbesondere je nach Objekt unterschiedliche Komponentenpreise einzelner Hersteller, unterschiedliche Kosten für die bauliche und elektrische Integration der Stromerzeugungsanlagen sowie die Unterschiede in der Aufteilung der Energienutzung auf Wärme und Strom.
- Für die ARAs gelten die obigen 10 Rp./kWh nur für die anzahlmässig relativ wenigen grossen Anlagen. Für mittelgrosse ARAs steigen die Kosten auf 10 bis 15 Rp./kWh, für kleine Anlagen sogar auf 15 bis 20 Rp./kWh.
- Das gewählte Referenzsystem mit einer Nennleistung von 500 kW (damit dieselben Referenzdaten wie für die Biogasanlagen verwendet werden konnten) ist beinahe doppelt so gross wie die elektrische Leistung der untersuchten ARA. Für fossil befeuerte BHKWs im Leistungsbereich 100 bis 300 kW steigen die Stromgestehungskosten ebenfalls auf 12 bis 17 Rp.

¹⁰³ mit nachgeschalteten Gas- oder Dampfturbinen (vergl. Schmid-Schmiediger V 2004)

¹⁰⁴ Resultat aus steigender verfügbarer Klärgasmenge und sinkenden Wirkungsgraden-Wärme wegen höheren elektrischen Wirkungsgraden

Entscheidende Kostenvorteile für die ARAs dürften sich daher erst mit einem deutlichen Anstieg des Ölpreises (ab 2020), oder einer attraktiveren Vergütung für den Strom (Anerkennung als neue erneuerbare Elektrizität), ergeben.

Vergleichsobjekt 4 (Teil 2): Elektrizität aus ARAs



Figur 30 Basisdaten und Vergleich der Stromgestehungskosten von kommunaler ARA und konventionellem, ölgefeuerten BHKW 500 kW (für Details siehe Anhang 8).

7.5.4 Herstellung von Biotreibstoffen

Vergleichsobjekt 5

Erzeugung von **Biotreibstoffen für mobile Anwendungen**

Auswahl und Charakterisierung der betrachteten Systeme

Anlagentyp 6a

Bio-Diesel, hergestellt auf der Basis von Waldholz/Feldgehölz mittels Fischer-Tropsch (FT) Verfahren

Mit Hilfe des Fischer-Tropsch (FT) Prozesses können aus Synthesegas (Mischung aus H_2 , CO , CO_2 und CH_4) synthetische Kohlenwasserstoffe (designer fuels) hergestellt werden. Primäres Ziel ist die Gewinnung von Treibstoffen. Das Synthesegas kann durch thermochemische Umwandlung mit anschließender Gasreinigung und -konditionierung aus Biomasse hergestellt werden. Aus dem Synthesegas kann dieselähnlicher Treibstoff hoher Qualität hergestellt werden. Über die FT Synthese erzeugte flüssige Brennstoffe können direkt mit der bestehenden Infrastruktur für Dieselmotoren genutzt werden.

Die Nutzung von Biomasse als Input für den Fischer-Tropsch (FT) Prozess steckt noch in der frühen Entwicklungsphase, erste produktive Anlagen dürften um 2010 herum in Betrieb genommen werden. Das FT-Verfahren stammt aus der Kohlevergasung und geht auf erste Versuche in den 20er Jahren in Deutschland zurück. Im zweiten Weltkrieg konnten bereits Treibstoffe hergestellt werden. Während die aus Erdgas hergestellten flüssigen Kraftstoffe preislich im Bereich von Erdöldestillaten liegen, sind die Produkte auf Biomassebasis aufgrund der zusätzlichen Prozessschritte noch deutlich teurer.

Kosten der Herstellung von Treibstoffen auf der Basis des FT-Verfahrens

Hamelink und andere¹⁰⁵ führten in den letzten Jahren umfangreiche Studien zum Thema Kosten und Wirtschaftlichkeit des FT-Verfahrens durch. Dabei wurden verschiedenste Anlagenkonfigurationen mit unterschiedlichen Wirkungsgraden durchgerechnet. Gemeinsam ist allen Anlagenkonfigurationen die minimale Grösse, die eine Anlage braucht, um einigermaßen wirtschaftlich betrieben werden zu können. Sie liegt bei 400 MW (thermischer Input).

Eine umfassendere Beschreibung des FT-Verfahrens und dessen Eigenheiten sowie eine detaillierte Herleitung der Gestehungskosten finden sich in Anhang 9.

Vergleich mit konventionellem Dieseltreibstoff, Gestehungskosten 2010 bis 2040

Die Treibstoffe, die mit Hilfe des FT-Verfahrens hergestellt werden, müssen langfristig im Markt mit den konventionellen (Fossilen) Treibstoffen konkurrenzieren können. Sie können dabei jedoch von einer steuerlichen Bevorzugung profitieren: ab 2007 werden die Biotreibstoffe von der Mineralölsteuer befreit sein. Der Vergleich zwischen FT-Treibstoff und konventionellem Dieseltreibstoff (mit einer Preisentwicklung gemäss Szenario „mittel“, das auch für die anderen Referenzszenarien verwendet wurde) ergibt das in Figur 31 gezeigte Bild.

¹⁰⁵ Vergl. Hamelink et al 2003

Vergleichobjekt 5 (Teil 1): Treibstoffherstellung auf der Basis Holzvergasung/Fischer-Tropsch Verfahren im Vergleich mit konventionellem Diesel

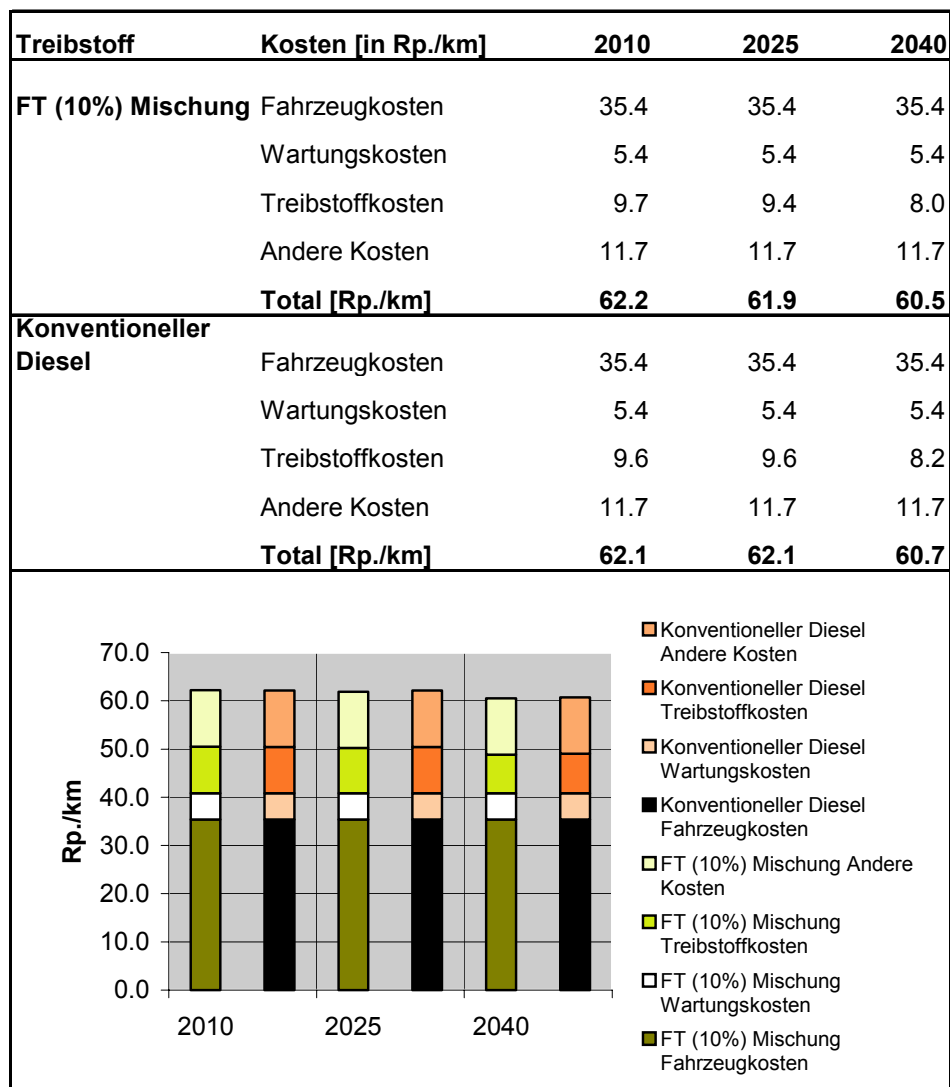
Anlagentyp 6a	Holzvergasung / Fischer-Tropsch Verfahren	Referenztreibstoff konventioneller Diesel																											
Systemdaten																													
Inputs	Waldholz, Feldgehölz																												
Prozess/Anlage	Holzvergasung mit nachgeschaltetem FT-Verfahren / Kombikraftwerk																												
Outputs	Treibstoff (2 Fraktionen), Elektrizität																												
Nutzungs-/Abschreibungsdauer	10 Jahre																												
Thermische Inputleistung	400 MW																												
Gesamtwirkungsgrad	46%																												
Output	168 MWth HHV (Biotreibstoff): entsprechend 109 MI/a FT Diesel (heavy fraction) + 30 MI/a FT Naphtha (light fraction) + 16 MWe																												
Kosten, Verkaufspreise																													
Investitionskosten	CHF 430 Mio.																												
Gestehungskosten und Verkaufspreise (bezogen auf Nutzenergie, ohne Umweltkosten)																													
		2000	2010	2025	2040																								
Treibstoff aus FT-Anlage																													
Treibstoffherstellungskosten	Rp./kWh		15.7	14.8	14.0																								
Mineralölsteuern	Rp./kWh		0.0	0.0	0.0																								
Treibstoff-Verkaufspreis	Rp./kWh		15.7	14.8	14.0																								
Fossiler Diesel																													
Treibstoffherstellungskosten	Rp./kWh	5.3	5.9	11.0	10.5																								
Mineralölsteuern	Rp./kWh	8.1	8.1	8.5	8.5																								
Treibstoff-Verkaufspreis	Rp./kWh	13.3	14.1	19.6	19.0																								
Die Treibstoffherstellungskosten basieren auf als konstant angenommenen Kosten von 4.5 Rp./kWh für die angelieferte Biomasse für den Zeitraum 2010 bis 2040																													
Entwicklung Gestehungskosten/Preise 2010 bis 2040																													
<table border="1"> <caption>Data for Figure 31: Development of production costs and selling prices (cts/kWh)</caption> <thead> <tr> <th>Year</th> <th>FT bio-diesel Capital cost</th> <th>FT bio-diesel O&M cost</th> <th>FT bio-diesel Biomass</th> <th>Fossil diesel Production cost</th> <th>Fossil diesel Taxes</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2010</td> <td>4.5</td> <td>1.0</td> <td>9.5</td> <td>6.0</td> <td>8.0</td> </tr> <tr> <td>2025</td> <td>3.5</td> <td>1.0</td> <td>9.0</td> <td>11.0</td> <td>8.0</td> </tr> <tr> <td>2040</td> <td>2.5</td> <td>1.0</td> <td>8.5</td> <td>10.5</td> <td>8.5</td> </tr> </tbody> </table>						Year	FT bio-diesel Capital cost	FT bio-diesel O&M cost	FT bio-diesel Biomass	Fossil diesel Production cost	Fossil diesel Taxes	2010	4.5	1.0	9.5	6.0	8.0	2025	3.5	1.0	9.0	11.0	8.0	2040	2.5	1.0	8.5	10.5	8.5
Year	FT bio-diesel Capital cost	FT bio-diesel O&M cost	FT bio-diesel Biomass	Fossil diesel Production cost	Fossil diesel Taxes																								
2010	4.5	1.0	9.5	6.0	8.0																								
2025	3.5	1.0	9.0	11.0	8.0																								
2040	2.5	1.0	8.5	10.5	8.5																								

Figur 31 Vergleich der Herstellungskosten von Biotreibstoff, produziert auf der Basis einer Holzvergasungsanlage mit nachgeschaltetem Fischer-Tropsch Verfahren, mit dem Verkaufspreis von konventionellem Dieseltreibstoff (für Details siehe Anhang 9).

Wirtschaftlichkeitsvergleich für die Treibstoffe in der praktischen Anwendung

Die Vergleichseinheit Rp./kWh erlaubt jedoch keine direkten Rückschlüsse auf die Wirtschaftlichkeit der beiden Treibstoffe in deren Anwendung. Für einen aussagekräftigen Vergleich zweier Treibstoffe in deren Anwendung müssen neben den Gestehungskosten der Treibstoffe auch die Kosten für Anschaffung, Wartung und Versicherung des Vergleichsfahrzeugs einbezogen werden. Zudem ist es unwahrscheinlich, dass FT-Diesel in reiner Form zur Anwendung gelangt. Wie bei Ethanol als Benzinersatz kann davon ausgegangen werden, dass auch FT-Diesel als Mischung von z.B. 10% FT-Diesel mit 90% konventionellem Diesel auf den Markt gelangen wird.

Für einen systematischen und aussagekräftigen Vergleich müssen nebst einem geeigneten Motorfahrzeug auch klar definierte Betriebsbedingungen spezifiziert werden. Auf dieser Basis können, unter Einbezug der Gestehungskosten für die Treibstoffe, die Kosten pro Fahr-km (Fahrleistung und nicht kWh als Vergleichseinheit) berechnet und verglichen werden. Die Resultate dieses Vergleichs sind in Figur 32 dargestellt.



Figur 32 Vergleich der Kosten pro km eines Fahrzeugs vom Typ VW Golf Variant (1900 TDI, 130 PS/96 kW) manuell geschaltetes 5-Gang Getriebe, 13'000 km pro Jahr), betrieben mit FT-Treibstoff (10% Anteil) bzw. konventionellem Diesel. Die Reduktion der Treibstoffkosten widerspiegeln die Annahme dass der Treibstoffverbrauch gegenüber 2010 dank einer Effizienzsteigerung der Motoren bis 2025 um 14%, bis 2040 um 26% gesenkt werden kann. (Für weitere Details siehe Anhang 10.)

Beurteilung

Mit Steuern im Bereich von 90 Rp./l auf dem konventionellen Dieseltreibstoff liegt der Verkaufspreis/kWh¹⁰⁶ von konventionellem Diesel schon 2010 nur unwesentlich unter den Herstellungskosten¹⁰⁷ des Dieseltreibstoffs, der mittels FT-Verfahren hergestellt wird. Bei steigendem Ölpreis gemäss Szenario „hoch“ wird geschätzt, dass die Marktpreise von konventionellem Dieseltreibstoff ab 2020 mindestens 30% über den Kosten von FT-Diesel liegen werden.

Gemäss Figur 32 ist FT-Diesel, in Bezug auf die Gesamtkosten für einen Fahr-km, jedoch nur marginal günstiger als reiner, konventioneller Diesel. Dies kommt natürlich daher, dass der Anteil des FT-Biodiesels am verbrauchten Treibstoff nur 10% beträgt.

Fazit

Gemäss der im Rahmen dieser Studie durchgeführten Analysen ist die **Herstellung und Anwendung von FT-Biodiesel** auf der Basis der Vergasung von Waldholz und Feldgehölz mit nachgeschaltetem Fischer-Tropsch Verfahren eine viel versprechende Nutzungsart für Biomasse. Die dargestellten Kosten basieren allerdings auf der Annahme, dass die Kosten der angelieferten Biomasse nicht wesentlich ansteigen. Dank der Tatsache, dass FT-Biodiesel gegenüber konventionellem Diesel zudem eine Reihe vorteilhafter Eigenschaften besitzt (keine CO₂-, geringere NO_x- und Feinpartikel-Emissionen, Eignung für Brennstoffzellen-Anwendungen) ergibt sich für FT-Treibstoff eine wirtschaftlich und ökologisch im Vergleich zu fossilem Diesel sehr attraktive Gesamtbilanz.

Der Realisierung von FT-Anlagen für die Herstellung von FT-Biodiesel in der Schweiz stehen jedoch zumindest zwei grosse Hindernisse entgegen. Die Anlagengrösse, die für die wirtschaftliche Herstellung von FT-Diesel notwendig ist, ist sehr gross (mindestens 400 MW_{th}) und verlangt dementsprechend nach hohen Investitionen (mindestens 400 Mio. CHF). Zweitens steht die Nutzung von hölzerner Biomasse für die Herstellung von Biotreibstoffen in direkter Konkurrenz zur Nutzung in Form von Wärme (z.B. mittels Holzfeuerungen). Zudem impliziert die Anlieferung der für die Treibstoffproduktion geforderten relativ grossen Mengen eine logistische Herausforderung, die zu einer substantiellen Verteuerung der Transportkosten und damit zu einer Verteuerung der angelieferten Biomasse führen dürften.

Anlagentyp 10a

Bio-Ethanol, hergestellt auf der Basis von Waldholz/Feldgehölz mittels Alkoholgärung

Ethanol hat eine lange Geschichte als Treibstoff, schon die ersten Verbrennungsmotoren (1876) wurden mit einer Mischung aus Ethanol und Benzin betrieben. Das erste grössere Ethanolprogramm wurde in Brasilien 1975 lanciert. In Europa gewann das Thema Biotreibstoffe erst Ende des 20. Jahrhunderts an Bedeutung. Zwischen 2000 und 2010 soll dies aber rasant ändern: die EU hat sich für 2020 das Ziel gesetzt, den Anteil der Biotreibstoffe am Treibstoffverbrauch auf 8% zu erhöhen (heute ca. 1%).

Die Zumischung von Ethanol zu fossilen Treibstoffen wird von vielen Fachleuten unter dem Gesichtspunkt der Nachhaltigkeit als die kurzfristig beste Alternative zu rein fossilen Treibstoffen betrachtet. In der Praxis bieten sich grundsätzlich zwei Stossrichtungen für die Anwendung von Ethanol an:

¹⁰⁶ Annahme: ab 2007 sind die Biotreibstoffe von der Mineralölsteuer befreit

¹⁰⁷ Die Gesteuerungskosten sind relativ stark abhängig von der Grösse der Anlage. Für den direkten Vergleich der Herstellungskosten von FT-Biodiesel auf der Basis des FT-Verfahrens mit Ethanol wurden auch die Produktionskosten in einer Anlage der Grösse 200 MW_{th} abgeschätzt. Diese liegen mit Kosten von knapp 20 Rp./kWh im Jahr 2010 um rund 30% höher als diejenigen einer 400 MW_{th}-FT-Anlage.

- Der Einsatz von Treibstoffen für unveränderte Fahrzeuge (auch in Form von ETBE-Zusatz in Benzin), mit niedrigem Ethanol-Anteil im Benzin oder Diesel¹⁰⁸.
- Treibstoffe (oder sogar reines Ethanol) für angepasste Fahrzeuge, mit hohem Ethanol-Anteil in Benzin oder Diesel.

Bioethanol ist Ethylalkohol, der auf der Basis von sehr unterschiedlichen technologischen Konzepten und aus sehr verschiedenen Biomassearten hergestellt werden kann. Die wichtigsten drei Prozessstypen (und Biomasse-Teilsortimente) sind:

- Vergärung von Zucker aus landwirtschaftlichen, zuckerhaltigen Produkten (z.B. Zuckerrüben, Zuckerrohr, Melassen, Molke, etc.)
- Die Hydrolyse und Vergärung von landwirtschaftlichen, stärkehaltigen Produkten (z.B. Getreide, Kartoffeln, Mais, etc.)
- Die Vergärung (nach vorgeschalteten Prozessen) von lignozellulosem Material (z.B. Waldholz, Feldgehölz, etc.)

Die Produktionsprozesse sind von der Art der Biomasse, die genutzt wird, abhängig, und variieren relativ stark hinsichtlich Komplexität und Kosten. Der einfachste Prozess ist die Vergärung mit nachfolgender Destillation für die zuckerhaltige Biomasse, für die Nutzung von stärkehaltigen Produkten und Holz sind zusätzliche, der Fermentation vorgeschaltete Prozesse notwendig. Entsprechend wird z.B. der Herstellungsprozess auf der Basis von Zuckerrohr und anderen Agrarprodukten schon seit langem angewendet wird, die industrielle Produktion von Bioethanol aus lignozellulosem Biomasse steckt hingegen noch in der Startphase. Eine kurze Beschreibung der verschiedenen Produktionsverfahren findet sich in Anhang 9.

Die Betrachtungen im Rahmen dieser Studie konzentrieren sich auf die Herstellung von Bioethanol auf der Basis von lignozellulosem Material (Waldholz, Feldgehölz, etc.). Dieses Verfahren ist in Anhang 9 detailliert beschreiben.

Die gegenwärtige Produktion und die wichtigsten Projekte in der Schweiz

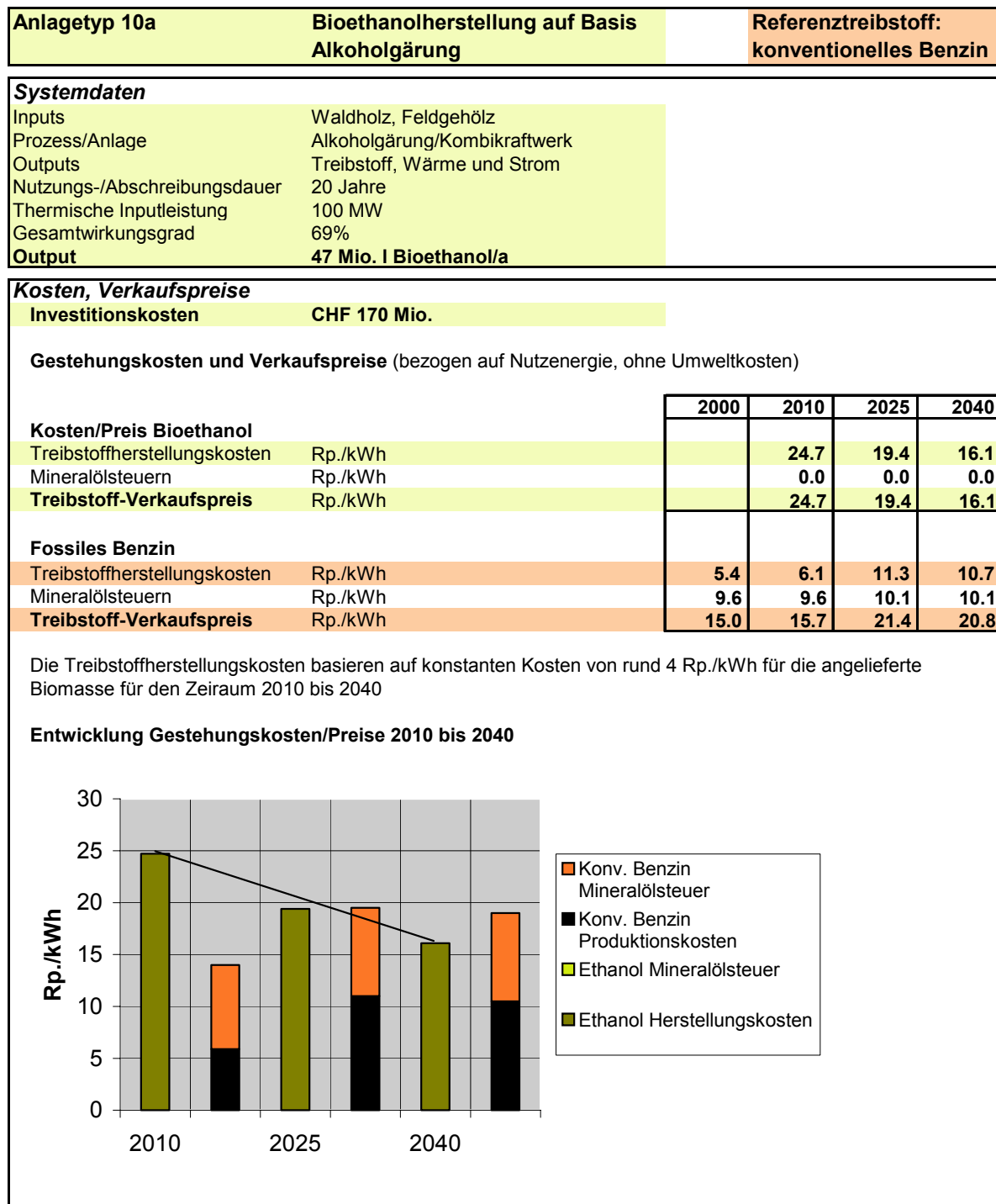
In der Schweiz ist Borregard Schweiz AG (früher Atisholz AG) mit einer jährlichen Produktion von 11 Mio. Liter Ethanol der weitaus grösste Hersteller. Ethanol ist dabei ein Nebenprodukt der Papierproduktion, das mittels Hydrolyse aus dem Ausgangsstoff Holz hergestellt wird. Vor einigen Jahren hat die Alcosuisse ein grosses Projekt lanciert mit dem Ziel, Bioethanol als Treibstoff in der Schweiz einzuführen. Die erste neue Ethanol-Produktionsanlage (zur Herstellung von Bioethanol aus landwirtschaftlichen Überschüssen (v.a. Getreide, Rinden, Molke) soll 2007 gebaut werden, eine zweite Anlage, die lignozellulose Biomasse (Holz) nutzen soll, ist für 2010 geplant. Mit Unterstützung von importierten Bioethanoltreibstoffen soll der Anteil von Bioethanol am schweizerischen Benzinverbrauch bis ins Jahr 2010 auf 5% erhöht werden.

Vergleich mit konventionellem Benzin, Gestehungskosten und Preise 2010 bis 2040

Für den Vergleich der Kosten- und Preisentwicklung zwischen Bioethanol und einem konventionellen Treibstoff wurden die Zahlen für Bioethanol, produziert in der Schweiz auf der Basis von hölzerner Biomasse, und konventionelles Benzin (mit einer Preisentwicklung gemäss dem Szenario „hoch“, das auch für die anderen Referenzszenarien verwendet wurde) herangezogen.¹⁰⁹ Das Resultat des Vergleichs zeigt Figur 33.

¹⁰⁸ Verbreitet sind heute Anteile von Ethanol an Treibstoffgemischen zwischen 5% und 10%.

¹⁰⁹ Zum Vergleich: Die Rohstoffpreise (Biomasseinput) in der Schweiz liegen in der Grössenordnung von 200% der entsprechenden Preise in Brasilien. Importiertes Methanol ist daher wesentlich günstiger.

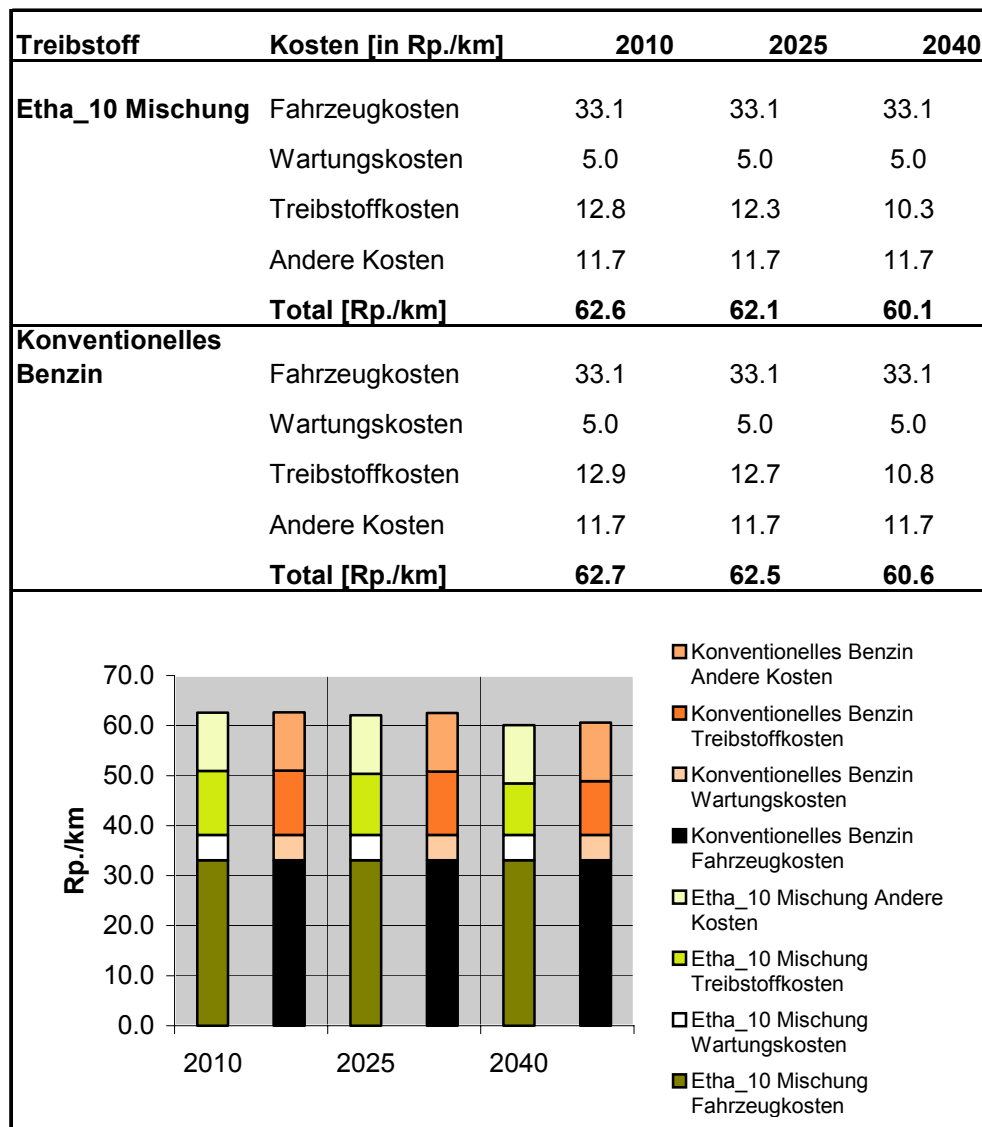
Vergleichobjekt 5 (Teil 2): Treibstoff-(Bioethanol-)herstellung auf der Basis der Alkoholgärung im Vergleich mit konventionellem Benzin

Figur 33 Vergleich der Herstellungskosten von Bioethanol (10% Anteil) als Treibstoff, produziert auf der Basis der Alkoholgärung mit dem Verkaufspreis von konventionellem Benzin (für Details siehe Anhang 10).

Wirtschaftlichkeitsvergleich für die Treibstoffe in der praktischen Anwendung

Wie schon beim Vergleich von Fischer-Tropsch Diesel mit fossilem Diesel erwähnt, müssen für einen aussagekräftigen Vergleich zweier Treibstoffe in deren Anwendung auch hier neben den Gestehungskosten der Treibstoffe die Kosten für Anschaffung, Wartung und Versicherungen des Vergleichsfahrzeugs einbezogen werden. Zudem kann, wie beim FT-Treibstoff, davon ausgegangen werden, dass auch Ethanol als Mischung von z.B. 10% Ethanol 90% konventionellem Benzin auf den Markt gelangen wird.

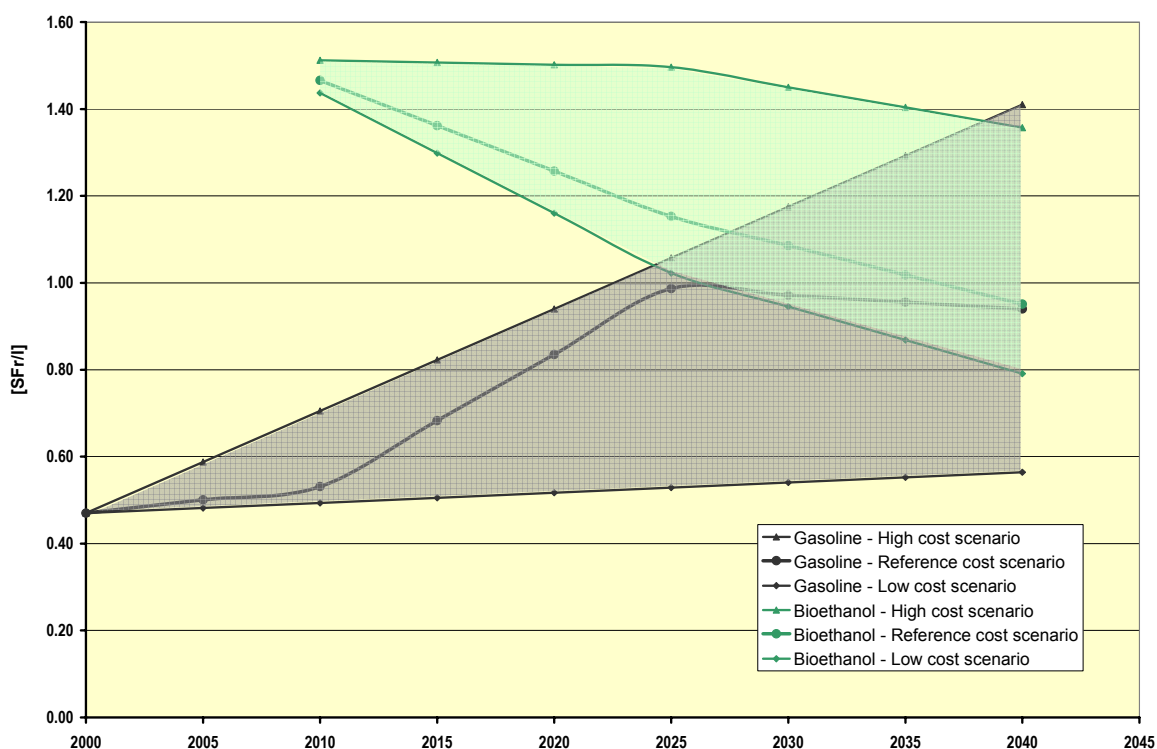
Für den Leistungsvergleich wurden auch hier die Kosten pro Fahr-km berechnet. Die Resultate des Vergleichs der beiden alternativen Treibstoffe sind in Figur 34 dargestellt.



Figur 34 Vergleich der Kosten pro km eines Fahrzeugs vom Typ VW Golf Variant (2000 ccm, 115 PS/85 kW) manuell geschaltetes 5-Gang Getriebe, 13'000 km pro Jahr), betrieben mit Ethanol-Treibstoff (10% Anteil) bzw. konventionellem Benzin. Die Reduktion der Treibstoffkosten widerspiegeln die Annahme, dass der Treibstoffverbrauch gegenüber 2010 dank einer Effizienzsteigerung der Motoren bis 2025 um 14%, bis 2040 um 26%, gesenkt werden kann. (Für weitere Details siehe Anhang 10.)

Das Säulendiagramm in Figur 34 mit Kosten für die Etha₁₀-Mischung, die für den ganzen Zeitraum praktisch identisch mit den Kosten des herkömmlichen Benzins sind, scheint auf den ersten Blick im Widerspruch mit der Darstellung in Figur 33 zu stehen. Es ist jedoch zu beachten, dass die Herstellungskosten auf der Basis von Rp./kWh, die Kosten pro Fahr-km auf der Basis von Rp./km verglichen werden. 1 GJ Bioethanol hat jedoch eine deutlich bessere Performance als 1 GJ konventionelles Benzin¹¹⁰, d.h. ein Fahrzeug, das mit einer Mischung von Bioethanol und Benzin betrieben wird, fährt etwas weiter als dasselbe Fahrzeug, betrieben mit reinem Benzin. Der Grund für die im Vergleich zu Bioethanol tiefen Herstellungskosten pro Energieeinheit ist die deutlich höhere Energiedichte von Benzin (31.5 MJ/l) gegenüber Bioethanol (21.3 MJ/l).¹¹¹

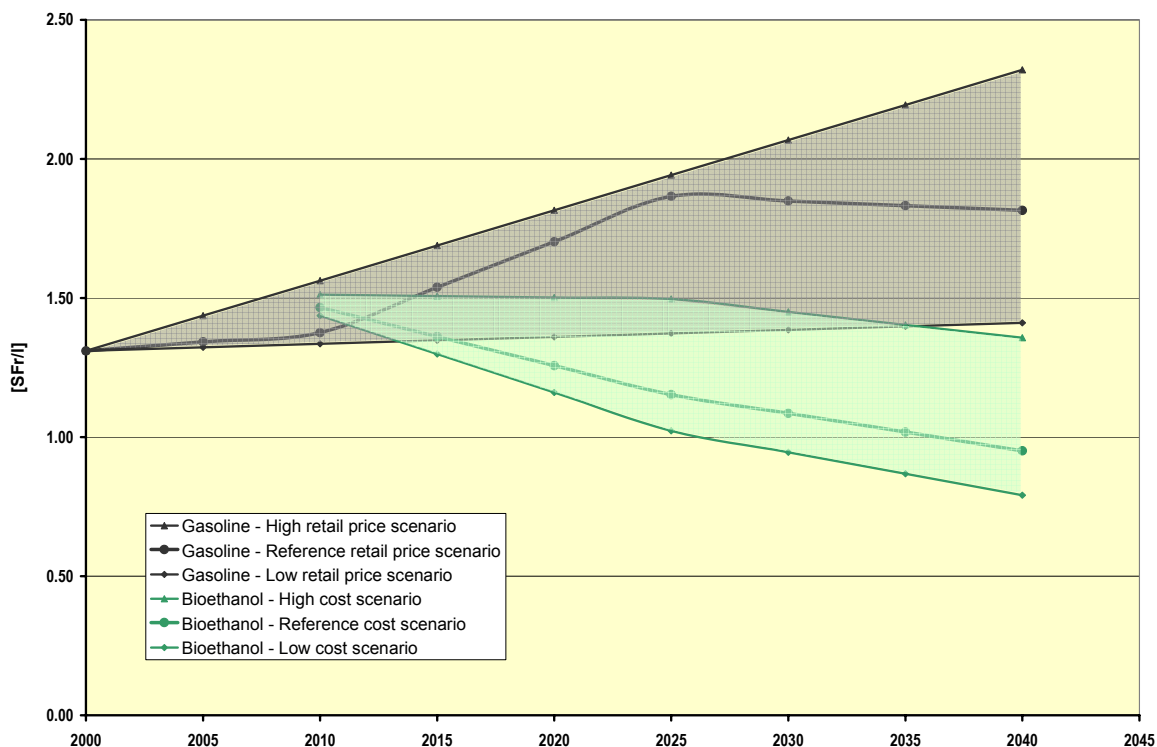
Um die Perspektiven von Bioethanol etwas besser auszuleuchten, wurde auch eine Sensitivitätsanalyse vorgenommen. Variiert wurden unter anderem die Kosten der angelieferten Biomasse: das Szenario „hoch“ entspricht einer Steigerung der Biomassekosten um 10% (2040 gegenüber 2010), das Szenario „tief“ einer Reduktion der Biomassekosten bis 2040 um 40% (für Details siehe Anhang 10). Die daraus resultierende Bandbreite der Herstellungskosten von Bioethanol sowie die den beiden Ölpreisszenarien „hoch“ und „tief“ entsprechenden Kosten (exkl. Mineralölsteuer) bzw. Marktpreise (inkl. Mineralölsteuer) für konventionelles Benzin sind in Figur 35 und Figur 36 dargestellt.



Figur 35 Perspektiven für die Entwicklung der Kosten von in der Schweiz auf der Basis von hölzerner Biomasse produziertem Bioethanol im Vergleich zu den Kosten von herkömmlichem Benzin (**ohne** Beaufschlagung mit Mineralölsteuer)

¹¹⁰ vergl. auch Anhang 10, S. 55, sowie EMPA 2002

¹¹¹ Ein mit herkömmlichem Benzin betriebener Motor hat demnach eine etwas grössere Leistung als der gleiche, mit einer Bioethanalmischung betriebene Motor. In dieser Studie wird dies vernachlässigt, da für den Vergleich der km-Kosten ein identisches Fahrzeug benutzt wird. Ein Vergleich auf der Basis identischer Leistungen hätte zur Folge, dass Fahrzeuge mit leicht unterschiedlichen Motorengrössen (ccm) gewählt werden müssten, um die spezifische Leistungsdifferenz zu kompensieren. Darauf wird in dieser Studie verzichtet, als primäre funktionale Vergleichseinheit wird immer die Einheit Kosten in Rp./km benutzt.



Figur 36 Perspektiven für die Entwicklung der Kosten von in der Schweiz auf der Basis von hölzerner Biomasse produziertem Bioethanol im Vergleich zum Handelspreis (inkl. Mineralölsteuer) für konventionelles Benzin.

Um die Interpretationen von Figur 35 und Figur 36 zu erleichtern ist erneut auf die unterschiedliche Einheit (hier CHF/l) hinzuweisen. Die in diesen beiden Figuren dargestellten Kosten von knapp CHF 1.50/l (für Bioethanol im Jahr 2010) stehen auch hier nicht im vermeintlichen Widerspruch zu den etwa Rp. 25/kWh (entsprechend Herstellungskosten von ca. CHF 2.50/l Benzinäquivalent (aus Figur 33)). Der Grund für die vermeintliche Diskrepanz ist wie schon beim Vergleich der Kosten/km die in Relation zu Bioethanol deutlich höhere Energiedichte von Benzin. Detailliertere Angaben dazu sind in Anhang 10 (Table 3) zu finden.

Beurteilung

Der graue (obere schraffierte) Bereich zeigt die Spanne der geschätzten schweizerischen Handelspreise für konventionelles Benzin in ihrer Entwicklung von 2000 bis 2040. Der grüne (nach rechts unten verlaufende) Bereich stellt die Entwicklung des Bioethanol-Preises dar. Dieser liegt schon bei der Markteinführung 2010 nur leicht über dem Szenario „hoch“ des Öls. Ab 2020 ist Bioethanol auf dem Schweizer Markt mit grösster Wahrscheinlichkeit deutlich billiger als konventionelles Benzin zu haben.

Die beiden Extrema in der obigen Darstellung (tiefe Bioethanolkosten vs. hoher Ölpreis) lassen erahnen, dass bei günstigen Voraussetzungen Bioethanol auch ohne den massiven Steuervorteil wie oben angenommen konkurrenzfähig werden kann. In Anhang 10 ist dargestellt, dass im Jahr 2040 die Produktionskosten von Bioethanol sogar unter den reinen Produktionskosten von Benzin liegen könnten.

Fazit

Unter der Annahme, dass langfristig sowohl für die Herstellung von Bioethanol wie auch von Fischer-Tropsch Biotreibstoff lignozellulose Biomasse genutzt wird, sind die Perspektiven für **Ethanol als Alternative zu konventionellem Benzin** unter den derzeitigen Rahmenbedingungen vergleichsweise deutlich weniger attraktiv als die Aussichten für Fischer-Tropsch Diesel (vergl. Figur 31 und Figur 33).¹¹² In Bezug auf die Herstellungskosten wird Ethanol auch 2040 vermutlich noch teurer sein als fossiles Benzin. Ein entscheidender Preisvorteil kann Bioethanol durch den Erlass der Mineralölsteuer verschafft werden. Eine CO₂-Abgabe auf Treibstoffen würde die Position von Ethanol im Hinblick auf die angestrebte rasche Erhöhung des Marktanteils wesentlich stärken.

Anlagentyp 9i

Herstellung von biogenem Methan für gasbetriebene Motorfahrzeuge, produziert in gewerblich/industriellen Biogasanlagen auf der Basis von biogenen Abfällen und aufbereitet zu Erdgasqualität

Der Erdgasverbrauch und der Anteil des Erdgases am Gesamtenergieverbrauch in der Schweiz weist eine überproportionale Steigerung auf. Der Anteil des Erdgases für den Treibstoffmarkt ist jedoch verschwindend klein. Die Nutzung von Biogas beschränkt sich in der Schweiz zurzeit auf das von der Kompogas AG ins Erdgasnetz eingespeiste Biogas. Aus wirtschaftlichen Gründen produzieren heute die Kompogasanlagen allerdings vornehmlich Elektrizität und nicht Treibstoff.

Charakterisierung von Prozess und Anlagen

Die Herstellung von Biogas in Erdgasqualität für gasbetriebene Motorfahrzeuge auf der Basis von biogenen Abfällen erfolgt in einem zweistufigen Prozess:

(1) **Erzeugung von Biogas** in gewerblich/industriellen Biogasanlagen („Kompogasanlagen“). Dieser erste Teilprozess sowie eine typische Anlage ist in Kapitel 7.5.3 beschrieben.

2) **Aufbereitung des Biogas zu Erdgasqualität**, welches normalerweise ins bestehende Erdgasnetz eingespeist wird oder allenfalls an lokalen Zapfsäulen zur direkten Betankung genutzt werden könnte. Dieser zweite Teilprozess und eine typische Anlage werden untenstehend beschrieben. Die Kostenzusammenstellung in bezieht sich hingegen auf eine typische Gesamtanlage, bestehend aus Biogas und Aufbereitungsanlage.

Technik der Aufbereitungsanlage Biogas zu Erdgasqualität

Die Anlage dient zur Aufbereitung von Biogas zu Erdgasqualität. Das so gewonnene Gas kann in ein Erdgasnetz eingespeist werden, da sich die Qualität des gewonnenen Gases von handelsüblichem Erdgas nicht unterscheidet. Die Anlage und Prozesssteuerung wird durch die Firma Sterling Fluid Systems (Schweiz) AG in Schaffhausen geliefert.

Neben der Verdichtung, Entfeuchtung (durch Kondensation und Gaswäsche) sowie Entschwefelung (durch Aktivkohle) des Biogases ist in der Anlagentechnik eine Trenntechnologie mittels Gaswäsche (Absorption) zur Abtrennung von CO₂ von CH₄ integriert, die im Reingas insbesondere für das Erdgasnetz „einspeisefähiges“ Methangas enthält. Parallel wird das abgetrennte CO₂ durch Strippung separat entsorgt. Eine Zwischenentgasung mit der Rückführung des „Flash“-Gases zum Eintritt der Anlage sorgt für die Minimierung der CH₄-Verluste (= Optimierung der Ausbeute).

Die Prozesse zur Erreichung des Verfahrensziels umfassen folgende Schritte:

¹¹² Bei diesem Vergleich spielen auch Skaleneffekte zuungunsten von Bioethanol mit hinein. Deren Einfluss kann aufgrund der Gegenüberstellung von Anlagen gleicher Grösse (200 MW_{th}) in Tabelle 34 abgeschätzt werden.

- Verdichtung und Entfeuchtung,
- Entschwefelung,
- Gaswäsche mit Regenerierung des Waschmediums (Absorption-Desorption),
- Steuerung & Überwachung.

Technische Daten für die Auslegung

Zulauf-Daten „Prozessgas ein“:

Fall	Biogas	Einheit
Volumenstrom	50 (normal) 59 (max.)	m ³ /h
Druck	1025 (± 15 mbar)	mbar abs
Temperatur	40 (± 5 K)	°C
Medium:		vol.-%
- CH ₄	ca. 57 (50-63)	
- CO ₂	35 (± ...)	
- H ₂ O	ca. 6 - 8	
- Rest ^{113*}	ca. 0 - 2	

Tabelle 31 Zulauf-Daten „Prozessgas ein“.

Fall	Biogas	Einheit
CH ₄ -Gehalt im Reingas	min. 96	vol.-%
O ₂ -Gehalt im Reingas	max. 0,5	vol.-%
H ₂ S-Gehalt im Reingas	max. 5	mg/m ³
Lieferdruck für Erdgas-Netz	6,0	bar abs
Taupunkt H ₂ O bei 3,5 bar abs	< 5	°C
Verlust CH ₄	< 5	%

Tabelle 32 „Minimal“-Anforderungen¹¹⁴ an die „Biogas-Aufbereitung“, damit das so produzierte Methan ins Erdgasnetz eingespeist werden kann.

¹¹³ „Rest“ umfasst H₂S, N₂ und NH₃!

¹¹⁴ Diese Minimal-Anforderungen müssen auch als Garantieleistung erfüllt werden!

Vergleichobjekt 5 (Teil 3): Treibstoffherstellung auf der Basis von Biogas aus gewerbl./industr. Biogasanlagen mit anschliessender Aufbereitung zu Erdgasqualität

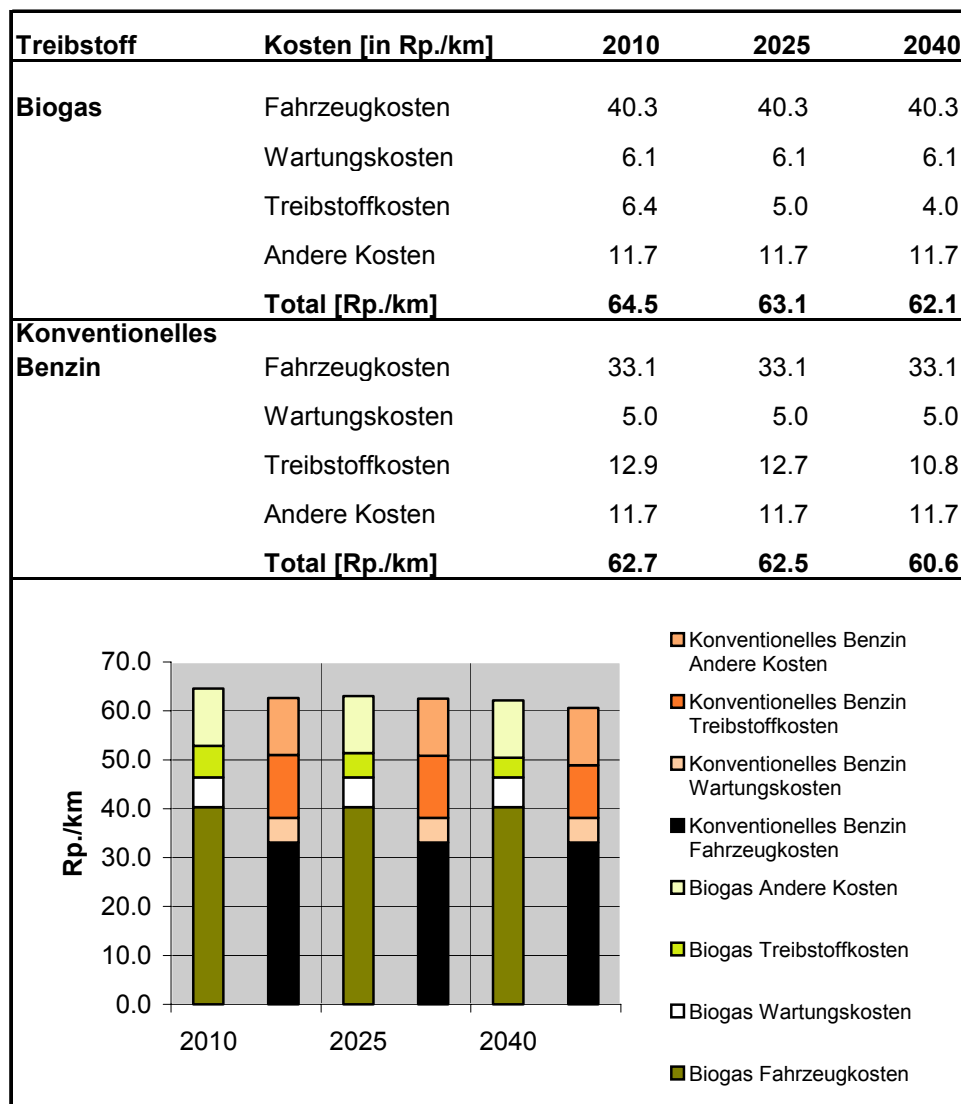
Anlagentyp 9i/BTS	Biogasanlage gewerbl./industr.	Referenztreibstoff konventionelles Benzin			
Systemdaten					
Anlage, Brennstoff	Feuchte/flüssige Abfälle aus Industrie, Gewerbe, Gastronomie, Haushalten				
Prozess	Methangärung -> Produktion Biogas -> Aufbereitung zu Erdgas				
Nutzung	Biotreibstoff + Wärme für Eigenbedarf				
Input	10'000 t biogene Abfälle/a				
Ertrag Biogas und Energie	1 Mio. m3 Biogas/a 6'000 MWh total/a				
Wirkungsgrad Treibstoffherstellung	50%, abzüglich Wärmebedarf für Prozess				
Nutzenergie, thermisch	3000 MWh/a, netto				
Nutzungs-/Abschreibungsdauer	Bau 20 Jahre, Fermenter, Aufbereitungsanlage + el.mech. Ausrüstung 15 Jahre				
Kosten					
Investitionskosten	7.1 Mio. CHF				
Gestehungskosten (bezogen auf Nutzenergie, ohne Umweltkosten)					
		2000	2010	2025	2040
Kosten Biogas-/Aufbereitungsanlage					
Fixkosten Anlagen	Rp./kWh	52.0	46.8	41.6	39.0
Brennstoffkosten (angelieferte Abfälle)					
a) mit Abfall-Annahmepreisen 126.-/t	Rp./kWh	-42.0	-37.8	-33.6	-31.5
b) mit 0 bewertet	Rp./kWh	0.0	0.0	0.0	0.0
Treibstoffherstellungskosten					
a) mit Abfall-Annahmepreisen 126.-/t	Rp./kWh	10.0	9.0	8.0	7.5
b) mit Brennstoffkosten 0	Rp./kWh	52.0	46.8	41.6	39.0
Fossiles Benzin					
Treibstoffherstellungskosten	Rp./kWh	5.4	6.1	11.3	10.7
Mineralölsteuern	Rp./kWh	9.6	9.6	10.1	10.1
Treibstoff-Verkaufspreis	Rp./kWh	15.0	15.7	21.4	20.8
Entwicklung Gestehungskosten/Preise 2000 bis 2040					
<p>The chart illustrates the cost structure of different energy carriers over time. For conventional gasoline, the total price (production + tax) increases from 15.0 Rp./kWh in 2000 to 20.8 Rp./kWh in 2040. Biogas production costs decrease from 10.0 Rp./kWh in 2000 to 7.5 Rp./kWh in 2040. The total price for biogas/earth gas (production + tax) remains relatively stable, starting at 15.0 Rp./kWh in 2000 and ending at 15.7 Rp./kWh in 2040.</p>					

Figur 37 Vergleich Herstellungskosten von Ergas als Treibstoff, produziert auf der Basis der Vergärung von biogenen Abfällen in gewerblich/industriellen Biogasanlagen mit anschliessender Aufbereitung zu Erdgasqualität, im Vergleich mit konventionellem Benzin.

Wirtschaftlichkeitsvergleich für die Treibstoffe in der praktischen Anwendung

Wie schon beim Vergleich von FT-Biodiesel mit konventionellem Diesel und von Bioethanol mit herkömmlichem Benzin müssen für einen aussagekräftigen Vergleich zwischen Biogas und konventionellem Benzin in deren Anwendung auch hier neben den Gestehungskosten der Treibstoffe die Kosten für Anschaffung, Wartung und Versicherungen des Vergleichsfahrzeugs einbezogen werden. Im Gegensatz zu den beiden vorgehenden Biotreibstoffen wird für den Vergleich hier angenommen, dass die Fahrzeuge mit reinem Biogas (keine Mischung mit Erdgas) betrieben werden. Die langfristige Perspektive ist jedoch, einen Anteil von etwa 10% am gesamten Gasverbrauch für gasbetriebene Fahrzeuge auf der Basis von Biogas zu erzeugen und ins Erdgasnetz einzuspeisen.

Für den Leistungsvergleich wurden auch hier die Kosten pro Fahr-km berechnet. Die Resultate des Vergleichs der beiden alternativen Treibstoffe sind in Figur 38 dargestellt.



Figur 38 Kosten pro km eines Fahrzeugs vom Typ VW Golf Variant Bifuel (2000 ccm, 115 PS (85 kW) im Benzinbetrieb/102 PS (75 kW) im Gasbetrieb, manuell geschaltetes 5-Gang Getriebe, 13'000 km pro Jahr), betrieben mit Biogas, im Vergleich zu den Kosten des konventionellen Referenzfahrzeugs vom Typ VW Golf Variant (2000 ccm, 115 PS (85 kW), betrieben mit konventionellem Benzin. Die Reduktion der Benzinkosten widerspiegeln die Annahme, dass der Treibstoffverbrauch gegenüber 2010 dank einer Effizienzsteigerung der Motoren bis 2025 um 14%, bis 2040 um 26% gesenkt werden kann.

Beurteilung

Gemäss Figur 38 liegen die Fahrkosten pro km eines mit Biogas betriebenen (Bifuel-) Fahrzeugs etwa 3% über den Kosten, die anfallen, wenn das entsprechende (Monofuel-) Fahrzeug mit konventionellem Benzin betrieben wird. Dabei basiert der obige Vergleich auf der Annahme, dass die (negativen) Kosten der Abfälle, aus denen das Biogas hergestellt, über die betrachtete Periode konstant sind (Annahmepreis für biogene Abfälle: CHF 126.-/t) sind. Wie schon bei der Nutzung der Energie aus Biogas als Strom können die Gestehungskosten für Treibstoff aus Biogas dank dem Einbezug der Entsorgungskosten von biogenen Abfällen in die Kostenrechnung der Produktion erheblich reduziert werden.

Den signifikant tieferen Treibstoffkosten stehen die deutlich höheren Investitionskosten für Bifuel Fahrzeuge im Vergleich mit konventionellen Monofuel-Modellen gegenüber (in Figur 38 gut ersichtlich). Diese sowie die immer noch relativ geringe Dichte des Tankstellennetzes für Erdgasfahrzeuge und das falsche Image, dass Erdgasfahrzeuge ein grösseres Sicherheitsrisiko (Angst vor Explosionen beim Tanken und bei Unfällen) mit sich bringen, sind die wichtigsten Hindernisse, welche die Ausbreitung der Erdgas-/Biogasfahrzeuge derzeit noch hemmen.

7.6 Zusammenfassung, Fazit

7.6.1 Zusammenstellung der Investitions-, Betriebs- und Gestehungskosten

Investitions- und jährliche Betriebskosten von Biomasse-Anlagen für die Wärme- und Stromproduktion 2010

Anlagentyp	1a Holzschnitzelfeuerung	4g		9g		9i ind/gewerbl Biogasanlage	11 ARA	Bemerk.
		KVA	landw. Biogasanlage nur Gülle (200 GVE)	landw. Biogasanlage nur Gülle (500 GVE)	landw. Biogasanlage Gülle+Abfälle			
Nennleistung	500 kW/th	10MW/20MWt	100 kW	100 kW	65 kW	500 kW	280 kW	
Nutzenergie/a	1000 MWh th	60'000 MWh th						2)
Strom	-	70'000 MWh e	170 MWh e	600 MWh e	430 MWh e	1650 MWh e	1800 MWh e	3), 4)
Investitionskosten in CHF	600'000	47 Mio	300'000	500'000	470'000	7.1 Mio	1 Mio	
Jährliche Betriebskosten in CHF	71'000	4'539'000	72'900	127'483	107'100	1'480'000	176'000	1)
Kapitalkosten	52'000	3'329'000	35'700	48'171	45'300	870'000	96'000	
Wartung+Unterhalt	14'000	555'000	15'200	19'634	41'300	220'000	65'000	
Hilfsenergie/Versich./Verwalt. weitere	5'000	257'000	10'000	30'550	8'500	110'000	15'000	
	-	398'000	12'000	29'128	12'000	280'000	-	5)

Quellen für Anlegedaten

1a: Kostenvergleich Holzfeuerung-Oelfeuerung, ambio, 2001 und Perspektiven der zukünftigen Energieversorgung der Schweiz, PSI, 2000, Tel. 7.1.2003 mit Andreas Keel, Holzenergie Schweiz, Berechnungen INFRAS

4g: Kosten und Entschädigung von Strom aus KVAs, Schlussbericht, econcept i.A. BFE, 2004

Die aufgeführten Kosten sind die Zusatzkosten für die Nutzung und Wärme einer grossen KVA (aus der Kostenrechnung), die seit Mitte der 90er Jahr sowohl Wärme wie auch Strom nutzt und verkauft.

9g-"nur Hofdünger (200 GVE)": Genesys GmbH, Herr Ruch, Frauenfeld / K. Schleiss

9g-"nur Hofdünger (500 GVE)": Genesys GmbH, Herr Ruch, Frauenfeld / Informationsstelle Biomasse (EnergieSchweiz)

9g-"Co-Vergärung Hofdünger+Abfälle": Genesys GmbH, Herr Ruch, Frauenfeld / Informationsstelle Biomasse (EnergieSchweiz)

9i: Verhältnisse im Kanton Zürich aufgrund der Kostenrechnung einer Kompogas Anlage (Berechnung K. Schleiss)

11: K. Niesel/H. Vetter, Holinger AG; E.A. Müller: Programm Infrastrukturanlagen (EnergieSchweiz)

Bemerkungen

1) ohne Brennstoff-/Input-Kosten

2) Nebst der elektrischen Energie (Ausnahme: Holzschmitzelheizung) fällt jedoch auch Wärme an, die in den meisten Anlagen für den Eigenbedarf eingesetzt wird. Die Wärme kann in der gleichen Grössenordnung liegen, wie der elektrische Energieanteil (v.a. KVA, ARA).

3) Nutzenergie/a der Biogasanlagen = ins Netz eingespiessene Energie + Eigenbedarf für den Hof (excl. Eigenbedarf für Prozess)

4) Die grossen Unterschiede bei der Nutzenergie der Biogasanlagen beruhen auf unterschiedlichen Betriebskonzepten:

Die reine Hofdüngeranlage mit nur 200 GVE wird nur etwa 1500 h/a betrieben, die grosse Hofdüngeranlage und die Co-Vergärungsanlage sind auf 6850 Betriebsstunden pro Jahr ausgelegt.

5) Bei den Biogasanlagen beinhaltet die Position "weitere Kosten" die Kosten für das Handling des Co-Substrats bzw. für das Zuführen von betriebsfremder Gülle

Tabelle 33 Übersicht: Investitions- und jährliche Betriebskosten der in Kapitel 7.5 beschriebenen Anlagentypen für Wärme- und Stromproduktion im Jahr 2010.

Investitions- und jährliche Betriebskosten von Biomasse-Anlagen für die Treibstoffproduktion 2010

Anlagentyp	6a-1 Bio-Diesel aus Fischer-Tropsch Anlage	6a-2	10a-1 Bio-Ethanol aus Alkoholgärung	10a-2 Kompogasanlagen	9i Bemerkungen
Nennleistung, Input	400 MW th	200 MW th	100 MW th	200 MW th	1) Biogas aus 1.5 MW th
Output	Biofuels 168 MWth Elektrizität 15.6 MWe	76 MWth 7.0 Mwe	33.5 MW th 2.5 Mwe	70.7 MWth 5.3 MWe	
Investitionskosten in CHF	430 Mio.	255 Mio.	170 Mio.	250 Mio.	7.1 Mio. 2)
Jährliche Betriebskosten in CHF	211.2 Mio.	119.2 Mio.	62.3 Mio.	109.7 Mio.	1'550'000 3)
Kapitalkosten	56.1 Mio.	33.6 Mio.	22.3 Mio.	32.9 Mio.	870'000
Fixe Betriebskosten	21.3 Mio.	18.8 Mio.	6.0 Mio.	8.3 Mio.	4)
Variable Betriebskosten	6.4 Mio.	3.6 Mio.	2.5 Mio.	5.3 Mio.	
Biomassekosten	127.4 Mio.	63.2 Mio.	31.5 Mio.	63.2 Mio.	5)

Quellen für Anlagedaten

6a: Tijmensen et.al 2002, adaptiert an Schweizer Verhältnisse dach LASEN

10a: NREL National Renewable Energy Laboratory (Wooley et.al 1999), adaptiert an Schweizer Verhältnisse dach LASEN

9i: Kompogas AG / K. Schleiss

Bemerkungen

- 1) Kompogasanlage: inkl. Aufbereitung des Biogases zu Erdgas, das ins Erdgasnetz eingespielen werden kann
- 2) Investitionskosten für Kompogasanlage etwa gleich wie für Kompogasanlage zur Produktion von Elektrizität (plus Kosten Aufbereitung zu Erdgas, minus Kosten BHKW für Stromproduktion)
- 3) für FT-Biodiesel- und Bioethanolanlagen: inkl. Brennstoff-/Input-Kosten; für Biogasanlage: mit Brennstoffkosten 0
- 4) Betriebskosten Biogasanlage nach anderem Schema erhoben: Kosten für Wartung und Unterhalt CHF 220'000, für Hilfsenergie/Versicherung/Verwaltung/Löhne CHF 110'000, für weiteres CHF 280'000
- 5) Annahme: Biomassekosten für FT- und Bioethanolanlagen nehmen infolge steigender Transportkosten tendenziell zu

Tabelle 34 Übersicht: Investitions- und jährliche Betriebskosten der in Kapitel 7.5 beschriebenen Anlagentypen für die Produktion von Bio-Treibstoffen im Jahr 2010.

