

Strategien zur optimalen Erschließung
der Biomassepotenziale in Österreich
bis zum Jahr 2050 mit dem Ziel
einer maximalen Reduktion an
Treibhausgasemissionen

L. Kranzl, R. Haas

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

44/2009

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Bestellmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter <http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

Strategien zur optimalen Erschließung der Biomassepotenziale in Österreich bis zum Jahr 2050 mit dem Ziel einer maximalen Reduktion an Treibhausgasemissionen

Lukas Kranzl, Reinhard Haas,
Gerald Kalt, Friedrich Diesenreiter
TU-Wien, Inst. f. Elektrische Anlagen u. Energiewirtschaft

Ludger Eltrop, Andreas König
Institut für Energiewirtschaft und rationelle
Energieanwendung (IER)

Pasi Makkonen
Technical Research Center of Finland, VTT Processes

Wien, September 2008

Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie



Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften

Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT. Sie wurde 2003 vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie im Rahmen des Impulsprogramms Nachhaltig Wirtschaften als mehrjährige Forschungs- und Technologieinitiative gestartet. Mit der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT soll durch Forschung und Technologieentwicklung die Gesamteffizienz von zukünftigen Energiesystemen deutlich verbessert und eine Basis zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger geschaffen werden.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements und der großen Kooperationsbereitschaft der beteiligten Forschungseinrichtungen und involvierten Betriebe konnten bereits richtungsweisende und auch international anerkannte Ergebnisse erzielt werden. Die Qualität der erarbeiteten Ergebnisse liegt über den hohen Erwartungen und ist eine gute Grundlage für erfolgreiche Umsetzungsstrategien. Mehrfache Anfragen bezüglich internationaler Kooperationen bestätigen die in ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT verfolgte Strategie.

Ein wichtiges Anliegen des Programms ist, die Projektergebnisse – sei es Grundlagenarbeiten, Konzepte oder Technologieentwicklungen – erfolgreich umzusetzen und zu verbreiten. Dies soll nach Möglichkeit durch konkrete Demonstrationsprojekte unterstützt werden. Deshalb ist es auch ein spezielles Anliegen die aktuellen Ergebnisse der interessierten Fachöffentlichkeit leicht zugänglich zu machen, was durch die Homepage www.ENERGIESYSTEMEderZukunft.at und die Schriftenreihe gewährleistet wird.

Dipl. Ing. Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Inhaltsverzeichnis

I	Kurzfassung	VII
II	Zusammenfassung.....	VIII
III	Abstract	XVIII
IV	Summary	XIX
1	Einleitung.....	1
1.1	Motivation.....	1
1.2	Zentrale Fragestellung und Ziele des Projekts.....	1
1.3	Methodik.....	2
1.4	Aufbau des Berichtes	3
2	Bioenergie im österreichischen und internationalen Kontext: historische Entwicklung und Kurzfrist-Prognose.....	5
2.1	Österreich.....	5
2.2	Internationaler Ausblick.....	17
3	Bioenergie-Technologien	37
3.1	Systematik – Technologieketten	37
3.2	Technologiebeschreibung – Factsheets	39
3.3	Techno-ökonomischer Vergleich.....	72
3.4	Lerneffekte	75
3.5	Treibhausgasemissionen	76
4	Biomasse-Ressourcenpotenziale.....	78
4.1	Verteilung land- und forstwirtschaftlicher Flächen	79
4.2	Forstliche und industrielle Biomasse.....	81
4.3	Landwirtschaftliche Biomasse.....	93
4.4	Sonstige biogene Abfälle	99
4.5	Zusammenfassung.....	101
5	Das Modell	103
5.1	Beschreibung des Modells Green-X _{Bio-Austria}	103
5.2	Inputdaten und exogene Modellparameter	106
6	Modellergebnisse – Szenarien	121
6.1	Niedrigpreis-Szenarien.....	122
6.2	Hochpreis-Effizienz-Szenarien.....	135
6.3	Detail- und Sensitivitätsanalysen	147
7	Empfehlungen – Maßnahmenplan	161
7.1	Effizienz und Effektivität politischer Instrumente und Maßnahmen.....	162
7.2	Dimensionen eines Maßnahmenplans.....	163
7.3	Elemente eines Bioenergie-Maßnahmenplans	164

7.4	Zur zeitlich dynamischen Implementierung von Maßnahmen.....	169
7.5	Instrumente jenseits eines Bioenergie-Maßnahmenplans	172
8	Schlussfolgerungen.....	174
8.1	Weichenstellungen für die Zukunft der Bioenergie	174
8.2	Wärme, Strom und / oder Kraftstoffe?	176
8.3	Die Rolle unterschiedlicher Potenzial-Fraktionen	181
8.4	Zum Anteil der Biomasse am Gesamtenergieverbrauch und möglicher Beitrag zu den 2020-Zielen	182
8.5	Der Einfluss des Biomasse-Preises und die Kopplung an den Ölpreis.....	185
8.6	Sozio- und makroökonomische Aspekte der Biomasse-Nutzung	186
8.7	Offene Fragen und Herausforderungen	187
9	Detailangaben zu den Zielen der Programmlinien „Energiesysteme der Zukunft“	189
9.1	Beitrag zum Gesamtziel der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ sowie zu den sieben Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung	189
9.2	Einbeziehung der Zielgruppen	190
9.3	Beschreibung der Umsetzungs-Potenziale	190
9.4	Weitere Verwendung der erarbeiteten Ergebnisse und Ausblick.....	191
10	Literatur	193
11	Verzeichnisse	202
11.1	Abbildungsverzeichnis	202
11.2	Tabellenverzeichnis	209
11.3	Abkürzungen	209
12	Anhang.....	211
12.1	Formeln zur Berechnung von Energiegestehungskosten, THG-Einsparungen und Kosten der THG-Einsparungen.....	211
12.2	Biomassepotenziale und energiepolitische Zielsetzungen in mitteleuropäischen Staaten.....	213
12.3	Lerneffekte	214
12.4	Parameter zur Abschätzung landwirtschaftlicher Biomassepotenziale.....	219
12.5	Technologiedaten.....	220

Danksagung

Folgenden Personen danken wir für die ausführlichen Diskussionsbeiträge und die Teilnahme an den Sitzungen des Projektbeirats:

Alexander Bachler

Gerhard Faninger

Elisabeth Friedbacher

Adolf Groß

Dietmar Hagauer

Karin Hollaus

Andreas Indinger

Kasimir Nemestothy

Michael Paula

Josef Plank

Thilo Seidenberger

Josef Spitzer

Horst Steinmüller

Robert Tichler

Manfred Wörgetter

Theo Zillner

I Kurzfassung

Die Bioenergie-Nutzung ist geprägt durch eine Fülle diverser Optionen: Ausgehend von der breiten Palette an Ressourcen besteht eine Vielzahl an Technologien zur Umwandlung dieser Rohstoffe in verschiedene Energiedienstleistungen. Jeder Pfad ist durch unterschiedliche Energie- und Treibhausgas-Bilanzen sowie Kosten geprägt. In diesem Projekt wurde die Frage analysiert, wie hoch die Kosten sowie die Reduktion an THG-Emissionen in unterschiedlichen Ausbaupfaden der Bioenergie-Nutzung in Österreich langfristig sind. Basierend auf einer Analyse der historischen Nutzung von Biomasse, der verfügbaren Potenziale sowie einer techno-ökonomischen Analyse von Bioenergie-Systemen wurden mittels des Simulationstools Green-X_{Bio-Austria} langfristige Szenarien des österreichischen Bioenergiesektors bis zum Jahr 2050 erstellt. Vier Basis-Szenarien wurden entwickelt, jeweils in einem Niedrig- und einem Hochpreis-Szenario, die unterschiedliche Förderregime und Biomasse-Pfade mit verschiedenen nutzungsseitigen Schwerpunktsetzungen repräsentieren.

In diesen Szenarien werden mit der Nutzung inländischer Biomasseressourcen folgende Anteile am Primärenergieverbrauch Österreichs erreicht: In den *No-Policy* Szenarien (d.h. ohne Förderungen) kommt es selbst im Fall deutlich steigender Energiepreise erst nach 2020 zu einem geringfügigen Anstieg auf maximal 15 %¹. Bei einer Forcierung der Biomassenutzung sind weitaus höhere Anteile möglich. Die wesentlichen Einflussfaktoren stellen die Entwicklung der Energiepreise und des Energieverbrauchs dar. Nur wenn die Biomasse-Forcierung mit ambitionierten Maßnahmen zur Reduktion des Energieverbrauchs kombiniert wird, kann ein Anteil der Bioenergie am Gesamt-Energieverbrauch von über 15 % in 2020 und längerfristig über 20 % (im Fall einer drastischen Reduktion sogar über 30 %) erreicht werden. Der Biomasse-Primärenergieeinsatz erhöht sich je nach Szenario von ca. 120 PJ (2005)¹ auf 260 bis 290 PJ im Jahr 2050. Die erzielbare THG-Reduktion beläuft sich in den Förder-Szenarien auf 11 bis 12 Mt CO₂ äqu/a (2020) bzw. bis zu 15 Mt CO₂ äqu/a (2050), wobei die Wahl der Referenzsysteme hier natürlich eine entscheidende Rolle spielt. Der größte Unterschied zwischen den Szenarien besteht in den Kosten der Treibhausgasreduktion: Während im Falle eines Ausbaus im Wärmesektor (und unter Umständen bei KWK-Anlagen) deutliche monetäre Einsparungen im Vergleich zur den auf fossilen Energieträgern basierenden Referenzsystemen erzielbar sind, fallen bei der Forcierung biogener Kraftstoffe auch mittel- bis langfristig hohe Reduktionskosten an.

Folgende Schlussfolgerungen für eine Biomasse-Strategie leiten wir aus der Arbeit ab:

- Auch im Fall stark steigender Gebäudeeffizienz wird 2050 noch ein substanzieller Wärmebedarf bestehen, der nicht ausschließlich durch Solar-Systeme gedeckt wird. Aus Kosten- und Klimaschutzgründen ist anzustreben, diesen möglichst mit Biomasse zu decken.
- Wo immer gesamtenergetisch sinnvoll möglich, ist die gekoppelte Strom- und Wärmeproduktion sukzessive zu forcieren.
- Die Analysen zeigen, dass ambitionierte Zielsetzungen im Bereich biogener Kraftstoffe hinsichtlich der hohen Kosten und moderaten THG-Reduktionen sowie der beschränkten Ressourcenpotenziale nicht sinnvoll sind.
- Forschung und Technologieentwicklung kann langfristig deutliche Verbesserungen der Effizienz der Biomassenutzung bringen und ist daher mit hoher Priorität zu forcieren.
- Es besteht zunehmende Konkurrenz zwischen verschiedenen energetischen und nicht-energetischen Biomasse-Nutzungspfaden. Als effektive Maßnahme zur Minderung dieser Situation sind massivste Reduktionen von Energie- und Ressourcenverbrauch unabdingbar.

¹ Alle Angaben an dieser Stelle beinhalten nur Biomasse inländischer Herkunft ohne Ablauge und nicht-biogenen Müll. In der Langfassung des Berichts wird auch die Rolle von Importen analysiert.

II Zusammenfassung

Fragestellung

Biomasse kommt für den zukünftigen Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energieträger eine zentrale Bedeutung zu. Nicht nur aufgrund des großen Potenzials, sondern insbesondere weil Bioenergie zur Erzeugung von Wärme, Strom und Kraftstoffen eingesetzt werden kann. Die Vielfalt des Bioenergie-Systems ist symbolisch in der folgenden Abbildung dargestellt. Jeder Pfeil steht für eine Gruppe möglicher Konversionsschritte, die mit bestimmten Kosten, Wirkungsgraden und Emissionen verbunden sind.

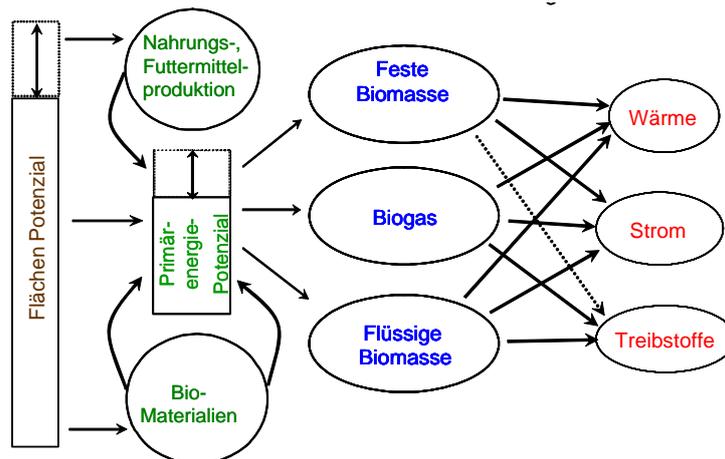


Abbildung II-1: Das Bioenergie-System: Symbolische Darstellung des Untersuchungsgegenstandes

Hinsichtlich der zahlreichen rohstoff-, technologie- und nutzungsseitigen Optionen stellt sich daher die Frage, wie durch die Nutzung der inländischen Ressourcenpotenziale in Österreich ein größtmöglicher ökologischer, gesellschaftlicher und ökonomischer Nutzen erreicht werden kann. Dies ist die zentrale Fragestellung des vorliegenden Projektes. Als Hauptkriterien für effiziente Nutzungspfade werden einerseits die THG-Einsparungen, andererseits die Kosten der Energiebereitstellung herangezogen. Zur Beantwortung dieser Fragestellung werden weiters die folgenden Aspekte analysiert:

- die Höhe des unter Berücksichtigung ökologischer Kriterien nutzbaren Biomasse-Ressourcenpotenzials in Österreich,
- der mit diesen Potenzialen erreichbare Anteil von Bioenergie am gesamten Energiebedarf,
- die erzielbare Reduktion an THG-Emissionen und
- die damit verbundenen Kosten (im Vergleich zu fossilen Referenzsystemen).

Methodik

Zu diesem Zweck wurden langfristige Szenarien des österreichischen Biomassesektors unter verschiedenen energiepolitischen Rahmenbedingungen erstellt, deren Auswertung hinsichtlich Kosten und THG-Einsparungen Schlussfolgerungen und Empfehlungen bezüglich einer Bioenergie-Strategie für Österreich ermöglichen.

Im Detail bestand die methodische Vorgehensweise aus folgenden Arbeitsschritten: Analyse der **derzeitigen Biomassenutzung** sowie der historischen Entwicklung und Erstellung eines kurzfristigen Ausblicks bis zum Jahr 2010, Erstellung einer **Biomasse-Technologie-**

Datenbank, die auch dynamische Aspekte der Technologieentwicklung enthält, Abschätzung energetisch nutzbarer **Biomassepotenziale**, Entwicklung und Anwendung eines **dynamischen Modells** zur Simulation der Entwicklung des österreichischen Biomassesektors bis 2050, Ableitung von **Schlussfolgerungen** und **Erstellung eines Maßnahmenplans**. Im Rahmen von Projektbeiratsitzungen wurden methodische Vorgangsweise, Daten und Ergebnisse intensiv diskutiert.

Zentrales Element der methodischen Vorgehensweise ist das dynamische Simulationsmodell „Green-X_{Bio-Austria}“². Basierend auf einer *myopischen* („kurzsichtigen“) kostenseitigen Optimierung wird der zukünftige Ausbau des Biomassesektors auf jährlicher Basis bis 2050 simuliert. Dabei wird die Verfügbarkeit von Ressourcenpotenzialen, dynamische Kosten- und Preisentwicklungen, die Struktur des Energiebedarfs, Diffusionsparameter sowie diverse andere Einflussparameter und politische Förderinstrumente berücksichtigt.

Historische Entwicklung der Biomasse-Nutzung und Ausblick bis 2010

Mit einem Anteil von mehr als 10 % am gesamten primärenergetischen Energieverbrauch nimmt Biomasse derzeit eine wichtige Stellung in der österreichischen Energieversorgung ein. Während sich die Biomassenutzung bis zum Ende des 20. Jahrhunderts fast ausschließlich auf die Wärmeerzeugung beschränkte, hat Bioenergie in den letzten Jahren zusehends auch in den Bereichen der Stromerzeugung und Mobilität an Bedeutung gewonnen. Im Bereich der Stromerzeugung wurden mit dem Ökostromgesetz 2002 Einspeisetarife für Strom aus erneuerbarer Energie festgelegt, was einen deutlichen Ausbau bei Biomasse-KWK-Anlagen zur Folge hatte. Nach Novellierung des Gesetzes im Jahr 2006 kam der Ausbau allerdings wieder nahezu zum Erliegen. Im Verkehrssektor wurde entsprechend der EU Biokraftstoff-Richtlinie eine verpflichtende Quote für biogene Kraftstoffe eingeführt. Die nationale Zielsetzung ist mit einem vorgeschriebenen Anteil von 5,75 % bis Ende 2008 sogar deutlich ambitionierter als der Zeitplan gemäß der EU-Richtlinie. Die folgende Abbildung zeigt die historische Entwicklung der Biomassenutzung in Österreich anhand des Primärenergieverbrauchs.

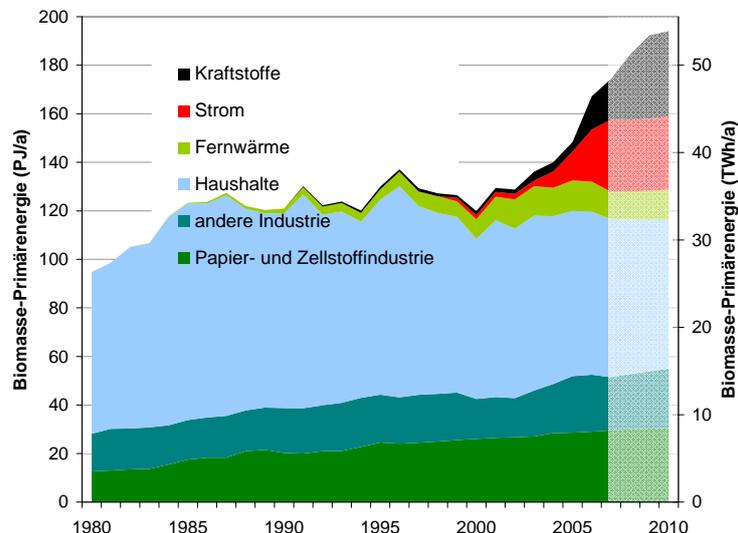


Abbildung II-2: Entwicklung und Kurzfrist-Prognose der Biomasse-Nutzung in Österreich bis 2010

Quellen: E-Control 2008, Austropapier 2008, Haneder et al. 2008, Statistik Austria, Biotreibstoff-Institut, Capros et al. 2008, EEG/TU Wien

² Es handelt sich dabei um eine Adaption der Modelle Green-X bzw. Green-X_{Environment} (siehe [Haas et al. 2004] bzw. [Resch et al. 2006]).

Auf Basis einer Business-as-usual-Entwicklung sowie bereits geplanter und genehmigter Anlagen wurde ein Ausblick bis zum Jahr 2010 erstellt, der als Ausgangspunkt für die Szenarienentwicklung diente. Dieser Stand der Bioenergie-Kapazitäten in Österreich ist im Modell mit etwa 250 Datensets abgebildet. Darauf basierend decken die Simulationen den Zeitraum 2011 bis 2050 ab.

Neben den Untersuchungen zu Österreich wurden auch Analysen zur historischen Entwicklung, politischen Zielen sowie Potenzialen in anderen Ländern durchgeführt, mit besonderem Fokus auf Mitteleuropa sowie die Länder Deutschland und Finnland.

Biomasse-Potenziale

Abbildung II-3 gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Potenzialanalyse. Die historische Nutzung (im Jahr 2005) ist ebenfalls abgebildet.

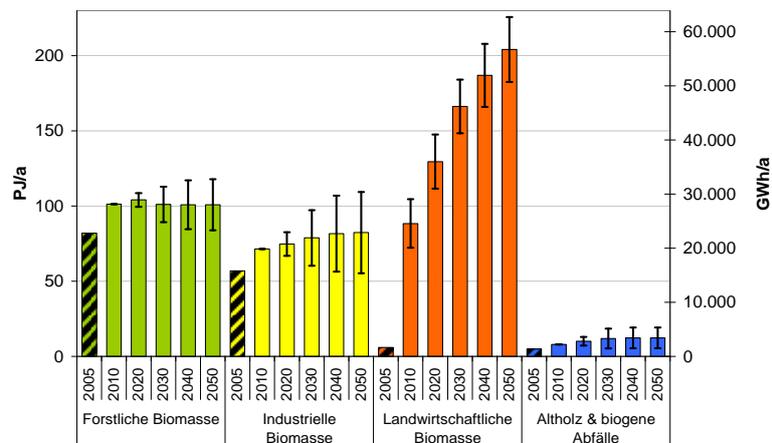


Abbildung II-3: Überblick über die Ergebnisse der Potenzialabschätzung, sowie der historischen Nutzung im Jahr 2006

Es ist ersichtlich, dass die derzeitige Biomassenutzung fast ausschließlich auf forstliche Ressourcen zurückgeht, und zwar entweder in Form einer primären Nutzung von Waldholz oder einer sekundären Verwertung in Form von Sägenebenprodukten (SNP) und Ablauge („industrielle Biomasse“), oder auch Altholz. Kurzfristig werden noch Steigerungen beim Holzeinschlag möglich sein. Unter der Prämisse, dass die energetische Holznutzung nicht stark auf Kosten der Rohstoffversorgung der stofflichen Holzverwerter (insbesondere Papier-, Zellstoff und Plattenindustrie) gehen sollte, sind die zusätzlich mobilisierbaren inländischen Potenziale von forstlicher Biomasse und SNP jedoch sehr beschränkt.

Landwirtschaftliche Biomasse (inklusive landwirtschaftlicher Abfälle) stellt ein sehr großes, im Jahr 2005 noch kaum genutztes Potenzial dar. Langfristig könnte landwirtschaftliche Biomasse jedoch die bedeutendste Fraktion werden – vorausgesetzt die erforderliche Neuorientierung der Landwirtschaft in Richtung Brennstoffe bzw. Energieerzeugung (d.h. die Mobilisierung der Potenziale) findet tatsächlich statt.

Ein Schwerpunkt wurde im Rahmen der Potenzialanalyse auf die Einflussfaktoren der Biomasse-Potenziale gelegt (z.B. Entwicklung verschiedener Branchen der Holz verarbeitenden Industrie, die Verfügbarkeit von landwirtschaftlichen Flächen für die Energiebereitstellung, die Entwicklung der Viehzucht etc.). Aus der Variation dieser Faktoren wurden drei Szenarien für die Potenzial-Verfügbarkeit abgeleitet. Die Bandbreite dieser Szenarien ist in Abbildung II-3 dargestellt.

Neben den in Österreich verfügbaren Biomasse-Potenzialen wurde für die Szenarien-Entwicklung auch ein begrenztes Import-Potenzial definiert, da es bereits derzeit in manchen Biomasse-Fraktionen zu nennenswerten grenzüberschreitenden Handelsströmen kommt. Die Rolle von Importen wurde im Rahmen von Sensitivitätsanalysen untersucht (s.u.).

Technologien zur energetischen Biomasse-Nutzung

Die Optionen zur Biomasse-Nutzung sind durch eine Vielzahl möglicher Technologien gekennzeichnet. Es wurde daher eine umfassende vergleichende technologische Analyse durchgeführt, die neben Kostendaten und Wirkungsgraden auch Informationen zu Lebenszyklusanalysen, d.h. Energie- und THG-Bilanzen zum Gegenstand hatte. Die Ergebnisse wurden in einer Datenbank zusammengefasst, die etwa 250 Technologieketten umfasst. Neben der statischen Analyse wurden auf Basis eines Lernkurven-Ansatzes auch Kosten und Effizienzen für die kommenden Jahrzehnte abgeschätzt.

Der ökonomische Vergleich führte kurz zusammengefasst für die Sektoren Wärme, Strom, und Kraftstoffe zu den folgenden Ergebnissen:

Im *Wärmesektor* ist die größte Wirtschaftlichkeit gegeben. Biomasseheizungen können derzeit im Wesentlichen mit Öl- und Gasheizungen konkurrieren. Wie zu erwarten zeigt sich, dass Anlagen mit größerer Leistung spezifisch billiger sind (*economies of scale*). Bei kleinsten Leistungen sind die fossil befeuerten Technologien aufgrund der geringeren Investitionskosten tendenziell billiger als Biomassekessel. Mit zunehmender Leistung verbessert sich jedoch aufgrund der sinkenden spezifischen Investitionskosten die Wirtschaftlichkeit von Biomassensystemen.

Im Vergleich zu derzeitigen Strom-Großhandelspreisen zeigt sich, dass Biomasse-KWK-Anlagen nur unter äußerst günstigen Rahmenbedingungen (d.h. niedrige Rohstoffkosten und hoher Wärmebedarf) ohne Förderungen wirtschaftlich betrieben werden können.

Durch Vergleich der Produktionskosten biogener *Kraftstoffe* mit einem typischen Nettopreis für fossile Kraftstoffe wird klar, dass biogene Kraftstoffe nur mit Hilfe massiver Förderungen an Bedeutung gewinnen können. Selbst nach den Entwicklungen des Rohölpreises in der jüngsten Vergangenheit können sie nur unter massiven steuerlichen Begünstigungen sowie entsprechenden regulativen Instrumenten (Quote) vermarktet werden.

Die dynamischen Analysen, welche im Wesentlichen auf Szenarien zu technologischen Entwicklungen und Lerneffekten sowie der Preise fossiler und biogener Energieträger basieren, brachten folgende Ergebnisse: Im Bereich der Wärmeerzeugung ist eine weitere Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von Biomasseanlagen zu erwarten. Im Hochpreisszenario werden auch Biomassekessel kleinster Leistung gegenüber den konventionellen Heizsystemen wirtschaftlich. Die Stromerzeugung mit Biomasse sowie die Vermarktung biogener Kraftstoffe bleiben im Wesentlichen auch längerfristig von Förderungen abhängig.

Basis-Szenarien des Bioenergie-Systems in Österreich bis zum Jahr 2050

Im Wesentlichen wurden vier Szenarien, jeweils in einem Hoch- und Niedrigpreis-Szenario erstellt: Im *No-Policy* Szenario werden keinerlei politische Steuerungsinstrumente angenommen, im *Heat-and-Power* Szenario werden Wärme- und KWK-Anlagen gefördert, im *Transport* Szenario wurde eine ambitionierte Quote für biogene Kraftstoffe unterstellt und im *Balanced-Policy* Szenario eine gleichzeitige Förderung von Wärme, Strom und Kraftstoffen. Zusätzlich zu diesen acht Basis-Szenarien wurden zahlreiche Detail- und Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Das *No-Policy* Szenario dient im Wesentlichen als Vergleichs- bzw. Referenz-Szenario. Die anderen drei Szenarien stellen aus heutiger Sicht denkbare energiepolitische Wege zur Förderung des Bioenergie-Sektors dar.

Die folgende Abbildung veranschaulicht die Anteile der eingesetzten Potenzial-Fraktionen sowie der durch Biomasse bereitgestellten Endenergieträger für 2005, 2010 und 2050 (in den verschiedenen Niedrigpreis-Szenarien). Hinsichtlich des Rohstoffaufkommens kommt es in jedem Szenario zu einem ausgeprägten Trend in Richtung landwirtschaftliche Ressourcen. Bei der Nutzung ergeben sich je nach Szenario, bzw. Ausgestaltung der Förderregime, unterschiedliche Trends: Aufgrund der guten wirtschaftlichen

Konkurrenzfähigkeit der biogenen Wärmebereitstellung liegt im *No-Policy* Szenario die Biomasse-Nutzung stark im Wärmesektor. Eine ambitionierte Kraftstoff-Quote kann die Biomasse-Nutzung deutlich in Richtung Kraftstoffe verschieben, was mitunter zu Lasten der Wärme- und Stromproduktion geht. Die beschränkten elektrischen Wirkungsgrade und die hohe Wärmeproduktion der Biomasse-KWK-Systeme bewirken, dass in keinem Szenario die Bioenergie-Nutzung durch die Verstromung dominiert wird.