Gestehungskosten für Wärme- und Strom aus Biomasse-Anlagen 2010

Anlagentyp	1a		4g		9g			9i		11	Bemerk.
	Holzschnitzel- feuerung	500 kW/th 1000 MWh th	10MWer/20MWh 60'000 MWh th 70'000 MWh e	KVA	landw. Biogasanlage nur Gülle (200 GVE)	landw. Biogasanlage nur Gülle (500 GVE)	landw. Biogasanlage Gülle+Abfälle	ind./gewerbl Biogasanlage	ARA 400 kW		
Nennleistung											
Nutzenergie/a											
Wärme											
Strom											
Gestehungskosten in Rp. / kWh											
Wärme											
Strom											
davon Verteilungskosten Wärme in Rp. / kWh											
Nahwärme											
Fernwärme											

Quellen für Anlagedaten

- 1a: Kostenvergleich Holzfeuerung-Ölfeuerung, ambio, 2001 und Perspektiven der zukünftigen Energieversorgung der Schweiz, PSI, 2000, Tel. 7.1.2003 mit Andreas Keel, Holzenergie Schweiz, Berechnungen INFRAS
 4g: Kosten und Entschädigung von Strom aus KVAs, Schlussbericht, econcept I.A. BFE, 2004
 9g-"nur Hofdünger (200 GVE)": Genesys GmbH, Herr Ruch, Frauenfeld / K. Schleiss
 9g-"nur Hofdünger (500 GVE)": Genesys GmbH, Herr Ruch, Frauenfeld / Informationsstelle Biomasse (EnergieSchweiz)
 9g-"Co-Vergärung Hofdünger+Abfälle": Genesys GmbH, Herr Ruch, Frauenfeld / Informationsstelle Biomasse (EnergieSchweiz)
 9i: Verhältnisse im Kanton Zürich aufgrund der Kostenrechnung einer Kompostanlage (Berechnung K. Schleiss)
 11: K. Niese/H. Vetter, Holinger AG; E.A. Müller: Programm Infrastrukturanlagen (EnergieSchweiz)

Bemerkungen

- 1) die Nennleistungen und Nutzenergien beziehen sich auf die untersuchten Anlagen
- 2) inkl. Brennstoff, insbesondere negative Brennstoffkosten als Erlös bei Annahme von Abfällen. Die angegebenen Kostenbereiche zeigen die typischen Streuungen der Gestehungskosten aufgrund der in der Praxis unterschiedlichen Anlagekosten und Nennleistungen an.
- 3) Für die Biogasanlagen und die ARA wurden die Gestehungskosten nur auf die erzeugte elektrische Energie umgerechnet (da primär diese genutzt bzw. ins Netz eingespielen wird). Nebst der elektrischen Energie fällt jedoch auch Wärme an, die in den meisten Anlagen für den Eigenbedarf eingesetzt wird. Der Anteil Wärme kann jedoch in der gleichen Grössenordnung liegen wie der elektrische Energieanteil. Damit sind die Stromgestehungskosten tendenziell zu hoch angegeben. Eine präzisere Aussage dazu ist jedoch in diesem Rahmen nicht möglich, da die Gestehungskosten von der jeweiligen Anlagekonstellation und der Bewertung der zur Verfügung stehenden Wärmeenergie anhängig sind.

Tabelle 35 Gestehungskosten für Wärme und Strom aus Biomasse der in Kapitel 7.5 untersuchten Anlagentypen im Jahr 2010.

Gestehungskosten für Biotreibstoffe aus Biomasse-Anlagen 2010

Anlagentyp	6a	10b	9i	Bemerk.
Nennleistung, Input Treibstoff (Mischung)	Bio-Diesel FT10 aus Fischer-Tropsch Anlage 400 MW th FT-Diesel Anteil 10% Konventioneller Diesel 90%	Bio-Ethanol E10 aus Alkoholgärung 100 MW th Ethanol Anteil 10% Konventionelles Benzin 90%	Biogas aus Kompostanlagen, zu Erdgas aufbereitet	
Modell-/Referenzfahrzeug	VW Golf Variant TDI 1900 ccm/96kW 5-Gang, manuell 5.4 l/100 km 13'000 km/a 15 Jahre	VW Golf Variant 2000 ccm/85 kW 5-Gang, manuell 8.0 l/100 km 13'000 km/a 15 Jahre	VW Golf Variant Bifuel/Monofuel	5)
Gestehungskosten Biotreibstoff in Rp./km				
Fahrzeugkosten	35.4	33.1	40.3	1)
Wartung	5.4	5.0	6.1	2)
Treibstoffkosten	9.7	12.8	0.0	3)
Andere Kosten	11.7	11.7	11.7	4)
Total	62.2	62.6	58.1	5)
Zum Vergleich (Referenz): Marktpreis fossile Treibstoffe in Rp./km				
Fahrzeugkosten	35.4	33.1	33.1	
Wartung	5.4	5.0	5.0	
Treibstoffkosten	9.6	12.9	12.9	
Andere Kosten	11.7	11.7	11.7	
Total	62.1	62.7	62.7	
	Konventioneller Diesel	Konventionelles Benzin	Konventionelles Benzin	

Quellen

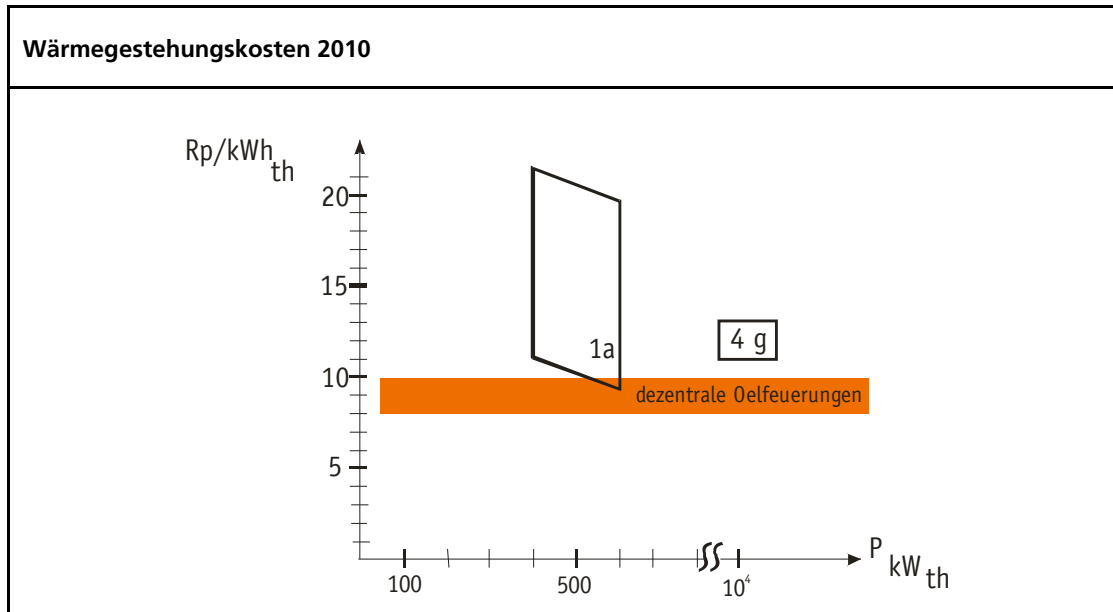
6a, 10a, 9i: Berechnungen LASEN 2004c (interne Arbeitspapiere, Oktober 2004)

Bemerkungen

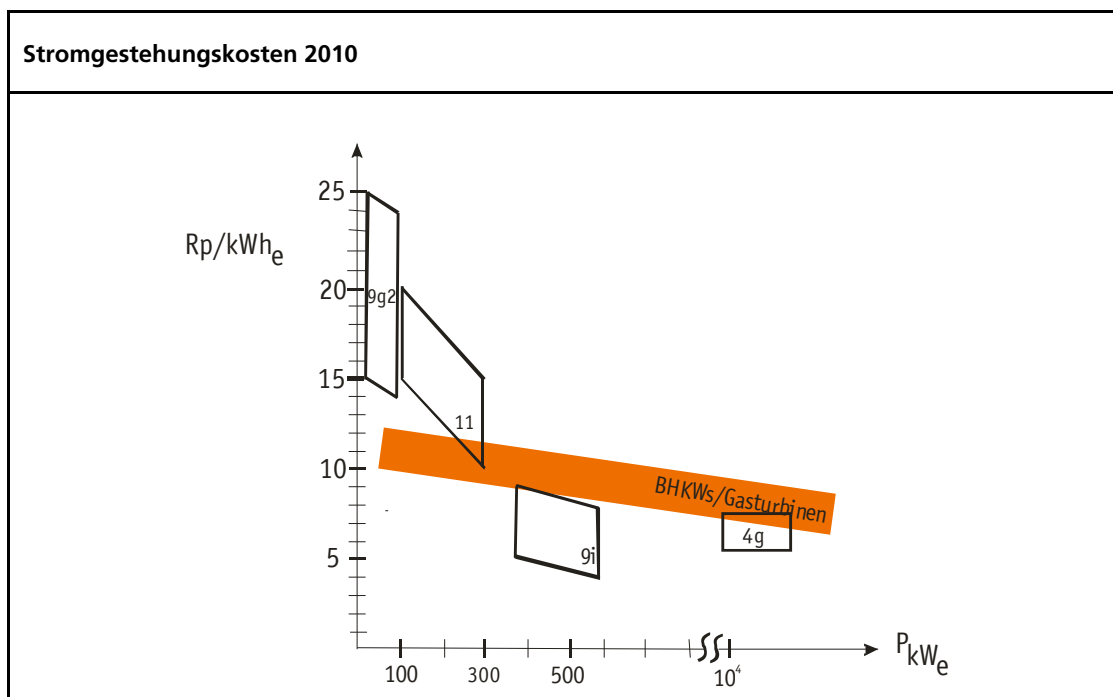
- 1) Verzinsung Kapital mit Zins 10% über 15 Jahre
- 2) 2% des Anschaffungspreises des Fahrzeugs
- 3) Ohne mögliche Erlöse aus der Abnahme von Abfällen bei ind./gewerbli.Biogasanlage (d. h. Treibstoffkosten = 0)
- 4) Mineralsteuern, Versicherungen, etc.
- 5) Referenz für Biogas-Fahrzeug: in diesem Fall wird das Bifuel-Fahrzeug mit dem konventionellen Monofuel-Fahrzeug (mit 2000 ccm/85 kW Motor) verglichen

Tabelle 36 Betriebskosten 2010 in Rp./km für den Betrieb dreier Fahrzeuge mit Biotreibstoffen, hergestellt in den drei in Kapitel 7.5 untersuchten Anlagentypen. Die Betriebskosten werden verglichen mit den Betriebskosten für dieselben Fahrzeuge, gefahren mit konventionellen Treibstoffen, wobei letztere auf der Basis der geschätzten Marktpreise (inkl. Mineralsteuern) eingerechnet werden.

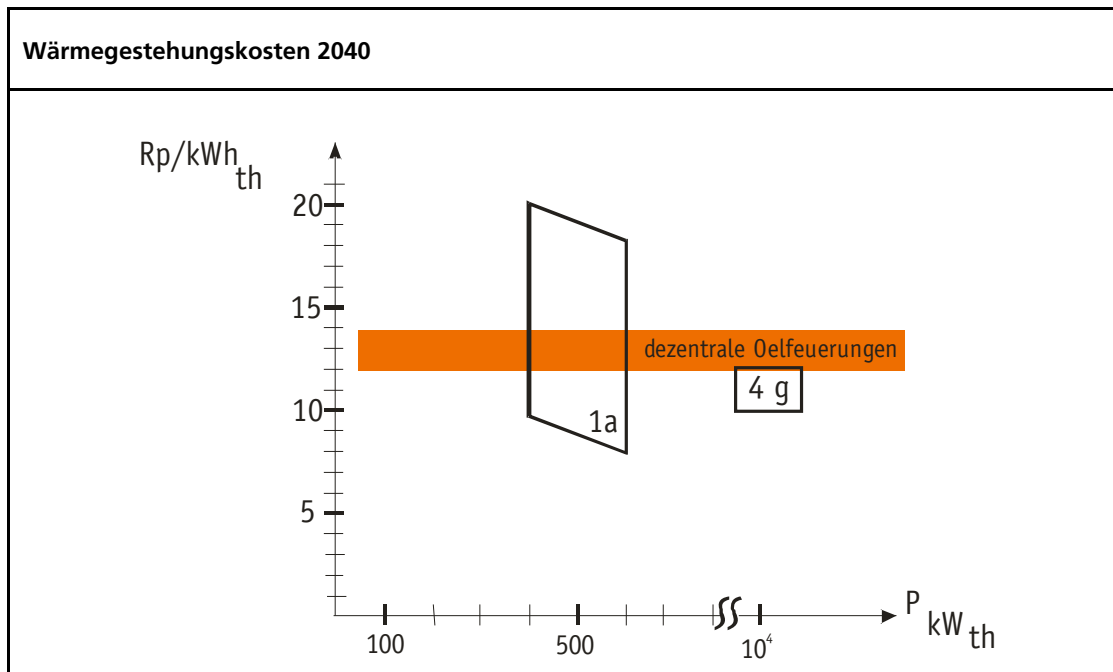
Übersicht Gestehungskosten für Wärme und Strom in den Jahren 2010 und 2040



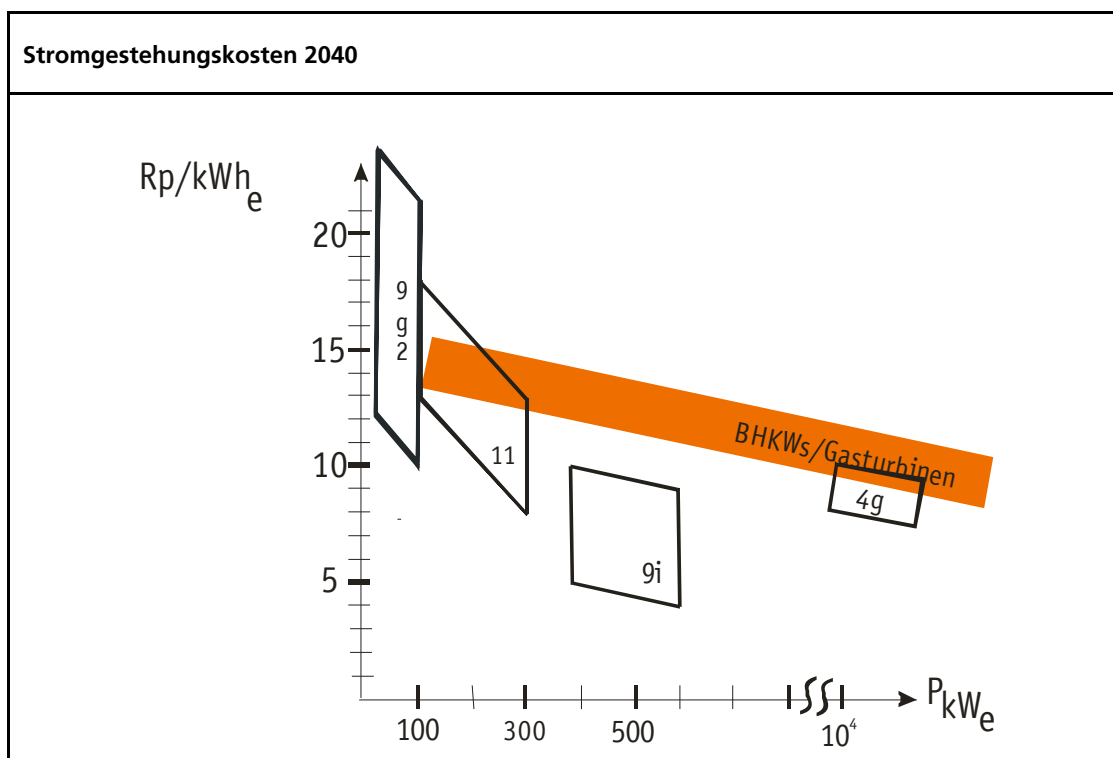
Figur 39 Wärmegestehungskosten für die untersuchten Anlagentypen und Referenzsysteme im Jahr 2010 (1a: Holzfeuerungen, 4g: KVAs). Die Wärmegestehungskosten schliessen die Kosten für die Wärmeverteilung (Nah- oder Fernwärmenetz) mit ein. Die Romben stellen die Streuung der Gestehungskosten über die typischen Leistungsbereiche der Anlagen dar, mit zunehmender Anlagengrösse nehmen die Gestehungskosten für die kleinen und mittleren Anlagen deutlich ab.



Figur 40 Stromgestehungskosten für die untersuchten Anlagentypen und Referenzsysteme im Jahr 2010 (4g: KVAs, 9g2: landwirtschaftliche Co-Vergärungsanlagen, 9i: industriell/gewerbliche Biogas-Co-Vergärungsanlagen, 11: ARAs). Die Gestehungskosten für die Co-Vergärungsanlagen sind ohne einen Preis für die Annahme der biogenen Abfälle gerechnet. Die Romben stellen die Streuung der Gestehungskosten über die typischen Leistungsbereiche der Anlagen dar, mit zunehmender Anlagengrösse nehmen die Gestehungskosten für die kleinen und mittleren Anlagen deutlich ab.



Figur 41 Wärmegestehungskosten für die untersuchten Anlagentypen und Referenzsysteme im Jahr 2040 (1a: Holzfeuerungen, 4g: KVAs). Die Wärmegestehungskosten schliessen die Kosten für die Wärmeverteilung (Nah- oder Fernwärmenetz) mit ein.



Figur 42 Stromgestehungskosten für die untersuchten Anlagentypen und Referenzsysteme im Jahr 2040 (4g: KVAs, 9g2: landwirtschaftliche Co-Vergärungsanlagen, 9i: industriell/gewerbliche Biogas-Co-Vergärungsanlagen, 11: ARAs). Die Gestehungskosten für die Co-Vergärungsanlagen sind ohne einen Preis für die Annahme der biogenen Abfälle gerechnet.

7.6.2 Beim Vergleich der Technologien nicht berücksichtigte Aspekte

Der vorgehende Vergleich der Technologien zur energetischen Nutzung von Biomasse beschränkt sich im Wesentlichen auf die wichtigsten Anwendungen und typischen Systemdaten, die Beschreibung von Restriktion aufgrund der geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen sowie die Gestehungskosten für die genutzte Energie. Darüber hinaus gibt es eine ganze Reihe von Kriterien, die für einen umfassenden Vergleich ebenfalls mit einbezogen werden müssten. Die wichtigsten dieser Zusatzaspekte werden in diesem Abschnitt kurz erwähnt, aus Gründen der Aufwandminimierung wurde aber auf eine systematische Bewertung der Technologien anhand dieser Zusatzkriterien verzichtet.

(Zusatz-) Nutzen

Dazu zählen zusätzliche Nutzen wie der volkswirtschaftliche Nutzen, gesundheitliche und hygienische Pluspunkte, Landschaftsschutz und Pflege etc., welche die energetische Verwertung von Biomasse im Normalfall gegenüber den konventionellen Referenzsystemen bietet.

Energie- und Umweltbilanzen

Als Schlüsselkriterien zur Beurteilung der Technologien unter ökologischen Gesichtspunkten könnten folgende Kriterien herangezogen werden:

- Erntefaktor: Verhältnis zwischen der über den gesamten Lebenszyklus kumulierten Energieproduktion und der kumulierten Energieaufwand (für die Herstellung, Nutzung und Entsorgung der Anlage).
- Anlagen-Effizienz: Wie hoch ist der technische Gesamtwirkungsgrad der Anlage?
- Umweltauswirkungen, LCA, Ökologische Gesamtbilanz: Von besonderem Interesse sind hier die Treibhausgasemissionen der verschiedenen Nutzungsarten (inkl. der grauen Energie und der Hilfsstoffe, die in den Anlagen stecken) sowie die durch lange Transportwege der Biomasse verursachten Sekundäremissionen.

Bodenverbrauch und Konkurrenz mit Bodennutzung für andere Anwendungen

Für das Wachstum der Biomasse braucht es grundsätzlich besonnte Flächen. Die energetische Nutzung von Biomasse steht somit in einem Konkurrenzverhältnis zu anderen Arten der Bodennutzung, insbesondere mit

- der landwirtschaftlichen Produktion von Nahrungsmitteln,
- Naturschutzzonen,
- Siedlungszonen und Verkehrsflächen.

Die Nahrungsmittelproduktion, funktionierende Stoffkreisläufe und der Erhalt der Kulturlandschaft als Lebensraum haben den Vorrang gegenüber energiepolitischen Bedürfnissen. In dieser Studie werden nur einzelne Konkurrenzverhältnisse zwischen den Nutzungsarten und Anlagentypen (z.B: Holz und biogene Abfälle für die Produktion von Wärme, Strom oder Biotreibstoffen) betrachtet.

Koppelprodukte, Unterschiedliche Marktpreise der Outputs der verschiedenen Technologien

Die Vergleiche der energetischen Outputs der verschiedenen Anlagentypen beziehen sich ausschliesslich auf die Kosten von Wärme, Strom oder Treibstoff pro Einheit (kWh oder km). Dabei könnte der Eindruck entstehen, dass z.B: eine kWh Elektrizität, erzeugt aus Biomasse, die gleiche Qualität hat wie eine kWh Elektrizität aus einer ölbetriebenen WKK-Anlage. Dem ist bekanntlich nicht so. Mit Strom aus Biogasanlagen (v.a. wenn er durch ein akzeptiertes Label¹¹⁵ als hochwertiger Ökostrom zertifiziert ist) lassen sich z.B. schon heute wesentlich höhere Marktpreise erzielen als mit normalem Strom aus Schweizer Kern-

¹¹⁵ *In der Schweiz erfüllt zumindest ein Teil des Stroms aus Biogasanlagen die Anforderung des Ökostrom Labels "naturemade star".*

oder grossen Flusskraftwerken. Die Koppelprodukte Ökostrom und Ökogas sowie weitere Koppelprodukte, die in Anlagen zur Nutzung von Biomasse anfallen, werden in Zukunft eine an Bedeutung wachsende Rolle spielen. Der Vergleich berücksichtigt die unterschiedlichen Marktpreise, bzw. die Tatsache, dass die Referenzsysteme diese Koppelprodukte nicht liefern, in keiner Art und Weise.

Brennstoffkosten vs. Entsorgungskosten

Auf die Problematik der Bewertung der Brennstoffkosten von Abfällen wurde bereits in früheren Kapiteln hingewiesen. In der Realität lösen Abfallbehandlungsanlagen wie z.B. die KVAs oder die industriell/gewerblichen Biogasanlagen Entsorgungspreise, die als negative Brennstoffkosten verrechnet werden können. Je nach Anteil dieser Entsorgungskosten, die dem Brennstoff als negative Kosten zugewiesen werden, erhöhen bzw. senken sich die Betriebskosten der Anlage. Die unterschiedlichen Standpunkte, ob eine KVA oder eine Biogasanlage primär eine Entsorgungsanlage oder eine Anlage zur Energiegewinnung sei, schaffen einen grossen Spielraum bei der Berechnung der spezifischen Gestehungskosten

Effektiver Wärmebedarf und dessen saisonale Schwankungen

Der attraktiven Stromproduktion in KVAs stehen die Schwierigkeiten gegenüber, die Wärme über ein teures Fernwärmeverbundsystem konkurrenzfähig an die Endwärmeverbraucher zu bringen. Selbst wenn ein grosser Wärmebedarf in der Nähe der KVA vorhanden ist, wird dieser kaum über das ganze Jahr konstant sein. Im Normalfall wird die KVA im Sommer einen Wärmeüberschuss produzieren. Auf diese saisonalen Bedarfsschwankungen geht die Studie nicht ein.

7.6.3 Fazit

Das breite Spektrum der Biomassearten lässt sich mittels unterschiedlicher Verarbeitungsprozesse und Anlagen energetisch sehr vielseitig nutzen

Die Nutzung von Biomasse kann in Form von Wärme- oder Elektrizität oder als Treibstoff erfolgen. Die grösste Bedeutung haben heute die Wärmeproduktion auf der Basis von Holzfeuerungen sowie die Stromproduktion aus Abfällen in KVAs und aus Abwasser in ARAs. Die meisten KVAs und ARAs nutzen heute schon diese Möglichkeiten. Einen wachsenden Markt gibt es für die Wärmeerzeugung auf der Basis von Holzfeuerungen sowie für die Stromerzeugung in gewerblich/industriellen Biogasanlagen. Letzterer ist allerdings durch die Limiten auf der Input- (biogener Abfall) und der Outputseite (Ausbringen zusätzlicher Nährstoffe auf bereits übersorgte Nutzflächen) beschränkt ausbaufähig. Im Zentrum der gegenwärtigen Diskussion steht jedoch die Gewinnung von Biotreibstoffen sowohl auf der Basis von Ernteabfällen, Energiepflanzen und (vermehrt) lignozellulosem Material (Bio-Diesel aus Holzvergasungsanlagen mit nachgeschaltetem Fischer-Tropsch-Verfahren und Ethanol auf der Basis der Alkoholgärung) wie auch auf der Basis von biogenen Abfällen (Methan aus Biogasanlagen).

Die Technologien zur Nutzung der Biomasse sind vorhanden

Die Konversionstechnologien sind jedoch von sehr unterschiedlichem Charakter. Sie lassen sich grundsätzlich wie folgt gruppieren:

- Mittlere Anlagen auf der Basis ausgereifter Technologien, die auf kommunaler Ebene oder privat betrieben werden. Typische Vertreter sind hier die automatischen Holzfeuerungen und die ARAs im Leistungsbereich bis 500 kW.
- Mittlere Anlagen auf der Basis von etablierten Technologien, aber wenig spezifischen Erfahrungen im gewählten Anwendungsbereich, die im Normalfall privat, eher selten kommunal betrieben werden. Typisches Beispiel: gewerblich/industrielle Biogasanlagen.

- Grosstechnologische Anlagen auf der Basis ausgereifter Technologien auf regionaler Ebene. Typischer Vertreter: KVAs.
- Grosstechnologische Anlagen auf der Basis neuer Technologien auf nationaler Ebene: z.B. Herstellung von Biotreibstoffen mittels Fischer-Tropsch-Verfahren.

Mit wenigen Ausnahmen sind die untersuchten Technologien schon heute oder in Zukunft wirtschaftlich konkurrenzfähig mit fossilen Referenzsystemen

Die Stromgestehungskosten (SGK) von KVAs und ARAs liegen schon heute im Bereich der Kosten der fossilen Referenzsysteme oder leicht darunter. Die SGK von gewerblich/industriellen Biogasanlagen liegen, unter Berücksichtigung der aktuellen Annahmepreise für biogene Abfälle in solchen Anlagen, in einem Bereich von 50% bis 100% der SGK des fossilen Referenzsystems. Bei einem Abfall-Annahmepreise von 0 steigen die SGK allerdings auf etwa das 8-fache der SGK des Referenzsystems. Die gleiche Relation gilt für rein landwirtschaftliche (nur mit Hofdünger betriebe) Biogasanlagen. Werden die landwirtschaftlichen Biogasanlagen als Co-Vergärungsanlagen (Zuführung von biogenen Abfällen aus Haushalten und Gastronomiebereich) betrieben, so lassen sich die SGK auf einen Bereich von typisch 100 bis 200% der SGK der fossilen Referenzanlagen senken. Im gleichen Bereich liegen heute die Wärmegestehungskosten von automatischen Holzfeuerungen.

Die zukünftige Wirtschaftlichkeit der Anlagen zur energetischen Nutzung von Biomasse ist stark abhängig von der Entwicklung der Rahmenbedingungen. Unter der Annahme, dass der Ölpreis bis 2040 gegenüber dem heutigen Niveau um einen Faktor 2 ansteigt, verbessert sich die Konkurrenzfähigkeit aller oben genannten Anlagen mit Ausnahme der landwirtschaftlichen Biogasanlage markant. Diese kann auch 2040 noch nicht wirtschaftlich betrieben werden. Die automatischen Holzfeuerungen dürften bei den angenommenen Rahmenbedingungen um ca. 2020 konkurrenzfähig mit fossilen Systemen werden.

Die Herstellung von Biotreibstoffen (FT-Biodiesel und Bioethanol) in der Schweiz steckt noch in den Kinderschuhen. Die Kostenschätzungen für die ausgewählten Verfahren und die angenommenen Anlagengrößen führen zur Erkenntnis, dass die erwarteten Verkaufspreise für Biodiesel auf der Basis des Fischer-Tropsch-Verfahrens im Jahr 2010 praktisch auf gleicher Höhe mit den Verkaufspreisen (inkl. Mineralölsteuer) von konventionellem Dieseltreibstoff liegen werden. Dies gilt unter der Annahme, dass Biotreibstoffe von der Mineralölsteuer für Treibstoffe befreit sein werden. Bis 2040 dürfte der Preis von FT-Diesel ca. 30% unter demjenigen von konventionellem Diesel liegen. Ähnliche Verhältnisse ergeben sich in Bezug auf die Kosten- bzw. Preisentwicklung für die Herstellung und Nutzung von Ethanol als Zusatz zu konventionellem Benzin.

Noch attraktivere aktuelle Werte und Entwicklungsperspektiven bietet Methan aus Biogasanlagen, das im Normalfall ins Erdgasnetz eingespiesen wird. Bei den gegebenen Rahmenbedingungen (keine Treibstoffsteuer für Methan, positiver Annahmepreises für biogene Abfälle, die an die Biogasanlage angeliefert werden) liegen die Kosten pro Fahr-km schon heute rund 15% tiefer als die Kosten pro km des gewählten Bifuel-Vergleichsfahrzeugs, betrieben mit herkömmlichem Benzin. Den attraktiven Betriebskosten stehen allerdings die deutlich höheren Investitionskosten und das falsche Image des erhöhten Risikos (beim Tanken und bei Unfällen) des Gasfahrzeugs gegenüber, die die Verbreitung der Erdgasfahrzeuge heute noch hemmen. Die Relation der Kosten pro km zwischen Biogas und herkömmlichem Benzin ändert sich bis 2040 kaum.

Die grossen Hindernisse für die rasche Ausbreitung von Biomasseanlagen sind die hohen Kosten der Wärmenetze und die zum Teil unattraktiven Einspeisetarife

Obwohl in allen Anlagen zur energetischen Nutzung von Biomasse Wärme anfällt, kann diese nur in wenigen Fällen (Holzfeuerungen und teilweise KVAs) wirtschaftlich genutzt werden. Die hohen Kosten von Nahwärmenetzen, verbunden mit dem beschränkten Erzeugungspotenzial der einzelnen Anlagen, verhindern eine bessere thermische Nutzung von ARAs und Biogasanlagen.

Bei den tiefen Erlösen, die KVA-Betreiber heute für die Einspeisung der in KVAs produzierten Elektrizität erhalten, wird wenig in die Erneuerung von KVAs zum Zweck der Steigerung der Energieproduktion investiert. Eine Klassierung des Strom aus KVAs (aus den biogenen Abfällen) als erneuerbare Elektrizität (dies ist heute rechtlich gesehen nicht der Fall) und die Vergütung von kostendeckenden Einspeisetarifen könnten die heutige Situation der KVA-Betreiber massiv verbessern und einen Investitionsschub für Erneuerungen auslösen. Die Biogasanlagen und die ARAs, welche die produzierte Elektrizität schon heute zu einem grossen Teil als Ökostrom ins Netz einspeisen und verkaufen können, sind in dieser Hinsicht in einer wesentlich besseren Lage.

Wie allen neuen Technologien haftet den Biomassetechnologien zudem immer noch das Image der noch in der Erprobungsphase stehenden, teuren Technologien an. Dieses mag für einzelne Technologien (wie die Holzvergasungstechnologie zur Herstellung von Strom oder Treibstoffen) zutreffend, andere Technologien wie die Holzfeuerungen oder Biogasanlagen leiden ungerechtfertigt an diesem falschen Image, das die Ausbreitung der Biomasseanlagen hemmt.

Einzelne Technologien haben noch ein bedeutendes Potenzial für Wirkungsgradsteigerungen

Dies gilt nicht nur für die neueren Technologien sondern z.B. auch für die grundsätzlich etablierten Technologien zur Energieproduktion in KVAs und ARAs (für nähere Angaben siehe Anhang 8).

Die erwartete Entwicklung des Ölpreises spielt eine zentrale Rolle bei Kostenvergleichen.

Für alle Kostenbetrachtungen der Studie spielt die angenommene Preisentwicklung für die Referenzenergieträger Öl, Gas und Elektrizität eine zentrale Rolle. Allen Kostenvergleichen liegt die angenommene Erhöhung des Ölpreises um Faktor 2 (2040 gegenüber 2000, Szenario „hohe Nachfrage“), sowie ein starr an den Ölpreis gekoppelter Gaspreis (1.2 x Ölpreis) zu Grunde. Die anderen beiden Szenarien „tiefe Nachfrage“ und „hohe Nachfrage, begrenzte Produktion“ zeigen den Spielraum und damit die Unsicherheit für die zentrale Referenzgrösse aus. Projektteam und Begleitgruppe gehen davon aus, dass die auf der Basis des Szenarios „hoch“ resultierenden Kostenvergleiche konservative Schätzungen darstellen, d.h. dass sich der Ölpreise ohne grössere Verwerfungen in der Weltwirtschaft bis 2040 zumindest um den Faktor 2, vermutlich aber eher um die Grössenordnung 2 bis 3 erhöhen wird.

8 Ökonomische Nachfragepotenziale, zukünftige Marktanteile Biomasse

8.1 Ziel und Vorgehen zur Abschätzung der ökonomischen Potenziale

Ausgangslage und Zielsetzung

Im Kapitel 5 wurden die Angebotspotenziale für Biomasse in der Schweiz abgeschätzt, die Resultate beschreiben die Entwicklung der Mengen von verschiedenen Biomassearten über den Zeitraum 2000 bis 2040. In den Kapiteln 4 und 6 wurden Preise für Biomasse sowie für die Referenzenergieträger Öl, Gas und Elektrizität ermittelt. In Kapitel 7 wurden schliesslich Gestehungskosten für die Erzeugung von Wärme und Strom sowie für die Herstellung von Biotreibstoffen berechnet. Auf der Basis dieser Grössen sowie gewisser zusätzlicher Annahmen sollte eigentlich die Nachfrage nach Wärme und Strom, und damit letzten Endes das Nachfragepotenzial an Biomasse, in groben Zügen berechnet werden können.

In Wirklichkeit ist die Berechnung aber sehr komplex. Die Technologiebetrachtungen mussten sich auf ausgesuchte Anlagentypen beschränken, damit beinhaltet das abgesteckte Feld grosse Lücken. Zudem stehen der Entwicklung der Nachfrage nach Biomasse, die ja immer als Substitut von fossilen Energieträgern betrachtet werden kann, Hindernisse entgegen, die nicht monetär quantifiziert werden können. Zudem gibt es keine einfach anwendbaren Modelle, um die Nachfrage bei einem bestimmten Preis bestimmen zu können.

Es kann daher nicht Ziel dieser Studie sein, die Nachfrage bzw. das ökonomische Potenzial für Biomasse in der Schweiz umfassend und systematisch zu bestimmen. Dennoch sollte sie punktuelle Schätzungen beinhalten, wie gross die ökonomischen Potenziale für gewisse Kombinationen von Biomasse und verbreiteten Anlagentechnologien in erster Näherung sind. Von besonderem Interesse ist natürlich der Vergleich des Angebotspotenzials mit dem Nachfragepotenzial. Auch wenn die geschätzten Potenziale gewisse Unsicherheiten beinhalten, sollten sich doch klare Aussagen darüber machen lassen, ob z.B. das Angebotspotenzial für eine gesuchte Biomasse in der Grössenordnung mindestens der Nachfrage entspricht, oder ob die prognostizierte Nachfrage einen Import der benötigten Biomasse erfordert.

Die Darstellungen in diesem Kapitel müssen sich darauf beschränken, Grössenordnungen und sich abzeichnende Tendenzen für die Nachfrage (und damit im Vergleich mit dem Angebotspotenzial auch die Saldi (Import und Export) darzustellen. Die groben Schätzungen müssen sich zudem auf jene Bereiche beschränken, in welchen in den vorangehenden Kapiteln die Grundlagen erarbeitet wurden.

Vorgehen

Die Schätzwerte für das Nachfragepotenzial werden anhand der folgenden Schritte erarbeitet:

- (1) Schätzung der Entwicklung der Endenergienachfrage in der Schweiz,
- (2) Auswahl von zwei der in Kapitel 7 untersuchten Anlagentypen sowie für die entsprechenden Anwendungen relevanten Referenzenergieträger,
- (3) Abschätzung des Strom- bzw. Wärmebedarfs für die Nutzer dieser Anlagen,
- (4) Abschätzung der Nachfragezusammensetzung in Bezug auf die Energieträger,
- (5) Abschätzung der Nachfrage für die in den ausgewählten Anlagen genutzte Biomasse;
- (6) Vergleich mit den entsprechenden Angebotspotenzialen.

8.2 Annahmen zum Endenergieverbrauchs in der Schweiz bis 2040

Laut der schweizerischen Gesamtenergiestatistik 2003 nahm der Gesamtendverbrauch der Schweiz in den letzten 10 Jahren von ca. 800 auf rund 850 PJ zu. Dabei lag der Anteil der fossilen Brenn- und Treibstoffe stets in der Grössenordnung von 550 PJ. Demgegenüber nahm der Elektrizitätsverbrauch in der gleichen Periode bis 2002 stetig zu (2003 jedoch leicht ab).

In den kommenden Jahrzehnten werden sich die Märkte für Wärme, Elektrizität und Treibstoffe unterschiedlich entwickeln.

- Wärme: Bei den fossilen Brennstoffen (Öl, Gas und Kohle) zeichnet sich eine Trendwende ab. Während sich deren kumulierter Verbrauch in den 90er Jahren nur unwesentlich verändert hat, geht dieser unter den angenommenen Rahmenbedingungen künftig kontinuierlich zurück.
- Elektrizität: Beim Strom ist eine Trendumkehr unter den gemachten Annahmen nicht in Sicht, der Elektrizitätsverbrauch dürfte weiterhin ansteigen.
- Fossile Treibstoffe: angesichts des in den letzten Jahren deutlichen Anstiegs des Treibstoffverbrauchs ist unklar, ob und wie dieser Trend gebrochen werden kann. Während die Energieperspektiven von 1996 eine weitere Zunahme voraussehen, zeichnet sich gemäss Prognos 2004 mittel- bis langfristig eine Stabilisierung oder gar ein leichter Rückgang der Verbrauchswerte ab. Dabei wird für den Benzinverbrauch eine mittelfristig rückläufige Entwicklung, für den Dieserverbrauch eine Zunahme prognostiziert.¹¹⁶

Die Betrachtungen in diesem Kapitel gehen bezüglich des Endenergieverbrauchs und des Anteils der einzelnen Energieträger vereinfachend von den folgenden Annahmen aus:

- Der Endenergieverbrauch stabilisiert sich auf dem heutigen (2003) Niveau und bleibt von 2010 bis 2040 konstant.
- Die heutigen Anteile der Energieträger bleiben ebenfalls konstant.¹¹⁷

8.3 Das ökonomische Potenzial ausgewählter Anlagentypen und die Nachfrage nach dem geeigneten Biomassesortiment

8.3.1 Auswahl der Anlagentypen und relevante Referenz-Energieträger

Von den in Kapitel 7 näher betrachteten Anlagentypen (zur energetischen Nutzung eines bestimmten Biomassesortiments) werden in diesem Kapitel für die folgenden vier Beispiele die ökonomischen Potenziale bzw. der Bedarf an Biomasse abgeschätzt:

¹¹⁶ Diese Schätzung geht allerdings davon aus, dass der vorgegebene Absenkpfad (-3%/Jahr) beim spezifischen Flottenverbrauch der PW tatsächlich eingehalten werden kann. Von den Flugtreibstoffen ist nur der Verbrauch für die Inlandflüge eingerechnet, diese spielen im Vergleich zu den Treibstoffen für Fahrzeuge (ohne Off-Road Fahrzeuge) eine sehr untergeordnete Rolle.

¹¹⁷ Endverbrauch der Schweiz nach Energieträgern gemäss Gesamtenergiestatistik 2003: Erdölbrennstoffe 26%, Treibstoffe 32%, Elektrizität 23%, Gas 12%, Rest 8% (Anteile auf ganze Prozent gerundet)

- Für die **Holzsnitzelheizung** als Systeme **zur Nahwärmeversorgung** auf der Basis von Waldholz (Leistungsbereich 500 kW_{th});
- Für die **Biogasanlagen (Co-Vergärungsanlagen)** als Systeme **zur Stromerzeugung** auf der Basis von Hofdünger und Abfällen aus der Lebensmittelproduktion und dem Gastrobereich mittels BHKW/Biogas (Leistungsbereich 100 bis 500 kWe);
- Für die **Produktion von Biogas** in Biogasanlagen für den Einsatz **als Treibstoff**,¹¹⁸
- Für die **Produktion von Bioethanol als Biotreibstoff** auf der Basis von lignozellulosem Material und Biomasse aus Ackerkulturen (Leistungsbereich 100 MW_{th} (thermischer Input));

Während bei der Charakterisierung der Anlagentypen und der Abschätzung der Gestehungskosten als Referenzsystem jeweils nur ein traditioneller Erzeuger von Wärme oder Strom auf Basis Öl herangezogen wurde, sollen in diesem Kapitel möglichst alle relevanten Referenz-Energiesysteme betrachtet werden.

Für die oben genannten vier Anlagentypen ergeben sich unter möglichst realitätsnahen Gesichtspunkten die folgenden relevanten Nutzungskonstellationen:

Anlagentyp	Biomasse	Referenzsysteme	Primärnutzen	Wichtigste Nutzer
Holzsnitzelheizung	Waldholz	Ölfeuerungen, Gasfeuerungen	Wärme	Schulhäuser, öffentliche Gebäude, Dienstleistungszentren
Biogasanlagen (Co-Vergärungsanlagen)	Hofdünger, biogene Abfälle aus HH, Gastrobereich, Lebensmittelindustrie	Elektrizität aus fossil befeuerten BHKW und aus Wasserkraftanlagen	Strom	Landwirtschaftliche Betriebe, Gastgewerbe, Lebensmittelindustrie
Biogasanlagen (Co-Vergärungsanlagen)	Hofdünger, biogene Abfälle aus HH, Gastrobereich, Lebensmittelindustrie	Herkömmliches Benzin	Treibstoff	Nutzer von Bi-Fuel Fahrzeugen oder von rein gasbetriebenen Fahrzeugen
Herstellung von Bioethanol	Waldholz, Feldgehölz, Ackerkulturen	Herkömmliches Benzin	Treibstoff	Nutzer von Fahrzeugen mit Benzinmotor

Tabelle 37 Ausgewählte Anlagentypen, Biomassearten, Referenzsysteme und Nutzer als Beispiele für die Abschätzung des ökonomischen Potenzials und der Nachfrage an entsprechender Biomasse.

8.3.2 Holzsnitzelheizung für die Wärmeproduktion

Ausgangslage, Annahmen

- Gemäss Gesamtenergiestatistik der Schweiz lag der Wärmebedarf der Schweiz (Energieverbrauch für Gebäudeheizung, Warmwasser und Prozesswärme in Haushalt, Industrie und Dienstleistungssektor) im Jahr 2000 bei 330 PJ.

¹¹⁸ Die Untersuchungen an den beiden Beispielen Biogas und Bioethanol als Treibstoffe in diesem Kapitel beschränken sich auf eine grobe Abschätzung der ökonomischen Potenziale bzw. auf die Darstellung einer Vision (Alcosuisse), ohne auf die verschiedenen Realisierungsvarianten und deren Wirtschaftlichkeit im Detail einzugehen

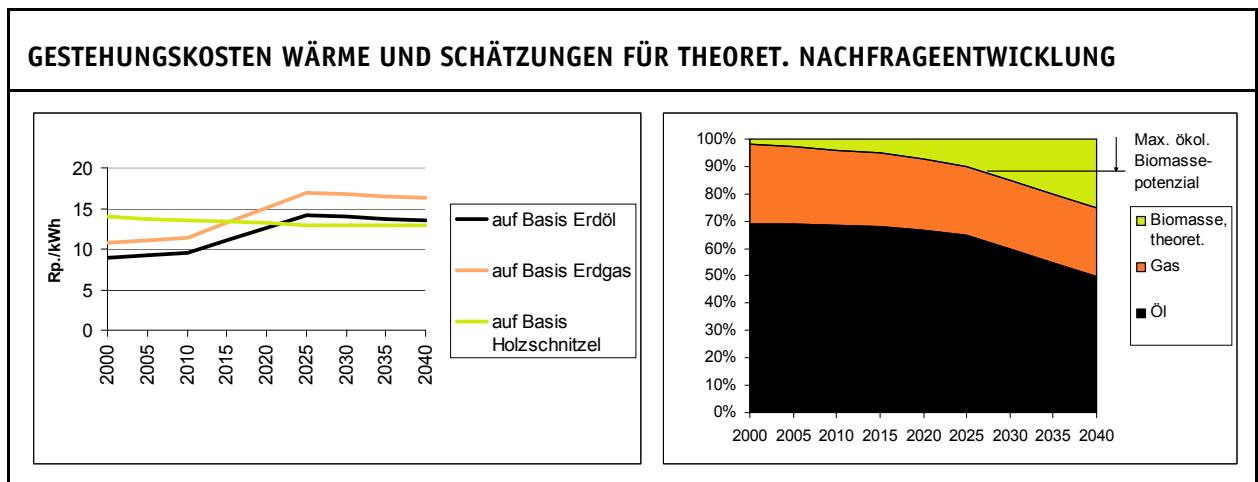
- Gemäss der schweizerischen Gesamtenergiestatistik produzierten Holzfeuerungen in der Schweiz im Jahr 2000 rund 20 PJ Wärme. Dies entspricht damit ca. 6% der durch fossile Brennstoffe erzeugten Wärme.
- Von den 20 PJ durch Holzfeuerungen erzeugten Wärme werden rund 40% in automatischen Feuerungen produziert (die anderen 60% werden in von Hand beschickten Holzfeuerungen und in Feuerungen mit Holzanteilen erzeugt).
- Der Wirkungsgrad einer Holzschnitzelfeuerung im Leistungsbereich 500 kW liegt bei 85%.
- Die Aufteilung Öl/Gas bei den fossilen Brennstoffen lag 2000 bei einem Verhältnis von rund 70:30%.

Nebst den in Kapitel 8.2 getroffenen zentralen Annahmen gehen die Betrachtungen in diesem Unterkapitel von den folgenden zusätzlichen Annahmen aus:

- Holzfeuerungen werden ausschliesslich zur Erzeugung von Wärme eingesetzt.
- Die oben genannten 330 PJ für den gesamten Wärmebedarf basieren auf der Annahme, dass von den rund 200 PJ Elektrizität, welche in Haushalten, Industrie und Dienstleistungssektor verbraucht werden, max. 15% zur Erzeugung von Wärme eingesetzt werden.
- Der Wärmebedarf bleibt konstant bis 2040 (steigender Bedarf wird durch verbesserte Energieeffizienz kompensiert).
- Von den durch automatische Feuerungen produzierten 8 PJ werden 75% durch Holzschnitzelfeuerungen produziert, d.h. 6 PJ im Jahr 2000 (damit lag der geschätzte Anteil der Holzschnitzelfeuerungen am Wärmemarkt Schweiz 2000 bei knapp 2%).
- Der Anteil der Einzelraumfeuerungen und der Feuerungen mit Holzanteilen (in absoluten Zahlen) ist konstant, d.h. der gesamte Zuwachs des hölzernen Biomassepotenzials steht für den Ausbau der Holzschnitzelfeuerungen zur Verfügung.¹¹⁹

¹¹⁹ *Der Anteil der in den letzten Jahren rasch aufgekommenen Pelletfeuerungen wird sicher weiter zunehmen. Diese werden hier vereinfachend als Teilmenge der Holzschnitzelfeuerungen betrachtet.*

Gestehungskosten, Nachfragezusammensetzung



Figur 43 **Linke Grafik:** Gestehungskosten Wärme für eine Holzschnitzelfeuerung (Leistungsbereich 500 kW_{th}) in einem Nahwärmeversorgungssystem, im Vergleich zu den fossilen Referenzsystemen (dezentrale) Öl bzw. Gasheizung.
Rechte Grafik: Geschätzte Entwicklung der Nachfragezusammensetzung für die drei Energiesysteme. Erläuterungen zur theoretischen Schätzung des Anteils der Holzschnitzelfeuerungen sowie zum erwarteten, in der Praxis limitierten Potenzial im Text.

Im linken Diagramm der oben stehenden Figur sind die Wärmegegenerungskosten für die drei alternativen Systeme in Rp./kWh, wie in Kapitel 7 auf der Basis der angenommenen Preisentwicklung für die Biomasse sowie für Öl und Gas berechnet, dargestellt. Unter den in Kapitel 4.4 gemachten Annahmen für die Öl- und Gaspreisentwicklung steigen die Wärmegegenerungskosten der fossilen Feuerungsanlagen im Zeitraum 2000 bis 2040 um rund 50% an. Demgegenüber reduzieren sich die Wärmegegenerungskosten der Schnitzelfeuerung im besten Fall um 10%. Spätestens im Jahr 2020 wird die Wärme von der Schnitzelfeuerung kostengünstiger sein als von der Erdgasheizung, spätestens im Jahr 2025 günstiger als diejenige der Ölfeuerung.¹²⁰

Die rechte Grafik in Figur 43 zeigt auf, wie sich die Nachfragezusammensetzung in Bezug auf die drei Energiesysteme verändern dürfte. Es handelt sich dabei allerdings nicht um eine unter Beizug von Modellen und Elastizitäten gerechnete Entwicklung, sondern um eine grobe Schätzung unter Berücksichtigung der folgenden Rahmenwerte und Annahmen:

- Nach rein ökonomischen Gesichtspunkten müsste in Anbetracht der Kostenentwicklung (Kosten der Holzschnitzel-Wärme ab 2020 günstiger als Erdgas) der Anteil der Holzschnitzelfeuerungen ab diesem Zeitpunkt deutlich zunehmen. Da die im Vergleich zu Erdöl teurere Erdgas-Heizung v.a. aus Umweltgründen eingesetzt wird, dürfte diese die Konkurrenz der Holzfeuerungen (ab 2015) als erste spüren. Entsprechend wird sich deren Anteil leicht reduzieren. Ab 2020, wenn die Kosten der Holzfeuerungen etwa auf dem Niveau von Ölfeuerungen liegen, werden die Holzfeuerungen dann v.a. Ölfeuerungen substituieren.
- Theoretisch sollte sich der Marktanteil der Holzschnitzelfeuerungen bis 2040 bis zu einer Grössenordnung von 25% steigern lassen. Es muss jedoch davon ausgegangen werden, dass es in naher Zukunft sowie auch in den Jahren nach 2020 massive Hindernisse geben wird, die potenzielle private und öffentliche Betreiber von Holzschnitzelfeuerungen hindern, ihre konventionellen Anlagen durch

¹²⁰ Bei Einführung einer CO₂-Abgabe verschiebt sich dieser Zeitpunkt etwas nach vorne auf der Zeitachse

CO₂-neutrale Wärmerzeuger zu ersetzen. Eines der bedeutendsten Hemmnisse wird der Versorgungsengpass an Holz – und damit der steigende Marktpreis – sein, da nicht nur die Holzfeuerungen, sondern auch die Produktion von Biotreibstoffen die Nachfrage für hölzernes Material ab 2015 hochtreiben wird (Näheres dazu auf den folgenden Seiten).

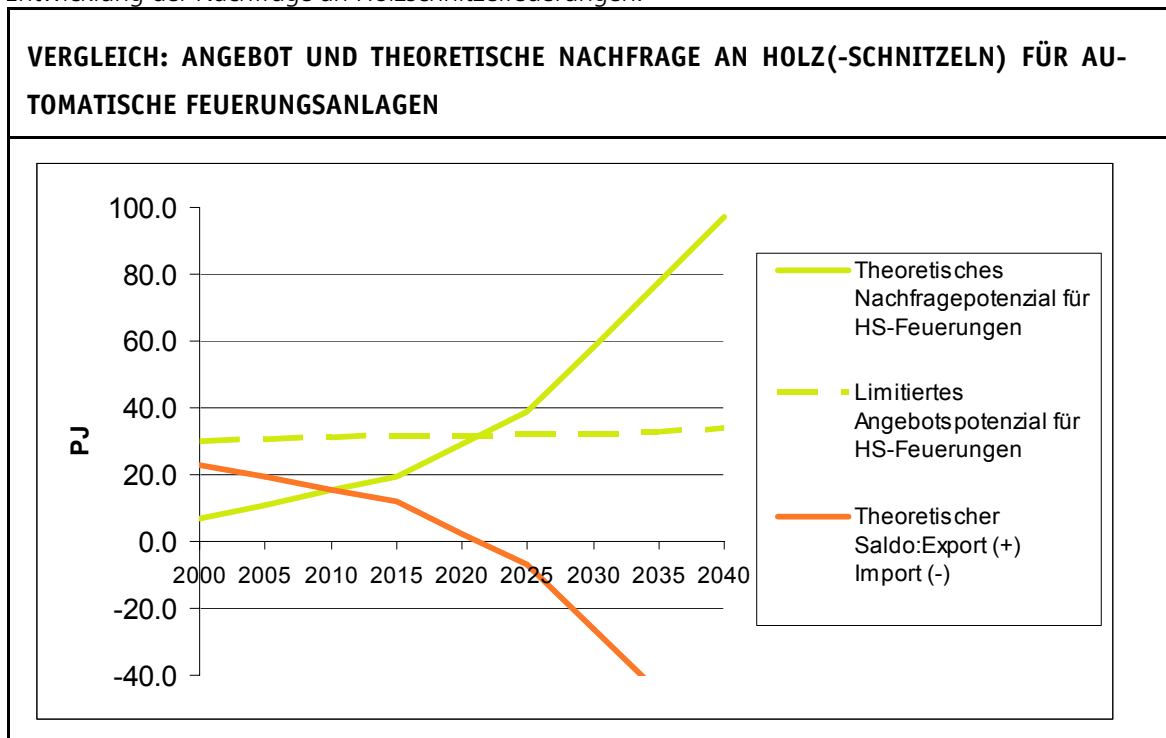
Schätzung Nachfragepotenzial und Vergleich mit Angebotspotenzial

Unter den festgelegten Rahmenbedingungen wurde das gesamte ökologische Potenzial für Holz (Waldholz, Feldgehölze und Hecken) im Jahr 2000 im Bereich von 45 PJ geschätzt. Dieses Potenzial wird bis 2040 nur unwesentlich anwachsen (optimistische Schätzung: 49 PJ) oder sich im Fall der konservativen Schätzung sogar auf 41 PJ verringern.

Damit liegt das Angebotspotenzial in der Grössenordnung, dass das Angebot die Nachfrage an Holz auch bei einer weniger dynamischeren (als der oben gezeigten) Entwicklung sehr rasch nicht mehr decken kann.

Unter der oben gemachten, optimistischen Annahme, dass der gesamte Zuwachs der Holznutzung den Holzschnitzelfeuerungen zur Verfügung steht, liegt das effektiv für Holzschnitzelfeuerungen verfügbare ökologische Angebot im Bereich von 30 bis 34 PJ (45 PJ bis 49 PJ minus 15 PJ (Brennwert) für die als konstant angenommene Primärenergie für andere Feuerungen). In der Praxis wird sich der Anteil der Holzschnitzelfeuerungen daher im besten Fall auf den 5-fachen des heutigen Werts steigern lassen. Dies entspricht einer Limitierung des Anteils bei etwa 10% des heutigen Wärmebedarfs der Schweiz.

Die untenstehende Figur zeigt das geschätzte Angebotspotenzial im Vergleich mit der theoretischen Entwicklung der Nachfrage an Holzschnitzelfeuerungen.



Figur 43 Die theoretische Entwicklung der Nachfrage von Holzschnitzelfeuerungssystemen nach Holz (Waldholz, Feldgehölze, Hecken) im Vergleich mit dem geschätzten maximalen ökologischen Angebotspotenzial (für solche Feuerungen). Die Nachfrage kann ab ca. 2025 durch eine nachhaltige Nutzung des Holzangebotes der Schweiz nicht mehr gedeckt werden.

Bei günstigen Rahmenbedingungen und funktionierenden Märkten könnte das Manko durch Holzimporte teilweise ausgeglichen werden. Die Vorstellung, dass infolge der sich rein ökonomisch abzeichnenden Substitution von Ölfeuerungen durch Holzsnitzelfeuerungen massive Holzimporte ausgelöst würden, ist jedoch unrealistisch. Bei einer solchen Entwicklung würden vielmehr Effekte zum Tragen kommen, die bis jetzt nicht erwähnt und in den bisherigen Betrachtungen nicht einbezogen wurden:

- Das Schlagen, die Aufbereitung und der Transport von Holz sind ein regionales oder gar lokales Geschäft. Die Transportkosten spielen unter diesen Bedingungen eine untergeordnete Rolle. Wenn Holz über weite Strecken transportiert werden muss, erhöhen sich die Transportkosten und damit die Brennstoff- bzw. die Gesteungskosten substantiell.¹²¹
- Holz ist nicht nur als Brennstoff für Schnitzelfeuerungen gefragt. Auch die Produktion von synthetischen Treibstoffen (siehe dazu auch Kapitel 7 sowie Anhänge 9 und 10) wird zu einem grossen Teil auf Holz als geeigneten Input abstellen. Die Konkurrenzsituation wird die Preise für Holz aus Schweizer Wäldern ansteigen lassen und dadurch die Attraktivität von Holz als Substitut für Öl als Brenn- und Treibstoff verringern.
- Auch die umliegenden europäischen Länder müssen (gemäss der EU-Richtlinie 2001/77/EG) ihre Anteile von erneuerbaren Energien an der nationalen Energieversorgung deutlich erhöhen. Mit Ausnahme von Österreich sind die Potenziale für die Wasserkraftnutzung wesentlich kleiner als in der Schweiz¹²². Diese Länder stehen damit unter grossem Druck, ihre Anteile an erneuerbaren Energien v.a. durch den Ausbau der Nutzung von Biomasse zu erhöhen. Es erscheint unter diesem Gesichtspunkt als unrealistisch, dass die umliegenden Länder in den kommenden 30 Jahren Brennholz zu attraktiven Preisen exportieren werden¹²³.

Fazit

Unter der Annahme, dass auch in den kommenden Jahren kaum Holz für Feuerungszwecke in die Schweiz importiert wird, wird sich die Nachfrage auf das in der Schweiz nachwachsende Brennholz beschränken. Der Zeitpunkt, zu welchem die Nachfrage gleich gross wie das ökologische Angebot ist, liegt bei 2025. Das ökonomische Potenzial der Holzsnitzel-Feuerungen ist somit auf maximal das 5-fache der heutigen Nutzung limitiert.¹²⁴ Dies entspricht einem Anteil in der Nachfragezusammensetzungsdarstellung (siehe Figur 43) von rund 10% des Wärmemarktes oder 30 PJ absolut.

8.3.3 Biogasanlagen (Co-Vergärungsanlagen) für die Stromproduktion

Ausgangslage, Annahmen

- Gemäss Gesamtenergiestatistik der Schweiz lag der Endverbrauch an elektrischer Energie im Jahr 2000 bei 190 PJ.
- Gemäss der schweizerischen Gesamtenergiestatistik produzierten Biogasanlagen im Jahr 2000 rund 50 TJ (14 GWh) elektrische Energie. Davon stammen etwa 2/3 aus gewerblich/industriellen Biogasan-

¹²¹ Für Pellets trifft dies nicht im selben Masse zu. Dank kleinerem Volumen und einfacherer Handhabung fallen hier die Transportkosten weniger ins Gewicht. Dies ist auch mit ein Grund, dass schweizerische Pellets-Hersteller im Jahr 2004 einen namhaften Teil Ihrer Produktion ins umliegende Ausland (v.a. Italien) exportierten.

¹²² Dafür hat v.a. Deutschland viel grössere Windpotenziale, die allerdings schon zu einem grossen Teil genutzt werden.

¹²³ Laut der Schweizerischen Gesamtenergiestatistik wurden zwischen 1990 und 2000 jeweils zwischen 1 und 2% des schweizerischen Brennholzbedarfs per Saldo exportiert.

¹²⁴ 2003: 6 PJ genutzt, Ausbaupotenzial 2040: 30 PJ

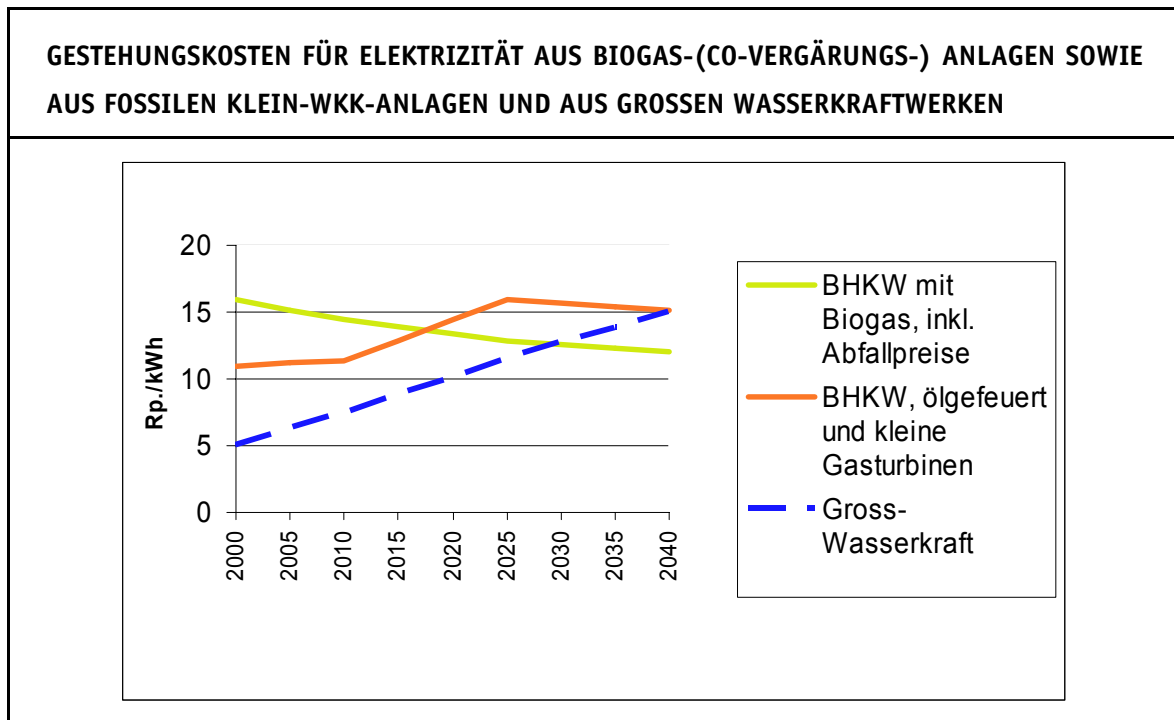
lagen (die Strom v.a. aus biogenen Abfällen produzieren) sowie rund 1/3 aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen.

- Der Beitrag von Strom aus Biogas an den gesamten elektrischen Energieverbrauch betrug damit 2000 weniger als 1%.
- Das für die Nutzung in Biogasanlagen geeignete Biomassesortiment setzt sich im wesentlichen zusammen aus der Biomassefraktion Hofdünger, genutzt in landwirtschaftlichen Biogasanlagen (betrieben nur mit Gülle und Mist) und der Fraktion der biogenen Abfälle aus Haushalten, der Gastronomie und der Lebensmittelproduktion, die in landwirtschaftlichen und industriellen Co-Vergärungsanlagen genutzt werden. Das Grüngut aus Wiesland, Verkehrs- und Naturschutzflächen, das den Biogasanlagen z.T. auch zugeführt werden könnte, ist von untergeordneter Bedeutung und wurde hier vernachlässigt. Die ARAs, die ebenfalls Biogas (Klärgas) produzieren, sind in dieser Potenzialabschätzung ebenfalls nicht enthalten.
- Von der anfallenden Gülle und biogenen Abfälle kann nur ein Teil in Biogasanlagen genutzt wird (Nutzungsgrad).
- Als primäres Referenzsystem werden die fossil befeuerten stromproduzierenden Klein-WKK Anlagen (Blockheizkraftwerke und Gasturbinen (<1 MW)) herangezogen. Gemäss Dr. Eicher + Pauli 2002b machte deren Gesamtproduktion im Jahr 2001 mit rund 1800 TJ (500 GWh) einen Sechstel der gesamten thermischen Stromproduktion oder knapp 1% des gesamten elektrischen Endenergieverbrauchs der Schweiz aus.
- Der Rest des Elektrizitätsverbrauchs (im Jahr 2000 über 99%) wird durch Strom aus Wasserkraft- und Kernkraftanlagen, sowie durch Strom aus anderen thermischen Anlagen und neuen erneuerbaren Energieträgern gedeckt. Die grossen Wasserkraftanlagen (Laufkraftwerke), die 2002 einen guten Viertel zur schweizerischen Elektrizitätsproduktion beitrugen werden als sekundäres Referenzsystem benutzt.

Nebst den in Kapitel 8.2 getroffenen zentralen Annahmen gehen die Betrachtungen in diesem Unterkapitel von der zusätzlichen Annahme aus, dass die gesamte Elektrizität aus Biogasanlagen von den Energieversorgungsunternehmen als Ökostrom zu kostendeckenden Preisen abgenommen wird.¹²⁵

¹²⁵ Eine Reihe von neueren Biogasanlagen ist in der Tat als „naturemade star“ klassifiziert und an den schweizerischen Ökostrombörsen entsprechend gefragt

**Gestehungskosten, Entwicklung der Nachfrage, Vergleich mit ökologischem Angebots-
potenzial**



Figur 44 Gestehungskosten für die Elektrizität aus Biogasanlagen (Co-Vergärungsanlagen, Leistungsbereich 500 kW_{th}), die primär Strom ins Netz einspeisen, im Vergleich zu den Gestehungskosten von stromproduzierenden Klein-WKK-Anlagen (als primäres fossiles Referenzsystem) sowie von grossen Wasserkraftanlagen (sekundäre Referenz, indikativ)

In der oben stehenden Figur sind die typischen Stromgestehungskosten für die beiden alternativen Systeme in Rp./kWh gemäss den in Kapitel 7 ermittelten Stromgestehungskosten dargestellt. Unter den in Kapitel 4.4 gemachten Annahmen für die Öl- und Gaspreisentwicklung steigen die Stromgestehungskosten der fossil befeuerten BHKWs und Gasturbinenanlagen im Zeitraum 2000 bis 2040 um rund 50% an. Demgegenüber reduzieren sich die Stromgestehungskosten der Biogasanlagen um etwa 25%. Spätestens im Jahr 2020 wird die Elektrizität aus Co-Vergärungsanlagen kostengünstiger sein als der Strom aus fossil befeuerten Klein-WKK-Anlagen.¹²⁶ Die gestrichelte Linie zeigt die geschätzten Gestehungskosten für Strom aus grossen Wasserkraftanlagen. Gemäss Infrac 2003 werden die Gestehungskosten von heute rund 5 Rp./kWh bis 2040 auf 12 bis 15 Rp./kWh ansteigen. Der Anstieg verläuft in Wirklichkeit kaum linear sondern die Gestehungskosten werden sich im Zuge grosser notwendiger Ersatzinvestitionen stufenweise erhöhen.

Die Entwicklung der Nachfragezusammensetzung in Bezug auf die drei betrachteten Systeme kann auch hier nur ganz grob abgeschätzt werden. Die Schätzung basiert auf den folgenden Rahmenwerten und Annahmen:

¹²⁶ Bei Einführung einer CO₂-Abgabe verschiebt sich dieser Zeitpunkt etwas nach vorne auf der Zeitachse.

- Auf der Basis des heutigen Einspeisetarifs für Biogasanlagen von 15 Rp./kWh können die Co-Vergärungsanlagen kostendeckend betrieben werden¹²⁷
- Der elektrische Wirkungsgrad von Biogasanlagen liegt bei rund 30%.
- In Anbetracht der Kostenentwicklung ist die Elektrizität aus Biogasanlagen ab ca. 2020 günstiger als aus fossilen Klein-WKK Anlagen. Aus Gründen der Raumplanungsgesetzgebung, des Raumbedarfs und logistischer Anforderungen kann jedoch davon ausgegangen werden, dass das Substitutionspotenzial sehr klein ist, dass also fossile Klein-WKK-Anlagen nur in Ausnahmefällen durch Biogasanlagen für die Stromproduktion ersetzt werden. Der Vergleich mit den Gestehungskosten von Klein-WKK-Anlagen ist damit nicht sehr relevant.
- Relevanter ist der Vergleich mit den Gestehungskosten von grossen Wasserkraftwerken. Diese dürften ab 2030 zumindest im Bereich der Gestehungskosten von Biogasanlagen liegen, tendenziell sogar höher¹²⁸.

Aufgrund der vorliegenden Daten und der obigen Überlegungen lässt sich die zukünftige Entwicklung der Nachfrage nach Strom aus Biogasanlagen schwerlich abschätzen. Der Marktanteil wird sicher viel weniger von den Gestehungskosten der Referenzsystemem bestimmt sein sondern als vielmehr durch die Tatsache dass sich Elektrizität aus Biogasanlagen als Ökostrom vermarkten lässt. Aufgrund der rasant gewachsenen Nachfrage nach Ökostrom und des wachsenden Drucks auf die Elektrizitätsunternehmen wird Elektrizität aus Biogasanlagen in Zukunft stärker gefragt sein.¹²⁹ Im günstigsten Fall würde der rasch wachsende Markt für Ökostrom den Zuwachs von Strom aus Biogasanlagen vollumfänglich absorbieren. Im Gegensatz zur Situation bei den Holzschnitzelfeuerungen wird somit bei den gewerblich/industriellen Biogasanlagen der Marktanteil weniger durch die Nachfrage bestimmt sein als dadurch, wie gut das wachsende Angebot (beschränkte Zubaurate solcher Anlagen) unter den geltenden Rahmenbedingungen mithalten kann. Die Hemmnisse,¹³⁰ die potenzielle Investoren und Betreiber davon abhalten, Biogasanlagen zu erstellen sind vermutlich grösser als im Fall der Holzschnitzelfeuerungen.

Unter den festgelegten Rahmenbedingungen wird das ökologische Angebotspotenzial für das Biomasse-sortiment, das sich für die ausgewählten Co-Vergärungsanlagen eignet,¹³¹ in der Grössenordnung von 15 bis 25 PJ (konservative bzw. optimistische Schätzung) für 2025, sowie zwischen 20 und 30 PJ im Jahr 2040 geschätzt. Den weitaus grössten Beitrag (11 bis 23 PJ) zum gesamten Potenzial liefert der Hofdünger aus landwirtschaftlichen Anlagen. Da jedoch ein grosser Teil dieser Anlagen ohne die Zugabe von Abfällen betrieben wird (und vermutlich aus Gründen fehlender Abfallangebote oder grosser Transportdistanzen auch in Zukunft nicht als Co-Vergärungsanlage wirtschaftlich betrieben werden kann) werden

¹²⁷ Dies gilt allerdings nur für Co-Vergärungsanlagen, die auch Abfälle aus dem umliegenden Gastro-Gewerbe sowie allenfalls aus der Lebensmittelindustrie annehmen und einen guten Abnahmepreis für die angelieferten Abfälle verrechnen können. Das Risiko besteht, dass bei einer Zunahme der Nachfrage an solchen Abfällen (damit die Vergärungsanlagen gut ausgelastet werden können) die Situation kippt und der Betreiber der Biogasanlage für die Entsorgung der Abfälle kaum mehr etwas verlangen kann oder, im Extremfall, sogar für Abfälle bezahlt. In diesem Fall können die Biogasanlagen nicht mehr kostendeckend betrieben werden (siehe auch Kapitel 7.5).

¹²⁸ Letzteres gilt sicher im Vergleich mit den Gestehungskosten von Speicherkraftwerken, die ebenfalls gut 25% zur schweizerischen Stromproduktion beitragen. Diese liegen etwa 5 Rp./kWh über denjenigen von grossen Laufkraftwerken

¹²⁹ Anbietern von Strom aus Biogasanlagen werden heute von den Elektrizitätsunternehmen unter günstigen Bedingungen 20 bis 25 Rp./kWh vergütet

¹³⁰ Insbesondere Restriktionen aufgrund der Raumplanungsgesetzgebung, Befürchtung von Geruchsemissionen, Unsicherheiten bei Entwicklung der Abfall-Entsorgungskosten (Annahmepreise), logistische Herausforderungen (Anlieferer von nutzbaren biogenen Abfällen müssen sich im näheren Umkreis befinden), beschränkte Investitionskapazitäten, beschränktes Interesse der Investoren infolge deren Einschätzung von Risiken und Rendite im Vergleich zu anderen Optionen im Bereich der erneuerbaren Energien

¹³¹ Ernterückstände, Gülle, Mist, biogene Abfälle aus Lebensmittelindustrie, Gastgewerbe und Haushalten

50% des theoretischen Hofdüngerpotenzials vom Gesamtpotenzial für Biogasanlagen subtrahiert. Für das ökonomische Potenzial ergeben sich damit die folgenden Werte:

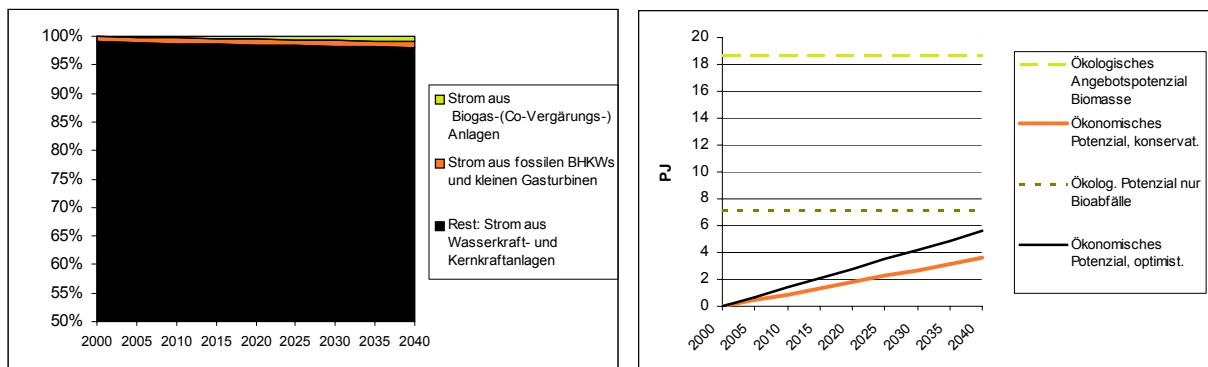
Ökonomisches Potenzial für Stromproduktion							2025						2040					
Biomassekategorie	konservativ, pro Jahr			optimistisch, pro Jahr			konservativ, pro Jahr			optimistisch, pro Jahr								
	Nutzungsgrad	PJ	GWh	Nutzungsgrad	PJ	GWh	Nutzungsgrad	PJ	GWh	Nutzungsgrad	PJ	GWh						
Ernterückstände, Gülle und Mist	20%	1.7	463	35%	2.8	769	30%	2.4	661	45%	3.5	967						
"Feucht/feste" Abfälle aus Industrie, Gewerbe, Haushalten	40%	1.2	326	45%	1.6	441	45%	1.2	340	50%	2.2	621						
Total		2.8	789		4.4	1210		3.6	1001		5.7	1587						
Anteil am gesamten Elektrizitätsverbrauch CH	1.5%			2.3%			1.9%			3.0%								

Tabelle 38 Ökonomisches Potenzial in den Jahren 2025 und 2040 für Strom aus Biogasanlagen unter der Annahme, dass die gesamte sich für die Nutzung in Biogasanlagen eignende Biomasse für die Stromproduktion verwendet wird (konservative und optimistische Schätzung)

Tabelle 38 zeigt nebst den ökonomischen Potenzialen in Absolutwerten auch auf, welche Anteile diese Werte am gesamtschweizerischen Elektrizitätsverbrauch darstellen. Diese Zahlen gehen davon aus, dass der Markt für Ökostrom weiterhin stetig wächst und die Nachfrage den Zuwachs an Strom aus Biomasse vollumfänglich absorbiert, und die Bereitschaft von Investoren daher gross ist, in den Bau von weiteren Co-Vergärungsanlagen zu investieren. Es wird im Weiteren optimistisch angenommen, dass sich der Grad der effektiven energetischen Nutzung von knapp 1% im Jahr 2002 auf 50% im Jahr 2040 erhöht. Der daraus resultierende steigende Marktanteil für Strom aus Co-Vergärungsanlagen am gesamten elektrischen Endenergieverbrauch der Schweiz kommt im Jahr 2040 zwischen 2% (pessimistische Schätzung) und 3% (optimistische Schätzung) zu liegen (siehe linke Grafik in Figur 45).

Unter den getroffenen Annahmen zeichnen sich bezüglich des Biomassenachschubs bei den Biogasanlagen (im Gegensatz zu den Holzschnittelheizungen) keine Versorgungsengpässe ab. Diese Aussage gilt kurz- bis mittelfristig auch für die von den Co-Vergärungsanlagen benötigten Abfälle aus dem Gastro-Gewerbe und der Lebensmittelindustrie, die sozusagen eine Katalysatorrolle für die Biogasanlagen spielen. Sollten in naher Zukunft wie erwartet vermehrt mittlere und grössere, regionale Co-Vergärungsanlagen gebaut werden, so ist langfristig dennoch mit einem zunehmend umkämpften Abfallmarkt zu rechnen, der bei Knappheit der biogenen Abfälle die Wirtschaftlichkeit der Co-Vergärungsanlagen gefährden kann.

Die rechte Grafik in Figur 45 zeigt das geschätzte Angebotspotenzial an geeigneter Biomasse im Vergleich mit der erwarteten Entwicklung der effektiven Nutzung bei der prognostizierten hohen Nachfrage für Strom aus Biomasseanlagen.



Figur 45 Linke Grafik: Geschätzte Entwicklung der Nachfragezusammensetzung für Strom aus Biogasanlagen, Klein-WKK-Anlagen und den Rest der stromproduzierenden Anlagen.

Rechte Grafik: Geschätzter Zubau an Biogasanlagen (Co-Vergärungsanlagen) im Vergleich mit dem geschätzten maximalen ökologischen Angebotspotenzial. Die obere gestrichelte Linie stellt das gewichtete Gesamtpotenzial an geeigneter Biomasse dar (biogene Abfälle aus Haushalten, Gastro-Gewerbe und Nahrungsmittelindustrie plus 50% des Energiepotenzials aus Hofdüngeranlagen). Die untere gestrichelte Linie stellt das ökologische Potenzial der geeigneten biogenen Abfälle allein dar.

Fazit

Auch wenn die gesamte Elektrizität, die in Biogasanlagen (Co-Vergärungsanlagen) erzeugt wird, als zertifizierter Ökostrom vermarktet und verkauft werden kann, wird der Strom aus Biomasse im Jahr 2040 kaum mehr als einen Marktanteil von 2% bis 3% erreichen. Der Beitrag der Biogasanlagen (Co-Vergärungsanlagen) an die schweizerische Stromproduktion wird damit auch langfristig bescheiden bleiben.

8.3.4 Produktion von Biogas als Treibstoff

Annahmen

Die Abschätzung der ökonomischen Potenziale für die Produktion von Biogas als Treibstoff geht von den folgenden Annahmen aus:

- Das für die Nutzung in Biogasanlagen geeignete Biomassesortiment setzt sich im wesentlichen zusammen aus der Biomassefraktion Hofdünger, genutzt in landwirtschaftlichen Biogasanlagen (betrieben nur mit Gülle und Mist) und der Fraktion der biogenen Abfälle aus Haushalten, der Gastronomie und der Lebensmittelproduktion, die in landwirtschaftlichen und industriellen Co-Vergärungsanlagen genutzt werden. Das Grüngut aus Wiesland, Verkehrs- und Naturschutzflächen, das den Biogasanlagen z.T. auch zugeführt werden könnte, ist von untergeordneter Bedeutung und wurde hier vernachlässigt. Die ARAs, die ebenfalls Biogas (Klärgas) produzieren, sind in dieser Potenzialabschätzung ebenfalls nicht enthalten.
- Von der anfallenden Gülle und biogenen Abfälle kann nur ein Teil in Biogasanlagen genutzt wird (Nutzungsgrad).
- Von den Biogasanlagen eignet sich aus wirtschaftlichen und logistischen Gründen nur ein Teil der Biogasanlagen für die Produktion und Aufbereitung von Biogas zu Erdgasqualität.¹³² Vereinfachend wurde angenommen, dass sich im besten Fall max. 50% des produzierten Biogases, min. 25% für

¹³² Gemäss *SwissFarmerPower 2004* („Biogas vom Bauer wird zum Treibstoff von morgen“, Schlussbericht, im Auftrag des BFE) sind dies nur Anlagen mit mindestens 3'500 GV oder Co-Vergärungsanlagen mit entsprechender Biogausbeute

die Herstellung von Treibstoff eignet (optimistischer Eignungsgrad = 50%, konservativer Eignungsgrad = 25%).¹³³

- Die geeigneten Biogasanlagen sind für die Maximierung der Treibstoffproduktion ausgelegt (keine gleichzeitige Stromproduktion, die entstehende Wärme wird nur für den Prozessbedarf genutzt).
- Der energetische Wirkungsgrad für die Produktion von Biogas als Treibstoff beträgt 50%.
- Der Energieinhalt von 1 m³ Biogas liegt bei 6 kWh, 10 kWh entsprechen, umgerechnet auf das Benzinäquivalent, einer Menge von 1 l Benzin.
- Biogas wird auf Erdgasqualität aufbereitet und anschliessend ins Erdgasnetz eingespeist (Direkteinspeisung).
- Die grundsätzliche Alternative, das gewonnene Produktgas in Druckflaschen abzufüllen (Flaschenabfüllung) und mit dem LKW an den Verwendungsort zu bringen, ist logistisch sehr komplex und aufwändig, wird daher für die Produktion von Treibstoff nicht als wirtschaftlich konkurrenzfähige Variante betrachtet und hier nicht weiter verfolgt.
- Die Produktionskosten liegen während des gesamten Betrachtungszeitraums (2010 bis 2040) etwa 15% unter dem Marktpreis für herkömmliches Benzin, vorausgesetzt Biogas als Treibstoff ist von der Treibstoffsteuer befreit.

Ökonomische Potenziale

Für die Jahre 2025 und 2040 wurden zwei Szenarios (konservativ und optimistisch) gerechnet. Der den Attributen (konservativ bzw. optimistisch) zugeordnete Umsetzungsfaktor¹³⁴ bildet einerseits den unterschiedlichen Grad der Nutzung des theoretischen Potenzials ab (Nutzungsgrad, siehe auch Kapitel 4) und berücksichtigt die Tatsache, dass sich nur ein Teil der Anlagen für die Produktion von Biogas zur Direkteinspeisung eignet (Eignungsgrad, siehe oben).

Auf der Basis dieser Annahmen ergeben sich folgende Resultate:

Ökonomisches Potenzial für Treibstoff											2025	
Biomassekategorie	konservativ, pro Jahr					optimistisch, pro Jahr						
	Umsetzungs- faktor	PJ	GWh	Mio. m ³ Biogas	Mio. l Benzin	Umsetzungs- faktor	PJ	GWh	Mio. m ³ Biogas	Mio. l Benzin		
Ernterückstände, Gülle und Mist	5%	1.3	362	60	36	18%	4.7	1305	217	130		
"Feucht/feste" Abfälle aus Industrie, Gewerbe,	10%	0.5	126	21	13	23%	1.1	309	51	31		
Total		1.8	488	81	49		5.8	1613	269	161		
Anteil am Gesamt-CH Benzinverbrauch											1.1%	3.6%

Tabelle 39 Ökonomisches Potenzial im Jahr 2025 für Biogas als Treibstoff unter der Annahme, dass die gesamte sich für die Nutzung in Biogasanlagen eignende Biomasse für die Aufbereitung zu Treibstoff verwendet wird (konservative und optimistische Schätzung).

¹³³ Das Anwendungsbeispiel Treibstoff als Biogas ist auf eine nachträgliche Anfrage von BFE kurz vor der Fertigstellung des Berichts hinzugefügt worden. Dieser Eignungsgrad wurde als grobes Werkzeug benutzt, um das Nutzungspotenzial in einer ersten Näherung rasch abzuschätzen. Es fehlte die Zeit, um genauer zu bestimmen, welcher Anteil der Biogasanlagen bzw. der anfallenden Biogasmenge realistischere wirklich für die Treibstoffproduktion genutzt werden kann. Die resultierenden Zahlen sind als optimistisch einzustufen. Für eine genauere Abschätzung müssten die gesamtschweizerischen Verhältnisse vorgängig untersucht werden. Die erwähnte Studie SwissFarmerPower 2003 (für die Modellregion Luzern) bildet einen guten Ansatz dazu.

¹³⁴ Umsetzungsfaktor = potenzieller ökologischer Nutzungsgrad x Eignungsgrad

Ökonomisches Potenzial für Treibstoff										2040		
Biomassekategorie	konservativ, pro Jahr					optimistisch, pro Jahr						
	Umsetzungs- faktor	PJ	GWh	Mio. m ³ Biogas	Mio. l Benzin	Umsetzungs- faktor	PJ	GWh	Mio. m ³ Biogas	Mio. l Benzin		
Ernterückstände, Gülle und Mist	8%	2.1	580	97	58	22%	5.7	1595	266	159		
"Feucht/feste" Abfälle aus Industrie, Gewerbe,	11%	0.5	139	23	14	26%	1.9	524	87	52		
Total		2.6	719	120	72		7.6	2119	353	212		
Anteil am Gesamt-CH Benzinverbrauch						1.7%						5.1%

Tabelle 40 Ökonomisches Potenzial im Jahr 2040 für Biogas als Treibstoff unter der Annahme, dass die gesamte sich für die Nutzung in Biogasanlagen eignende Biomasse für die Aufbereitung zu Treibstoff verwendet wird (konservative und optimistische Schätzung).

Fazit

Unter den getroffenen Annahmen könnten gemäss optimistischem Szenario im Jahr 2025 rund 270 Mio.m³ Biogas produziert, zu Erdgasqualität aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespeist werden. Dies entspricht einem Äquivalent von herkömmlichem Benzin in der Grössenordnung von 160 Mio. l. Im konservativen Szenario reduzieren sich diese Zahlen auf rund 30%. Im Jahr 2040 könnten gemäss optimistischer Schätzung rund 350 Mio.m³ Biogas produziert und damit 210 Mio. l herkömmliches Benzin substituiert werden.

Im Vergleich mit dem gesamtschweizerischen Verbrauch an herkömmlichem Benzin entsprechen diese Potenziale immerhin einem Anteil in der Grössenordnung von 1 bis 3% im Jahr 2025 bzw. von 1.5 bis 5% im Jahr 2040.¹³⁵

8.3.5 Produktion von Bioethanol

Dieses Illustrationsbeispiel für den Anwendungsbereich Treibstoffe beschränkt sich auf eine Abschätzung der Entwicklung des Marktanteils für Bioethanol sowie des Bedarfs der für die Produktion benötigten Biomasse im Zeitraum 2000 bis 2040. Die Abschätzung basiert auf den folgenden Annahmen:

- Der Treibstoffverbrauch der Schweiz bleibt, gesamthaft betrachtet, konstant. Der Treibstoffverbrauch 2003 betrug 3'776'000 t.
- Der Anteil der dieseltreibenden Fahrzeuge nimmt ab, der Anteil der Benzinfahrzeuge zu. Bezogen auf den Treibstoffverbrauch reduziert sich der Benzinkonsum um 0.5% pro Jahr.
- Bioethanol wird nicht in reiner Form eingesetzt sondern wird dem herkömmlichen Benzin beige-mischt. Der Anteil des Bioethanols beträgt 2010 5%, ab 2025 wird der Anteil auf 10% erhöht.
- Die Mischung von Bioethanol und herkömmlichem Benzin ersetzen das reine konventionelle Benzin ab 2025 vollumfänglich.

Tabelle 41 zeigt die resultierenden Verbräuche und Marktanteile von Bioethanol und herkömmlichem Benzin im Beobachtungszeitraum.

¹³⁵ Annahme: Benzinverbrauch der Schweiz 2025 = 4509 Mio. l, konstante Reduktion des Benzinverbrauchs um 0.5% pro Jahr von 2000 bis 2040 (identische Annahme wie beim Anwendungsbeispiel Ethanol).

		2000	2010	2025	2040
Verbrauch					
Herkömmliches Benzin	[1000 t/a]	3983	3646	3382	3137
Herkömmliches Benzin	[M l/a]	5009	4861	4509	4182
Bioethanol (in reiner Form)	[M l/a]	-	243	451	418
Importiertes Bioethanol	[M l/a]	-	121.5	225.4	209.1
Marktanteile					
Herkömmliches Benzin (ohne Bioethanol)		100%	-	-	-
Etha5 (Mischung mit 5% Anteil Bioethanol)		-	100%	-	-
Etha10 (Mischung mit 10% Anteil Bioethanol)		-	-	100%	100%-

Tabelle 41 Entwicklung von Verbrauch und Marktanteilen von Bioethanol 2000 bis 2040.

Gemäss der Vision der Alcosuisse wird bis im Jahr 2010 in der Schweiz eine Produktionsanlage realisiert, in der rund 120 Ml reines Bioethanol hergestellt werden können. Die gleiche Menge muss zu diesem Zeitpunkt aus dem Ausland importiert werden, um das für das flächendeckende Angebot der Etha5 Mischung benötigte Bioethanol bereitstellen zu können.

Der für dieses Projekt resultierende Bedarf an geeigneter Biomasse wurde in Anhang 10 ermittelt und dargestellt. Die Produktionsanlage ist ausgelegt für den Betrieb mit einer Mischung von Biomassearten, bestehend aus hölzernem Material (2010 ca. 50%) sowie landwirtschaftlichen Überschüssen und Erntebfällen (2010 ca. 50%). Im weiteren ist geplant, den Anteil der lignozellulösen Biomasse ab 2025 auf 75% zu erhöhen.

Tabelle 42 zeigt den resultierenden Bedarf an indigener Biomasse sowie an zusätzlich notwendigen Importmengen von Bioethanol.

		2010	2025	2040
Indigene Biomasse				
Getreide	[1000 t _{TS} /a]	84.1	78.4	78.4
Kartoffeln	[1000 t _{TS} /a]	145.7	135.9	135.9
Molasse	... [1000 t _{TS} /a]	50.8	47.3	47.3
Waldholz, Feldgehölz	[1000 t _{TS} /a]	389.4	1081.7	977.1
Total indigene Biomasse.....	[1000 t _{TS} /a]	670.0	1343.3	1238.7

Tabelle 42 Entwicklung des Bedarfs an Biomasse für die geplante schweizerische Produktionsanlage für Bioethanol von 2010 bis 2040

Fazit

Die Vision, im Jahr 2025 10% des gesamtschweizerischen Verbrauchs an herkömmlichem Benzin durch Bioethanol ersetzen zu können, bedarf nach einer Menge von Holz in der Grössenordnung von 20% der nachwachsenden hölzernen Biomasse (theoretisches Potential) oder von rund 40% des geschätzten ökologischen Potenzials. Bei der angenommenen Entwicklung des Bedarfs an hölzernem Material für andere Anwendungsbereiche (speziell: Wärme aus Holzfeuerungen) zeichnet sich damit ab 2015 eine Knappheit an einheimischem Holz und damit ein „Marktkampf ums Holz“ ab. Dieser wird unweigerlich zu

steigenden Preisen für Holz führen und damit die Gestehungskosten für Wärme und Biotreibstoffen aus Holz verteuern.

9 Externe Kosten von Energieversorgungssystemen im Strom und Wärmebereich

9.1 Externe Kosten

9.1.1 Was sind externe Kosten, wozu dienen diese, und wie werden sie ermittelt?

Die Externalitäten der Strom- und Wärmeversorgung sind ein äusserst komplexes und vielschichtiges Problem. Generell ist jede Aktivität im Bereich der Energieerzeugung, Energiebereitstellung und –nutzung mit einem Verbrauch an materiellen und immateriellen Gütern verbunden. Dieser Güterverbrauch wird im Idealfall klar identifiziert, bewertet und sodann dem individuellen Nutzen der Leistungserbringung durch das Energieversorgungssystem gegenüber gestellt. Die entscheidenden Bewertungskriterien sind hier Preise und Kosten. Dieser Bewertungsprozess funktioniert im Energiesektor leider nicht wie gewünscht. Unsere Energieversorgungssysteme verursachen in vielen Lebensbereichen Kosten, die in keiner betriebswirtschaftlichen Rechnung auftauchen. Sie müssen damit auch nicht vom Verbraucher, also dem Energiekonsumenten getragen werden, sondern werden der Allgemeinheit aufgebürdet.

Für einen fairen Vergleich verschiedener Energieversorgungssysteme sollte die Voraussetzung gelten, dass in den zu vergleichenden Preisen tatsächlich alle Kosten enthalten sind. Ist dies nicht der Fall, können die falschen Preise zu falschen Aussagen führen. Dieses Risiko ist in dieser Studie insbesondere bei der Abschätzung der ökonomischen Potenziale in Kapitel 8 vorhanden. Ohne Berücksichtigung der Externalitäten geben die Preise eine falsche Auskunft über die tatsächlichen, volkswirtschaftlich notwendigen Kosten, die zur Produktion einer bestimmten Nutzenergie anfallen und können damit die Nachfragepotenziale verfälschen.

Dieser Sachverhalt erscheint auf den ersten Blick zwar einfach und lapidar zu sein, der Prozess zur Quantifizierung der externen Kosten birgt jedoch zahlreiche Komplikationen. Die verschiedenen Aspekte der Externalitäten der Energieversorgung der Schweiz wurden Ende der 80er Jahre und anfangs der 90er Jahre in verschiedenen Forschungsteams intensiv studiert. Die folgenden Aussagen und Zahlen basieren im Wesentlichen auf dem Synthesebericht über die externen Kosten und kalkulatorischen Energiepreiszuschläge für den Strom- und Wärmebereich (PACER 1994).

Gemäss PACER 1994 werden die externen Kosten von Energieversorgungssystemen normalerweise in drei Schritten ermittelt:

- Identifizierung externer Effekte;
- Quantifizierung dieser Effekte;
- Monetarisierung und Umsetzung in Kostenkategorien.

Die Erfahrungen der Vergangenheit haben gezeigt, dass bereits die Wahrnehmung der Existenz externer Effekte, d.h. ihre Identifizierung, ein schwer lösbarer Schritt sein kann. Der kritischste Schritt ist jedoch die Monetarisierung dieser Effekte.

Den Energieversorgungssystemen werden in diesem Schritt kalkulatorische Energiepreiszuschläge zugeordnet. Diese sollen letzten Endes dazu dienen, die Verteilung der knappen Umweltgüter in einen Marktmechanismus einzufügen. Hauptziel des Ansatzes, die externen Kosten der Energieversorgungssysteme in Franken und Rappen zu erfassen, ist es, mit Hilfe einer geeigneten Internalisierung der externen Kosten den Energieversorgungssystemen mit tieferen externen Kosten (die aus dem üblichen direkten Marktpreisvergleich nicht ersichtlich werden) eine faire Chance im hart umkämpften Energiemarkt zu bieten.

9.1.2 Die verschiedenen Dimensionen der externen Kosten der Strom- und Wärmeversorgung

Die technisch-physikalischen Primärwirkungen, die von energiespezifischen Aktivitäten ausgehen, können in folgende fünf Ebenen aufgeteilt werden:

- Primärenergiebereitstellung: im Wesentlichen also die Förderung von Kohle, Erdöl, Erdgas, Uran und Biomasse;
- Die Energieumwandlung: mit einem besonderen Schwergewicht auf die verschiedenen Systeme der Stromerzeugung;
- Transport und Verteilung der Energie: insbesondere der Transport von Öl und Biomasse per Schiff, Bahn und Lastwagen, sowie die Verteilung von Gas in Gasnetzen und von Strom über Stromnetze;
- Energienutzung: mit der ganzen Palette des Energieverbrauchs in Haushalt, Gewerbe und Industrie, und im Transportsektor;
- Entsorgung von Rest- und Abfallstoffen: im Wesentlichen Asche, Reststoffe aus der Rauchgasreinigung, radioaktives Material, aber auch Komponenten der Energiesysteme selbst (z.B. Komponenten von Kernkraftwerken oder bestimmte Elemente von PV-Systemen).

Bei der Erfassung und Quantifizierung der externen Kosten ergeben sich einige methodische Probleme. Es würde den Rahmen dieser Studie sprengen, näher auf diese Probleme einzugehen. Mit Bezug auf den PACER-Bericht sollen an dieser Stelle jedoch zumindest zwei wichtige Punkte aufgeführt werden, die bei der Monetarisierung der externen Effekte eine wichtige Rolle spielen:

- Angesichts der nach wie vor relativ schwachen Datenlage stellen alle Werte Durchschnittskosten (und nicht etwa Grenzkosten) dar;
- Ganz im Gegensatz zur Situation bei den externen Kosten fällt es äusserst schwer, externe Nutzen der Strom- und Wärmeversorgung zu identifizieren. Externe Nutzen von Energieversorgungssystemen sind im Allgemeinen nicht relevant und wurden daher in der PACER-Studie (und damit auch in dieser Studie) vernachlässigt.

9.2 Kalkulatorische Energiepreiszuschläge

Ausgehend von den auf den oben genannten fünf Ebenen ermittelten externen Kosten der Strom- und Wärmeversorgung lassen sich die kalkulatorischen Energiepreiszuschläge (KEPZ) herleiten. Um den unterschiedlichen Monetarisierungsansätzen Rechnung zu tragen, werden hier drei KEPZ-Varianten ausgewiesen:

- KEPZ mit Treibhauseffekt (Schadenskosten): Diese enthalten die folgenden externe Kosten: Luftverschmutzung (Luftschadstoffemissionen in der Schweiz inkl. die Emissionen aus vorgelagerten Prozessstufen (Förderung, Umwandlung und Transport der Energieträger im Ausland), Treibhauseffekt (Ermittlung der Kosten aufgrund von Schadenskostenschätzungen), Ölverschmutzungen, Kernenergie- und Wasserkraftnutzung in der Schweiz, Elektrizitätsverteilung.
- KEPZ mit Treibhauseffekt (Vermeidungskosten): Diese enthalten grundsätzlich dieselben Kategorien von externen Kosten wie oben. Die Kosten des Treibhauseffekts werden jedoch aufgrund von Schätzungen der Vermeidungskosten zur Reduktion der CO₂-Emissionen im Jahr 2025 um 50% (IPCC-Zielsetzung) ermittelt. Zudem wurden in der PACER-Studie nur 53% der externen Kosten der Luftverschmutzung zu den externen Kosten der CO₂-Emissionen addiert, da das unterstellte CO₂-Reduktionsszenario auch zu einem starken Rückgang der Luftschadbelastung führen würde.

- KEPZ ohne Treibhauseffekt: wie oben, aber ohne Treibhauseffekt. Der Beitrag der externen Kosten des Treibhauseffekts dominiert die oben definierten KEPZ ganz klar. Gleichzeitig ist jedoch der Treibhaus in Bezug auf Ausmass und zeitlichem Eintreten noch von grossen Unsicherheiten geprägt. Zum Vergleich werden daher als dritte Variante die KEPZ ohne Berücksichtigung der externen Kosten des Treibhauseffekts herangezogen. Diese KEPZ-Variante enthält nur die Externalitäten der Luftschadstoffbelastung (inkl. vorgelagerte Prozessstufen), der Ölfälle und der Elektrizitätserzeugung.

Tabelle 43 weist die drei KEPZ-Varianten in Rp./kWh pro Energiesystem für die Stromproduktion und -Verteilung aus. Die KEPZ sind schweizerische Durchschnittswerte, welche die unterschiedliche regionale Luftverschmutzung nicht berücksichtigen.

Energiesystem/Energieträger	Endenergiepreise 1990	Kalkulatorische Energiepreiszuschläge Schweiz 1990		
		Schadenskosten (inkl. Treibhauseffekt) inkl. vorgelagerte Prozesse	Schadenskosten, Vermeidungskosten Treibhauseffekt inkl. vorgelagerte Prozesse	Schadenskosten, ohne externe Kosten Treibhauseffekt, inkl. vorgelagerte Prozesse
Erdgas	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]
Gebälse, Anlage 87 <1MW	5	1.4 - 27	3.4 - 5.1	0.4 - 0.8
Atmosphärisch 1987 <1MW	5	1.5 - 27	3.5 - 5.3	0.5 - 1.3
Gebälse, 1990 <0,1MW	5	1.4 - 27	3.4 - 5.1	0.4 - 0.8
Atmosphärisch 90 <0,1MW	5	1.5 - 27	3.5 - 5.3	0.5 - 1.1
Low No _x 1990 <0,1MW	5	1.3 - 27	3.4 - 5.0	0.3 - 0.6
Industrie-Anlage 90 >0,1MW	5	1.4 - 27	3.5 - 5.2	0.4 - 1.0
Erdöl	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]
Bestehende Anlage 1987	3.5	2.5 - 39	4.9 - 7.8	1.2 - 2.7
Low No _x Neuanlage 1990	3.5	2.4 - 38	4.9 - 7.6	1.0 - 2.4
Brennwertkessel 1990	3.5	2.4 - 38	4.9 - 7.6	1.0 - 2.4
Industrie HEL-CH 1990	3.5	2.4 - 38	4.9 - 7.6	1.0 - 2.3
Industrie HS 1990	1.7	4.6 - 44	6.0 - 10.3	3.2 - 7.6
Holz	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]
Holzschnitzel feucht 1990	4.0	1.7 - 3.9	0.9 - 2.1 (*)	1.7 - 3.9
WKK	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]
Gas-WKK 1990	5	1.3 - 27	3.4 - 5.1	0.3 - 0.8
Elektrizität	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]
Laufkraftwerke				
Normalbetrieb		0.20 - 0.51	0.20 - 0.51	0.20 - 0.51
Speicherkraftwerke				
Normalbetrieb		0.50 - 1.4	0.50 - 1.4	0.50 - 1.4
Dampfturbinen-KW Heizöl S		6.7 - 98	12.5 - 19.8	3.2 - 7.5
Gas-Dampfturbinen-KW		3.7 - 68	8.5 - 12.7	1.2 - 2.9
Kernkraftwerke				
Normalbetrieb		0.33 - 3.3	0.6 - 1.4	0.2 - 0.5
Transport/Verteilung		0.02 - 0.05	0.02 - 0.05	0.02 - 0.05
Elektrizität Mix CH 90-91				
ohne ext. Riskikosten	14.5	0.5 - 3.8	0.7 - 1.6	0.4 - 1.0

Tabelle 43: Kalkulatorische Energiepreiszuschläge (KEPZ) im Vergleich mit 1994er Energiepreisen, Angaben in Rp./kWh, Durchschnittspreise Schweiz (Quelle: PACER 1994, gemäss Telefon vom 7.4.2004 mit dem damaligen Projektleiter wurden diese Zahlen nie aktualisiert).

Die Energiepreise haben sich real zwischen 1990 und 2000 nur unwesentlich erhöht. Die einzige wesentliche Ausnahme bildet das Erdöl, dessen Konsumentenpreis in diesem Zeitraum um gut 10% angestiegen ist. Unter der Annahme, dass sich die KEPZ seit 1994 ebenfalls nur unwesentlich verändert haben, lassen sich aufgrund der obigen Zahlen folgende Aussagen machen:

- Die KEPZ, welche die externen Kosten des Treibhauseffekts auf der Basis von Schadenskosten monetarisieren (erste Spalte in Tabelle 55), haben eine extreme Spanne, die bei den fossilen Brennstof-

fen die effektiven Endenergiepreise um ein Mehrfaches übersteigt. Für Holz liegen diese KEPZ in der gleichen Grössenordnung wie der Brennstoffpreis selbst.

- Selbst bei den KEPZ, welche die externen Kosten des Treibhauseffekts ausklammern, liegen die Werte für Erdöl und Holz in der Grössenordnung von 50% des Brennstoffpreises, während sie für Gas (mit ca. 20%) deutlich tiefer liegen.

KEPZ gemäss SIA Richtlinie 480:2004

Die neue SIA Richtlinie 480:2004 zur Wirtschaftlichkeitsrechnung für Investitionen im Hochbau empfiehlt, bei Wirtschaftlichkeitsrechnungen für die externen Kosten die Werte gemäss den besten im Zeitpunkt der Erstellung der Wirtschaftlichkeitsrechnung zur Verfügung stehenden wissenschaftlichen Erkenntnisse oder von Bundesbehörden anerkannte KEPZ einzusetzen.

Zur Berücksichtigung der externen Kosten von Energieträgern werden von den Bundesbehörden gemäss Richtlinie im Jahr 2004 folgende KEPZ anerkannt:

Energieträger	KEPZ in Rp./kWh
Heizöl	4.5
Erdgas	3.0
Elektrizität	5.0
Holz	1.5
Fernwärme	Für Fernwärmeversorgungen sind die KEPZ gemäss Richtlinie je nach Zusammensetzung der Energie individuell festzulegen. Abwärme aus der Kehrichtverbrennung gilt als mit externen Kosten unbelastet.

Tabelle 44 Empfohlene kalkulatorische Energiepreiszuschläge zur Berücksichtigung der externen Kosten in Wirtschaftlichkeitsrechnungen gemäss SIA Richtlinie 480:2004.

9.3 Der Einfluss der Externen Kosten auf das ökonomische Potenzial der Biomasse-technologien

Wie bereits eingangs dieses Kapitels erläutert, soll die Berücksichtigung der Externalitäten verhindern, dass bei einem Vergleich von Energiesystemen aufgrund falscher Preise falsche Nachfragepotenziale prognostiziert werden. Einen besonders grossen Einfluss haben die externen Kosten sicher dann, wenn deren Berücksichtigung eine Preiskonstellation „kippen“ kann, d.h. wenn die Preisentwicklungskurve eines Energiesystems auf der Basis fossiler Brennstoffe damit „über die Preiskurve des konkurrenzierenden biomassebasierten Energiesystems geschoben werden kann“.

Bei der angenommenen Ölpreisentwicklung (mit einer Steigerung des Ölpreises auf den doppelten Preis von 2000) und der gleichzeitig prognostizierten kontinuierlichen Preissenkung für alle Biomassebasierten Energiesysteme fallen die externen Kosten aber nicht im gleichen Masse ins Gewicht. Die beiden Preiskurven (fossil und Biomasse) schneiden sich bei praktisch allen Anlagentypen, die Berücksichtigung der externen Kosten wird damit im Wesentlichen nur den Zeitpunkt, zu welchem die Biomasse-technologie kommerziell wettbewerbsfähig wird, auf der Zeitachse nach vorne verschieben. Die Unsicherheiten sowohl in Bezug auf die Ölpreisentwicklung, die Entwicklung der Biomassepreise und die

Entwicklung der Biomassetechnologien (Lernkurven) als auch in Bezug auf die Monetarisierung der externen Kosten selbst verunmöglichen es jedoch, den Einfluss der externen Kosten auf die untersuchten Anlagentypen zu quantifizieren.

Bei den Biogasanlagen, die ausschliesslich mit Hofdünger betrieben werden, sieht die Lage etwas anders aus. Diese werden gemäss den Betrachtungen in Kapitel 1 nie (oder erst lange nach dem Betrachtungszeitraum) mit den Referenzsystemen konkurrenzieren können¹³⁶. Wenn die beiden Preisentwicklungskurven allerdings so weit auseinander liegen, dürfte auch die Berücksichtigung der externen Kosten nicht genügen, um den Biogastechnologien zum Durchbruch zu verhelfen. In diesem Fall ist davon auszugehen, dass andere Hemmnisse (wie z.B. hygienische Aspekte, Landwirtschaftspolitik, Entsorgungsproblematik bei Hofdünger etc.) eine wesentlich grössere Rolle spielen als die externen Kosten. Und schliesslich werden ja die Biogasanlagen, um bei diesem Beispiel zu bleiben, im Normalfall von privaten Investoren finanziert und von privaten Nutzern betrieben. Der Ansatz der Berücksichtigung der externen Kosten bei Investitionsentscheiden dürfte bei wenigen potenziellen Investoren auf hohe Akzeptanz stossen. Zudem fliessen die externen Kosten ja nicht in die Betriebsbuchhaltung eines Biogasanlagenbetreibers ein. Mit anderen Worten: Ob Biogasanlagen weiterhin gebaut werden oder nicht, wird also nur sehr unwesentlich von den externen Kosten der Referenz- und Biomasseanlagen abhängen.

Fazit

Im Vergleich mit den oben genannten Unsicherheiten und in Anbetracht einer ganzen Reihe weiterer, in dieser Studie nicht analysierter Hemmnisse ist die Berücksichtigung der externen Kosten der betrachteten Energieversorgungssysteme bei den gewählten Rahmenbedingungen von untergeordneter Bedeutung.

¹³⁶ Dasselbe gilt für die Co-Vergärungsanlagen, falls die Abfall-Abnahmepreise ins Negative kippen würden.

**TEIL B:
USE OF GIS FOR DATA AQUISITION AND VISUALISATION
OF POTENTIALS**

10 GIS model

This model is an estimation of potential volume and cost of forestry biomass supply for energy in the canton of Vaud.

10.1 Study context and GIS model tasks

According to the methodological framework of the study, a prototype GIS model is supposed to demonstrate how a Geographic Information System could be applied in analysis of potential biomass supply for energy needs. The preliminary investigation has shown that a direct depiction on a digitalised geographic map of different categories and volumes of available biomass resources would be of minor assistance, since that kind of data could be analysed in a usual way without GIS. Furthermore, such an approach would not add any clarification as regards the accessibility and the cost of energy biomass. So, it was decided to carry out a practical case study of the canton of Vaud in French-speaking Switzerland with emphasis on analysing differences in farm-gate prices¹³⁷ of forestry biomass subject to altering characteristics of forestry sites and trees stands and taking into account the prospects for specific techniques of energy biomass harvesting.

The following issues had to be addressed throughout this case study:

- Characterisation of data requirements for implementation of a prototype GIS model, identification of data sources, assessment of data availability and quality, development of viable methods for estimation of missing data,
- Elaboration of a standard methodology for the GIS-based assessment of potential supply of forestry biomass for energy needs,
- Analysis of actual forestry management practices, estimation of practical availability of energy biomass subject to other commercial/non-commercial uses of lignocelluloses biomass,
- Review of existing and prospective biomass harvesting techniques, calculation of specific costs of biomass harvesting subject to the characteristics of forest stands and selection of the biomass harvesting method.

The prototype GIS model developed in this study is supposed to fulfil the following tasks:

- 1) Estimation and spatially referenced representation of biomass volumes practically available for energy use and their harvesting costs (farm-gate prices) in case of the canton of Vaud.
- 2) Assessment of impact on the biomass harvesting costs of specific geo-referenced factors such as altitude, slope, orientation, soil characteristics and surface roughness of particular forestry sites as well as specific physical properties of trees stands at given locations (species type, size, humidity, energy content, availability of plants or parts thereof for energy use etc.).

¹³⁷ The term "farm-gate" price generally corresponds to the price an energy utility would have to pay a forestry enterprise for harvested biomass (not transported). In our study the farm-gate price is meant to include all costs incurred through felling, extraction, and processing of biomass inside the forest stand or at the forest route without taking into consideration the costs of road transportation to the end-use facility, the intrinsic value of timber and conventional forestry management costs.

The ultimate objective pursued while developing a prototype GIS model and applying it in the case study consists in proving the applicability of the proposed GIS-based approach for assessment of potential forestry biomass supply for energy. Another objective was to explore possible applications of the GIS model for far-reaching analyses aimed at the estimation of delivered cost and market prices of biomass and assessment of the overall technological and economical potential of forestry biomass use for energy.

10.2 Methodology

The proposed GIS-based methodology for assessment of potential forestry biomass supply for energy involves the following four main steps: (1) estimation of the amount of biomass resources available for energy use; (2) evaluation of biomass "farm-gate" prices at each location; (3) calculation of marginal prices of delivered biomass to specific locations and (4) identification of optimal locations of biomass fuelled energy installations. The analyses corresponding to the first and the second steps of the proposed methodological approach have been implemented within a case study of the canton of Vaud as documented in section 8.3, while the third and the fourth steps are described herein only from a theoretical point of view. A general overview of the methodology of the GIS model application is given in Figure 46. The main technical details of the methodology are explained there under.

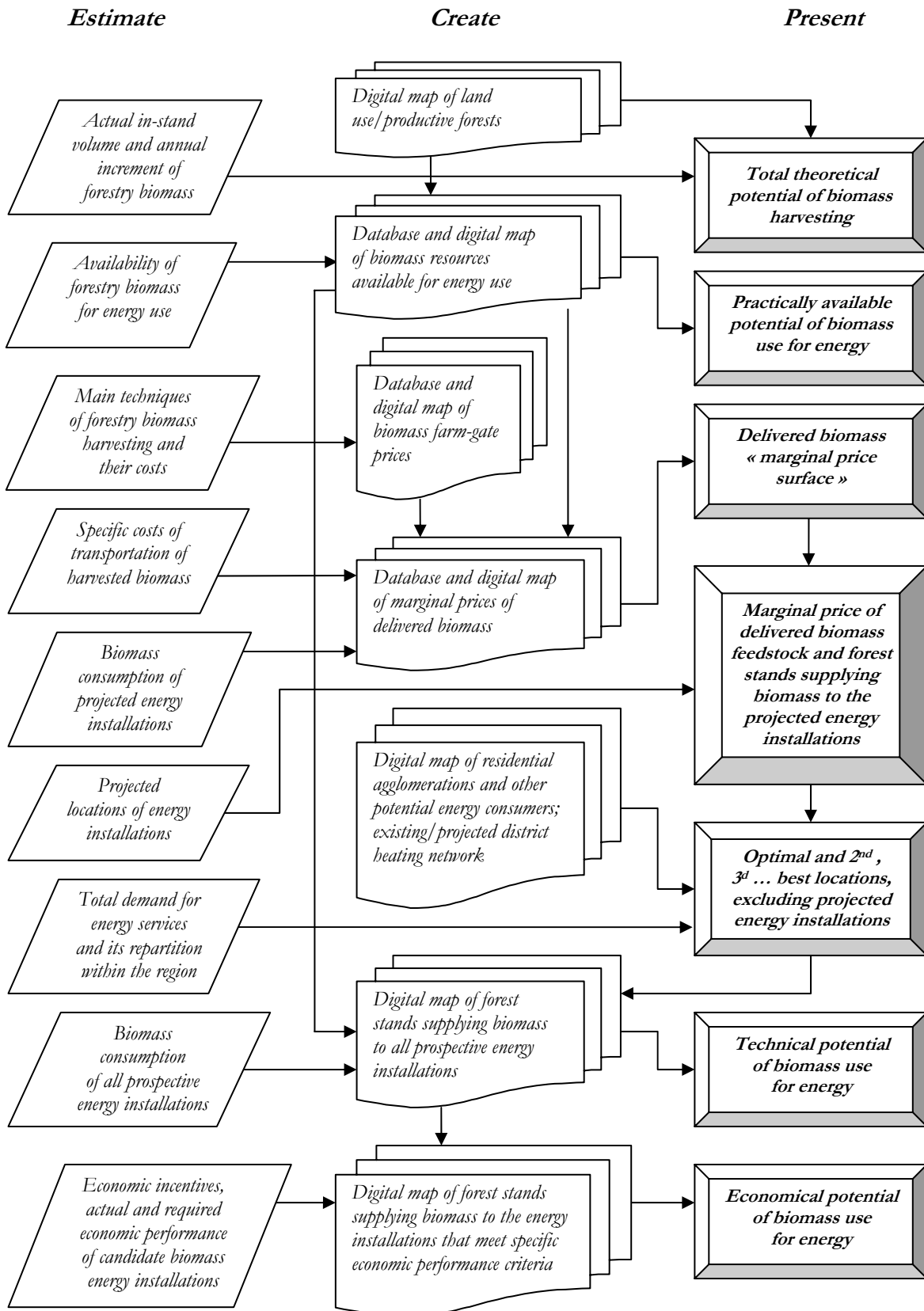


Figure 46 Overview of the GIS-based methodology for assessment of potential biomass use for energy

10.2.1 Availability of biomass for energy use

In order to estimate the quantities of forestry biomass resources potentially available for energy use and to represent them in GIS format, the following algorithm could be applied. First, the land surfaces occupied by forests shall be identified within a given region. Then the forest stands supplying biomass for commercial uses, including energy, should be determined. Next the actual in-stand volume of biomass shall be calculated for each specific location. Finally the amount of biomass that could be harvested annually shall be estimated and the proportion of harvestable amount of biomass which could be used for energy shall be determined.

Land use/land cover analysis

The official land use/land cover statistics can be obtained from the Swiss Federal Statistical Office (SFSO). A geo-referenced database containing the data of Swiss land use statistics 1992/97 is readily available in GIS format (see Figure 47) from the Service for Spatial Data in the Swiss Federal Administration (SFSO 2001).

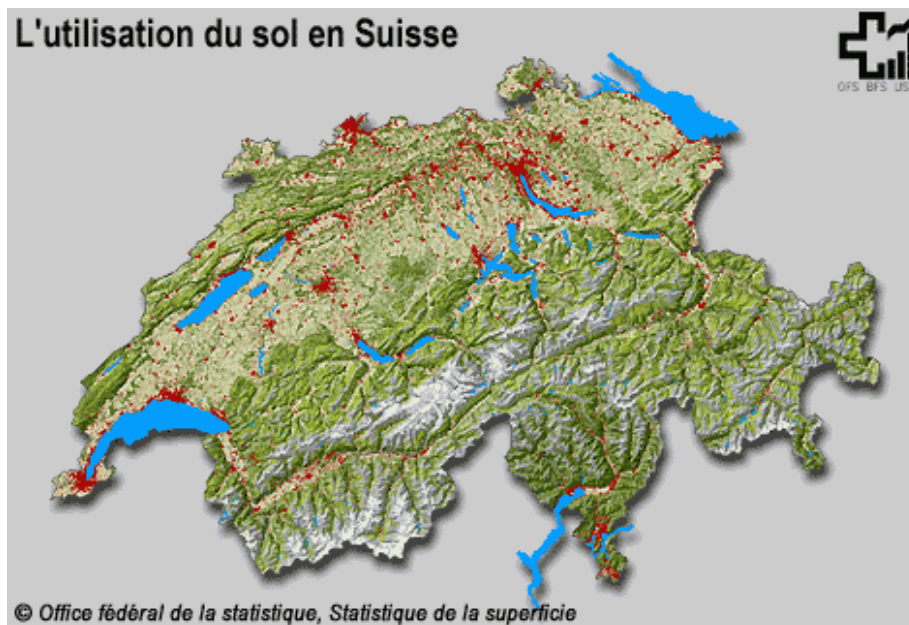


Figure 47 Swiss land-use statistics map. Source: GEOSTAT (OFS 2001).

These data are provided in the form of 100 x 100 m dot matrix superposed on aerial photographs. One of 74 specific categories of land use/land cover is assigned to each sample data point (pixel corresponding to 100 x 100 m surface). Ten specific categories are distinguished to designate the surfaces occupied by forests or forest like vegetation (Table 45).

<i>General category</i>	<i>Cat. #</i>	<i>Specific land use/land cover category</i>
Dense Forest	11	<i>Normal forest</i>
	14	<i>Forest strips, forest corners</i>
	9	<i>Afforestations</i>
	10	<i>Damaged forest surfaces</i>
Sparse Forest	12	<i>Sparse forest on inproductive surfaces</i>
	13	<i>Sparse forest on useful agricultural surfaces</i>
Bushes Forest	15	<i>Bushes forest</i>
Other Forested Surfaces	17	<i>Thickets, hedges</i>
	18	<i>Groups of trees on useful agricultural surfaces</i>
	19	<i>Remaining forested surfaces</i>

Table 45 Forest related categories of Swiss land use/land cover statistic. Source: GEOSTAT (OFS 2001).

A discussion with the WSL representative in French-speaking Switzerland (Jean Combe) has revealed that, first and foremost, the surfaces occupied by normal dense forests (cat. 11) should be considered as potential source of biomass allowing for environmentally sound and economically efficient energy wood harvesting. Meanwhile the other types of surfaces could be considered as potentially attractive for plantation of species specifically dedicated to energy use (energy crops). This second option is feasible in a longer term perspective, and it requires a more detailed analysis going beyond the scope of this GIS model study.

Next, it has to be decided to which specific category of forest use each pixel being actually occupied by forest stands belongs to. The Swiss National Forest Inventory (FNP/OFEFP 1999) distinguishes the following three main categories of forests depending on their social and economic functions:

- Protection against natural hazards (avalanches, stones fall),
- Production of timber,
- Recreation and nature conservation.

In this study only the productive forests were considered as potential sources of energy biomass. Allocation of surfaces to different categories of the forest use is normally decided by the local authorities and documented in the communal/cantonal strategic plans of territory development. Depending on the degree of advancement in elaboration of the strategic plans across different cantons, such information could either be readily available in GIS format or be under preparation. In the latter case, additional interviews with representatives of the local authorities responsible for landscape planning and forestry management are required in order to obtain necessary data.

Estimation of the total volume of biomass

In order to estimate the total volume of biomass available at each specific location, it is essential to gather the detailed information regarding the total number of trees at each pixel, their categorisation by height, diameter and species type. The total volume of biomass at a given pixel can be calculated by summing up the volumes of individual trees. In its turn, the volume of individual trees can be estimated using the “bole volume functions” as documented in Swiss National Forest Inventory: Methods and Models of the Second Assessment (WSL 2001, section 3.2).

These functions require measurements of tree’s diameter at breast height ($dbh_{1.3\text{ m}}$) and upper diameter at 7 m height, and the tree’s overall height. The calculation could be done rather easily by substituting respective parameters into the specific bole volume functions of individual tree species or generalised species groups (coniferous/broadleaf). Detailed descriptions of these functions and modalities of calculation of individual tree’s volume can be found in WSL 2001.

It may happen that measurements of trees upper diameter and height are missing while measurements of diameter at breast height could be available for specific forest stand. In this case, the total volume of biomass could be calculated using another NFI methodology, the so-called "tariff functions". These functions estimate individual tree volume depending only on one measured variable ($dbh_{1.3}$). A more precise evaluation can be obtained if additional trees and site attributes are taken into account. Details of this methodology can also be found in WSL 2001.

Finally, it is possible that for some forest stands the total volume of available biomass has already been estimated. In that case this volume has to be allocated to different tree species or generalised species groups (deciduous/coniferous). Another important variable to be estimated at this stage is the proportion of individual pixel's surface which is being occupied by particular tree species.

Estimation of harvestable amount of biomass

Since the whole amount of available biomass resources can not be harvested at once without prejudice to the forests' ecological balance, therefore a complementary factor of ecological availability should be introduced in order to estimate the harvestable quantities. Such a factor could roughly correspond to the estimated annual increment in standing trees volume. This factor can be calculated according to the following formula:

$$AF_{ij} = \frac{GR_{ik} \times S_{ij}}{Q_{ij}}$$

where

AF_{ij} : ecological availability factor of particular tree species i at given pixel j

GR_{ik} : annual growth rate of particular tree species at a given type of location ($m^3/ha \cdot yr$)

S_{ij} : territory on a given pixel's surface being actually occupied by particular tree species (ha)

Q_{ij} : total volume of biomass of particular species at a given pixel (m^3)

The determination of the annual growth rate of particular tree species can be based on three criteria: (1) the vegetation storey, as a function of altitude, orientation and soil properties, greatly influences tree growth. Guidelines for determination of particular type of vegetation storeys across different geographic locations are given in Annex 11; (2) the tree growth also varies with the general type of forest, i.e. coniferous for at least 90% of the stems, deciduous for at least 90% of the stems or mixed; (3) finally, since trees of different ages do not grow at the same pace, age classes were taken into account. The chosen stand categories are young ($\geq 90\%$ of the stems with a size of 0–10 cm), middle-aged ($\geq 90\%$ of the stems between 10–16 cm), mature ($\geq 90\%$ of the stems greater than 16 cm) and uneven aged (mixed). Annual growth rates are given according to these conditions in Table 46.

<i>Vegetation storey</i>	<i>Stand mixture</i>	<i>Age class</i>	<i>Annual growth (m³/ha*yr)</i>
Subalpine upper	<i>coniferous</i>	uneven aged	3.1
		mature	3.6
	<i>mixed</i>	uneven aged	3.1
Subalpine lower	<i>coniferous</i>	uneven aged	4.9
		young	15.7
		middle-aged	9.8
	<i>mixed</i>	mature	6.2
		uneven aged	4.1
		young	13.0
	<i>deciduous</i>	middle-aged	8.0
		mature	6.4
		uneven aged	2.0
		young	5.3
		mature	3.5
Mountainous upper	<i>coniferous</i>	uneven aged	7.9
		young	20.2
		middle-aged	9.7
		mature	8.1
	<i>mixed</i>	uneven aged	7.3
		young	16.3
		middle-aged	9.9
	<i>deciduous</i>	mature	6.5
		uneven aged	3.4
		young	6.9
		middle-aged	8.4
		mature	4.3
Mountainous lower	<i>coniferous</i>	uneven aged	11.0
		young	18.9
		middle-aged	13.0
		mature	9.5
	<i>mixed</i>	uneven aged	8.4
		young	14.2
		middle-aged	10.5
	<i>deciduous</i>	mature	7.2
		uneven aged	5.1
		young	10.1
		middle-aged	7.2
		mature	7.0
Hilly/Submountain	<i>coniferous</i>	uneven aged	12.1
		young	17.2
		middle-aged	12.7
		mature	10.2
	<i>mixed</i>	uneven aged	8.8
		young	13.5
		middle-aged	10.5
	<i>deciduous</i>	mature	10.9
		uneven aged	5.7
		young	11.4
		middle-aged	7.2
		mature	7.2

Table 46 Annual growth rates of coniferous and deciduous species in repartition by vegetation storey. Source: WSL 2004.

The total harvestable amount of biomass at each pixel can be calculated by multiplying the standing volume of trees at each pixel by its respective ecological availability factor. Still a more precise evaluation of the annual increment of biomass could be obtained, if detailed data on particular tree species' annual growth rates and repartition of each pixel's surface among different tree species were available.

Estimation of the biomass volume available for energy use

Having calculated the actual in-stand volume and annual increment of biomass at each pixel it is now important to estimate the proportion of the total harvestable amount of biomass which could be used for specific energy needs. According to the WSL classification (WSL 2003) the following types of trees or parts thereof could be used for energy purposes (Table 47).

Species type	Category	Diameter	Availability for energy use
Coniferous	<i>logwood</i>	10 – 69 cm	13%
	<i>brushwood and wood residues</i>	< 10 cm	100%
Deciduous	<i>logwood</i>	30 – 69 cm	19%
	<i>logwood</i>	10 – 29 cm	100%
	<i>brushwood and wood residues</i>	< 10 cm	100%

Table 47 Availability of trees for energy use. Source: WSL 2003.

Knowing the characteristics of each forest stand as regards repartition of trees by species group and diameter, one can estimate the proportion of annual biomass increment that could be used for energy at each pixel. As a result of all methodological steps described above, each pixel containing the exploitable forestry plantations should be assigned with a certain volume of fresh biomass that could be harvested annually for energy use.

Generalised approach

In case the detailed data on individual forest stands are missing, a more generalised approach for estimation of potentially available volume of energy biomass can be applied. According to this approach, in the first instance, the predominant species group should be determined for each pixel belonging to the exploitable forestry plantations. This can be done on the basis of the GEOSTAT dataset "Variety of Swiss Forests" (SFSO 2001) which distinguishes four main types of forests subject to the percentage of coniferous species (Table 48).

If possible, more precise data on respective percentage of coniferous/deciduous species should be gathered. Otherwise, some averaged values should be chosen in order to decide about the repartition in specific locations of trees of particular species groups.

Forest type	Percentage of coniferous species
Coniferous forest	<i>90–100%</i>
Predominantly coniferous forest	<i>50–90%</i>
Predominantly deciduous forest	<i>10–50%</i>
Deciduous forest	<i>0–10%</i>

Table 48 Forest types in GEOSTAT dataset "Variety of Swiss Forests". Source: GEOSTAT (OFS 2001).

Next the annual increment of biomass at each pixel should be calculated by multiplying the surface occupied with specific tree species by the respective annual growth rates (Table 42). Finally an averaged factor of biomass availability for energy needs for each species group should be specified. It could be estimated from any representative sample dataset or basing on expert judgements. As a reference the SFOS/SAEFL (2003) data could be taken, according to which the share of energy wood in total indigenous timber production is estimated approximately at 20%.

10.2.2 Biomass farm-gate prices

The next step consists in the estimation of specific farm-gate prices of available energy biomass for each pixel belonging to the existing productive forest stands. The term “farm-gate” price in this study is meant to include the costs of biomass harvesting (felling, extraction and processing inside the forest stand or at the forest route) without taking into consideration the cost of biomass road transportation, the intrinsic value of timber and the forestry management costs. The proposed methodology for assessment of biomass farm-gate prices is based on WSL 2003 study.

According to WSL the energy wood supply roughly consists of the following main steps: felling and preparation of trees for chipping, production of woods chips as well as in-stand and road transportation of chopped wood. Since the accessibility of biomass resources varies significantly depending on the land surface and forestry stands’ characteristics of particular sites, therefore different harvesting techniques should be applied for felling, extraction and chipping of available energy wood. In the WSL study the following three main types of techniques are considered as most suitable for supply of woody biomass for large scale energy installations and allowing for use of modern timber harvesting methods with high degree of work mechanisation:

- Chipping in the forest stand,
- Chipping at the forest route,
- Chipping at the end-use facility.

The choice of the particular felling/extraction method corresponding to different chipping techniques is determined mainly by the accessibility of forest sites for the biomass harvesting machinery as described in Table 49. The technical description and the cost estimates of using specific technical option are taken from the study of WSL (2003) and they are specified in more detail in the consecutive section.

Area accessible for vehicles	Area not accessible for vehicles
1a <i>Chipping inside the forest stand (felling/extraction with Feller-Buncher)</i>	3 <i>Chipping at the forest route (extraction method: drugging by soil)</i>
1b <i>Chipping inside the forest stand (felling/extraction with Harvester)</i>	4 <i>Chipping at the forest route (extraction method: cable crane)</i>
2 <i>Chipping at the forest route</i>	5b <i>Chipping at the end-use facility (alternative to Option 4)</i>
5a <i>Chipping at the end-use facility (alternative to Option 2)</i>	

Table 49 Main technology options for harvesting energy wood. Source: WSL 2003.

Option 1a: Chipping inside the forest stand (felling/extraction with Feller-Buncher)

The use of a Feller-Buncher machine allows for continuous felling/extraction of timber. This type of machinery is applicable for harvesting trees of relatively small diameter (coniferous species: $dbh \leq 15$ cm, deciduous species: $dbh \leq 25$ cm) in all passable areas in pure and mixed forest stands. The Feller-Buncher fells the trees and puts them down in bunches at the edge of its moving lane. In a second processing step, the tree bunches are taken up and chopped directly inside the forest stand by a mobile chipper. The chopped wood is blown into the chipper’s tilting container. Once the capacity of the tilting container is reached, the machine drives to the nearest forest route and tilts the wood chips into a larger (roll off) container of 40–50 Sm³ capacity. The transportation containers are taken up by a truck with hook equipment and driven to the end-use consumer. The costs estimates of biomass harvesting and chopping using Feller-Buncher technology are given in Table 50.

Technology option	Area of applicability	WSL cost range	Average cost
		<i>CHF/Sm³</i>	
1a Chipping inside the forest stand (felling/extraction with Feller-Buncher)	<ul style="list-style-type: none"> • Accessible areas • Coniferous: <i>dbh</i> • 15 cm • Deciduous: <i>dbh</i> • 25 cm 	21–29	25
1b Chipping inside the forest stand (felling/extraction with Harvester)	<ul style="list-style-type: none"> • Accessible areas • Coniferous: 15 < <i>dbh</i> < 40 cm • Deciduous: 25 < <i>dbh</i> < 30 cm 	16–19 (<i>con.</i>) ¹³⁸ * 21–26 (<i>dec.</i>)	18 (<i>con.</i>) 24 (<i>dec.</i>)
2 Chipping at the forest route	<ul style="list-style-type: none"> • Accessible areas • Coniferous: <i>dbh</i> > 40 cm, • Deciduous: <i>dbh</i> > 30 cm 	15 – 25*	20
3 Chipping at the forest route (extraction by drugging)	<ul style="list-style-type: none"> • Inaccessible areas • Max distance: 100 m • Coniferous: <i>dbh</i> < 15 cm, • Deciduous: <i>DBH</i> < 30 cm 	20–31	26
4 Chipping at the forest route (extraction by cable crane)	<ul style="list-style-type: none"> • Inaccessible areas • Max distance: 600 m • Coniferous: all <i>dbh</i>, Deciduous: all <i>dbh</i> 	34–37	36
5a Chipping at the end-use facility (alternative to Option 2)	<ul style="list-style-type: none"> • Accessible areas • Coniferous: <i>dbh</i> > 40 cm, • Deciduous: <i>dbh</i> > 30 cm 	10 – 24*	17
5b Chipping at the end-use facility (alternative to Option 4)	<ul style="list-style-type: none"> • Inaccessible areas • Max distance: 600 m • Coniferous: all <i>dbh</i>, Deciduous: all <i>dbh</i> 	29–36	33

Table 50 The cost estimates of main technology options for harvesting energy wood. Source: WSL 2003.