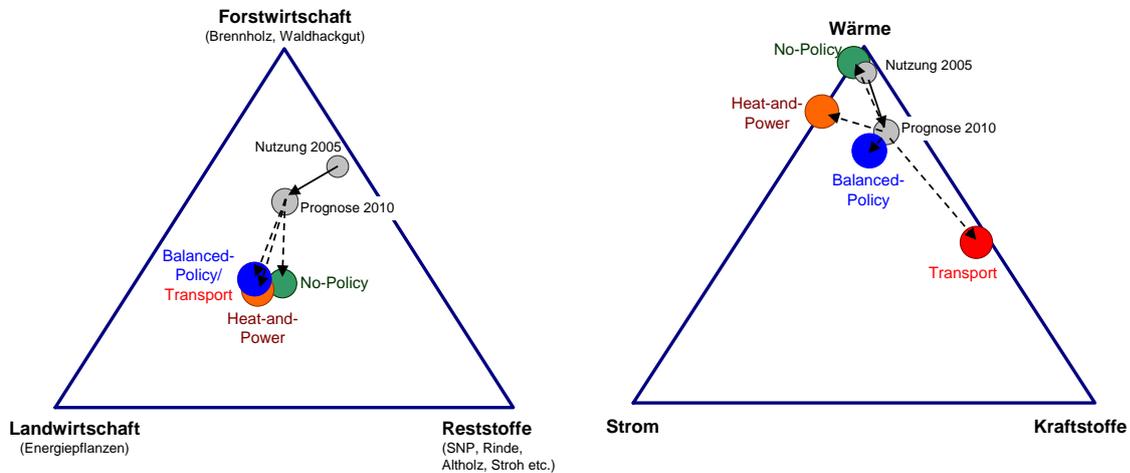


Abbildung II-4: Entwicklung von Rohstoffherkunft (links) und Nutzung (rechts) historisch (2005), 2010 und in den Niedrigpreis-Szenarien im Jahr 2050³
 Quellen: Statistik Austria 2008 (Nutzung 2005), EEG/TU Wien (Prognose 2010 & Szenarien)

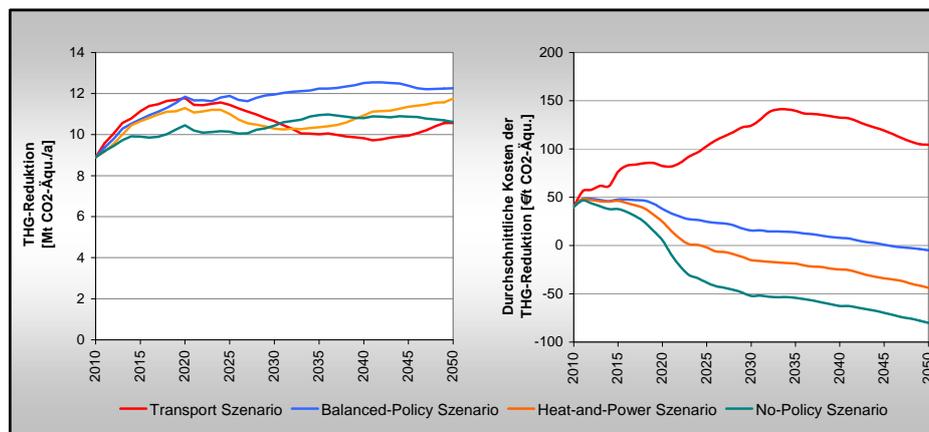


Abbildung II-5: Vergleich von THG-Reduktion (links) und durchschnittlichen Kosten der THG-Reduktion (rechts) in den 4 Niedrigpreis-Szenarien

³ Die in diesem Bericht verwendeten „Dreiecksdiagramme“ sind folgendermaßen zu interpretieren: Die Entfernung des Punktes von jedem der beschrifteten Eckpunkt des Dreiecks gibt Aufschluss darüber, welche (relative) Bedeutung die jeweilige Ressourcenkategorie bzw. Nutzungsform für die gesamte Biomassenutzung hat. Dass beispielsweise die historische Nutzung im Jahr 2005 in Abbildung II-4 (rechts) nahezu auf dem Eckpunkt „Wärme“ liegt, bedeutet, dass fast ausschließlich Wärme aus Biomasse erzeugt wurde. Im Szenario *Transport* ist die Nutzung im Jahr 2050 durch eine Markierung charakterisiert die in etwa zwischen „Wärme“ und „Kraftstoffe“ liegt, d.h. dass etwa 50 % des gesamten Biomasseeinsatzes zur Erzeugung von Wärmeerzeugung und 50 % für Kraftstoffe eingesetzt wird. Eine Markierung im Mittelpunkt des Dreiecks würde bedeuten, dass allen drei Nutzungsformen dieselbe Bedeutung zukommt. Eine Verschiebung beispielsweise von „Wärme“ in Richtung „Treibstoffe“ muss nicht notwendigerweise bedeuten, dass die Wärmeerzeugung mit Biomasse abnimmt, sondern lediglich dass ihr relativer Anteil an der gesamten Biomassenutzung zurückgeht. Die Größe der Markierungen gibt Aufschluss über das Ausmaß der gesamten Biomassenutzung.

Die folgenden Abbildungen zeigen einen Vergleich der gesamten jährlichen Treibhausgas- (THG-) Reduktion, welche durch die Nutzung von Bioenergie erzielt wird, sowie die durchschnittlichen Kosten der THG-Reduktion in den vier Niedrigpreis- sowie den vier Hochpreis-Szenarien.

Während in den Niedrigpreis-Szenarien noch positive THG-Reduktionskosten je nach Szenario bis etwa 2020 (v.a. bedingt durch den historischen Anlagenbestand) oder auch im gesamten Simulationszeitraum bis 2050 zu verzeichnen sind, sind in den Hochpreis-Szenarien stark negative Reduktionskosten in allen Szenarien zu erwarten - außer dem *Transport* Szenario. Die THG-Einsparungen betragen im Zeitraum 2030 bis 2050 etwa 10 bis 12 Mt/a im Niedrigpreis-Szenario und 12 bis knapp 15 Mt/a im Hochpreis-Szenario. Es zeigt sich, dass die *Transport* Szenarien mittel- bis langfristig sowohl die geringsten THG-Reduktionen erzielen, als auch die höchsten Kosten aufweisen. Aufgrund des sehr wirksamen Quoten-Instruments können kurzfristig allerdings rasche Ergebnisse und hohe Diffusionsraten erzielt werden. Würden ähnliche oder vergleichbar effektive Instrumente auch im Wärme- oder Stromsektor eingesetzt werden, könnte mit demselben Biomasse-Primärenergieeinsatz ein größerer Effekt zur THG-Reduktion erzielt werden.

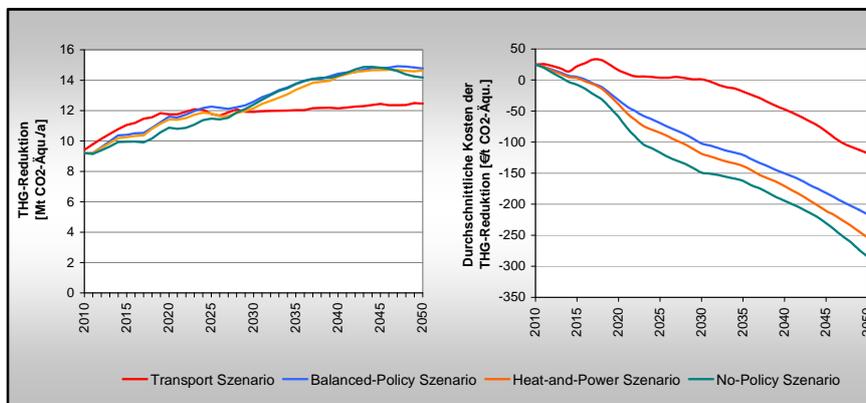


Abbildung II-6: Vergleich von THG-Reduktion (links) und durchschnittlichen Kosten der THG-Reduktion (rechts) in den vier Hochpreis-Szenarien

Detail-Ergebnisse und Sensitivitätsanalysen

Im Folgenden sind einige Ergebnisse der Detail- und Sensitivitätsanalysen für ausgewählte Fragestellungen dargestellt:

Welchen Anteil am Gesamtenergieverbrauch kann inländische Biomasse einnehmen?

Der Anteil, den Bioenergie am gesamten Primär-Energiebedarf einnehmen kann, hängt neben dem Ausmaß der Biomasse-Nutzung vor allem von der Entwicklung des Energieverbrauchs ab. In den Basis-Szenarien unterstellten wir die Entwicklung des Energieverbrauchs nach [Capros et al. 2008] sowie Fortschreibungen bis 2050. Dabei gingen wir im Niedrigpreis-Szenario von einer BAU-Verbrauchsentwicklung und im Hochpreis-Szenario vom Effizienz-Szenario aus. Die folgende Grafik zeigt, dass im Falle eines weiteren Anstiegs des Energieverbrauchs („Niedrigpreis-Basisszenario“, basierend auf Capros-Baseline) auch langfristig und bei ambitionierter Förderung von Bioenergie mit inländischen Ressourcen lediglich ein Anteil von knapp über 15 % möglich ist. In den *No-Policy* Szenarien (d.h. ohne jegliche Förderung von Bioenergie) bleibt der Anteil bis 2020 praktisch konstant. Danach ergibt sich je nach Preis- und Energieverbrauchsszenario ein geringfügiger Anstieg auf maximal 15 %. Nur durch die Kombination der Förderung von Bioenergie mit Energieeffizienz-Maßnahmen („Hochpreis-Effizienz-Szenario“, basierend auf Capros-Efficiency) ist ein deutlich höherer Beitrag (langfristig über 20 %) von inländischer Biomasse zur österreichischen Energieversorgung möglich. Mit – aus heutiger Sicht – sehr

drastischen Verbrauchs-Reduktionen („Hochpreis-Effizienz Max“, angelehnt an [Nitsch et al. 2006] und [Haas et al. 2008]) wäre sogar ein Anteil von bis zu 30% erzielbar.

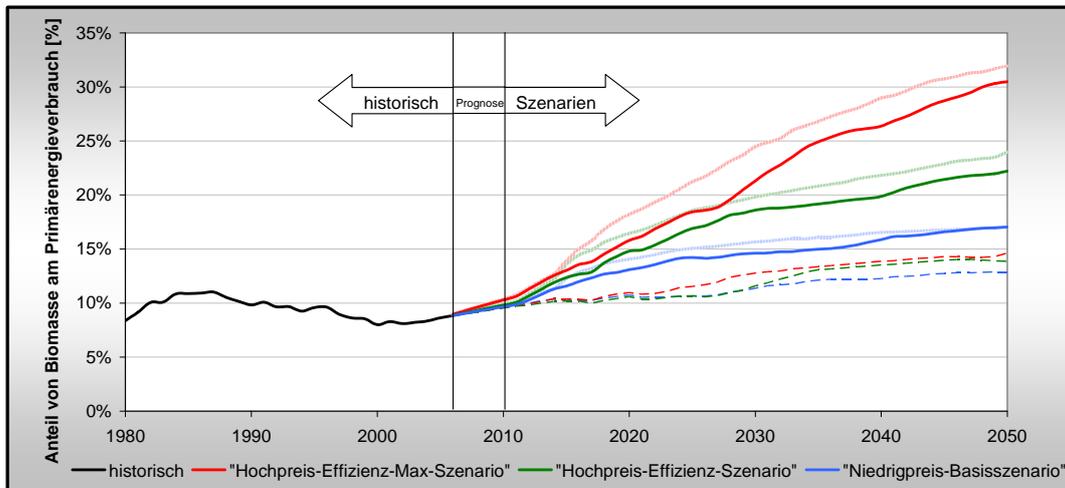


Abbildung II-7: Anteil von inländischer Biomasse am Primärenergieverbrauch bei verschiedenen Preis- und Energieverbrauchs-Szenarien und unterschiedlichen Förderregimen
(durchgezogene Linien: Balanced-Policy Szenarien, strichlierte Linien: No-Policy Szenario, transparente Linien: Transport Szenarien)

Welcher Anteil des Kraftstoffbedarfs kann mit inländischen Biomasseressourcen gedeckt werden?

Die in Österreich für Ende 2008 festgelegte Biokraftstoff-Quote von 5,75 % kann nur mit Hilfe massiver Rohstoffimporte erfüllt werden, da in Österreich nicht ausreichend Ackerflächen zur Verfügung stehen. Selbst wenn die gesamte österreichische Produktion von Raps und Sonnenblumen (insgesamt ca. 170.000 t auf 75.000 ha im Jahr 2007) und die Erträge einer ebenso großen Fläche zur Ethanolherzeugung (also in Summe ca. 11 % der gesamten Ackerfläche Österreichs) genutzt würden, könnten damit maximal 2,5 % des derzeitigen Kraftstoffbedarfs gedeckt werden.

Welche Anteile auf Basis inländischer Ressourcen längerfristig realisierbar sind, wurde in einem ambitionierten Biokraftstoff-Szenario analysiert. Das Ergebnis zeigt, dass (gesetzt den Fall, dass ab 2015 Großanlagen zur Produktion von biogenen Kraftstoffen der 2. Generation realisierbar sind) signifikante Biokraftstoffanteile auf Basis inländischer Ressourcen nur auf Kosten der Wärme- und Stromerzeugung mit Biomasse erreicht werden können. In der Simulation wird ein Anteil von ca. 13 % des gesamten Kraftstoffbedarfs im Jahr 2020 und von 30 % nach 2030 erreicht⁴. Aufgrund der durch die Implementierung ambitionierter Biokraftstoffquoten erhöhten Nutzungskonkurrenz um die inländischen Biomasseressourcen werden die hinsichtlich Kosten und THG-Minderung deutlich effizienteren Nutzungsformen signifikant beeinträchtigt. Ambitionierte Quoten sind bei gleichzeitigem Ausbau der Biomassenutzung im Wärme- und Stromsektor also auch langfristig nur mit Hilfe von massiven Rohstoffimporten realisierbar. Eine Fokussierung der Bioenergie-Förderung auf den Verkehrssektor ist kontraproduktiv, da hier die höchsten Kosten der THG-Einsparung anfallen und Rohstoffkonkurrenz zu effizienteren Nutzungsformen der Biomasse geschaffen wird.

⁴ Unter Annahme des Baseline-Energiebedarfsszenarios nach [Capros et al. 2008]. Durch Steigerung der Energieeffizienz sind klarerweise auch höhere Anteile möglich.

Gibt es auch bei steigenden Rohstoffpreisen wirtschaftliche Biomasse-Anwendungen?

Rohstoffpreise sind ein wesentlicher Einflussfaktor – sowohl im Fall biogener als auch fossiler Energieträger. Prinzipiell ist in den Szenarien unterstellt, dass die Kopplung zwischen dem Ölpreis und Biomassepreisen kleiner 100 % ist (vgl. Kapitel 5.2.4). Zur Sensitivitätsanalyse wurden folgende Aspekte untersucht:

- Erhöhung der Kopplung von Biomassepreis an den Ölpreis auf 100%, d.h. eine Ölpreis-Steigerung um 1% bewirkt auch eine Steigerung der Biomassepreise um 1%, und zwar für alle Biomasse-Fraktionen.
- Variation der Biomassepreise um $\pm 10\%$ bzw. $\pm 20\%$ im Niedrigpreis-Szenario.
- Variation des fossilen Referenz-Preises um $\pm 10\%$ bzw. $\pm 20\%$ im Hochpreis-Szenario.

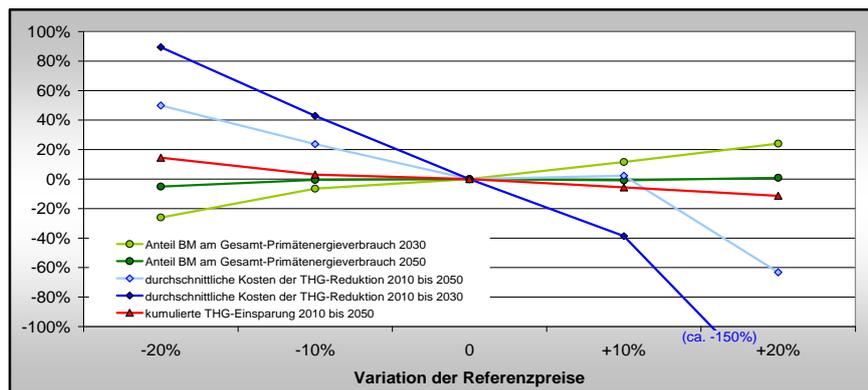


Abbildung II-8: Sensitivitätsanalyse des Anteils von Biomasse am Primärenergieverbrauch, der THG-Reduktionskosten sowie der kumulierten THG-Einsparung in Abhängigkeit der Referenzpreise im No-Policy Hochpreisszenario (siehe Abschnitt 6.2 bzw. 6.3)

Die Analysen lieferten folgende Ergebnisse:

- Es ist nur eine relativ geringe Auswirkung der Kopplung zwischen Biomasse- und Ölpreis auf die Diffusion der Bioenergie zu beobachten. Wesentlicher Grund dafür ist, dass die meisten Biomasse-Technologien einen deutlich geringeren Rohstoffkosten-Anteil (und dafür einen höheren Kapitalkostenanteil) aufweisen als die fossile Referenztechnologie. Damit fallen die Rohstoffkosten in geringerem Ausmaß ins Gewicht als bei den fossilen Referenztechnologien.
- Die Variation der Biomasse- bzw. Referenzpreise alleine (d.h. ohne gegenseitige Beeinflussung) hat zwei Effekte: Erstens ist ein Einfluss auf das Ausmaß der Biomasse-Nutzung vor allem im Zeitraum bis 2030 gegeben. Hier bewirkt eine Veränderung des Preises um 20% auch eine Veränderung des Biomasse-Anteils um etwa 20% vom Ausgangswert. Viel stärker wirkt sich die Preisvariation zweitens allerdings auf die Kosten der THG-Reduktion aus. Im Zeitraum 2010 bis 2030 bewirkt die Veränderung der Preise um $\pm 20\%$ eine Änderung der THG-Reduktionskosten in der Höhe von 80 bzw. 150%. Das bedeutet im Wesentlichen, dass die erzielbaren Kosteneinsparungen und damit ein Teil des ökonomischen Nutzens der Biomasse von der Preis-Relation zwischen Biomasse und fossilen Energieträgern sowie der Preis-Stabilität der Biomasse abhängig sind.

Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Wärme, Strom und/oder Kraftstoffe?

In dem Sektor, in dem die Biomasse-Nutzung historisch dominierte, nämlich der *Wärmebereitstellung* sind hohe Effizienz-Steigerungen durch eine Erhöhung der thermischen Gebäudequalität erzielbar. Diese werden zum Teil heute bereits umgesetzt. Eine

Verstärkung dieser Bemühungen kann wesentlich zur Reduktion des Energieverbrauchs und damit der THG-Emissionen beitragen. Allerdings zeigen unsere Analysen, dass auch im Jahr 2050 noch ein substanzieller Wärmebedarf zu erwarten ist, der nicht alleine mit Solar-Systemen gedeckt werden kann.⁵ Biomasse ist zur Abdeckung dieses Wärmebedarfs eine effiziente, klimaschonende und wirtschaftliche Option. Hier liegt die Herausforderung vor allem in der Entwicklung von flexiblen, wartungs- und emissionsarmen Systemen, die vor allem auf die Anforderungen kleiner Heizlasten angepasst sind. Weiters gilt es, das Segment des großvolumigen Gebäudebestands bzw. zunehmend auch urbane Gebiete zu erschließen.

Wenn eine hohe Wärmenutzung und damit eine hohe energetische Ausbeute erreicht werden kann, stellt auch die *Verstromung* eine effiziente Option zur Biomasse-Nutzung dar, insbesondere unter dem Aspekt, dass so die wertvolle Ressource Biomasse in einen hochwertigen Energieträger (nämlich Strom) umgewandelt wird. Hier stellt sich erstens die Frage, wie Standorte mit hohem ganzjährigem Wärmebedarf (zum Beispiel in der Industrie) erschlossen werden können. Zweitens wird die Rolle von Biomasse als speicherbarer und daher nicht-volatiler Energieträger in einem künftigen nachhaltigen Strom-Mix zu klären sein.

Biogene *Kraftstoffe* stellen unter den Biomasse-Technologien jene mit den höchsten THG-Reduktionskosten sowie den geringsten erzielbaren THG-Einsparungen dar.⁶ Sobald es durch die Produktion biogener Kraftstoffe zu einer Verdrängung anderer Biomasse-Nutzungen kommt, führt dies also zu höheren Kosten bei geringerer THG-Reduktion. Gasförmige biogene Kraftstoffe können die beste ökonomische und ökologische Effizienz aufweisen. Hier stellt allerdings der Aufbau der entsprechenden Infrastruktur sowie der Fahrzeugflotte eine wesentliche Barriere dar. Gleichzeitig ist zu sehen, dass derzeit biogene Kraftstoffe noch die einzige versorgungsseitige Option darstellen, rasch einen höheren Anteil erneuerbarer Energie im motorisierten Individualverkehr zu erreichen. Die politische Diskussion hat daher die Aufgabe zu klären, welche Kosten für einen höheren Anteil erneuerbarer Kraftstoffe gesellschaftlich akzeptabel sind.

Elemente eines Bioenergie-Maßnahmenplans

Die energetische Biomasse-Nutzung wird durch eine Vielzahl von politischen Einflussfaktoren geprägt. Ein umfassender Bioenergie-Maßnahmenplan müsste alle diese Faktoren und bestehenden Rahmenbedingungen in einer konsistenten, integrierten Weise abdecken. Im Folgenden sollen einige wesentliche Elemente herausgegriffen werden:

- Eine umfassende Regelung zur Förderung erneuerbarer Wärme bei gleichzeitiger Steigerung der Gebäudeeffizienz könnte entscheidende Rahmenbedingungen für die Förderung von Biomasse bieten. Auch wenn die Wärmebereitstellung zu den wirtschaftlichsten Varianten der Biomassenutzung zählt, sind Anreize, vor allem auch zur Überwindung nicht-ökonomischer Barrieren entscheidend; sowohl im kleinen als auch im mittleren und großen Leistungsbereich.
- Insbesondere im mittleren und großen Leistungsbereich von Wärmeanwendungen ist eine sukzessive Anhebung der gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion dort zu forcieren, wo ein hoher, idealerweise ganzjähriger Wärmebedarf besteht. Die Förderung der Verstromung mittels Einspeisetarifen hat sich in der Vergangenheit als

⁵ Siehe auch [Haas, Müller, Kranzl 2008]

⁶ Diese allgemeine Aussage kann trotz der zum Teil großen Unterschiede zwischen verschiedenen biogenen Kraftstoffen bzw. Produktionstechnologien getroffen werden. Mit fortschrittlichen Produktionstechnologien (Stichwort: „Biokraftstoffe der 2. Generation“) werden voraussichtlich bessere THG-Bilanzen erzielt werden. Aufgrund des hohen Energiebedarfs und der niedrigen Konversionswirkungsgrade wird deren Effizienz hinsichtlich Kosten und THG-Einsparung aus heutiger Sicht dennoch nicht an jene der Wärme- und – mit Einschränkungen – der Stromproduktion herankommen

effizient und effektiv erwiesen. Zusätzlich ist die Schaffung von Investitionssicherheit entscheidend. Durch Implementierung entsprechender Anreize bzw. Förderbedingungen ist ein gesamtenergetisch effizienter Betrieb der KWK-Anlagen zu gewährleisten.

- Die Förderung biogener Kraftstoffe kann nur dann zu einem nachhaltigen Verkehrssystem beitragen, wenn sie in ein umfassendes Konzept zur drastischen Verringerung der THG-Emissionen im Verkehr, und zwar insbesondere durch Erhöhung der Effizienz, integriert wird. Ambitionierte Biokraftstoff-Quoten als alleinige Maßnahme sind jedenfalls kein adäquates Instrument.
- Der Mobilisierung der Biomassepotenziale kommt eine große Bedeutung zu. Im Bereich der landwirtschaftlichen Biomassebereitstellung ist die Abstimmung von agrar- und energiepolitischen Zielen erforderlich.
- In jedem Sektor der Bioenergie stellen sich spezifische technologische Herausforderungen, die in entsprechenden forschungs- und technologiepolitischen Maßnahmen zu adressieren sind.

Wesentliche Entscheidungen für die Zukunft des Bioenergie-Systems

Die Zukunft des Bioenergie-Systems wird von einigen grundsätzlichen Entscheidungen abhängen. Es existieren unterschiedliche Pfade, die besprochen werden können. Die wesentlichsten Fragen, die sich stellen sind:

- *small scale* ⇔ *large scale*
Die Größe von Bioenergie-Anwendungen hängt auch mit dem Zentralisierungsgrad und dieser wieder mit der Art und Zahl der involvierten Akteure zusammen. Die Struktur, die gesellschaftliche Akzeptanz und auch die Herausforderungen in einem regionalen, „small scale“ System werden deutlich anders gestaltet sein als in einem stärker zentralisierten „large scale“ System.
- *Distanz und Ausmaß von Biomasse-Transporten und -Handel*
Auch von obigem Punkt abhängig ist die Art und Weise, wie sich Bioenergie-Transporte entwickeln werden, v.a. unter welchen Rahmenbedingungen für Umwelt, Produzenten und Abnehmer. Dies wird wesentlich dazu beitragen, in welchem Ausmaß zu welchen Preisen welche Art von Rohstoffen wo verfügbar sind, wie sich globale Preisentwicklungen auf regionale Märkte auswirken und wie sich damit Biomasse-Märkte und –Systeme entwickeln.
- *Technologischer Fortschritt*
Technologische Entwicklung und Technologie-Diffusion bedingen einander. Die Entwicklung innovativer Anwendungstechnologien und Konversionsverfahren, z.B. zur Erzielung hoher elektrischer Wirkungsgrade oder kostengünstiger Sekundär-energeträger wird entscheidend dafür sein, welche Bioenergie-Systeme künftig dominieren werden.
- *Die Rolle verschiedener „Bio-Energiedienstleistungen“*
Das Verhältnis von Wärme, Strom und Kraftstoffproduktion aus Biomasse ist ein wesentliches Charakteristikum und wurde daher oben bereits thematisiert. In hohem Maße wird es wohl auch von der Verfügbarkeit anderer nachhaltiger Systeme, den Anstrengungen zur Senkung des Energieverbrauchs in jedem dieser Sektoren sowie der technologischen Entwicklung abhängen.

Es liegt heute an uns, die Weichen in Richtung eines nachhaltigen Energiesystems zu stellen. Biomasse wird darin eine wesentliche Rolle spielen. Welchen Beitrag zu welchen Kosten sie liefern kann, liegt auch an den Nutzungspfaden, die besprochen werden. Die Entscheidungen darüber werden bereits heute getroffen. Die vorliegende Studie soll neben anderen Arbeiten fachliche Entscheidungsgrundlagen liefern und so zur gesellschaftlichen, wissenschaftlichen, politischen Diskussion und Entscheidungsfindung beitragen.

III Abstract

There are plenty of options for the energetic use of biomass: Based on a wide variety of resources, there are numerous technologies to provide energy services with biomass. Each utilization path is characterized by specific costs and energy and greenhouse gas (GHG) balances. The objective of this project was to assess costs and GHG emission reductions which are connected with an enhanced use of bioenergy in Austria in different long-term scenarios. Starting with analyses of the historic use of bioenergy in Austria, of the available resource potentials and a techno-economic comparison of bioenergy technologies, we have developed various long-term scenarios for the Austrian bioenergy sector up to the year 2050 with the dynamic simulation tool Green-X_{Bio-Austria}. The scenarios which have been simulated for both high- and low-price scenarios show the effects of different promotion schemes with respect to costs, GHG mitigation and other parameters.