Option 1b: Chipping inside the forest stand (felling/extraction with Harvester)

This technology option can also be used for chipping timber in-stand. It is applicable for felling/extraction of trees of larger diameter (coniferous species: 15 cm < *dbh* < 40 cm; deciduous: 25 cm < *dbh* < 30 cm) in pure and mixed forests in all areas accessible for harvesting vehicles. The trees are felled and extracted with Harvester machines, and if necessary they could be classified in assortments. The Harvester puts the trees at the edge of its moving lane, where they are taken up by a mobile chipper. The mobile chipper drives through the moving lane in a forest and chops the wood blowing the chips into a tilting container. When the capacity of the tilting container is reached, the mobile chipper drives to the road, where a larger roll-off container is located. Then this larger container is transported by truck to the place of end-use consumption. The costs of wood chips supply using Harvester/mobile chipper machinery are given in Table 50. The important difference compared to THE Feller/Buncher technique consists in the fact that costs of felling/extraction of coniferous trees are allocated to other assortments of timber (construction and industry wood), while for deciduous trees these costs are taken into account.

¹³⁸ *The cost of felling is allocated to other timber assortments.

Option 2: Chipping at the forest route

This technique is applicable in passable areas in pure and mixed forest stands for chipping trees of large diameter (coniferous species: *dbh* > 40 cm; deciduous: *dbh* > 30 cm). The trees are felled, sorted out and put down at the edge of a moving lane. A Forwarder vehicle picks up the assortments of timber qualified as "energy wood" and moves it to the forest route. A mobile chipper travels through the forest route and chops the wood blowing chips into a tilting container. When the capacity of the tilting container is reached, the mobile chipper drives to the larger roll-off container, which is further transported by truck to the end-use consumer. The costs incurred through the use of this technology option are given in Table 50. In this case the costs of felling/extraction of trees are allocated to other timber assortments (construction and industry wood) for both types of species.

Option 3: Chipping at the forest route (extraction method: dragging by soil)

This type of timber harvesting technique is applicable in the forest stands which are not accessible for motor vehicles. It can be applied in pure and mixed stands for felling/extraction of trees of smaller diameter (coniferous species: *dbh* < 15 cm, deciduous species: *dbh* < 30 cm) and for distances from the nearest accessible road not exceeding 100 m. The trees are felled with a chain saw and extracted with a radio-controlled tractor to the forest route or motorway. Then the trees extracted from the forest are taken up by a mobile chipper, which chops the wood and blows the chips into an adjacent tilting container. When the capacity of the tilting container is reached, the mobile chipper drives to the larger roll-off container located in the area accessible for road trucks. The roll-off container is further transported by truck to the final destination point. The costs of using this technique are given in Table 50.

Option 4: Chipping at the forest route (extraction method: cable crane)

This is another type of technique applicable for harvesting timber in the forest stands which are not accessible for motor vehicles. It could be applied in pure and mixed forests for felling/extraction of trees which can not be extracted using the technique of Option 3. The trees are felled with chain saws and if necessary classified in assortments. With the use of a cable crane the trees are evacuated towards the nearest forest route to the maximum allowable distance of 600 m. Then the standard chipping technique and machinery can be applied to produce wood chips that could be further transported in large roll-off containers to the end-use consumer. The costs related to the use of the cable crane technology option are given in Table 50.

Option 5a: Chipping at the end-use facility: felling/extraction of trees in motor vehicle accessible areas (alternative to Option 2)

This harvesting technique can be used in pure and mixed forests as an alternative to Option 2. It is suitable for harvesting and chopping of energy wood of large diameter (coniferous species: *dbh* > 40 cm; deciduous: *dbh* > 30 cm) in pure and mixed forest stands. The trees are felled, sorted out and stocked at the edge of harvesting vehicle's moving lane inside the forest stand. A Forwarder vehicle picks up the timber extracted from forest; moves it to the nearest truck accessible road and stores it there. The assortment of timber qualified as energy wood is further transported by truck to the end-use facility. Then a large-size chopping device is employed to transform energy wood into chips. The costs of using this technique are given in Table 50. Since the diameter of trees is big enough to allow alternative use of timber, therefore the costs of felling/extraction of trees were allocated to other timber assortments (construction and industry wood).

Option 5b: Chipping at the end-use facility: extraction of trees with cable crane from inaccessible areas (alternative to Option 4)

This technology option represents an alternative to the Option 4. It can be used in pure and mixed forests in areas not accessible for motor vehicles. Similarly to the technique of Option 4 it is suitable for

trees of large diameter that could not be extracted from forest stands by less costly drugging by soil procedure. According to this technique the trees are felled by chain saw and moved out from forest stand by cable crane to the maximum allowable distance of 600 m. The assortment of timber qualified as energy wood is further transported by truck to the end-use facility where it is chopped by a large-size chipper. The costs incurred through the use of this technique are given in Table 50. Here again the costs of felling/extraction of trees are not included, since they were allocated to other timber assortments (construction and industry wood).

Estimation of the presented cost range for supply of the chopped wood using different technology options was made by WSL based on interviews with relevant forest enterprises mainly in the German-speaking part of Switzerland. It is expected that these costs could be decreased as an effect of rationalisation achievable through higher degree of work mechanisation, advancement in harvesting machinery technology and lowering of overall transaction costs due to centralised purchase and bigger consumption volume. For the first prototype GIS model estimate it was decided to use the average values given in the respective column of Table 50. These data could be further adjusted based on practical information from the forestry entrepreneurs in specific regions of Switzerland.

Since the presented costs of biomass harvesting are given in relation to the volume of chopped wood (Sm^3), therefore an appropriate conversion factor should be applied. According to the data of Holzenergie Schweiz (2003) this factor is equal to 2.8 Sm^3 per one cubic meter either of resinous wood (spruce/fir) or deciduous species (beech).

Another important indicator to be taken into account while estimating the biomass farm-gate prices per energy unit is the energy content of different types of biomass. The value of this indicator is highly dependent on the humidity of wood, which in turn depends on the time of harvesting, and it also significantly varies across different species. In the WSL 2003 study the following values (Table 51) are proposed to measure the energy content of different types of biomass (coniferous trees, deciduous trees, wood residues) at different physical states (fresh wood, wood dried in summer, technically dried wood).

Type of biomass	Moisture content (atro)		
	100% (fresh wood)	50% (summer dried)	25% (technically dried)
Resinous wood	500	600	650
Deciduous wood	850	950	1000
Wood residues	425	525	575

Table 51 Energy content of main types of biomass (kWh/Sm^3). Source: WSL 2003.

The calculation results of the biomass farm-gate prices could be presented in the form of a thematic map showing the amounts of available energy biomass resources (in Sm^3) and its respective farm-gate prices (per Sm^3 or per kWh) across different forestry sites within a given region.

10.2.3 Marginal price of delivered biomass

In the operation cost of generic woody biomass energy installation the cost of biomass transportation may represent a significant portion of the overall cost of the biomass feedstock. Considering the possible disparities in the biomass farm-gate prices across different forest exploitations and varying remoteness of the biomass sources from projected energy facility's site, the price of delivered biomass feedstock could vary significantly depending on the specified location of the energy installation. In such a way, the cost of delivered biomass feedstock may become a decisive factor while making decisions about the deployment of a biomass fuelled energy facility and choosing its optimal location.

To tackle this issue it is proposed to employ a special GIS model methodology that would make possible the assessment of cost of the delivered biomass feedstock based on the marginal price method (Noon et al., 2002). Such a methodology allows for choosing appropriate forest exploitations that would supply biomass feedstock to the projected energy installations of known capacity and at the given locations

subject to the marginal cost (maximum unit price) of the specified amount of delivered biomass. Details of this methodology are given below.

First, the type and quantity of available energy biomass resources and its respective farm-gate prices are defined for each pixel. Then each pixel is assigned to its nearest node (n) on the road network through the use of "nearing" algorithm within GIS software (Figure 48). Assuming that the centre point of each pixel (j) represents the whole pixel, one can obtain a straight-line distance from any pixel to its nearest road node. The distance between two nodes on the road network can be computed using the "shortest path" method. The total distance between supply point i and demand point j can be calculated as the sum of three components: (1) the straight-line distance from biomass supply point i to its nearest road network node $n1$, (2) the shortest path distance across the network from the node nearest to the supply pixel $n1$ to the node nearest to the destination pixel $n2$, and the straight-line distance from the destination point j to its nearest node $n2$.

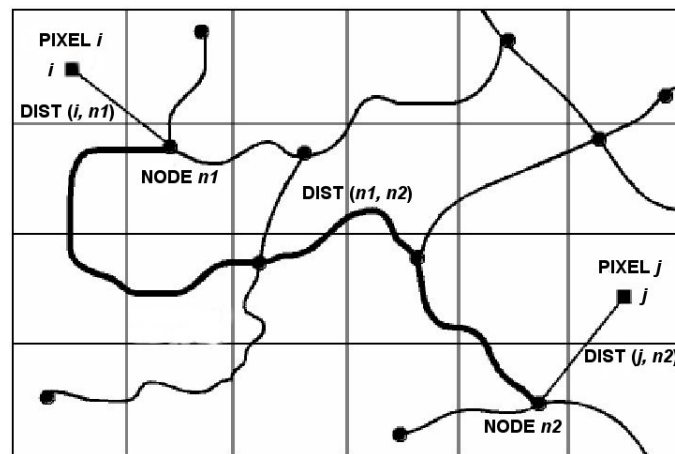


Figure 48 Assessment of biomass supply cost; Source: Noon et al., 2002

The next step is to calculate the total transportation cost per unit of biomass. It is assumed that the local road segments from supply point to node and from node to the final destination point would be travelled with lower speed than the distance from node to node. Hence, the total transportation cost will also depend on the travelling time parameter in addition to the overall distance between supply and demand points. The distance dependent cost parameter is derived from empirical data on track costs such as fuel, lubrication, maintenance, repairs and tires. The time dependent cost parameter is derived from empirical data related to driver labour costs, vehicle depreciation, insurance and fees. The travelling time is estimated by summing fast and slow segments' distances divided by respective segments' travel speed.

The delivered cost of a unit of biomass from supply point i to demand point j can be calculated by summing the farm-gate price at point i , the total transportation cost per unit of biomass and specific loading/securing/unloading costs according to the following equation:

where:

$$DC_{(i,j)} = \frac{(FG_i + KD \times DIST_{(i,j)} + KT \times TIME_{(i,j)} + KF)}{KE}$$

$DC_{(i,j)}$: unit cost of biomass delivered from pixel i to pixel j (SFr/kWh)

FG_i : farm-gate price of biomass at pixel i (SFr/Sm³)

KD : distance dependent cost parameter (SFr/Sm³-km)

$DIST_{(i,j)}$: road distance between pixel i and pixel j (km)

KT : time dependent cost parameter (SFr/Sm³-hr)

$TIME_{(i,j)}$: travel time between pixel i and pixel j (hr)

KF : fixed cost of biomass loading, securing on track and unloading (SFr/Sm³)

KE : energy content parameter (kWh/Sm³)

Knowing the cost of delivered biomass at specific locations and the quantity of available energy biomass at each pixel, the following algorithm can be applied in order to calculate the marginal price of biomass feedstock and to identify the forest stands that would supply biomass to the projected energy installations. Suppose the demand (D) is satisfied in a least cost manner. The delivered costs are sorted from the lowest to the highest, and then the available quantities are summed sequentially, starting from the point with the lowest delivered costs, until the level of demand is met. Whenever the D^{th} unit of biomass is reached, the delivered costs associated with that point is considered as the marginal price for demand D at the specific location of the projected energy facility. The forestry exploitations with delivered cost lower and equal to the marginal price should be considered as the first-priority biomass suppliers.

10.2.4 Optimal location of biomass fuelled energy facility

In order to determine optimal locations for deployment of biomass fuelled energy facilities it is proposed to apply the "marginal price surface" method (Noon et al. 2002). This method consists in the computation of marginal prices for each of the pixels by treating them as a demand point, while treating all other pixels as supply points. The collection of the marginal prices at all pixels will form the surface map of delivered marginal prices for a specified amount of biomass.

Different maps can be created by specifying varying amounts of biomass corresponding to the different types and capacities of biomass fuelled energy installations. An illustration of the marginal price surface method is given in Figure 49, which shows an example of two biofuel plants characterised by different biomass consumption levels, and hence facing different marginal prices of biomass supply.

The optimal location of a biomass energy facility should be chosen in the area with the lowest marginal price of biomass, provided there is a sufficient demand for plant's energy services. Once the first optimal location is determined and there is enough biomass resource for fuelling other installations, the algorithm can be repeated in order to select second, third best locations and so on. In this case, the pixels supplying biomass to the first optimal location should be excluded. According to Voivontas et al. (2001) the total technological potential of biomass use for energy could be assessed, in such a way, through the identification of all possible locations subject to availability of biomass resources.

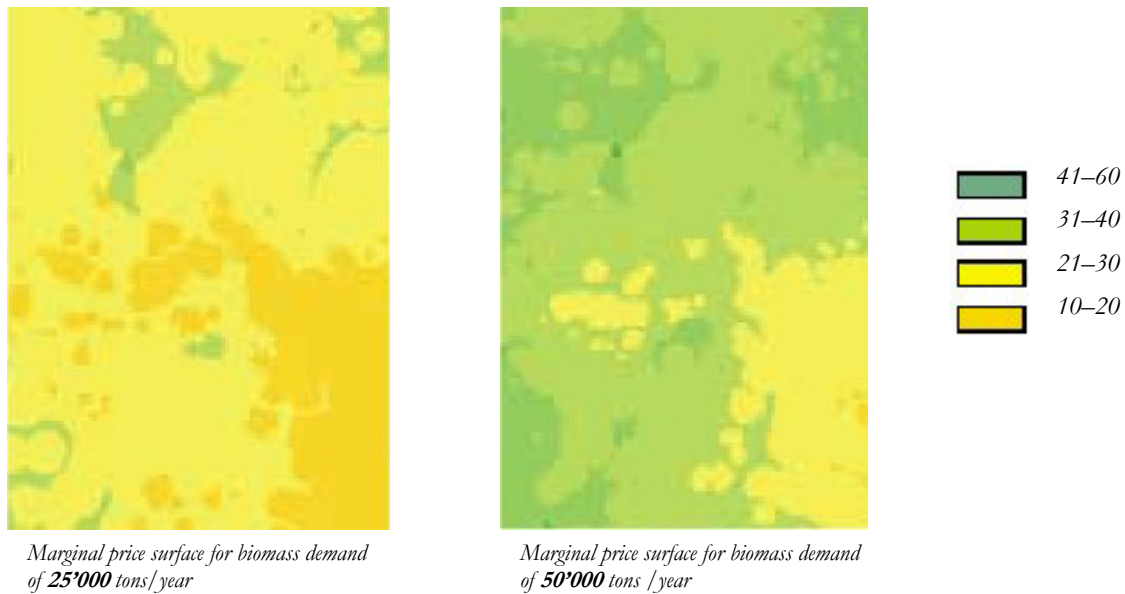


Figure 49 Marginal prices (CHF per Sm³) of biomass supply for two biofuel plants of different capacity. Source: adapted from Noon et al. 2002.

In the final stage of analysis, economical characteristics of the biomass fuelled energy installations at all candidate locations should be assessed and compared under different scenarios with other technical options which use conventional and alternative fuels. Those biomass energy plants that meet the predetermined economic performance criteria (NPV, IRR etc.) will constitute the base for calculation of the total economical potential of the biomass use for energy in a given region.

10.3 Case study of the Canton of Vaud

This section illustrates an example of practical application of the prototype GIS model developed in this study. The emphasis is put here on the method rather than the results, as they are quite raw estimations. The objective is to show which current GIS functionalities are useful in the assessment of potential supply of biomass for energy.

The example of the Canton of Vaud was chosen because of the availability of a rather recent regional forest inventory that covers the whole canton. The inventory was realised between 1996 and 1998 and it gives a nice overview of both the public and the private forests. It is assumed that such a forest inventory should more or less be available for each Swiss canton.

The varied topography of the Canton of Vaud, covering parts of the Plateau, of the Jura as well as of the Prealps, was another choice criterion. Altitude, slope and aspect are important factors that influence the forest types, the growth conditions and therefore the energy potentials. Thus, local variations should appear in the analysis.

10.3.1 Data used

This case study is only based on the existing digital data that are available for the whole Canton of Vaud. The different information layers used in the study are detailed hereafter.

Global forest inventory for the canton of Vaud

Source:	Service des forêts, de la faune et de la nature du Canton de Vaud (SFFN)
Extent :	Canton of Vaud
Date:	1996–1998
Resolution:	400 m/800 m

The global forest inventory for the Canton of Vaud is a statistical survey of both the public and the private forests. The former is described with a point every 800 m while the latter is sampled with a point every 400 m. Since previous inventories of the private forests existed (1975 and 1986), the same resolution was used for comparison issues. No such inventory did exist for the public forests, only the dense non-uniform inventories at the propriety level (1 point every 100 m), spread over 15 years. For more coherence as well as for financial reasons, a new survey was thus realised on an average scale (1 point every 800 m).

The sampling grid for both public and private forests is semi-regular, i.e. it is evenly spaced within but not between forests stands.

A constant radius of 11 m was used around each sampling point, thus describing a statistically representative sampling area (placette). That is to say that each placette is representative of 64 hectares in public forests and of 16 hectares in private forests. Within each sampling area, every tree was measured. Attributes recorded included tree species, diameter at breast height (dbh), game damages, as well as more general station and management information.

Actually, the global forest inventory is only available in an aggregated form. The individual tree information is classed into frequency categories. For instance, dbh values are displayed in intervals (0–10cm, 10–16cm, 16–28cm, etc.) and the number of trees belonging to each of them is given consequently. Such data generalisation gives a higher level of incertitude in the result analysis.

An inquiry has revealed that the raw data do exist, but are not in a ready-to-work state. In fact, important adaptation work is needed to make use of them, since they are not archived in a digital standard format. Although at the beginning of the project, it was planned to realise a local case study with more precise data, in order to compare the results at different scales, it was decided to abandon the idea.

The attributes used in the analysis are as follows:

- x coordinate (CX_Coord_X)
- y coordinate (CY_Coord_Y)
- number of deciduous trees with 0–10cm dbh (OF_mmfeu)
- number of coniferous trees with 0–10cm dbh (OF_mmres)
- number of deciduous trees with 10–16cm dbh (PF_mfeu)
- number of coniferous trees with 10–16cm dbh (PF_mres)
- volume (in m³) of deciduous trees with >16 cm dbh (UF_vfeu)
- volume (in m³) of coniferous trees with >16 cm dbh (UR_vres)
- volume percentage of small-size deciduous trees (XF_pefeu)
- volume percentage of small-size coniferous trees (XR_pres)
- volume percentage of medium-size deciduous trees (YF_mofeu)
- volume percentage of medium-size coniferous trees (YR_mores)

- volume percentage of big-size deciduous trees (ZF_grfeu)
- volume percentage of big-size coniferous trees (ZR_grres)

Digital Height Model 25

Source: Swisstopo (Federal Office of Topography)
Extent: Switzerland
Date: 1979–1987 (for the Canton of Vaud)
Resolution: 25 m

The Digital Height Model 25 (DHM25) is a standard grid based on the Swiss National Map 1:25'000 that gives the altitude value every 25 m. Its accuracy is 1.5 m in the Plateau and the Jura, 2 m in Ticino and the Prealps and 3 m in the Alps.

It is also used to derive slope and aspect maps.

Geotypes

Source: EPFL
Extent: Canton of Vaud
Date: 1980
Scale: 1:200'000

The main geotypes for the Canton of Vaud have been described in the Cadonav project. The classification was made on the basis of the digital soil suitability map of Switzerland.

This data is used here as a criteria to define the vegetation zone and thereafter the annual growth of species.

Road network (Vector25)

Source: Swisstopo (Federal Office of Topography)
Extent: Switzerland
Date: 1997–98 (for the Canton of Vaud)
Scale: 1:25'000

Vector25 is the Swiss landscape model that describes the land in terms of individual objects, networks and surfaces. The specific road network layer, which is based on the Swiss National Map 1:25'000, is classified in 34 different categories, including the German and French road nomenclature.

10.3.2 Unavailable data

A couple of important data layers for the assessment of energy-wood potentials were not available during the present study. The following comment shortly explains the reasons of their unavailability and inform on their probable release date.

Forest functions

A classic approach consists in determining the main function of forest stands, i.e. production, protection, nature and landscape care or recreation. Among other parameters like terrain accessibility and for-

est type, forest function is an important criteria for defining whether a forest stand can potentially be used for energy production or not.

Such information comes from the forest master plans that are currently works in progress and will only be finished in about 2 or 3 years time in the Canton of Vaud. Thus, the forest function layer is still an incomplete set of data, which is therefore not validated yet.

Forest road network

The Vector25 road network certainly does not include every forest trail. A complete inventory is therefore needed for calculating more precise transportation costs between forest stands and neighbouring forest routes (chipping scenarios 3 and 4). A project is under way in the Canton of Vaud to acquire this data. Results should be available by the end of 2005.

10.3.3 Estimation of the volume of biomass

In order to simplify the calculations and since the results are mere estimations, only the deciduous and coniferous trees groups were differentiated. Nevertheless, a similar approach is possible using finer distinctions at the species level.

Trees with a dbh <16cm

According to the WSL (2001) tree heights, diameters at breast height (dbh) and at 7 m are required for a precise calculation of wood volumes. The global forest inventory for the canton of Vaud only indicates the number of stems for trees with a dbh between 0–10cm and between 10–16cm. Hence, because of the partial and aggregated nature of the data, the volume of the trees with a dbh smaller than 16 cm can only be a rough estimation.

Since the absolute data were unavailable, a simple estimation rule was chosen that is regularly used in the field to calculate the wood volumes (Denzin, 1929):

$$V = \text{dbh}^2/1000$$

Such formula assumes that the trees for which the volume is calculated have a normal height.

In order to characterise the incertitude of the calculations, a minimum and a maximum scenario were used. Considering the different dbh categories, a value for each scenario was defined as follows:

<i>dbh categories</i>	<i>Minimal scenario</i>	<i>Maximal scenario</i>
0–10 cm	3	7
10–16 cm	12	14

Table 52 Scenarios for calculating tree volume according to dbh categories.

To obtain the total volume for each dbh category, the theoretical volume must simply be multiplied by the number of relative occurrences (number of trees).

Trees with a dbh >16cm

The total volume of the trees with a dbh greater than 16 cm is an attribute of the global forest inventory for the canton of Vaud. Deciduous and coniferous tree volumes are stored independently in the data layer.

For a more detailed description, it is possible to disaggregate these global volume values into three classes. Regarding the metadata, a correspondence between tree categories and dbh intervals exists:

Small-size trees	=	16–28 cm dbh
Medium-size trees	=	28–48 cm dbh
Big-size trees	=	> 48 cm dbh

Since the proportion of each tree category and the total volume are known, it is therefore possible to calculate the relative volume for each category of deciduous and coniferous trees.

10.3.4 Estimation of the annual increment of biomass

The assumption is made that the available biomass resource that can be harvested yearly corresponds to the annual increment in standing trees volume, so that nothing is taken from the actual forest capital. Thus, the availability factor is a function of the annual growth rate of particular forest types, the surface they occupied and their volume of biomass.

Annual growth rate

The annual growth rate depends on the vegetation storey in which the forest is located. Storeys themselves vary with bedrock acidity, geomorphologic nature, aspect and altitude. Bedrock alkalinity was empirically derived from the geotypes data set using the following classification:

<i>Region</i>	<i>Geotype</i>	<i>Alkalinity</i>
Plateau	<i>Low slope clay molasse</i>	basic
	<i>Steep slope clay molasse</i>	basic
	<i>Sandstone molasse</i>	acid
	<i>Conglomerate molasse</i>	acid
Jura	<i>Calcareous rocks</i>	basic
	<i>Limestone-clay alternation</i>	basic
Prealps and Alps	<i>Gypsum rocks</i>	acid
	<i>Clay rocks</i>	basic
	<i>Calcareous rocks</i>	basic
	<i>Sandstone shale Flyschs</i>	acid
Quaternaire	<i>Alluvial soils</i>	varying
	<i>Glacial soils</i>	varying

Table 53 Alkalinity of geotypes in different regions.

Alkalinity can also be interpreted from the geotechnical map of the Swiss Federal Office of Topography, including 30 different soil categories.

The geomorphologic conditions that divide the country into supra-regions are available as a GIS layer from the Swiss Federal Office of Statistics. According to the Swiss National Forests Inventory (FNP/OFEFP 1999) the Jura, the Plateau and the Prealps have the same regional effects on growth rates. Therefore, no distinction was necessary in our study for the Canton of Vaud, which was considered homogeneous.

The aspect and altitude values are part of the same data set, that is the DHM25. As far as altitudes are known, it is easy to compute aspects locally within a GIS and classify the values in orientation types as follows:

<i>Aspect (°)</i>	<i>Orientation</i>
0–90	<i>North</i>
90–270	<i>South</i>
270–360	<i>North</i>

Table 54 Orientation of sites according to aspect.

Overlaying all of these data allows a definition of 5 vegetation zones for each species group (deciduous and coniferous forests). Each class corresponds to a specific annual growth rate, as defined in the NFI (FNP/OFEFP 1999).

Forest surface

Since the global forest inventory for the canton of Vaud is a statistical survey, the surface of each pixel is constant (64 ha for public forests, 16 ha for private forests). The difficulty is to determine the proportion of surface occupied by each species group regarding the total area.

In the absence of the necessary values to determine the surfaces occupied by trees of different species group, proportions were approximated by dividing the relative volume of each stand by the total volume calculated for the whole cell. Once again, it is assumed that the trees have a normal height. The more they deviate from it, the bigger the error is.

Volume of biomass

The volume of biomass of each species group has been calculated for each pixel as mentioned above.

Global harvestable amount of biomass

Considering our starting assumption, the availability factor of biomass of specific species type is calculated by multiplying its annual growth rate (per ha) by the surface it occupies on a pixel and dividing it by actual trees volume of specific type at a given pixel.

The global harvestable amount of biomass is then computed by multiplying the trees volume of each species type by its availability factor and by summing up the available volumes at each pixel.

10.3.5 Estimation of the biomass volume available for energy use

Energy-wood only represents a small part of the total amount of the harvestable wood. According to the WSL (2001) the different species categories give various proportions of energy-wood, depending on their dbh. Brushwood and residues as well as deciduous logwood with a dbh between 10–29cm are used for energy in full. The other logwood is only partially used for energy (19% for deciduous logwood, 13% for coniferous logwood).

The global harvestable amount of biomass of each species group is multiplied by its respective proportion of energy-wood to obtain the biomass volume available for energy use. The map below illustrates the relative volumes of biomass available for energy use (Figure 50).

The proportions of energy-wood that could be gathered may also vary with the forest functions, although they were not taken into account in the present study.

10.3.6 Estimation of the energy quantities

The potential energy quantities available in the forests are a function of the energy content and the volume of chopped wood.

The energy content of wood depends on its moisture rate: the drier it is, the more energy it produces. Different factors have been defined in the WSL (2003) study for resinous wood, deciduous wood and residues (i.e. resinous and deciduous trees with dbh <10cm) under various moisture conditions (100%, 50% and 25% atmo moisture content).

Since the energy content is expressed in kWh/Sm³, it is necessary to convert the biomass volume available for energy use in cubic meters of shred wood. To do so, simply multiply the current volume in m³ by 2.8.

10.3.7 Farm-gate prices

The choice of the harvesting technology is the key determinant factor of the biomass farm-gate prices. It mainly depends on the size of the trees (dbh) and the forest accessibility. In case the forest stand is considered inaccessible, the distance to the nearest route is an important factor for estimating the harvesting cost.

Harvesting technologies

Considering the data at our disposal, a few adaptations were necessary to try to fit the cost estimations of the different technologies given in WSL (2003). The following table summarises the values used for the analysis:

	Technology	Average cost (CHF/Sm³)
accessible	Chipping in the forest stand	
	- deciduous <28cm	25
	- coniferous <16cm	25
	- coniferous 16–48cm	18
	Chipping at the forest route	
	- deciduous >28cm	20
- coniferous >48cm	20	
inaccessible	Chipping at the end-use facility	
	- deciduous >28cm	17
	- coniferous >48cm	17
inaccessible	Chipping at the forest route (distance <100m)	
	- deciduous <28cm	26
	- coniferous <16cm	26
	Chipping at the forest route (distance <600m)	
	- all deciduous	36
	- all coniferous	36
inaccessible	Chipping at the end-use facility	
	- all deciduous	33
	- all coniferous	33

Table 55 The average cost estimates of main technology options for harvesting energy wood.

Two scenarios are considered in accessible areas: small trees are chipped inside the forest stand whereas bigger trees can either be chipped at the forest route (scenario 1) or at the end-use facility (scenario 2).

Similarly, two scenarios are possible in inaccessible areas: chipping everything at the forest route, the price depending on the size of the trees and the distance between the forest stand and the route (scenario 1) or chipping everything at the end-use facility (scenario 2). In the first alternative, the harvesting cost of small trees within a distance of less than 100 m is lower than for the other trees (considering the

forest route density, all forest stands are at least within a distance of 600 m from the nearest route in the Canton of Vaud).

Accessibility

Forest stand accessibility for motor vehicles mainly depends on slope and soil characteristics. Slopes above 50% are considered inaccessible and require specific harvesting machinery, i.e. a cable crane or a helicopter.

The strength and the roughness of the soil are complementary variables that play an important role in defining whether an area is accessible by motor vehicles without any risk of ground damage and soil fertility degradation. Data can be interpreted from the soil property map from the Swiss Agriculture Research station in Reckenholz or from the geotechnical map from the Swiss Federal Office of Topography. Soil characteristics were not considered in the definition of accessibility in the present study.

Distance to the road

The Vector25 transportation network layer includes several types of roads, based on the Swiss Federal Office of Topography typology. Relevant road categories, corresponding to forest roads, trails and paths, needed to be selected: 4th, 5th and 6th class roads were chosen for the study.

In order to take into account the distance between forest stands and the nearest route in inaccessible areas, 100 m and 600 m buffers were computed around each road segment. Then a spatial query consisting in determining for each pixel whether its centroid was located within a given buffer zone allowed us to select forest stands located at a minimal distance. Up or downwards direction to the road was not taken into account.

Farm-gate prices and total harvesting costs

The different categories of trees, their relative accessibility and eventually their distance to the nearest route are the basic conditions that define the choice of harvesting technique and the biomass farm-gate prices. Then, the total harvesting costs can be estimated by multiplying the potential volume of energy-wood of each species type in Sm^3 by respective farm-gate price (in our case it corresponds to average cost of harvesting), as defined by the local conditions and the considered harvesting scenario.

10.3.8 Results

The total quantities of biomass available for energy use that were obtained in the case study are as follows (Table 56):

		<i>Public Forests</i>	<i>Private forests</i>	<i>Total</i>
Deciduous	<i>Min</i>	287'074	88'160	375'234
	<i>Max</i>	323'702	95'948	419'650
Coniferous	<i>Min</i>	168'600	50'301	218'901
	<i>Max</i>	215'510	64'213	279'723
Total	<i>Min</i>	455'674	138'461	594'135
	<i>Max</i>	539'212	160'161	699'373

Table 56 Calculated available biomass quantities in Sm^3 in the Canton of Vaud (minimal and maximal scenarios).

The way these potential biomass volumes are spatially distributed is represented on the following map (Figure 50).

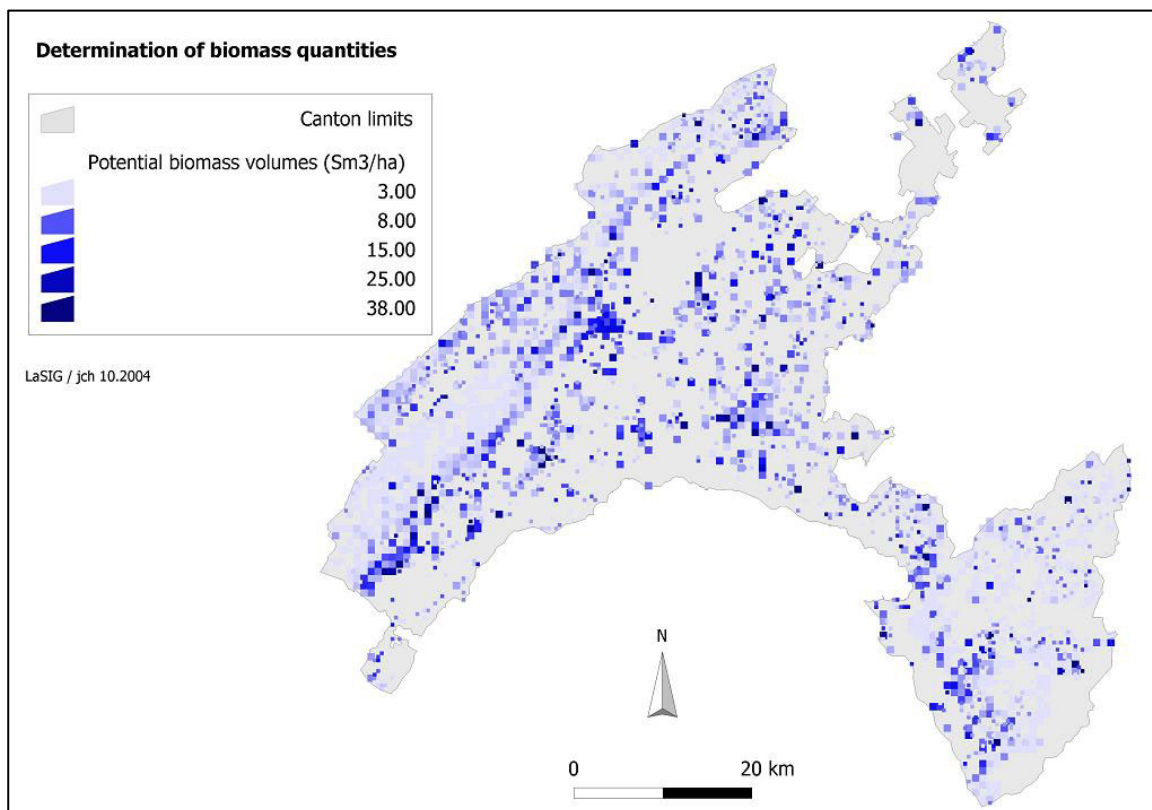


Figure 50 Spatial distribution of potential biomass volumes in the Canton of Vaud.

Energy quantities range between 328 and 464 GWh/year in the public forests and between 100 and 138 GWh/year in the private forests of the whole Canton of Vaud. More precisely, the energy quantities vary in the following ways considering the atro moisture content (Table 57):

<i>Atro moisture content</i>		<i>Public Forests</i>	<i>Private forests</i>	<i>Total</i>
100% (fresh wood)	Min	328'313	100'086	428'399
	Max	382'901	113'662	496'563
50% (summer dried)	Min	373'881	113'932	487'813
	Max	436'823	129'678	566'501
25% (technically dried)	Min	396'665	120'855	517'520
	Max	463'683	137'686	601'369

Table 57 Calculated potential energy quantities in MWh/year in the Canton of Vaud (minimal and maximal scenarios).

The energy quantities in case of minimal scenario, 100% atro moisture content are spatially distributed as follows (Figure 51):

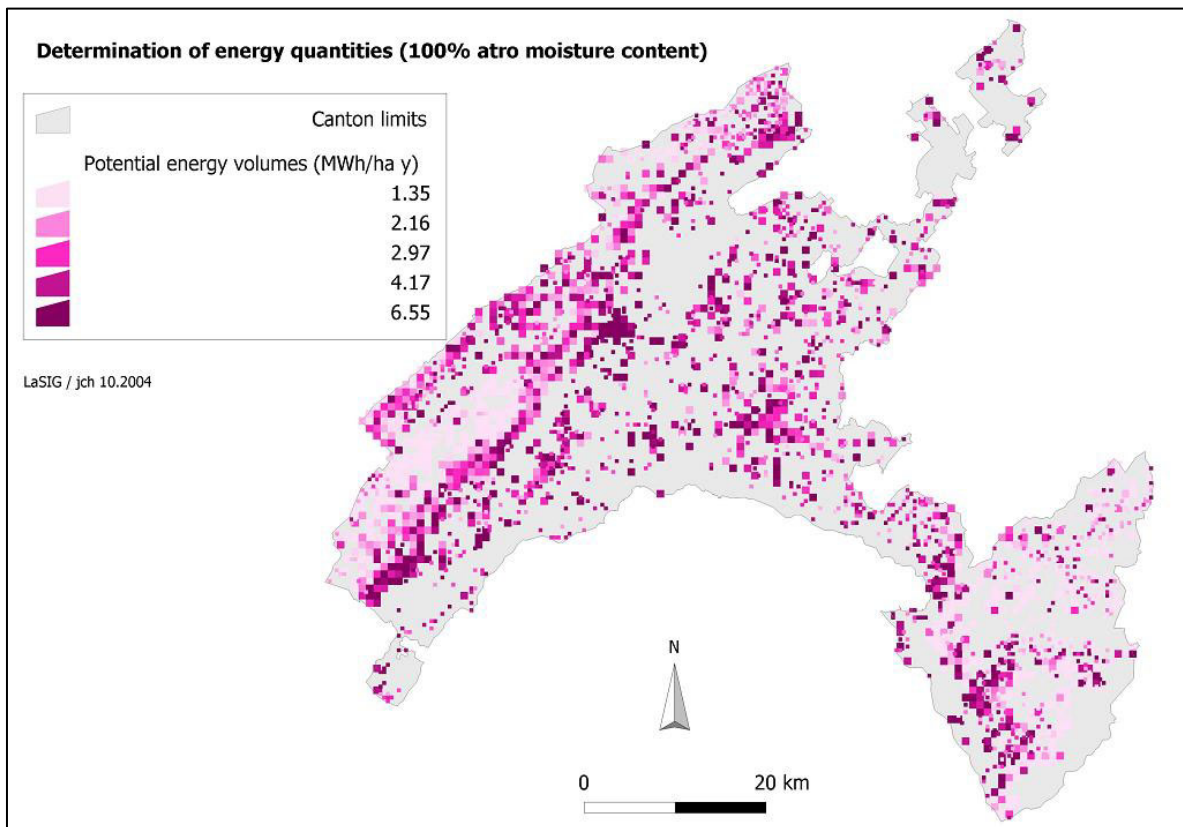


Figure 51 Example of a spatial distribution of energy quantities potentially available in the Canton of Vaud (100% atro moisture content, minimal scenario).

Considering the variety of species types and local conditions, it is worth to compare the different harvesting methods and to determine which is the optimal. Table 58 indicates in which proportions the different methods (scenarios) were considered best in the case study. Figure 52 shows where the different harvesting methods best apply.

		<i>Public Forests</i>	<i>Private forests</i>	<i>Total</i>
Accessible zones	Scenario 2	76.7%	59.8%	68.3%
	Indifferent	23.3%	40.2%	31.7%
Inaccessible zones	Scenario 1	46.7%	36.5%	41.6%
	Scenario 2	53.3%	63.5%	58.4%

Table 58 Proportion of best harvesting method in the forests of the Canton of Vaud.

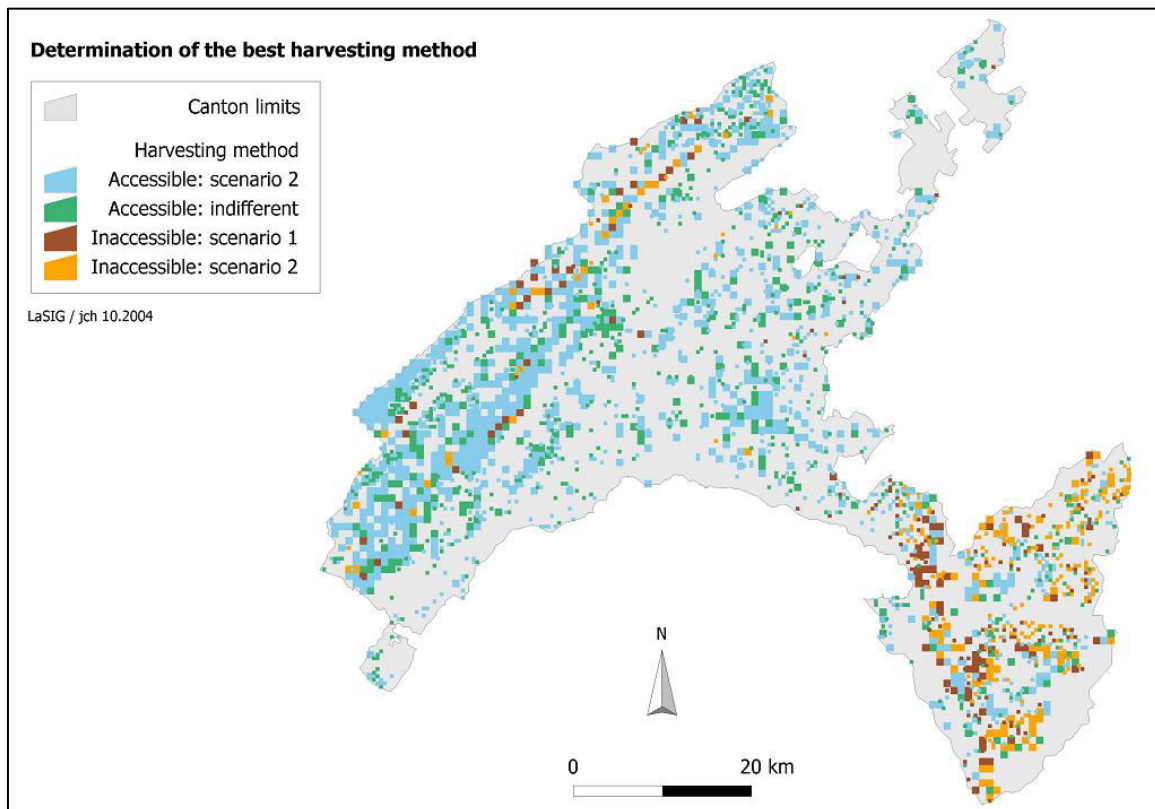


Figure 52 Optimal harvesting methods in the Canton of Vaud.

Knowing which harvesting method is preferred, it is then possible to locally calculate the average harvesting cost (farm-gate price) for each volume unit, as shown in Figure 53, as well as the cost per energy unit, as shown in Figure 54.

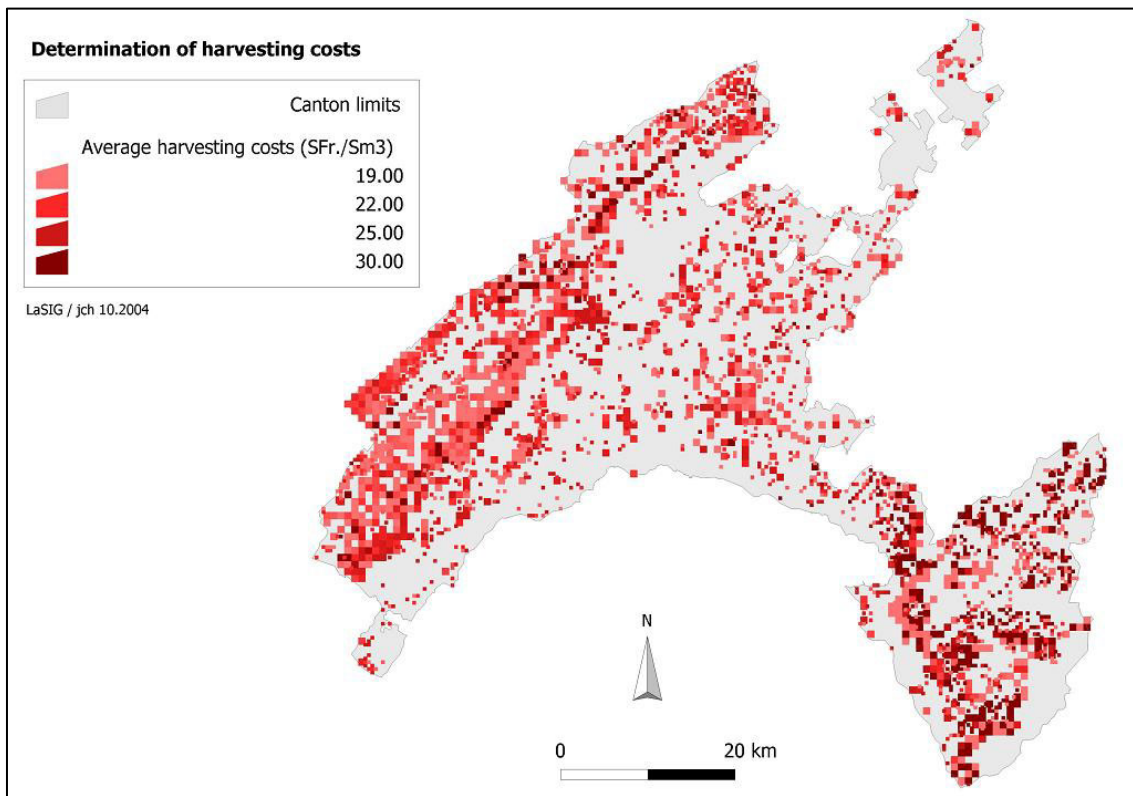


Figure 53 Harvesting cost of biomass per volume in the Canton of Vaud.

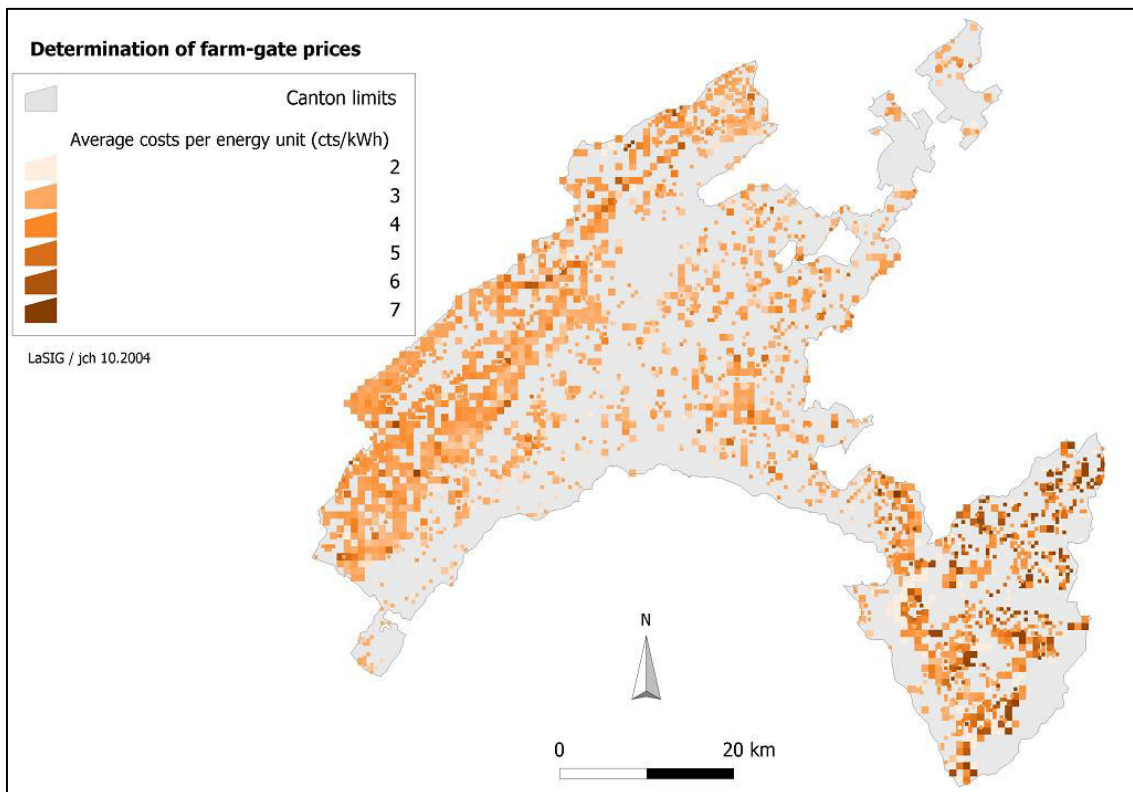


Figure 54 Farm-gate prices (harvesting cost) of biomass per energy unit in the Canton of Vaud.

10.3.9 Discussion

Looking at the wood production statistics 1975–2002 (SFOS 2004), it can be observed that the total harvested wood volume in 2002 for the Canton of Vaud consisted in 159'320 Sm³ in public forests and 81'222 Sm³ in private forests, i.e. a total of 240'542 Sm³.

The estimations of the potential biomass volumes made in this study appear to be quite fair since they rank in the same proportions as the actual production statistics.

The effective quantity of wood harvested in 2002 roughly consists of around 35–40% of what was calculated as potentially available. Surprisingly, the proportion of harvested wood in comparison to the existing potential is higher in private forests than in public forests.

The potential of biomass harvesting for energy use is estimated between 6.3–7.5 Sm³/ha in the public forests (between 5.9–7.1 if all the forests, including private ones, are considered). Nevertheless, these calculations are certainly underestimated, due to the ecological availability assumption that says that the forest capital remains unchanged. A lot more wood should presumably be harvestable.

If the biomass potential was to be fully harvested, the actual energy quantities could be raised by 155% (100% atro) and even 159% (50% atro).

Considering the harvesting methods in accessible areas, it appears that scenario 1 (chipping small trees in the forest stand and the rest of the trees at the forest route) is never the most satisfying solution, whereas scenario 2 (chipping small trees in the forest stand and the rest at the end-use small trees in the forest stand and the rest of the trees at the forest route) appears satisfying in 41.6% of the cases. It applies to relatively young forest stands that are located within a distance of 100 m to the nearest forest route.

About a fifth of the forests only are located in inaccessible areas, i.e. in the Prealps and the Jura (plus a few spots in the Plateau). The general preference goes to scenario 2 (chipping everything at the end-use facility). Nevertheless, the mixed solution of scenario 1 (chipping small trees in the forest stand and the rest of the trees at the forest route) appears satisfying in 41.6% of the cases. It applies to relatively young forest stands that are located within a distance of 100m to the nearest forest route.

The average harvesting costs directly depend on the choice of the harvesting method. In the nature of things, the costs are higher in forests located in areas that are most difficult to access. The average harvesting costs range between 19-30 SFr/ Sm³ or between 2-7 cts/kWh.

10.3.10 Conclusion

The results of this study for the Canton of Vaud are statistically valid on a cantonal scale, considering the scenarios studied here. On a more local scale, the results are more arguable. That means that there is no localised liability. The reason stands in the nature of the data used itself.

Nevertheless, this case study brings interesting insights on how a GIS can be used to analyse the forestry biomass and spatially define the energy supply potentials on a small scale. In our particular case, the GIS allows to identify what quantities of energy are locally available and what their farm-gate prices are.

The GIS proved to be a useful tool to manage, transform, analyse and represent the spatial information on the forests of the Canton of Vaud. It appears not only suited to deal with relatively large and complex amounts of data, but it also provides indispensable analysis functions such as map algebra, spatial and thematic queries based on conditional rules or buffers. Results are then easily displayed in tables and thematic maps.

In short, GIS are well-designed to answer the questions "what" and "where". The case study here revealed a great potential in terms of spatial analysis for energy wood location and assessment of cost of biomass supply for energy use.

10.3.11 Perspectives

As mentioned before, this study is limited by the data used. For a more detailed analysis, further data would be needed. More precise information should be integrated to bring more accurate results. In this respect, laser airborne scanning digital elevation models are to be explored beside the already mentioned data sources.

The calculation method intentionally remained rather simple and the definition of parameters for the analysis could easily be enriched. For instance, the accessibility is defined in a simple Boolean way (accessible/inaccessible). Further research may lead to a finer approach, where areas could be accessible under certain conditions that could economically be estimated.

Some preliminary results could be enhanced by new analyses. For example, it would be interesting to overlay the potential biomass volumes with their relative energy amounts to determine the energy balance. Then, knowing the harvesting costs, it would be possible to identify the most interesting areas to collect energy wood. Further insights on potential biomass use for energy can be obtained through the calculation of marginal prices of delivered biomass and application of the "marginal price surface" method.

Simulating the biomass potential through the years according to varying scenarios rather than in a linear perspective is a challenging task. It would be very interesting to adapt the parameters in the timeline in order to assess different policies. For instance, rather than to be limited by an ecological factor, the proportion of forest biomass available for energy use could vary through the years due to structural changes in the economy. The energy and biomass prices may also change under specific economical conditions, thereby affecting the demand for energy wood.

Therefore, it is recommendable to develop a methodological approach that would allow an estimation of the future biomass market prices basing on the multi-agent simulation of a competitive biomass pricing mechanism involving both public and private forest enterprises. Such an approach would allow a more robust assessment of the economical performance of biomass fuelled energy installations under different economical/environmental policy scenarios.

Finally, in order to estimate the overall technological and economical potential of the biomass use for energy in longer term perspective subject to different commercial uses of biomass and the existing/projected configuration of the energy system, it is suggested to elaborate an assessment methodology based on the integrated model comprising GIS, Biomass & Energy Market Simulation model and Technical – Economic Optimisation (MARKAL) model.

**TEIL C:
NUTZUNG DES BIOMASSEPOTENZIALS, SCHLUSSFOLGE-
RUNGEN, EMPFEHLUNGEN**

11 Beurteilungsansätze für die optimale Nutzung des Biomassepotenzials

11.1 Ausgangslage, Problemstellung

Die Potenzialabschätzungen zeigen, dass sich drei Stossrichtungen bzw. Anwendungsbereiche für die zukünftige Nutzung der Biomassepotenziale anbieten, welche sich konkurrenzieren:

- Wärmeproduktion,
- Elektrizitätsproduktion,
- Herstellung von Biotreibstoffen,

Die für die drei Anwendungsbereiche bedeutendsten Anwendungen bzw. Technologien sind:

Anwendungsbereich	Anlagentypen, Technologien
Wärmeproduktion	– Holzfeuerungen – Verbrennung biogener Abfälle (KVA)
Elektrizitätsproduktion	– Biogasanlagen – ARAs – Holzvergasung
Herstellung von Biotreibstoffen	– Biodiesel auf der Basis Holzvergasung/Fischer Tropsch-Verfahren – Ethanol aus Alkoholgärung – Biogas aus Biogasanlagen, zu Erdgas aufbereitet

Tabelle 59 Die wichtigsten Anwendungen (Anlagentypen) in den drei Anwendungsbereichen.

Angebot und Nachfrage von Biomasse für energetische Nutzung präsentieren sich kurz- und langfristig unterschiedlich. Kurzfristig besteht bei tiefen Preisen ein erheblicher Angebotsüberhang (Stichwort unternutzte Wälder, Verwertungsprobleme bei biogenen Abfällen). Auf lange Sicht (2025/2040) führen steigende Ölpreise und Klimaschutzmassnahmen zu einer Konkurrenz verschiedener Anwendungsbereiche um ein knappes Angebot an kostengünstig bereitzustellender Biomassesortimente (v.a. Waldholz und biogene Abfälle) in der Schweiz¹³⁹, dies in Relation zu den geschätzten Nachfragepotenzialen. Ein grosser Teil der verfügbaren Angebotspotenziale könnte sowohl für die Wärme- oder Stromproduktion aber auch für Produktion von Biotreibstoffen eingesetzt werden. Am deutlichsten wird dies bei den Biogas- und Holzvergasungsanlagen, die sowohl der Produktion von Wärme wie auch Strom und Treibstoffe dienen können. Während die Wärme meist nur für den Eigen- und Prozessbedarf genutzt wird, steht die Produktion von Elektrizität in direkter Konkurrenz zur Herstellung von Treibstoff.^{140 141}

Die Energiepolitik muss aufgrund dieser Ausgangslage mittelfristig strategische Entscheide bezüglich der Prioritäten bei der Förderung der Biomassenutzung fällen. Die zentrale Frage ist die der optimalen Allo-

¹³⁹ Ausgehend von der Annahme, dass energiepolitisch nur die Nutzung der inländischen Potenziale relevant ist,

¹⁴⁰ z.B. Nutzung von Biogas aus Biogasanlagen in Form von Treibstoff **oder** Verstromung des Biogases mittels BHKW.

¹⁴¹ Bezüglich der genauen Anforderungen verschiedener Verwertungsprozesse an das Substrat besteht noch keine abschliessende Klarheit (v.a. für Fischer Tropsch-Diesel und Ethanol aus verholzter Biomasse, in der Tendenz liegen die Anforderungen hier tiefer als bei der Verbrennung zur Stromerzeugung).

kation der Biomasse auf die drei Anwendungsbereiche unter Berücksichtigung von Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit von nicht Biomasse gestützten Versorgungsoptionen. Es hätte den Rahmen dieser Studie gesprengt, umfassende und abschliessende Grundlagen für solche Entscheide bereitzustellen. In diesem Kapitel wird ein geeignetes Beurteilungsraster skizziert, anhand dessen zukünftige Entscheide über die Nutzungsprioritäten rational und nachvollziehbar gefällt werden können. Diese Entscheide können nicht ohne politische Wertung gefällt werden.

11.2 Pilotversion eines Beurteilungsrasters

Das vorgeschlagene Beurteilungsraster orientiert sich primär an den Zielen der schweizerischen Energie- und Umweltpolitik und an der ökonomischen Rationalität. Als Nebenbedingung sind die volks- und regionalwirtschaftlichen Auswirkungen zu beachten. Zudem sollen auch Nachhaltigkeitsaspekte sowie mögliche Alternativen in die Beurteilung mit einbezogen werden. Grundsätzlich gilt, dass die Anwendungsbereiche gefördert werden sollen, mit welchen die Ziele zu den geringsten Kosten erreicht werden können. Folgende Beurteilungskriterien stehen entsprechend im Vordergrund:

- **Wirksamkeit:** Wie wirksam ist der Anwendungsbereich in Bezug auf die energie- und umweltpolitischen Ziele?¹⁴² Diese Wirksamkeit müsste mit Blick auf eine kurz- und langfristige Perspektive (2010 resp 2025/2040) hin beurteilt werden. Die langfristigen Ziele sind politisch noch nicht gesetzt, in ihrer Richtung aber absehbar (Ersatz fossiler Brenn- und Treibstoffe, Klimaschutz).
- **Volkswirtschaftliche Kosten:** Welche Kosten fallen bei wem an (Investoren, öffentliche Hand, Gesellschaft)? Wie hoch sind die nicht amortisierbaren Mehrkosten? Wie ist die Höhe der Kosten im Vergleich zu beurteilen? Wie entwickeln sich die Kosten im Zeitablauf?
- **Volkswirtschaftliche Nutzen:** Welche volkswirtschaftliche Nutzen sind mit dem Anwendungsbereich verbunden? Wie sehen die Nettowirkungen auf die Beschäftigung aus? Mit welchen Wirkungen auf die Branchen- und Regionalstruktur ist zu rechnen? Wie werden die externen Kosten beeinflusst?
- **Energie- und Umweltbilanz:** Als Schlüsselkriterien könnten hier die folgenden Eigenschaften der in Frage kommenden Technologien herangezogen werden:
 - Erntefaktor: Welches ist das Verhältnis der über den gesamten Lebenszyklus benötigten nicht erneuerbaren Energien zum totalen Energieoutput? Wie ist der Anwendungsbereich im Hinblick auf die langfristigen Auswirkungen auf die endlichen Ressourcen zu beurteilen?
 - Anlageneffizienz: Wie hoch ist der technische Gesamtwirkungsgrad der Anlage?
 - Ökologische Gesamtbilanz, LCA: Welches sind die Umweltauswirkungen der betrachteten Anwendungen und Technologien? Wie hoch sind die externen Kosten? Zu welchen Ergebnissen führen die Lebenszyklusbetrachtungen der interessierenden Biomasseanlagen?
- **„Energiequalität“:** Unter diesem unscharfen Begriff werden die beiden folgenden Kriterien subsummiert:
 - Exergie: Welches ist die exergetische Wertigkeit der Energie (Elektrizität und Treibstoff hoch, Wärme tief)?
 - Flexibilität: Kann die Anwendung den energetischen Nutzen nachfrageorientiert bereitstellen oder ist das Angebot fluktuierend (wie z.B. bei Wind)? Produzieren die Anlagen Band- oder Spitzenenergie? Gibt es saisonale Überschüsse infolge Schwankungen des Bedarfs (und/oder des Angebots)? Wie ist der energetische Output der Biomasseanlage speicher- und transportierbar?
- **Alternativen** innerhalb des Anwendungsbereichs: Wie sind die Alternativen im Anwendungsbereich zu beurteilen? Gibt es viele verschiedene Alternativen oder ist die Nutzung der Biomasse die Hauptoption zur Reduktion des Einsatzes herkömmlicher Energieträger? Wie lange sind die konventionellen Energieträger (fossil, nuklear) zu welchen Kosten noch verfügbar?

¹⁴² *CO₂-Gesetz, Ziele von EnergieSchweiz, neues Strommarktgesetz*

- **Umsetzungshemmnisse oder Gunstfaktoren:** Ist bei der Umsetzung mit relevanten Hemmnissen zu rechnen? Gibt es Faktoren, die die Umsetzung der Stossrichtung massgeblich begünstigen?

11.3 Erste Beurteilung

Eine erste Beurteilung der oben genannten Anwendungsbereiche anhand der vorgeschlagenen Kriterien ist in der Tabelle auf den folgenden Seiten dargestellt. Die Beurteilung beschränkt sich auf die Anlagentypen, die primär zum Zweck der Energieversorgung neu erstellt würden. Die Anlagentypen KVA und ARA werden an dieser Stelle nicht beurteilt, da deren prioritäre Aufgabe die Entsorgung von Abfällen bzw. der Reinigung des Abwassers ist und da in der Schweiz nur noch sehr wenige zusätzliche Anlagen neu erstellt werden dürften. Dies gilt bis zu einem gewissen Grad auch für die Biogasanlagen zur Herstellung und Aufbereitung von Erdgas. Zudem sind die Biogasanlagen von der Grössenordnung der Systeme, Leistungen und Investitionen her nicht mit den Anlagen zur Herstellung von FT-Biodiesel und Bioethanol vergleichbar. Die Anwendung Treibstoff aus Biogasanlagen wird daher in dieser ersten Beurteilung ebenfalls nicht berücksichtigt. Hingegen wurde die Elektrizitätsproduktion auf der Basis von Holzvergasung in die folgende Betrachtung aufgenommen, um damit die Konkurrenzsituation auch im Bereich der kleinen bis mittelgrossen Anlagen zu illustrieren, obwohl diese Anwendung im Rahmen dieser Studie nicht untersucht wurde. Die Bewertung einzelner Aspekte ist daher für die Holzvergasung im Folgenden z.T. lückenhaft.

Anwendung Kriterium	Wärme aus Holzfeuerungen	Strom aus Holzvergasungs- und Biogasanlagen	Biotreibstoffe aus Holzvergasungs- und Alkoholvergärungsanlagen
Wirksamkeit möglicher Beitrag im Verhältnis zu den kurzfristigen Zielen von Ener- giepolitik und CO ₂ -Gesetz	Mittel Beitrag von gut 60% (ca. 30 PJ Nutzenergie, bis 2040) im Vergleich zur Zielsetzung gemäss CO ₂ -Gesetz, die Emis- sionen aus dem Verbrauch an Brennstof- fen bis 2010 um 15% (entspricht ca. 48 PJ) gegenüber 1990 zu	Hoch Beitrag von rund 200% (ca. 20 PJ Nutzenergie, bis 2040) im Vergleich zur Zielsetzung von EnergieSchweiz, die Steigerung des Elektrizitäts- verbrauch bis 2010 auf max. 5% gegenüber 2000 (ca. 10 PJ) zu begrenzen ¹⁴³	Hoch Beitrag von rund 150% (ca. 25 PJ Nutzenergie, bis 2040) im Vergleich zur Zielsetzung gemäss CO ₂ - Gesetz die Emis- sionen aus dem Verbrauch an fossilen Treibstoffen bis 2010 um 8% (entspricht ca. 16 PJ) gegenüber 1990 zu reduzieren

¹⁴³ Unter dem neuen Stromversorgungsgesetz (siehe Vernehmlassung) soll der Anteil der neuen erneuerbaren Energien bis 2035 auf 10% des gesamten Elektrizitätsverbrauchs, d.h. ca 5.6 TWh oder rund 20 PJ gesteigert werden. Bei dem geschätzten Nutzungspotenzial von 20 PJ könnten somit 100% dieses Zielwerts durch die Erzeugung von Strom aus Biogas- und Holzvergasungsanlagen erbracht werden.

Anwendung Kriterium	Wärme aus Holzfeuerungen	Strom aus Holzvergassungs- und Biogasanlagen	Biotreibstoffe aus Holzvergassungs- und Alkoholvergärungsanlagen
	reduzieren		
Volkswirtschaftliche Kosten ¹⁴⁴	Klein Erprobte Technologie, Anlagen sind heute schon an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit, mittelfristig keine Förderung notwendig	Klein bis hoch Weniger erprobte Technologien, industriell/gewerbliche Biogasanlagen sind heute schon wirtschaftlich, für Holzvergassungsanlagen wären mittelfristig noch erheblich Fördermittel notwendig	Hoch Die Erzeugung von Biotreibstoff in der Schweiz führt im internationalen Quervergleich zu hohen Gestehungskosten. Anlagen für die Treibstoffproduktion im Inland lassen sich auf rein privatwirtschaftlicher Basis, ohne entsprechende Rahmenbedingungen (Anschubfinanzierung, Koppelung vom Importlizenzen an eine Quote inländischer Produktion, Befreiung Mineralölsteuer) nicht realisieren
Volkswirtschaftlicher Nutzen	Hoch Anlagen: Viele dezentrale Anlagen haben Auswirkungen auf regionale Wertschöpfungsstrukturen. Märkte für Hersteller/Lieferanten von Holzfeuerungen. Substitution von Ölheizungen löst Zuwachs bei CH-Wertschöpfung und bei Arbeitsplätzen aus. Biomasse: Chance für Waldwirtschaft und Holz verarbeitendes Gewerbe als potenzieller Zulieferer.	Hoch Anlagen: Mehrere kleine bis mittlere Anlagen, je nach Anlagen grössse von dezentraler oder regionaler Ausprägung. Im Falle der grösseren regionalen Anlagen beschränkte Wirkungen auf regionale Strukturen; Chance für CH-Hersteller von Biogasanlagen und für landwirtschaftliche Betriebe (Zusatz-einkommen als Energieunternehmen), geringere Bedeutung im Fall der Holzvergassung, da vermutlich mehrheitlich ausländische Technologie; Potenzial für die Schaffung von neuen Arbeitsplätzen, da keine Substitution fossil befeuerter Systeme, sondern Zubau. Biomasse: Umweltgerechte Behandlung von Hofdünger und Verwertung biogener Abfälle als Inputmaterial für die Energieproduktion.	Mittel Anlagen: Die Herstellung von Biotreibstoffen in ein oder zwei Anlagen von nationaler Bedeutung hätte deutliche Wirkungen auf regionale- und Branchenstrukturen zu erwarten (Mineralölwirtschaft, Land- und Forstwirtschaft); Stärkung des Technologiestandortes im Falle neuer Verfahren für verholzte Biomasse Potenzial für die nachhaltige Schaffung von Arbeitsplätzen noch offen. Biomasse: Chance für Wald- und Landwirtschaft, und verarbeitendes resp. Transportgewerbe als potenzielle Zulieferer.
Energie- und Umweltbilanz	Sehr gut Sehr hoher Erntefaktor, sehr hohe Wirkungsgra-	Gut bis sehr gut Hoher Erntefaktor, mittlere Wirkungsgrade, sehr geringe	Noch zu untersuchen Erntefaktoren und ökologische Inputdaten werden im Rahmen

¹⁴⁴ Ohne externe Kosten, diese werden unter Energie- und Umweltbilanz behandelt.

Anwendung Kriterium	Wärme aus Holzfeuerungen	Strom aus Holzvergassungs- und Biogasanlagen	Biotreibstoffe aus Holzvergassungs- und Alkoholvergärungsanlagen
	de, geringe Schadstoffemissionen, sehr gute ökologische Gesamtbilanz	Schadstoffemissionen, gute ökologische Gesamtbilanz	eines Ökobilanzierungsvorhabens des BFE ermittelt, Wirkungsgrade müssten angesichts der hohen Anlagenkomplexität Ölförderung und Raffinerien gegenübergestellt werden.
“Energiequalität”	Gering bis mittel Tiefe Exergie; Energie nachfrageorientiert produzierbar, saisonal stark schwankender Bedarf, Output nur beschränkt speicherbar (Wärmespeicher) und transportierbar (teure Wärmenetze)	Mittel bis hoch Hohe Exergie; Energie kann aus wirtschaftlichen Gründen (hohe Auslastung) nur beschränkt nachfrageorientiert produziert werden, saisonal leicht schwankender Bedarf, Output (via Pumpspeicherkraftwerke) speicherbar und leicht transportierbar	Mittel bis hoch Hohe Exergie; Nachfrageorientierung und saisonale Bedarfschwankungen nicht relevant (Nachfrage sicher dauernd höher als Anlagenkapazität); Output gut speicherbar und transportierbar
Alternativen im Anwendungsbereich	Viele Verbesserung Gebäudehülle und Haustechnik, WKK/Nutzung Umwelt- und Abwärme, solarthermische und geothermische Nutzung	Viele Strom aus anderen erneuerbaren Energien (insbesondere aus Wind, Wasserkraft und langfristig Erdwärme und PV) sowie aus WKK-Anlagen; Steigerung der Energieeffizienz elektrischer Komponenten, Geräte und Systeme	Mittelfristig beschränkt Kurz und mittelfristig Steigerung der Effizienz von Fahrzeugen. Langfristige Alternative wie Wasserstoffwirtschaft und sowie Brennstoffzellen-Antriebe stecken auch noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium
Umsetzungshemmnisse, Gunstfaktoren	Wenig Hemmnisse: Markt muss intensiv bearbeitet werden, damit über weiteren Bedarfsanstieg Potenzial ausgeschöpft werden kann (heute eher Stagnation). Mittel- bis langfristig: Holzknappheit. Einige Gunstfaktoren: Erprobte Technologie, Chance für CH-KMUs, kleine Risiken, relativ kleine Investitionen.	Einige Hemmnisse: Für Biogasanlagen: Raumplanungsgesetzgebung, Ammoniakbelastung, Ausbringung vergorenes Substrat, Knappheit der biogene Abfälle; für Holzvergassungs: unerprobte Technologie, Risiken? Einige Gunstfaktoren: Für Biogasanlagen ähnlich wie für Holzfeuerungen; für Holzvergassungs/-Verstromung?	Viele Hemmnisse: Technologie ist in Pilotanlagen erst auf Anwendungsreife zu prüfen. Kapitalintensive Verfahrenstechnologie analog der fossilen Treibstoffkette, welche über 100 Jahre Entwicklungsvorsprung verfügt. Daraus ergeben sich erhebliche Risiken. Angebotsseite Biomasse und Gesteungskosten sind vertieft zu untersuchen. Gunstfaktoren: Treibstoffseitig beschränkte Alternativen zur weiteren Absenkung der CO ₂ -Emissionen. Dringlichkeit des Einstiegs in klimawirksamen Massnahmen im Treibstoffbereich.

Tabelle 60 Erste Beurteilung ausgewählter Anwendungen in den drei Anwendungsbereichen anhand der vorgeschlagenen Kriterien. Bei der Abschätzung der Wirksamkeit sind alle Beiträge ohne den Import von Biomasse gerechnet (Quelle: Infras).

Dieses Beurteilungsraster zeigt auf, wie die zentrale Fragestellung nach der Allokation der Biomasse und der Setzung von Prioritäten bei der Förderung ihrer energetischen Nutzung im Rahmen einer weiterführenden Studie angegangen werden könnte. Tabelle 60 erhebt keinen Anspruch auf eine umfassende, abschliessende Beurteilung, sondern versteht sich als erste Orientierungshilfe und Ausgangsbasis für die empfohlene Folgestudie.

Zusätzliche Aspekte und Fragen von zentraler Bedeutung

Bei der ersten Beurteilung anhand der gewählten Kriterien wurden implizit zwei Einschränkungen gemacht, die von entscheidender Bedeutung für die Beurteilung sind:

- Auftragsgemäss werden nur die inländischen Biomasse Potenziale bewertet;¹⁴⁵
- Nur für den kurzfristigen Zeithorizont gibt es politisch abgestützte Ziele. Für einen langfristigen Zeithorizont (2040), welcher für die Nutzung der Biomassepotenziale massgebend ist, sind diese noch zu erarbeiten (am besten ersichtlich bei der Beurteilung der Wirksamkeit).

Bei der Beurteilung von Wärmeerzeugung und Elektrizitätsproduktion¹⁴⁶ lösen diese Einschränkungen keine wesentlichen Verzerrungen aus. In Bezug auf die Beurteilung der Herstellung von Biotreibstoffen besteht jedoch das Risiko, aufgrund der obigen Einschränkungen die zentrale Fragen nicht zweckmässig zu bearbeiten. Bei den Biotreibstoffen ist gerade die Bewertung eines langfristigen Zeithorizonts mit dem Inland/Ausland-Aspekt von entscheidender Bedeutung und hoher Dringlichkeit. Die zentrale Frage lautet: ist inländische Produktion von Biotreibstoffen zweckmässig und wenn ja in welchem Umfang oder fährt die die Schweiz volkswirtschaftlich auch auf lange Sicht mit Import von Biotreibstoffen besser?

Es geht bei der Option Herstellung von Biotreibstoffen in der Schweiz nicht nur darum, kurz- bis mittelfristig Ethanol und allenfalls FT-Biodiesel herzustellen (Treibstoffe, die sicher günstiger aus dem Ausland importiert werden könnten), sondern andererseits auch darum, die mögliche Chance zu nutzen, langfristig durch einen frühen Eintritt in einen neuen Markt in Europa ein neues Technologiefeld zu besetzen, das von der zukünftigen Bedeutung und dem Innovationspotenzial her der schweizerischen Industrie starke Impulse liefern könnte und den volkswirtschaftlichen Nutzen dieser Technologien (im Vergleich zur ersten Beurteilung in der obigen Tabelle) substantiell erhöhen könnte.¹⁴⁷

Erstes Fazit

- **Wärme aus Holzfeuerungen** stellt die Option mit dem geringsten Risiko dar, die sich durch einen hohen volkswirtschaftlichen Nutzen und geringe Kosten kennzeichnet. Zudem kennt dieser Anwendungsbereich wenig Hemmnisse. Der Nutzung der Biomasse in Form von Wärme ist aber angesichts des sinkenden Wärmebedarfs der technologischen Alternativen (z.B. Sonne, Erdwärme) und der Handlungsspielräume für Energieeffizienz im stationären Bereich nicht die erste Priorität zuzuordnen.
- Die **Verstromung von Biomasse in Holzvergasungs- und Biogasanlagen** positioniert sich aufgrund des obigen Beurteilungsrasters ähnlich wie die Wärme aus Holzfeuerungen. Mit einer hohen

¹⁴⁵ Die Zielsetzung dieser Studie beschränkt sich auf die Ermittlung der inländischen Potenziale.

¹⁴⁶ Vorbehalten bleibt der Stellenwert der Kernenergie in der Schweiz und in Europa im Zeithorizont 2040.

¹⁴⁷ Frage: Kann die Schweiz es sich leisten, ein weiteres Technologiefeld im Bereich der Nutzung erneuerbarer Energien kampfflos anderen zu überlassen, wo doch die Schweiz schon bei der industriellen Erschliessung des Windkraftmarkts (aus verständlichen Gründen) im Vergleich zu Deutschland und Dänemark auf einem Nebenschauplatz spielt und nach anfänglichen Erfolgen in den letzten Jahren auch den Status des Front Runners bei der Nutzung der Photovoltaik sowie der Produktion und Nutzung solarthermischer Anlagen (an Österreich und andere Länder) abgeben musste? Im Vergleich mit anderen europäischen Ländern ist die Schweiz im Bereich der energetischen Nutzung der Biomasse ebenfalls dabei, ins Hintertreffen zu geraten.

Wirksamkeit, einer höheren „Energiequalität“ und einem technischen Potenzial, das zukünftig einen wichtigen Beitrag zur Deckung des erwarteten steigenden Strombedarfs leisten kann, wird der Verstromung gegenüber der Wärmeerzeugung jedoch eine leicht höhere Priorität zugeordnet. Der Biomasse wird im Strommarkt Europa aber auch auf lange Sicht immer eine Nischenfunktion zukommen.

- Die **Herstellung von Biotreibstoffen im Inland** aus verholzter Biomasse (sowie allenfalls aus Landschaftspflegeheu, Überschüssen Ackerbau und Energiepflanzen) stellt eine Option mit grossem langfristigen katalytischem Potential, aber auch mit erheblichem Risiko dar. Solche Investitionen substituieren mittelfristig Förder- und Raffinerieprozesse der Oel/Gaswirtschaft. Sie sind gekennzeichnet durch eine hohe Wirksamkeit und eine hohe „Energiequalität“, verbunden mit eher hohen volkswirtschaftlichen Kosten. Die mittel- und langfristigen Nutzen sind noch schwer abschätzbar, weil die Technologie sich erst entwickelt und die Einschätzungen zu den Oel und Gasmärkten auf längere Sicht weit auseinanderdriften. Wichtige Pluspunkte, welche für Biotreibstoffe sprechen, sind jedoch, dass a) in den nächsten 30 Jahren die langfristigen Alternativen solar erzeugter Wasserstoff oder CO₂-Speicherung im geologischen Untergrund mit noch grösseren Risiken behaftet sind, b) der Ausstieg aus den fossilen Treibstoffen mit Sicht auf Klima- und Ressourcenschutz aufgrund des Vorsorgeprinzips dringend eingeleitet werden müsste, und c) die Chancen, langfristig durch einen Einstieg in einen sich in Europa entwickelnden neuen Markt mit zu besetzen. Der Einstieg in den Technologiemarkt müsste kurzfristig entschieden werden, um den Anschluss nicht schon in den nächsten Jahren zu verpassen.

11.4 Ansätze zur Entscheidungsfindung

Im Hinblick auf die Formulierung strategischer Ansätze zur Bestimmung der optimalen Biomassenutzung lauten zwei entscheidende Fragen wie folgt: Welcher Teil des Biomasse kann in der Praxis technisch tatsächlich durch die untersuchten Anlagentypen genutzt werden? Und: Soll die Nutzung möglichst auf einen Anwendungsbereich fokussiert oder möglichst diversifiziert werden?

Das technische Potenzial

Eine grobe Abschätzung des Anteils des Biomassepotenzials 2040, das durch die betrachteten Anwendungen genutzt werden könnte ergibt folgende Resultate:

Biomasseart	Ökologisches Potenzial 2040 PJ/a	Davon max. geeignet für Produktion von					
		Wärme		Strom		Treibstoffe	
		%	PJ/a	%	PJ/a	%	PJ/a
a Waldholz, Feldgehölze	49	100%	49	100%	49	100%	49
b Ackerkulturen, Kunstwiesen, Energiepflanzen	9	10%	1	100%	9	100%	9
c Wiesland	5	0%	0	100%	5	100%	5
d Ernterückstände, Gülle, Mist	23	25%	6	100%	23	50%	12
e, f Struktureiche Biomasse aus Uferböschungen, Naturschutz- und	1	0%	0	100%	1	100%	1
g Altholz	8	100%	8	100%	8	0%	0
h Restholz	5	100%	5	100%	5	100%	5
i Abfälle aus Industrie, Gewerbe und Haushalte	27	25%	7	100%	27	50%	14
	127		75		127		94
In Bezug auf das ökologische Gesamtpotenzial maximal nutzbar		59%		100%		74%	

Tabelle 61 Das geschätzte maximale Nutzenpotenzial der betrachteten Anwendungen (Die Energiewerte stellen untere Heizwerte der Biomasse, nicht etwa die verfügbare Nutzungsenergie dar. Quelle: Schätzungen Infras).

Die gemäss Tabelle 61 ausgewiesenen Anteile einzelner Biomassesortimente nach Anlage-typ/Verwertungsweg basieren auf den folgenden, vereinfachenden Annahmen:

- Waldholz, Feldgehölze sowie Restholz können in allen drei Anwendungsbereichen genutzt werden.
- Biomasse aus Ackerkulturen und Kunstwiesen, sowie Energiepflanzen und Gras und Gehölz aus Wiesland, Uferböschungen und Verkehrsflächen werden sinnvollerweise nicht verbrannt¹⁴⁸ sondern vergoren oder vergast. Eine Ausnahme bildet die Verbrennung von Energiepflanzen wie z.B. von Chinaschilf, wofür den Feuerungen 10% angerechnet werden.
- Die strukturreiche Biomasse mit einer relativ „geringen Energiedichte“ (Kategorien e und f), deren Ernte und Nutzung mit relativ hohem Aufwand verbunden ist, wird vergoren.
- Die „nasse/feuchte“ Biomasse (Hofdünger und biogene Abfälle) eignen sich vor allem für die Verstromung in Biogasanlagen und für die Treibstoffproduktion sowie zu einem kleinen Teil (25%) für die Nutzung als Wärme.
- Das gesamte Altholz wird in KVAs oder speziellen Altholzfeuerungsanlagen verbrannt.

Fokussierung oder Diversifizierung, Stellenwert der Biotreibstoffproduktion?

Tabelle 62 stellt, unter Berücksichtigung der ökologisch maximal nutzbaren Potenziale, sinnvoll erachtete Kombinationen möglicher Anwendungsbereiche dar. Bei der Beantwortung der Frage nach der Fokussierung erhalten die Anwendungen zur Herstellung von Biotreibstoffen aufgrund ihrer nationalen Bedeutung, des Drucks zur Erfüllung der klimapolitischen Ziele sowie des grossen Bedarfs an Biomasse einen besonderen Stellenwert.

¹⁴⁸ die thermische Verbrennung stellt die strengsten Anforderungen an den Wassergehalt, die Treibstoffherstellung nimmt eine Mittelposition ein

Ausprägung	Variante	Bedeutung, Konsequenz
Starke Fokussierung	Konzentration auf einen Anwendungsbereich	Aufgrund der Beschränkungen gemäss Tabelle 61 bei der angestrebten optimalen Nutzung des Biomassepotenzials nicht sinnvoll . Zur vollständigen Nutzung des Potenzials braucht es zumindest zwei Anwendungsbereiche.
Schwache Fokussierung	Wärme, Strom und substantielle Inlandproduktion von Treibstoffen	Weichenstellung zugunsten der inländischen Produktion von Biotreibstoffen in Form von Bioethanol und ev. FT-Biodiesel in grosstechnischen Anlagen von nationaler Bedeutung Weiterhin Nutzung der verholzten Biomasse zur Wärmeerzeugung auf der Basis von dezentralen Holzfeuerungen sowie Nutzung der „feuchten“ Biomasse für die Stromproduktion in dezentralen und regionalen Biogasanlagen
Keine Fokussierung	Wärme, Strom und marginale Inlandproduktion von Treibstoffen	Verzicht auf die Produktion von FT-Biodiesel und Bioethanol in der Schweiz Weiterhin Nutzung der hölzernen Biomasse zur Wärmeerzeugung auf der Basis von in Holzfeuerungen und Holzvergasungsanlagen Förderung der Nutzung der „feuchten“ Biomasse für die Strom- und Treibstoffproduktion in dezentralen und regionalen Biogasanlagen

Tabelle 62 Mögliche Kombinationen von Anwendungen zur optimalen Nutzung der Biomasse und deren Bedeutung (Quelle: Infras)

Zweites Fazit

Gemäss der obigen Tabelle macht die Konzentration auf einen einzigen Anwendungsbereich keinen Sinn. Für die beiden verbleibenden Varianten sind die wichtigsten Pro- und Contra-Argumente in Tabelle 63 zusammengestellt:

Variante	Pro-Argumente	Contra-Argumente
Wärme, Strom und substantielle Inlandproduktion von Treibstoffen	<p>Beteiligung der Schweiz an einem langfristig wichtigen Technologiepfad. Leistet Beiträge an dezentrale Besiedelung und Landnutzung (Forst-/Landwirtschaft), welche aus anderen Politikbereichen eine rückläufige Förderung erfahren.</p> <p>Förderung des Biotreibstoffbereichs, in denen die energetische Nutzung der Biomasse einen wichtigen Beitrag (zur Deckung des weiterhin wachsenden Strom- und Treibstoffverbrauchs) leisten kann.</p> <p>Kurz- und mittelfristig fehlende Alternativen zur Erfüllung der klimapolitischen Ziele.</p>	<p>Technologische Risiken. Verzettlung der Fördermittel auf konkurrierende Anwendungsbereiche.</p> <p>Relativ hohe volkswirtschaftliche Kosten bei mittlerem Nutzen.</p>
Wärme, Strom und marginale Inlandproduktion von Treibstoffen	<p>Pragmatischer Ansatz, um auf längere Sicht verschiedene Optionen offen zu halten.</p> <p>Geringeres Risiko, kleinere volkswirtschaftliche Kosten.</p>	<p>Technologieführerschaft bei den Biotreibstoffen wird den EU-Ländern überlassen.</p> <p>Möglichkeiten, einen Beitrag zur längerfristigen Sicherung der land- und forstwirtschaftlichen Produktion im ganzen Land unter Randbedingungen stärkerer Liberalisierung zu leisten, wird nicht genutzt.</p> <p>Geringer Beitrag zur Substitution der fossilen Treibstoffe.</p>

Tabelle 63 Vorgeschlagene Kombinationen zur optimalen Nutzung der Biomasse, inkl. Pro- und Contra-Argumente (Quelle: Infrac).

12 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

12.1 Wichtigste Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Analysen der Biomassepotenziale und der ausgewählten Anlagentypen zur energetischen Nutzung von Biomasse führen zu folgenden Schlussfolgerungen:

1. Die energetische Nutzung von Biomasse inkl. den biogenen Abfällen liefert schon heute einen bedeutenden Beitrag an die Energieversorgung auf der Basis von neuen erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) der Schweiz

Holz und biogene Abfälle sind nebst der Wasserkraft die wichtigsten erneuerbaren Energiequellen der Schweiz. Der Anteil der Energie aus Biomasse und biogenen Abfällen am Endenergieverbrauch der Schweiz in Form von Brenn- und Treibstoffen beträgt 4.3% (2003). Der Anteil Energie aus Biomasse und biogenen Abfällen an der gesamten schweizerischen Elektrizitätsproduktion beträgt 1.4% (2003). In Bezug auf den Gesamtbeitrag der neuen erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) ist die Energie aus Biomasse und biogenen Abfällen die weitaus stärkste Fraktion mit Anteilen von rund 80% bei den alternativen Brennstoffen sowie über 90% der Elektrizitätsproduktion aus neuen erneuerbaren Energien.

Der Gesamtbeitrag aller neuen erneuerbaren Energien an den Gesamtenergieverbrauch der Schweiz ist allerdings nach wie vor sehr klein. Die Anteile liegen bei 6% (Brenn- und Treibstoffe) sowie bei 1.4% (Elektrizitätsproduktion).

2. Das ökologische Potenzial der in der Schweiz zur energetischen Nutzung verfügbaren Biomasse entspricht langfristig (2040) dem 2.5 bis 3-fachen Wert der heutigen Nutzung

Das heutige ökologische Potenzial für Energie aus Biomasse liegt bei 123 PJ (Primärenergie). Dieses wird jedoch nur zu einem knappen Drittel (37PJ) wirklich energetisch genutzt. Das ökologische Angebotspotenzial wird sich bis 2040 kaum verändern. Hingegen wird geschätzt, dass sich der Nutzungsgrad um den Faktor 2.5 bis 3 steigern lässt. Das genutzte ökologische Potenzial könnte damit auf 100 bis 125 PJ erhöht werden.

Die Biomasse der Kategorie Waldholz, Feldgehölze und Hecken hat mit rund 40% den grössten Anteil am geschätzten langfristigen Biomassepotenzial. Es folgen die Abfälle (ca. 20%) und die Ernterückstände (knapp 20%).

3. Mit wenigen Ausnahmen sind die untersuchten Technologien schon heute oder in Zukunft wirtschaftlich konkurrenzfähig mit fossilen Referenzsystemen

Die Stromgestehungskosten (SGK) von KVAs und ARAs liegen schon heute im Bereich der Kosten der fossilen Referenzsysteme oder leicht darunter. Die SGK von gewerblich/industriellen Biogasanlagen liegen unter Berücksichtigung der aktuellen Annahmepreise für biogene Abfälle in solchen Anlagen in einem Bereich von 50% bis 100% der SGK des fossilen Referenzsystems. Bei einem Abfall-Annahmepreise von 0 steigen die SGK allerdings auf etwa das 8-fache der SGK des Referenzsystems. Die gleiche Relation gilt für rein landwirtschaftliche (nur mit Hofdünger betriebene) Biogasanlagen. Werden die landwirtschaftlichen Biogasanlagen als Co-Vergärungsanlagen (Zuführung von biogenen Abfällen aus Haushalten und Gastronomiebereich) betrieben, so lassen sich die SGK auf einen Bereich von typisch 100 bis 200% der SGK der fossilen Referenzanlagen senken. Im gleichen Bereich liegen heute die Wärme- und Stromgestehungskosten von automatischen Holzfeuerungen.

Unter der Annahme, dass der Ölpreis bis 2040 gegenüber dem Niveau 2000 um einen Faktor 2–3 ansteigt, verbessert sich die Konkurrenzfähigkeit aller oben genannten Anlagen mit Ausnahme der landwirtschaftlichen Biogasanlage markant. Diese kann auch 2040 noch nicht wirtschaftlich betrieben werden. Die automatischen Holzfeuerungen dürften bei den angenommenen Rahmenbedingungen um ca. 2020 konkurrenzfähig mit fossilen Systemen werden.

Unter der Annahme, dass Biotreibstoffe von der Mineralölsteuer für Treibstoffe befreit sein werden, dürfte 2040 der Marktpreis von FT-Diesel ca. 30% unter demjenigen von konventionellem Diesel liegen. Ähnliche Verhältnisse ergeben sich in Bezug auf die Kosten- bzw. Preisentwicklung für die Herstellung und Nutzung von Ethanol als Zusatz zu konventionellem Benzin. Noch attraktivere aktuelle Werte und Entwicklungsperspektiven bietet Methan aus Biogasanlagen, das im Normalfall ins Erdgasnetz eingespiessen wird. Bei den gegebenen Rahmenbedingungen (keine Treibstoffsteuer für Methan, positiver Annahmepreis für biogene Abfälle, die an die Biogasanlage angeliefert werden) liegen die Kosten pro Fahrzeug-km schon heute rund 15% tiefer als die Kosten pro km des gewählten Bifuel-Vergleichsfahrzeugs, betrieben mit herkömmlichem Benzin. Den attraktiven Betriebskosten stehen allerdings die deutlich höheren Investitionskosten und das falsche Image des erhöhten Risikos (beim Tanken und bei Unfällen) des Gasfahrzeugs gegenüber, die die Verbreitung der Erdgasfahrzeuge heute noch hemmen.

4. Die grossen Hindernisse für die rasche Ausbreitung von Biomasseanlagen sind die hohen Kosten der Wärmenetze und die zum Teil unattraktiven Einspeisetarife

Obwohl in allen Anlagen zur energetischen Nutzung von Biomasse Wärme anfällt, kann diese wirtschaftlich nur in wenigen Fällen (Holzfeuerungen und KVAs) genutzt werden. Die hohen Kosten von Fern- und Nahwärmenetzen, verbunden mit dem beschränkten Erzeugungspotenzial kleiner und mittlerer Anlagen, verhindern eine bessere thermische Nutzung von Biogasanlagen.

Bei den tiefen Erlösen, die KVA-Betreiber heute für die Einspeisung der in KVAs produzierten Elektrizität erhalten, wird wenig in die Erneuerung von KVAs zum Zweck der Steigerung der Energieproduktion investiert. Eine Klassierung des Stroms aus KVAs (aus den biogenen Abfällen) als erneuerbare Elektrizität (dies ist heute rechtlich gesehen nicht der Fall) und die Vergütung von kostendeckenden Einspeisetarifen könnten die heutige Situation der KVA-Betreiber massiv verbessern und einen Investitionsschub in die Erneuerung des Kapitalstocks auslösen. Die Biogasanlagen, welche die produzierte Elektrizität schon heute zu einem grossen Teil als Ökostrom ins Netz einspeisen und verkaufen können, profitieren von wesentlich günstigeren Rahmenbedingungen. Durch eine Gleichstellung des Stroms aus Kläranlagen (der heute auf dem Markt nicht als Ökostrom aus neuen erneuerbaren Energiequellen klassifiziert wird), könnten die Nutzungspotenziale der ARAs wesentlich leichter erschlossen werden.

5. Die Umsetzung von Klimaschutzinstrumenten wie die CO₂-Abgabe begünstigen den Ausbau der Nutzung von Biomasse

Die quantitativen Kostenschätzungen für die in dieser Studie untersuchten Biomassetechnologien berücksichtigen weder die Instrumente zur Umsetzung des CO₂-Gesetzes wie die CO₂-Abgabe noch weitere externe Kosten. Die Kostenvergleiche mit den Referenztechnologien haben daher wiederum konservativen Charakter.

Der Bundesrat schlägt vor, dass bis spätestens 2008 zumindest die fossilen Brennstoffe mit einer CO₂-Abgabe in der Höhe von 35 CHF/t CO₂ belegt werden.¹⁴⁹ Diese Kostenerhöhung würde den Umstieg potenzieller Nutzer auf Biomasse-Energie klar fördern.

¹⁴⁹ Eine CO₂-Abgabe für fossile Brennstoffe in der derzeit diskutierten Grössenordnung von 9 CHF/100 kg entspräche einer Verteuerung des Brennstoffes von etwa 16%. Das CO₂-Gesetz ist in Kraft, und ein Entscheid in Bezug auf das Modell und die Höhe der CO₂-Abgabe wird nach dem laufenden Vernehmlassungsverfahren erwartet.

6. Die Konkurrenzierung verschiedener Anwendungen in Bezug auf die Beschaffung von hölzernem Inputmaterial verteuert mittel- bis langfristig (ab 2020) die energetische Nutzung von Biomasse

Im Gegensatz zu anderen Biomassesortimenten werden Waldholz, Altholz und Restholz sowie die biogenen Abfälle schon heute relativ gut genutzt (individuelle Nutzungsgrade zwischen 10% und 95%). In gewissen Bereichen (z.B. bei Niederwald und Durchforstungen) gibt es noch ein erhebliches Nutzungspotenzial, in anderen Segmenten ist dieses nur noch beschränkt ausbaubar. Angesichts der mittelfristig gegebenen Wettbewerbsfähigkeit für Anlagen zur Nutzung von Holz und Abfällen für die Wärme- und Stromproduktion sowie zur Herstellung von Biotreibstoffen dürften sich ab diesem Zeitpunkt die Betreiber solcher Anlagen bei der Beschaffung ihres Rohmaterials spürbar konkurrenzieren. Damit dürften die Brennstoffkosten bzw. die Rohstoffkosten v.a. für lignozelluloses Material und biogene Abfälle ansteigen. Aus Sicht der Waldwirtschaft ist dies grundsätzlich positiv, da (im Gegensatz zur heutigen Situation) mit höheren Holzpreisen heute ungedeckte Kosten wie die Jungwaldpflege finanziert werden könnten.

Solche Sekundäreffekte konnten im Rahmen dieser Studie nicht abgeschätzt und bewertet werden. Solche Versorgungsengpässe könnten bewirken, dass auch Biomasse zu höheren Gestehungskosten im Inland geerntet werden oder Biomasse zu wettbewerbsfähigen Preisen aus dem grenznahen Ausland eingeführt wird, um erstellte Anlagekapazität auszulasten. Betreiber von gewerblich/ industriellen Biogasanlagen würden ihre Annahmepreise schrittweise gegen null senken, um sich das benötigte Inputmaterial zu sichern und die Anlage weiterhin betreiben zu können. Der grundsätzlich günstigere Import von Biotreibstoffen aus dem Ausland dürfte dazu beitragen, Versorgungsengpässe zu vermeiden. Wettbewerbsfähigkeit von auf Basis verholzter Biomasse im Inland ist nur gegeben, solange der kostengünstigste Teil des ökologischen Potentials genutzt wird.

7. Für den Ausbau der energetischen Nutzung von Biomasse braucht es eine klare Zielsetzung und eine langfristig angelegte, klare Strategie. Besonders dringlich ist die Klärung der Frage, ob und in welchem Rahmen eine inländische Produktion von Biotreibstoffen langfristig sinnvoll ist

Biomasse kann zukünftig einen wichtigen Beitrag zur Energieversorgung leisten. Die zentrale Frage ist, welche Nutzungsarten und Anwendungen beim Ausbau forciert, welche nur schwach gefördert und welche gar nicht oder nur unter gewissen Bedingungen unterstützt werden sollten. Eine besondere Bedeutung erhält in diese Hinsicht die Knappheit von kostengünstig bereitgestelltem lignozellulosem Material für die konkurrenzierende Anwendungen wie Holzfeuerungen für den Wärmemarkt und Holzvergaungsprozesse zur Produktion von Elektrizität oder Treibstoffen.

Für den effektiven Ausbau der energetischen Nutzung von Biomasse sollte daher eine klare Zielsetzung sowie eine übergreifende Biomasse-Strategie entwickelt werden. Die bedeutendste Frage, welche eine solche Strategie beantworten muss, ist, wie die verfügbare Biomasse auf die drei Hauptanwendungsbereiche Wärme-, Elektrizitäts- und Treibstoffproduktion aufgeteilt werden sollte. Für diese Allokation der Biomasse wurden Beurteilungskriterien vorgeschlagen. Die möglichen Anwendungen müssen anhand dieser Kriterien noch vertieft untersucht und beurteilt werden. Diese Aufgabe konnte im Rahmen dieser Studie nicht umfassend bearbeitet werden sondern soll Gegenstand einer Folgestudie sein.

Der in Kapitel 11 dargestellte Ansatz möglicher Bewertungskriterien sowie die grobe Bewertung der in der vorliegenden Studie untersuchten Biomassesortimente und Energiesysteme könnte als Ausgangsbasis für die weiteren Arbeiten im Rahmen der dringlich empfohlenen Folgestudie dienen.

Gemäss dieser ersten, vorläufigen Beurteilung kommt die Studie zum Schluss, dass insbesondere der zweckmässige Anteil von im Inland produzierten Biotreibstoffen dringend vertieft untersucht werden muss. Es geht bei der Option Herstellung von Biotreibstoffen in der Schweiz nicht nur darum zu beurteilen, wie viel Ethanol und allenfalls FT-Biodiesel aus volkswirtschaftlicher Sicht kurz- bis mittelfristig in der

Schweiz herzustellen ist¹⁵⁰. Zu bewerten ist weiter auch die Chance, durch einen frühen Eintritt in einen neuen Markt in Europa ein neues Technologiefeld zu besetzen, das von der zukünftigen Bedeutung und vom Innovationspotenzial her der schweizerischen Industrie starke Impulse liefern und einen attraktiven Beitrag zum volkswirtschaftlichen Nutzen leisten könnte.

Auf der Basis einer vertieften Analyse von Umwandlung und Ernteverfahren wäre in einem nächsten Schritt ein „Masterplan Biomasse“ für die Schweiz zu erarbeiten. Kern des Masterplans wäre ein Massnahmenplan für die Umsetzung der Gesamtstrategie, welcher die regional unterschiedlichen Potenziale und Marktbedürfnisse berücksichtigt sowie die Schwachstellen und Verbesserungspotenziale der nationalen und regionalen Rahmenbedingungen und mögliche Gesamtlösungen in Bezug auf die Logistik aufzeigt. Dazu könnte der Einsatz von GIS sehr dienlich sein (siehe auch Punkt 8).

8. Geografische Informations-Systeme (GIS) können bei der Ermittlung und Visualisierung der regionalen Biomassepotenziale sehr wertvolle Dienste leisten

Die im Rahmen dieser Studie entwickelte Methodik und die darauf aufbauende Fallstudie zur Abschätzung des praktisch nutzbaren Volumens an Waldholz zur Energiegewinnung im Kanton Waadt haben gezeigt, dass ein GIS wichtige Hilfestellung bei der Ermittlung von Biomassepotenzialen leisten kann. Voraussetzung dazu ist, dass das GIS gut konzipiert ist, auf geeigneten Modellen basiert und die notwendigen Inputdaten in geografischen Standarddatenbanken verfügbar sind. Anhand der Fallstudie konnte demonstriert werden, dass die GIS-Applikation ein mächtiges und hilfreiches Werkzeug für die Erfassung, Analyse, Transformation und grafische Darstellung der Daten sein kann. Die Stärken eines GIS dürften insbesondere auf der Erfassung und der regionalen Unterschiede von Potenzialen, Kosten oder anderen Schlüsselinformationen sein.

Weniger geeignet scheint GIS für den Einsatz auf der lokalen, kleinräumigen Ebene zu sein. Auf dieser Ebene fehlen in den meisten Fällen die Daten (in den Standarddatenbanken), die Unsicherheiten wachsen und die Nutzen-/Aufwand-Relation ist wesentlich geringer als auf der regionalen Ebene.

9. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen und das Instrumentarium zur Förderung erneuerbarer Energien müssen hinsichtlich der zu intensivierenden energetischen Nutzung von Biomasse geprüft und wo nötig angepasst werden.

Gemäss den Ergebnissen der Studie behindert die geltende Gesetzgebung in einigen Bereichen den Ausbau der energetischen Nutzung der Biomasse.¹⁵¹ Zudem hemmen Unsicherheiten bezüglich der Einspeisetarife und eine mangelhafte Produktinformationen (z.B. beim Ökostrom) potenzielle Investitionen in wirtschaftlich attraktive Anlagen zur Nutzung von Biomasse. Im Zuge der Strommarktliberalisierung werden die erneuerbaren Energien, falls die Marktpreise wie oft prognostiziert wirklich fallen, unter zusätzlichen Druck kommen. Im Rahmen der Arbeiten zur neuen Elektrizitätswirtschaftsordnung (ELWO) hat eine Arbeitsgruppe daher Vorschläge zur Unterstützung der verstärkten Nutzung erneuerbaren Energien (und zum Schutz der Wasserkraft) ausgearbeitet. Ein entscheidender Beitrag zur Stärkung der Position der erneuerbaren Energien wird von der Auswahl und Umsetzung geeigneter Förderinstrumente erwartet.

Um die energetische Nutzung der Biomasse zu fördern, sind in einem ersten Schritt die geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen zu verbessern sowie die bestehenden und vorgeschlagenen Förderinstrumente zugunsten erneuerbarer Energien systematischer zu nutzen. In zweiter Priorität sind die gesetzlichen Rahmenbedingungen und Förderinstrumente im Hinblick auf spezifische Hemmnisse für die energetische Nutzung der Biomasse zu überprüfen und, wo nötig, zu verbessern oder zu ergänzen.

¹⁵⁰ Biotreibstoffe können sicher günstiger aus dem Ausland importiert werden.

¹⁵¹ Beispiele dafür sind die Nicht-Anerkennung der Elektrizität aus KVAs als erneuerbare Energie, die Restriktionen für Biogasanlagen durch die Raumplanungsgesetzgebung (Zonenpläne), oder die Überschussbeschränkungen bei ARAs.

Beispiel dafür ist die Schaffung eines Förderinstruments für die Förderung der Biomasse basierten Systeme im Wärmemarkt. Mit einem, der kostenorientierten Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Energien vergleichbaren Instrument, könnten Rahmenbedingungen für eine dynamische Weiterentwicklung des Markts für Wärme aus Biomasse geschaffen werden. Damit könnte die Verbreitung der automatischen Holzfeuerungen wirksam unterstützt werden. Diese hat auch mittelfristig nur geringe Kostenvorteile. Ein „Wärmegesetz“, das auf die Markttransformation für die Systeme mittlerer Grösse (nebst Holzfeuerungen z.B. auch Biogasanlagen und ARAs) sowie grössere Anlagen (wie z.B. die Nutzung der Wärme aus KVA) zugeschnitten ist, könnte hier einen wesentlichen Beitrag zur Förderung der thermischen Biomassenutzung leisten.

12.2 Handlungsempfehlungen

Aus den oben aufgeführten Erkenntnissen und Schlussfolgerungen lässt sich der folgende Handlungsbedarf ableiten:

- (1) Für die zielgerichtete Förderung der energetischen Nutzung von Biomasse braucht es zuerst eine übergreifende **nationale Gesamtstrategie**, die im wesentlichen Stossrichtungen, Zielwerte und strategische Ansätze festlegt, wie und in welchem Masse das Biomassepotenzial der Schweiz optimal genutzt werden kann. Besonders dringend ist die vertiefende Untersuchung der **Frage**, wie gross der zweckmässige Anteil von im Inland produzierten **Biotreibstoffen** sein sollte, bzw. der Verteilung zwischen Strom- und Treibstoffproduktion. Als Basis für die dringend notwendigen weiteren Arbeiten zur Klärung dieser Frage und, in einem zweiten Schritt, die Ausarbeitung dieser Gesamtstrategie könnten die in Kapitel 11 vorgeschlagenen Ansätze dienen.
- (2) Auf der Basis der Gesamtstrategie muss in einem nächsten Schritt ein „**Masterplan Biomasse**“ für die Schweiz erarbeitet werden. Kern des Masterplans wäre ein Massnahmenplan für die Umsetzung der Gesamtstrategie, welcher die regional unterschiedlichen Potenziale und Marktbedürfnisse berücksichtigt sowie die Schwachstellen und Verbesserungspotenziale der nationalen und regionalen Rahmenbedingungen und mögliche Gesamtlösungen in Bezug auf die Logistik aufzeigt.
- (3) Im Hinblick auf eine möglichst wirksame und effiziente, spezifische Förderung von Biomassetechnologien müssen die geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen sowie das **bestehende und vorge-schlagene Instrumentarium zur Förderung** der erneuerbaren Energien überprüft und, wo nötig, **gezielt verbessert und/oder ergänzt** werden. Beispiel: Schaffung eines Instruments für die Förderung und den Ausbau von Nahwärmenetzen als begünstigender Faktor für die Verbreitung von Wärmeerzeugungsanlagen auf Biomasse-Basis.
- (4) Der Ausbau der energetischen **Nutzung der Biomasse ist in Abstimmung mit den Richtlinien und dem Vorgehen des europäischen Umfelds zu fördern und zu planen**. In einem weitgehend liberalisierten Strommarkt in Europa ist es offensichtlich, dass ein strategischer Ausbau einer erneuerbaren Energiequelle bzw. derer Nutzungspotenziale in Abstimmung mit den europäischen Nachbarländern erfolgen sollte. Dabei sollten insbesondere die Erfahrungen und spezifischen Kenntnisse der europäischen „Biomasse-Vorreiter“ genutzt und umgekehrt die Erkenntnisse der Schweiz aktiv kommuniziert werden. Der voraussehbare Versorgungsengpass bei Holz, der theoretisch durch den Import von Brennholz reduziert werden könnte, illustriert anschaulich, dass der Blick langfristig über die schweizerischen Grenzen hinausgehen muss und dass langfristig die Förderung erneuerbarere Energien und insbesondere der Biomassetechnologien in Abstimmung mit einer europäischen Gesamtstrategie für den forcierten Ausbau einer nachhaltigen Energieversorgung erfolgen sollte.

Einen wesentlichen Beitrag zur Förderung der energetischen Nutzung von Biomasse bilden auch die folgenden begleitenden Massnahmen:

- (5) Die Stärkung der nationalen **Forschung und Entwicklung** im Bereich der Biomassetechnologien und deren energetischen Anwendungen,

- (6) **Öffentlichkeitsarbeit, Information und Beratung**, insbesondere der potenziellen Interessenten und Nutzer auf regionaler und kommunaler Ebene sowie im privaten Sektor.

Abkürzungen

ARA:	Abwasserreinigungsanlage
BHKW:	Blockheizkraftwerk
BFE:	Bundesamt für Energie
BFS:	Bundesamt für Statistik
BLW:	Bundesamt für Landwirtschaft
BUWAL:	Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft
EMPA:	Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt
EVU:	Elektrizitäts-Versorgungsunternehmen
FT:	Fischer-Tropsch
GIS:	Geographisches Informations-System
GVE:	Grossvieheinheiten
HH:	Haushalte
IEA:	Internationale Energie Agentur
KEPZ:	Kalkulatorische Energiepreiszuschläge
KVA:	Kehrichtverbrennungsanlage
LCA:	Life Cycle Analysis
LFI:	Landesforstinventar
NG:	Nutzungsgrad
PV:	Photovoltaik
SGK:	Stromgestehungskosten
TP:	Theoretisches Potenzial
TS:	Trockensubstanz
VTPN:	Verordnung über die Entsorgung von tierischen Nebenprodukten
WKK:	Wärme-Kraft-Koppelung

Literatur

Ambio 2001: Kostenvergleich Holzfeuerung-Ölfeuerung, Vergleich der Wärmegestehungskosten von Holz- und Ölfeuerungen, Studie im Auftrag der Eidg. Forstdirektion, November 2001.

BFE 2004a: 3. Jahresbericht Energie Schweiz 2003/2004, Oktober 2004.

BFE 2004b: Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2003

BFS 2001: Arealstatistik der Schweiz 1992/97: Standardaggregationen nach 15 und 24 Landnutzungsklassen.

BFS 2002: Jahrbuch „Wald und Holz 2002“.

BFS 2004: Wood production in Switzerland 1975–2002, <http://www.agr-bfs.ch>, Copyright © 2004, Swiss Federal Statistical Office, Neuchâtel.

BFS/BUWAL 2003: La forêt et le bois en Suisse. Annuaire 2003.

Binzegger J. 2000: Biogas aus Schlachtnebenprodukten: Konzept für die Region Zimmerberg. Semesterarbeit Biotechnologie 97/00. Hochschule Wädenswil, Wädenswil (zitiert in Scheurer, Baier 2001).

BiomassEnergie 2004a: Internetauftritt von BiomassEnergie (www.biomassenergie.ch), dem Mandat Biomasse (ohne Holz) des nationalen Programms EnergieSchweiz.

BiomassEnergie 2004b: Internes Arbeitspapier.

BUWAL 2003: Erhebung der Kehrrichtzusammensetzung 2001/02. Schriftenreihe Umwelt Nr. 356. Bern 2003.

BUWAL 2004a: Daten des Jahres 2002. Kompostierte Mengen 2002. http://www.umwelt-schweiz.ch/imperia/md/content/abfall/tab16-02_d.pdf.

BUWAL 2004b: Abfallmengen und Recycling 2002 im Überblick.

BUWAL 2004c: Swiss Greenhouse Gas Inventory 1990–2002, National Inventory Report 2004, Swiss Agency for the Environment, Forests and Landscape (SAEFL), Economics and Climate Section, 3003 Berne, April 2004.

BLW 2003a: Internes Arbeitspapier Tierbestände 2020.

BLW 2003b: Internes Arbeitspapier Acker- und Futterbau/Tierzahlen.

BLW 2003c: Argrarbericht 2003. Bundesamt für Landwirtschaft.

Campbell C. J., Liesenborghs F., Schindler J., Zittel W. 2002: Ölwechsel! Das Ende des Erdölzeitalters und die Weichenstellung für die Zukunft, DTB.

DLR et al 2004: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland, Forschungsvorhaben im Auftrag des BMU, ausgeführt durch Arbeitsgemeinschaft Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt (DLR), Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu) und Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie, Februar 2004.

Doka G. 2004: Ökobilanz für Energie aus Kehrrechtverbrennungsanlagen gemäss der Methodik des Naturemade-Stromlabels, im Auftrag von BUWAL und AWEL, Bern/Zürich, unveröffentlichte Studie, wird voraussichtlich Ende 2004 publiziert.

Dr. Eicher + Pauli AG 2002a: Schweizerische Statistik der Erneuerbaren Energien 2001, im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Liestal.

Dr. Eicher + Pauli AG 2002b: Thermische Stromproduktion inkl. Wärme-Kraft-Kopplung (WKK) in der Schweiz, im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Liestal.

Dr. Eicher + Pauli AG 2003: Zukünftige Marktbedeutung von Klein-WKK-Anlagen, Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Schlussbericht noch nicht veröffentlicht.

Dr. Eicher + Pauli AG 2004: Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien 2003. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie. August 2004.

ECG 2004 (Energy Consulting Group Ltd.): Fossil-thermische Kraftwerke. Referat an der BFE Tagung „Zukunft des Elektrizitätsangebots“, 2. Juli 2004, Bern.

econcept 2004: Kosten und Entschädigung von Strom aus Kehrrechtverbrennungsanlagen, Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Schlussbericht, Juni 2004.

EMPA 2002: Bio-Ethanol Projekt. Potential der Bio-Ethanol Beimischung im Benzin und Diesel-Treibstoff. Untersuchungen von Urs Lehmann hinsichtlich des Emissionsverhaltens an einem Nutzfahrzeug Motor und zwei Personenfahrzeugen. EMPA. Untersuchungsbericht Nr. 202'672. Dübendorf, September 2002

Engeli Engineering 2003: Schweizerische Statistik erneuerbarer Energieträger, Teilstatistik Biogas 2001, im Auftrag des Bundesamtes für Energie.

FNP/OFEFP 1999: Inventaire forestier national Suisse: résultats du deuxième inventaire 1993 – 1995/Ed. Institut fédéral de recherches sur la forêt, la neige et le paysage, FNP, Birmensdorf; Office fédéral de l'environnement, des forêts et du paysage OFEFP, Bern. Réd. Peter Brassel et Urs-Beat Brändli. [Trad.: Philippe Poget...]. – Bern, Stuttgart; Vienne: Haupt, 1999.

Furrer J. 2003: Klima 2050: Chancen und Risiken für die Landwirtschaft. Referat zur Weiterbildungstagung „Klima und Landwirtschaft – Klimaveränderungen: Chancen – Risiken – Verantwortung“, 8. Mai 2003, Bern.

Glogger B. 2003: Ökostrom aus Fleischabfall in der grössten Biogasanlage, Kommunalmagazin 9/2003.

Grass S. 2003a: Utilization of Grass for Production of Technical Fibers, Protein, and Energy. OECD Workshop on Biomass and Agriculture, 10–13 June, 2003, Wien.

Grass S. 2003b: Mündliche Mitteilung, 12/2003.

Gwyn R. 2004: Demand for oil outstripping supply, The Toronto Star, 28.01.2004.

Hersener J.-L., Meier U. 1999: Energetisch nutzbares Biomassepotenzial in der Schweiz sowie Stand der Nutzung in ausgewähltem EU-Staaten und den USA, im Auftrag des Bundesamtes für Energie.

Hersener J.-L., Meier U. 2002: Vergleich von Energieumwandlungsverfahren für Gülle (ENKON). Schlussbericht Dez. 2002, im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Programm Biomasse.

Hersener J.-L., Meier U. 2003: Internes Arbeitspapier der Arbeitsgemeinschaft INFRAS zum BFE Projekt Potenziale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz.

Hersener J.-L., Meier U. 2004: Internes Arbeitspapier zu Biomassekosten.

Holzenergie Schweiz 2003: Energieinhalt von Holzschnitzeln und Pellets/Pouvoir calorifique des plaquettes et granules de bois. # 403.

INFRAS 2002: Szenarien für Verkehrspreisentwicklungen: Analyse der Auswirkungen auf die Verkehrsnachfrage, Grundlagenpapier für das Amt für Verkehr Kt. ZH.

INFRAS 2003: Strategien für die Stärkung von erneuerbarer Stromerzeugung und effizientem Strom-einsatz, Inputpapier Technologien und Förderinstrumente für Arbeitsgruppe im Rahmen der Expertenkommission ELWO, August 2003.

INFRAS et al 2004: Kosten und Nutzen von Solarenergie in energieeffizienten Bauten, Schlussbericht September 2004, im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Programm EWG.

Kaltschmitt M., Hartmann H. (Hrsg.), 2001: Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren, Springer Verlag.

Kanton Zürich 2002: Bericht zur Abfallplanung.

Kanton Zürich Baudirektion 2002: Kompostierungs- und Vergärungsanlagen im Kanton Zürich. Jahresbericht 2002.

Knauf, Moniruzzaman 2004: Lignocellulosic biomass processing: A perspective. In: International Sugar Journal, Vol. 106, No. 1263, 147–150.

Krummenacher R. 2003: Mündliche Mitteilung 12/2003.

LASEN 2004a: Production costs of FT-Diesel and economics of its end-use; internes Arbeitspapier, Lausanne, März 2004.

LASEN 2004b: Production costs of Ethanol E10 and economics of its end-use; internes Arbeitspapier, Lausanne, März 2004.

LBL Lindau (Hrsg.) 2002a: Pflanzen und Tiere 2003, Der fünfteilige Wirzkalender, Wirz Verlag Basel.

LBL Lindau (Hrsg.) 2002b: Betrieb und Familie 2003, Der fünfteilige Wirzkalender, Wirz Verlag Basel.

Mack G., Ferjani A. 2002: Auswirkungen der Agrarpolitik 2007. Modellrechnungen für den Agrar-sektor mit Hilfe des Prognosesystems SILAS, im Auftrag des Bundesamtes für Landwirtschaft.

Martin J., Gohlke O. 2004: Stand und Möglichkeiten der thermischen Abfallbehandlung, Artikel in Umwelt Fokus, Oktober 2004

McDonald, A., Schrattenholzer L. 2001: Learning rates for Energy Technologies, Article in Energy Policy 29, 2001.

Meier U. 2004: Mündliche Mitteilung zu Biomassekosten strukturreiche Biomasse von Verkehrsflächen.

Membrez Y. 1997: Aspects énergétiques des filières d'élimination et de valorisation des déchets animaux. EREP SA, Aclens (zitiert in Scheurer, Baier 2001).

Müller E.A. 2004: Internes Arbeitspapier, Zürich, September 2004.

Müller D., Oehler D., Baccini P. 1995: Regionale Bewirtschaftung von Biomasse. VDF Hochschulverlag ETHZ, Zürich.

Noon et al. 2002: GIS-Based Analysis of Marginal Price Variation with an Application in Ethanol Plant Location. *Networks and Spatial Economics* 2: 79-93.

OECD/IEA 2000: Experience Curves for Energy Technology Policy, Paris.

OECD 2003: Conclusions and recommendations of the OECD Workshop on biomass and agriculture (Vienna, June 2003). COM/AGR/CA/ENV/EPOC (2003)82.

OFS 2001: GEOSTAT. Manuel de l'utilisateur. Office fédéral de la statistique (OFS). Bern, 1993/Edition 11.2001.

PACER 1994: Externe Kosten und kalkulatorische Energiepreiszuschläge für den Strom- und Wärmereich. Synthesebericht der gleichnamigen Studie, durch die Arbeitsgemeinschaft INFRAS/PROGNOS im Auftrag von BFE, Amt für Bundesbauten und Bundesamt für Konjunkturfragen im Rahmen des PACER-Impulsprogramms erstellt.

Poponi D. 2003: Analysis of diffusion paths for photovoltaic technology based on experience curves. In: *Solar Energy* 74 (2003) 331-340.

PROGNOS 2002: Standortbestimmung CO₂-Gesetz, CO₂-Perspektiven und Sensitivitäten, im Auftrag des BUWAL, 2002.

PROGNOS 2004: Entwicklung der Energiepreise bis 2035, internes Inputpapier für die 1. Begleitgruppensitzung vom 6.2.2004, im Auftrag des BFE im Rahmen der Aktualisierung der Energieperspektiven Schweiz.

PSI 2000: Perspektiven der zukünftigen Energieversorgung in der Schweiz unter Berücksichtigung von nachfrageorientierten Massnahmen, Paul Scherrer Institut, Villigen, (Draft Version) 2000.

Ryser W. 2003: Klärschlammexport als langfristige Lösung? PUSCH Thema Umwelt 2/2003.

SBV, 2001: Statistische Erhebungen und Schätzungen über Landwirtschaft und Ernährung, 2001, Schweizerischer Bauernverband, Brugg, 225 S.

Scheurer K., Baier U. 2001: Biogene Güter in der Schweiz, Massen und Energieflüsse.

Schleiss 2003: Mündliche Mitteilung.

Schmid-Schmiediger V. 2004: Neue Energiekonzepte auf Kläranlagen, ATV-DVWK-Bundestagung in Würzburg 15./16.9.2004.

Schweizerischer Forstkalender 2004: Taschenbuch für Forstwesen, Holzgewerbe, Jagd. 99. Jahrgang. Verlag Huber Frauenfeld/Stuttgart/Wien.

SIA 2004: Wirtschaftlichkeitsrechnung für Investitionen im Hochbau, Richtlinie 480:2004 des Schweizerischen Ingenieur- und Architekturvereins, Zürich, 2004.

Spiess E. 2003: mündl. Mitteilung, Eidgenössische Forschungsanstalt für Agrarwirtschaft und Landtechnik Tänikon/Ettenhausen.

Stucki S., Biollaz S. 2001: Treibstoffe aus Biomasse, in: *Motortechnische Zeitschrift* 62.

SwissFarmerPower 2003: "Biogas vom Bauer wird zum Treibstoff von morgen", Schlussbericht zur Studie im Auftrag des BFE, März 2003.

Tseng P. et al. 1999: Technology Learning and the Role of Renewable Energy in Reducing Carbon Emissions, Paper presented at IEA International Workshop in Washington D.C. USA, 1999.

UNDP 2000: World Energy Assessment. Energy and the challenge of sustainability.

VeVa 2002: Verordnung über den Verkehr mit Abfällen. Entwurf Vernehmlassung 02.

Voivontas et al. 2001: Assessment of biomass potential for power production: a GIS based method. Biomass and Bioenergy 20 (2001) 101 – 112.

VTNP 2004: Verordnung über die Entsorgung von tierischen Nebenprodukten.

Werder M. J. 2004: Strom vom Bauernhof. Erneuerbare Energien 1/2004.

WSL 2001: Swiss National Forest Inventory: Methods and Models of the Second Assessment. Birmensdorf, Swiss Federal Research Institute WSL. Brassel, P.; Lischke, H. (eds), 2001. 336 pp.

WSL 2003: Thees O. et al: Schätzung des Potenzials an Energieholz im Schweizer Wald und Kalkulation der Bereitstellungspreise; Teilprojekt im Rahmen des Forschungsprojekts Ecogas.

WSL 2004: E.Kaufmann. Annual growth rates of different tree species. Internal communication. Birmensdorf, September 2004.

Wyman 2004: Ethanol Fuels. In: Cutler Cleveland (Eds.), Encyclopedia of Energy. Elsevier, New York.

Bundesamt für Energie BFE

Worbentalstrasse 32, CH-3063 Ittigen · Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. 031 322 56 11, Fax 031 323 25 00 · office@bfe.admin.ch · www.ewg-bfe.ch

Dezember 2004

Potentiale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz

Anhang

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE, 3003 Bern

Auftragnehmer:

INFRAS, Gerechtigkeitsgasse 20, Postfach, 8039 Zürich

EPFL, Instituts LASEN et LASIG, 1015 Lausanne

Ingenieurbüro HERSENER, Untere Frohbergstr. 1, 8542 Wiesendangen

MERITEC GmbH, Mossstüdlstr. 12, Postfach 1, 8357 Gunterhausen

Umwelt- und Kompostberatung Dr. Konrad Schleiss, Weinbergstrasse 49, 2540 Grenchen

Autoren:

Bernhard Oettli (Projektleitung), Martina Blum, Martin Peter, Othmar Schwank, INFRAS

Denis Bedniaguine, Arnaud Dauriat, Edgard Gnansounou, Institut LASEN/EPFL

Joël Chételat, Francois Golay, Institut LASIG/EPFL

Jean-Louis Hersener, Ingenieurbüro HERSENER

Urs Meier, MERITEC GmbH

Konrad Schleiss, Umwelt- und Kompostberatung

Begleitgruppe:

Lukas Gutzwiller, Programmleiter EWG, Bundesamt für Energie BFE (Vorsitz)

Hans-Christian Angele, BiomassEnergie (EnergieSchweiz)

Urs Baier, Hochschule Wädenswil

Norbert Egli, BUWAL

Bruno Guggisberg, Bundesamt für Energie BFE

Heinz Hänni, Bundesamt für Landwirtschaft

Ernst A. Müller, Programmleiter Infrastrukturanlagen (EnergieSchweiz)

Gerard Sarlos, Institut LASEN/EPFL

Pierre Schaller, Alcosuisse

Daniel Zürcher, BUWAL

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.

Bundesamt für Energie BFE

Worbentalstrasse 32, CH-3063 Ittigen · Postadresse: CH-3003 Bern

Tel. 031 322 56 11, Fax 031 323 25 00 · office@bfe.admin.ch · www.ewg-bfe.ch

Inhalt

Anhang 1: Berechnungen Biomassepotenzial Holz	5
Anhang 2: Ackerfläche, Wiesland und Ernterückstände 2001 nach Hersener, Meier (2003)	7
Anhang 3: Ackerfläche, Wiesland und Ernterückstände 2001 als Grundlage für Potenzialschätzung	8
Anhang 4: Ackerfläche, Wiesland und Ernterückstände 2010 als Zwischenschritt für Potenzialschätzung	9
Anhang 5: Kostenentwicklung für Biomassegüter nach Hersener, Meier (2004)	10
Anhang 6: Übersicht über die Prozesse und Technologien zur Nutzung von Biomasse	12
Anhang 7: Ausgewählte Konversionspfade und Technologien zur Nutzung von Biomasse	16
Anhang 8: Fact Sheets der untersuchten Anlagentypen	17
Anhang 9: Fischer-Tropsch Process: Technology status and perspectives	28
Anhang 10: Fuel Alcohol: Technology status and perspectives	39
Anhang 11: Definition of vegetation storeys	62
Anhang 12: Economical analysis of biogas end-use as motor fuel	63

Anhang 1: Berechnungen Biomassepotenzial Holz

Herleitung Zuwachs			
	Berechnung	Ergebnis	Quelle
produktive Waldfläche 2001		1'116'000 ha	Kohlenstoffbilanz Schweizer Wald, Tabelle „Zuwachs: CO ₂ -Aufnahme“, Arbeitsunterlagen zu BUWAL 2004
Zuwachsrate Derbholz		8.0339 m ³ /(ha*a)	nach LFI 2, zitiert in Tabelle 74, BUWAL 2004
Derbholz = Stammholz ohne Rinde und Wipfel plus Astderbholz > 7 cm			Brassel, Brändli 1999
Zuwachs Derbholz	1'116'000 Mio. ha * 8.0339 m ³ /(ha*a)	8'965'832 m ³ /a	
Expansionsfaktor Ernterückstände	1 + (50% * 0.45)	1,225	Burschel et al. 1993
Der Expansionsfaktor Ernterückstände berücksichtigt Blätter, Wurzeln, Äste, Zweige kleiner 7 cm und den Wipfel. Diese Biomasse hat heute keinen wirtschaftlichen Nutzen. Für die Potenzialschätzung energetische Biomassenutzung wird angenommen, dass 50% dieser Ernterückstände nachhaltig nutzbar wären. 50% sollen im Wald verbleiben und den Kohlenstoffpool Waldboden speisen.			Schätzung INFRAS
Zuwachs Derbholz inkl. Ernterückstände	8'965'832 m ³ /a * 1.225	10.98 Mio. m ³ /a	

Herleitung Dichte Holz tTS/m³			
	Berechnung	Ergebnis	Quelle
Zuwachs Laubholz		1668 kt/a	Kohlenstoffbilanz Schweizer Wald Tabelle „Zuwachs/CO ₂ -Aufnahme“, Arbeitsunterlagen zu BUWAL 2004
Zuwachs Nadelholz		2744 kt	wie oben
Zuwachs Laubholz		3'000'000 m ³	wie oben
Zuwachs Nadelholz		7'145'000 m ³	wie oben
Dichte „Zuwachs“	(1668+2744)t/(3'000+7'145)m ³	0.435 t/m ³	

Quellenangaben zur Potenzialschätzung Holz

BUWAL 2004: Swiss Greenhouse Gas Inventory 1990-2002, National Inventory Report 2004, Infrac, EBP, Publikation in Vorbereitung.

Brassel P., Brändli U.-B. 1999: 2nd Swiss National Forest Inventory. WSL/BUWAL, Bern Stuttgart Wien Haupt 1999.

Burschel P., Kürsten E., Larson B.C. 1993: Die Rolle von Wald und Forstwirtschaft im Kohlenstoffhaushalt, Schriftenreihe der Forstwissenschaftlichen Fakultät der Universität München und der Bayerischen Forstlichen Versuchs- und Forschungsanstalt Nr. 126, 135 pp.

Anhang 2: Ackerfläche, Wiesland und Ernterückstände 2001 nach Hersener, Meier (2003)

Auszug aus internem Arbeitspapier

ÖKOLOGISCHES POTENZIAL DER KATEGORIEN B, C UND D, 2001 (ACKERFLÄCHE GEM. HERSENER/MEIER 420'000 HA)

Biomassesortiment	Kategorie	Produkt	Anfall	Einheit	TS-Gehalt %	Ertrags- potential		Energie- inhalt GJ/t TS	Theoretisches Potential GJ	Nutzungs- grad %	Brutto- energie genutzt GJ
						tTS/ha	t TS				
Ackerkulturen, Kunstwiesen, Energiepflanzen	b	Ackerkulturen	282'494	ha	38.8%	7.53	2'127'437	17.1	36'467'073.4	0.00%	0
	b	Oelsaaten	17'022	ha	88.4%	2.73	46'414	24.2	1'122'731	0.00%	0
	b	Nachwachsende Rohstoffe	1'394	ha	79.9%	5.19	7'236	21.3	154'003	51.80%	79'778
	b	Ökoausgleichsflächen auf Ackerland	1'067	ha	26.2%	3.00	3'201	16.8	53'777	0.00%	0
	b	Kunstwiesen	118'544	ha	25.0%	12.00	1'422'528	17.4	24'751'987	0.00%	0
	b	Summe	420'521	ha		8.58	3'606'816	17.3	62'549'571	0.13%	79'778
Wiesland	c	Übrige Dauerwiesen	540'357	ha	25.0%	5.00	2'701'785	17.4	47'011'059	0.00%	0
Wiesland	c	Grün- und	3'514	ha	25.0%	3.00	10'542	16.8	177'106	0.00%	0
Wiesland	c	Extensive Wiesen	89'059	ha	25.0%	3.00	267'177	17.4	4'648'880	0.00%	0
Wiesland	c	Streue- und Torfland Weiden, alpwirtschaftliche Nutzflächen	7'157	ha	50.0%	3.00	21'471	18.4	395'066	0.00%	0
		Summe	537'801	ha	25.0%	3.75	2'016'754	17.4	35'091'515	0.00%	0
Grasland total		Summe	1'177'888	ha		5'017'729	17.4	87'323'626	0.00%	0	
Ernterückstände, Gülle und Mist	d	Stroh	167'228	ha	85.0%		606'717	17.2	10'464'556	0.00%	0
	d	Tierhaltung gesamt	1'299'512	GVE	13.7%		2'836'290	15.1	42'783'965	0.35%	149'744
abweichende Zuteilung von Hersener, Meier 2003 (in Studie berücksichtigt in Waldholz, Feldgehölze, Hecken)	a	Hecken- Feld- u. Ufergehölze	2'275	ha	50%	3.00	6'825	18.4	125'580		

1) Weidefläche wird per Definition nicht ins theoretische Biomassepotential eingeschlossen. Die Fläche wird jedoch der besseren Vergleichbarkeit halber hier aufgeführt.
Quelle: Hersener, Meier 2003

Anhang 3: Ackerfläche, Wiesland und Ernterückstände 2001 als Grundlage für Potenzialschätzung

Für die Potenzialschätzung der Kategorie b wurden die Daten von Hersener, Meier (2003), vgl. Anhang 2, auf die im Agrarbericht 2003 (BLW 2003c) angegebenen 410'000 ha Ackerfläche (gerundet) korrigiert.