By utilizing domestic biomass resources, the following shares of bioenergy in the total primary energy consumption are achieved in the scenarios: In the *No-policy* scenarios (no subsidies for bioenergy), the biomass share is moderate; even if we assume a substantial increase of fossil fuel prices, bioenergy accounts for less than 15 % of the total energy demand over the whole period.⁷ By subsidizing the use of bioenergy, its share can be increased significantly. The main influencing factors are the developments of fossil fuel prices and of the total energy demand. Only by implementing both attractive bioenergy promoting schemes and ambitious energy efficiency measures, the proportion of biomass in the total primary energy consumption can be increased to more than 15 % in 2020 and more than 20 % in 2050 (by drastically reducing the energy consumption, the share can even amount to up to 30 %). In the scenarios, the biomass primary energy consumption increases from about 120 PJ (2005)¹ to 260 to 290 PJ/a in the year 2050. Assuming ambitious bioenergy promotion schemes, the achievable GHG mitigation accounts for 11 to 12 Mt CO₂ equ./a in 2020 and up to 15 Mt CO₂ equ./a in 2050. (Of course, in this connection the choice of the reference systems is critical.) The most significant differences in the simulation results concern the GHG mitigation costs: With an enhanced use of biomass for heat (and to some extent heat and power) generation, considerable cost savings can be achieved compared to the fossil-fuelled reference systems, whereas the promotion of biofuels in the transport sector is connected with high costs of GHG mitigation, even on the long term.

Regarding a long-term strategy for the optimal use of bioenergy, the following conclusions can be drawn:

- In 2050 there will still be a substantial demand for low-temperature heat, which can not be solely covered with solar heating systems. Considering generation costs and greenhouse gas emissions, a high share of biomass heat should be the target.
- The combined heat and power production should be promoted under the precondition of a high rate of waste heat utilization.
- Considering the high costs and moderate GHG mitigation as well as the limited resources, a focus of bioenergy promotion on the transport sector is not recommended.
- On the long term, research and technology development are crucial for increasing the overall efficiency of the bioenergy sector, and therefore should be promoted
- An increasing competition between the energetic and the non-energetic use of biomass resources as well as a rising overall demand for energy can be expected for the years to come. Hence, measures to significantly decrease energy and resource consumption are most crucial.

⁷ The shares stated here only include domestic biomass excluding solid municipal wastes and black liquor. The report also includes analyses about the possible impact of biomass imports.

IV Summary

Objective

The enhanced use of bioenergy is of crucial importance for achieving a sustainable and environmentally sound energy system in Austria. There are vast biomass resources available which can be used for heat and power generation as well as for the production of liquid biofuels. The following figure illustrates the diversity of bioenergy systems. Each arrow represents a group of conversion technologies, which are characterized by specific costs, efficiencies and emissions.

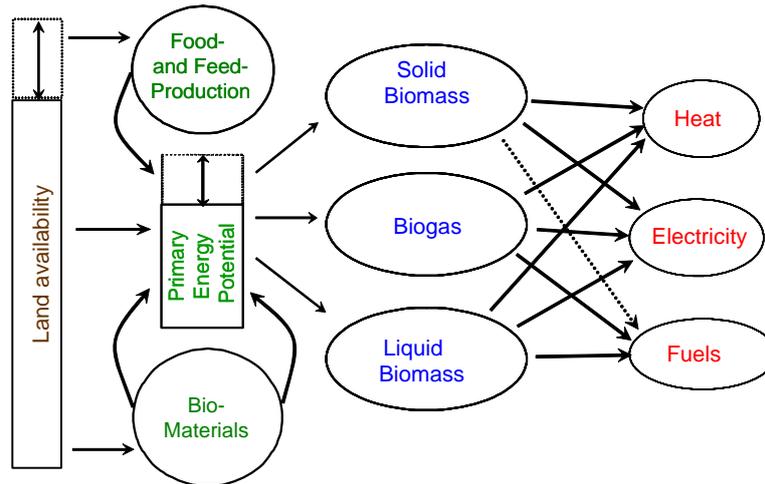


Figure IV-1. The bioenergy system: Symbolic illustration of the subject.

Regarding the diversity of biomass utilization paths (considering the various resources, applications and technological options), a crucial question is, how the enhanced use of domestic resources can result in maximum economic, ecological and societal benefits. This is the central question of this project. As the main criteria for efficient utilization paths, we consider GHG mitigation and costs of providing energy services. Further analyses include:

- an assessment of the environmentally compatible biomass resource potential in Austria,
- the achievable share of bioenergy in the Austrian energy supply,
- the achievable GHG mitigation,
- the costs associated with the enhanced use of bioenergy (compared to fossil-fuelled reference systems).

Methodology

The basic methodological approach is to develop various long-term scenarios for the Austrian biomass sector, assuming different bioenergy policy instruments. Subsequently, by evaluating the scenarios and the effects of the different policies with regard to costs and GHG mitigation, it is possible to derive conclusions and recommendations concerning a long-term bioenergy strategy for Austria.

In more detail, the methodology included the following work packages: Analyzing the **status quo of bioenergy utilization in Austria**, of the **historic development** and deriving a **short-term outlook to 2010**, setting up a **biomass technology database** including dynamic aspects (such as technological learning), assessing the **domestic biomass resource potential**, developing a **dynamic model** to simulate the future development of the Austrian bioenergy sector up to the year 2050, **simulation of various scenarios**, based on different

bioenergy policies and framework conditions and finally deriving **conclusions**, **recommendations** and an **action plan**. This approach, as well as data used and results have been thoroughly discussed in the course of several **advisory committee** meetings.

The core element of the methodological approach is the dynamic simulation model “Green-X_{Bio-Austria}”.⁸ Based on a myopic (“short-sighted”) economic optimization, this model simulates the future deployment of bioenergy systems on an annual basis up to the year 2050. The availability of biomass resources, dynamic cost and price developments, the energy demand and its structure, diffusion and other influencing parameters as well as bioenergy policy instruments are considered in this simulation.

Status Quo of the Bioenergy Use in Austria and Outlook to 2010

With a share of more than 10 % in the total primary energy consumption, biomass currently plays an important role in the Austrian energy supply. Until the end of the 20th century, the energetic use of biomass was limited to heat generation. But in recent years it has also become increasingly important for power generation and in the transport sector. In the electricity sector, the implementation of feed-in tariffs in the Austrian Renewable Energy Act of 2002 resulted in the enhanced use of biomass for combined heat and power generation. However, after an amendment to the Renewable Energy Act was passed in 2006, the deployment came to a halt. In the transport sector, according to the European biofuel directive an obligatory quota for biofuels was introduced. However, according to the implementation of the directive in Austria, the target of 5.75 % of biofuels in the total transport fuel consumption has to be reached by the end of 2008. Hence, the Austrian regulation is clearly more ambitious than the EU directive (which specifies this target for the end of 2010).

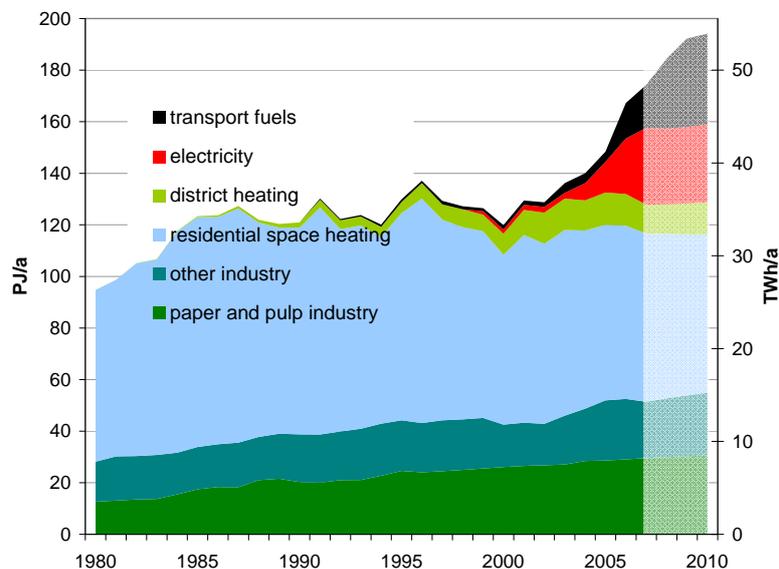


Figure IV-2. Historic development of bioenergy in Austria and short-term outlook until 2010
Sources: E-Control 2008, Austropapier 2008, Haneder et al. 2008, Statistik Austria, Biotreibstoff-Institut, Primes 2006, EEG

The outlook to the year 2010 is based on recent trends as well as data on planned and approved bioenergy plants. This is the basis for the long-term scenarios up to 2050. In the model, the installed bioenergy capacities in the year 2010 are represented by approximately 250 datasets. The further deployment of bioenergy plants (in the timeframe 2011 to 2050) is simulated within the model.

⁸ It is an adaption of the models Green-X [Haas et al. 2004] and Green-X_{Environment} [Resch et al. 2006].

Apart from the situation in Austria, analyses about the historic development, political targets and resource potentials are also carried out for other European Countries (especially Central European countries, Germany and Finland) in order to give an impression of the specifics of the Austrian bioenergy sector.

Biomass potentials

Figure IV-3 gives an overview of the results of the biomass potential assessment. The historic utilization (2005) is also depicted.

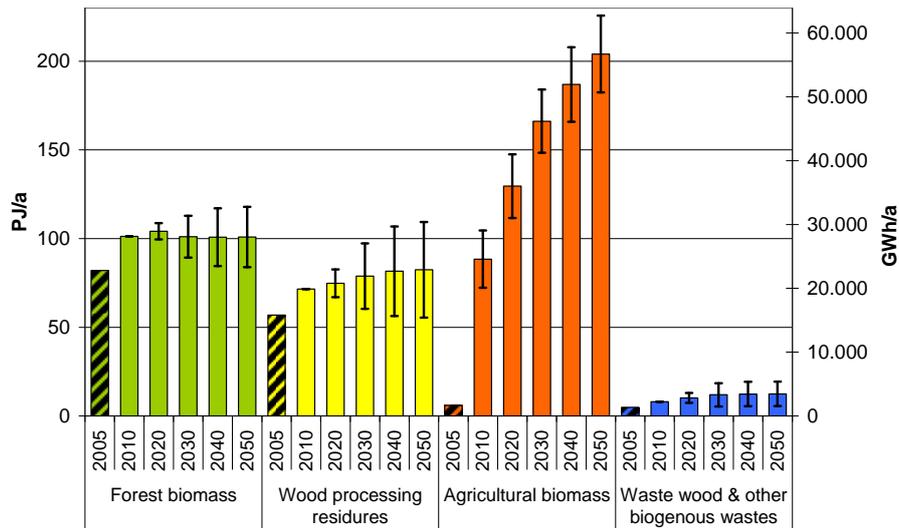


Figure IV-3. Overview of the biomass resource potentials in Austria and the historic utilization in 2005

It is clear to see, that the current use of biomass is primarily based on forest resources (“wood processing residues” include residues of the wood processing industries, such as wood chips, saw dust and waste liquor of the paper industry). On the short term, a further increase in the use of forest biomass can be expected. However, the additionally available potential of forest biomass and wood residues is quite limited if we presume that the domestic raw material supply of the wood processing industries (especially the paper, pulp and board industry) should not be put at risk.

Agricultural biomass (including agricultural residues and wastes) has only been utilized scarcely in the past but represents a very big potential. Given that structural changes of the agricultural sector and a mobilization of the agricultural biomass resources are about to happen, agricultural biomass could even become the most important fraction.

For the dynamic potential assessment a special focus was put on the different influencing factors for the availability of biomass resources, such as the future development of the wood processing industries or livestock breeding in Austria or the availability of arable land for bioenergy production. By assuming different developments for these influencing factors, probable ranges for the potentials have been assessed. These ranges are also included in Figure IV-3.

Apart from the domestically available resources, limited import potentials for the scenario development have been defined, since already now there is a significant international trade of biomass resources. The importance of biomass imports is analyzed in sensitivity analyses.

Bioenergy technologies

The technological options for energy recovery from biomass are manifold. In the course of the project, a comprehensive technology review has been carried out. Subsequently, a technology database has been set up which includes costs data and technological parameters such as efficiencies and GHG balances. Furthermore, on the basis of a learning curve approach, future developments of these parameters are assessed. In the model, the technology data are implemented in the form of approximately 250 bioenergy chains.

In brief, the economic comparison of the available bioenergy technologies for heat generation, combined heat and power generation and the production of liquid biofuels led to the following conclusions:

Sole heat generation is basically the most economic form of energy recovery from biomass. For the most part, biomass heating systems are competitive to fossil-fuelled systems, such as oil and gas heating systems. It is a matter of common knowledge that plants with a higher capacity have lower specific investment costs (*economies of scale*). However, if we compare biomass and fossil fuelled systems with equal capacities, biomass heating systems are increasingly competitive at higher capacities. This is due to the different structures of the energy generation costs (biomass heating systems show higher investment costs, but the fuel costs are usually clearly lower).

Typical power generation costs of biomass combined heat and power plants are clearly higher than current electricity wholesale prices. Only under very favourable framework conditions (favourable fuel supply, high utilization rate of the waste heat and high plant utilization throughout the year), the operation of biomass CHP plants can be economic. Otherwise subsidies such as feed-in tariffs are needed.

A comparison of typical production costs of liquid biofuels with net wholesale prices of conventional transport fuels makes obvious that biofuels are far from being competitive. Even after the dramatic oil price developments in recent months, the share of biofuels can only be increased with the help of massive tax incentives or obligatory quotas.

Based on the concept of technological learning and scenarios for the development of fossil fuel and biomass prices up to 2050, the future economic performance of bioenergy technologies has been assessed. The following conclusions have been drawn: In the field of heat generation, it can be assumed that the economic performance of biomass plants will further improve. In the high-price scenario, even biomass systems with very small capacities become increasingly competitive to fossil-fuelled systems. On the other hand, even on the long term most CHP and biofuel production technologies will depend on subsidies.

Baseline scenarios for the Austrian bioenergy sector up to 2050

Four different baseline scenarios, which differ with regard to the instruments for promoting bioenergy, have been developed and analyzed, each for a high- and a low-price scenario. In the *No-Policy* scenario it is assumed that starting with 2011 there are no more subsidies for bioenergy. This scenario (which can be considered as rather unrealistic) primarily serves as a reference for the other scenarios. In the *Heat-and-Power* scenario, biomass heating systems and combined heat and power plants are subsidized. In the *Transport* scenario, the focus is set to the transport sector by assuming an ambitious biofuel quota and in the *Balanced-Policy* scenario a balanced promotion of bioenergy in all energy sectors is assumed. These scenarios illustrate the effects of different ways of promoting bioenergy. Additionally, numerous sensitivity and detail analyses have been carried out.

The following figures illustrate the structure of the bioenergy sector in 2005, 2010 (according to the outlook) and 2050 (according to the low-price scenarios) with respect to the resources used and the applications. In the *No-Policy* scenario the use of biomass is almost limited to heat generation because power generation and biofuel production with biomass are hardly competitive without subsidies. With an ambitious biofuel quota, a substantial shift towards the

application “transport” can be induced. However, due to the limited resource potentials this happens at the cost of heat generation with biomass. Because of the relatively low electrical efficiencies, the shift towards power generation cannot be as distinct in any scenario.

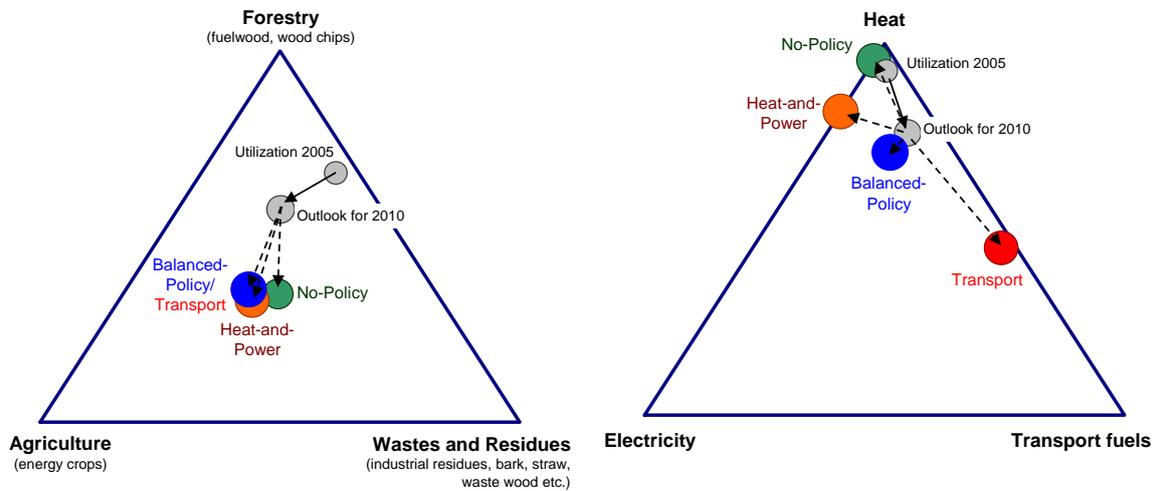


Figure IV-4. Structure of the Austrian bioenergy sector in 2005, 2010 (based on outlook) and 2050 (simulation results of the low-price scenarios), regarding resources used and applications.

Sources: Statistik Austria 2008 (statistics for 2005), EEG/Vienna University of Technology (outlook to 2010 and scenarios)

The following figures show a comparison of the total annual GHG mitigation of the bioenergy sector and the average costs of GHG mitigation (in €/t CO₂-equ.) in the four low-price as well as in the four high-price scenarios.

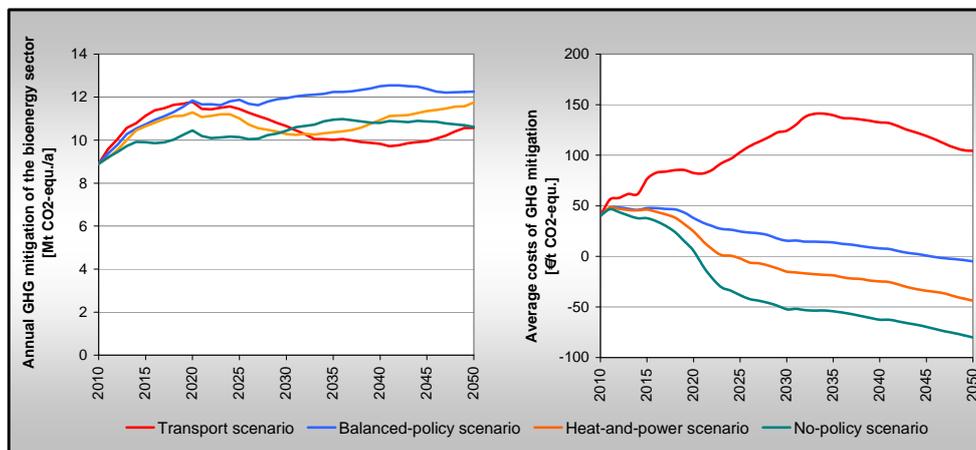


Figure IV-5. Comparison of total annual GHG mitigation and its average costs in the four low-price scenarios.

Due to the enhanced economic performance of bioenergy systems in the high-price scenarios, the average GHG mitigation costs decrease significantly in these scenarios. In all but one scenario (the *Transport* scenario) they turn negative before 2020, which means that the substitution of fossil-fuelled with biomass systems leads to both a reduction of GHG emissions and energy generation costs. In the *Transport* scenario, the average mitigation costs are clearly higher due to very high mitigation costs in the transport sector. On the middle to long term the annual GHG mitigation accounts for about 10 to 12 Mt CO₂-equ./a in the low-price scenario and about 12 to 15 Mt/a in the high-price scenario. In the *Transport*

scenarios, the bioenergy sector shows the worst performance in both the amount of GHG mitigation and the mitigation costs. Since quotas are very effective instruments, high diffusion rates can be achieved with biofuel quotas, but with respect to costs and GHG mitigation, a focus of bioenergy policies on the transport sector is inefficient. The use of biomass in the heat – and to some extent – the power sector is clearly more efficient.

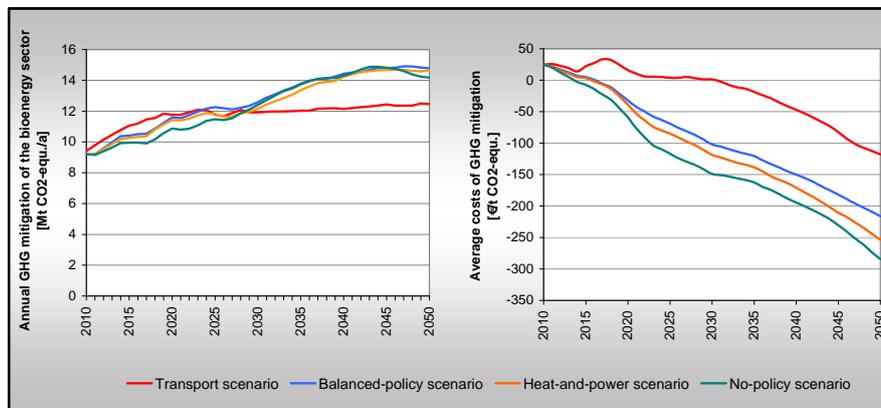


Figure IV-6. Comparison of total annual GHG mitigation and its average costs in the four high-price scenarios.

Detail and Sensitivity Analyses

The answers to the following are based on the results of the detail and sensitivity analyses.

What is the maximum contribution of domestic biomass to the Austrian energy supply?

Apart from the availability of domestic biomass resources and the future deployment of bioenergy plants, the main influencing parameter concerning the achievable share of biomass in Austria's energy supply is the total energy consumption. The future development of the energy consumption assumed in the baseline scenarios are based on the trends according to [Capros et al. 2008]. For the low-price scenarios, the "Capros Baseline scenario" was assumed and for the high price scenarios the "Capros efficiency scenario". The following figure gives an overview of the share of domestic biomass in the total primary energy consumption in the different scenarios. In the *No-Policy* scenarios, the contribution of domestic biomass stays almost constant at about 10 % until 2020 and on the long term increases to about 12.5 to 15 %, depending on the energy demand scenario assumed. By subsidizing bioenergy, significantly higher shares can be achieved. In the Baseline scenario ("Low-price baseline") the contribution of bioenergy increases to 15 % in 2030 and about 17 % in 2050. Only with a combination of bioenergy promotion schemes and energy efficiency measures ("High-price efficiency" scenario, based on the Capros-Efficiency scenario), clearly higher shares of more than 20 % can be achieved. Shares of up to 30 % can only be reached if the total energy consumption can be reduced dramatically ("High-price efficiency max", based on [Nitsch et al 2004] and [Haas et al. 2008]). Comprehensive energy efficiency measures, which go far beyond what is discussed today, would be required for achieving such a reduction in the energy consumption.

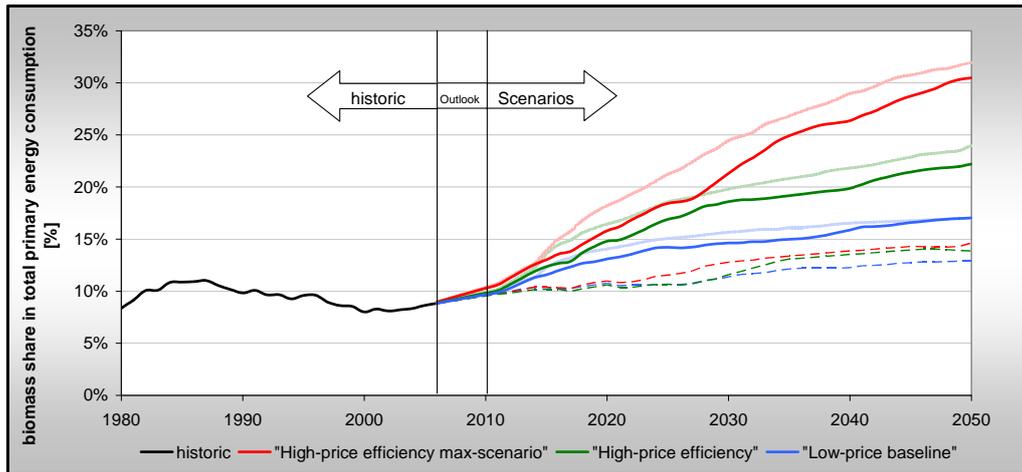


Figure IV-7. Share of biomass (domestic resources only) in the total primary energy consumption under different framework conditions (fuel price development and energy demand) and political instruments
(Bold lines: Balanced-policy scenarios; dashed lines: No-Policy scenarios; transparent lines: Transport scenarios)

To what extent can biofuels from domestic resources contribute to the transport fuel consumption?

The current biofuel quota of 5.75 % by the end of 2008 can only be reached with massive imports, since there is not enough arable land available in Austria. Even if the whole production of rapeseed and sunflower seed (about 170,000 t produced on 75,000 ha in 2007) was used for biodiesel and additionally 75,000 ha for ethanol production (hence in total about 11 % of Austria's arable land), the total biofuel production would account for no more than 2.5 % of the current Austrian transport fuel demand

The long-term potentials for biofuel production in Austria have been assessed in an ambitious biofuel scenario. It is often argued that with the introduction of 2nd generation biofuels, the potentials will increase significantly. In our scenarios we basically assume that the large-scale production of 2nd generation biofuels is feasible until 2015. However, the main conclusion from this scenario is, that based on domestic resources ambitious biofuel quotas can only be fulfilled at the cost of heat and power generation. In the simulation, a biofuel share of 13 % is achieved until 2020 and 30 % after 2030. Due to the biofuel quotas, there is a massive increase in the demand and in the competition for biomass resources. Hence, the expansion of bioenergy in the heat and electricity sector is hampered significantly. Since these forms of biomass utilization are clearly more efficient in regard to costs and GHG mitigation, the ambitious promotion of biofuels results in a less efficient use of the limited biomass resources.

To put it in a nutshell, a focus of bioenergy promotion on the transport sector is inefficient because it significantly deteriorates the overall efficiency of the bioenergy sector.

Will bioenergy still be economic if the prices for biomass rise?

Fuel prices are a major influencing factor for both bioenergy and fossil fuelled systems. Basically, we assumed that there is a coupling between biomass and the oil and gas price developments which is smaller than 100 %. The following sensitivity analyses concerning fuel prices have been carried out:

- A coupling of 100 % has been assumed for a sensitivity analysis (i.e. a relative increase in the oil price results in the same increase in biomass prices.).
- Variation of the biomass prices by ± 10 % and ± 20 % in the low-price scenario.

- Variation of the reference price (fossil fuelled systems) by $\pm 10\%$ and $\pm 20\%$ in the high-price scenario.

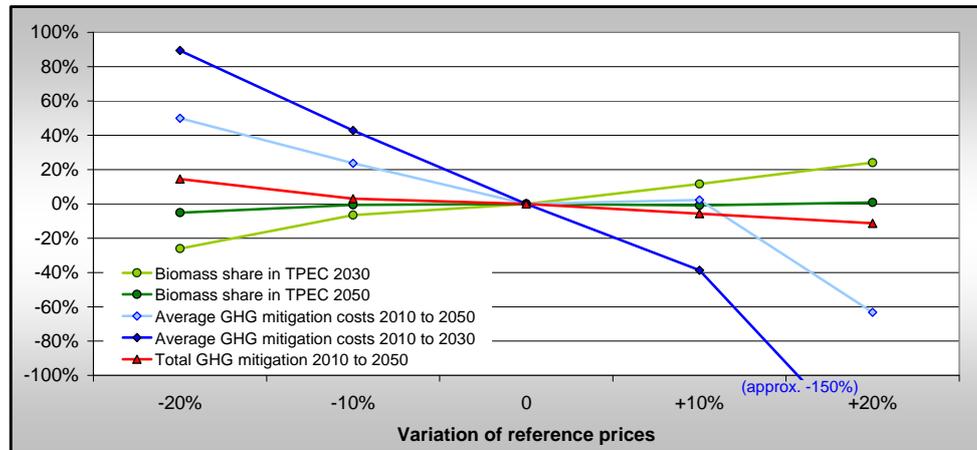


Figure IV-8. Sensitivity analysis of the biomass share in the total primary energy consumption, the costs of GHG mitigation and the total GHG mitigation depending on reference prices in the No-Policy high-price scenario.

The major findings of these sensitivity analyses are:

- The influence of the coupling between oil and biomass price developments on the (simulated) deployment of bioenergy plants (i.e. on the economic performance of bioenergy systems) is very moderate. The main reason is that influence of the fuel price on the total energy generation costs is clearly lower in the case of bioenergy plants. Thus, the costs of fossil-fuelled systems are more sensitive to fuel price volatility.
- The variation of biomass and reference prices, respectively, has two major effects: First, a high impact on the bioenergy deployment can be observed, especially on the short to medium term. A price variation of 20 % results in an almost equally high impact on biomass share in 2030. Second, the impact on the (sometimes negative) GHG mitigation costs is clearly higher. It can be concluded that the achievable cost savings, and thus, the economic benefit of bioenergy depends on the relation of the biomass and the fossil fuel price and on the stability of biomass prices.

Conclusions and recommendations

Heat, electricity and/or biofuels?

In the past, bioenergy has been used predominantly for *heat generation*. In this sector drastic reductions of the energy demand can (and most likely will) be achieved due to enhanced thermal quality of buildings. However, our analyses indicate that even in 2050 there will still be a substantial demand for domestic heating which cannot be met solely with solar heating systems.⁹ Bioenergy is an option to cover this demand in an efficient, sustainable and economic way. The main challenge for the future in this sector is to develop flexible and low maintenance systems which are suited for residences with low heating demand. Furthermore, it is of importance to increasingly deploy biomass heating systems also in urban areas.

⁹ Cp. [Haas, Müller, Kranzl 2008]

The *combined generation of heat and power* with biomass can also be an efficient option (with regard to GHG mitigation, and – to some extent – costs) as long as a high utilization rate of the waste heat, and therefore a high overall efficiency can be achieved (especially if the concept of exergy is considered). Hence, for the deployment of biomass CHP plants, it is of high importance to identify locations with a high heat demand (at best throughout the whole year), for example in the industry. Moreover, a conspicuous advantage compared to other renewable energy sources like wind power or photovoltaic, is that biomass is storable and non-volatile.

Typical production costs of *liquid biofuels* are very high, compared to diesel and gasoline wholesale prices and the achievable GHG mitigation is usually quite moderate¹⁰. Therefore, typical GHG mitigation costs with *biofuels* are clearly higher than those of biomass heating and CHP plants. Hence, if biomass resources are used for biofuels production rather than heat and power generation, the result are higher costs and lower GHG reductions. A better ecological and economic performance could be achieved with *gaseous biofuels*. However, currently the lack of infrastructure and the small number of gas-powered automobiles are substantial barriers for a widespread use of gaseous fuels.

On the other hand it has to be considered that biofuels are the only supply-side measure for increasing the share of renewable energy in private transport, which is feasible on the short term. Therefore, it is somehow a political question of whether or not biofuels should be promoted or not. But with regard to GHG mitigation and mitigation costs, it has to be stressed that biofuels are inefficient.

Elements of a bioenergy-strategy

Concerning the future deployment of bioenergy, there is a vast number of influencing parameters. A comprehensive bioenergy strategy is to include these parameters in a consistent and integrated way. The following aspects can be considered as most important:

- A comprehensive regulation for both promoting renewable heat and increasing the thermal quality of buildings is required to foster the efficient use of biomass for residential heating. In order to overcome non-economic barriers, financial incentives and subsidies should be implemented for both small- and large-scale plants, even though biomass heating systems are often competitive without subsidies.
- Large-scale heat plants should successively be equipped with or substituted by CHP units, especially if a high heat utilization rate throughout the year can be achieved. Feed-in tariffs have proven to be an efficient and effective promotion scheme for power generation from renewable sources. Furthermore, it is important to provide reliable conditions for investments. A high utilization ratio of waste heat has to be guaranteed by implementing appropriate incentives and preconditions for subsidies.
- The achievable contribution of biofuels to a sustainable transport system is very limited. In fact, a comprehensive concept which aims at reducing the GHG emissions and increasing efficiency in the transport sector is required. Ambitious biofuel quotas are not suitable as a primary measure.
- The mobilization of biomass potentials is of high importance. In the field of agricultural biomass production, the coordination of agricultural and energy policies is essential.
- In each bioenergy sector certain technological challenges have to be addressed with specific R&TD programs.

¹⁰ Of course there are big differences among the various biofuels and the different production technologies. Innovative production technologies (“2nd generation biofuels”) might show clearly better performances. But still, with regard to costs and GHG mitigation, it will be clearly more efficient to use the available biomass resources for heat and – to some extent – power generation; mainly due to the high energy demand and the relatively low efficiencies of biofuel conversion technologies.

Characteristics of a future bioenergy system

The future of the bioenergy sector will depend on a couple of fundamental decisions. The different pathways which are possible can be characterized by the following criteria:

– *Small scale ↔ large scale*

A fundamental question concerning future energy systems is related to the degree of centralization and the number of actors involved in the energy supply. The structure, the public acceptance and also the challenges of a regional, small-scale system are clearly different than those of a centralized large-scale system.

– *Long distance transport and cross-border trade of biomass*

The previous criteria is also connected with the question of how long distance transport and cross border trade of bioenergy is going to evolve in the decades to come. Major influencing factors in this connection are regional and global biomass market developments and frameworks for regulating bioenergy trade.

– *Technological progress*

Technological development and technology diffusion are mutually interconnected. The development of innovative utilization and conversion technologies (for example for achieving higher electrical efficiencies or producing low-cost secondary energy carriers) will have a crucial impact on the future structure of the bioenergy sector.

– *The role of bioenergy in different energy sectors*

As already illustrated above, the question of whether biomass should be primarily used for heat and/or power generation or mobility has a high influence on the overall efficiency of the bioenergy sector. The influencing factors for the structure of a future bioenergy sector also include the availability of other technologies based on renewable energy sources, efforts to increase energy efficiency in the different sectors as well as technological developments and infrastructure development.

To get on track towards a sustainable and environmentally sound energy system is one of today's major challenges. Biomass has the potential to play an important role in this development. The objective of this study is to provide a basis for decision-making and contribute to the public, scientific and political discussion about the contribution of biomass to a sustainable energy system.

1 Einleitung

1.1 Motivation

Die Nutzung der Biomasse und die Erschließung der zusätzlichen Potenziale werden von zentraler strategischer Bedeutung für die Sicherung der zukünftigen Energieversorgung Österreichs sein.

Die folgende Abbildung zeigt symbolisch die Vielfalt des Bioenergie-Systems. Jeder Pfeil steht für eine Gruppe möglicher Konversionsschritte, die mit bestimmten Kosten, Wirkungsgraden und Emissionen verbunden sind. Die Optionen zur Bioenergie-Nutzung sind sowohl aufbringungs- als auch verwendungsseitig äußerst vielfältig. Die Art und Weise, wie sich aus dieser Vielzahl von Biomasse-Anwendungen ein bestimmter Bioenergie-Mix herausbildet, kann die ökologische, energetische und gesamtwirtschaftliche Effizienz entscheidend beeinflussen.

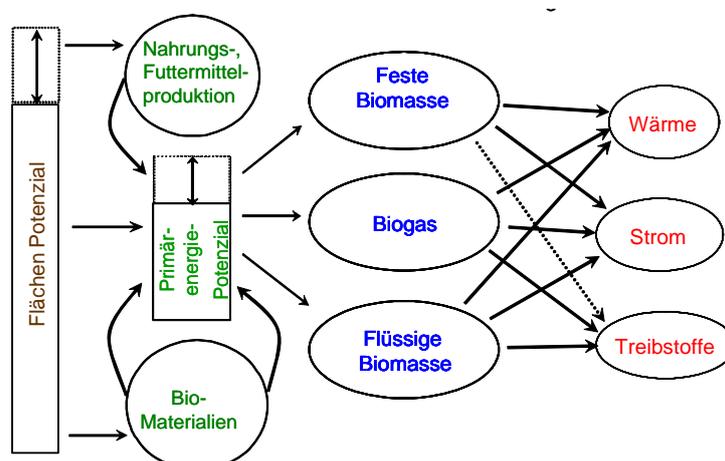


Abbildung 1-1: Das Bioenergie-System: Symbolische Darstellung des Untersuchungsgegenstandes

Die derzeitigen Vorhaben zur Intensivierung der Biomasse-Nutzung und die im Zuge dessen als Förderungen vergebenen finanziellen Mittel und angewandten politischen Instrumente werden für die nächsten Jahrzehnte prägend sein. Daher stellt sich die Frage, ob der derzeitige und sich für die Zukunft anbahnende Biomasse-Einsatz-Mix hinsichtlich der energetischen, ökologischen und ökonomischen Effizienz optimal ist. Es gilt also zu untersuchen, in welchen Anwendungsgebieten der größte Nutzen des beschränkten Biomasse-Potenzials liegt.

1.2 Zentrale Fragestellung und Ziele des Projekts

Die zentrale Fragestellung dieses Projekts lautet: Welcher **Entwicklungspfad der Biomasse-Nutzung bis 2050** wäre hinsichtlich einer maximalen CO₂-Reduktion und unter Berücksichtigung weiterer gesellschaftlicher und ökonomischer Ziele optimal?

Das Ziel ist also, die effizientesten Biomasse-Anwendungen, Portfolios sowie Entwicklungspfade hinsichtlich einer maximalen CO₂-Reduktion – und unter Berücksichtigung energetischer, ökonomischer und anderer gesellschaftlicher Zielsetzungen

– zu identifizieren und Wege zu ihrer Erschließung in einem dynamischen Modell zu ermitteln. Außerdem werden derzeit zu beobachtende Entwicklungen hinsichtlich dieser Zielsetzungen bewertet. Entscheidend ist dabei eine systemische Vorgangsweise, welche die zahlreichen Verflechtungen zwischen einzelnen Biomasse-Anwendungen, zu anderen Energieträgern sowie zur stofflichen Nutzung von Biomasse berücksichtigt. Weiters ist die Betrachtung des derzeit verfügbaren Biomasse-know-hows, der derzeitigen Biomasse-Nutzung und der Vertriebskanäle als entscheidende Randbedingungen zu beachten.

Aus diesen zentralen Fragestellungen ergeben sich weiters die folgenden Fragen:

- Welche Biomasse-Potenziale können zu welchen Kosten in Österreich bis zum Jahr 2050 erschlossen werden?
- Was sind mögliche Szenarien der Technologieentwicklung (erreichbare Wirkungsgrade, mögliche Reduktionen von Investitionskosten)?
- Welche **Maßnahmen** müssen zur Erreichung dieses Pfades im Sinne einer dynamischen Implementierung umgesetzt und welche Instrumente müssen dazu zu welchen Zeitpunkten eingesetzt werden?
- Welche gegenseitigen Abhängigkeiten und Wechselwirkungen existieren zwischen Biomasse und anderen Energiesystemen hinsichtlich ökonomischer, technischer und struktureller Aspekte? Hier sind beispielsweise Effizienzerhöhungen, insbesondere im Gebäudebereich zu erwähnen: Welche Rolle wird Biomasse in Gebäuden mit kleiner und kleinster Heizlast spielen? Wie werden sich Effizienzmaßnahmen auch in anderen Bereichen (z.B. Kraftwerken oder Fahrzeugen) auf die Nutzung von Biomasse auswirken?

Diese Verflechtungen werden in einem dynamischen Modell abgebildet und darauf aufbauend ein optimaler Entwicklungspfad für die Nutzung der Biomasse bis 2050 erarbeitet.

Eine Vielfalt von zusätzlichen Aspekten und Fragen sind Umfeld dieser Fragestellung von Relevanz. Dezidierte „nicht-Ziele“ des Projektes sind Analysen zu makro-ökonomischen und regionalen Effekten der Biomasse-Nutzung sowie zu den Auswirkungen gesundheitsschädigender Emissionen.

1.3 Methodik

Zur Analyse dieser Fragestellungen wurden langfristige Szenarien des österreichischen Biomassesektors unter verschiedenen energiepolitischen Rahmenbedingungen erstellt, deren Auswertung hinsichtlich Kosten und THG-Einsparungen Schlussfolgerungen und Empfehlungen bezüglich einer Bioenergie-Strategie für Österreich ermöglichen.

Im Detail bestand die methodische Vorgehensweise aus folgenden Arbeitspaketen:

- Analyse der **derzeitigen Biomassenutzung** (hinsichtlich des Ressourceneinsatzes, der bestehenden Kapazitäten, Technologien etc.) sowie der historischen Entwicklung und Erstellung einer Kurzfrist-Prognose. Dazu wurden bisherige Studien, offizielle Statistiken sowie eigene Erhebungen, Daten und Informationen von Landesenergieagenturen, Landwirtschaftskammern herangezogen, verglichen und dargestellt. Diese Daten zur historischen Entwicklung der Biomasse-Nutzung und der damit verbundenen Anlagen-Kapazitäten wurden detailliert für verschiedene Technologie-Ketten und Leistungsgrößen in das Modell (siehe unten) integriert.
- Erstellung einer **Biomasse-Technologie-Datenbank**, die Kosten- und technische Daten sämtlicher für Österreich relevanten Technologien zur Wärme-, Strom- und Kraftstoffherzeugung beinhaltet (sowohl bestehende, ausgereifte als auch innovative,

derzeit noch im Entwicklungsstadium befindliche Technologien). Mittels eines Lernkurven-Ansatzes werden mögliche Technologie-Entwicklungen in den kommenden Jahrzehnten ermittelt.

- Abschätzung der energetisch nutzbaren **Biomassepotenziale** unter Berücksichtigung ökologischer Rahmenbedingungen und konkurrierender Nutzung. Diese Analyse umfasst die Bereiche der landwirtschaftlichen und forstwirtschaftlichen Haupt- und Nebenprodukte sowie biogene Abfälle und Koppelprodukte von Industrie und Haushalten.
- Entwicklung **dynamischen Modells** Green-X_{Bio-Austria} zur Simulation der Entwicklung des österreichischen Biomassesektors bis 2050.
- Erstellung von **Szenarien** (wobei verschiedene energiepolitische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen unterstellt werden); Auswertung und Gegenüberstellung dieser Szenarien.
- Ableitung von **Schlussfolgerungen** und **Erstellung eines Maßnahmenplans**.

Zentrales Element der methodischen Vorgehensweise ist das dynamische Simulationsmodell „Green-X_{Bio-Austria}“¹¹. In dem Modell ist der derzeitige Bestand an Bioenergie-Anlagen in Österreich abgebildet, und basierend auf einer *myopischen* („kurzsichtigen“) kostenseitigen Optimierung wird der zukünftige Ausbau des Biomassesektors simuliert. Dabei wird die Verfügbarkeit von Ressourcenpotenzialen, dynamische Kosten- und Preisentwicklungen, die Struktur des Energiebedarfs sowie diverse andere Einflussparameter berücksichtigt. Des Weiteren kann durch Vorgabe verschiedener Förderinstrumente im Wärme-, Strom- und Verkehrssektor der Ausbau des Bioenergie-Sektors beeinflusst werden.

Die Szenariensimulation erfolgt auf jährlicher Basis; der Modelloutput beinhaltet folglich Zeitreihen der jährlich installierten Bioenergie-Kapazitäten, deren Rohstoffverbrauch, energetischen Output, Wärme-, Strom- bzw. Kraftstoffherstellungskosten, THG-Emissionen bzw. -einsparungen etc. Die Auswertung der Simulationen erfolgt in erster Linie hinsichtlich der durchschnittlichen Energieerzeugungskosten im Vergleich zu den auf fossilen Energieträgern basierenden Systemen, der Kosten der THG-Reduktion und des Beitrags von Bioenergie zur gesamten Energieversorgung und in den einzelnen Sektoren.

Weiteres methodisches Element war die Einrichtung eines Projektbeirats. Dadurch wurde ein Projekt begleitender Diskussionsprozess mit Entscheidungsträgern, Experten und Stakeholdern in der österreichischen Bioenergie-Szene ermöglicht.

1.4 Aufbau des Berichtes

In **Kapitel 2** erfolgt eine Beschreibung der derzeitigen energetischen Nutzung von Biomasse, der historischen Entwicklung, energiepolitischen Ziele etc.. Der Schwerpunkt liegt dabei auf Österreich (Abschnitt 2.1)¹², es werden jedoch auch beispielhaft die Situationen in anderen europäischen Ländern, insbesondere Deutschland und Finnland, behandelt (2.2).

Das Thema von **Kapitel 3** sind die Bioenergie-Technologien. In Form von „Factsheets“ (Abschnitt 3.2) werden zahlreiche Technologien, deren Funktionsweise, Entwicklungsstand, typische Investitionskosten und weitere Parameter beschrieben und kurz zusammengefasst.

¹¹ Es handelt sich dabei um eine Adaption des Modells Green-X bzw. Green-X_{Environment} (siehe [Haas et al. 2004] bzw. [Resch et al. 2006])

¹² Dieses Kapitel wurde in enger Kopplung mit dem Projekt „Gesamtwirtschaftliche Analyse des österreichischen Bioenergie-Sektors“ durchgeführt, das die Energy Economics Group / TU-Wien derzeit im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie durchführt.

Es folgen Darstellungen der Strom- bzw. Wärmegestehungskosten von Biomasse-KWK-Anlagen und Heizkesseln sowie der Produktionskosten von biogenen Kraftstoffen (Abschnitt 3.3).

In **Kapitel 4** werden die Ergebnisse der Biomasse-Potenzialanalyse dargestellt. Ziel der Analyse war eine Abschätzung der realisierbaren primärenergetischen Potenziale unter Berücksichtigung ökologischer Kriterien und konkurrierender Nutzungsformen.

In **Kapitel 5** erfolgt eine Beschreibung des Modells (5.1) und dessen Inputdaten (5.2). Neben der dynamischen Darstellung von Energie-Gestehungskosten verschiedener Bioenergie-Systeme umfasst dies auch die hinterlegten Szenarien zum Energieverbrauch sowie die verschiedenen Energiepreis-Szenarien. Die Modellergebnisse werden in **Kapitel 6** dargestellt. Sie sind in Niedrigpreisszenarien (6.1), Hochpreis-Effizienz-Szenarien (6.2) und Sensitivitäts-/Detailanalysen (6.3) unterteilt.

In **Abschnitt 7** werden schließlich Schlussfolgerung sowie Empfehlungen und ein Maßnahmenplan abgeleitet. Abbildung 1-2 gibt einen Überblick über die Struktur des Projektes.

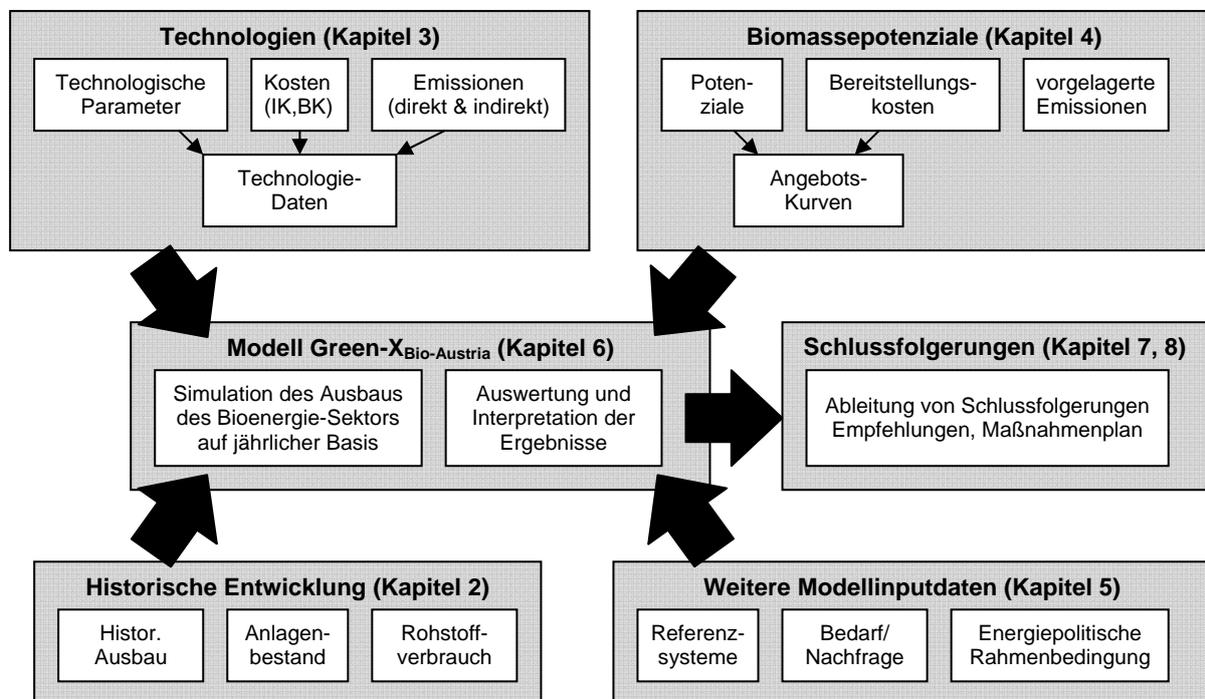


Abbildung 1-2: Struktur des Projektes bzw. des Berichtes

2 Bioenergie im österreichischen und internationalen Kontext: historische Entwicklung und Kurzfrist-Prognose

2.1 Österreich

Die energetische Biomasse-Nutzung ist in Österreich historisch stark durch Raumwärmebereitstellung sowie die Holz verarbeitende Industrie geprägt. Zu Beginn der 1980er Jahre wurden etwa 70 % der Biomasse Primärenergie in Haushalten genutzt, die verbleibenden 30 % teilten sich zu etwa gleichen Teilen auf die Papierindustrie (größtenteils Ablagen) und sonstige Holz verarbeitende Industrie (vor allem Säge- und Plattenindustrie). In der ersten Hälfte der 1980er Jahre stieg die Biomasse-Nutzung in den Haushalten stark an, es kam hier zu einem Boom von Holz-Zentralheizungen. Daneben entstanden die ersten Nahwärmenetze, die sich vor allem in den 1990er Jahren zunehmend etablierten. Während Biomasse-Heizsysteme seit etwa 1990 insgesamt im Abnehmen begriffen sind, glich die zunehmende Nutzung in der Industrie diesen Trend in etwa aus. Bedingt durch die Ökostromförderung stieg der Anteil der Biomasse-Verstromung besonders ab 2003 stark an. Die Produktion von biogenen Kraftstoffen stellte bis 2005 nur einen geringen Anteil an der gesamten Biomasse-Nutzung, stieg jedoch aufgrund der Biokraftstoff-Quote bis 2007 deutlich an.

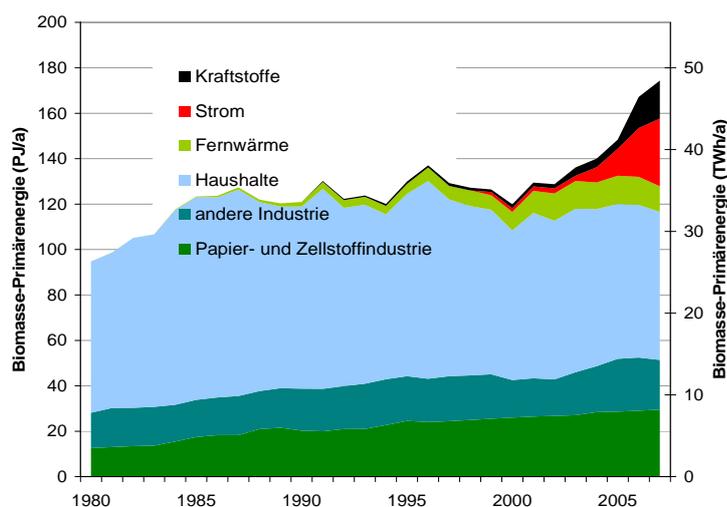


Abbildung 2-1: Entwicklung der primärenergetischen Nutzung von Biomasse in Österreich seit 1980 [PJ/a]
Quellen: Statistik Austria, Haneder et al. 2008, E-Control 2008, Austropapier 2008, EEG/TU WIEN

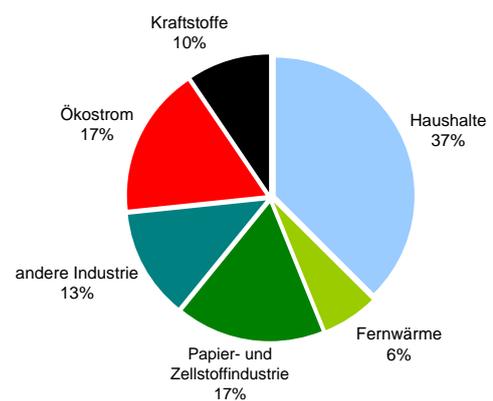


Abbildung 2-2: Verteilung der primärenergetischen Nutzung von Biomasse in Österreich 2007
Quellen: Statistik Austria, Haneder et al. 2008, E-Control 2008, Austropapier 2008, EEG/TU WIEN

Abbildung 2-1 zeigt die historische Entwicklung der Biomasse-Nutzung. Waren es im Jahr 2005 noch knapp 50 % der Biomasse Primärenergie, die in Haushalten verheizt wurde, so reduzierte sich dieser Anteil bis 2007 bedingt durch die Ökostromproduktion sowie die Kraftstoffe auf etwa 37 %. In Abbildung 2-2 ist die Struktur der Biomassenutzung für das Jahr 2007 dargestellt. Der Anteil der Industrie betrug in diesem Jahr etwa 37 % (davon etwa 17 % in der Papierindustrie), 17 % wurden verstromt, 10 % der Primärenergie entfielen auf biogene Kraftstoffe und ca. 6 % auf Nahwärme. In absoluten Zahlen stieg der jährliche Verbrauch an Biomasse Primärenergie in Österreich von 1980 bis 2007 um knapp 80 PJ auf über 170 PJ an. Der Anteil der Biomasse am gesamten energetischen Brutto-

inlandsverbrauch stieg von knapp 10 % im Jahr 1980 auf über 12 % Mitte der 1980er Jahre. Dann sank er bedingt durch den Anstieg des gesamten Energieverbrauchs bis zum Jahr 2003 wieder auf knapp 10 % ab, worauf er in den Jahren bis 2007 wieder etwa 12 % erreichte. In Summe über den gesamten Zeitraum bedeutet das, dass das Wachstum der Biomasse-Nutzung nicht wesentlich stärker ausfiel, als jenes des gesamten Energieverbrauchs in Österreich.

Die Erstellung einer konsistenten Zeitreihe zum Biomasse-Verbrauch ist zum Teil mit erheblichen Unsicherheiten und methodischen Schwierigkeiten behaftet (beispielsweise Umstellungen in der Methodik der Statistik Austria beziehungsweise verschiedene inkonsistente Datenquellen). Diese Aspekte wurden bereits in [Haas, Kranzl 2003] beschrieben. Die wichtigsten Quellen stellen Statistik Austria (Ergebnisse der Wohnungserhebung im Mikrozensus, Nutzenergieanalyse), die Biomasse-Heizungserhebungen der Niederösterreichischen Landwirtschaftskammer, Statistiken der Papierindustrie [Austropapier 2008], der E-Control [E-control 2008], der Österreichischen Energieagentur sowie eigene Berechnungen dar.

Gegenüber den Werten von Statistik Austria kann es in einigen Punkten zu Abweichungen kommen. Eine wesentlicher Grund dafür ist, dass wir biogene Kraftstoffe primärenergetisch bewerten, während bei Statistik Austria Daten in diesem Bereich die Gleichsetzung von End- und Primärenergie erfolgt.

Im Folgenden wird die Entwicklung der Biomasse-Nutzung zur Wärmebereitstellung in Haushalten, Wärmenetzen und der Industrie sowie zur Verstromung und zur Biokraftstoffproduktion dargestellt.

2.1.1 Wärmebereitstellung aus Biomasse

Bis 2005 war die Wärmebereitstellung aus Biomasse mit etwa 90 % der gesamten Bioenergienutzung in Österreich bei weitem dominierend. Dieser Anteil sank im Jahr 2007 auf unter drei Viertel, bedingt durch die Ökostromproduktion und den Einsatz biogener Kraftstoffe. Den größten Anteil der Wärmebereitstellung stellen die Haushalte, gefolgt von der Industrie sowie Wärmenetzen.