ANHANG ÖKOLOGISCHES POTENZIAL DER KATEGORIEN B, C UND D, 2001

Biomassetyp	Kategorie	Produkt	Anfall	Einheit	TS-Gehalt	Ertrags- potential	TS	Energie- inhalt	Theoretisches Potential	Nutzungs- grad	Genutzter Brennwert
			ha		%	tTS/ha	t TS	GJ/t TS	GJ	%	GJ
Ackerkulturen, Kunstwiesen, Energiepflanzen	b	Ackerkulturen	275'385	ha	38.8%	7.53	2'073'898	17.1	35'549'334	0.00%	0
	b	Oelsaaten	16'594	ha	88.4%	2.73	45'246	24.2	1'094'476	0.00%	0
	b	Nachwachsende Rohstoffe	1'394	ha	79.9%	5.19	7'236	21.3	154'003	51.80%	79'778
	b	Ökoausgleichsflächen auf Ackerland	1'067	ha	26.2%	3.00	3'201	16.8	53'777	0.00%	0
	b	Kunstwiesen	115'561	ha	25.0%	12.00	1'386'728	17.4	24'129'073	0.00%	0
	b	Summe	410'000	ha		8.58	3'516'309	17.3	60'980'662	0.13%	79'778
Wiesland	c	Übrige Dauerwiesen	540'357	ha	25.0%	5.00	2'701'785	17.4	47'011'059	0.00%	0
Wiesland	c	Grün- und	3'514	ha	25.0%	3.00	10'542	16.8	177'106	0.00%	0
Wiesland	c	Extensive Wiesen	89'059	ha	25.0%	3.00	267'177	17.4	4'648'880	0.00%	0
Wiesland	c	Streue- und Torfland Weiden, alpwirtschaftliche Nutzflächen	7'157	ha	50.0%	3.00	21'471	18.4	395'066	0.00%	0
Weide ¹⁾		Nutzflächen	537'801	ha	25.0%	3.75	2'016'754	17.4	35'091'515	0.00%	0
Grasland total		Summe	1'177'888	ha			5'017'729	17.4	87'323'626	0.00%	0
Ernterückstände, Gülle und Mist	d	Stroh	167'228	ha	85.0%		606'717	17.2	10'435'537	0.00%	0
Ernterückstände, Gülle und Mist	d	Tierhaltung gesamt	1'299'512	GVE	13.7%		2'836'290	15.1	42'783'965	0.35%	149'744

¹⁾ Weidefläche wird per Definition nicht ins theoretische Biomassepotential eingeschlossen. Die Fläche wird jedoch der besseren Vergleichbarkeit halber hier aufgeführt.
Die Flächen Ackerkulturen, Olsaaten und Kunstwiesen wurden proportional erniedrigt, so dass die Summe Kategorie b mit den Angaben des Agrarberichts 2003 übereinstimmt.

Anhang 4: Ackerfläche, Wiesland und Ernterückstände 2010 als Zwischenschritt für Potenzialschätzung

Gegenüber 2001 (vgl. Anhang 3) wird mit einer Reduktion der Ackerfläche auf 400'000 ha gerechnet.

ANHANG ÖKOLOGISCHES POTENZIAL DER KATEGORIEN B, C UND D, 2010

Biomassesortiment	Kategorie	Produkt	Anfall Einheit	Einheit TS-Gehalt %	Ertragspotential tTS/ha	TS t TS	Energieinhalt GJ/t TS	Theoretisches Potential GJ
Ackerkulturen, Kunstwiesen, Energiepflanzen	b	Ackerkulturen	268'000 ha	38.8%	7.53	2'020'000	17.1	34'630'000
	b	Oelsaaten	17'000 ha	88.4%	2.73	50'000	24.2	1'210'000
	b	Nachwachsende Rohstoffe	1'400 ha	79.9%	5.19	10'000	21.3	210'000
	b	Ökoausgleichsflächen auf Ackerland	1'400 ha	26.2%	3.00	4'200	16.8	70'000
	b	Kunstwiesen	113'000 ha	25.0%	12.00	1'360'000	17.4	23'660'000
	b	Summe	400'000 ha		8.60	3'440'000	17.4	59'780'000
Wiesland	c	Übrige Dauerwiesen Grün- und Bunttrachen ²⁾	534'000 ha	25.0%	5.00	2'670'000	17.4	46'460'000
Wiesland	c	Extensive Wiesen	10'000 ha	25.0%	3.00	30'000	16.8	500'000
Wiesland	c	Streue- und Torfland	89'000 ha	25.0%	3.00	270'000	17.4	4'700'000
Wiesland	c	Weiden, alpwirtschaftliche Nutzflächen	7'000 ha	50.0%	3.00	20'000	18.4	370'000
Weide ¹⁾			530'000 ha	25.0%	3.75	1'990'000	17.4	34'630'000
Grasland total		Summe	1'170'000 ha			4'980'000	17.4	86'660'000
Ernterückstände, Gülle und Mist	d	Stroh	160'000 ha	85.0%		610'000	17.2	10'490'000
	d	Tierhaltung gesamt	1'400'000 GVE	13.7%		2'840'000	15.1	42'840'000
	d	Summe				3'450'000		53'330'000

1) Weidefläche wird per Definition nicht ins theoretische Biomassepotential eingeschlossen. Die Fläche wird jedoch der besseren Vergleichbarkeit halber hier aufgeführt.

2) Zuweisung Grün- und Bunttrachen zu Wiesland eigentlich nicht richtig. Ändert jedoch nichts am Ergebnis der Potenzialschätzung.

Für 2010 wird mit einer Abnahme der Ackerkulturfläche auf 400'000 gerechnet. Die Fläche der nachwachsenden Rohstoffe wurde etwa konstant gehalten. Die Ökoausgleichsflächen um ca. 20% erhöht. Die restlichen Flächen dieser Kategorie proportional erniedrigt. Beim Wiesland erhöhte sich die Fläche der Grün- und Bunttrachen um 6000 ha (Zunahme ökologische Ausgleichsflächen gem. Hersener, Meier (2003) zulasten der übrigen Dauerwiesen. Abnahme der alpwirtschaftlichen Nutzflächen zugunsten Kategorie a (Wald), Zunahme zugunsten Ackerfläche. Ausführliche Erläuterungen siehe Hauptteil Bericht.

Anhang 5: Kostenentwicklung für Biomassegüter nach Hersener, Meier (2004)

Auszug aus internem Arbeitspapier

Kategorie a:

Für das Jahr 2003 sind derzeit übliche Brennholzkosten von CHF130.- bis CHF160.- pro Tonne berechnet. Das Holz wird unverarbeitet ab Waldweg zur Verfügung gestellt. Bis zum Jahr 2010 sinken die Kosten um CHF20.- pro Tonne. 2025 ist mit einer weiteren Kostenreduktion um CHF10.- pro Tonne zu rechnen. Diese Kostenabnahme basiert auf der Annahme, dass die Holzbergung zunehmend mechanisiert und rationalisiert wird. Im Jahr 2040 werden die Kosten wieder zunehmen, da eine hohe Effizienz der Ernte erreicht ist und die Gestehungskosten aufgrund des gestiegenen Erdölpreises angepasst werden müssen.

Kategorie b:

Im 2003 werden Ackerkulturen zur thermischen Nutzung ausser Raps für RME nicht genutzt. Die Gestehungskosten lehnen sich daher an die Kosten nachwachsender Rohstoffe zur stofflichen Nutzung an (Chinaschilf). Die Kosten betragen zwischen CHF200.- und CHF220.- pro Tonne. Bis zum Jahr 2010 ist eine geringfügige Kostensenkung auf CHF180.- bis CHF210.- möglich. Durch eine weitere Effizienzsteigerung der Ernteverfahren und zunehmendem Anbau führen im 2025 zu weiteren Kostensenkungen auf CHF130.- bis CHF150.- pro Tonne. Bis ins Jahr 2040 steigen die Kosten jedoch wieder auf CHF130.- bis CHF180.- pro Tonne, da die stark mechanisierte Ernte nur mit Einsatz des verteuerten Treibstoffs möglich ist. Eine weitere Rationalisierung ist aufgrund der topografischen Verhältnisse limitiert.

Kategorie c:

Der Heupreis (bodengetrocknet) schwankt saisonal sehr stark und liegt für das Jahr 2003 zwischen CHF200.- bis CHF350.- pro Tonne. Mit steigender Betriebsfläche und wegen der geringeren Bewirtschaftung im Berggebiet wird der Heupreis tendenziell bis 2010 konstant bleiben. Mit der weiteren Zunahme der Betriebsgrösse und vor allem der Öffnung zum EU-Markt sinken die Kosten im 2025 um CHF50.- bis CHF150.- pro Tonne. Da der Treibstoffeinsatz bei der Heuernte eine geringere Rolle spielt als bei Ackerkulturen, wirkt sich der steigende Erdölpreis weniger auf die Heugestehungskosten aus. Im Jahr 2040 ist mit einem geringen Anstieg auf CHF180.- bis CHF250.- pro Tonne auszugehen.

Kategorie d:

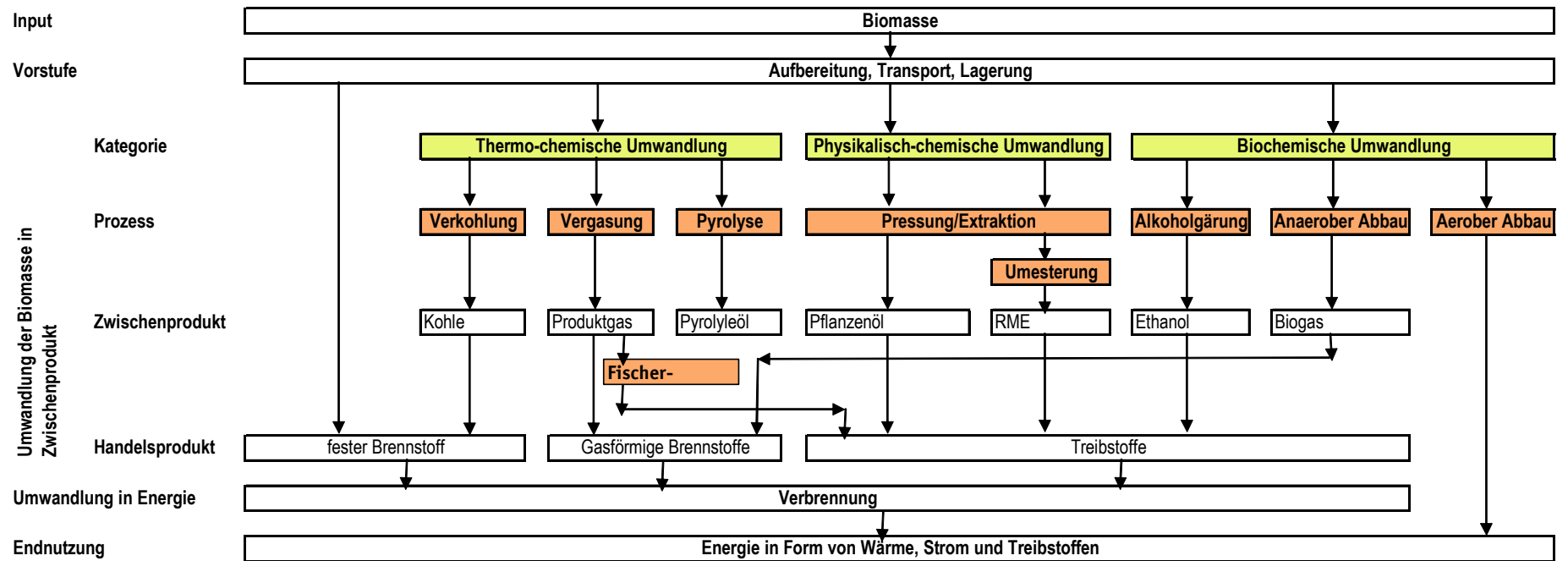
Im Wesentlichen beinhaltet diese Kategorie Stroh und Hofdünger, wobei mengenmässig Hofdünger weitaus den grössten Teil ausmachen. Bezogen auf die TS-Masse machen die Hofdünger 98% und das Stroh 2% aus. In der Schweiz wird aktuell und auch in Zukunft das Stroh als Einstreumaterial genutzt. Der Strohpreis liegt 2003 bei CHF100.- bis CHF150.- pro Tonne. Gülle verursacht Kosten von ungefähr CHF10.- bis CHF20.- pro Tonne je nach Standort. Dies bedeutet, dass mit einem Mischpreis von CHF15.- bis CHF25.- pro Tonne zu rechnen ist, der bis 2010 konstant bleibt. Bis 2040 kann mit einer jährlichen Abnahme des Tierbestands um 1% gerechnet werden. Diese Abnahme reduziert im gleichen Ausmass die Gestehungskosten. Begründet wird diese Kostenabnahme durch grössere Betriebe, die Hofdünger kostengünstiger lagern und ausbringen können sowie durch vermehrten Einsatz von Güllebehandlungsverfahren wie Biogasanlagen.

Kategorie e:

Die Gestehungskosten bei strukturreicher Biomasse von Uferböschungen und Naturschutzflächen hängen stark von den topografischen Begebenheiten ab. Kann eine mechanisierte Ernte durchgeführt

werden, liegen die Kosten bei rund CHF20.- bis CHF50.- pro Tonne. Sind jedoch Spezialfahrzeuge zur Bergung der Biomasse notwendig, betragen die Kosten CHF70.- bis 100.- pro Tonne. Teilmechanisierte Ernte bzw. Ernte mit hohem Handarbeitsaufwand weist eine erheblich geringere Ernteleistung auf und scheidet daher aus Kostengründen aus. Aufgrund der geringen Rationalisierungsmöglichkeiten und der beschränkten Flächen liegen die Kosten bis 2025 auf gleichem Niveau wie 2003. Erhöhte Treibstoffkosten führen im Jahr 2040 zu einem leichten Anstieg der Gestehungskosten um rund 25%.

Anhang 6: Übersicht über die Prozesse und Technologien zur Nutzung von Biomasse



Figur 1: Übersicht über die Prozesse und Technologien zur Nutzung von Biomasse (Quelle: Kaltschmitt M 2003, adaptiert durch INFRAS).

Die prinzipiell möglichen Prozesse zur energetischen Nutzung von Biomasse können in folgende Kategorien unterteilt werden¹:

Thermo-chemische Umwandlung

Bei den thermo-chemischen Veredelungsverfahren erfolgt die Umwandlung der Biomasse primär unter dem Einfluss von Wärme, durch die aus biogenen Feststoffen gasförmige, flüssige und/oder feste Sekundärenergieträger hergestellt werden können. Dabei wird unterschieden zwischen der Vergasung, der Verkohlung und der Pyrolyse.

Vergasung: Bei der Vergasung wird Biomasse bei hohen Temperaturen möglichst vollständig in brennbare Gase umgewandelt. Dazu wird dem Prozess unterstöchiometrisch ein sauerstoffhaltiges Vergasungsmittel (z. B. Luft) zugeführt. Dieser Sauerstoff wird benötigt, um den in der Biomasse enthaltenen Kohlenstoff über diverse Zwischenstufen zu Kohlenstoffmonoxid (CO) zu vergasen. Dazu wird durch eine teilweise Verbrennung des Einsatzmaterials die erforderliche Prozesswärme bereitgestellt. Das produzierte Brenngas kann anschliessend in Motoren, Turbinen oder in Brennstoffzellen zur Stromerzeugung eingesetzt werden. In letzter Zeit macht jedoch insbesondere eine Gruppe von neuartigen Verfahren zur Herstellung von flüssigen Bio-Treibstoffen Schlagzeilen. Mit Hilfe von Verfahren wie der Fischer-Tropsch-Synthese (oder Methanolssynthese) werden die gasförmigen Zwischenprodukte in flüssige Bioenergieträger (oft auch Bio-Fuels, Designer Fuels oder Synthetic Fuels genannt) umgewandelt. Die Beschreibung und Analyse des Fischer-Tropsch-Verfahrens bildet einen Technologieschwerpunkt im Rahmen dieser Studie.

In der Schweiz laufen seit Jahren verschiedene Forschungs-, Pilot- und Demonstrationsprojekte im Bereich der Holzvergasung. Eine grosstechnische Stromerzeugung aus Biomasse über die Vergasung ist derzeit noch nicht kommerziell verfügbar. Die Chancen stehen jedoch gut, dass diese Technologie den Durchbruch auf dem Markt schafft und entsprechende Anlagen in wenigen Jahren in kleinen Stückzahlen realisiert werden. Für den Vergleich der Technologien wäre es im Rahmen dieser Studie interessant gewesen, die Vergasung näher zu untersuchen, diese Option wird jedoch aus Prioritäts-/Budgetgründen in dieser Studie nicht weiter verfolgt.

Verkohlung: Darunter wird eine Veredelung von fester Biomasse mit dem Ziel einer möglichst hohen Ausbeute an Festbrennstoff (Holzkohle) verstanden. Das organische Material wird dabei thermisch zersetzt, wobei die erforderliche Prozesswärme meist durch eine Teilverbrennung des Rohstoffs bereitgestellt wird. Die bei der Verkohlung ablaufenden thermo-chemischen Prozesse unterscheiden sich also nicht grundsätzlich von denen der Vergasung; sie laufen nur unter anderen Prozessbedingungen ab und führen deshalb zu einem teilweise anderen Ergebnis.

Biomasse wird in Westeuropa derzeit fast ausschliesslich mit dem Ziel einer stofflichen Nutzung der produzierten Holzkohle (z. B. Aktivkohle) oder zum Einsatz als Grillholzkohle verkohlt. Holzkohle als Energieträger im Energiesystem wird dagegen in industrialisierten Ländern kaum grosstechnisch genutzt. Dies erscheint auch aus energetischen und ökologischen Gründen wenig sinnvoll; deshalb wird diese Option hier nicht näher betrachtet.

Pyrolyse: Bei der Pyrolyse wird (feste) Biomasse unmittelbar unter kurzfristiger Hitzeeinwirkung in einen gasförmigen, flüssigen und festen Sekundärenergieträger umgewandelt, indem die langkettigen organischen Moleküle unter Wärmeeinfluss aufgebrochen werden. Wird die flüssige Fraktion abgetrennt und anschliessend aufbereitet, kann das dabei anfallende Bioöl u.U. in Motoren und/oder Turbinen zur Strom- und allenfalls zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden. Ein Einsatz im Verkehrssektor ist – wenn die noch offenen technischen Fragen gelöst werden – grundsätzlich auch denkbar. Derartige Verfahren befinden sich bisher noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium.

¹ Vergl. *Kaltschmitt M 2003*

Aus gegenwärtiger Sicht kann nicht davon ausgegangen werden, dass die Pyrolyse unter den heute gegebenen Randbedingungen und dem vorhandenen Stand der Technik einen energiewirtschaftlich relevanten Beitrag zur Deckung der Energienachfrage in der Schweiz leisten können. Dieser Prozess wird daher hier nicht näher betrachtet.

Physikalisch-chemische Umwandlung

Die Gewinnung von Pflanzenöl beispielsweise aus Raps- oder Sonnenblumensaat erfolgt durch **Pressung und/oder Extraktion** des in der Saat enthaltenen Öls. Beim Pressen wird die flüssige Ölphase mechanisch von der festen Phase, dem sogenannten Presskuchen, getrennt. Bei der Extraktion dagegen wird der ölhaltigen Saat der Ölinhalt mit Hilfe eines Lösemittels entzogen; als Feststoff bleibt das sogenannte Extraktionsschrot zurück. Hierdurch können im Vergleich zur Pressung deutlich niedrigere Restölgehalte erzielt werden. Daher wird insbesondere bei der in Deutschland bedeutendsten Ölsaart, dem Raps, häufig auch eine Kombination aus Pressung und (nachgeschalteter) Extraktion gewählt. Dieses Pflanzenöl kann anschliessend in Reinform in Motoren und Heiz- bzw. Heizkraftwerken (d.h. BHKW) als Brennstoff eingesetzt werden; problematisch ist jedoch die nur eingeschränkte Verfügbarkeit von pflanzenötauglichen Motoren.

Durch einen chemischen Umwandlungsprozess, die **Umesterung**, kann Pflanzenöl u.a. hinsichtlich Viskosität, Dichte und Zündwilligkeit an die Eigenschaften von konventionellem Dieseldieselkraftstoff angepasst werden; dabei wird Pflanzenöl-Triglycerid durch die Abspaltung von Glycerin und der Anlagerung z. B. von Methanol an den Spaltstellen in ein Monocarbon-Säureester umgewandelt. Der in der Schweiz bekannteste Pflanzenölester ist Rapsölmethylester (RME). Er wird durch Umesterung von Rapsöl mit Methanol produziert und kann – bei einer entsprechenden Freigabe der Motorenhersteller – als Dieseleratz nahezu problemlos genutzt werden. Alternativ ist auch ein Einsatz in Blockheizkraftwerken zur gekoppelten Wärme- und Strombereitstellung möglich. Dies ist Stand der Technik. Das Verfahren wird daher zugunsten von anderen Technologien zur Treibstoffherstellung (Fischer-Tropsch und Alkoholgärung) hier nicht näher beleuchtet.

Bio-chemische Umwandlung

Bei den bio-chemischen Veredelungsverfahren erfolgt die Umwandlung von Biomasse in einfacher nutzbare Sekundärenergieträger mit Hilfe von Mikroorganismen.

Alkoholgärung: Zucker-, stärke- und cellulosehaltige Biomasse kann durch eine alkoholische Gärung in Ethanol überführt werden, das anschliessend in Reinform durch eine Destillation und eine anschliessende Absolutierung gewonnen werden kann. Ethanol kann als Kraft- und Brennstoff in Motoren oder Verbrennungsanlagen zur Bereitstellung von Kraft, Strom und Wärme eingesetzt werden.

In der Schweiz befasst sich die alcosuisse intensiv mit dem Thema der Herstellung von Bioethanol als Treibstoff. Dabei soll Bioethanol zu konventionellem Benzin und Diesel zugemischt und in den nächsten 10 Jahren auf dem Markt eingeführt werden. Näheres zu dieser Option findet sich im Kapitel über Technologien und im Anhang.

Anaerobe Fermentation: Beim anaeroben Abbau organischer Stoffe, d. h. dem Abbau unter Sauerstoffabschluss, entsteht in entsprechenden Reaktoren ein wasserdampfgesättigtes Mischgas (Biogas), das zu 55 bis 70% aus Methan besteht. Es kann – gegebenenfalls nach einer entsprechenden Reinigung – in Motoren zur Wärme- und Stromproduktion sowie als Antriebsenergie genutzt werden. Anlagen zur anaeroben Fermentation sind beispielsweise bei den industriellen und gewerblichen Biogasanlagen sowie bei der Klärschlammstabilisation Stand der Technik. Jede Kläranlage (ARA) mit biologischer Klärstufe verfügt im Allgemeinen über eine Biogasanlage, deren Gas in einem Gasmotor oder einem Blockheizkraftwerk (BHKW) genutzt wird. Auch die Vergärung von Gülle, zunehmend in Co-Fermentation (Co-Vergärung) mit anderen organischen Abfällen (v.a. aus der Lebensmittelindustrie und der Gastronomie) und die anschliessende Gasnutzung in Motoren mit gekoppelter Erzeugung von Strom und Wärme hat sich in den letzten Jahren in der Schweiz gut

etabliert. Die Technologien dieser Gruppe werden im Kapitel über Technologien eingehender betrachtet.

Aerober Abbau: Hier wird die Biomasse mit Luftsauerstoff unter Wärme- und CO₂-Freisetzung oxidiert (Beisp: Kompostierung). Die frei werdende Wärme kann z.B. mit Hilfe von Wärmepumpen gewonnen und in Form von Niedertemperaturwärme genutzt werden. Jedoch ist u.a. der Entzug der Wärme aus dem Kompost noch nicht zufrieden stellend gelöst. Auch sind – aus gegenwärtiger Sicht – die entsprechenden Potenziale in der Schweiz gering. Deshalb wird diese Option in dieser Studie nicht näher analysiert.

Anhang 7: Ausgewählte Konversionspfade und Technologien zur Nutzung von Biomasse

Haupt-Konversionspfade zur energetischen Nutzung der grossen Mengen an Organischen Reststoffen									
Primärunterteilung	Organische Reststoffe							Nachwachsende Rohstoffe	
Allgemeine Unterteilung	Ernterückstände, nicht kommerzielle Biomasse			Restholz		Organische Abfälle		Energiepflanzen	Zucker- und stärkehaltige Pflanzen
Nummerierung	a	b	c	d	e	f	g	h	i
Wichtigste Vertreter	Waldrestholz Landschafts- pflegeholz	Landschaftspflegeheu Strassengrasschnitt	Sroh, Landwirtsch. Rückstände aus Ackerbau	Industrie-+ Sägerestholz naturbelassen	Altholz	Klärgas + - schlamm aus komm. ARAs	Kompostier- bare Abfälle aus HH, Gastronomie und Industrie	Getreidegraspflanzen Chinaschilf Energiegräser	Acker- bzw. Ölfrüchte
Aggregatzustand des Edukts	fest, TS Anteil > 40%					dickflüssig	fest/feucht	fest/trocken	fest/feucht
Verbrennung									
Holzsnitzelfeuerung	1a			1d					
Restholzfeuerung									
KVA					3e				
Zementöfen									
Vergasung									
Biomassevergasung (Fischer-Tropsch)		5d	5c					5h	
Holzvergasung	6a								
Vergärung									
Biogas-/Kompogasanlage (anaerob)							7g		
ARA						8f			
Alkoholische Fermentation (-> Ethanol)		9d	9c						9i
Verwendung									
Anlagen zur Wärme-+Stromproduktion									
Kraft-Wärme-Kopplungsanlage									
Blockheizkraftwerk (BHKW)									
als Treibstoff in Verbrennungsmotoren									

Tabelle 1 Auswahl von 13 Anlagentypen aus der Palette der 36 realen Anwendungskombinationen von Konversionspfad und Biomasseart.

Anhang 8: Fact Sheets der untersuchten Anlagentypen

Anhang 8.1: Holzschnitzelfeuerungen

Anlagentyp 1a	Holzschnitzelfeuerung als Nahwärmesystem	Referenzsystem: Ölfeuerungen dezentral			
Systemdaten					
Brennstoff	Waldholz	Heizöl			
Prozess	Verbrennung	Verbrennung			
Nutzung	thermisch	thermisch			
Leistungsbereich/Anlagengrösse	500 kW	1x300 + 6x 50 kW			
Wirkungsgrad, typisch					
Nutzungs-/Abschreibungsdauer, typisch	20 Jahre	20 Jahre			
Betriebsstunden jährlich, typisch	2000 Std.	2000 Std.			
Nutzenergie (MWh/a)	Wärme 1000 Strom 0	1000 0			
Kosten					
Investitionskosten Biomasseanlage	CHF 600'000				
Gestehungskosten (bezogen auf Nutzenergie, ohne Umweltkosten)		Grafische Darstellung siehe Hauptbericht			
		2000 2010 2025 2040			
Kosten Biomasseanlage	gemittelte Werte				
Fixkosten Wärmeerzeugung pro kWh	Rp./kWh Nutzwärme	5.0	4.8	4.5	4.5
Fixkosten Wärmeverteilung pro kWh	Rp./kWh Nutzwärme	5.0	4.8	4.5	4.5
Brennstoffkosten Holz	Rp./kWh	4.0	4.0	4.0	4.0
Wärmegestehungskosten	Rp./kWh Nutzwärme	14.0	13.5	13.0	13.0
Kosten fossiles Referenzsystem	gemittelte Werte				
Fixkosten pro kWh	Rp./kWh Nutzwärme	4.0	3.8	3.6	3.6
Ölkosten	Rp./kWh	5.0	5.7	10.5	10.0
Wärmegestehungskosten	Rp./kWh Nutzwärme	9.0	9.5	14.1	13.6
Datenbasis, Annahmen					
Die obigen Gestehungskosten sind inkl. Transportkosten für den Brennstoff, aber excl. Umweltkosten gerechnet, und basieren auf den folgenden Angaben und Annahmen:					
1) Kostenfaktoren		2000 2010 2025 2040			
für Biomasetechnologie		1.00	0.95	0.90	0.90
für Wärmeverteilungssystem & fossiles Refsystem		1.00	0.95	0.90	0.90
für Abbildung der geschätzten Ölpreisentwicklung gemäss Szenario		1.00	1.13	2.10	2.00
2) Transportkosten franko Silo:					
gängige Marktpreise für Holzschnitzel franko Silo: 4 Rp./Sm3. Demgegenüber weist eine aufgrund von Angeboten erhobene Studie für die reinen Bereitstellungskosten (exkl. Holz selbst) z.T. deutlich höhere Preise aus (siehe)					
3) Fixkosten für Ölfeuerungen					
als gemittelter Wert zwischen spez. Kosten von 300 kW und 50 kW Systemen (siehe Streubereich Kosten)					
4) Streubereiche für Kosten		Kosten in Rp./kWh		Kosten in Rp./kWh	
Wärmegestehungskosten (WGK) der einzelnen Anlagen, 2003	<i>Anlagenteil</i>	niedrig	hoch	niedrig	hoch
	Wärmeerzeugung	8	16	= f (Anschlussdichte)	
	Wärmeverteilung	4	9		
	Total Gestehungskosten	8	23		
WGK in Funktion der Anlagegrösse, 2003	<i>Anlagengrösse</i>				
	50 kW	18.0	20.0		
	100 kW	10.0	28.0		
	500 kW	8.0	23.0		
	1000 kW	11.0	15.0		
	> 1500 kW	7.0	17.0		
Bereitstellungskosten für aus Laubholz (exkl. Holz selbst) (Nadelholz: Kosten ca. + 0.01)	<i>Feuchtigkeitsgrad</i>	2003/2010		2040	
	100%	0.02	0.08	0.02	0.08
	50%	0.02	0.06	0.02	0.06
Ref.-Fixkosten für Ölfeuerungen, 2003	<i>Anlagengrösse</i>				
	50 kW	5.0	9.0		
	100 kW	4.0	7.0		
	500 kW	3.0	5.0		
Quellen					
Technologiekosten	Kostenvergleich Holzfeuerung-Oelfeuerung, ambio, 2001 und Perspektiven der zukünftigen Energieversorgung der Schweiz, PSI, 2000, Tel. 7.1.2003 mit Andreas Keel, Holzenergie Schweiz, eigene Berechnungen				
Brennstoffkosten	Schätzung des Potenzials an Energieholz und Kalkulation der Bereitstellungspreise, WSL, Birmensdorf, 2003 Telefon 7.1.2003 mit Christoph Rutschmann, Holzenergie Schweiz				

Tabelle 2 Holzschnitzelfeuerung im Vergleich zu dezentralen Ölfeuerungen: Systemdaten, Investitions- und geschätzte Gestehungskosten sowie Angaben zu deren Ermittlung und Quellen (Zusammenfassung und grafische Darstellung in Kapitel 7.5 des Hauptberichts).

Anhang 8.2: KVA

Anlagentyp 4g	Kehrichtverbrennungsanlage KVA mit Produktion von Fernwärme und Strom	Referenzsystem Ölfeuerungen (dezentral) plus Stromerzeugung durch Gasturbinen-Kraftwerk 10				
Systemdaten						
Biomasse	1. Altholz 2. Biogene Abfälle aus Industrie, Gewerbe und Haushalt	Öl, Gas Verbrennung thermisch und elektrisch therm.: Ölfeuerungen 25...500 KW el.: Gasturbinenkraftwerk 10 MW				
Prozess	Verbrennung					
Nutzung	thermisch und elektrisch					
Musteranlage						
Durchsatz Abfall pro Jahr	120'000t					
durchschn. produzierte Wärmemenge	60'000 MWh					
durchschn. produzierte Elektrizität	70'000 MWh					
Wirkungsgrad	35%					
Nutzungsdauer, typisch	40 Jahre					
Kosten						
Investitionskosten KVA	47 Mio.					
Gestehungskosten (bezogen auf Nutzenergie, ohne Umweltkosten)						
A. Wärmeerzeugung + -Verteilung						
Kosten Muster-KVA						
Fixkosten Wärmeerzeugung pro kWh	Rp./kWh Nutzwärme	2000	2010	2025	2040	
Fixkosten Fernwärmesystem pro kWh	Rp./kWh Nutzwärme	2.7	2.6	2.4	2.4	
Brennstoffkosten (Abfall)	Rp./kWh	10.0	9.5	9.0	9.0	
Wärmegestehungskosten	Rp./kWh Nutzwärme	0.0	0.0	0.0	0.0	
		12.7	12.1	11.4	11.4	
Kosten fossiles Referenzsystem						
Fixkosten pro kWh	Rp./kWh Nutzwärme	4.0	3.8	3.6	3.6	
Ölkosten für Heizungen	Rp./kWh	5.0	5.7	10.5	10.0	
Wärmegestehungskosten	Rp./kWh Nutzwärme	9.0	9.5	14.1	13.6	
B. Stromproduktion						
mittlere Kosten KVA		2000	2010	2025	2040	
Fixkosten Elektrizitätserzeugung pro kWh	Rp./kWh	5.5	5.2	5.0	5.0	
Brennstoffkosten (Abfall)	Rp./kWh	0.0	0.0	0.0	0.0	
Elektrizitätsgestehungskosten	Rp./kWh	5.5	5.2	5.0	5.0	
Kosten fossiles Referenzsystem						
Elektrizitätsgestehungskosten	Rp./kWh	10.0	11.3	21.0	20.0	
Datenbasis, Annahmen						
Die obigen Gestehungskosten sind inkl. Transportkosten für den Brennstoff, aber excl. Umweltkosten gerechnet, und basieren auf den folgenden Angaben und Annahmen:						
1) Kostenfaktoren			2000	2010	2025	2040
für Biomassetechnologie			1.00	0.95	0.90	0.90
für Wärmeverteilungssystem & fossiles Refsystem			1.00	0.95	0.90	0.90
für Abbildung der geschätzten Gaspreisentwicklung gemäss Szenario (Annahme: Gaspreis ist fix an Ölpreis gekoppelt (x 1.2))			1.00	1.13	2.10	2.00
2) Abfall-Annahmepreise			bzw. negative Brennstoffkosten sind hier nicht berücksichtigt (d.h. Brennstoff kosten = 0)			
3) Fixkosten für Ölfeuerungen			Referenzsystem für Wärmeerzeugung identisch mit Anlagentyp 1a, Fixkosten daher gemäss Factsheet Anlagentyp 1a			
4) Streubereiche für Kosten			Die aufgeführten Strom- und Wärmegestehungskosten sind die mittleren Zusatzkosten für die Nutzung von Elektrizität und Wärme, berechnet auf der Basis der Kostenrechnungen von 5 untersuchten KVAs in der Schweiz, die im Zeitraum 1991 bis 2003 in Betrieb gingen. Vier der fünf KVAs produzieren und verkaufen Strom und Wärme, die fünfte KVA nur Strom (Anteil der Wärmenutzung von 0 bis ca. 2/3 der gesamten Energienutzung).			
			Kosten in Rp./kWh			
			tief	mittel	hoch	
Wärmegestehungskosten			0.9	2.0	3.4	
Stromgestehungskosten			3.5	5.5	7.1	
Kosten für Fernwärmeübertragung			7.0	10.0	12.0	
Quellen						
Technische Daten, Strom- und Wärmegestehungskosten von KVAs	Kosten und Entschädigung von Strom aus KVAs, Schlussbericht, econcept i.A. BFE, 2004					
Kosten Fernwärmeübertragung	Schätzung E.A. Müller, Leiter BFE-Programm Infrastrukturanlagen					
Stromgestehungskosten	Fossil-thermische Kraftwerke, Referat BFE Tagung „Zukunft des Elektrizitätsangebots“, Energy Consulting Group Ltd.					
Gasturbinenkraftwerk						

Tabelle 3 KVA im Vergleich zu dezentralen Ölfeuerungen (Wärmeerzeugung) und Gasturbinenkraftwerk (Elektrizitätsproduktion): Systemdaten, Investitions- und geschätzte Gestehungskosten sowie Angaben zu deren Ermittlung und Quellen (Zusammenfassung und grafische Darstellung im Hauptbericht).

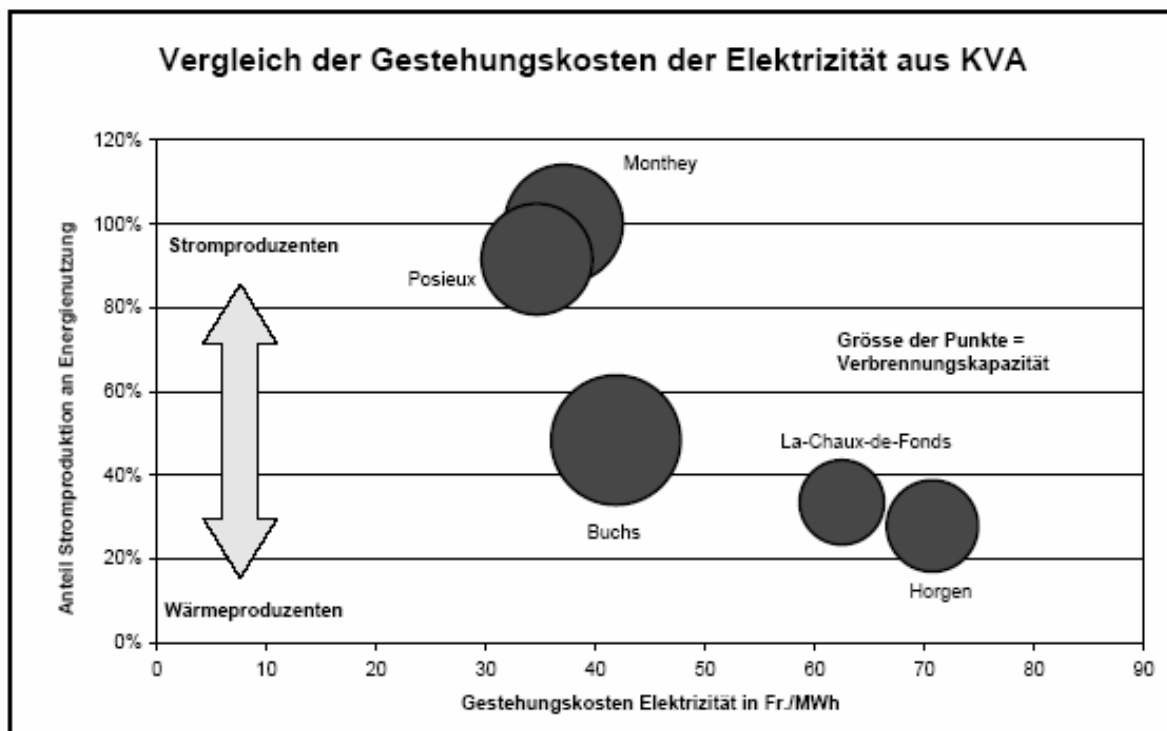


Tabelle 4 Vergleich der Gestehungskosten der Elektrizität aus Anlagen, die Wärme und Strom produzieren. Die Grösse der Punkte ist proportional zur Verbrennungskapazität. (Quelle: econcept 2004)².

Systemgrenzen

Für Kostenbetrachtungen in KVAs, insbesondere für die saubere Abgrenzung der Energieproduktionskosten gegenüber den Abfallbehandlungskosten, ist die klare Festlegung der Systemgrenzen sehr wesentlich. Die Ermittlung der Gestehungskosten (für Wärme und Strom) in dieser Studie basiert auf der Studie econcept 2004, welche die Systemgrenzen wie folgt festlegte:

a) Energieproduktion:

- Elektrizitätserzeugung: für Stromerzeugung notwendige Kessel, Zusatzkessel oder zusätzliche Kesselteile, Armaturen, Verrohrung mit Turbine, Turbine, Pumpen, allfällige Wärmerückgewinnungsanlagen im Turbinendampfkreislauf, Generator, Transformator, elektrische Verkabelung, Schalt- und Messanlagen, Leit-, Steuer- und Regelsysteme (kurz: alle Komponenten, die für die Stromerzeugung zwischen Kessel und Netzklemme benötigt werden).
- Wärmebereitstellung: für Wärmebereitstellung notwendige Zusatzanlagen im Kessel, Armaturen, Verrohrung, Übergabestelle inkl. Wärmetauscher, Messeinrichtungen, Leit-, Steuer- und Regelsysteme (kurz: alle Komponenten, die für die Wärmebereitstellung zwischen Kessel und der Einspeisung in das Fernwärmenetz benötigt werden). Das Fernwärmenetz selbst sowie Pumpen, Spitzenlastkessel etc., die nicht zum Betrieb des Fernwärmenetzes notwendig sind, wurden nicht eingerechnet.
- Personalkosten: Aufteilung entsprechend den Anteilen der Investitionskosten.

b) Abgrenzung Energieproduktion gegenüber Abfallentsorgung:

Hier wurde darauf geachtet dass die Kosten den einzelnen Anlageteilen so zugerechnet wurden, dass die Energieproduktion nicht durch die Abfallbehandlung subventioniert wird. Das bedeutet,

² Alle Literaturverweise in diesem Kapitel beziehen sich auf das Literaturverzeichnis im Hauptbericht.

dass sich die Energieproduktion grundsätzlich aus den Energieerlösen finanzieren muss, die Behandlung der Abfälle aus den Einnahmen für die Entsorgung der Abfälle (Gebühren und Abfallannahmepreise).

Elektrischer Wirkungsgrad und Stromproduktion von KVAs in der Schweiz

	Wirkungsgrade elektrisch (%)			CH-Elektrizitätsproduktion erneuerbar, aus KVAs (GWh/a)	
	nur Stromprod.	FW 2001	FW +50%	FW 2001	FW +50%
CH heute	18	14	12	673	-
Amsterdam	30	26	24	1361	1257
bis 2025	40	35	33	1750	1640

Tabelle 5 Wirkungsgrade und entsprechende maximale schweizerische Elektrizitätsproduktion von KVAs für drei Varianten: ohne Fernwärme (nur Stromproduktion), heutige Fernwärmenutzung (FW 2001) oder gegenüber heute eine um 50% höhere Fernwärmenutzung (FW +50%), bei gleich bleibender Abfallmenge. (Quelle: Müller E.A. 2004).

Der elektrische Wirkungsgrad liegt heute im Mittel bei den KVAs in der Schweiz erst bei 14%, gute Anlagen erreichen heute schon über 20%. Hochleistungskesselanlagen wie jene in Amsterdam, die in Realisierung ist, erreichen heute 30%, bis in 10–20 Jahren werden von Fachspezialisten Wirkungsgrade von 40% erwartet. Dieser Wert sinkt auf 35%, wenn von einer gleich bleibenden Fernwärmenutzung wie heute ausgegangen wird, oder auf 33% bei einer Steigerung der Fernwärmenutzung um 50%. Wenn bei der Erneuerung des gesamten KVA-Bestandes in der Schweiz solche Hochleistungstechnologien eingesetzt würden, könnten die KVAs bis 2025 die erneuerbare Stromproduktion auf über 1600 GWh/a (entspricht ca. 225% der heutigen Elektrizitätsproduktion in KVAs) erhöhen und gleichzeitig auch einen steigenden Fernwärmebedarf abdecken. Dieses Potenzial kann jedoch nur bei Schaffung geeigneter Anreize (z.B. höhere Einspeisetarife) erschlossen werden. Gemäss econcept 2004 ist bei den heute geltenden Rahmenbedingungen das wirtschaftliche Potenzial auf zusätzliche 100 bis 200 GWh beschränkt.

Anhang 8.3: Landwirtschaftliche Biogasanlagen

In Kapitel 7.5 des Hauptberichts wurden zwei Typen von landwirtschaftlichen Biogasanlagen behandelt: a) die reine Hofdüngeranlage, betrieben mit Gülle und Mist von 200 GVE, und b) die Landwirtschaftliche Co-Vergärungsanlage, betrieben mit Gülle und Mist von 70 GVE sowie biogenen Abfällen aus Haushalten, Gastro-Gewerbe und der Lebensmittelindustrie. Gemäss Genesys GmbH, einem führenden Lieferanten von landwirtschaftlichen Biogasanlagen, ist auf dem Markt seit einigen Jahren ein deutlicher Trend zugunsten von grösseren Anlagen feststellbar (v.a. wenn diese nur mit Hofdünger betrieben werden). Auf den folgenden Seiten werden die detaillierten Angaben zu den beiden oben aufgeführten Anlagen daher durch die spezifischen Angaben einer reinen Hofdünger-Biogasanlage für 500 GVE ergänzt. Gemäss Genesys GmbH entspricht diese dem neusten Trend, landwirtschaftliche Biogasanlagen praktisch für den Dauerbetrieb (gegen 7'000 Stunden pro Jahr) auszulegen und das dafür notwendige Inputmaterial entweder aus landwirtschaftlichen Betrieben (Hofdünger) oder aus Haushalten, Industrie und Gewerbe (biogene Abfälle) in der Region heran zu schaffen..

Anlagentyp 9d-1	Landwirtschaftl. Biogasanlage (nur Hofdünger, 200 GVE)	Referenzsystem BHKW 100 kWe			
Systemdaten					
Anlage, Brennstoff	Gülle und Mist aus landwirtschaftlichen Betrieben (Total 200 GVE)	Öl			
Prozess	Methangärung	Verbrennung			
Nutzung	elektrisch (Einspeisung + Eigenbedarf) + Wärme für Eigenbedarf)	elektrisch (+ Wärme Eigenb.)			
Elektrische Leistung	100 kWe	WKK-Anlage (BHKW)			
Input	4000 m3 Gülle/a	100 kWe			
Ertrag Biogas und Energie	20 m3 Biogas / m3 Gülle 6 kWh / m3 Biogas => total 480 MWh/a				
Wirkungsgrad, elektrisch	35%				
Nutzungs-/Abschreibungsdauer	Bau 20 Jahre, Fermenter + el.mech. Ausrüstung 15 Jahre, BHKW 8 Jahre				
Betriebsstunden jährlich, typisch	1500 h				
Nutzenergie, elektrisch	170 MWh/a davon ca. 40 MWh/a für Eigenbedarf				
Kosten					
Investitionskosten	CHF 300'000				
Gestehungskosten (bezogen auf Nutzenergie, ohne Umweltkosten)					
		2000	2010	2025	2040
Kosten Biogasanlage					
Fixkosten Elektrizitätserzeugung	Rp./kWh	43.0	38.7	34.4	32.3
Brennstoffkosten (Gülle)	Rp./kWh	0.0	0.0	0.0	0.0
Elektrizitätsgestehungskosten	Rp./kWh	43.0	38.7	34.4	32.3
Kosten fossiles Referenzsystem					
Fixkosten pro kWh	Rp./kWh	7.0	6.7	6.3	6.3
Brennstoffkosten (Öl)	Rp./kWh	5.0	5.7	10.5	10.0
Elektrizitätsgestehungskosten	Rp./kWh	12.0	12.3	16.8	16.3
Datenbasis, Annahmen					
Die obigen Gestehungskosten sind inkl. Transportkosten für den Brennstoff, aber excl. Umweltkosten gerechnet, und basieren auf den folgenden Angaben und Annahmen:					
1) Kostenfaktoren					
für Biomasetechnologie		2000	2010	2025	2040
für Wärmeverteilungssystem & fossiles Refsystem		1.00	0.90	0.80	0.75
für Abbildung der geschätzten Ölpreisentwicklung gemäss Szenario		1.00	0.95	0.90	0.90
		1.00	1.13	2.10	2.00
2) Transportkosten Gülle und Mist					
Die Transportkosten der Gülle sind bei der Berechnung der Gestehungskosten vernachlässigt worden. In der Praxis werden diese aber nur unter besonders günstigen Bedingungen 0 sein (grosser Hof mit ca. 200 GVE). Im Normalfall werden die Kosten für den Transport der Gülle von den benachbarten Höfen zur Biogasanlage hinzukommen. Diese sind aber sehr stark abhängig von den lokalen Bedingungen, ein generell anwendbarer Transportkostenansatz kann daher hier nicht angegeben werden.					
3) Jährliche Kosten					
Obige Fixkosten beruhen auf einer Musteranlage mit folgenden Kosten					
	CHF				
Kapital (Annuität, gemäss Methodik wie beschrieben im Kapitel 7.5)	35'700				
Wartung und Unterhalt	15'200				
Hilfsenergie/Versicherung/Verwaltn	10'000				
weitere Kosten	12'000				
jährliche Kosten total	72'900				
Quellen					
Quellen Kosten Biogasanlage	Genesys GmbH, Herr Ruch, Frauenfeld.				
Quellen Kosten Referenzsystem BHKW	Dr. Eicher + Pauli 2002b/2003, Schätzungen Infrac				

Tabelle 6 Landwirtschaftliche Biogasanlage (nur Hofdünger, 200 GVE) im Vergleich zu Elektrizitätsproduktion auf der Basis eines ölgefeuerten BHKWs: Systemdaten, Investitions- und geschätzte Gestehungskosten sowie Angaben zu deren Ermittlung und Quellen (Zusammenfassung und grafische Darstellung in Kapitel 7.5 des Hauptberichts).

Anlagentyp 9d-2	Landwirtschaftl. Biogasanlage (nur Hofdünger, 500 GVE)	Referenzsystem BHKW 100 kW _e			
Systemdaten					
Anlage, Brennstoff	Gülle und Mist aus landwirtschaftlichen Betrieben (Total 500 GVE)	Öl			
Prozess	Methangärung	Verbrennung			
Nutzung	elektrisch (Einspeisung + Eigenbedarf) + Wärme für Eigenbedarf)	elektrisch (+ Wärme für Eigenbedarf)			
Elektrische Leistung	100 kW _e	WKK Anlage			
Input	10'000 m ³ Gülle/a	(Blockheizkraftwerk)			
Ertrag Biogas und Energie	327'000 m ³ /a => Total 1800 MWh/a	100 kW _e			
Wirkungsgrad, elektrisch	38%				
Nutzungs-/Abschreibungsdauer	Bau 20 Jahre, Fermenter + el.mech. Ausrüstung 15 Jahre, BHKW 8 Jahre				
Betriebsstunden jährlich, typisch	6'850 h				
Nutzenergie, elektrisch	635 MWh/a davon ca. 35 MWh/a für Eigenbedarf				
Kosten					
Investitionskosten	CHF 480'000				
Gestehungskosten (bezogen auf Nutzenergie, ohne Umweltkosten)					
		2000	2010	2025	2040
Kosten Biogasanlage					
Fixkosten Elektrizitätserzeugung	Rp./kW _h e	23.0	20.7	18.4	17.3
Brennstoffkosten (Gülle)	Rp./kW _h	0.0	0.0	0.0	0.0
Elektrizitätsgestehungskosten	Rp./kW_he	23.0	20.7	18.4	17.3
Kosten fossiles Referenzsystem					
Fixkosten pro kWh	Rp./kW _h e	7.0	6.7	6.3	6.3
Brennstoffkosten (Öl)	Rp./kW _h e	5.0	5.7	10.5	10.0
Elektrizitätsgestehungskosten	Rp./kW_he	12.0	12.3	16.8	16.3
Datenbasis, Annahmen					
Die obigen Gestehungskosten sind inkl. Transportkosten für den Brennstoff, aber excl. Umweltkosten gerechnet, und basieren auf den folgenden Angaben und Annahmen:					
1) Kostenfaktoren					
für Biomassetechnologie		1.00	0.90	0.80	0.75
für Wärmeverteilungssystem & fossiles Ref'system		1.00	0.95	0.90	0.90
für Abbildung der geschätzten Ölpreisentwicklung gemäss Szenario "hoch"		1.00	1.13	2.10	2.00
2) Transportkosten Gülle und Mist					
Die Transportkosten der Gülle sind dieser Anlage nicht vernachlässigt worden (spezifische Annahmen und Angaben siehe bei der Ermittlung des jährlichen Aufwands weiter unten)					
3) Investitionskosten					
Vorgrube	CHF	50'000	Erläuterungen		
Biogasanlage (Fermenter)		300'000	1)		
Wärme-Kraft-Kopplung (ca. 65 kW _e .)		150'000	2)		
Hygienestufe		-	3)		
Gesamtinvestitionen	CHF	500'000			

Tabelle 7 Landwirtschaftliche Biogasanlage (nur Hofdünger, 500 GVE) im Vergleich zu Elektrizitätsproduktion auf der Basis eines ölgefeuerten BHKWs: Systemdaten, Investitions- und geschätzte Gestehungskosten. Für Angaben zu jährlichem Aufwand und Ertrag, Erläuterungen und Quellen siehe Tabelle 8 auf der folgenden Seite.

4) Aufwand und Ertrag	CHF	
Jährlicher Aufwand		
Amortisation Investitionskosten (80% Bankkredit , Laufzeit 15 Jahre, 5%	38'537	
Amortisation 20% Eigenkapital, über 15 Jahre zu 5% abgeschrieben	9'634	10)
Anlagenunterhalt (2 %)	10'000	11)
Unterhalt WKK (685 MWh à Fr. 0.03 /kWh)	20'550	
Zündöl BHKW (47 l/Tag à Fr. 0.5/l)	8'578	
Betreuungsaufwand (500 h/a à Fr. 45.-/h)	22'500	4)
Ausbringkosten Gülle (365h/a à 45.-)	16'425	5)
Administration	6'000	6)
Versicherungen (1%)	5'000	
Total jährlicher Aufwand	137'224	
Jährlicher Ertrag		
Elektrizität: Verkauf als Ökostrom: (600 MWh à 0.22 Fr/kWh)	132'000	7)
Einsparung Wärme (verwertbar: 91 MWh à Fr.0.04/kWh))	3'640	8)
Einsparung Strom am eigenen Hof (35 MWh à Fr. 0.20/kWh (Durchschnittspreis Erfahrungswerte letzte 5 Jahre)	7'000	
Annahmegebühren (1000 t/a à Fr. 40.-/ t	40'000	12)
Total jährlicher Ertrag	179'000	
Ertrag minus Aufwand = Ergebnis (mit Ökostromtarif)	41'776	
Variante: Verkauf der Elektrizität zum üblichen Einspeisetarif für erneuerbare Energien, d.h. 600 MWh à 0.15 Fr/kWh	90'000	7)
Total jährlicher Ertrag	137'000	
Ertrag minus Aufwand = Ergebnis (ohne Ökostromtarif)	-224	
Erläuterungen zu Aufwand und Ertragsrechnung		
1) Abtrennung von bestehender Grube oder Neubau		
2) inklusive Rühren/Pumpen (Zerkleinerung, Mixerpumpe, Beschickungspumpe), Gasspeicher (Folienabdeckung), Steuerung/Regelung (Zündstrahl BHKW)		
3) wird nur für die Co-Vergärungsanlagen benötigt (Pasteurisierung der biogenen		
4) Transport (für den Transport der Gülle, die aufgrund der 500 GVE auf verschiedenen Höfen anfallen) zur Biogasanlage und Annahme der Güllemengen (unter Vernachlässigung umfangreicher Investitionskosten durch das Legen von allfälligen Gülleleitungen)		
5) Annahme für Ausbringung Gülle (schwierig abzuschätzen): täglich 1 h (365 h à 45.-), Vernachlässigung von Fahrzeugkosten oder von Investitions-/Betriebskosten für das allfällige Legen von Gülleleitungen		
6) vor allem: Analyse Güllemengen		
7) Überschuss, Preis von 0.22 Fr/kWh ist Durchschnittspreis, der die letzten 5 Jahre erlöst wurde		
8) Verwertbarer Anteil, wird als Ertrag gebucht, muss nicht gekauft werden		
10) Es wären auch andere Abschreibungen denkbar. Bei der Abschreibung wurde jedoch hohen Wert auf die direkte Vergleichbarkeit zwischen den drei Biogasanlagen gelegt. Die Abschreibung wurde daher immer auf dieselbe Weise ermittelt.		
11) Reparaturen, Wartung Pumpe, etc.		
12) Eingesetzte Annahmegebühren von Fr. 40.-/t sind eher tief -> konservative Berechnung		
Quellen		
Techn. Daten und Kosten Biogasanlage und BHKW	Genesys GmbH, Herr Ruch, Frauenfeld / Oliver Schelske, BiomasseEnergie	

Tabelle 8 Landwirtschaftliche Biogasanlage (nur Hofdünger, 500 GVE) im Vergleich zu Elektrizitätsproduktion auf der Basis eines ölgefeuerten BHKWs: jährlicher Aufwand und Ertrag, Erläuterungen und Quellen (Zusammenfassung und grafische Darstellung in Kapitel 7.5 des Hauptberichts)

Anlagentyp 9d-3	Landwirtschaftliche Co-Vergärungsanlage	Referenzsystem BHKW 65 kWe			
Systemdaten					
Anlage, Brennstoff	Gülle und Mist aus landwirtschaftlichen Betrieben (Total 70 GVE), biogene Abfälle aus HH, Gastronomie und Industrie	Öl			
Prozess	Methangärung	Verbrennung			
Nutzung	elektrisch (Einspeisung + Eigenbedarf)	elektrisch (+ Wärme für Eigenbedarf)			
Elektrische Leistung	65 kWe	WKK Anlage			
Input	1500 m3 betriebseigene Gülle/a 1000 t/a betriebsfremde org. Stoffe	(Blockheizkraftwerk) 65 kWe			
Ertrag Biogas und Energie	215'000 m3 Biogas/a 1300 MWh total/a				
Wirkungsgrad, elektrisch	36%				
Elektrizitätproduktion, Prozessbedarf	465 MWh/a, ca. 35 MWh/a				
Nutzenergie, elektrisch	430 MWh/a davon ca. 35 MWh/a für Eigenbedarf				
Nutzungs-/Abschreibungsdauer	Bau 20 Jahre, Fermenter + el.mech. Ausrüstung 15 Jahre, BHKW 8 Jahre				
Betriebsstunden jährlich, typisch	6850 h				
Kosten					
Investitionskosten	CHF 470'000				
Gestehungskosten (bezogen auf Nutzenergie, ohne Umweltkosten)					
		2000	2010	2025	2040
Kosten Biogasanlage					
Fixkosten Elektrizitätserzeugung		25.0	22.5	20.0	18.8
Brennstoffkosten (angelieferte Abfälle, Gülle=0)					
a) mit Abfall-Annahmepreisen 40.-/t	Rp./kWh	-9.0	-8.1	-7.2	-6.8
b) mit 0 bewertet	Rp./kWh	0.0	0.0	0.0	0.0
Elektrizitätsgestehungskosten					
a) mit Abfall-Annahmepreisen 40.-/t	Rp./kWh	16.0	14.4	12.8	12.0
b) mit Brennstoffkosten 0	Rp./kWh	25.0	22.5	20.0	18.8
Kosten fossiles Referenzsystem					
Fixkosten pro kWh	Rp./kWh	9.0	8.6	8.1	8.1
Brennstoffkosten (Öl)	Rp./kWh	5.0	5.7	10.5	10.0
Elektrizitätsgestehungskosten	Rp./kWh	14.0	14.2	18.6	18.1
Datenbasis, Annahmen					
Die obigen Gestehungskosten sind inkl. Transportkosten für den Brennstoff, aber excl. Umweltkosten gerechnet, und basieren auf den folgenden Angaben und Annahmen:					
1)Kostenfaktoren					
für Biomassetechnologie		2000	2010	2025	2040
		1.00	0.90	0.80	0.75
Annahmegebühren für Biomasse (2003: Fr. 40.-/t)		1.00	0.90	0.80	0.75
für Wärmeverteilungssystem & fossiles Ref'system		1.00	0.95	0.90	0.90
für Abbildung der geschätzten Ölpreisentwicklung gemäss Szenario "hoch"		1.00	1.13	2.10	2.00
2)Handlungskosten Co-Substrat, Transportkosten Gülle und Mist					
Diese Kosten sind bei dieser Anlage nicht vernachlässigt worden (spezifische Annahmen und Angaben siehe bei der Ermittlung des jährlichen Aufwands weiter unten)					
3)Investitionskosten					
	CHF	Erläuterungen			
Vorgrube	30'000	1)			
Biogasanlage (Fermenter)	270'000	2)			
Wärme-Kraft-Kopplung (ca. 65 kWel.)	130'000				
Hygienestufe	40'000	3)			
Gesamtinvestitionen	470'000				

Tabelle 9 Landwirtschaftliche Co-Vergärungsanlage (Hofdünger von 70 GVE plus biogene Abfälle aus Haushalten, Gastro-Gewerbe und Lebensmittelindustrie) im Vergleich zur Elektrizitätsproduktion auf der Basis eines ölgefeuerten BHKWs: Systemdaten, Investitions- und geschätzte Gestehungskosten. Für Angaben zu jährlichem Aufwand und Ertrag, Erläuterungen und Quellen siehe folgende Seite.

4) Aufwand und Ertrag	CHF	
Jährlicher Aufwand		
Amortisation Investitionskosten (80% Bankkredit , Laufzeit 15 Jahre, 5% Zins)	36'225	
Amortisation 20% Eigenkapital, über 15 Jahre zu 5% abgeschrieben	9'056	10)
Anlagenunterhalt (2 %)	6'800	11)
Unterhalt WKK (415 MWh à Fr. 0.03 /kWh)	12'450	
Zündöl BHKW (31 l/Tag à Fr. 0.5/l)	5'600	
Betreuungsaufwand (365 h/a à Fr. 45.-/h)	16'425	4)
Handling Co-Substrat (Fr. 6.-/m3 Co-Substrat)	12'000	5)
Administration	5'100	6)
Versicherungen (1%)	3'400	
Total jährlicher Aufwand	107'056	
Jährlicher Ertrag		
Elektrizität: Verkauf als Ökostrom: (395 MWh à 0.22 Fr/kWh)	86'900	7)
Einsparung Wärme (verwertbar: 91 MWh à Fr.0.04/kWh))	3'640	8)
Einsparung Strom am eigenen Hof (35 MWh à Fr. 0.20/kWh (Durchschnittspreis Erfahrungswerte letzte 5 Jahre)	7'000	
Annahmegebühren (1000 t/a à Fr. 40.-/ t	40'000	12)
Total jährlicher Ertrag	133'900	
Ertrag minus Aufwand = Ergebnis (mit Ökostromtarif)	26'844	
Variante: Verkauf der Elektrizität zum üblichen Einspeisetarif für erneuerbare	59'250	7)
Jahresertrag	106'250	
Ertrag minus Aufwand = Ergebnis (ohne Ökostromtarif)	-806	
Erläuterungen zu Aufwand und Ertragsrechnung		
1) Abtrennung von bestehender Grube oder Neubau		
2) inklusive Rühren/Pumpen (Zerkleinerung, Mixerpumpe, Beschickungspumpe), Gasspeicher (Folienabdeckung), Steuerung/Regelung (Zündstrahl BHKW)		
3) für die Vor-Hygienisierung von biogenen Abfällen (v.a. Speisereste) wird in Co-Vergärungsanlagen eine separate Vor-Pasteurisierungsstufe benötigt (70°C, während mind. 1 Std.)		
4) Annahme und Aufbereitung Co-Substrate		
5) 1000t Co-Substrat entsprechend 2000 m3 Gülle; Zusätzliche Fahrten, Schleppschlauchverfahren. Beim Anlagentyp 9d-2 wurden hier keine Kosten berücksichtigt. Es ist darauf hinzuweisen, dass hier sehrwohl Kosten anfallen, nämlich für den Transport der Gülle, die aufgrund der 500 GVE (bzw. wie in der Studie: 200 GVE) auf verschiedenen Höfen anfallen, zur Biogasanlage. Anschliessend fallen auf wieder Ausbringkosten an. Diese Kosten sind aber schwierig abzuschätzen.		
6) vor allem: Abrechnung Co-Substratannahme		
7) Überschuss, Preis von 0.22 Fr/kWh ist Durchschnittspreis, der die letzten 5 Jahre erlöst wurde		
8) Verwertbarer Anteil, wird als Ertrag gebucht, muss nicht gekauft werden		
10) Es wären auch andere Abschreibungsmodelle denkbar. Bei der Abschreibung wurde jedoch hohen Wert auf die direkte Vergleichbarkeit zwischen den drei Biogasanlagen gelegt. Die Abschreibung wurde daher immer auf dieselbe Weise ermittelt.		
11) Reparaturen, Wartung Pumpe, etc.		
12) Eingesetzte Annahmegebühren von Fr. 40.-/t sind eher tief -> konservative Berechnung		
Quellen		
Techn. Daten und Kosten Biogasanlage Genesys GmbH, Herr Ruch, Frauenfeld / Oliver Schelske, BiomasseEnergie und BHKW		

Tabelle 10 Landwirtschaftliche Co-Vergärungsanlage (Hofdünger von 70 GVE plus biogene Abfälle aus Haushalten, Gastro-Gewerbe und Lebensmittelindustrie) im Vergleich zu Elektrizitätsproduktion auf der Basis eines ölgefeuerten BHKWs: jährlicher Aufwand und Ertrag, Erläuterungen und Quellen (Zusammenfassung und grafische Darstellung in Kapitel 7.5 des Hauptberichts).