Einzelanlagen in Haushalten

Die folgende Abbildung stellt die Entwicklung der Beheizung von Haushalten mit Biomasse dar. Im Jahr 2005 wurden etwa 450.000 Wohneinheiten mit Holz beheizt¹³. Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass es seit 1970 zu einer kontinuierlichen Substitution von Einzelöfen durch Zentralheizungen gekommen ist. Insbesondere in der ersten Hälfte der 80er Jahre ist eine stark ansteigende Entwicklung bei Biomasse-Zentralheizungen zu verzeichnen. Diese ist – mit einer gewissen zeitlichen Verzögerung – an die Entwicklung des Ölpreises gekoppelt. Es ist auch deutlich ersichtlich, dass das Sinken des Ölpreises zu einem Rückgang der Holzheizungen seit etwa 1990 führte.

Aufgrund des Ölpreis-Anstiegs in den vergangenen Jahren stellt sich die Frage, in wiefern eine ähnliche Wirkung auf die Anzahl der Biomasse-Heizsysteme zu erwarten ist wie in den 80er Jahren. Aus den bisher verfügbaren Daten lässt sich keine Trendumkehr – hervorgerufen durch die Ölpreisentwicklung – ableiten. Für die Frage nach dieser Trendumkehr müssen zwei Aspekte berücksichtigt werden. Erstens die Anzahl der jährlich installierten Kessel und zweitens die Anzahl der jährlich ersetzten Biomasse-Kessel.

¹³ Dazu ist anzumerken, dass in der Wohnungserhebung im Mikrozensus der Statistik Austria seit 2004 der Energieträger der Heizsysteme nicht mehr in ausreichendem Detaillierungsgrad ausgewiesen wird. Für die Jahre ab 2004 wurden daher die Entwicklungen fortgeschrieben, wobei Daten der NÖ LWK sowie der Nutzenergieanalyse berücksichtigt wurden.

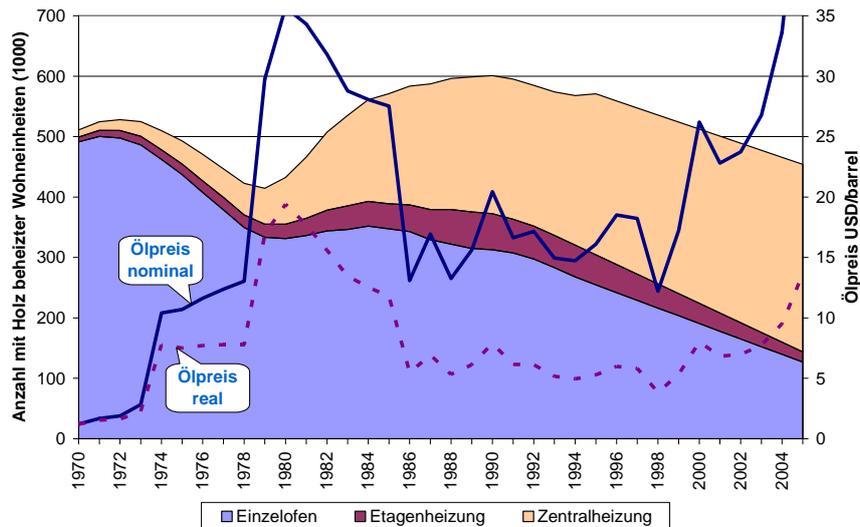


Abbildung 2-3: Entwicklung der Anzahl mit Holz beheizter Hauptwohnsitze seit 1970
 Quellen: Statistik Austria, EEG/TU Wien

Abbildung 2-4 zeigt die jährlich in Österreich installierte Anzahl und Leistung von Biomassekesseln.¹⁴ Die rasanteste Entwicklung ist am Markt für Pellet-Kessel zu verzeichnen. Innerhalb von acht Jahren entwickelte sich der Markt so stark, dass in den Jahren 2005 und 2006 die installierte Leistung der Pelletkessel in etwa identisch mit jener der Scheitholz-Kessel war, die bisher den Biomasse-Raumwärmemarkt dominierten. Im Jahr 2007 kam es, bedingt durch den Pelletpreis-Anstieg 2006 und den damit verbundenen Vertrauensverlust der Konsumenten zu einem starken Einbruch bei den Pelletkesseln, der sich auch auf Scheitholz und Hackgut auswirkte.

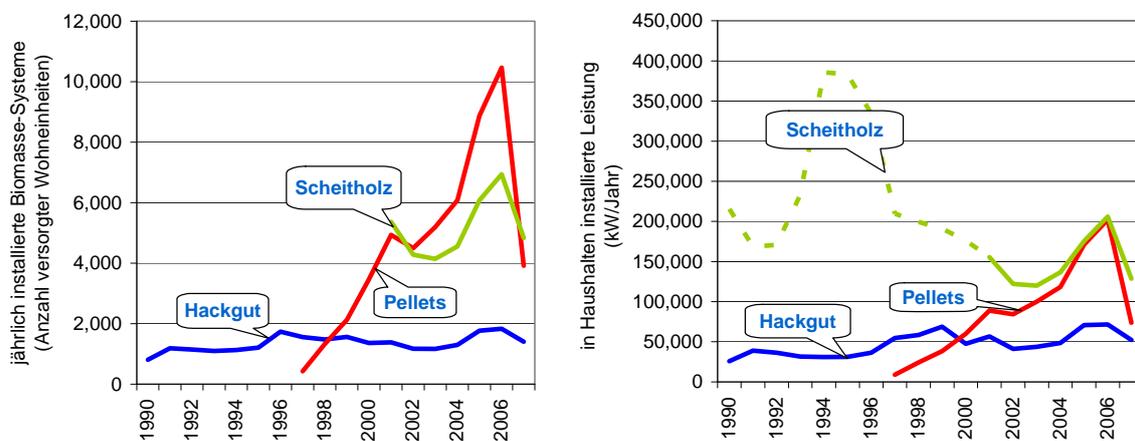


Abbildung 2-4: Entwicklung der jährlich in Österreich installierten Biomassekessel-Leistungen

Der strichlierte Teil der Scheitholz-Grafik wurde auf Basis von Mikrozensus-Daten abgeschätzt.
 Quellen: Haneder et al. 2008, Statistik Austria, EEG/TU Wien

¹⁴ Die Daten zu in Österreich installierten Biomasse-Systemen werden von der Niederösterreichischen Landwirtschaftskammer (NÖLWK) bei den Betrieben erhoben und veröffentlicht. Allerdings erfolgt keine Zuordnung zu den Sektoren, in denen diese Kessel zum Einsatz kommen (Haushalte, Nahwärme, Industrie, ...). Diese Zuordnung wurde für diese Grafiken auf Basis eines Datenabgleichs zwischen Daten von Statistik Austria und der NÖ LWK vorgenommen, wobei prinzipiell nur im Bereich der Hackgut-Anlagen eine gewisse Datenunsicherheit vorliegt.

Bei der Analyse der jährlich ersetzten Biomasse-Kessel ist zu berücksichtigen, dass ein großer Anteil der Scheitholz-Zentralheizungssysteme in Österreich aus der Zeit des Booms in den 80er Jahren stammt. Diese Anlagen nähern sich mit gut 20 Jahren nun dem Ende ihrer Lebensdauer. Zusammen mit etwa einem Viertel der mit Holz beheizten Haushalte, die die großteils veralteten Einzelöfen repräsentieren und deren rascher Ersatz in den nächsten Jahren zu erwarten ist, besteht ein Bedarf an Ersatzinvestitionen an Biomasse-Heizsystemen von etwa 23.000 Stück pro Jahr. Aus Abbildung 2-4 ergibt sich, dass im Jahr 2005 deutlich weniger als diese Anzahl neu installiert wurde. Dieser Umstand ist auch in der folgenden Abbildung dargestellt. Hier wurden die für einen konstanten Bestand an Biomasse-Heizsystemen in Haushalten nötigen Ersatzinvestitionen den tatsächlichen Investitionen gegenübergestellt, wobei für die Ersatzinvestitionen mit einer Lebensdauer von 25 Jahren gerechnet wurde.

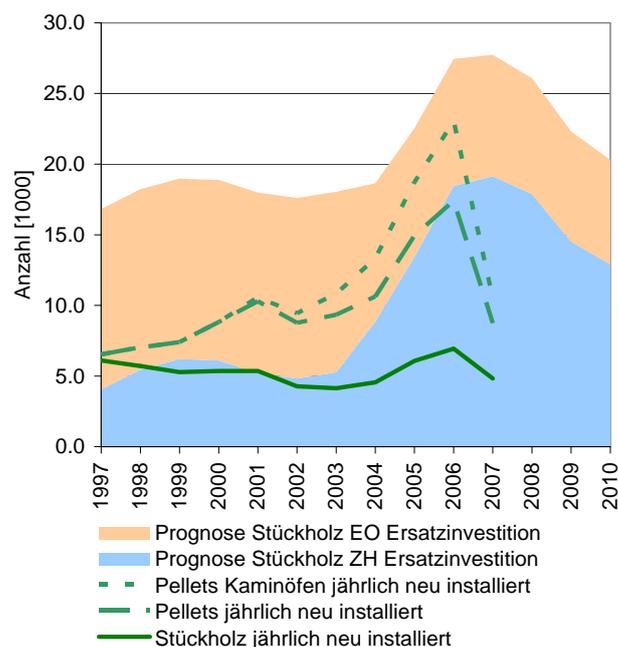


Abbildung 2-5: Gegenüberstellung der erforderlichen Ersatzinvestitionen bestehender Scheitholzsysteme mit jährlich neu installierten Kesseln

Angesichts des starken Einbruchs im Jahr 2007 besteht also aufgrund der Datenlage eher Grund zu der Annahme, dass sich kurzfristig der stagnierende bzw. abnehmende Trend bei Biomasse-Heizsystemen fortsetzt. Eine andere Interpretation ist freilich, dass Biomasse-Kessel deutlich länger als 25 Jahre in Betrieb sind.

Der Entwurf zum österreichischen Biomasse-Aktionsplan [BMLFUW 2006] sieht eine Steigerung von 21,7 PJ im Sektor Wärme bis zum Jahr 2010 vor. Im Gegensatz zu den Sektoren Kraftstoffe und Ökostrom wo entsprechende Maßnahmen getroffen wurden, ist dies im Bereich Wärme nicht im selben Ausmaß der Fall. Es erscheint daher fraglich, ob das Ziel in diesem Bereich erreicht wird.

Scheitholz nimmt nach wie vor den weitaus größten Anteil an der Raumwärmebereitstellung mit Biomasse ein (2007 etwa 85 %). Allerdings gewannen Hackgut und vor allem Pellets in den letzten Jahren an Bedeutung. Dabei muss berücksichtigt werden, dass insbesondere bzgl. des Scheitholz-Verbrauchs erhebliche statistische Unsicherheiten bestehen.

Pelletkessel zeigten in den letzten Jahren Zuwachsraten von über 20 %. Im Jahr 2006 wurden knapp 10.500 Kessel mit einer Gesamtleistung von über 200 MW in Österreich verkauft. Im Jahr 2007 brach der Markt auf weniger als 4.000 Kessel (74 MW) ein. Insgesamt waren 2007 über 50.000 Kessel (970 MW) installiert (siehe Abbildung 2-6).

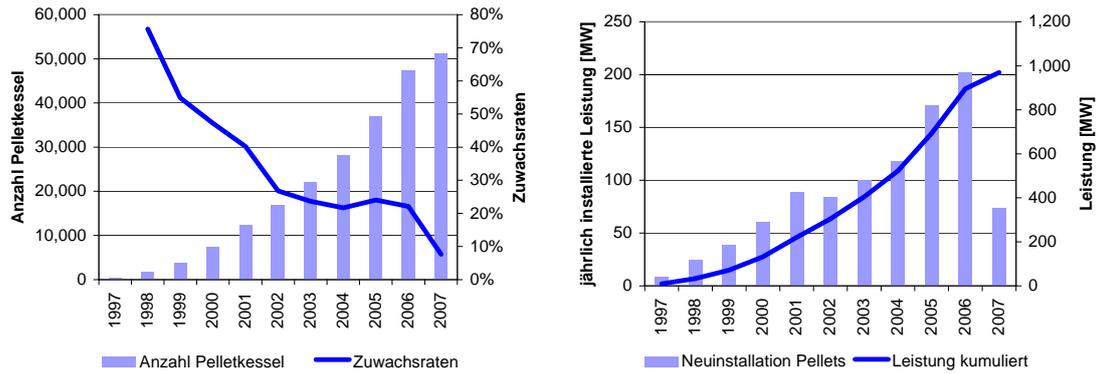


Abbildung 2-6: Entwicklung von Pelletkesseln in Österreich
 Quellen: Haneder et al. 2008, EEG/TU WIEN

Diese dynamische Entwicklung der Nachfrage nach Pellets ging einher mit einer entsprechenden Ausweitung der Produktionskapazitäten. Die folgende Abbildung zeigt, dass vor allem seit 2004 beträchtlich höhere Produktionskapazitäten existieren, als in Österreich verbraucht wird. Ein wesentlicher Faktor sind die Exporte von Pellets ins benachbarte Ausland, in erster Linie Italien. Die Import-/Exportströme verschiedener Biomassefraktionen werden in Abschnitt 2.2.4 dargestellt.

Es ist zu erwarten, dass in den nächsten Jahren Pelletverbrauch und –produktion weiter wachsen werden. Einen nicht unwesentlichen Einfluss wird dabei allerdings die Stabilität des Pelletpreises haben. Auch die Anstrengungen der Branche, das Vertrauen der Konsumenten wiederzugewinnen werden eine bedeutende Rolle spielen.

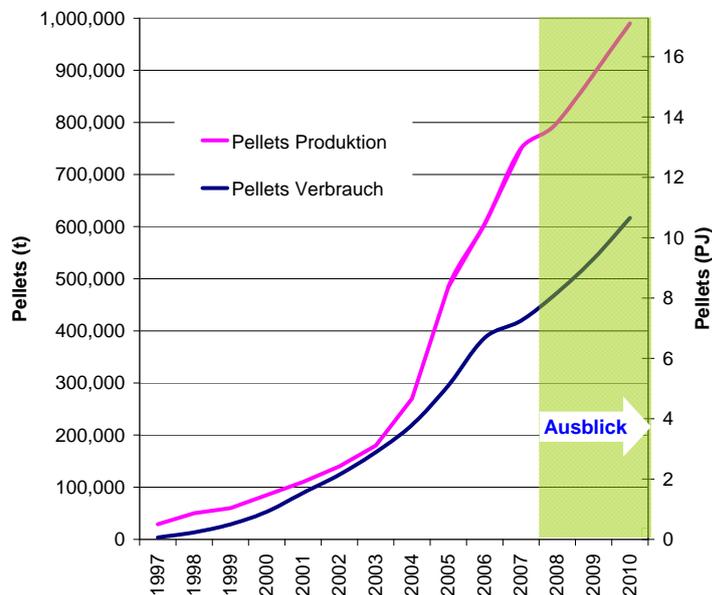


Abbildung 2-7: Produktion und Verbrauch von Pellets in Österreich
 Quellen: Haneder et al. 2008, ProPellets 2006, EEG/TU WIEN

Förderungen für Biomasse-Kleinanlagen (Stückholz-, Pellets- und Hackgutkessel) liegen in der Kompetenz der Bundesländer. Investitionszuschüsse liegen im Bereich von 10 bis 35% der Investitionskosten mit maximalen Obergrenzen zwischen etwa 1.000 und über 4.000 Euro, wobei zwischen verschiedenen Brennstoffen und Heizsystemen differenziert wird. Eine Analyse der dynamischen Entwicklung der Förderungen zeigt, dass 1998 nur in den Bundesländern Burgenland, Oberösterreich, Kärnten und Vorarlberg Investitionszuschüsse

vergeben wurden. Zum Teil bestanden in anderen Bundesländern geförderte Darlehen. In den darauf folgenden Jahren wurden Investitionszuschüsse in allen Bundesländern eingeführt und die Förderbeträge erhöht. Im Jahr 2008 wurde vom Klima- und Energiefonds eine bundesweite Förderung für Biomasse-Kleinanlagen eingeführt, in der Pelletkessel mit 800 € und Stückholz- sowie Hackgutkessel mit 400 € Investitionszuschuss (zusätzlich zu den Programmen der Bundesländer) gefördert werden.

Nahwärme / Fernwärme

Biomasse-Nahwärmesysteme begann in der zweiten Hälfte der 80er Jahre Fuß zu fassen und erlebten insbesondere in den 90er Jahren einen starken Aufschwung. Erst seit dem Jahr 2000 sind mit etwa 3 % deutlich geringere Wachstumsraten zu verzeichnen. Das starke Wachstum war unmittelbar gekoppelt an Investitionszuschüsse, die zum einen von den Bundesländern und zum anderen vom Landwirtschaftsministerium vergeben wurden. Bis in die späten 90er Jahre fehlten Richtlinien zur effizienten Dimensionierung von Netzen und Anlagen (z.B. Lagerkapazitäten, geringe Volllaststunden). Mangelndes Lastmanagement und andere Planungsmängel führten so zu hohen Investitionskosten und unwirtschaftlichem Betrieb. Im Jahr 1999 wurden durch die Förderstellen Kennzahlen hinsichtlich Netzbelegung, Kesselvolllaststunden etc. festgelegt, wodurch eine deutliche Qualitätssteigerung erreicht werden konnte.

Für die künftige Entwicklung von Nahwärmesystemen wird entscheidend sein, welche Regionen mit ausreichender Wärmedichte erschlossen werden können und wie sich die Konkurrenz mit Erdgas entwickelt. Die Konkurrenz mit Erdgas stellt sich vor allem deshalb als entscheidend voraus, als beide Systeme nur in den etwas dichter verbauten Gebieten wirtschaftlich sind.

Darüber hinaus kann mit entsprechend attraktiven Einspeisetarifen die Nachrüstung bestehender Systeme mit KWK-Anlagen interessant sein. Hier ist die häufig geringe Anlagengröße eine Barriere.

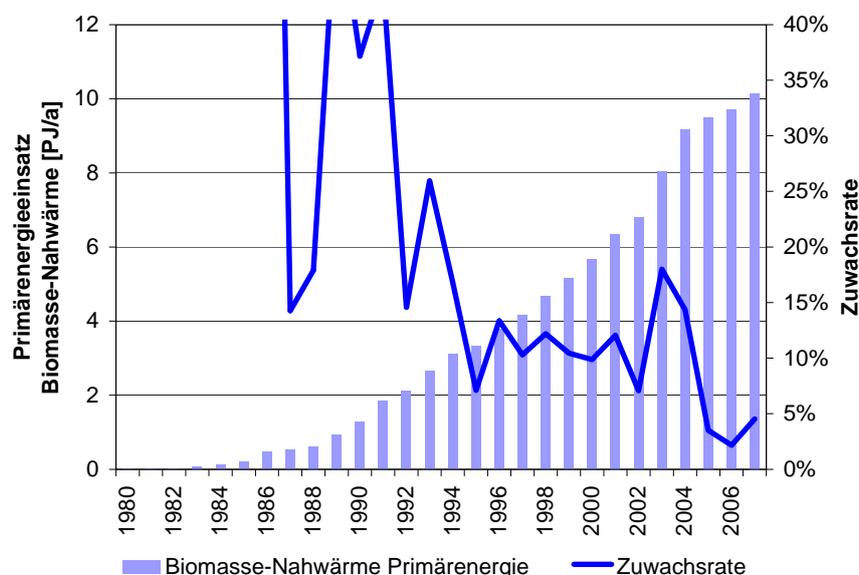


Abbildung 2-8: Entwicklung von Biomasse-Nahwärmeanlagen
Quellen: Haneder et al. 2008, EEG/TU Wien

Die Daten zu Biomasse-Nahwärmanlagen werden ebenfalls von der NÖ LWK [Haneder et al. 2008] erhoben. Allerdings ist hier der letzte Stand 2004. Die Daten wurden daher basierend auf den Daten der Statistik Austria (Energiebilanz) entsprechend fortgeschrieben.

Gewerbe und Industrie

Die energetische Nutzung von Biomasse ist im Wesentlichen geprägt durch drei Sektoren: Papier- und Zellstoffindustrie, Plattenindustrie und Sägeindustrie. Die Papier- und Zellstoffindustrie nimmt mit etwa 29 PJ im Jahr 2005 etwa die Hälfte der Bioenergienutzung in Gewerbe und Industrie ein. Den Großteil davon bildet Abblauge, kleinere Anteile Rinde und Abwasserschlämme. Die Datenlage im Bereich Platten- und Sägeindustrie sowie sonstige Holz verarbeitende Industrie ist nicht sehr zufriedenstellend. Im Wesentlichen kann auf die Daten der Papierindustrie [Austropapier 2008] sowie Erhebungen der Niederösterreichischen Landwirtschaftskammer [Haneder et al. 2008] zurückgegriffen werden, wobei die Anteil der Hackgutanlagen in Haushalten, in Nahwärmanlagen sowie in Ökostrom-Anlagen abgezogen werden müssen, woraus sich ein Biomasse-Einsatz von etwa 29 PJ im Jahr 2005 in den Sektoren Platten-, Säge- und andere Holz verarbeitende Industrie ergibt.¹⁵ Neben der Bereitstellung von Prozesswärme wird ein Teil dieses Biomasse-Einsatzes auch verstromt.

Die künftige Entwicklung in diesem Sektor wird geprägt sein durch die zunehmende Konkurrenz um Holz-Ressourcen, der internationalen Standortentwicklung dieser Industrien und dem fossilen Referenzpreis.

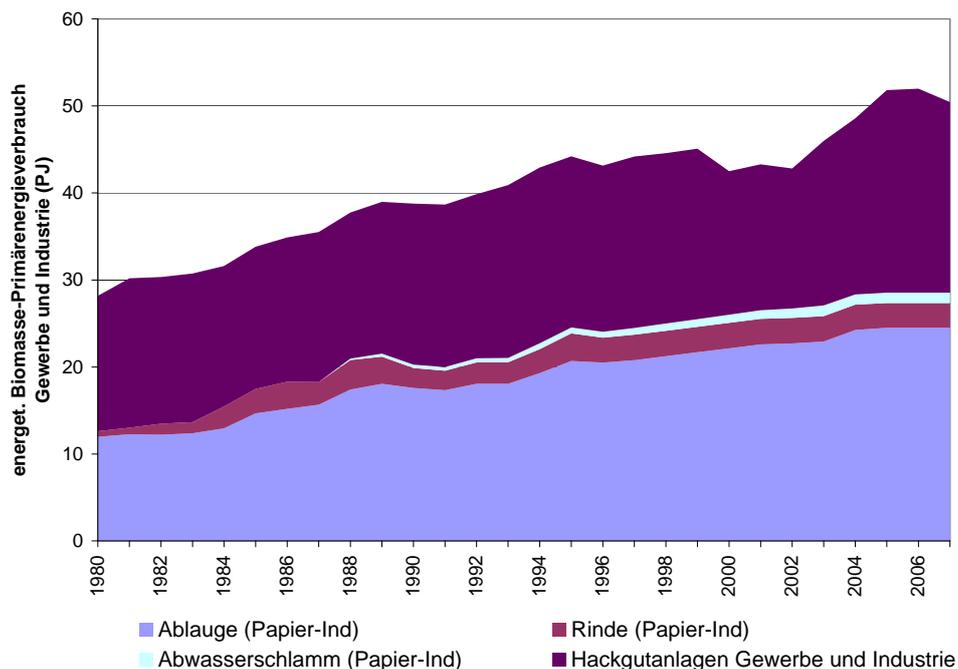


Abbildung 2-9: Entwicklung der energetischen Biomasse-Nutzung in Gewerbe und Industrie
 Quellen: Haneder et al. 2008, EEG/TU WIEN

2.1.2 Verstromung von Biomasse

Die Förderung der Ökostromproduktion aus biogenen Energieträgern durch Einspeisetarife führte in den letzten Jahren, insbesondere seit 2004, zu einer deutlichen Ausweitung der

¹⁵ Statistik Austria weist in der Energiebilanz den Einsatz von biogenen Brenn- und Kraftstoffen auch in der Industrie auf, der jedoch um Komponenten der Bereiche (innerbetrieblicher) Kraftwerke, KWK-Anlagen und Heizwerke ergänzt werden muss.

Biomasse-Verstromung. Im Jahr 2007 wurden knapp 2,2 TWh elektrische Energie aus fester Biomasse, Biogas, flüssiger Biomasse sowie Deponie- und Klärgas erzeugt, wobei feste Biomasse mit mehr als 1,6 TWh und Biogas mit über 0,44 TWh die bedeutendsten Fraktionen darstellten.

Ende 2007 hatten Anlagen mit einer Leistung von etwa 422 MW_{el} ein ÖMAG-Vertragsverhältnis. Etwa 340 als Ökostromanlagen genehmigte Biogas-Anlagen waren zu verzeichnen, deren Leistung mit etwa 90 MW allerdings nur ein relativ geringes Ausmaß an der gesamten elektrischen Leistung einnimmt, da Biogas-Anlagen mit einer mittleren Anlagengröße von 250 kW elektrisch zu den kleineren Anlagen zählen. Im Gegensatz dazu liegt die mittlere Anlagengröße fester Biomasse Verstromungsanlagen bei etwa 2,3 MW elektrisch, womit die 174 genehmigten Anlagen in diesem Bereich ca. drei Viertel der Leistung darstellen. Auf Basis dieser Daten, dem Entwurf zum Biomasseaktionsplan sowie der Evaluierung des Ökostromgesetzes wurde ein Ausblick bis zum Jahr 2010 erstellt. (siehe Abbildung 2-10) Dem entsprechend ist mit einer deutlichen Abflachung des Ausbaus von Anlagen zur Biomasse-Verstromung zu rechnen. Hierbei wurde auch der Relation der Anreizwirkung sowie die Deckelung der Förderbeträge in verschiedenen Perioden der Ökostromförderung Rechnung getragen.

Erst mit der Ökostromverordnung 2006 wird für Anlagen, denen die Genehmigung nach dem Jahr 2004 erteilt wurde, ein Brennstoffwirkungsgrad von mindestens 60 % gefordert, was ohne ein Mindestmaß an Wärmeauskopplung nicht erzielbar ist. Im Jahr 2006 dürfte die Menge der ausgekoppelten Wärme bei etwa 7 PJ (1,9 TWh) liegen. Bis 2010 könnte sich dieser Wert auf knapp 9 PJ (2,5 TWh) erhöhen.

Neben der Biomasse-Verstromung im Rahmen der Ökostromeinspeisung wird Biomasse auch in der Industrie verstromt. Diese Mengen scheinen nicht in der Ökostrom-Statistik auf und sind in den in Abbildung 2-9 dargestellten Mengen an biogener Primärenergie enthalten. Nach Daten der Statistik Austria betrug die Menge der Verstromung in der Industrie (abzüglich der Ökostromproduktion) im Jahr 2006 etwa 1,2 TWh elektrisch.

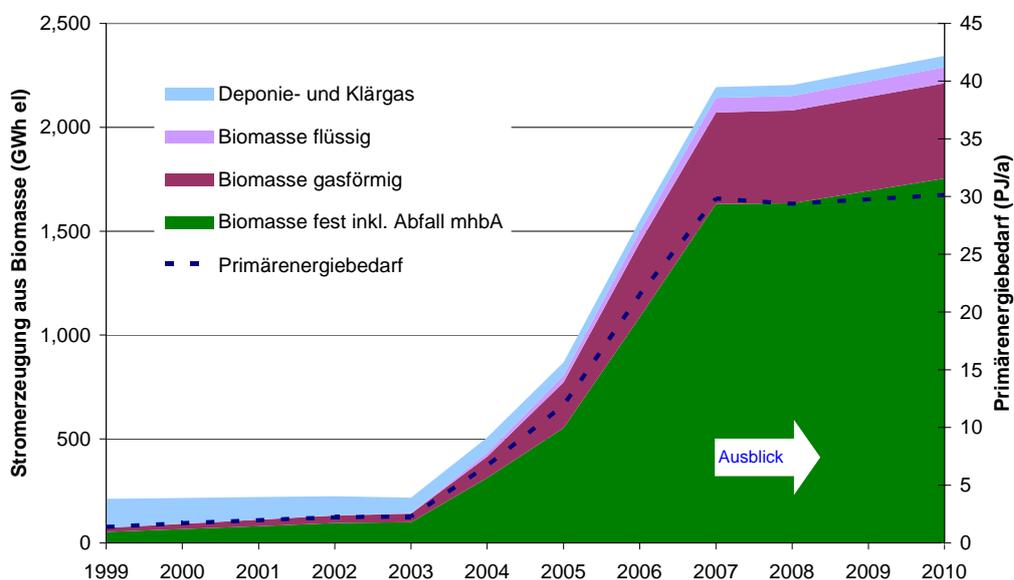


Abbildung 2-10: Entwicklung der Ökostrom-Anlagen im Bereich biogener Energieträger
Quellen: E-Control 2008, BMLFUW, EEG/TU WIEN

Die Einspeisetarife nach der Ökostromverordnung 2008 sind nach Leistungsklasse und Art des eingesetzten Rohstoffs unterschieden und liegen im Bereich zwischen 6 und 16,94 c/kWh (Details siehe Anhang).