Anhang 8.4: Gewerblich/industrielle Biogasanlagen

Anlagentyp 9i	Biogasanlage gewerbl./industr.	Referenzsystem BHKW 500 kW _e			
Systemdaten					
Anlage, Brennstoff	Feuchte/flüssige Abfälle aus Industrie, Gewerbe, Gastronomie, Haushalten	Öl			
Prozess	Methangärung	Verbrennung			
Nutzung	elektrisch (Einspeisung + Eigenbedarf) + Wärme für Eigenbedarf	elektrisch (+ Wärme Eigenbed.)			
Elektrische Leistung	500 kW _e	WKK Anlage			
Input	10'000 t biogene Abfälle/a	(Blockheizkraftwerk) 500 kW _e			
Ertrag Biogas und Energie	1 Mio. m ³ Biogas/a 6'000 MWh total/a				
Wirkungsgrad, elektrisch	30%				
Elektrizitätproduktion, Prozessbedarf	1800 MWh/a, ca. 150 MWh/a				
Nutzenergie, elektrisch	1650 MWh/a				
Nutzungs-/Abschreibungsdauer	davon ca. 50 MWh/a für Eigenbedarf Bau 20 Jahre, Fermenter + el.mech. Ausrüstung 15 Jahre, BHKW 8 Jahre				
Betriebsstunden jährlich, typisch	4000 h				
Kosten					
Investitionskosten	7.1 Mio. CHF				
Gestehungskosten (bezogen auf Nutzenergie, ohne Umweltkosten)					
		2000	2010	2025	2040
Kosten Biogasanlage					
Fixkosten Elektrizitätserzeugung	Rp./kW _h e	90.0	81.0	72.0	67.5
Brennstoffkosten (angelieferte Abfälle)					
a) mit Abfall-Annahmepreisen 126.-/t	Rp./kW _h e	-84.0	-75.6	-67.2	-63.0
b) mit 0 bewertet	Rp./kW _h e	0.0	0.0	0.0	0.0
Elektrizitätsgestehungskosten					
a) mit Abfall-Annahmepreisen 126.-/t	Rp./kW _h e	6.0	5.4	4.8	4.5
b) mit Brennstoffkosten 0	Rp./kW _h e	90.0	81.0	72.0	67.5
Kosten fossiles Referenzsystem					
Fixkosten pro kWh	Rp./kW _h e	6.0	5.7	5.4	5.4
Brennstoffkosten (Öl)	Rp./kW _h e	5.0	5.7	10.5	10.0
Elektrizitätsgestehungskosten	Rp./kW _h e	11.0	11.4	15.9	15.4
Datenbasis, Annahmen					
Die obigen Gestehungskosten sind inkl. Transportkosten für den Brennstoff, aber excl. Umweltkosten gerechnet, und basieren auf den folgenden Angaben und Annahmen:					
1)Kostenfaktoren					
für Biomassetechnologie		2000	2010	2025	2040
		1.00	0.90	0.80	0.75
Annahmegebühren für Biomasse (2003: Fr. 126.-/t)		1.00	0.90	0.80	0.75
für Wärmeverteilungssystem & fossiles Ref'system		1.00	0.95	0.90	0.90
für Abbildung der geschätzten Ölpreisentwicklung gemäss Szenario "hoch"		1.00	1.13	2.10	2.00
2)Annahmegebühren für biogene Abfälle					
Für die Annahmegebühren des Co-Substrats wurden Fr. 126.-/t eingesetzt. Der vom Anlieferer zu bezahlende Preis pro Tonne Bioabfall liegt im Kanton Zürich zwischen Fr. 120.– und 160.– excl. MWSt. Der verwendete Ansatz von Fr. 126.-/t liegt also eher tief -> konservative Berechnung. Die Sammel- und Transportkosten für die Heranschaffung der biogenen Abfälle wurden hier vernachlässigt. Es sind keine gut abgestützten, generell anwendbaren Zahlen verfügbar.					
3)Investitionskosten					
Die oben dargestellten Gestehungskosten beruhen auf den Daten einer Musteranlage mit 10'000 t/a vom Typ "Kompogas Kompakt" mit folgenden jährlichen Kosten					
	CHF				
Kapital (Annuität, siehe Methodik)	870'000				
Wartung und Unterhalt	220'000				
Hilfsenergie/Versicherung/Verwaltung	110'000				
weitere Kosten	280'000				
jährliche Kosten total	1'480'000				
Quellen					
Daten und Kosten Biogasanlage	Verhältnisse im Kanton Zürich aufgrund der Kostenrechnung einer Kompogas Anlage				
Kosten Referenzsystem BHKW	Dr. Eicher + Pauli 2002b/2003, Schätzungen Infrac				

Tabelle 11 Gewerblich/industrielle Co-Vergärungsanlage (betrieben mit 10'000 t biogenen Abfälle aus Gastro-Gewerbe, Lebensmittelindustrie und Haushalten, pro Jahr) im Vergleich zur Elektrizitätsproduktion auf der Basis eines ölgefeuerten BHKWs: Systemdaten, jährliche Kosten und geschätzte Gestehungskosten sowie Angaben zu deren Ermittlung und Quellen (Zusammenfassung und grafische Darstellung in Kapitel 7.5 des Hauptberichts).

Anhang 8.5: ARA

Anlagentyp 11	ARA (kommunale Abwasserreinigungsanlage)	Referenzsystem BHKW 500 kWe				
Systemdaten						
Input	Abwasser aus Industrie, Gewerbe, Haushalten	Öl				
Prozess	Methangärung	Verbrennung				
Nutzung	primär elektrisch z.T. auch thermisch, v.a. für Eigenbedarf	primär elektrisch z.T. auch thermisch, v.a. für Eigenbedarf				
Nutzungs-/Abschreibungsdauer, typisch	15 Jahre					
Installierte elektrische Leistung	280 kWe					
Nutzenergie (MWh/a)	1800 MWh/a					
Kosten						
Investitionskosten ARA	1 Mio. CHF					
Gestehungskosten (bezogen auf Nutzenergie, ohne Umweltkosten)						
		2000	2010	2025	2040	
Kosten ARA						
Fixkosten Elektrizitätserzeugung	Rp./kWh	10.0	9.5	9.0	8.5	
Brennstoffkosten	Rp./kWh	0.0	0.0	0.0	0.0	
Elektrizitätsgestehungskosten	Rp./kWh	10.0	9.5	9.0	8.5	
Kosten fossiles Referenzsystem						
Fixkosten pro kWh	Rp./kWh	6.0	5.7	5.4	5.4	
Brennstoffkosten (Öl)	Rp./kWh	5.0	5.7	10.5	10.0	
Elektrizitätsgestehungskosten	Rp./kWh	11.0	11.4	15.9	15.4	
Datenbasis, Annahmen						
Die obigen Gestehungskosten sind inkl. Transportkosten für den Brennstoff, aber excl. Umweltkosten gerechnet, und basieren auf den folgenden Angaben und Annahmen:						
1) Kostenfaktoren		2000	2010	2025	2040	
für Biomassetechnologie		1.00	0.95	0.90	0.85	
für fossiles Referenzsystem		1.00	0.95	0.90	0.90	
für Abbildung der geschätzten Ölpreisentwicklung gemäss Szenario		1.00	1.13	2.10	2.00	
2) Brennstoffkosten,	keine Kosten für Klärgas aus Abwasser					
3) Datenbasis für Kostenermittlung						
Jährliche Kosten		CHF				
Kapital (Zinssatz 5%, über 15		96'342				
Wartung und Unterhalt		65'000				
Hilfsenergie/Versicherung/Verwalту		15'000				
weitere Kosten						
Total jährliche Kosten		176'342				
Fixkosten für ARA						
Stromgestehungskosten						
	beruhen auf relativ grosser Anlage für 100'000 Einwohner Berechnet aus den Jahreskosten, bezogen nur auf die elektrische Energie (da primär diese genutzt wird). In den meisten ARA's ist in der Praxis der Wärmenergieertrag jedoch ungefähr gleich gross wie der elektrische Energieertrag. Damit sind die Stromgestehungskosten tendenziell zu hoch angegeben. Eine quantitative generelle Aussage dazu ist jedoch in diesem Rahmen nicht möglich, da die Gestehungskosten von der jeweiligen Anlagekonstellation und der Bewertung der zur Verfügung gestellten Wärmeenergie abhängig sind.					
Quellen						
Kosten Biogasanlage	Vetter/Niesel, Holinger AG; Müller E A, Energie in Infrastrukturanlagen					
Kosten Referenzsystem BHKW	Dr. Eicher + Pauli 2002b/2003, Schätzungen Infrac					

Tabelle 12 Kommunale Abwasserreinigungsanlage (ARA) Vergleich zur Elektrizitätsproduktion auf der Basis eines ölgefeuerten BHKWs: Systemdaten, jährliche Kosten und geschätzte Gestehungskosten sowie Angaben zu deren Ermittlung und Quellen (Zusammenfassung und grafische Darstellung in Kapitel 7.5 des Hauptberichts).

Anhang 9: Fischer-Tropsch Process: Technology status and perspectives

Introduction

Production of liquid fuels via Fischer-Tropsch process

The Fischer-Tropsch (FT) process was initially developed in Germany in the 1920–1930s to produce mainly liquid fuels. Originally, coal and natural gas were used as feedstock. The Fischer-Tropsch process starts with the gasification which is followed by a catalytic synthesis. In the FT synthesis carbon monoxide from the syngas reacts with hydrogen to form different hydrocarbons chains, comprising light hydrocarbons (C_1 and C_2), LPG (C_3 - C_4), naphtha (C_5 - C_{11}), diesel (C_9 - C_{20}) and wax ($>C_{20}$) fractions. The distribution of the products depends on the process temperature, pressure, presence time, the catalyst and the reactor type.

The unconverted off-gas remaining after the synthesis can be recycled and fed to the synthesis reactor again to maximise the production of liquids. In a simplified system, the so-called “once through” Fischer-Tropsch synthesis, the gaseous by-products are utilised for electricity and heat generation in a combined cycle power plant. A favourable aspect of the latter system is that investments are lower due to elimination of gas recycling and the accompanying generation of electricity and heat (Van Thuijl et al, 2003).

Products of the FT process in general can be used as a transportation fuel or energy carrier for different uses and for electricity and/or heat generation. Fischer-Tropsch diesel is a high quality and clean transportation fuel with favourable characteristics for application in diesel engines. Fischer-Tropsch diesel is similar to fossil diesel with regard to its energy content, density, viscosity and flash point. Fischer-Tropsch diesel also has some characteristics that are more favourable than those of regular diesel. First of all, it has a higher cetane number which indicates better auto-ignition qualities. Also it has a very low aromatic content which leads to cleaner combustion and lower particle and NO_x exhaust emissions. Furthermore, sulphur emissions are avoided, because Fischer-Tropsch diesel is sulphur free (van Thuijl et al, 2003).

Naphtha components produced by the Fischer-Tropsch process cannot be applied in the existing spark ignition engines. In contrast with petroleum-derived gasoline that contains aromatics, Fischer-Tropsch naphtha consists of straight hydrocarbon chains, whose octane number is too low for application in current engines. Therefore, gasoline produced from straight-chain Fischer-Tropsch naphtha can only be used in a mixture with conventional gasoline, up to 15%.

So far, large-scale Fischer-Tropsch conversion installations using fossil fuels for the production of synthesis gas exist in Malaysia (Shell), which produces Fischer-Tropsch liquids derived from natural gas, and in South-Africa (Sasol) which uses coal as raw material. Since several technology components could be removed from the process in case of natural gas feedstock, therefore, capital cost of coal conversion to FT liquid fuels may be double of that for natural gas conversion path (Steynberg, 2004). An economic analysis of once-through natural gas Fischer-Tropsch plant with power co-production indicates that FT liquids can be produced at the cost³ of 4.67 US\$/GJ with the output capacity of approx. 600 MW (Choi et al., 1997). The total capital cost of such installation is about 480 million US\$.

³ Cost estimate is given on crude oil equivalent basis which is defined as the hypothetical break-even crude oil price where the FT liquid fuels are competitive with products made from crude oil.

Production of Fischer-Tropsch liquids from biomass feedstock

Current developments in Fischer-Tropsch technology focus on producing clean hydrocarbon fuels based on biomass feedstock. Fischer-Tropsch liquids can be produced from different types of lignocellulosic material. Another option is to feed the conversion process with bio-oil, e.g. pyrolysis oil. Additional components that would be required for the use of biomass feedstock include the biomass pre-treatment unit and the syngas cleaning and conditioning unit. The basic steps of producing FT liquids from biomass combined with heat and power generation are depicted in Figure 1. For the production of one ton of Fischer-Tropsch diesel about 8.5 tons of wood are needed. The yield of liquid fuels is thus about 150 litres per ton of wood⁴ (Boerrigter and Den Uil, 2002).

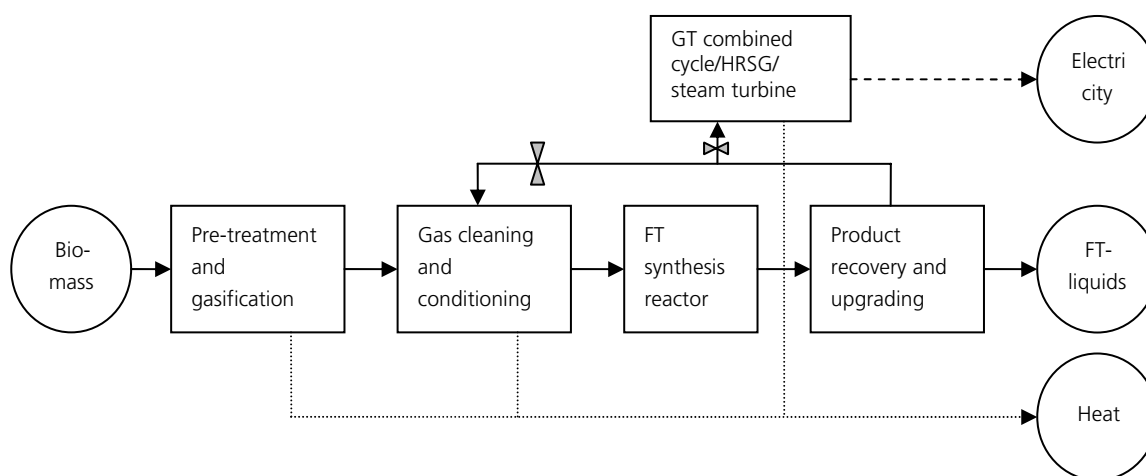


Figure 1 Basic components of the biomass based FT-liquids/CHP plant (Hamelinck et al., 2003).

The use of biomass as an input for Fischer-Tropsch processes is still in the development phase. The integration of biomass gasification and Fischer-Tropsch synthesis has not yet been demonstrated on commercial scale. Current research and development activities are focused on cleaning and conditioning of synthesis gas, development of several types of catalysts, reducing the amount of inert components in the feed gas, and the utilisation of by-products. The production of Fischer-Tropsch liquids in combination with electricity and heat seems to be the most economically efficient option.

Economical analysis of Fischer-Tropsch process using biomass feedstock

To date one of the most comprehensive studies on the production cost of liquid bio-fuels via the Fischer-Tropsch process was carried out by Hamelinck et al. (2003). Different configurations of equipment components were compared to reflect anticipated efficiency improvements which reside mainly in combined production of FT liquids with electricity, application of pressurised gasifiers, and in combining high selectivity with high conversion in the FT reactor. A typical cost breakdown is given in Table 1 on the example of a 400 MW_{th} input plant (or 168 MW_{FT,HHV} output) applying conventional technologies. Such a plant could be expected to be operational in 2010. It consists of a 25 bar oxygen fired gasifier, followed by a tar cracker and wet gas cleaning, and a solid bed FT reactor with 70%

⁴ If 1 ton of wood is gasified, this results in 2 m_n³ of bio-syngas. From this gas, 175 litres of Fischer-Tropsch wax (long-chain hydrocarbons) can be produced, which is converted to 150 litres of FT diesel by means of a cracking process (Boerrigter and Den Uil, 2002).

once through conversion. A combined cycle power generation unit is capable of producing 15.6 MW_e of electrical power. The total capital cost of this installation is about 427 million CHF₂₀₀₂ (1070 CHF/kW_{th} input or 2540 CHF/kW_{F.T.} output), and FT liquids levelised production cost is about 43.7 CHF/GJ (15.7 cts/kWh_{th}) based on a delivered biomass price of 220 CHF/t_{d.m.} (4.4 cts/kWh_{th}). The overall efficiency of such an installation is approaching 46%.

Parameters

Plant capacity (output)	168	MW _m HHV (FT liquids)
	15.6	MW _e (electricity)
Annual load	8,000	hr
Interest rate	10	%
Economical life	15	yrs
Online	2010	
Currency conversion (01.01.2002)	1.48325	CHF/

Investment

Inputs	Investment	Percentage of ...	Annuity factor	Annual expenses
Pre-treatment	68,229,500 CHF	16.0% TCI	0.131	8,970,390 CHF/yr
Gasification system	173,836,900 CHF	40.7% TCI	0.131	22,854,994 CHF/yr
Gas Cleaning	29,516,675 CHF	6.9% TCI	0.131	3,880,669 CHF/yr
Syngas processing	19,430,575 CHF	4.6% TCI	0.131	2,554,611 CHF/yr
FT Production	61,406,550 CHF	14.4% TCI	0.131	8,073,351 CHF/yr
Power generation	74,607,475 CHF	17.5% TCI	0.131	9,808,927 CHF/yr
Total Capital Investment (TCI)	427,027,675 CHF			56,142,941 CHF/yr

Variable operating costs

Inputs	Dosis	Unit cost	Annual expenses
Biomass	72.4 t _{d.m.} /hr	220.00 CHF/t _{d.m.}	127,424,000 CHF/yr
Other consumables			14,832,500 CHF/yr
Electricity sale	15.6 MW _e	-0.067 CHF/kWh	-8,402,385 CHF/yr
Total			133,854,115 CHF/yr

Fixed operating costs

Inputs	Percentage of ...	Annual expenses
Maintenance	3.0 % of TCI	12,810,830 CHF/yr
Labour	0.5 % of TCI	2,135,138 CHF/yr
Insurance & taxes	1.5 % of TCI	6,405,415 CHF/yr
Total		21,351,384 CHF/yr

Total costs

	211,348,440 CHF/yr
--	---------------------------

Production cost

Levelised production cost (2010-2025)	43.68 CHF/GJ
	15.73 cts/kWh

Table 1 Economics of Fischer-Tropsch liquid bio-fuel/combined cycle power plant.

The analysis of a typical breakdown of investment costs of the Fischer-Tropsch liquid biofuels/combined cycle power plant indicates that largest part of the investment costs is for preparation of the synthesis gas (68%). The cost of the Fischer-Tropsch synthesis process accounts for 14.4% of the total investment costs. The remaining part of the capital costs is for upgrading and

refining of products and combined cycle power generation. Tijmensen et al. (2002) estimated the total short-term investment costs within the range 765–920 US\$/kW_{th, input} for a 367 MW_{th, input} Fischer-Tropsch combined cycle plant based on “once through” concept. The difference is due to the system configuration and the type of particular equipment. In longer term perspective the investment costs are expected to decrease by 25–35%, as a result of efficiency improvements, technology development and increase in scale.

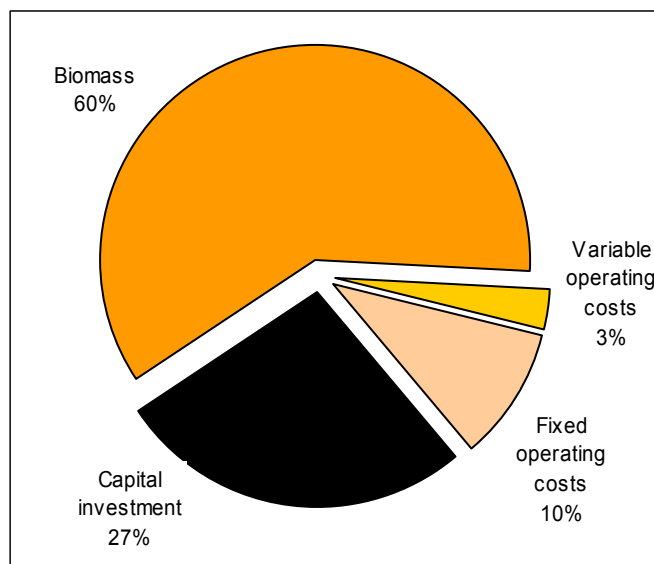


Figure 2 Breakdown of Fischer – Tropsch liquid biofuel production cost.

Figure 2 shows the structure of the overall production cost of FT liquid biofuels in reference configuration of the Fischer-Tropsch plant (400 MW_{th, input}). The price of biomass feedstock turns out to be the major component of production cost, totalling 60%. However, these results are highly dependent on the assumed level of the delivered biomass price. In the study of Tijmensen et al. (2002) a significantly lower assumption of the biomass price (2.0 US\$/GJ) leads to the estimation of FT liquids production cost of around 14–16 US\$/GJ in the near term perspective. This issue is investigated further in more details through the sensitivity analyses and the projection of future costs.

Key determinants of FT liquids production cost

An analysis was carried out in order to evaluate the extent to which some variables may affect the levelised production cost of the Fischer-Tropsch liquid biofuels, namely biomass feedstock price, total capital investment cost and interest rate. This analysis was performed for the reference configuration of the biofuel FT synthesis plant (400 MW_{th, input}) with combined power generation as depicted above. The parameters' values have varied within the range 50%–150%. The results of the sensitivity analysis are presented in Figure 3 and the exact values of FT liquids production cost corresponding to varying parameters are given in Table 2.

It can be observed that availability of a cheaper biomass resource allows for enhancing considerably the overall economic performance of the Fischer-Tropsch plant. So, the assumption of biomass cost of 2.2 cts/kWh, which is close but still higher than the expected biomass price for comparative size FT installations in the studies of Hamelink (2003) and Tijmensen (2002), reduces the production cost of FT liquid biofuels to the level of 30.5 CHF/GJ (10.9 cts/kWh_{th}). Sensitivity to the equipment capital cost is also significant, and it should be taken into account in the projection of production cost of future generations FT plants. Impact of the interest rate on FT production cost is less significant among all factors considered.

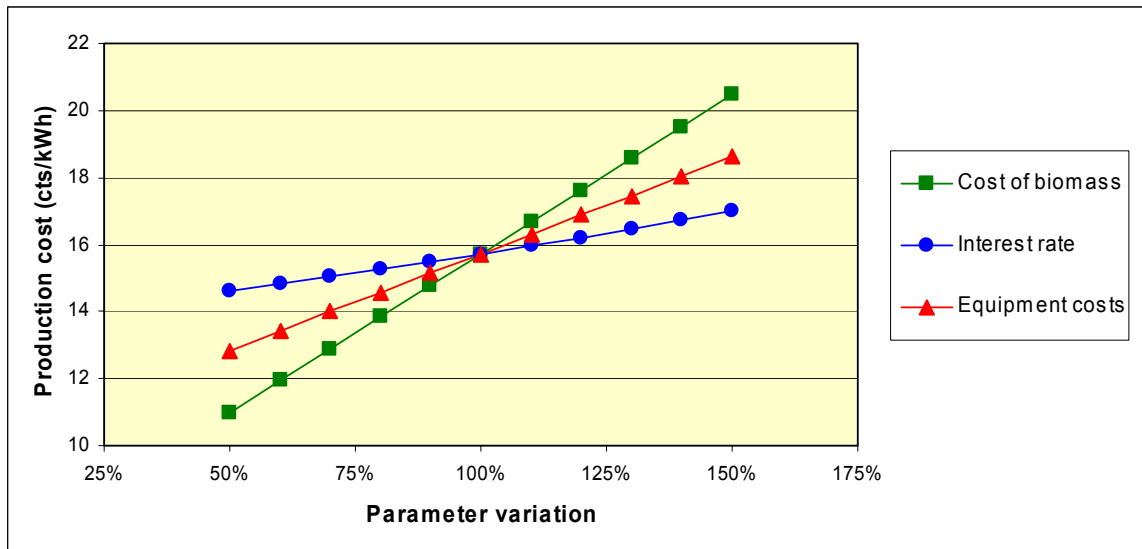


Figure 3 Sensitivity of the FT liquid biofuels production cost to varying parameters.

Some conclusions regarding potential impact of scale on FT production cost can be drawn basing on the existing studies of biomass fuelled Fischer-Tropsch technology. So, Tijmensen (2002) assume that scale up allows for reducing FT production cost by 14%, from 14 US\$/GJ at 400 MW_{th, input} to 12 US\$/GJ at 1600 MW_{th, input} with the average scaling factor of 0.91. However, construction of such a big production facility is hardly plausible in Switzerland, unless massive importation of biomass or production of energy crops is assured. On the other hand, Tijmensen (2002) conclude that when capacity is smaller than 400 MW_{th}, costs strongly increase, thereby small scale production of FT-liquids becomes economically not feasible. A rough estimate of the case of a 200 MW_{th, input} Fischer-Tropsch plant with scaling factor of 0.74, reported by Tijmensen (2002), indicates the production cost of FT biofuels equal to 54.73 CHF/GJ (19.7 cts/kWh_{th}).

Reference values											
Production cost	43.68	CHF/GJ									
Cost of biomass	220.0	CHF/td.m.									
Interest rate	10	%									
Equipment costs	427.0	Million CHF									
Sensitivity of FT liquid biofuels production cost with respect to the cost of biomass											
Cost of biomass	110.0	132.0	154.0	176.0	198.0	220.0	242.0	264.0	286.0	308.0	330.0
FT production cost (CHF/GJ)	30.51	33.15	35.78	38.41	41.05	43.68	46.32	48.95	51.58	54.22	56.85
FT production cost (cts/kWh _{th})	10.98	11.93	12.88	13.83	14.78	15.73	16.67	17.62	18.57	19.52	20.47
Sensitivity of FT liquid biofuels production cost with respect to interest rate											
Interest rate	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00
FT production cost (CHF/GJ)	40.58	41.17	41.77	42.39	43.03	43.68	44.35	45.04	45.74	46.45	47.17
FT production cost (cts/kWh _{th})	14.61	14.82	15.04	15.26	15.49	15.73	15.97	16.21	16.46	16.72	16.98
Sensitivity of liquid biofuels production cost with respect to total equipment costs											
Equipment costs	213.5	256.2	298.9	341.6	384.3	427.0	469.7	512.4	555.1	597.8	640.5
FT production cost (CHF/GJ)	35.67	37.27	38.88	40.48	42.08	43.68	45.28	46.88	48.49	50.09	51.69
FT production cost (cts/kWh _{th})	12.84	13.42	14.00	14.57	15.15	15.73	16.30	16.88	17.46	18.03	18.61

Table 2. Results of sensitivity analysis of the Fischer-Tropsch liquid biofuels production cost

Projection of future production cost of FT liquid biofuels

Description of the base cases

Considering that Fischer-Tropsch technology using biomass as a feedstock is not yet commercially available and requires further developments as regards bio-syngas conditioning for FT synthesis, it can be expected that the first industrial scale FT installation could be put in operation in Switzerland not earlier than 2010. Based on a typical economic life span of 15 years and taking into consideration limited availability of biomass resources in Switzerland that prevent from the construction of several FT installations in a row, it is assumed that the second generation plant would become operational by 2025 and the third generation plant by 2040.

The Fischer-Tropsch liquid biofuels have to be considered as an alternative to their conventional analogues (diesel, naphtha) derived from fossil resources, mainly from crude oil. In order to evaluate competitiveness of the FT biofuel technology in the long term perspective, its future levelised production cost was compared with the projected cost of fossil diesel. According to the American Petroleum Institute (2004) diesel fuel prices generally correlate with the crude oil price in the long run perspective. Hence, the projection of future prices of fossil diesel can be made on the basis of forecasts of crude oil prices.

The production cost of conventional diesel in Switzerland in 2000 was about 56 cts/(14.6 CHF/GJ⁵) equal to the difference between sales prices of 143 cts/l and fiscal charges 87 cts/l (Union Pétrolière, 2000). Based on escalation factors of crude oil prices (INFRAS), the following projection of future fossil diesel prices was made (Table 3).

	2000		2010		2025		2040	
	cts/l	CHF/GJ	cts/l	CHF/GJ	cts/l	CHF/GJ	cts/l	CHF/GJ
Escalation factor	1.00		1.13		2.10		2.00	
Production cost	56	14.60	64	16.50	118	30.67	113	29.21
Taxes	87	22.44	87	22.60	92	23.74	91	23.63
Sales price	143	37.05	151	39.10	210	54.41	204	52.84

Table 3 Forecasts of fossil diesel price, 2000-2040. Source: Union Pétrolière, INFRAS, authors' calculation.

Description of the method used

Assessment of future production cost of the Fisher-Tropsch liquid biofuels was made on the basis of anticipated improvements in the overall plant operation efficiency, reduction of investment costs due to technological learning and increased labour productivity. Because of limited availability of indigenous biomass resource in Switzerland, it is assumed that capacity of second and third generation Fischer-Tropsch plants would not be increased compared to the first unit hypothetically commissioned in 2010 (400 MW_{th, input}), hence a scale-up factor was not applied. Assumed variation factors of the main components of FT liquid biofuels production cost are given in Table 4. Assessment

⁵ Assuming energy content of automotive diesel oil 38.6 MJ/l.

of future production cost of the Fischer-Tropsch liquid biofuels was made on the basis of anticipated improvements in the overall plant operation efficiency, reduction of investment costs due to technological learning and increased labour productivity. Because of limited availability of indigenous biomass resources in Switzerland, it is assumed that capacity of second and third generation Fischer-Tropsch plants would not be increased compared to the first unit hypothetically commissioned in 2010 (400 MW_{th, input}), hence a scale-up factor was not applied. Assumed variation factors of the main components of FT liquid biofuels production cost are given in Table 4.

	2010	2025	2040
Capital cost	1.00	0.80	0.65
O&M costs	1.00	0.95	0.90
Biomass (base case)	1.00	1.00	1.00
Biomass (decreasing cost)	0.90	0.80	0.70

Table 4 Variation factors of future production cost of FT liquid biofuels.

For the biomass price two cases were considered: first one with constant prices throughout the study period and another one with decreasing cost, which presume possibility for large scale/lower cost indigenous production of biomass energy crops and importation of low cost biomass from abroad.

Presentation of the results

As it is shown in Figure 4, the levelised production cost of Fischer-Tropsch liquid biofuels in case of constant prices of biomass is expected to decrease gradually from approx. 43.7 CHF/GJ (15.7 cts/kWh_{th}) in 2010 to 38.9 CHF/GJ (14.0 cts/kWh_{th}) in 2040.

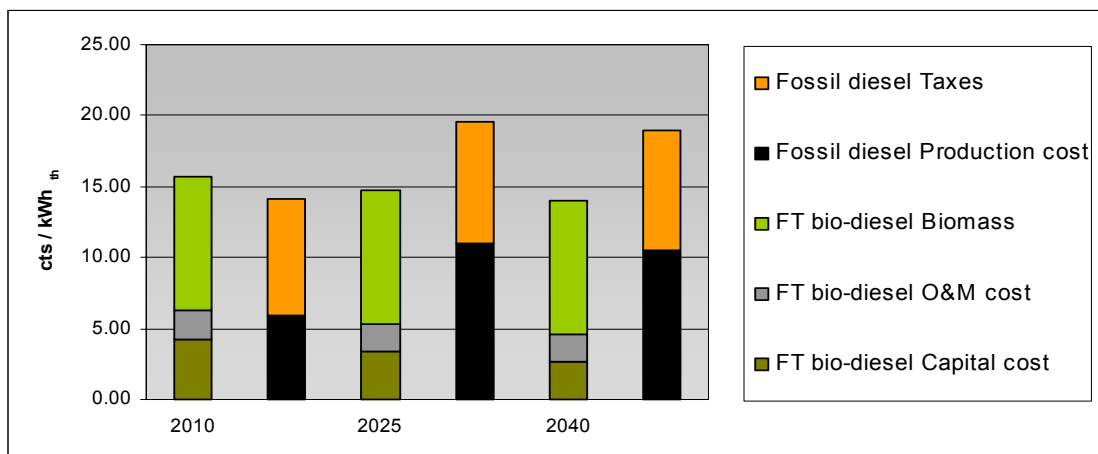


Figure 4 Comparison of FT liquid biofuels production cost with the price of fossil diesel (constant price of biomass).

Meanwhile, the cost of conventional diesel (without taxes) is expected to grow up from 14.6 CHF/GJ (5.3 cts/kWh_{th}) in 2000 to 29.2 CHF/GJ (10.5 cts/kWh_{th}) in 2040. It means that even in the long run perspective there will be a significant gap between the production costs of FT liquid biofuels and their fossil analogues. Hence, under the conditions of constant price of biomass, the production of liquid biofuels via Fischer-Tropsch technology would be economically viable only with tax exemption.

However, if the possibility of reducing the cost of biomass through the dissemination of energy crops and imports of low cost biomass is envisaged, then the economic performance of FT liquid biofuels technology may be improved significantly, allowing for reaching the level of economic competitiveness compared to the conventional diesel fuel. The resulting projection of future FT biofuels production cost under the assumptions of decreasing cost of biomass is given in Figure 5.

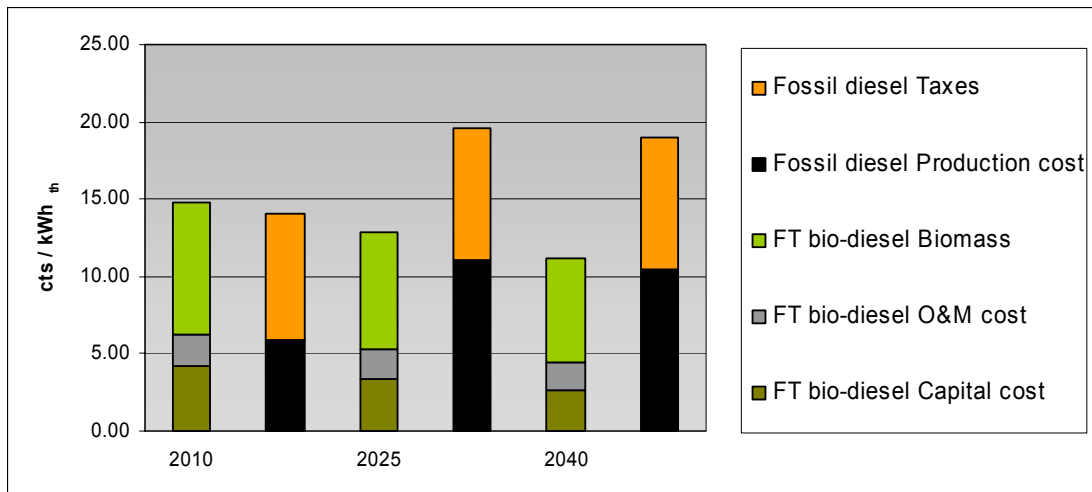


Figure 5 Comparison of FT liquid biofuels production cost with the price of fossil diesel (decreasing cost of biomass).

Under the assumptions of this alternative scenario, the levelised production cost of FT liquid biofuels is expected to decrease to the level of 31.1 CHF/GJ (11.2 cts/kWh_{th}) in 2040. It means that in the long term, if carbon emission reduction (approx. 74 kgCO₂/GJ) is taken into account and an appropriate premium is paid to the FT liquid biofuels, that Fischer-Tropsch technology may become commercially competitive with conventional automotive diesel fuel even without tax exemption.

Economical analysis of FT bio-diesel end-use

When comparing two vehicle fuels from an economical point of view, it is essential to base the comparison on the entire life of the vehicle, by taking into account not only the cost of the fuel, but also the cost of the vehicle itself as well as maintenance and insurance costs. Here, the use of fossil diesel in a reference vehicle is compared to that of FT10, a mixture of 10% (vol.) Fischer-Tropsch bio-diesel and 90% (vol.) conventional diesel. The following section presents the various hypotheses behind the calculations.

First of all, it is important to distinguish the heavy fraction (diesel) from light fraction in the FT process output. It is assumed that the light fraction of FT process output consists predominantly of naphtha, and the rest of produced FT liquids are diesel-like fuels. Fischer-Tropsch naphtha can be used alike fossil naphtha as the main component for production of gasoline. In the considered reference "once through" 400 MW_{th, input} configuration of the Fischer-Tropsch plant the output of the light fraction accounts for approx. 20% of the total output of liquid biofuels.

In order to calculate the production cost of a solely FT-diesel fraction, the overall levelised production cost of FT-liquids was adjusted to the value of potential revenues from sale of FT-naphtha. The projection of purchase price of FT-naphtha (Table 5) is based on the current production cost of conventional gasoline (see LASSEN paper on Fuel Alcohol), average differential of naphtha and gasoline prices in international markets (IEA, 2004) and escalation factors of future oil price provided by INFRAS.

		2000	2010	2025	2040
Oil price escalation factor	[-]	1.00	1.13	2.10	2.00
Gasoline production cost	[CHF/l]	0.47	0.53	0.99	0.94
Differential to naphtha	[CHF/l]	0.03	0.03	0.03	0.03
Naphtha purchase price	[CHF/l]	0.44	0.50	0.96	0.91
Naphtha purchase price	[CHF/GJ]	12.09	13.74	26.37	25.00

Table 5 Projected purchase prices of FT-naphtha.
Source: IEA, INFRAS authors' calculation.

Table 6 presents the projected production cost of the Fischer-Tropsch diesel fraction:

	2010	2025	2040
FT-diesel levelised production cost [CHF/GJ]	50.05	44.61	42.11
FT-diesel levelised production cost [cts/kWh_{th}]	18.0	16.1	15.2

Table 6 Levelised production cost of FT-diesel in 2010, 2025 and 2040. Source: authors' calculation.

The key data regarding technical and economical parameters of the reference vehicle in 2010 are given in Table 7.

VW Golf Trendline/1900 TDI® PD/5 speed manual/105 PS/77 kW		
Vehicle price	CHF	34'630
Fuel consumption in combined "urban-extra urban" cycle	l/100 km	5.4
Lifetime	yrs	15
Average annual distance	km/yr	12'850
Maintenance cost (2% of vehicle sale price)	CHF/yr	690
Insurance and taxes	CHF/yr	1500

Table 7 Technical and economical characteristics of the reference vehicle in 2010.
Source: www.volkswagen.ch; ARE, OFS, 2001; authors' estimation.

Given a lifetime of 15 years (ARE, OFS, 2001) and an interest rate of 10%, annual investment costs for the vehicle were calculated to be 4'550 CHF/yr. Annual maintenance costs were taken as 2% of the initial cost of the vehicle, resulting in 690 CHF/yr. Other costs (including insurance, driving tax, etc.) were taken as 1'500 CHF/yr. The reference vehicle's consumption of the FT-diesel & conventional diesel mixture is supposed to be equal to the consumption of conventional diesel. The fuel specific consumption is projected to be reduced by 14% in 2025 and by 26% in 2040, while other parameters are supposed to remain at the same level as in 2010.

The price of FT10 (conventional diesel & FT diesel mixture) was taken as 0.1 times the price of FT-diesel plus 0.9 times the price of fossil diesel. It was assumed also that FT-diesel used as a vehicle fuel would be free of taxes. An additional 0.05 CHF/l was added to the production cost of FT-diesel in order to take into account distribution and retailers margins. The projection of future price of conventional diesel corresponds to the data in Table 3 above. The overall results are given in CHF/100 km and presented in Table 8, with a distinction between vehicle, maintenance and fuel costs.

Reference vehicle characteristics		2010	2025	2040
FT (10%) mixture				
- Vehicle costs	[CHF/100 km]		35.4	35.4
- Maintenance costs	[CHF/100 km]	5.4	5.4	5.4
- Fuel costs	[CHF/100 km]	9.7	9.4	8.0
- Other costs	[CHF/100 km]	11.7	11.7	11.7
Total	[CHF/100 km]	62.2	61.9	60.5
Fossil diesel				
- Vehicle costs	[CHF/100 km]	35.4	35.4	35.4
- Maintenance costs	[CHF/100 km]	5.4	5.4	5.4
- Fuel costs	[CHF/100 km]	9.6	9.6	8.2
- Other costs	[CHF/100 km]	11.7	11.7	11.7
Total	[CHF/100 km]	62.1	62.1	60.7

Table 8 Comparison of the economics of FT mixture and fossil diesel in 2010, 2025 and 2040.

Source: authors' calculation.

Based on the results presented in Table 8 it can be concluded that a 10% mixture of FT-diesel with conventional diesel fuel may provide a slight reduction in the overall cost of exploitation of a diesel vehicle in the long term perspective subject to the complete tax exemption of Fischer-Tropsch fuel components. This result, however, is highly dependent on the assumptions regarding the future oil and biomass feedstock prices.

Conclusion

Based on the results of this study it can be concluded that Fischer-Tropsch technology using biomass as a feedstock may become a competitive option for producing transportation fuels in Switzerland in the long term perspective. Such a conclusion is subject to the condition that the cost of biomass feedstock for such a big production facility will be decreasing below its actual projection (4.4 cts/kWh, eq. 220 CHF/t_{d.m.}). Moreover, due to its exceptional technical properties (carbon free, very low aromatic content, lower particle and NO_x exhaust emissions, applicability in fuel cell engines) the Fischer-Tropsch bio-diesel may claim additional commercial premium, thereby enhancing its overall economic performance.

A major constraint for the implementation of the biomass-based Fischer-Tropsch process on an industrial scale would be the competition for biomass resources with other biomass energy technologies, which may turn out to be less capital intensive and offering lower production cost in short to medium term. Hence, a thorough investigation on future availability and cost of biomass should provide the necessary information for a more precise economic assessment of the Fischer-Tropsch liquid biofuels technology.

Specific References – Fischer Tropsch Process

American Petroleum Institute, 2004. Policy Analysis & Statistics. Distillate Fuel Oil Update – January 22, 2004. Available online <http://api-ep.api.org/filelibrary/weely%20diesel%20update%2022Jan2004.pdf> .

Boerrigter H. and den Uil H. (2002): Green diesel from biomass with the Fischer-Tropsch synthesis. 12th European Conference and Technology Exhibition on Biomass for Energy, Industry and Climate Protection, 17-21 June 2002, Amsterdam. The Netherlands. Available online at <http://www.ecn.nl/biomassa/research/poly/fischertropsch.en.html>

Boerrigter H., den Uil H. and Calis H.P. (2002): Green diesel from biomass via Fischer-Tropsch synthesis: new insights in gas cleaning and process design. ECN, Petten; Shell Global Solutions, The Hague. Paper and accompanying slides presented at Pyrolysis and Gasification of Biomass and Waste, Expert Meeting, 30 September - 1 October 2002, Strasbourg, France.

Choi G.N., Kramer S.J., Tam S.S., Fox J.M., Carr N.L., Wilson G.R., 1997. Design/Economics of a Once-Through Natural Gas Fischer-Tropsch Plant With Power Co-Production. Available online at <http://www.netl.doe.gov/publications/proceedings/97/97cl/choi.pdf> .

De Feber M.A.P.C., Gielen D.J., 2000. Biomass for greenhouse gas emission reduction. Task 7: energy technology characterisation. ECN policy studies. The Netherlands. Report # ECN-C--99-078.

Hamelinck, C.N., Faaij, A.P.C., den Uil, H., Boerrigter, H., 2003. Production of FT transportation fuels from biomass; technical options, process analysis and optimisation, and development potential. Utercht University/ECN Biomass. Report # NWS-E-2003-08

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2000. Special Report on Emission Scenarios. Available online at www.grida.no/climate/ipcc/emission/index.htm .

Steynberg A.P., Nel H.G., 2004 Clean coal conversion options using Fischer-Tropsch technology. Fuel (2004). Available online at www.sciencedirect.com .

Tijmensen M.J.A., Faaij A.P.C. Hamelinck C.N., van Hardeveld M.R.M., 2002. Exploration of the possibilities for production of Fischer Tropsch liquids and power via biomass gasification. Biomass and Bioenergy 23 (2002) 129 – 152.

Union Pétrolière. Annual report 2000. Zurich. Available online at www.petro.ch .

US DOE/Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2004 with projections to 2025. Report #: DOE/EIA-0383(2003). Available online at <http://www.eia.doe.gov/oiia/aeo/> .

Van Thuijl, E., Roos, C.J., Beurskens, L.W.M., 2003. An overview of biofuel technologies, markets and policies in Europe. ECN policy studies. The Netherlands. Report # ECN-C--03-008.

Internet Resources

ECN web-site dedicated to Fischer-Tropsch: <http://www.ecn.nl/biomassa/research/poly/ftsynthesis.en.html>

NOVEM web-site dedicated to Fischer-Tropsch: http://www.gave.novem.nl/novem_new/index.asp?id=18#

Fischer-Tropsch archive: <http://www.fischer-tropsch.org/index.html>

Anhang 10: Fuel Alcohol: Technology status and perspectives

Introduction

Generalities

In the present context of depleting fossil reserves, crude oil promises to be gradually scarcer and more expensive in future. Even in the most pessimistic scenarios, nevertheless, the price of oil would never exceed a certain limit, which would be the cost of substitution by another energy resource such as coal, nuclear energy, gas, electricity or even bituminous shale. This argument, however, does not apply to the case of transportation, as for yet many decades, vehicle fuels shall be in liquid form, with a high energy density. Hence, the dependence of the sector on oil is likely to remain strong, whatever its price will be, if no alternative is developed.

Ethanol has an authentic history as a vehicle fuel and actually dates back to the debut of the automobile industry (1876: first combustion engine running on ethanol and gasoline; 1908: Ford's Model T designed to operate with any mixture of alcohol and gasoline). Since the beginning of the 20th century, ethanol has been used on and off, being essentially considered as an alternative to conventional gasoline in periods of uncertainty. The safeguarding of supplies was most often the factor determining the use of alcohol. This argument has more recently tended to slip into the background in favour of the environmental potential that bio-based alcohols provide.

The first major fuel-ethanol programme (Pro-Alcohol) started in Brazil in 1975, followed by similar programmes in the USA in 1978 and more recently in several European countries. Although many countries produce ethanol for fuel and other purposes, major production has only occurred in those countries with especially favourable agricultural and economic conditions.

The blending of small amounts of alcohols or ethers is a method which could be used to quickly introduce alcohols on a large scale. The use of ethers (typically MTBE and ETBE) involves few or no changes to conventional gasoline. Several oxygenates (alcohols and ethers) are already available on the market as components for blending into gasoline. One factor limiting the blending of ethanol into gasoline has been the hesitation of car manufacturers over providing guarantees for such running. However, a change is in the way, as modern vehicles have greater fuel flexibility and many manufacturers are now prepared to provide guarantees for ethanol blends of up to 10%.

The various uses of fuel-ethanol have been widely investigated and its large scale utilization put into practise successfully in several countries. According to various sources, bioethanol represents one of the best short-term alternatives to fossil fuels in the transportation sector, in terms of sustainability. Today, more and more countries around the world are considering the introduction of ethanol in the vehicle fuels market as a serious option for the very near future.

In practical terms, fuel-ethanol is used in a variety of ways. Today, the major use of ethanol is as an oxygenated fuel additive. In the US, today, practically all of the ethanol sold is used in a mixture of 10% (vol.) alcohol with gasoline, or so-called "gasohol" (also commonly referred to as E10), which accounts for approximately 15% of all light-vehicle fuels sold in the country. The European Union has recommended a 5% admixture of ethanol in all gasoline for internal combustion engines before 2010. As an additive, ethanol must compete with methanol and two petroleum derivatives, namely methyl and ethyl tertiary-butyl ether (MTBE and ETBE, respectively). The latter is made from ethanol and both ethers are preferred by the petroleum industry, although MTBE pollution is causing concern because of its toxic and alleged carcinogenic properties.

There are many reasons why ethanol (as opposed to methanol) is emerging as the best engine alcohol. One of the serious drawbacks of methanol is that it is hazardous to both people and the environment. Methanol indeed is highly corrosive, which leads to higher costs for the materials in pipelines, filling equipment and so on. Methanol is also highly toxic and can cause blindness and blood poisoning in the event of exposure to the skin. Also, methanol's current cost advantages are expected to disappear eventually as more efficient methods for producing ethanol are developed.

The process of bioethanol production

The method for producing ethanol is fermentation of biomass followed by distillation, for which a variety of technical concepts have been developed. When used as a transportation fuel, ethanol can be generated from a number of feedstocks (cf. **Figure 1**) which are usually categorised into sugar, starch and lignocellulose-based feedstocks. For the production of bioethanol, the following raw materials are the most interesting:

- ♦ *Sugar-containing feedstocks (e.g. sugar cane, sugar beet, sweet sorghum, molasses)*

The technique for fermentation of sugar is well known and the process design is simple. Sugar crops produce simple sugars (glucose, fructose and sucrose) that can be directly fermented to ethanol. The cultivation of sugar-containing agricultural products is mostly attractive for ethanol production in countries with a sub-tropical climate, but is generally too expensive in countries at higher latitudes (Mansson, 1998). In Brazil, the sugar in the sugar cane is used to produce ethanol for fuel purposes. Waste products from the sugar cane (bagasse), however, are not at present used to manufacture ethanol and are burned instead.

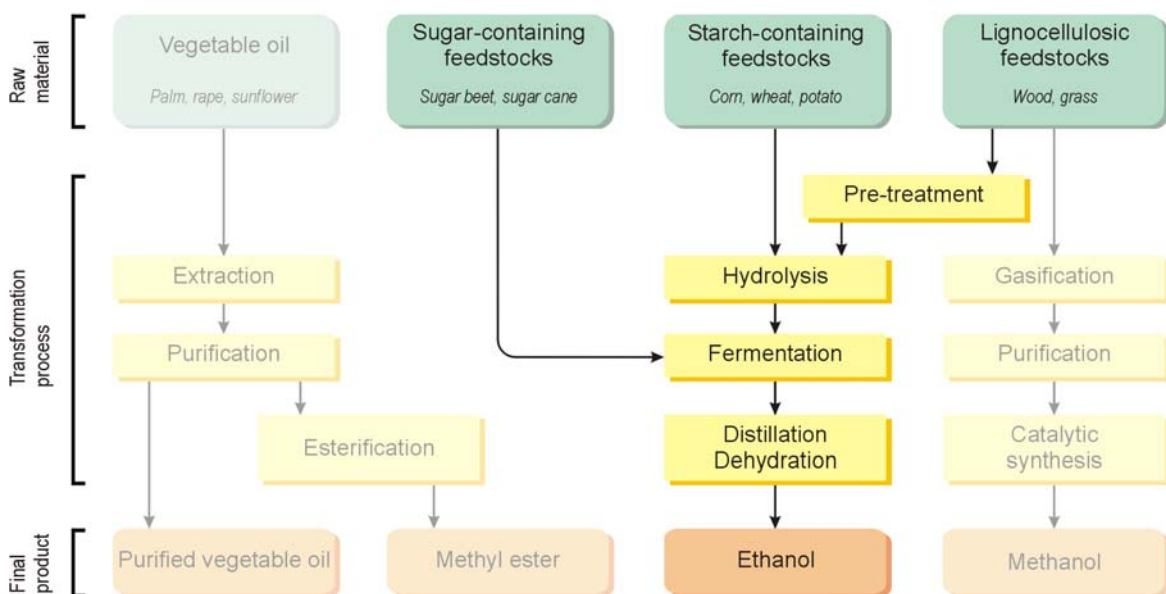


Figure 1 Fuel-ethanol production routes.

- ♦ *Starch-containing substrates (e.g. corn, wheat, potatoes)*

This process is slightly more complex as starch crops, including grains (corn, wheat, barley, grain sorghum) and tubers (potatoes, sweet potatoes), require an extra processing step, called hydrolysis, prior to fermentation. Hydrolysis converts the complex sugars or starches in the grains and tubers into monomeric sugars suitable for fermentation. In the US, corn is extensively used for producing fuel-

ethanol. In Europe, however, starch containing feedstocks are often too expensive, i.e. generate too little return, to produce ethanol for fuel purposes (*Mansson, 1998*).

- ♦ *Lignocellulosic feedstocks (e.g. wood, grass, bagasse)*

There are substantial supplies of lignocellulosic materials such as agricultural and forestry residues, waste paper, municipal solid waste and various industrial wastes which are not well utilised and which often present disposal problems. It is also possible to grow woody and herbaceous energy crops and employ under-utilised land to support the indigenous production of such forms of biomass.

These raw materials are generally less expensive, but on the other hand, the process is more complex, as the material is solid and the pulp is protected by hemicellulose and lignin. Lignocellulosic raw materials have the additional problems of proportional variability within the mixture of its three major components (namely cellulose, hemicellulose and lignin) and natural variability in the monomeric sugars that make up the hemicellulose content. Also, the hydrolysis of cellulose is more difficult than that of starch.

The use of feedstocks such as sugar cane, corn or wheat for fuel production may compete with other high value uses such as food production. On a general basis, the choice of the most suitable crops to be cultivated for liquid biofuels production depends on many factors, the most important of all being the economic and strategic convenience for farmers to cultivate the new energy crop in place of the traditional ones.

At present, the production of ethanol from lignocellulosic biomass at an industrial scale is still very limited. However, extensive development work has been carried out (mainly in the United States) with the aim of finding effective production methods involving enzymatic hydrolysis.

The case of Switzerland

The present section gives a brief description of the situation of fuel-ethanol in Switzerland with a first paragraph on the present situation and a second one about the perspectives in the short to medium term.

The present situation

In Switzerland, the Swiss Alcohol Board sells about 40 millions litres of ethanol, more than three quarters of which are used for chemical and technical purposes. Drinking alcohol and brandies of pip fruits do not represent more than 10% of the sales. Apart from a few test experiences, the use of ethanol as a fuel does not yet exist on a large scale in Switzerland.

With a production of 11 millions litres of ethanol per year, Borregaard Schweiz AG (formerly Atisholz SA, before acquisition by the Norwegian company Borregaard) is by far the largest producer of ethanol in Switzerland, the remaining being currently imported. Initially, Borregaard Schweiz AG is commercialising paper pulp as well as hygienic papers. Paper pulp manufacturing gives rise, besides pulp itself, to a variety of derived products such as ethanol or lingo-sulphates (28% of the company's turnover in 1998). Bioethanol is thus extracted from paper pulp production wastes by acid hydrolysis, and therefore produced from lignocellulosic feedstocks.

Short to medium term perspectives

A couple of years ago, Alcosuisse (the profit centre of the Swiss Alcohol board) launched a large-scale project, with the objective of introducing bioethanol on the Swiss vehicle fuels market. After two years of active research and maturation of the project, Alcosuisse is today hoping to introduce, as soon as this year, the first litres of fuel-ethanol on the Swiss market (ethanol would be delivered by Borregaard) and to have a 47.5 MI/yr production plant constructed by 2007. With a second

production unit envisaged around 2010 (based on lignocellulosic biomass), completed with imports of fuel ethanol, Alcosuisse wishes to substitute 5% of the country's gasoline consumption by 2010.

Historically, the production of ethanol was limited to using sources of simple sugars available in soluble forms, such as glucose from sugar cane, sugar beet and molasses or fructose from the corn plant. Since these soluble sugars are edible (i.e. suitable for human consumption), their relative value tends to be higher than that of the rest of the plant (leaves, stalks, etc.) which is inedible and usually has a much lower value. The feedstocks envisaged by Alcosuisse for the production of bioethanol in the first plant are cereals (6 months per year from January to June), molasses (3 months per year, from July to September) and potatoes (3 months per year, from October to December). Cereals and potatoes are essentially agricultural surpluses destined to animal feed production. Molasses (a by-product of sugar production) are also normally incorporated to forage as a sugar base. The originality of this project lies in the fact that the same production unit will be capable of converting various types of feedstocks to ethanol, and hence capable of staggering ethanol production all year long, by taking advantage of reasonably cheap feedstocks, according to their availability. The evaluation of the potential resources takes into account the most significant constraints, such as the interest of farmers, cultural constraints, present uses of the biomass, as well as market and agricultural policy constraints. The respective periods of availability were also considered, in order to operate the plant over the longest possible periods (Alcosuisse, 2002).

Although the process design (Figure 1a) has never yet been applied to treat various distinct feedstocks within the same production unit, the technology employed to convert each feedstock independently has today become relatively common practice. Various units around the world indeed convert cereals or potatoes to ethanol, and the production of ethanol from molasses is very similar to the technology used in Brazil to process sugar cane or in France to process sugar beet. The challenge in this first scenario is really to design a bioethanol plant which can operate on various feedstocks, according to their availability throughout the year, while at the same time tackling agricultural surpluses issues. As mentioned before, the plant would indeed operate on cereals from January to June, on molasses from July to September, and from potatoes from October to December, the idea being to amortize the equipment as efficiently as possible. To give more credit to this last assertion, one should bear in mind that ethanol plants in Brazil can only operate for an average 100 days per year, as the sugar cane cannot be stored for longer periods.

The production capacity of that first ethanol plant is meant to be around 47.5 million liters of fuel-grade ethanol per year, as a result of the respective amounts of cereals (67'800 t/yr), molasses (40'900 t/yr) and potatoes (74'600 t/yr) available for ethanol production in Switzerland (Alcosuisse, 2002). The ethanol yields are 376, 311 and 125 liters per ton of fresh biomass, respectively for cereals, molasses and potatoes. The conversion efficiency (expressed as the ratio of the amount of ethanol produced to the maximum theoretical ethanol obtainable given the composition of the feedstock) could be of about 89.2%.

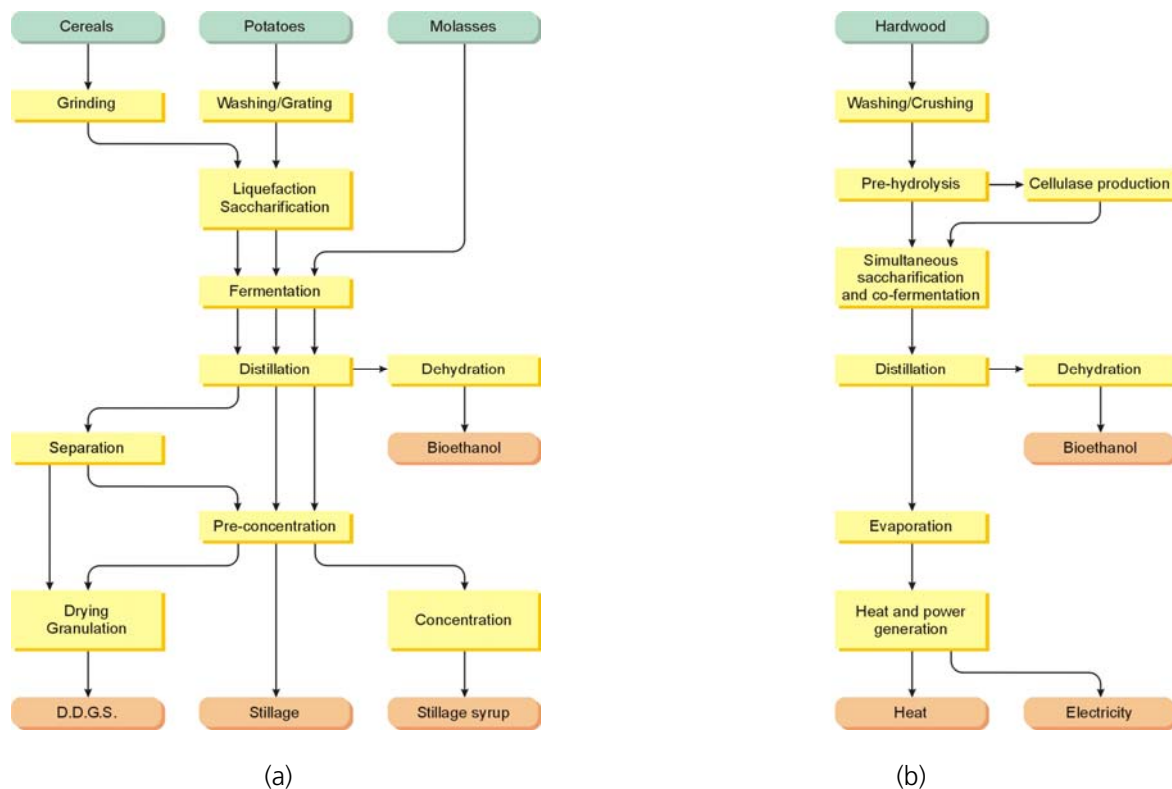


Figure 2 Flowsheet of the multi-feedstock (a) and lignocellulosic feedstock (b) process designs.

Considering that the present report is envisaging the development of fuel-ethanol production in Switzerland for the horizon 2040, and although the multi-feedstock process design does represent a clear interest, it was decided to concentrate on the second process design envisaged by Alcosuisse, based on lignocellulosic feedstocks (Figure 2b). Furthermore, it is often agreed that the future of fuel-ethanol, even in the short to medium term, lies in the conversion of lignocellulosic feedstocks, which represent a more abundant and potentially cheaper source of biomass, without any direct competition with food and feed. The main reasons which motivated this choice are presented in the subsequent section.

Description of the process

Ethanol from lignocellulosic biomass

Lignocellulosic materials represent a large and inexpensive resource for production of ethanol because they cannot be digested and therefore do not compete as food. However, their inability to be digested makes them difficult to convert to fermentable sugars. Indeed, the fermentation of sugars derived from lignocellulosic matter has proven to be more of a process design and operating challenge than traditional sugar or starch-based processes. The bioconversion of lignocellulosic biomass to ethanol is a complicated series of strongly interdependent process steps. Thus, we have an inexpensive, but difficult to process feedstock. The challenge is now to develop efficient and inexpensive technologies which can process lignocellulosic biomass for producing ethanol.

Ethanol produced from cellulosic biomass has received much attention over the past 20 years, as a potential transportation fuel for the future and extensive research has been directed towards making

an efficient conversion of lignocellulose into sugars for fermentation. Prior to the early 1990's, projected selling prices for cellulosic ethanol were generally higher than the price of production from corn, and the number of unresolved technical issues was sufficient to make research and development (R&D) the main focus of activity.

Over the past 5 years or so, commercial interest in ethanol has heightened markedly, reflecting advances in the cost competitiveness of conversion technologies. In parallel with these technical developments, analyses of the efficiency and desirability of cellulosic ethanol have appeared regularly. The production efficiencies of ethanol from lignocellulosic agricultural and forestry resources have been improved thanks to the combination with biotechnology. Ethanol from lignocellulosic biomass can now be produced at costs competitive with the market price of ethanol from corn (Belkacemi, 1997). Opportunities have also been identified to further reduce the production cost so ethanol could eventually compete with gasoline – without tax incentives – in the long term.

The cellulosic ethanol fuel cycle has a high thermodynamic efficiency and a decidedly positive net energetic efficiency (Lynd, 1996). Cellulosic ethanol seems to be one of the most promising technological option available to partially substitute fossil-based transportation fuels and to reduce greenhouse gas emissions in that sector.

Technical description of the process

For this study, conversion of lignocellulosic feedstock (in this case hard wood) to ethanol was based on enzymatic hydrolysis of cellulose and co-fermentation of glucose and xylose to ethanol. This choice was driven by several considerations. First, enzymes offer the possibility of achieving the high yields vital to economic success (Wright, 1988). Second, application of state-of-the-art technology can achieve competitive costs through the use of enzymes (Wyman, 2001). In addition, enzymes appear to offer the greatest prospects for continued improvements that could make even lower costs possible (Lynd et al., 1996). Finally, the National Renewable Energy Laboratory (NREL) has documented extensive performance and cost information (Wooley et al., 1999), and even though other performance and designs are feasible, the NREL information provides a convenient platform from which to evaluate enzymatic routes. Thus, the technology described here is based on that configuration although other technologies for pretreatment and other operations could be substituted if desired.

Because the overall enzymatic route is well described elsewhere, the reader is referred to these sources for more detailed information (Wooley et al., 1999; Wyman, 2001). In more general terms, the process begins with the pretreatment step in which the material is held for around 10 minutes at about 160-190°C with 0.5-1.0% dilute sulfuric acid to catalyze hemicellulose removal by hydrolysis and expose the cellulose for saccharification by enzymes with high yields. Acid hydrolysis of hemicellulose realizes good yields of sugars from hemicellulose during pre-treatment, and acid costs are relatively low. During this operation, the five different sugars in hemicellulose (i.e. xylose, arabinose, galactose, glucose and mannose) together with other constituents in bagasse such as acetic acid are released. The pretreated material then passes to a vessel with a sudden drop in pressure to rapidly lower the temperature and stop the reaction. This flash operation also removes some of the acetic acid, furfural, and other fermentation inhibitors that are either released from the biomass or produced by degradation reactions during pretreatment. Next, the liquid is removed from the remaining solid fraction that contains most of the cellulose and lignin and possibly pumped to an ion exchange operation to remove a portion of acetic acid and virtually all of the sulfuric acid. The liquid is neutralized with lime, and additional lime is added to increase the pH to about 10 to remove toxics to downstream biological steps in an operation known as "overliming".

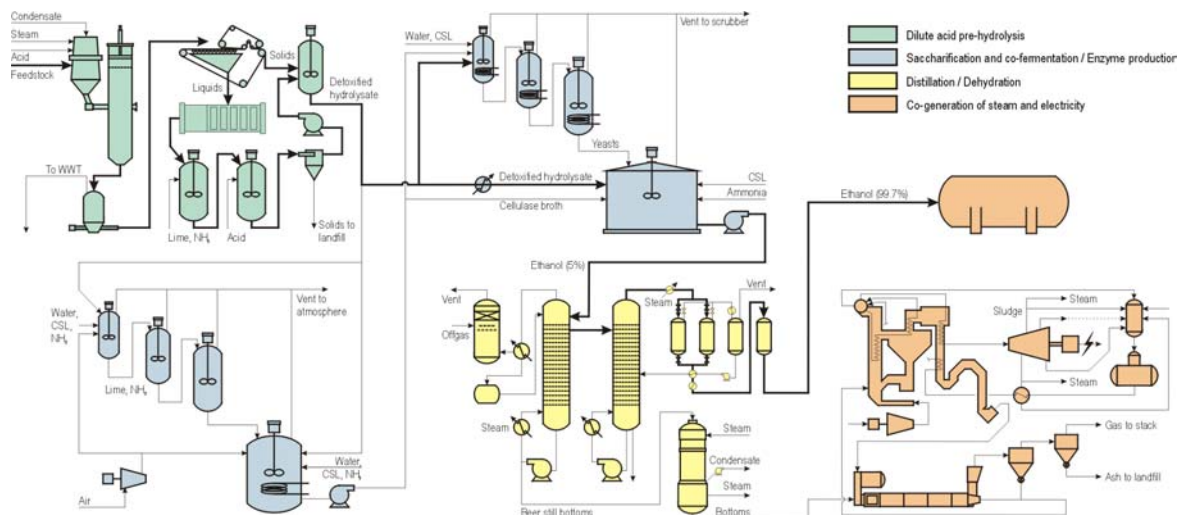


Figure 3 Process design of the lignocellulosic biomass ethanol plant.

A small portion of the solids and possibly treated liquid is fed to a batch operation to produce cellulase enzyme by the fungus *Trichoderma reesei*, and the entire effluent from cellulase production plus the bulk of the pretreated solids not used for making enzyme are added to a fermentor to release glucose from cellulose. In addition, the conditioned liquid hydrolyzate is also added to the same vessel along with an organism that ferments the sugars from hemicellulose plus the glucose released from cellulose to ethanol. In this operation, referred to as SSCF for simultaneous saccharification and co-fermentation, the glucose and cellobiose released from cellulose during enzymatic hydrolysis are quickly converted to ethanol, keeping the concentration of both of these powerful inhibitors of cellulase activity low. It has been shown that this approach improves the rates, yields, and concentrations for ethanol production compared to performing the hydrolysis and fermentation steps sequentially even though lower temperatures are required than are optimum for hydrolysis to accommodate the less tolerant fermentation micro-organisms (Spindler et al., 1991). In addition, the presence of ethanol impedes successful invasion by contaminating organisms, and only a single set of fermentors are required for SSCF compared to the three sets that would be used if saccharification, hemicellulose sugar fermentation, and cellulose sugar fermentation were done separately, thereby reducing the overall cost (Wright et al., 1988).