2.1.3 Biogene Kraftstoffe

Die Produktion und Nutzung von BioKraftstoffen in Österreich war in der Vergangenheit praktisch ausschließlich geprägt durch Raps- und Altfettmethylester. Aufgrund der gestiegenen Erdölpreise sowie die Befreiung von der Mineralölsteuer waren moderate Wachstumsraten zu beobachten. Erst durch die nationale Umsetzung der europäischen Biokraftstoff-Richtlinie und der damit eingeführten Quoten (welche ambitionierter sind als, in der Richtlinie vorgesehen) wurde ein stärkeres Wachstum initiiert. Seit Oktober 2005 muss der Anteil an Biokraftstoffen 2,5 % betragen, ab Oktober 2007 4,3 % und ab Oktober 2008 5,75 %. Dies hat zu einer regen Investitionstätigkeit in Produktionskapazitäten geführt. Abbildung 2-11 zeigt die Entwicklung und Prognose der Produktionsanlagen auf Basis der derzeit in Bau befindlichen Anlagen.

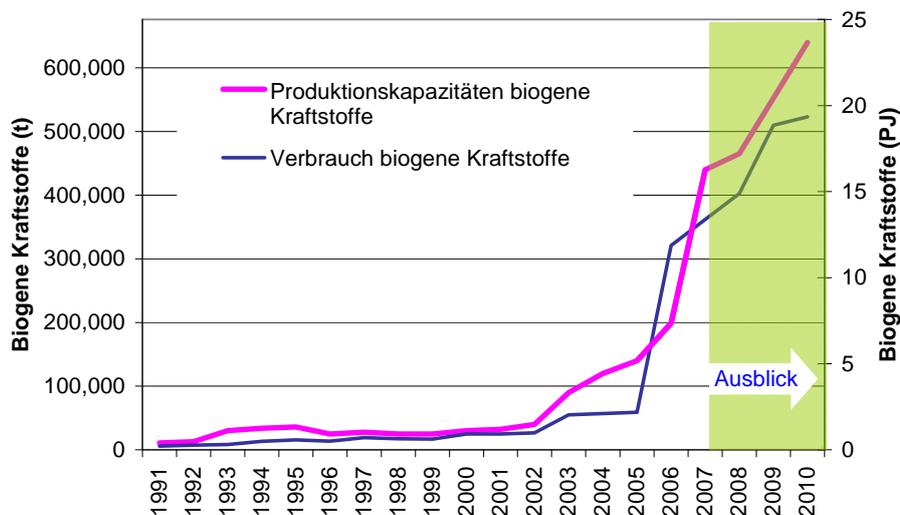


Abbildung 2-11: Entwicklung der Biokraftstoff-Produktionsanlagen in Österreich
 Quellen: Biotreibstoff-Institut 2008, Winter 2007, EEG/TU Wien

2.1.4 Zusammenfassender Ausblick bis 2010

Aufbauend auf der historischen Entwicklung wurde ein kurzfristiger Ausblick für die Biomasse-Nutzung bis 2010 erstellt. Dieser basiert auf dem vorhandenen Wissen über geplante und genehmigte Anlagen sowie einer BAU-Entwicklung der politischen Vorgaben. Dieser Ausblick der Entwicklung des österreichischen Bioenergiesektors bis zum Jahr 2010 dient im Weiteren als Ausgangspunkt für die Szenarienrechnungen, die für die Periode 2011 bis 2050 durchgeführt werden (siehe Kapitel 5 und 6).

Bei der Erstellung dieses Ausblicks ist vor allem auf jene Sektoren zu achten, die sich im dynamischsten Zustand befinden. In den folgenden Bereichen waren in der jüngsten Vergangenheit die dynamischsten Entwicklungen zu beobachten:

- Biogene Kraftstoffe
- Pellets
- Biomasseverstromung

Während in den Bereichen Strom und Kraftstoffe entsprechende Maßnahmen gesetzt wurden, ist das dynamische Wachstum im Bereich der Pellets auf die hohen Ölpreise und die Attraktivität des Produkts Pellets zurückzuführen. Allerdings bleibt abzuwarten, wie sich der Markt nach dem Einbruch im Jahr 2007 weiter entwickeln wird.

Die folgende Abbildung fasst die Ergebnisse der Kurzfristprognosen bis zum Jahr 2010 zusammen. Es zeigt sich, dass der Anteil von Strom und Kraftstoffen stark steigen wird, während die dominierende Rolle des Biomasse-Einsatzes in Haushalten im Sinken begriffen ist.

Es ergeben sich in dieser Prognose Abweichungen zum Entwurf des Biomasse-Aktionsplans für Österreich. Unter anderem geht dieses Szenario von vorsichtigeren Annahmen im Wärme-Sektor aus. Wie oben ausgeführt, bestehen in diesem Sektor nicht wie bei Biokraftstoffen und Ökostrom vergleichbare ambitionierte Instrumente zur Steigerung des Biomasse-Anteils, was Grund zu der Annahme gibt, dass die ambitionierten Ziele im Wärmesektor ohne entsprechende Instrumente nicht umgesetzt werden können.

Unter Zugrundelegung der Energieverbrauchsprognose nach Primes [Capros et al. 2008] ergäbe sich damit im Jahr 2010 ein Biomasse-Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch von etwas über 12 %.

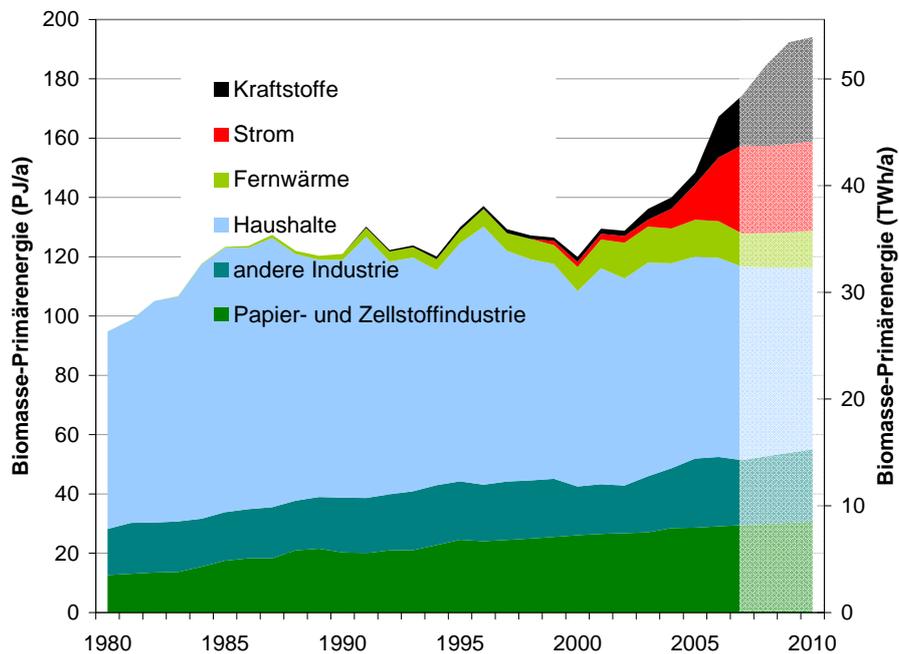


Abbildung 2-12: Entwicklung und Kurzfrist-Prognose der Biomasse-Nutzung in Österreich bis 2010

Quellen: E-Control 2008, Austropapier 2008, Haneder et al. 2008, Statistik Austria, Biotreibstoff-Institut, Primes 2006, EEG/TU Wien

2.1.5 Perspektiven der Bioenergie in Österreich: Politische Ziele bis 2020 und Storylines

Bis hierher wurde in diesem Kapitel die historische Entwicklung der Biomasse-Nutzung in Österreich dargestellt. Diese Analyse ist nicht zuletzt deshalb von Bedeutung für dieses Projekt, weil die zukünftigen Entwicklungspfade stark durch die bestehenden Anlagen sowie die Traditionen und Erfahrungen mit Bioenergie geprägt sind.

Bevor die detaillierten quantitativen Szenarien in Kapitel 6 modelliert werden, werden in diesem Abschnitt zuerst die historische Entwicklung, die politisch formulierten Ziele der Biomasse-Nutzung bis 2020 sowie die Potenziale der Bioenergie für diesen Zeitraum zusammenfassend dargestellt. Anschließend werden Storylines der Bioenergie in Österreich entwickelt. Diese Storylines verfolgen das Ziel, in sich konsistente Bilder in qualitativer Art und Weise zu entwerfen ohne detaillierte Ausgestaltungen und Details zu berücksichtigen. Sie können somit dazu dienen, die prinzipiellen Konzepte und Ideen künftiger Entwicklungen und deren Charakteristika aufzuzeigen.

In Kapitel 2.2.2 und 2.2.3 finden sich analoge Darstellungen für die Regionen Deutschland, Finnland und die EU, die einen entsprechenden regionalen Vergleich ermöglichen.

Abbildung 2-13 zeigt, dass die dargestellten diskutierten Ziele der Biomasse-Nutzung bis zum Jahr 2010 mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht erreicht werden. Die Ziele für 2020 sind vor allem im Kraftstoffbereich nicht ohne entsprechende Importe von Rohstoffen oder Sekundärenergieträgern erreichbar.

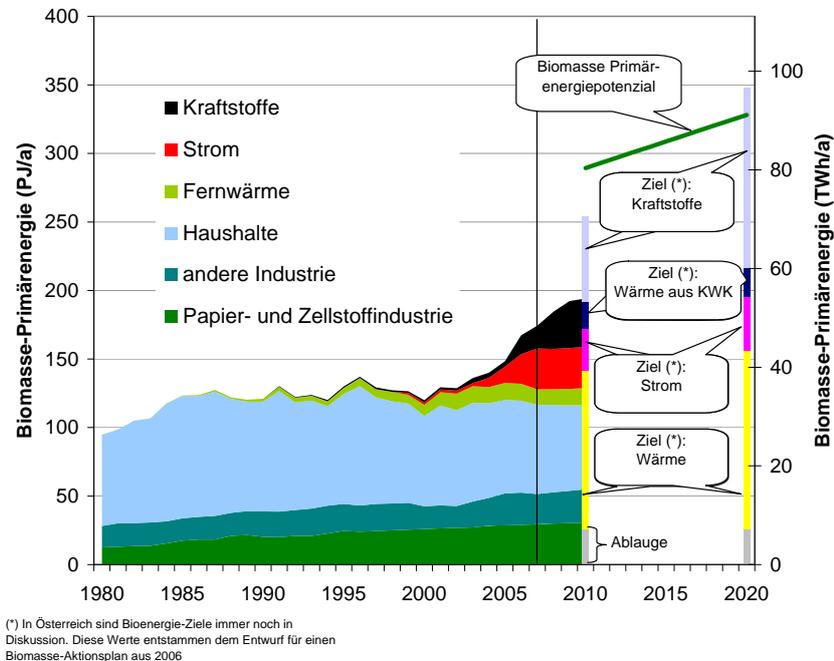


Abbildung 2-13: Historische Entwicklung, Kurzfrist-Prognose bis 2010, Diskussion von politischen Zielen und Biomasse-Potenziale nach EEA in Österreich
 Quellen: E-Control 2008, Austropapier 2008, NÖLWK, Statistik Austria, Biotreibstoff-Institut, EEA, Entwurf zum Biomasse-Aktionsplan 2006, eigene Erhebungen, Primes 2006, EEG/TU WIEN

Mit den im Folgenden beschriebenen Storylines wird dargestellt, welche prinzipiellen Entwicklungspfade beschränkt werden können, durch welche Technologien und Rohstoffe diese charakterisiert werden, von welchen Einflussparametern (Drivern) diese abhängen und welche Problemfelder sich bei jedem dieser Pfade ergeben können. Sie dienen gewissermaßen als methodische Vorstufe zu den in Kapitel 6 dargestellten Simulationen, sind aber weitgehend als unabhängig von diesen zu sehen. Im Folgenden werden drei Storylines skizziert: Storyline A – small scale, Storyline B – large scale, Storyline C – Biomasse für den Verkehr.

Storyline A: „Small scale“

In dieser Storyline ist die Biomasse-Nutzung im Jahr 2050 durch eine Vielfalt an Ressourcen und Technologien im kleinen Leistungsbereich und damit dezentralen Anlagen geprägt.

Die Wärmebereitstellung mit Biomasse erfolgt vorwiegend über die Abwärme aus kleinen und mittleren KWK-Anlagen. Die Bedeutung dezentraler Wärmebereitstellung in Scheitholz-, Hackgut- und Pelletskessel geht generell zurück, ein Großteil dieser Anlagen ist jedoch mit Mikro-KWK-Modulen ausgestattet. Etwa die Hälfte des Raumwärmebedarfs wird mit Biomasse abgedeckt, die verbleibende Hälfte vorwiegend durch Wärmepumpen, Solarthermie und Erdgas (bzw. einem Erdgas/Biogas-Mix).

Die Stromproduktion ist von kleinen und mittleren KWK-Anlagen geprägt, wobei Biogas-Anlagen zunehmende Bedeutung zukommt. Der kleine Leistungsbereich bringt im Vergleich

zur Large scale Storyline geringere Verstromungswirkungsgrade sowie geringere Volllaststunden mit sich.

Der Biokraftstoff-Sektor ist stark dominiert durch Biogas, das in mittleren und kleinen Anlagengrößen aus landwirtschaftlichen Substraten gewonnen wird. Der überwiegende Anteil des Energieverbrauchs im Verkehr wird nach wie vor aus fossilen (bzw. global gehandelten/importierten) Ressourcen gewonnen.

Die Aufbringungsseite ist durch ein hohes Maß an Ressourcenvielfalt geprägt (insbesondere im landwirtschaftlichen Bereich).

Storyline B: „Large scale“

Die Biomasse-Nutzung im Jahr 2050 ist in dieser Storyline zunehmend durch großtechnische Anlagen geprägt. Diese sind zum Großteil als Polygeneration-Anlagen ausgelegt, d.h. Kraft-Wärme-(Kälte)-Kopplung und zusätzlich gekoppelte Produktion von Kraftstoffen bzw. nicht-energetischen Produkten (Bioraffinerie).

KW(K)K sind vor allem bei Fernwärme-Netzen im dicht verbauten Gebiet sowie der Industrie angesiedelt. Die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung (ca. 40-50% des heutigen Bedarfs) wird gut zur Hälfte mit Abwärme aus KWK (vor allem Biomasse-KWK) gedeckt, die andere Hälfte mit einem Erdgas/Biogas-Mix, Wärmepumpen, Solar-Thermie und – in geringerem Umfang – dezentralen Biomasse-Einheiten. Auch Prozesswärme wird in zunehmendem Ausmaß durch Biomasse-KWK gedeckt.

Die Verstromung erfolgt zu einem großen Anteil in Wirbelschichtanlagen im großen Leistungsbereich (ca. 100-500 MW).

Zunehmend verbreitet sich das Konzept der Bioraffinerien: Die Produktion von Strom, Wärme und Kraftstoffen erfolgt in Kombination mit der Produktion anderer Erzeugnisse aus nachwachsenden Rohstoffen. Dabei werden zum einen derzeitige Produktionsstätten (z.B. Papier- und Zellstoffindustrie, Holzverarbeitende Industrie) erweitert und ausgebaut, zum anderen aber auch neue Produktionslinien aus landwirtschaftlichen Produkten entwickelt.

Storyline C: „Biomasse für den Verkehr“

Die Biomasse-Nutzung im Jahr 2050 fokussiert in dieser Storyline stark auf die Produktion von Kraftstoffen für den Verkehr, während die Bereitstellung von Wärme und Strom geringere Bedeutung hat.

Aufgrund dieser Fokussierung überwiegt der Anteil biogener deutlich jenen der fossilen Kraftstoffe im Verkehrssektor. Dies ist erstens möglich durch eine Effizienzrevolution und stagnierende beziehungsweise sinkende Verkehrsleistungen und zweitens große Fortschritte in der Forschung und Technologieentwicklung biogener Kraftstoffproduktion. Den Standard der Kraftstoffproduktion stellt die Erzeugung aus lignozellulosen Rohstoffen dar. Biogas und Bioethanol stellen geringere Anteile und Pflanzenöl sowie Biodiesel spielen praktisch keine Rolle mehr. Die eingesetzten Technologien weisen hohe *Economies of Scale* auf, sodass Groß-Anlagen deutlich überwiegen.

Da die Technologieentwicklung zur Nutzung von lignozellulosehaltigen Rohstoffen stark fortgeschritten ist, herrscht auf diesem Sektor große Konkurrenz zwischen der stofflichen (Säge-, Papier- und Zellstoff- sowie Plattenindustrie) und der energetischen Nutzung.

2.2 Internationaler Ausblick

Obwohl sich die Fragestellung dieses Projektes auf Österreich bezieht, soll in diesem Abschnitt ein kurzer Überblick über die Biomassenutzung in anderen Regionen mit dem Fokus auf Mitteleuropa und Finnland gegeben werden. Schließlich kann der österreichische Biomassektor nicht gänzlich unabhängig von den Nachbarländern betrachtet werden (Biomasseimporte und –exporte), und aus dem internationalen Vergleich können interessante Erkenntnisse gewonnen werden.

In den folgenden Abschnitten werden folgende Aspekte behandelt: Zuerst erfolgt eine Gegenüberstellung der derzeitigen Biomassenutzung sowie der Perspektiven für zukünftige Entwicklungen (hinsichtlich politischer Zielsetzungen und Rohstoffpotenziale) in den Ländern Deutschland, Tschechien, Polen, Slowakei, Ungarn, Slowenien und Italien (2.2.1). Die Situationen in Deutschland und Finnland werden anschließend in Form von Fallbeispielen näher beschrieben (2.2.2). Abschnitt 2.2.3 behandelt die gemeinsamen Zielsetzungen und Potenziale der EU-25. Abschließend werden Biomasse-Handelsströme zwischen Österreich und seinen Nachbarländern analysiert (2.2.4).

2.2.1 Derzeitige Bedeutung von Bioenergie, politische Ziele und Potenziale in mitteleuropäischen Ländern

Die Struktur des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern ist in den hier betrachteten mitteleuropäischen Ländern (nämlich Österreich, Tschechien, Deutschland, Ungarn, Italien, Polen, Slowenien und der Slowakei) zum Teil sehr heterogen (siehe Abbildung 2-14). Österreich hat mit über 10 % den deutlich höchsten Anteil von Bioenergie, gefolgt von Slowenien (6,3 %). In den übrigen Ländern liegt der Anteil unter 5 %, in Italien und der Slowakei sogar nur bei 2 bzw. 2,7 %.

Die Struktur der primärenergetischen Nutzung von Biomasse und Abfällen in diesen Ländern ist in Abbildung 2-16 dargestellt. (Für einige Länder sind keine detaillierten Daten über die Nutzung von fester Biomasse und Ablauge verfügbar [EurObserv'ER 2007]. Für diese Länder sind die Fraktionen Holz, Holzabfälle, sonstige feste Biomasse und Ablauge in „feste Biomasse und Ablauge“ zusammengefasst.¹⁶). Es zeigt sich, dass in der Struktur der Biomassenutzung zwischen den Ländern signifikante Unterschiede bestehen. Die Hauptgründe sind in erster Linie in den unterschiedlichen historischen Entwicklungen der Energieversorgung, in der Verfügbarkeit von Biomasseressourcen (insbesondere forstlicher Biomasse) sowie der Bedeutung der Holz verarbeitenden Industrien in den einzelnen Ländern zu sehen.

¹⁶ Nach [Ilias 2005] betrug die Biomassenutzung in der Slowakei im Jahr 2003 12,6 PJ/a, und setzte sich folgendermaßen zusammen: 6,4 PJ Schwarzlauge, 3,1 PJ an industriellen Reststoffen (Feststoffe), 1,8 PJ an Waldrestholz, 1,1 PJ an Brennholz und 0,2 PJ Stroh.

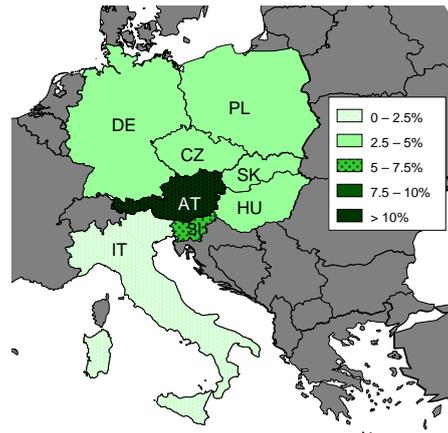
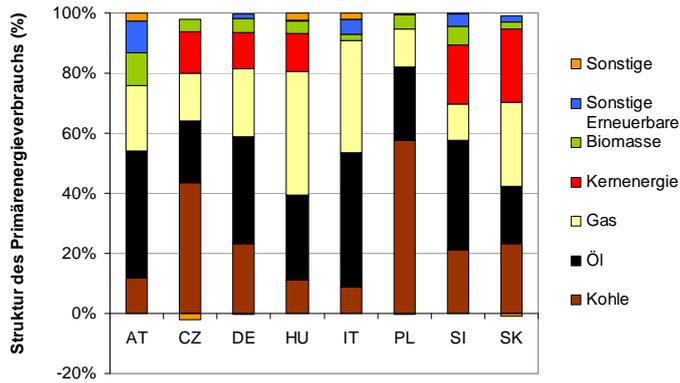


Abbildung 2-14: Struktur des Primärenergieverbrauchs in mitteleuropäischen Ländern im Jahr 2006 („Sonstige“: im Wesentlichen Stromimport/-export)
Quelle: EC DG TREN 2008, Eurostat 2008

Abbildung 2-15: Anteil von Biomasse am gesamten Primärenergieverbrauch in mitteleuropäischen Ländern in 2006
Quelle: Eurostat 2008, EEG/TU Wien

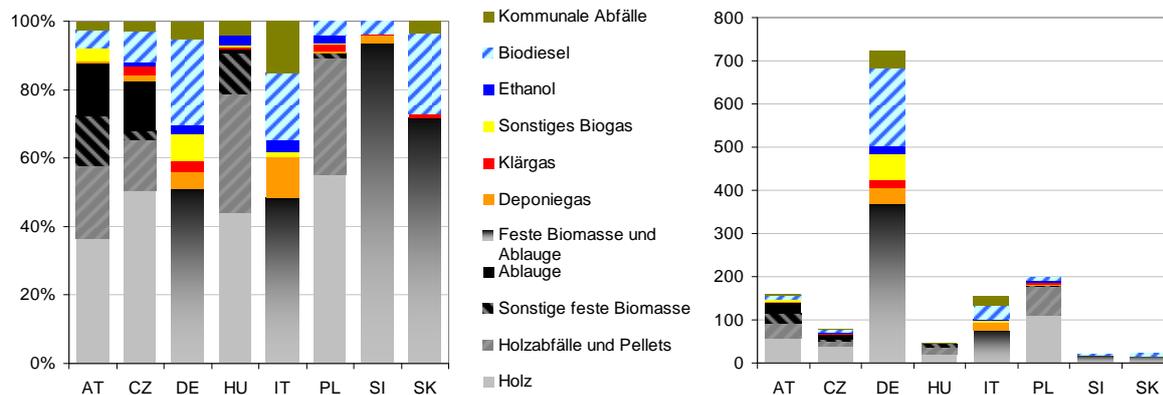


Abbildung 2-16: Gegenüberstellung der primärenergetischen Biomassennutzung in mitteleuropäischen Ländern im Jahr 2006¹⁷
Quellen: EurObserv'ER 2007, EEG/TU Wien

Die primärenergetischen Biomasse-Potenziale nach [EEA 2006] sind in Abbildung 2-17 dargestellt¹⁸. Abgesehen davon, dass die Höhe der Potenziale natürlich aufgrund der Größe

¹⁷ Die hier dargestellte primärenergetische Biomassennutzung wurde aus dem Energieinhalt der energetisch genutzten Brennstoffe und den zur Kraftstoff-/Biogasproduktion eingesetzten Rohstoffe berechnet. Für Kraftstoffe und Biogas wurden dabei typische Konversionswirkungsgrade angenommen (Bioethanol: 45 %, Biodiesel 55 %, Biogas: 70%), d.h. im Gegensatz zur Darstellung in nationalen Statistiken sind biogene Kraftstoffe hier mit dem Primärenergieinhalt der eingesetzten Rohstoffe und nicht deren Endenergie repräsentiert. Die Einteilung der Biomassefraktionen sowie die Datenbasis gehen auf [EurObserv'ER 2007] zurück. Es bestehen geringfügige Differenzen zu nationalen Statistiken und Daten nach [Eurostat 2008].

¹⁸ Die Publikation „How much bioenergy can Europe produce without harming the environment?“ der Europäischen Umweltagentur [EEA 2006] stellt die nach Ansicht der Autoren fundierteste und umfassendste Studie über Biomassepotenziale in Europa dar. Eine wesentliche Stärke dieser Studie gegenüber anderen Potenzialanalysen in der Literatur besteht darin, dass für sämtliche Länder eine einheitliche Methodik angewendet wurde, was einen direkten Vergleich zwischen den einzelnen Ländern zulässt. Diese Vergleichbarkeit ist bei Gegenüberstellung verschiedener Studien aufgrund unterschiedlicher methodischer Vorgehensweise, diverser Annahmen bezüglich ökologischer Kriterien

der Länder sehr unterschiedlich ist, sind trotz der geographischen Nähe große Unterschiede in der Struktur der Biomassepotenziale zu verzeichnen. Den wesentlichsten Einflussfaktor stellt dabei die Landnutzung dar. In Ländern mit hohem Waldanteil wie Slowenien und Österreich stellt forstliche Biomasse den Hauptanteil des Biomassepotenzials dar, während in Ungarn, Deutschland und Polen landwirtschaftliche Ressourcen die größte Bedeutung zukommt. (Es ist zu beachten, dass in [EEA 2006] Sägenebenprodukte und landwirtschaftliche Nebenprodukte in der Kategorie „Abfälle“ enthalten sind.) Generell sind bei den Energiepflanzen-Potenzialen von 2010 bis 2030 die höchsten Zuwächse zu verzeichnen, was im Wesentlichen auf strukturelle Veränderungen im Agrarsektor und zunehmende Hektarerträge zurückzuführen ist.

Im Anhang (Abschnitt 12.2) erfolgt eine Gegenüberstellung der Potenziale nach [EEA 2006] mit den Ergebnissen anderen Potenzialanalysen in der Literatur sowie politischen Zielen für Biomasse. Für Österreich sei hier auf Abschnitt 4 verwiesen. In diesem Kapitel wird die im Rahmen des Projektes durchgeführte detaillierte Potenzialanalyse dargestellt. Eine Gegenüberstellung der Ergebnisse mit [EEA 2006] erfolgt in Abschnitt 4.5.

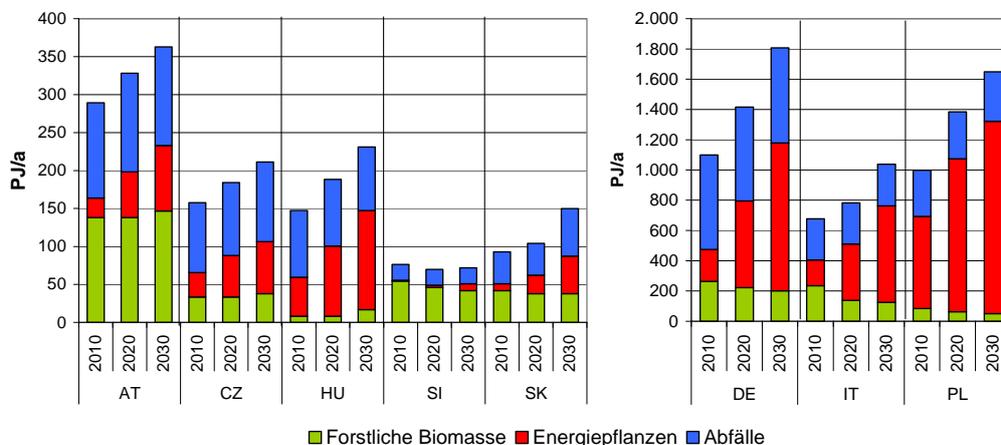


Abbildung 2-17: Biomassepotenziale in Mitteleuropäischen Ländern¹⁹
Quelle: EEA 2006

Hinsichtlich der bestehenden bzw. derzeit in Diskussion befindlichen energiepolitischen Zielsetzungen im Bereich der Erneuerbaren Energieträger (siehe dazu auch Anhang 12.2) kann davon ausgegangen werden, dass es in den nächsten Jahren bzw. Jahrzehnten zu einem deutlichen Anstieg bei der Biomassenutzung und damit der Ausschöpfung der Potenziale kommen wird. Schließlich stellt Biomasse einen wesentlichen (in einigen Ländern sogar den größten) Anteil des derzeit ungenutzten Potenzials erneuerbarer Energie dar.

In Abbildung 2-18 und Abbildung 2-19 sind die historische Entwicklung der Biomassenutzung, die Potenziale nach [EEA 2006] sowie Szenarien der Entwicklungspfade bis 2020 dargestellt. Diese Szenarien stellen Ergebnisse von Green-X-Simulationen [Resch et al. 2008] unter der Annahme der Effizienz-Szenarien nach [Capros et al. 2008] und Erreichung der 20%-Zielsetzungen für Erneuerbare Energie bis 2020 (am Primärenergieverbrauch) dar. Hinsichtlich der derzeitigen Ausschöpfung der Biomassepotenziale bestehen zwischen den betrachteten Ländern signifikante Unterschiede: Länder mit einem verhältnismäßig hohen Ausschöpfungsgrad sind Österreich und – aufgrund der deutlichen Zuwächse in den letzten Jahren – Deutschland und Tschechien. In

etc. meist nicht gegeben. Aus diesem Grund wurden die Ergebnisse der EEA-Studie als Referenz herangezogen.

¹⁹ Die Fraktion „Abfälle“ beinhaltet neben Altholz und biogene Abfälle von Haushalten und Industrie auch Sägenebenprodukte, Ablauge der Papierindustrie und landwirtschaftliche Abfälle wie Pflanzenreste und Gülle.

Italien, Ungarn, der Slowakei und insbesondere Polen wird derzeit nur ein sehr geringer Prozentsatz des Potenzials genutzt.

In den Simulationsrechnungen kommt es bis 2020 in allen Ländern zu deutlichen Zuwächsen. D.h. zur Erreichung der Erneuerbaren-Ziele spielt Biomasse eine entscheidende Rolle. Dazu wird in Ungarn, Slowenien und der Tschechischen Republik eine nahezu vollständige Ausschöpfung der Potenziale erforderlich sein. Auch in Österreich kommt es in den Simulationen zu einer relativ hohen Potenzialausschöpfung. Signifikante ungenutzte Biomassepotenziale bestehen in erster Linie in Polen, Deutschland und der Slowakei. Insbesondere in Deutschland und Polen bestehen längerfristig die größten Nutzungspotenziale in landwirtschaftlicher Biomasse. Ob diese nach [EEA 2006] verfügbaren Potenziale tatsächlich mobilisiert werden können, spielt angesichts der Höhe dieser Potenziale eine entscheidende Rolle für die gesamte Verfügbarkeit von Biomasse-Ressourcen in Mitteleuropa.

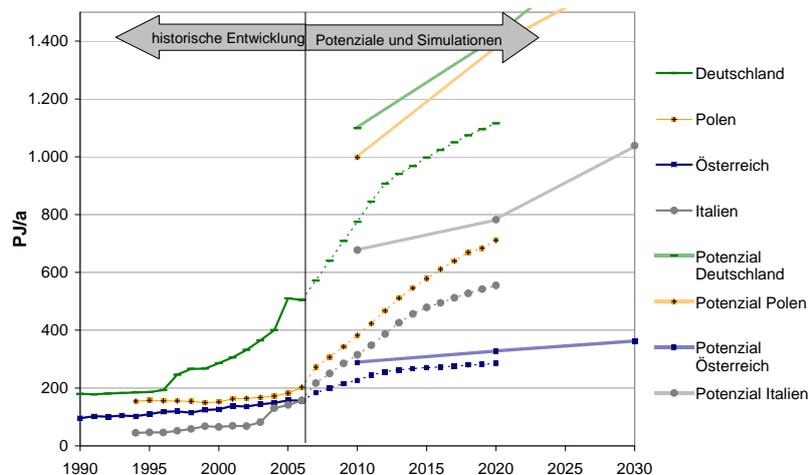


Abbildung 2-18: Historische Entwicklung und Szenarien der Biomassenutzung sowie Potenziale in D, PL, AT und IT (inkl. Abfälle mit hohem biogenen Anteil)
 Quellen: Eurostat 2008, EEA 2006, Resch et al. 2008, EEG/TU Wien

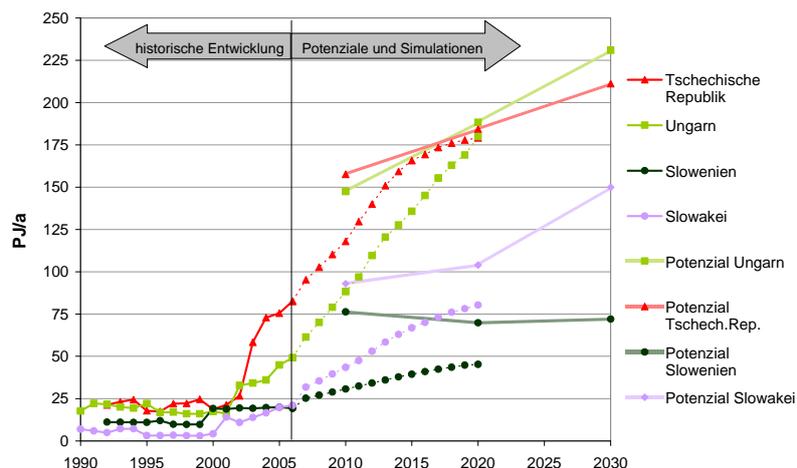


Abbildung 2-19: Historische Entwicklung und Szenarien der Biomassenutzung sowie Potenziale in CZ, HU, SK und SLO (inkl. Abfälle mit hohem biogenen Anteil)
 Quellen: Eurostat 2008, EEA 2006, Resch et al. 2008, EEG/TU Wien

Hinsichtlich der zukünftigen Biomassenutzung bzw. der zukünftigen Verfügbarkeit von Biomasseressourcen in Mitteleuropa lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

- Zur Erfüllung der Zielsetzungen im Bereich der Erneuerbaren Energie spielt Biomasse eine entscheidende Rolle.
- Insbesondere in Ländern, in deren Energieversorgung Bioenergie historisch keine große Bedeutung zugekommen ist (Polen, Ungarn oder Italien), ist mit signifikanten Zuwächsen zu rechnen. Bis 2020 kann in diesen Ländern mit einer Vervielfachung des Biomasseeinsatzes gerechnet werden.
- Wenn es in der Landwirtschaft zu den notwendigen strukturellen Veränderungen kommt, könnte es vor allem in Polen zu einem Überschuss an Biomasseressourcen kommen, d.h. es bestehen in dieser Region Exportpotenziale.

Die Höhe der Biomassepotenziale in Relation zum gesamten Primärenergiebedarf (im Jahr 2030 gemäß dem Effizienzzenario nach [Capros et al. 2008]) ist für die einzelnen Ländern in Abbildung 2-20 veranschaulicht. Zur Abschätzung des tatsächlich realisierbaren Biomasseanteils müssten natürlich weitere Faktoren wie die Struktur des Energiebedarfs, die Mobilisierbarkeit der Potenziale und die damit verbundenen Kosten etc., berücksichtigt werden. Dass die mögliche zukünftige Bedeutung von Bioenergie in den betrachteten Ländern sehr unterschiedlich ist, ist jedoch bereits anhand dieser einfachen Gegenüberstellung ersichtlich.

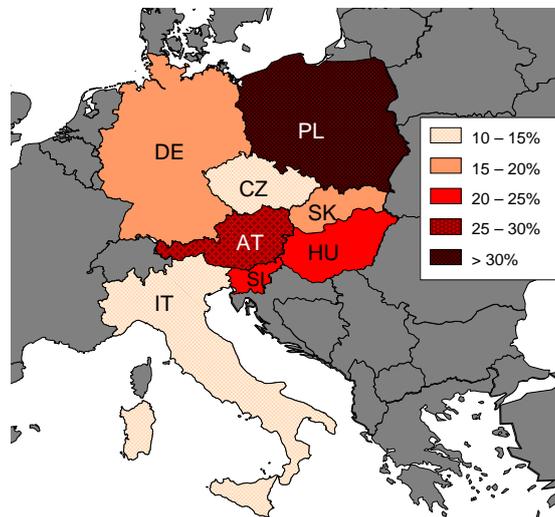


Abbildung 2-20: Verhältnis des Biomassepotenzials für 2030 nach [EEA 2006] zum gesamten Primärenergiebedarf (Effizienzzenario für 2030 nach [Capros et al. 2008])

2.2.2 Fallbeispiele für Strukturen von Bioenergie-Sektoren in anderen Ländern

Dieser Abschnitt enthält die Darstellung zweier unterschiedlicher Fallbeispiele der Bioenergie-Nutzung. Zuerst für Deutschland und anschließend für Finnland werden historische Entwicklung, Szenarien und politische Zielsetzungen sowie Storylines der Bioenergie umrissen.

2.2.2.1. Fallbeispiel 1: Deutschland

Die erneuerbaren Energieträger erleben in Deutschland seit dem Beginn der 90er Jahre eine sehr dynamische Entwicklung. Dies ist insbesondere in den Bereichen der Strom- und Kraftstoffbereitstellung der Fall. Aber auch die Wärmeproduktion, die seit jeher durch die starke Holznutzung einen nennenswerten Anteil am Wärmeverbrauch aufweist, hat in den letzten Jahren eine deutliche Zunahme zu verzeichnen. Seit dem Jahr 2000 hat sich der Anteil von erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch von 2,6 auf 6,7 % (2007) erhöht [BMU 2008]. Biomasse leistet in allen drei Bereichen, der Strom-, Wärme- und

Kraftstoffbereitstellung, einen bedeutenden Beitrag und stellt daher den wichtigsten erneuerbaren Energieträger in Deutschland dar.

Die energetische Nutzung von Biomasse (inkl. biogener Anteil des Abfalls) zur Stromerzeugung hat seit dem Jahr 1990 bis zum Jahr 2006 von 1.422 GWh auf 23.800 GWh zugenommen. Dabei ist vor allem seit dem Jahr 2000 eine deutliche Steigerung der jährlichen Zuwachsrate zu erkennen. 2007 trägt Biomasse damit zu rund 2,8 % des Bruttostromverbrauchs in Deutschland bei. Unter den erneuerbaren Energieträgern, die insgesamt zu rund 14,2 % zum Bruttostromverbrauchs im Jahr 2007 beitragen, stellt Biomasse nach der Windkraft den wichtigsten Energieträger dar [BMU 2008].

Im Gegensatz dazu erweist sich Biomasse für die Bereitstellung von Wärme mit Abstand als die wichtigste erneuerbare Energiequelle. Im Jahr 2007 werden mit 90.200 GWh rund 6,0 % des Endenergieverbrauchs an Wärme aus erneuerbaren Energien gedeckt. Davon macht die Biomasse mit 84.200 GWh etwa 93,3 % aus. Im Gegensatz zur Stromproduktion stellt sich die Entwicklung der Zuwachsraten bei der Wärmebereitstellung nicht ganz so dynamisch dar. Seit 1997 hat sich die Wärmebereitstellung aus Biomasse allerdings um rund 75 % erhöht.

Für die Kraftstoffbereitstellung sind derzeit neben der Biomassenutzung keine alternativen Bereitstellungsverfahren aus erneuerbaren Energien von Bedeutung. Seit dem Jahr 1991 mit 2 GWh hat die Kraftstoffproduktion bis zum Jahr 2007 mit 44.400 GWh stark zugenommen. Damit wurden in diesem Jahr 6,9 % des Kraftstoffverbrauchs aus Biokraftstoffen gedeckt. Der Großteil davon (rund 74,1 %) entfiel auf den Verbrauch an Biodiesel. Rund 17,8 % entfielen auf die Nutzung von Pflanzenöl und rund 7,8 % auf die Nutzung von Bioethanol.

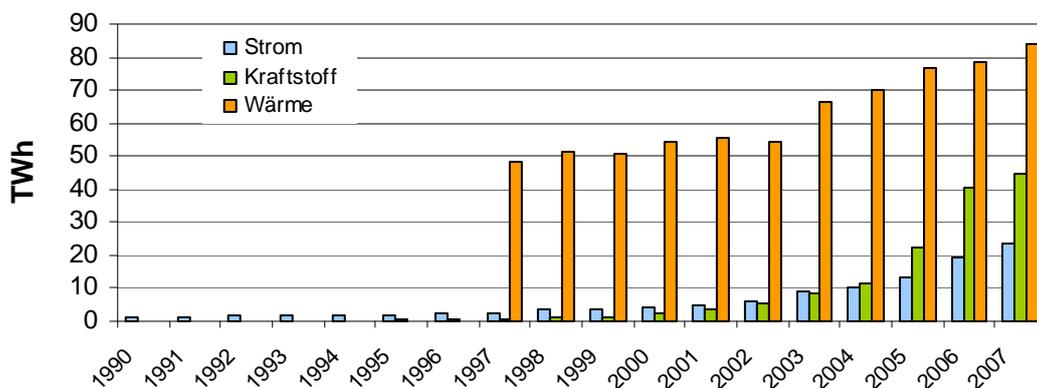


Abbildung 2-21: Entwicklung der Endenergiebereitstellung aus Biomasse in Deutschland unterteilt nach den Endenergieträgern Strom, Wärme und Kraftstoffe.

Quellen: BMU 2007, BMU 2008

Entwicklung der Anlagenzahlen:

Die Zahl der Biomasse(heiz)kraftwerke hat sich seit 1999 mit etwa 50 Anlagen bis zum Jahr 2006 mit etwa 160 Anlagen mehr als verdreifacht [FNR 2007a]. Dabei wird deutlich, dass besonders die Zahl der Kraftwerke mit einer Leistung von 5 MW_{el} oder größer zugenommen hat. Die Anlagen mit einer kleineren Leistung haben sich demgegenüber nicht so dynamisch entwickelt.

Holzartige Biomasse wird zur ausschließlichen Wärmebereitstellung zumeist in kleineren Anlagen genutzt [FNR 2007a]. Die Zahl der Pelletkessel in Deutschland ist seit dem Jahr 1999 mit rund 800 Stück bis zum Jahr 2007 mit geschätzten 83.000 Anlagen rapide angestiegen [DEPV 2008a, BMU 2008]. Dies ist auf die steigenden Preise für die fossilen

Energieträger Heizöl und Erdgas, auf die Förderung der Biomasseanlagen durch das Marktanreizprogramm (MAP), die ausgereifte und relativ komfortable Anlagentechnik aber auch auf das wachsende Bewusstsein der Endverbraucher gegenüber der Nutzung erneuerbarer Energieträger zurückzuführen.

Analog zu der zunehmenden Installation von Pelletkesseln hat sich auch die Produktionskapazität für Biomassepellets in den letzten Jahren rasant erhöht. Ende des Jahres 2006 waren 31 Pelletproduktionsanlagen in Betrieb. Dazu kamen weitere 31 geplante oder sich bereits im Bau befindliche Anlagen. Im Jahr 2005 waren lediglich 28 Anlagen [FNR 2007a] in Betrieb.

Ähnlich dynamisch wie die Pelletanlagen hat sich die Produktionskapazität für Biodiesel in Deutschland entwickelt. Seit dem Jahr 2000 hat sich die Produktionskapazität bis zum Jahr 2007 mit geschätzten rund 5.000.000 t mehr als verzehnfacht [Ufop 2007]. Die Produktionskapazität für Bioethanol aus zucker- und stärkehaltigen Rohstoffen wird ebenfalls deutlich ausgebaut. Diese Entwicklung im Bereich der flüssigen Kraftstoffe lässt sich auf die bis zum 31.07.2006 geltende Steuerbefreiung für Biokraftstoffe und die im gleichen Jahr eingeführte Beimischungspflicht für Diesel- und Ottokraftstoffe zurückführen. Gasförmige Biokraftstoffe spielen derzeit noch eine untergeordnete Rolle.

Die Anzahl der Biogasanlagen in Deutschland hat sich ebenfalls sehr dynamisch entwickelt. Die Anlagenzahl im Jahr 2007 beträgt rund 3.700 [Fachverband Biogas 2007]. Im Jahr 1999 waren dies noch rund 850. Der Zubau neuer Anlagen im Jahr 2007 ist im Vergleich zum Vorjahr deutlich gesunken. Wurden im Jahr 2006 noch rund 800 Anlagen zugebaut, so waren es im Jahr 2007 nur noch rund 200. Biogas wird zumeist dezentral am Ort der Produktion in BHKWs genutzt. Allerdings sind die Wärmenutzungsgrade zumeist relativ gering. Die Nutzung der Abwärme beschränkt sich zumeist auf die Beheizung des Fermenters zur Aufrechterhaltung der Prozesstemperatur und in wenigen Fällen zur Beheizung von Wirtschafts- und Wohngebäuden. Die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas als Erdgasersatz nimmt auf einem geringen Niveau stetig zu [FNR 2007a] und wird auch in Fachkreisen zunehmend diskutiert.

Zukünftige Perspektiven der Biomasse-Nutzung in Deutschland:

Ziele der EU zur Nutzung erneuerbarer Energien sind bereits seit 2001 mit der Richtlinie für Strom (Richtlinie 2001/77/EG) und seit 2003 mit der EG-Richtlinie (2003/30/EG) für Kraftstoffe, die auf die Vorgaben im Weißbuch von 1997 aufbauen, festgelegt. Für die Wärmebereitstellung werden auf der Ebene der EU keine Ziele genannt, ebenso wie für die Anteile der energetischen Nutzung von Biomasse zur Erreichung der genannten Ziele. Jedoch werden im europäischen Biomasseaktionsplan [EC 2005], vor dem Hintergrund der in den Richtlinien festgelegten Zielsetzungen, Maßnahmen zur Förderung der energetischen Nutzung von Biomasse dargestellt. Diese umfassen wirtschaftlichen Anreize, den Abbau von Hindernissen und die Entwicklung der Forschung und des Marktes.

Für die BRD werden derzeit im Rahmen des integrierten Energie- und Klimaprogramms der Bundesregierung [Bundesregierung 2007] sowohl Richtwerte für Strom und Kraftstoffe als auch Wärme aus erneuerbaren Energien definiert. Wie auf der Ebene der EU werden dabei auch hier keine Ziele für die Anteile der Biomasse genannt. Einzelne Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg [BW 2007] legen dagegen konkrete Ziele für die Nutzung von Biomasse bis 2020 für die Strom- und Wärmenutzung fest.

Im Hinblick auf die Bereitstellung von Kraftstoff, Strom und Wärme können folgende Zielsetzungen auf der Ebene der EU und der Bundesebene zusammengefasst werden:

Die Anteile der Biokraftstoffe am Aufkommen von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen nach EG-Richtlinie (2003/30/EG) sollen sich in der EU auf 5,75 % bis zum Jahr 2010 und 10 % bis zum Jahr 2020 belaufen. Die Erreichung der Zielsetzung wird durch die teilweise Steuerbefreiung der reinen Biokraftstoffe und durch die Beimischungsquote für Otto- und

Dieselmotoren von 3,6 % bzw. 4,4 % (8 % Gesamtanteil) bis 2015 in Deutschland gefördert. Über eine Erhöhung der Beimischungsquoten wird derzeit diskutiert. Neue Ziele für das Jahr 2020 werden in den Eckpunkten des neuen integrierten Energie- und Klimaprogramms der Bundesregierung mit 17 % (energetisch) für Biokraftstoffe festgeschrieben [Bundesregierung 2007].

Für erneuerbaren Strom in Deutschland wird nach EU-Richtlinie ein Anteil von 12,5 % bis 2010 und 25 % bis 30 % für das Jahr 2020 (nach Entwurf für das neue EEG) angestrebt. Die Förderung erfolgt durch das EEG. Es werden keine expliziten Ziele für die Anteile der Biomassenutzung genannt.

Das neue integrierte Klimaprogramm der Bundesregierung sieht einen Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung von 14 % für das Jahr 2020 vor. Die Förderung wird vordringlich durch das Marktanzreizprogramm (MAP) realisiert. Wie bei der Kraftstoff- und Strombereitstellung werden keine expliziten Ziele für die Biomassenutzung festgeschrieben.

Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz soll laut dem Klima-Paket der Bundesregierung erleichtert werden (Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm). Dies wird in den Zukunftsprojektionen berücksichtigt.

Die folgende Abbildung zeigt für die politischen Ziele im Jahr 2020 einen deutlichen Importbedarf an biogenen Ressourcen. Dies steht im Gegensatz zu dem Szenario für Deutschland in Abbildung 2-18. Der Grund dafür ist, dass die politischen Ziele von den Green-X-Modellsimulationen in [Resch et al. 2008] abweichen. Im ersten Fall liegt eine bestimmte ambitionierte politische Zielvorstellung zugrunde, die unter Umständen auch von gewissen Import-Möglichkeiten ausgeht. Im zweiten Fall ist die Basis für die Modellsimulationen ein gesamtes Ziel von 20% erneuerbarer Energie bis 2020 sowie ein Effizienz-Szenario des Energieverbrauchs nach [Capros et al. 2008]. Darüber hinaus erfolgt die Simulation des Ausbaus erneuerbarer Energie im Modell Green-X unter Berücksichtigung der verfügbaren Biomasse-Potenziale.

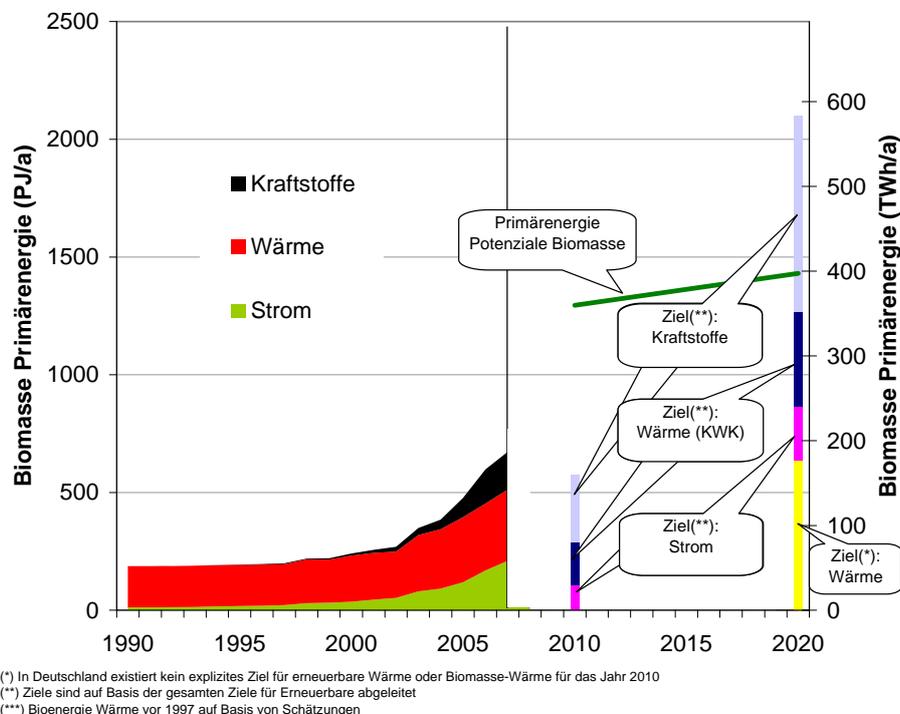


Abbildung 2-22: Historische Entwicklung, Potenzial und derzeit diskutierte politische Ziele für Bioenergie in Deutschland
 Quelle: BMU 2007, BMU 2008, Bundesregierung 2007

Analog wie für Österreich (Kapitel 2.1.5), Finnland (Kapitel 2.2.2.2) und die EU (Kapitel 2.2.3) erfolgt hier auch für Deutschland eine Beschreibung von Storylines, die prinzipielle Konzepte der künftigen Entwicklung darstellen. Zusammenfassende Schlussfolgerungen dazu werden in Abschnitt (2.2.3) skizziert.

Das Bundesministerium für Umwelt [BMU 2004] nimmt im Hinblick auf wichtige Rahmenbedingungen der energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Deutschland in Abstimmung mit Untersuchungen der Enquete-Kommission und des Umweltbundesamtes (UBA) an, dass zum einen die Nachfrage nach Wärme und Kraftstoffen zurückgeht und zum anderen die Nachfrage nach Elektrizität bis zum Jahr 2050 leicht ansteigt. Dies wird u. a. mit dem Bevölkerungsrückgang, der Zunahme der Energieeffizienz und des technischen Fortschrittes begründet. Diese Annahmen scheinen sinnvoll und nachvollziehbar. Daher werden auch bei den hier angestellten Überlegungen zu möglichen Szenarien derartige Annahmen als Rahmenannahmen zugrunde gelegt.

Ausgehend von der oben dargestellten derzeitigen Situation der Biomassenutzung in Deutschland, in der die Wärmebereitstellung vor der Kraftstoff- und der Strombereitstellung den höchsten Beiträge zum Endenergieverbrauch liefert, können in Anlehnung an [BMU 2004] und auf der Grundlage der Zielsetzungen und der Rahmenbedingungen folgende Storylines für die Biomassenutzung in Deutschland bis zum Jahr 2050 hergeleitet werden:

Storyline A: Verstärkte und effizientere KWK-Nutzung, Abkehr von der Kraftstoffproduktion:

Die Nutzung von Biomasse konzentriert sich auf die Konversion von Festbrennstoffen (Holz, Stroh, Energieganzpflanzen) mittels konventioneller Technologien zur Bereitstellung von Wärme oder Wärme und Strom in KWK wie Heizwerken, Pelletkesseln, Dampfturbinen oder ORC-Anlagen. Dabei wird vor allem auf die verstärkte Umsetzung von KWK-Konzepten und zur weiteren Effizienzsteigerung auch auf KWKK-Ansätze, in denen die Überschusswärme zur Kältebereitstellung und Klimatisierung verwendet wird, gesetzt. Mittelfristig kommen auch Vergasungsanlagen mit motorischer Nutzung oder kleinere Gasturbinen zum Einsatz. Längerfristig dringt auch die Brennstoffzellentechnologie weiter in den Markt vor. Die reine Stromproduktion im Kondensationsbetrieb verbleibt auf einem geringen Niveau weit hinter der Entwicklung der Wärmebereitstellung und KWK-Nutzung. Die Biogasnutzung stellt weiterhin einen wichtigen Baustein für die Bereitstellung von Strom und Wärme und verstärkt auch zur Bereitstellung von Erdgasersatz dar. Die Produktion von Biokraftstoffen wird trotz der politischen Zielsetzungen aufgrund der vergleichsweise ineffizienten Nutzung der Biomasse- und Flächenpotenziale kontinuierlich und deutlich reduziert.