The fermented beer containing about 5% (vol.) ethanol passes on to distillation where it is concentrated to approximately 95% ethanol in the overhead. Molecular sieves then follow to recover nearly 100% ethanol product that is suitable for blending with gasoline or use as a pure anhydrous fuel (Figure 3). The solids, containing mostly lignin and solubles from distillation are concentrated and burned to generate steam that can provide all of the heat and electricity for the process with some excess electricity left to export. Water is treated by anaerobic digestion and methane that results is also burned for steam generation.

The feedstock chosen for the process design has some impact on the overall analysis. However, it is important to use the feedstock for which most of the experimental work has been conducted in the analysis. The present study, in accordance with NREL (Wooley et al., 1999), considers hardwood as the lignocellulosic feedstock for conversion to ethanol. Generally, the type of feedstock will have the biggest effect on the feedstock-handling portion of the process. Additionally, the feedstock composition certainly will have an impact on pre-treatment yields and on how much ethanol is produced, as well as an effect on the efficiency of the fermenting organism (which depends on the presence or absence of toxic compounds). Table 1 gives the feedstock composition used in this analysis.

Feedstock components	Composition (% wt. dry matter basis)	Composition (% wt. fresh matter basis)
Cellulose	42.7 %	22.2 %
Hemicellulose	28.7 %	14.9 %
Lignin	27.7 %	14.4 %
Ash	0.9 %	0.5 %
Water	-	48.0 %
Total	100.0 %	100.0 %

Table 1 Composition of lignocellulosic feedstock considered for conversion to ethanol.

The production capacity of the plant has been set to 47.5 million liters (Ml) of bioethanol per year in order to match the production capacity of the plant envisaged in the Alcosuisse project. The ethanol yield is 157 liters per ton of fresh wood (respectively 301 liters per ton of dry matter). The conversion efficiency (expressed as the ratio of the amount of ethanol produced to the maximum theoretical ethanol obtainable given the composition of the feedstock) reaches 69.3%. As suggested by NREL, it was assumed in the calculations that no sugars other than glucose and xylose were fermented to ethanol. Conversion data used in the calculation were those quoted by NREL in their first lignocellulosic biomass to ethanol process design (Wooley et al., 1999).

Economic analysis of the process

One of the main purposes of the present report is to evaluate the potential production cost of bioethanol from lignocellulosic biomass, with the objective of assessing its potential as a vehicle fuel on the market. The economic analysis presented in this section is based on the one performed by NREL (Wooley et al., 1999), adapted to Swiss conditions (ethanol production capacity, price of raw materials, investments, salaries, etc.). All the costs in the economic analysis are given in Swiss Francs 2002 (CHF₂₀₀₂ or simply CHF). The following analysis corresponds to the 2010 scenario. In other words, the bioethanol plant described in the present section would start production in the year 2010.

The process model followed closely the NREL design as reported so thoroughly by them (Wooley et al., 1999). A spreadsheet model was developed by the LASEN to calculate all material and energy balances based on specified yields (Figure 4), and operating costs were calculated based on these flow and energy use rates coupled with available cost information. Then, appropriate rates were used to size equipment, and equipment costs were calculated based on the NREL information for all of the steps from feedstock handling and storage to manufacture of ethanol. The power law scale factors reported by NREL were used to estimate the change in cost of each equipment item with varying feedstock composition, cellulosic feed rate, yields, and other information. The installation factors reported by NREL were used to estimate the cost of installed equipment, and their cost factors were applied to estimate the total cost of capital including warehousing, engineering profit, and so forth.

The spreadsheet was run initially at NREL conditions to insure that the model could duplicate the NREL results. Then, changes were made in various parameters to reflect the production capacity, composition of hardwood, yields selected for the process, specific economic parameters, and any other changes, as noted later.

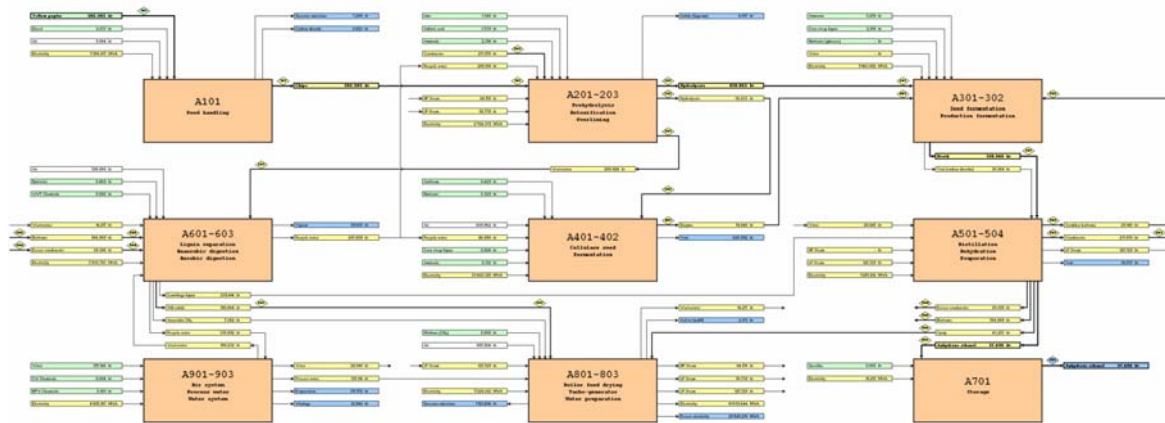


Figure 4 Mass and energy flow diagram.

The Total Project Investment (based on equipment cost), as well as variable and fixed operating costs, were calculated. With these costs, a discounted cashflow analysis was performed to determine the production cost of ethanol when the Net Present Value (NPV) of the project is zero. The following paragraphs describe each of these three cost areas and the assumptions to complete the cashflow analysis.

Total project investment

The total project investment as calculated in our model was based on the process design and the purchase cost of all equipment required. It was assumed in this study that the equipment cost would be the same in Switzerland as given by NREL for the US case. The equipment cost was therefore derived by using US chemical engineering purchased equipment indices to convert US\$₁₉₉₇ (as quoted by NREL) to US\$₂₀₀₂ and by applying the exchange rate (as of 01.01.2002) to get CHF₂₀₀₂ (1.000 US\$₁₉₉₇ = 1.057 US\$₂₀₀₂ = 1.736 CHF₂₀₀₂) to the data from NREL (Figure 5).

Installation factors as given by NREL were then applied to determine the installed cost of the equipment and consequently the total installed costs for each unit of the production plant. This study is more of a **+25%/-10% accuracy**, and more details will be necessary when the process is closer to an industrial realization.

Once the Total Equipment Cost (TEC) has been determined from the purchased costs and the installation factors, several other items must be added to obtain the Total Project Investment (TPI), namely warehousing⁶, site development⁷, field expenses⁸, home office and construction fees⁹, project contingency¹⁰, and yet other costs¹¹, amounting to an additional 68.5% of the total equipment cost.

⁶ Warehousing was taken as 1.5% of the total equipment cost (TEC).

⁷ Site development was taken as 9% of the installed cost of process equipment (feed handling, pre-treatment, SSCF, cellulose production and ethanol recovery) and includes fencing, curbing, parking, roads, well drainage, rail system, soil borings and general paving. The factor which is used allows for minimal site development assuming a clear site, with non unusual problem such as right-of-way, difficult land clearing or unusual environmental problem.

⁸ Field expenses were taken as 10% of the total installed cost (TIC) and include consumables, small tool equipment rental, field services, temporary construction facilities, construction supervision as well as proratable costs such as fringe benefits, burdens and insurance of the construction contractor.

⁹ Home office and construction fees were taken as 25% of the total installed cost (TIC) and include engineering plus incidentals, purchasing and construction.

¹⁰ Project contingency was taken as only 3% of the total installed cost (TIC), because of the detail in the process design.

¹¹ Other costs were taken as 10% of the total capital investment (TCI) and include startup and commissioning costs, land, permits, surveys and fees, piling, soil compaction and/or dewatering, unusual foundations, freight, insurance in transit and

The data in Figure 5 summarises the TEC and illustrates the application of factors to obtain the TPI in CHF₂₀₀₂.

Investment costs

Stage		Equipment cost	Installation factor	Installed cost
Feed handling	A100	2'527'410 SFr	1.252 -	3'165'221 SFr
Pre-treatment	A200	10'106'995 SFr	1.456 -	14'713'090 SFr
SSCF	A300	14'631'209 SFr	1.259 -	18'423'005 SFr
Cellulose production	A400	15'036'391 SFr	1.209 -	18'180'799 SFr
Ethanol recovery	A500	3'959'582 SFr	1.732 -	6'857'322 SFr
Wastewater treatment	A600	5'442'988 SFr	1.238 -	6'737'459 SFr
Storage	A700	721'592 SFr	1.517 -	1'094'298 SFr
Power generation	A800	17'794'225 SFr	1.408 -	25'051'632 SFr
Air and water system	A900	1'786'944 SFr	1.465 -	2'617'321 SFr
Total Equipment Cost (TEC)		72'007'335 SFr		96'840'147 SFr
Additional costs				96'840'147 SFr
Warehouse		1.50% [TEC]		1'452'602 SFr
Site development		9.00% [TEC]		5'520'549 SFr
Total Installed Cost (TIC)				103'813'299 SFr
Field expenses		20.00% [TIC]		20'762'660 SFr
Home office & construction fees		25.00% [TIC]		25'953'325 SFr
Project contingency		3.00% [TIC]		3'114'399 SFr
Total Capital Investment (TCI)				153'643'682 SFr
Other costs (permits, startup, etc.)		10.00% [CTE]		15'364'368 SFr
Total Project investment (TPI)		68.50% [CTE]		169'008'051 SFr

Figure 5 Details of Total Project Investment costs.

Variable operating costs

Variable operating costs include feedstock, raw materials, waste handling charges as well as by-products credits and are incurred only when the process is operating. All raw material quantities used and wastes produced were determined using the spreadsheet mass and energy balance model (Figure 4). Unit costs were taken from Swiss sources when available and converted from US\$ to CHF₂₀₀₂ (considering an overprice factor of 1.1) when no data was available.

The price of wood was decomposed into transport and non-transport costs. A cost model was developed in order to take into account the increase in feedstock transport costs with the collection radius. A productivity of 18.9 tons of fresh matter (t FM) per hectare per year was considered. A factor of biomass availability of 1% was applied (assuming that 10% of the land around the plant is occupied by forests and that 10% of the biomass production in that area is available for bioethanol production, from a point of view of sustainability). With a feedstock capacity of 940 t FM/day (corresponding to a bioethanol production of 47.5 Ml/yr) and an online rate of 96% (i.e. 350 days per year), the calculated average collection radius amounts to 52.6 km (considering the woody biomass is collected in a circular area surrounding the production plant). Transport costs as a function of the radial distance from the plant were adapted from NREL quotes to Swiss conditions (fuel and infrastructures are more expensive). For the calculated distance, the cost for transport amounts to **33.6 CHF/t**. The map of Switzerland on Figure 6 gives an idea of the scale of such a plant by showing the collection area of an installation that would be located in Bern. The graph gives the haulage costs as a function of the radial distance from the plant.

import duties on equipment, piping, steel instrumentation, overtime pay during construction, field insurance, transportation equipment, bulk shipping containers, plant vehicles, escalation or inflation of costs over time, interest on construction loan and project team.

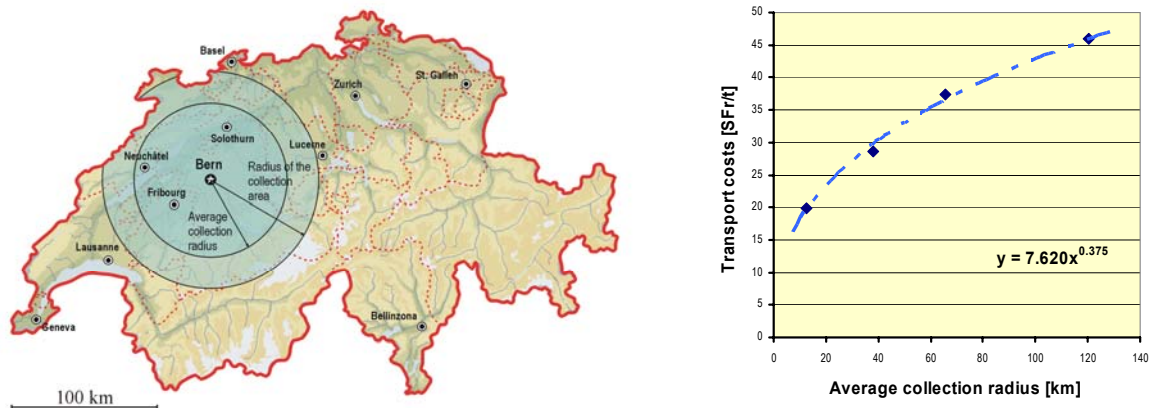


Figure 6 Transport costs as a function of distance travelled.

As far as the “farm-gate price” of biomass is concerned, a value of 5 /GJ was assumed (as quoted by Infrac, 2004). Considering a heating value of 18 GJ per ton of dry matter (t DM), this price corresponds to about 135.5 CHF/t DM or **70.6 CHF/t FM**. The overall cost for the feedstock was therefore taken as 200.0 CHF/t DM (4.0 cts/kWh_{th}) or **104.2 CHF/t FM**, delivered at the plant.

It is worth noting that such a price for woody biomass is 4.5 times higher than the price considered by NREL in their process design (that is **23.5 CHF/t FM**), and 3.5 to 4 times higher than those indicated in various other studies on the same topic (Hamelick, 2003; Tijmensen, 2002). The trade-off of the effects of plant size on transport feedstock costs on the one hand, and investment costs on the other hand, are evaluated in the subsequent section “Key determinants of production cost”.

Excess electricity was considered to be sold to the grid at 0.067 CHF/kWh_e. Other costs are indicated in Figure 7. The spreadsheet model also calculates the litres of ethanol produced, given the composition of the feedstock considered (in this case hardwood). Therefore, each raw material's contribution to the cost of a litre of ethanol can be determined.

Variable operating costs

Raw materials	Unit prices	Annual consumption	Annual expenses
Feedstock	0.104 SF/r/kg	302'303'263 kg/yr	31'498'464 SF/yr
Sulfuric acid	0.047 SF/r/kg	3'538'755 kg/yr	167'925 SF/yr
Lime	0.133 SF/r/kg	1'347'920 kg/yr	179'096 SF/yr
Ammonia	0.332 SF/r/kg	2'884'881 kg/yr	958'275 SF/yr
Corn steep liquor	0.285 SF/r/kg	3'741'341 kg/yr	1'065'228 SF/yr
Nutrients	0.524 SF/r/kg	328'929 kg/yr	172'268 SF/yr
Ammonium sulfate	0.085 SF/r/kg	740'404 kg/yr	63'242 SF/yr
Antifoam	0.957 SF/r/kg	428'726 kg/yr	410'377 SF/yr
Diesel	0.233 SF/r/kg	837'270 kg/yr	195'477 SF/yr
Makeup water	0.001 SF/r/kg	355'123'184 kg/yr	182'776 SF/yr
Methane	0.790 SF/r/kg	0 kg/yr	0 SF/yr
BFW chemicals	5.913 SF/r/kg	877 kg/yr	5'183 SF/yr
CW chemicals	3.968 SF/r/kg	4'345 kg/yr	17'244 SF/yr
WWT nutrients	0.418 SF/r/kg	469'105 kg/yr	195'892 SF/yr
WWT chemicals	9.491 SF/r/kg	1'521 kg/yr	14'438 SF/yr
Solids disposal	0.037 SF/r/kg	2'173'138 kg/yr	80'032 SF/yr
Solids disposal	0.037 SF/r/kg	4'597'325 kg/yr	169'309 SF/yr
Electricity purchased	0.090 SF/r/kWh	0 kWh/yr	0 SF/yr
Electricity sold to the grid	0.067 SF/r/kWh	-20'643'840 kWh/yr	-1'383'137 SF/yr
Total without feedstock			2'493'624 SF/yr
Feedstock			31'498'464 SF/yr
Total variable operating costs			33'992'088 SF/yr

Figure 7 Details of the variable operating costs.

Fixed operating costs

Fixed operating costs are generally incurred whether or not the plant is producing at full capacity. These costs include labour and various overhead items. The data used in Swiss-specific context were adapted from NREL, based on similar ethanol plants projects in the US.

Fixed operating costs

Salaries	Nb.	Unit annual salaries	Annual expenses
Plant manager	1	160'000 SF/yr	160'000 SF/yr
Plant engineer	1	130'000 SF/yr	130'000 SF/yr
Maintenance supervisor	1	120'000 SF/yr	120'000 SF/yr
Lab manager	1	100'000 SF/yr	100'000 SF/yr
Shift supervisor	2	74'000 SF/yr	148'000 SF/yr
La technician	1	50'000 SF/yr	50'000 SF/yr
Maintenance technician	2	56'000 SF/yr	112'000 SF/yr
Shift operators	8	50'000 SF/yr	400'000 SF/yr
Yard employees	2	40'000 SF/yr	80'000 SF/yr
General manager	1	200'000 SF/yr	200'000 SF/yr
Clerks & Secretaries	2	40'000 SF/yr	80'000 SF/yr
Total salaries	22	71'818 SF/yr	1'580'000 SF/yr

Fixed operating costs	Annual expenses
Salaries	1'580'000 SF/yr
Overhead	60.00% [of salaries] 948'000 SF/yr
Maintenance	2.00% [TEC] 1'936'806 SF/yr
Assurances & Taxes	1.50% [TPI] 1'557'202 SF/yr
Total fixed operating costs	6'022'007 SF/yr

Figure 8 Details of the fixed operating costs.

Salaries do not include benefits which are covered in the general overhead category. General overhead is a factor of 60% applied to the total salaries and covers items such as safety, general engineering, general plant maintenance, payroll overhead (including benefits), plant security, light, phone, heat and plant communications. Annual maintenance materials, based on experience, were estimated as 2% of the Total Equipment Cost (TEC) as shown in Figure 8. Additionally, insurance and taxes were estimated at 1.5% of the Total Installed Cost (TIC).

Discounted cashflow analysis and the production cost of ethanol

Once the three major cost areas have been determined (total project investment, variable operating costs, and fixed operating costs), a discounted cashflow analysis can be used to determine the minimum selling price per litre of ethanol produced. The discounted cashflow in fact iterates on the selling price of ethanol until the net present value of the project is zero. A discount rate of 10% was considered for the analysis. It was also assumed that the production plant would be 100% equity financed.

The construction time is important to the cashflow analysis because there is generally no income during construction and because huge amounts of money are being expended. Construction time in the present analysis was considered to be two and a half years (30 months). A start-up time of 6 months was considered, with the expectation that a 50% production could be achieved with 75% expenditure of variable expenses and 100% of fixed expenses. The plant life was considered to be 20 years. The recovery period was assumed to be 20 years for the Combined Heat & Power (CHP) unit, but only 7 years for the general plant, according to NREL.

Using the discounted cashflow parameters above, plus the information presented in the last three paragraphs, the resulting cost of pure ethanol is **1.46 CHF/l** (or 24.7 cts/kWh_{th}). Using the capital cost estimate margin of +25%/-10%, as quoted by NREL, the impact on the production cost of ethanol would be a low 1.37 CHF/l (or 23.2 cts/kWh_{th}) and a high 1.66 CHF/l (or 28.1 cts/kWh_{th}). The pie-chart in Figure 9 presents the structure of the production cost of ethanol.

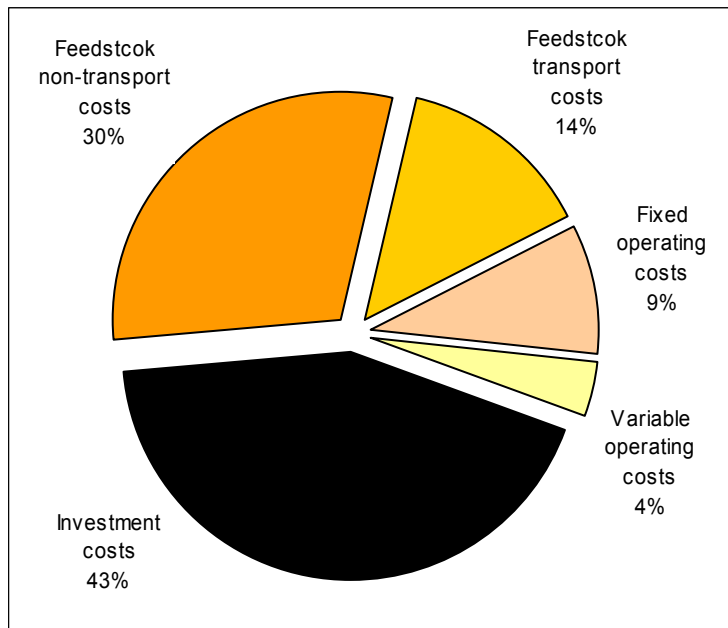


Figure 9 Structure of ethanol production cost in the "lignocellulosic feedstock" process design.

One should note the significance of investment costs as well as overall feedstock costs (each item representing close to 45% of the total production cost). When compared to the more classical ethanol production from sugar-based agricultural feedstocks where the single most significant element is the feedstock cost¹², investment costs in the lignocellulosic process design do have a major role to play.

Key determinants of production cost

An analysis was carried out, in order to assess the effect on ethanol production cost of varying the most significant parameters, namely "farm-gate" biomass price, specific equipment costs, discount rate, market price of by-products, plant size, and conversion efficiency¹³. The initial (reference) values and variation range of each parameter are given in Table 2.

Parameters	Reference value	Variation range
Farm-gate price of biomass	70.6 CHF/t FM	14-140
Specific equipment costs	96.8 MCHF	50-200
Discount rate	10 %	5-15
Market price of by-products	0.067 CHF/kWh _e	0.034-0.134
Plant size	47.5 Ml ¹⁴	10-140
Conversion efficiency	69 %	52-94

Table 2 Reference values and variation ranges of sensitivity analysis parameters.

¹² According to specific conditions, feedstock costs in the sugar-based ethanol process design can represent up to 80% of the total production cost, and rarely contribute to less than 50-60%.

¹³ The conversion efficiency of the process is calculated as the actual volume of ethanol produced to the maximum theoretical volume that could be expected (considering a complete conversion of all fermentable components to ethanol), given the composition of the feedstock.

¹⁴ Roughly corresponds to 100 MW_{th} on the basis of biomass feedstock input

Considering the structure of bioethanol production as presented in Figure 9, a particular attention was put on the effect of “farm-gate price of biomass” and plant size. According to the remarks concerning non-transport feedstock cost, the variation range considered included significantly lower values of that parameter, as biomass prices may already today be available at much lower prices and may also become cheaper in the near future with the potential competition with foreign feedstocks on the Swiss market. Optimal plant size in ethanol process designs has always been a much debated issue, and is strongly dependent on a fine evaluation of transport feedstock costs. The question of whether it is more beneficial to build many small-scale units or one large-scale unit is largely dependent on local conditions, and this question of a centralized or decentralized production has definitely not a unique nor a clear answer.

The results of the sensitivity analysis presented above are first presented in separate individual graphs (Figure 10) to give an accurate picture of the effect of each parameter on the production cost of ethanol. In order to compare the relative effects of the same parameters on the production cost of ethanol, the same results are then presented on a unique graph (Figure 11). The latter allows to assess which of the considered parameters plays the most significant roles.

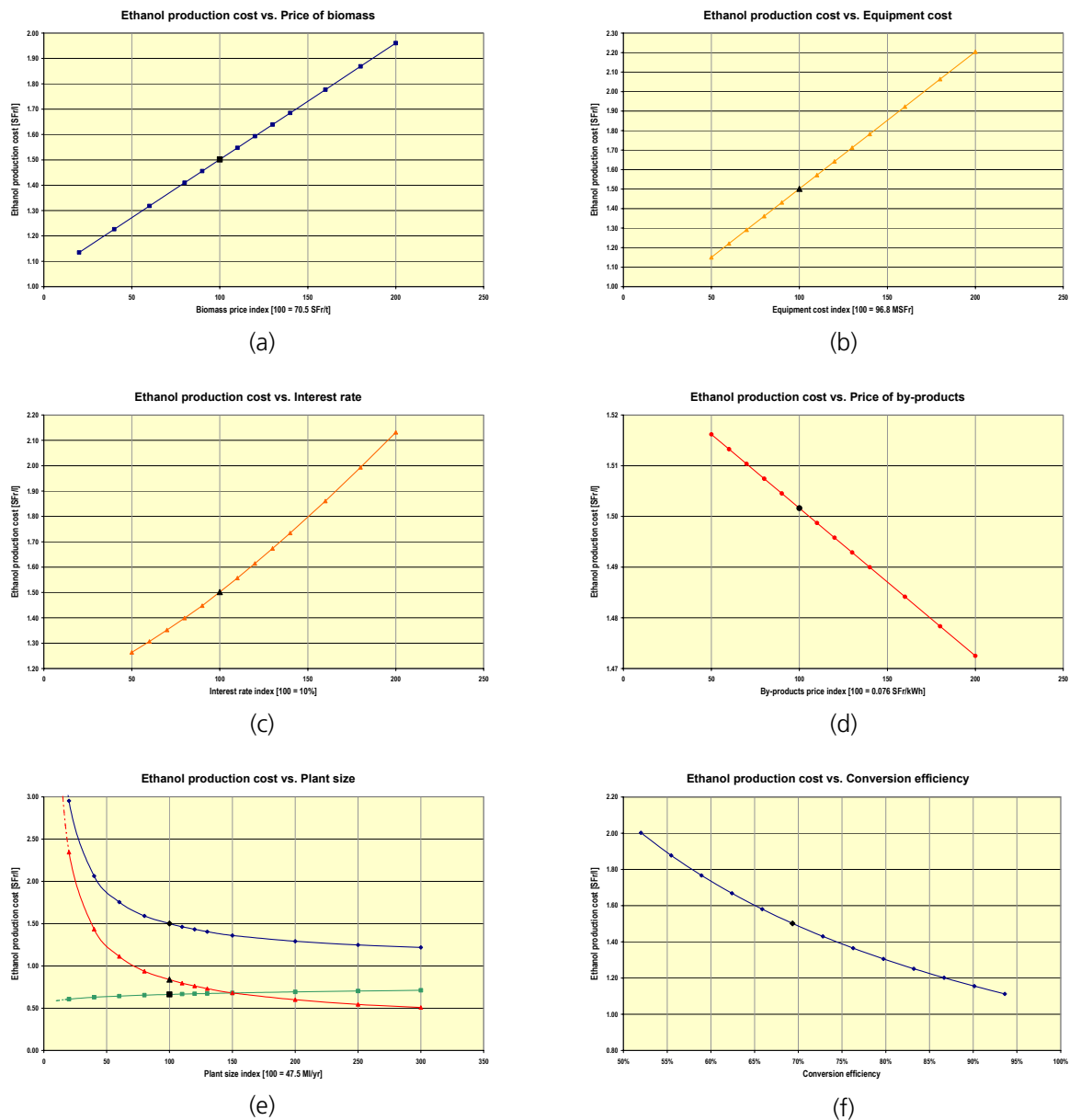


Figure 10 Results of the sensitivity analysis on separate individual graphs for each parameter.

It comes out from the results presented in Figure 10a, that a reduction of the farm-gate price of biomass by a factor of 4 (corresponding to the value quoted by NREL) would bring the production cost of ethanol down to 1.16 CHF/l (19.6 cts/kWh), i.e. below the present selling price of gasoline on "per litre" basis. On the other hand, the selling price of by-products (in the present case, excess electricity) does not play a significant role in the production cost of ethanol, as the amount of electricity generated remains relatively small. One should be aware, however, that this amount of excess electricity is strongly dependent on the composition of the feedstock, more particularly on the lignin content, as this component of the biomass cannot be converted to ethanol and is burned for heat and power.

Accordingly to the structure of the production cost presented on Figure 9, the specific equipment costs play a major role in the evaluation of the production cost of bioethanol from lignocellulosic biomass. The former assertion is not true in the case of more conventional ethanol production technologies (e.g. ethanol production from sugar-based feedstocks), as the share of investment costs rarely exceeds 10-15% on a "per litre" basis.

As far as Figure 10e is concerned, it is worth noticing that with the reference conditions described in the present analysis (particularly, the considered price of biomass), the share of feedstock costs (corresponding to the green line in graphic view) eventually becomes larger than that of non-feedstock costs (red line), as the plant size gets larger. This particular point emphasizes the importance of an accurate evaluation of that parameter (including transport and non-transport components).

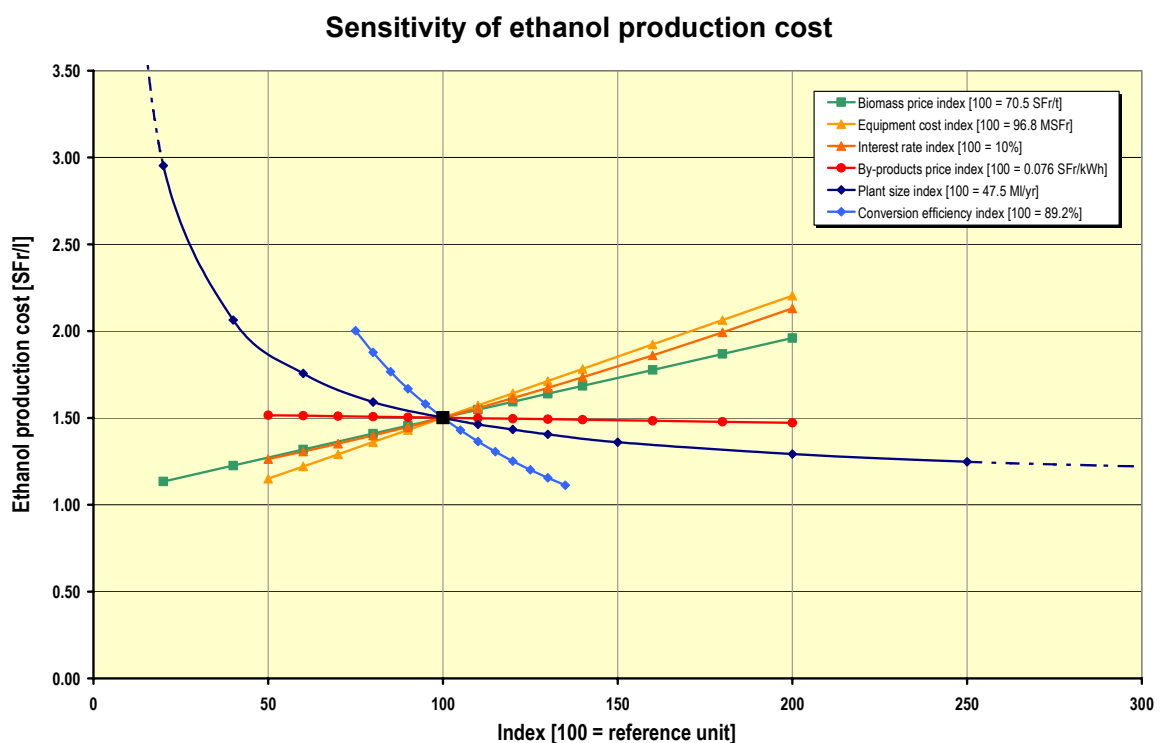


Figure 11 Results of the sensitivity analysis on a unique graph.

As presented in Figure 11, the results of the sensitivity analysis offer the possibility to weight the respective effects of the various parameters considered. In particular, it comes out that the conversion efficiency is one of the most significant parameters. This parameter is a result of various hypotheses concerning the conversion rates of cellulose (resp. glucose), xylan (resp. xylose), arabinose, mannose and galactose to ethanol, the fractions of hydrolyzate diverted to enzyme and yeast production. In its

first process design (Wooley et al., 1999), NREL considers that no sugars other than glucose and xylose were fermented to ethanol. Mannose, galactose and arabinose, however, may very well be converted to ethanol as well (by using more specific yeasts) and in its latest process design (Aden et al., 2002), on which the present study is based, NREL indeed envisages the conversion of all the sugars to ethanol, thereby improving the conversion efficiency significantly. Furthermore, a significant fraction of the hydrolyzate (14-15% in the present case) is diverted from the fermentation stream to assist the production of enzymes and yeasts, the reason being that there does not exist any commercial production of such specific substances and microbes so far. Most of the sugars present in that fraction are digested by the micro-organisms and therefore hardly contribute to the production of bioethanol. It is however possible to imagine that, as bioethanol production worldwide takes on, specific enzymes and micro-organisms will be available commercially, thereby possibly reducing investment costs (no more enzyme production unit, etc.) and significantly improving production and productivity. The Canadian company Iogen Corp. is today already producing cellulases at an industrial scale, for the conversion of cellulose to glucose, and indeed, in its latest process design, NREL envisages the purchase of commercial enzymes, and although their contribution to the total production cost is still high (about 10%), their price is doomed to come down in the near future.

According to the results presented in Figure 11, the minimum plant size for ethanol production from lignocellulosic biomass lies somewhere in between 40 and 60 Ml/yr, as investment costs rapidly become prohibitive as plant size decreases. On the other hand, if the capacity of bioethanol is doubled, i.e. 100 Ml/yr that corresponds to 200 MW_{th} in terms of biomass input, then the production cost of bioethanol could be decreased to 1.24 CHF/l (21.0 cts/kWh_{th}). Again, the price of biomass is one of the key parameters in that configuration. According to the various results obtained from the previous analysis, scenarios will be formulated for each of the key parameters, in order to evaluate projected production costs in the future, for the years 2010, 2025 and 2040. These projections are presented in the subsequent section.

Projection of costs in the future

Based on the economic analysis of the "lignocellulosic biomass to ethanol" process described above, a projection of costs in the future was performed for the years 2010, 2025 and 2040. In each case, the production cost of bioethanol is then compared to the conventional fuel of reference, in the present case, gasoline.

Description of the base cases

Considering that the "lignocellulosic biomass to ethanol" technology is not yet commercially available and indeed requires further research & development, it is expected that the first industrial scale ethanol production plant based on this technology could be put in operation in Switzerland by 2010. It is assumed that second generation ethanol plant would become operational by 2025 and the third generation by 2040.

Fuel-ethanol has to be considered as an alternative to its conventional analogue (gasoline) derived essentially from crude oil. In order to evaluate the competitiveness of bioethanol technology in long term perspectives, its projected levelised production cost was compared with the projected cost of fossil gasoline. According to the American Petroleum Institute (2004), distillate fuel prices usually correlate with the price of crude oil in long run perspectives. Hence, the projection of future price of fossil gasoline can be made on the basis of forecasts of crude oil prices.

The production cost of gasoline in Switzerland in 2000 was about 0.47 CHF/l (i.e. 14.9 CHF/GJ), equal to the difference between the retail price of 1.31 CHF/l and fiscal charge 0.84 CHF/l (Union Pétrolière, 2000). The projected price of gasoline was then calculated, according to the escalation factors of crude oil price, as indicated by INFRAS. The results are presented in Table 3.

Projected gasoline price components		2000	2010	2025	2040
Escalation factor	[-]	1.00	1.13	2.10	2.00
Production cost	[CHF/l]	0.47	0.53	0.99	0.94
Taxes on gasoline (including VAT)	[CHF/l]	0.84	0.84	0.88	0.88
Total	[CHF/l]	1.31	1.38	1.87	1.82
Total	[cts/kWh_{th}]	15.0	15.7	21.4	20.8

Table 3 Projected future prices of conventional gasoline in 2010, 2025 and 2040.

These projected gasoline prices will then be compared to projected bioethanol production costs on a “per litre” basis rather than on a “per GJ” or “per kWh_{th}”. Indeed, when used in a mixture of 5% (vol.) bioethanol and 95% (vol.) gasoline (which corresponds so far, in Switzerland and the EU, to the maximum allowable incorporation rate of the alcohol in gasoline), 1 GJ of ethanol has a significantly better performance than 1 GJ of gasoline. In fact, a vehicle running with the gasoline-ethanol blend will even drive a little more kilometers (the real functional unit) than the same vehicle running with conventional gasoline, which means that on a first approximation, ethanol (21.3 MJ/l) and gasoline (31.5 MJ/l) having significantly different heat capacities, the two fuels must be compared on volume basis, rather than on an energy basis.

Description of the method used

In order to perform a projection of bioethanol production costs in the future, scenarios of evolution of the most significant parameters considered in the sensitivity analysis are proposed for the period 2010–2060. The variation in the parameters considered (equipment costs, fixed operating costs, variable operating costs, price of feedstock, price of by-products) are expressed as a factor, applied to the reference value for 2010 (Table 4).

The production cost of bioethanol presented in the previous section is calculated with the hypothesis that all key parameters mentioned above remain constant over the entire life time of the production plant. In the present section, however, these parameters are considered to vary linearly, year after year, according to the factors quoted in Table 4, except for specific equipment costs which are applied once, during the construction period. Therefore, as all the parameters are expected to improve over time, the new levelised production cost calculated for 2010 (with key determinants varying with time) will be a bit lower.

Determinants	Reference value (2010)	2010	2025	2040	2060
Price of biomass	104.2 CHF/t FM	1.00	1.00	1.00	1.00
Specific equipment costs	96.8 MCHF	1.00	0.80	0.60	-
Variable operating costs	2.5 MCHF	1.00	0.95	0.91	0.85
Fixed operating costs	6.0 MCHF	1.00	0.95	0.91	0.85
Market price of by-products	0.067 CHF/kWh _e	1.00	1.00	1.00	1.00
Plant size	47.5 Ml	1.00	1.50	2.00	-
Conversion efficiency	69 %	1.00	1.10	1.20	1.30

Table 4 Variation factors of the main determinants of ethanol production cost (reference).

Accordingly to the recommendations of INFRAS, the price of the feedstock was maintained constant over the entire life time of the production plant. In order to take into account technological learning as well as the expected increase of the number of constructed ethanol plants, specific equipment

costs (and consequently, the Total Project Investment) were considered to decrease by 20% from 2010 to 2025 and by another 20% by 2040. Conversion efficiency is expected to improve from 69% in 2010 to 90% in 2060, due to the development of commercial production of more specific enzymes and yeasts and the associated gains in ethanol yield and productivity. Operating costs were considered to decrease regularly due to improving labour productivity as well as conversion efficiency. For a given annual ethanol production, the plant is indeed going to consume less and less feedstock, thereby reducing variable and fixed operating costs. As far as concerns the size of the plant, it was assumed that second and third generation ethanol plants would be 1.5 and 2 times larger than the reference plant, respectively. Finally, the market price of by-products was considered to remain constant over the whole period of study.

The scenarios of evolution of the key determinants presented in Table 4 describe the reference case considered for bioethanol production from lignocellulosic feedstocks in Switzerland. However, given the uncertainty that surrounds most of the determinants, a sensitivity analysis was carried out in order to illustrate the variability with respect to the reference case. The same approach was adopted for the projected retail price of gasoline. The hypotheses and results of the sensitivity analysis are presented and discussed in subsequent section. Interpretation of the final results should be done with caution.

Presentation of the results

Based on the cash flow analysis, the projected levelised production cost¹⁵ of bioethanol was then calculated for 2010, 2025 and 2040. The results are presented in Table 5. The evolution of the structure of the production cost is also given.

Levelised production cost components		2010	2025	2040
Feedstock cost	[CHF/l]	0.67	0.59	0.56
Investment cost	[CHF/l]	0.61	0.42	0.27
Variable operating cost	[CHF/l]	0.05	0.05	0.05
Fixed operating cost	[CHF/l]	0.13	0.09	0.07
Total	[CHF/l]	1.46	1.15	0.95
Total	[cts/kWh_{th}]	24.7	19.4	16.1

Table 5 Results of the projection of future bioethanol levelised production costs.

As it can be read from Table 5, the production cost of bioethanol is expected to be reduced by 22% (from 1.46 CHF/l to 1.15 CHF/l) at the horizon 2025, and by 35% (from 1.46 CHF/l to 0.95 CHF/l) at the horizon 2040, with respect to the calculated production cost in 2010. One should be aware, however, that the present result strongly depend on the hypotheses about the evolution of the key determinants of bioethanol production costs, most of which are indeed surrounded by a significant uncertainty.

The main characteristics of bioethanol plants envisaged at the horizon 2010, 2025 and 2040 are given in Table 6, together with the net energy balance of the process (in terms of feedstock input, ethanol output and excess electricity output). Although the feedstock input and ethanol production capacity are expressed in MW_{th}, one should bear in mind that energy-related units should be used with caution when compared to other technologies. Indeed, ethanol is meant to be used as a fuel and the comparison should really be done with other transportation fuels only, and using the most appropriate reference unit, in the present case a distance travelled.

¹⁵ The levelised production cost corresponds to the selling price of ethanol which makes the NPV of the project zero.

Ethanol production plant characteristics		2010	2025	2040
Feedstock capacity	[t _{DM} /day]	450	675	900
Ethanol production capacity	[Ml/yr]	47.5	71.3	95.0
Net energy balance				
Feedstock input	[MW _{th}]	93.8	140.6	187.5
Ethanol output	[MW _{th}]	33.5	50.2	66.9
Excess electricity output	[MW _e]	2.5	3.7	5.0

Table 6 Main characteristics of the production plants considered in 2010, 2025 and 2040.

Sensitivity analysis

In order to compare the evolution of projected gasoline production cost (resp. retail price) and bioethanol production cost, a sensitivity analysis (in the form of high and low evolution scenarios) was performed to illustrate the uncertainty around the two reference scenarios. For each of the variables compared in the present analysis (production cost/retail price of gasoline and production cost of ethanol), two scenarios (a high and a low) were envisaged. The high and low scenarios for crude oil price (and hence for the production cost/retail price of gasoline) were based on INFRAS factors, while those for bioethanol were derived from various hypotheses discussed below. The details of the factors employed for ethanol production cost are presented in Table 7.

Determinants	2010		2025		2040		2060	
	Low	High	Low	High	Low	High	Low	High
Price of biomass	1.00	1.00	0.86	1.03	0.80	1.06	0.73	1.10
Non-transport	1.00	1.00	0.80	1.00	0.70	1.00	0.60	1.00
Transport	1.00	1.00	1.00	1.10	1.00	1.20	1.00	1.30
Specific equipment costs	1.00	1.00	0.80	0.95	0.60	0.90	-	-
Variable operating costs	1.00	1.00	0.95	1.00	0.91	1.00	0.85	1.00
Fixed operating costs	1.00	1.00	0.95	1.00	0.91	1.00	0.85	1.00
Market price of by-products	1.00	1.00	1.10	1.00	1.19	1.00	1.30	1.00
Plant size	1.00	1.00	2.00	1.00	3.00	1.50	-	-
Conversion efficiency	1.00	1.00	1.10	1.00	1.19	1.00	1.30	1.00

Table 7 Variation factors of the main determinants of ethanol production cost (high and low).

The low scenario envisages a decreasing non-transport feedstock cost, considering that such a situation might indeed be the result of the development of an organised infrastructure for feedstock collection and delivery as bioethanol production develops, and of the competition which might be associated to the opening of Swiss borders. This low scenario also envisages a more favourable scaling up of the second and third generation plants and an increase of the selling price of by-products.

The high scenario, on the contrary, envisages unchanging non-transport feedstock costs but an increasing cost for feedstock transport to the plant, due mainly to the increase of gasoline and diesel fuel prices. This time, the scaling-up of second and third generation plants is less favourable to ethanol, just like equipment costs, operating costs and market price of by-products (constant over the whole period of study).

The graph on Figure 12 illustrates the variation range of projected **gasoline production cost** and **bioethanol production cost** at the horizon 2040, and the respective positions of the reference scenarios within the ranges considered.

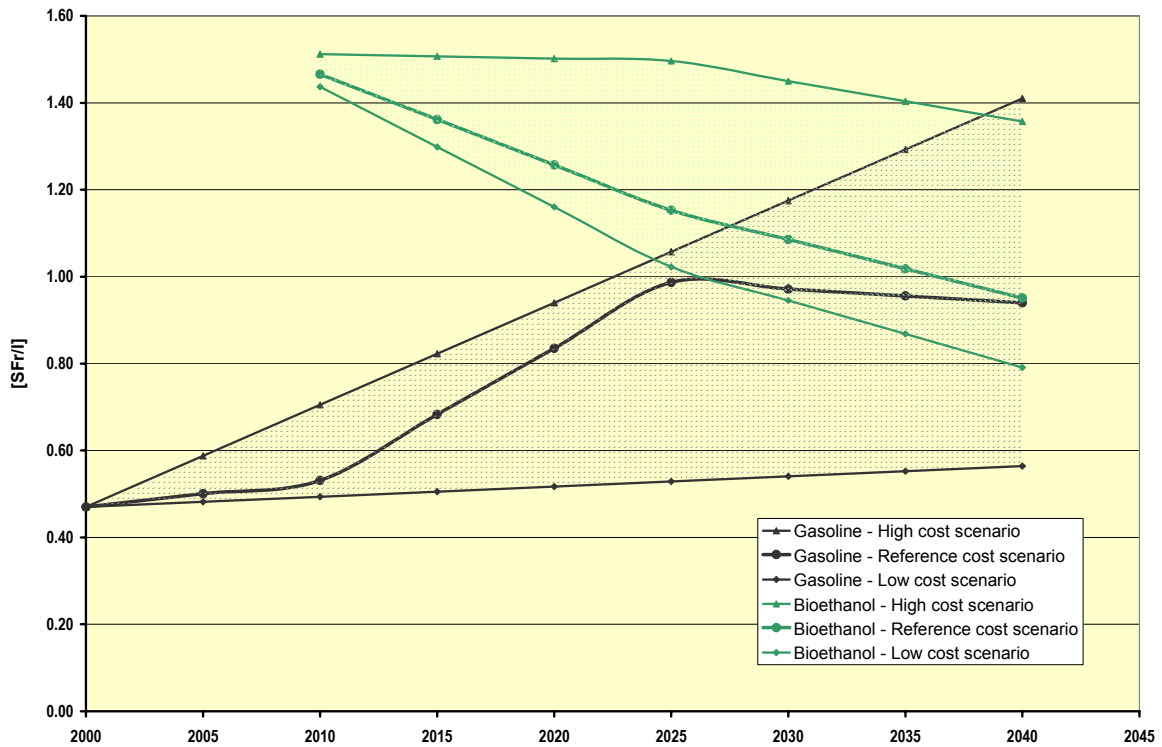


Figure 12 Evolution of projected gasoline production cost and bioethanol production cost.

The comparison between gasoline and bioethanol is done according to two different bases. The graph on Figure 12 offers a comparison of the respective projected production costs of the two fuels. The information extracted from the graph allows to evaluate at which horizon bioethanol may become competitive with gasoline regardless of the taxes applied to the fuels. For instance, it can be seen on the graph on Figure 12 that in the case of both reference scenarios, bioethanol would not become competitive with gasoline (in terms of their production cost) before 2040. However, the two fuels may clearly (according to environmental and/or social considerations) be taxed differently as it is today the case in the US, or in France. This is why the comparison is also done on the basis of projected gasoline retail price and bioethanol production cost.

Thus, the graph on Figure 13 illustrates the variation range of projected **gasoline retail price** and **bioethanol production cost** at the horizon 2040, and the position of the reference scenarios within the ranges considered. The information presented on this graph on Figure 13 gives an idea of the situation in the case where ethanol would be tax-free and where gasoline would keep being taxed as it is today. The combined analysis of the two graphs also allows to determine the maximum tax-rate to apply to bioethanol for the two fuels to be competitive.

According to specific conditions of evolution of the most significant determinants, the graph allows to determine at which horizon the production cost of ethanol might become lower than the selling price of gasoline. As an example, in the case of both reference scenarios, the production cost of ethanol might become less than the retail price of gasoline in 2012 already. On the other hand, in the case of the low scenario for gasoline and the high one for ethanol, this situation would not occur before 2035.

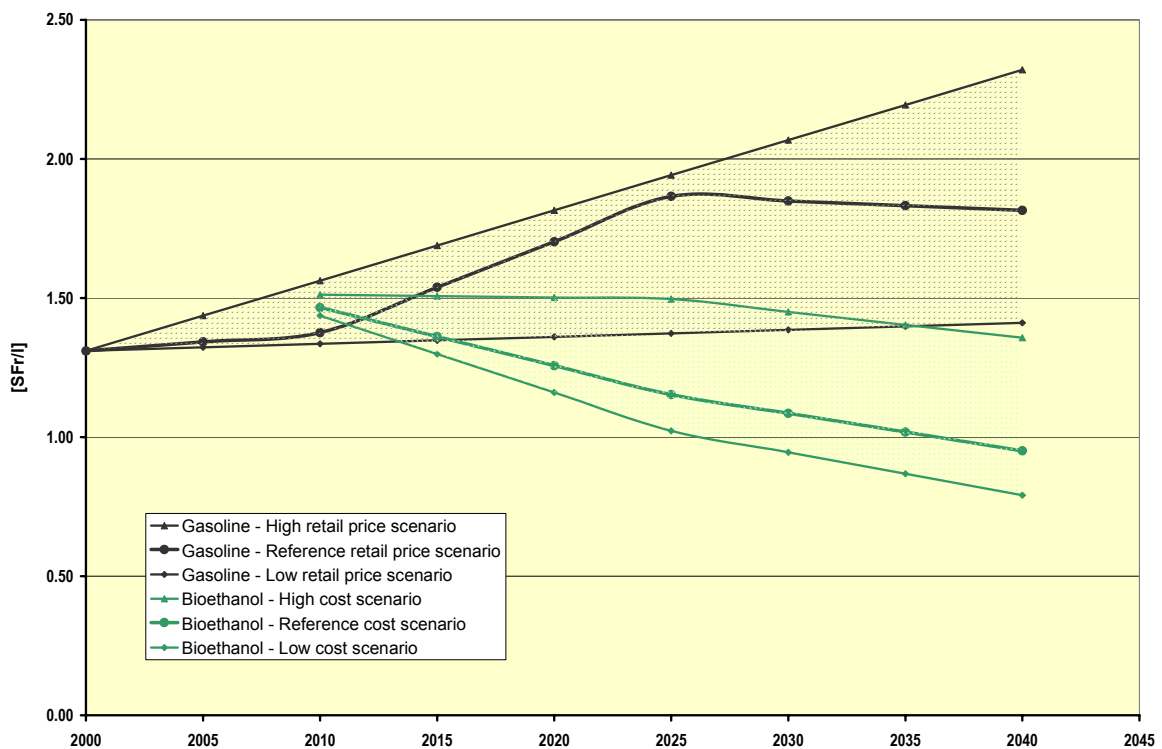


Figure 13 Evolution of projected gasoline retail price and bioethanol production cost.

Again and to avoid misinterpretation of the results, the numbers presented in the graph on Figure 13 correspond to the projected retail price as far as gasoline is concerned, and to the production cost, as far as ethanol is concerned. In other words, if fuel-ethanol was to be taxed, the variation range for ethanol would have to be shifted up, by as much as what the tax would be, to compare the two fuels on a correct basis.

Economic analysis of bioethanol end-use

When comparing two vehicle fuels from an economic point of view, it is essential to base the comparison on the entire life of the vehicle, by taking into account not only the cost of the fuel, but also the cost of the vehicle itself as well as maintenance and insurance costs. Here, the use of gasoline in a reference vehicle is compared to that of E10, a mixture of 10% (vol.) bioethanol and 90% (vol.) conventional gasoline. The following paragraph presents the various hypotheses behind the calculations.

The reference vehicle chosen for the comparison is a VW Golf Variant, 2.0, 115 PS (85 kW), equipped with a gasoline engine. Prices and engine performance of the current model were obtained from Volkswagen Switzerland (www.volkswagen.ch). The hypotheses concerning the price and fuel economy of the vehicle for the 2010, 2025 and 2040 scenarios are given in Table 8.

Reference vehicle characteristics		2010	2025	2040
Vehicle price (incl. VAT)	[CHF]	32'340	32'340	32'340
Annual investment costs	[CHF/yr]	4'250	4'250	4'250
Maintenance costs	[CHF/yr]	650	650	650
Other costs (insurance, driving tax, etc.)	[CHF/yr]	1'500	1'500	1'500
Fuel specific consumption	[l/100 km]	8.0	6.9	5.9

Table 8 Main characteristics of the reference vehicle for 2010, 2025 and 2040.

The price of the vehicle was considered to remain constant over the whole study period. Given a lifetime of 15 years (ARE, OFS, 2001) and an interest rate of 10%, annual investment costs for the vehicle were calculated to be 4'250 CHF/yr. Annual maintenance costs were taken as 2% of the initial cost of the vehicle, resulting in 650 CHF/yr. Other costs (including insurance, driving tax, etc.) were taken as 1'500 CHF/yr. The fuel specific consumption was considered to be reduced from 8.0 l/100 km in 2010 to 5.9 l/100 km in 2040. It was also assumed that the fuel consumption would be the same with gasoline or E10.

The annual distance travelled per vehicle was taken as 12'850 km/yr (ARE, OFS, 2001). In order to take into account distribution and retailers margins, an additional 0.05 CHF/l was applied to the production cost of bioethanol. It was assumed also that bioethanol used as a vehicle fuel would be free of tax. The price of E10 was taken as 0.1 times the price of bioethanol plus 0.9 times the price of gasoline, as mixing does not involve any specific costs. Finally, the price of gasoline after 2040 was considered to remain constant. The overall results are given in CHF/100 km and presented in Table 9, with a distinction between vehicle, maintenance and fuel costs.

Reference vehicle characteristics		2010	2025	2040
- Vehicle costs	[CHF/100 km]	33.1	33.1	33.1
- Maintenance costs	[CHF/100 km]	5.0	5.0	5.0
- Fuel costs	[CHF/100 km]	12.8	12.3	10.3
- Other costs	[CHF/100 km]	11.7	11.7	11.7
Total	[CHF/100 km]	62.6	62.1	60.1
Gasoline				
- Vehicle costs	[CHF/100 km]	33.1	33.1	33.1
- Maintenance costs	[CHF/100 km]	5.0	5.0	5.0
- Fuel costs	[CHF/100 km]	12.9	12.7	10.8
- Other costs	[CHF/100 km]	11.7	11.7	11.7
Total	[CHF/100 km]	62.7	62.5	60.6
- Vehicle costs	[CHF/100 km]	33.1	33.1	33.1

Table 9 Comparison of the economics of E10 and conventional gasoline in 2010, 2025 and 2040.

It is important to bear in mind that the results presented for 2010 and 2025 are dependent on the evolution of gasoline prices over the lifetime of the vehicle (i.e. 15 years). It comes out from the results presented in Table 9, that E10 appears a little more advantageous than gasoline, given the hypotheses on the evolution of oil price (INFRAS) and the projection of bioethanol production cost given in Table 5. The difference, however, is almost negligible as the incorporation rate of bioethanol is only 10%, and fuel costs do not exceed 20–25% of total costs.

Conclusion

As a conclusion of the results presented in this report, it comes out that in terms of the production cost, ethanol is today still far from being competitive with gasoline. As it is actually the case in most countries having developed the use of bioethanol as a fuel, the tax on the alcohol needs to be somehow reduced compared to gasoline, for ethanol to compete with gasoline on the vehicle fuels market.

As a result, the present economic analysis would need to be completed with **a social and an environmental dimension**, in order to put the over-cost of bioethanol with respect to gasoline, in the balance with environmental and social criteria and take into account the **positive externalities**. In terms of global warming, for instance, bioethanol is by far more efficient than gasoline and any other fossil-based fuel.

Specific References – Bioethanol

Alcosuisse, 2002. Développement d'une filière de carburant au bioethanol : Rapport final de la phase d'investigations. Rapport établi pour Alcosuisse, par Planair S.A. Copyright Alcosuisse 2002.

Belkacemi, K., et al., "Ethanol production from enzymatic hydrolysates of cellulosic fines and hemicellulose-rich liquors derived from aqueous/steam fractionation of forages", in *Industrial & Engineering Chemistry Research*, Vol. 36, pp. 4572-4580, 1997.

Lynd, L.R., "Overview and evaluation of fuel ethanol from cellulosic biomass : Technology, Economics, the Environment and Policy", in *Annual Reviews/Energy and the Environment*, 1996.

Lynd, L.R., Elander, R.T., Wyman, C.E., 1996. Likely features and costs of mature biomass ethanol technology. *Applied Biochemistry and Biotechnology* 57/58, 741-761.

Mansson, T., « Clean vehicles with biofuel : A state of the art report", KFB Report 1998:18, 1998.

Spindler, D.D., Wyman, C.E., Grohmann, K., 1991. The simultaneous saccharification and fermentation of pretreated woody crops to ethanol. *Applied Biochemistry and Biotechnology* 28/29, 773-786.

Wooley, R., Ruth, M., Sheehan, J., Ibsen, K., 1999. Lignocellulosic biomass to ethanol process design and economics utilizing co-current dilute acid prehydrolysis and enzymatic hydrolysis: Current and futuristic scenarios. National Renewable Energy Laboratory (NREL), NREL Report TP-580-26157.

Wooley, R., Ruth, M., Glassner, D., Sheehan, J., 1999. Process design and costing of bioethanol technology: A tool for determining the status and direction of research and development. *Biotechnology Progress* 15, 794-803.

Wright, J.D., Wyman, C.E., Grohmann, K., 1988. Simultaneous saccharification and fermentation of lignocellulose: Process evaluation. *Applied Biochemistry and Biotechnology* 18, 75-89.

Wright, J.D., 1988. Ethanol from biomass by enzymatic hydrolysis. *Chemical Engineering Progress*, 62-74.

Wyman, C.E., 2001. 20 years of trials, tribulations, and research progress on bioethanol technology: Selected key events along the way. *Applied Biochemistry and Biotechnology* 91/93, 5-21.

Anhang 11: Definition of vegetation storeys

		Altitude (m)	
		<i>orientation north</i>	<i>orientation south</i>
Zone de croissance Jura/Plateau/Préalpes			
<i>roche-mère basique</i>			
zones supérieures	alpin/nival	sup. à 1800	sup. à 1800
	subalpin inférieur	1201 – 1800	1301 – 1800
	montagnard supérieur	901 – 1200	1101 – 1300
zones inférieures	montagnard inférieur	601 – 900	751 – 1100
	collinéen/submontagnard	jusqu'à 600	jusqu'à 750
<i>roche-mère acide</i>			
zones supérieures	alpin/nival	sup. à 1800	sup. à 1800
	subalpin inférieur	1251 – 1800	1401 – 1800
	montagnard supérieur	901 – 1250	1001 – 1400
zones inférieures	montagnard inférieur	601 – 900	801 – 1000
	collinéen/submontagnard	jusqu'à 600	jusqu'à 800
Zone de croissance interalpine			
<i>roche-mère basique et acide</i>			
zones supérieures	alpin/nival	sup. à 2100	sup. à 2100
	subalpin supérieur	1901 – 2100	1901 – 2100
	subalpin inférieur	1451 – 1900	1651 – 1900
	montagnard supérieur	1001 – 1450	1201 – 1650
zones inférieures	montagnard inférieur	601 – 1000	901 – 1000
	collinéen/submontagnard	jusqu'à 600	jusqu'à 900
Zone de croissance Hautes Alpes			
<i>roche-mère basique et acide</i>			
zones supérieures	alpin/nival	sup. à 2300	sup. à 2300
	subalpin supérieur	1851 – 2300	1901 – 2300
	subalpin inférieur	1451 – 1850	1501 – 1900
	montagnard supérieur	1001 – 1450	1201 – 1500
zones inférieures	montagnard inférieur	601 – 1000	
	collinéen/submontagnard	jusqu'à 600	jusqu'à 1200
Zone de croissance Sud des Alpes			
<i>roche-mère basique</i>			
zones supérieures	alpin/nival	sup. à 1800	sup. à 1800
	subalpin supérieur	1401 – 1800	1551 – 1800
	subalpin inférieur	1151 – 1400	1201 – 1550
zones inférieures	montagnard inférieur	751 – 1150	851 – 1200
	collinéen/submontagnard	jusqu'à 750	jusqu'à 850
<i>roche-mère acide</i>			
zones supérieures	alpin/nival	sup. à 2100	sup. à 2100
	subalpin supérieur	1751 – 2100	1751 – 2100
	subalpin inférieur	1501 – 1750	1501 – 1750
	montagnard supérieur	1101 – 1500	1101 – 1500
zones inférieures	montagnard inférieur	851 – 1100	851 – 1100
	collinéen/submontagnard	jusqu'à 850	jusqu'à 850

Table 1 Definition of vegetation storeys in Swiss National Forests Inventory. Source: Inventaire Forestier National Suisse (IFN) 1993–1995.

Anhang 12: Economical analysis of biogas end-use as motor fuel

In order to analyse economical aspects of biogas end-use as a motor fuel an example of bi-fuel vehicle equipped with an engine running on both gasoline and compressed natural gas was considered. The reference vehicle chosen for this analysis is a VW Golf Variant Bifuel. Prices and technical performances of this particular model were obtained from Volkswagen Switzerland (www.volkswagen.ch). The hypotheses concerning the price and fuel economy of the vehicle for the 2010, 2025 and 2040 scenarios are given in Table 1.

Reference vehicle characteristics		2010	2025	2040
Vehicle price (incl. VAT)	[CHF]	39'360	39'360	39'360
Annual investment costs	[CHF/yr]	5'175	5'175	5'175
Maintenance costs	[CHF/yr]	787	787	787
Other costs (insurance, driving tax, etc.)	[CHF/yr]	1'500	1'500	1'500
Fuel specific consumption, gasoline cycle	[l/100 km]	7.90	6.79	5.84
Fuel specific consumption, gas cycle	[m ³ /100 km]	6.30	5.42	4.66

Table 1 Main characteristics of the reference vehicle for 2010, 2025 and 2040.

Source: www.volkswagen.ch; authors' estimation.

The price of the vehicle was considered to remain constant over the whole study period. Given a lifetime of 15 years (ARE, OFS, 2001) and an interest rate of 10%, annual investment costs for the vehicle were calculated to be 5'175 CHF/yr. Annual maintenance costs were taken as 2% of the initial cost of the vehicle, resulting in 787 CHF/yr. Other costs (including insurance, driving tax, etc.) were taken as 1'500 CHF/yr. The fuel specific consumption is projected to be reduced by 14% in 2025 and by 26% in 2040 compared to 2010, while other parameters are assumed to remain at the same level as in 2010.

The annual distance travelled per vehicle was taken as 12'850 km/yr (ARE, OFS, 2001). In order to take into account distribution and retailers margins, an additional 0.05 CHF/m³ was applied to the production cost of biogas. It was assumed also that biogas used as vehicle fuel would be exempt from tax. The projections of sales price of gasoline and the production cost of biogas in 2010, 2025 and 2040 are given in Table 2.

		2010	2025	2040
Sales price of conv. gasoline (incl. VAT)	[CHF/l]	1.38	1.87	1.82
	[cts/kWh _{th}]	15.7	21.4	20.8
Production cost of biogas	[CHF/m ³]	1.04	1.18	1.12
	[cts/kWh _{th}]	9.6	10.9	10.4

Table 2 Projected future prices of conventional gasoline and biogas in 2010, 2025 and 2040.

Source: authors' estimation based on INFRAS data.

The price of gasoline is assumed to vary gradually over time from 2010 to 2040. Two scenarios of biogas fuel cost, varying over time and constant during the periods 2010–2025 and 2025–2040 were considered. After 2040 both gasoline price and biogas cost are assumed to remain constant. The overall results are given in CHF/100 km and presented in Table 3, with a distinction between vehicle, maintenance and fuel costs.

Reference vehicle characteristics		2010	2025	2040
Biogas (<i>Scenario 1</i>)				
- Vehicle costs	[CHF/100 km]	40.30	40.30	40.30
- Maintenance costs	[CHF/100 km]	6.10	6.10	6.10
- Fuel costs (varying)	[CHF/100 km]	7.26	6.51	5.47
- Other costs	[CHF/100 km]	11.70	11.70	11.70
Total	[CHF/100 km]	65.36	64.61	63.57
Biogas (<i>Scenario 2</i>)				
- Vehicle costs	[CHF/100 km]	40.30	40.30	40.30
- Maintenance costs	[CHF/100 km]	6.10	6.10	6.10
- Fuel costs (constant)	[CHF/100 km]	6.85	6.65	5.47
- Other costs	[CHF/100 km]	11.70	11.70	11.70
Total	[CHF/100 km]	64.95	64.75	63.57
Gasoline				
- Vehicle costs	[CHF/100 km]	40.30	40.30	40.30
- Maintenance costs	[CHF/100 km]	6.10	6.10	6.10
- Fuel costs	[CHF/100 km]	12.71	12.55	10.64
- Other costs	[CHF/100 km]	11.70	11.70	11.70
Total	[CHF/100 km]	70.81	70.65	68.74

Table 3 Economics of conventional gasoline and biogas end-use in a bi-fuel vehicle. Source: authors' calculation.

It comes out from the results presented in Table 3 that in both scenarios the use of biogas as a motor fuel appears remarkably more advantageous than gasoline, given the hypotheses on the evolution of gasoline price and the projection of biogas production cost shown in Table 2. However, compared to the mono-fuel vehicle of the same class, for example running exclusively on gasoline (see LASEN paper on Fuel Alcohol), the overall cost of bi-fuel vehicle is significantly higher, mainly due to considerably larger investment costs. Therefore, in order to be economically competitive, the price of bi-fuel vehicle allowing for use of biogas as a motor fuel should be notably reduced

Bundesamt für Energie BFE

Worbentalstrasse 32, CH-3063 Ittigen · Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. 031 322 56 11, Fax 031 323 25 00 · office@bfe.admin.ch · www.admin.ch/bfe

BBL Bestellnummer 805.xxx d/00.00/0000