Die vorwiegende Nutzung von Festbrennstoffen führt zu einer fast vollständigen Nutzung der Reststoffpotenziale wie z. B. Altholz, Industrierestholz und Waldrestholz und Stroh. Auf der landwirtschaftlichen Fläche werden verstärkt schnellwachsende Baumarten kultiviert. Neben KUP werden auch andere mehrjährige Kulturen wie z. B. Miscanthus genutzt. Die Ganzpflanzennutzung von Getreide und Mais hat vor dem Hintergrund der Biogasnutzung weiterhin einen bedeutenden Stellenwert.

Die durchschnittliche Anlagengröße von Heizwerken und KWK-Anlagen befindet sich im mittleren Leistungsbereich z. B. zwischen 3 und 20 MW_{el} und weist damit eher einen dezentralen Versorgungscharakter auf.

Storyline B: Vorrangige Kraftstoffproduktion

Die Nutzung von Biomasse konzentriert sich auf die Bereitstellung von flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen, da die Substitution von fossilen Kraftstoffen derzeit und in naher Zukunft nur über biogene Kraftstoffe realisiert werden kann. Die vorgegebenen nationalen Ziele der Bundesregierung bis 2020 werden übererfüllt und die Nutzung entwickelt sich weiterhin bis 2050 deutlich darüber hinaus. Die Konversionstechnologien der Kraftstoffproduktion bleiben kurzfristig ähnlich wie heute, mit einem deutlichen Schwerpunkt

auf der Bereitstellung von flüssigen Kraftstoffen. Mittelfristig kommen allerdings auch die Bereitstellung gasförmiger Kraftstoffe aus Biogas und Produktgas aus der Vergasung und synthetische Biokraftstoffe (BTL) zum Zug. Daneben wird die Nutzung von Wasserstoff bis 2050 eine zunehmend wichtigere Rolle einnehmen. Die Verfahren zur Produktion von Ethanol aus lignocellulosehaltiger Biomasse werden weiterentwickelt und kommen verstärkt zum Einsatz. Biomasse wird weiterhin auch in der Wärme- und Stromproduktion als Rohstoff eingesetzt. Die Zuwachsraten fallen in diesen Bereichen aufgrund der Konzentration auf die Kraftstoffbereitstellung geringer aus. Die Ziele für die Stromproduktion werden durch den Ausbau von Offshore-Windkraftanlagen und Wärme durch die verstärkte Nutzung von Geo- und Solarthermie erreicht.

Die Rohstoffbasis besteht dabei sowohl aus konventionellen Energiepflanzen wie Raps, Sonnenblumen, Zuckerrübe, Getreide und Mais als auch aus Holz und Stroh als Reststoffe der Forst- und Landwirtschaft. Darüber hinaus wird auch hier in zunehmendem Maße auf den Anbau von KUP gesetzt.

Die durchschnittliche Anlagengröße bei der Kraftstoffbereitstellung ist im mittleren bis großen Leistungsbereich zu vermuten. Daher weist die Energiebereitstellung bei einer Konzentration auf die Biokraftstoffe eher eine zentrale Versorgungsstruktur auf.

Storyline C: Erreichung der Zielvorgaben bis 2020 und moderate Weiterentwicklung bis 2050 (BAU)

Die Zielvorgaben der EU und der Bundesregierung für die Wärme-, Strom- und Kraftstoffbereitstellung bis 2020 werden voll erfüllt und sogar übererfüllt. Die energetische Nutzung von Biomasse in Deutschland nimmt bis 2050 weiterhin kontinuierlich aber etwas gemäßiger zu. Durch Effizienzsteigerungen zur Verringerung des Endenergieverbrauchs (z. B. Gebäudedämmung, effizientere Antriebstechnologie) und durch vermehrte Nutzung von Bioenergieträgern steigt der Anteil der Bioenergie am Endenergieverbrauch kontinuierlich an. Es wird in allen drei Bereichen, der Wärme-, Strom- und Kraftstoffbereitstellung, ein deutlicher Zuwachs zu verzeichnen sein. Neue Konversionsverfahren wie die Vergasung, die BTL-Produktion oder die Bereitstellung von Ethanol aus Lignocellulose werden bis zur Marktreife entwickelt und verstärkt genutzt. Technologien wie der Stirlingmotor und die Mikrogasturbine finden in Nischenanwendungen einen Platz und spielen eine untergeordnete Rolle im Technologiemix. Dagegen wird die Brennstoffzelle auf Basis von biogenen Brennstoffen eine zunehmend größere Verbreitung erfahren.

Sowohl die Reststoffnutzung als auch die Nutzung von Biomasse aus der Forst- und Landwirtschaft wird intensiviert. Die durchschnittliche Anlagengröße im Bereich der Wärme- und Strombereitstellung bewegt sich im kleinen bis mittleren und für die Kraftstoffproduktion im mittleren bis großen Leistungsbereich.

Im Abbildung 2-23 wird die Produktion verschiedener Produkte sowie die Rohstoffbasis in jeder Storyline abgeschätzt und zusammengefasst grafisch dargestellt.

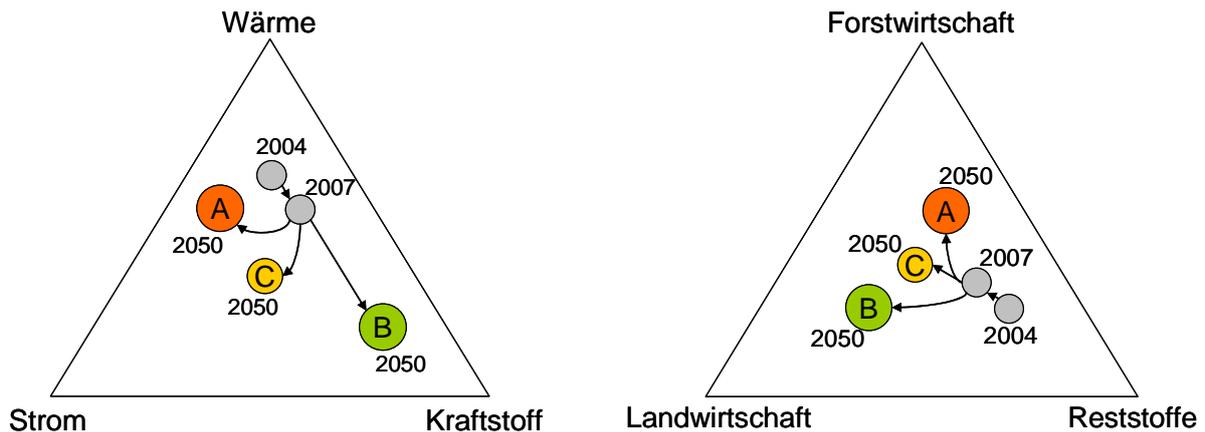


Abbildung 2-23: Qualitative Visualisierung von Bioenergie-Storylines für Deutschland

2.2.2.2. Fallbeispiel 2: Finnland

Zu Beginn war die Geschichte der Finnischen Biomasse-Verwendung dieselbe wie in den meisten anderen Ländern: Holz wurde in kleinen Öfen zur Raumwärmebereitstellung in Haushalten eingesetzt, während die energetische Nutzung in der Industrie die Ausnahme darstellte. Die Erzeugung von Teer für die Schifffahrt-Industrie war damals die größte industrielle Biomasse-Anwendung. Nach dem 2. Weltkrieg kam es jedoch zu strukturellen Veränderungen. Die Finnische Papier-Industrie wurde sehr stark und effizient, nicht zuletzt aufgrund der Rückzahlung von Kriegsschulden. Schon in dieser Zeit wurde ein zunehmender Anteil der Energie, die für die Papiermühlen benötigt wurde, aus den lokal verfügbaren Abfällen aus dem Haupt-Prozess eingesetzt. „Rinden-Kessel“, wie sie immer noch genannt werden, wurden zur Produktion von Strom und Wärme in der Industrie errichtet. Darüber hinaus wurde die Rückgewinnung von wertvollen Chemikalien aus den Prozessen der Papiermühlen ein essentieller Teil des Geschäfts: der „kraft recovery“ Kessel wurde entwickelt. Diese Kessel werden heute immer noch mit Ablauge betrieben und leisten so einen Beitrag zu etwa 50% des Finnischen Bioenergie-Anteils.

Der nächste Schritt war, die überschüssige Abwärme in nahe stehenden Gebäuden sowie Fernwärmesystemen zu nutzen. Bald wurden ähnliche derartige Systeme in der Nähe der größten Städte errichtet und die Kessel wurden vor allem mit lokal verfügbaren Brennstoffen betrieben: Biomasse und Torf. Zusätzlich wurden auch Nebenprodukte und Abfälle aus Holz energetisch genutzt (siehe Abbildung 2-24).

Heute wird etwa jedes zweite Gebäude mit Fernwärme beheizt und insbesondere im Landesinneren sind die eingesetzten Brennstoffe immer noch vorwiegend unterschiedliche Biomasse-Fraktionen. Sowohl Anzahl als auch Kapazitäten von Biomasse KWK-Anlagen in Finnland sind im vergangenen Jahrzehnt stark angestiegen.

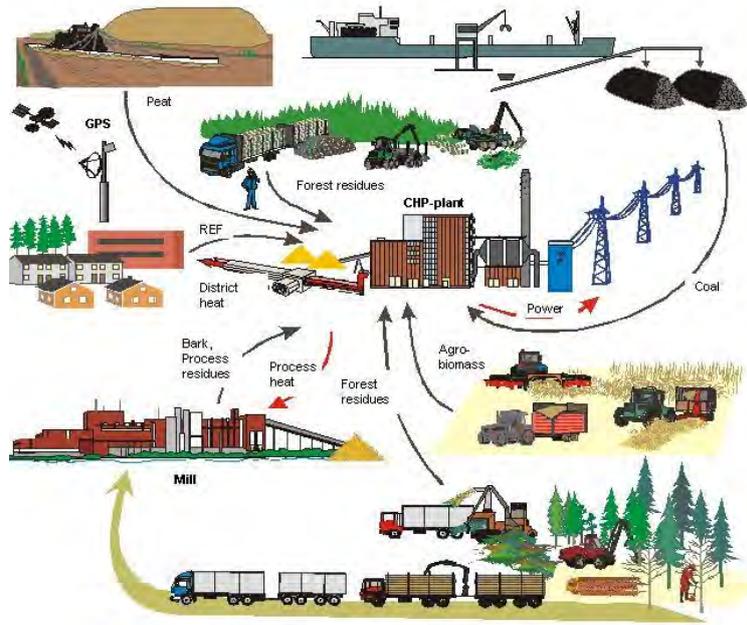


Abbildung 2-24: Brennstoffe für Biomasse-KWK-Anlagen in Finnland
Quelle: Eija Alakangas, VTT

Phase des Umbruchs

Obwohl die Biomasse-Nutzung für Strom und Wärme in Finnland immer noch eine bedeutende Rolle im Energiesystem spielt, beginnt derzeit eine neuerliche Phase des Umbruchs. Es existiert ein hoher Bedarf, die Biomasse von der Strom- und Wärme-Produktion auf unterschiedliche flüssige Kraftstoffe sowie auch die chemische Industrie auszudehnen: Bio Raffinerien werden an mehreren Standorten geplant. Es existieren durchaus verschiedene Ansichten und Meinungen darüber, wie diese geplant und errichtet werden sollten, was die geeignetsten Rohstoffe sind, welche Technologien die zukunftsfähigsten sind und welche Endprodukte erzeugt werden sollten. Abbildung 2-25 zeigt beispielhaft das Konzept einer Holz-Bioraffinerie.

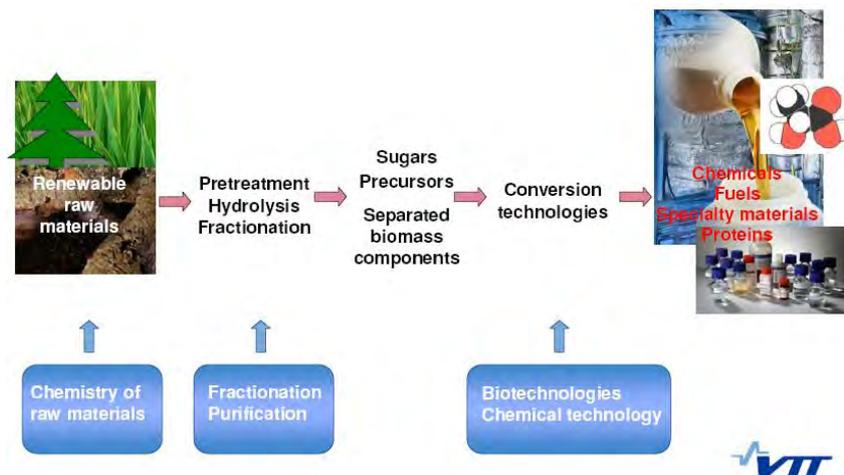


Abbildung 2-25: Das Konzept einer Holz-Bioraffinerie
Quelle: Nakari-Setälä (2006)

Allerdings kann das Konzept der Bioraffinerie auch noch durch die Einführung von „fuel terminals“ erweitert werden: dort werden unterschiedliche Biomasse-Fractionen gesammelt, aufbereitete, gelagert und eingesetzt. Ein Beispiel für ein derartiges Konzept befindet sich derzeit in der Stadt Varkaus in Planung (siehe Abbildung 2-26).

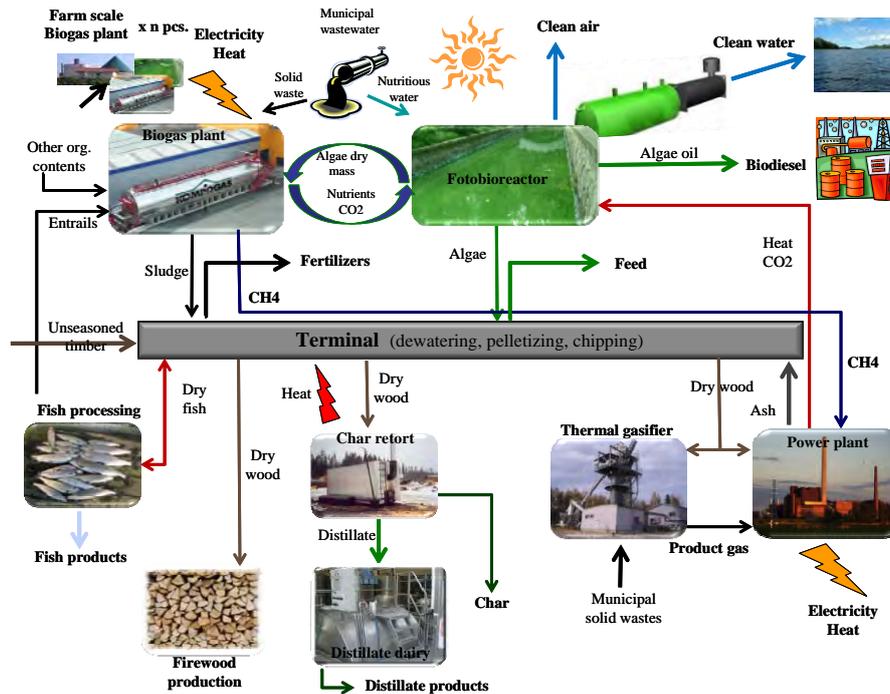


Abbildung 2-26: Das Varkaus Biomasse Terminal: auch eine Bioraffinerie
Quelle: Bioste Oy

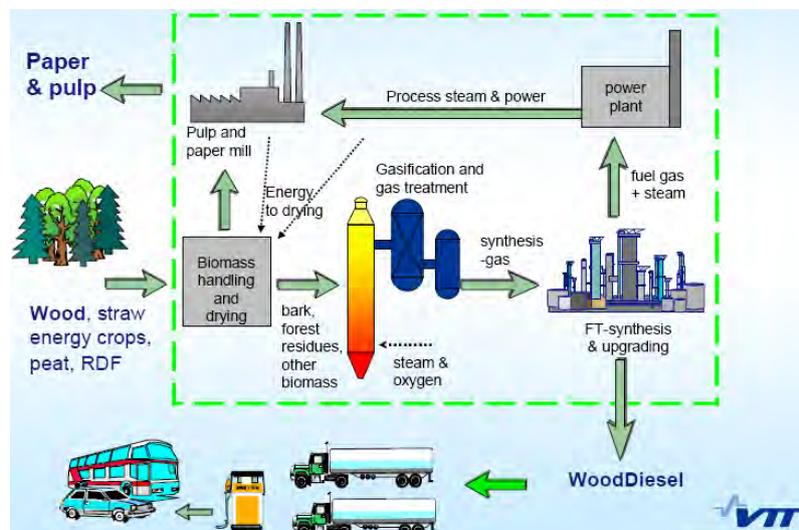


Abbildung 2-27: Neste Oil und Stora Enso Biodiesel-Produktion derzeit in Bau in Varkaus, Finnland
Quelle: VTT

Einige Finnische Unternehmen haben begonnen, konkrete Vorbereitungen für die Produktion von Biodiesel der 2. Generation in sehr großem Maßstab zu treffen. Die Neste Oil NextBTL Anlage in Provo ist das erste Beispiel der Biomasse-Nutzung für die Erzeugung von Biodiesel. Tatsächlich ist diese Anlage noch ein Zwischenstadium zwischen erster und zweiter Generation, da Pflanzenöl als Ausgangsmaterial eingesetzt wird. Allerdings wurde der nächste Schritt bereits gesetzt und das Unternehmen bereitet nun gemeinsam mit Stora Enso und VTT den Bau einer echten 2. Generation Biodiesel Anlage in Varkaus vor. Die Anlage wird in eine Papier- und Zellstoffproduktion integriert sein, was eine hohe Gesamt-Effizienz ermöglicht, da alle Nebenprodukte und auch Abwärme innerhalb der Papiermühle genutzt werden können (siehe Abbildung 2-27).

Bioethanol in Finnland

Allerdings wäre das Bild noch nicht vollständig, ohne Bioethanol zu erwähnen. Bereits in der Vergangenheit wurde in Finnischen Papiermühlen Bioethanol und Methanol als Nebenprodukt erzeugt, allerdings wurden diese Produktionen aufgrund des fehlenden Marktes wieder eingestellt. Erst seit kurzem besteht erst wieder eine Nachfrage nach Bioethanol. Ein finnisches Unternehmen hat daher nun begonnen, aus Abfällen der Nahrungsmittelproduktion Bioethanol zu produzieren und hat diese Technologie auch als Patent angemeldet. Die erste Raffinerie in Hamina begann bereits mit der Produktion. Der Prozess ist ein fortgeschrittener Fermentations-Prozess und wurde bereit mit anderen biogenen Abfällen mit großem Erfolg erprobt.

Zukünftige Perspektiven der Biomasse-Nutzung in Finnland

Die folgende Abbildung zeigt historische Entwicklung, Potenziale und Ziele für 2010 und 2020 für die Nutzung von Biomasse und Torf in Finnland. Es zeigt sich, dass bereits derzeit ein hoher Anteil der verfügbaren Potenziale genutzt wird, und dass das Ziel für 2010 nur bei nahezu vollständiger Ausschöpfung der Potenziale, und jenes für 2020 nur mit zusätzlichen Importen von biogenen Rohstoffen erreichbar ist.

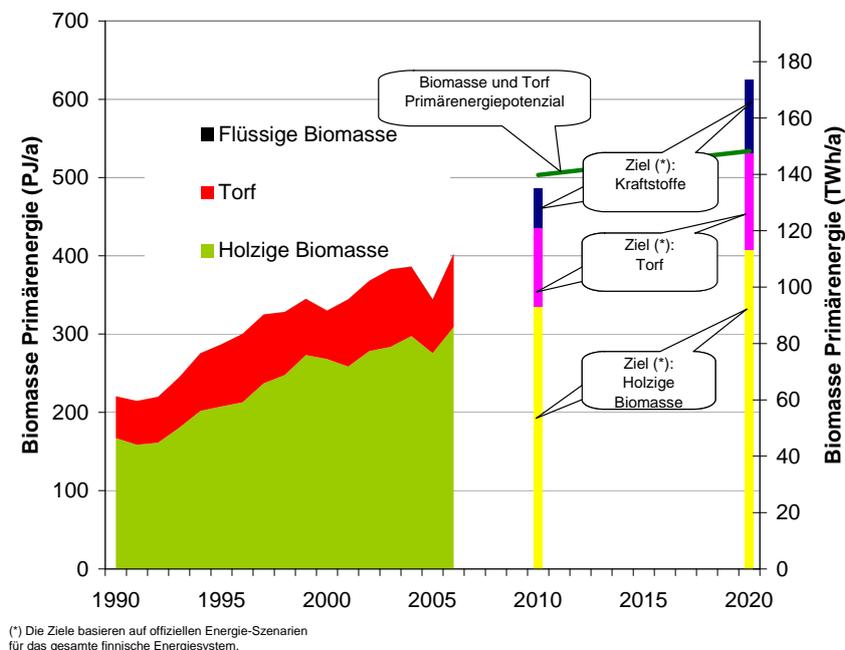


Abbildung 2-28: Historische Entwicklung, Potenzial und derzeit diskutierte Ziele für Bioenergie in Finnland

Quelle: Lehtilä et al. 2007, EEG/TU Wien

Analog wie für Österreich (Kapitel 2.1.5), Deutschland (Kapitel 2.2.2.12.2.3) und die EU (Kapitel 2.2.3) erfolgt hier auch für Finnland eine Beschreibung von Storylines, die prinzipielle Konzepte der künftigen Entwicklung darstellen. Zusammenfassende Schlussfolgerungen dazu werden in Abschnitt (2.2.3) skizziert.

Drei unterschiedliche Storylines wurden für das finnische Bioenergie-System definiert: erstens „Business-as-usual“, zweitens „Reform der Holz verarbeitenden Industrie“ und drittens „Bioraffinerien“. Der primäre Unterschied zwischen diesen Storylines liegt in der Rolle der Holz verarbeitenden Industrie. In der ersten Storyline, die Industrie bleibt der führende Nutzer von Biomasse, so wie dies auch heute der Fall ist (business-as-usual). Die zweite Storyline geht von einem umfassenden Umbruch und einer Reform der Holz verarbeitenden Industrie aus, insbesondere in der Zellstoff- und Papierindustrie. Dadurch

würde sich die Rolle der Ablauge drastisch verändern: statt den biogenen Rohstoff über Ablauge in Strom und Wärme umzuwandeln, wurde mittels Vergasung Biodiesel und Ethanol erzeugt werden. Die dritte Storyline beinhaltet die Einführung von großen Biomasse-Terminals und einer Produktion von flüssigen biogenen Kraftstoffen und Chemikalien in Biomasse-basierten Raffinerien im großen Stil.

Storyline A: „Business as usual“

Der größte Anwender von Biomasse ist in Finnland die Holz verarbeitende Industrie. Es kommen beinahe 90% der Bioenergie aus den Papiermühlen sowie der Sägeindustrie. Die wichtigste Fraktion ist Ablauge aus der Zellstoffherstellung, die mehr als 50% der gesamten Holz-basierten Energie darstellt. Der übrige Anteil stammt aus Koppelprodukten aus anderer Produktion sowie aus Wäldern und beinhaltet Rinde, Sägenebenprodukte und Hackgut aus Durchforstung. Einige finnische KWK-Anlagen verwenden auch Hackgut, Pellets und Baumstümpfe. Der Einsatz landwirtschaftlicher Biomasse-Produkte ist selten aber wird etwas mehr an Bedeutung gewinnen, sobald Landwirte mit der Produktion verschiedener Energiepflanzen beginnen, wie beispielsweise Energiegräser. Diese Storyline umfasst auch eine steigende Anzahl von Biomasse-KWK-Einheiten im mittleren Leistungsbereich.

Storyline B: „Reform der Holz verarbeitenden Industrie“

Papier- und Zellstoffproduktion ist ein sehr dominanter Sektor im Rahmen der Holz verarbeitenden Industrie. Allerdings wurden bereits einige dieser Papiermühlen aus unterschiedlichen Gründen geschlossen. Einer der Hauptgründe sind die hohen Zölle auf die Holz-Importe aus Russland. Es käme also zu einer Reduktion der Papier-Produktion, einer Abnahme der Papier-Exporte und damit auch frei werdenden Biomasse-Potenzialen im Inland. Aus diesem Grund kommt es in dieser Storyline zu einem Wechsel in der Rolle der Papier- und Zellstoffindustrie. Statt der Ablauge wird Biomasse mittels Vergasung in unterschiedliche Chemikalien umgewandelt. Eines der wichtigsten dieser Produkte ist Diesel aus Holz (und Torf), der in großen Einheiten (> 250 MW Brennstoffeinsatz) erzeugt wird. Diese Einheiten werden in existierende Industriegebiete integriert, um so eine effiziente und möglichst vollständige Abwärmenutzung zu ermöglichen (siehe auch Abbildung 2-27).

Storyline C: „Bioraffinerien“

Die Storyline „Bioraffinerie“ fokussiert auf Biomasse-Terminals: Anlagen, die im großen Stil Biomasse sammeln, aufbereiten, lagern und in verschiedene Chemikalien, Rohstoffe, Sekundärenergieträger etc. weiterverarbeiten (siehe auch Abbildung 2-26). Es wird derzeit geschätzt, dass in etwa elf derartige Anlagen in Finnland errichtet werden könnten, ohne zu Konkurrenz bezüglich der Biomasse-Aufbringung zu führen. Die Hauptprodukte aus diesen Bioraffinerien wären feste und flüssige biogene Brenn- und Kraftstoffe sowie unterschiedlichste Chemikalien.

Im Folgenden wird der Anteil der verschiedenen Bioenergie-Produkte Wärme, Strom und Kraftstoffe in jeder Storyline abgeschätzt und zusammengefasst grafisch dargestellt (vgl. Abbildung 2-23). Die Abbildung zeigt den jetzigen Startpunkt der Entwicklung sowie die Entwicklungen in den Storylines. Der hauptsächliche Unterschied zeigt sich in der Frage in welchem Ausmaß die Verschiebung von Strom und Wärme zu Kraftstoffen auftritt. Die zusätzliche Dimension nicht-energetischer Produkte in Storyline C (Bioraffinerien) ist in dieser Abbildung nicht dargestellt.

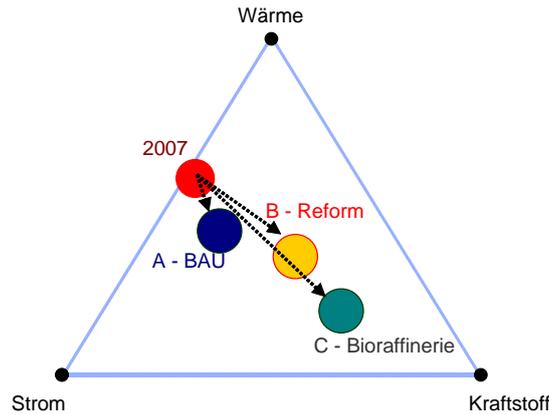


Abbildung 2-29: Qualitative Visualisierung Finnischer Bioenergie-Storylines

2.2.3 EU

Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über den Stand der Biomasse-Nutzung in den Ländern der EU-25 [AEBIOM 2007 bzw. Eurostat 2008], den Biomasse-Potenzialen [EEA 2006] sowie den Zielen, die im Biomasse-Aktionsplan, in den 2020-Zielen der RES-Roadmap sowie dem Vorschlag für eine Erneuerbaren-Direktive formuliert sind.

Daraus ist zu sehen, dass die gesteckten Ziele in Summe sehr nahe an die Verfügbarkeit der realisierbaren Biomasse-Potenziale gehen. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass dies die Summe über alle Biomasse-Fractionen darstellt, die nicht in jedem Fall gegeneinander substituierbar sind. Das bedeutet, dass zwar einige Fraktionen vermutlich nicht zum Teil ausgeschöpft, andere Fraktionen dafür aber auch importiert werden müssen. Nicht zuletzt in diesem Zusammenhang wird die Zielsetzung für biogene Kraftstoffe von 10 % bis zum Jahr 2020 derzeit kontrovers diskutiert.

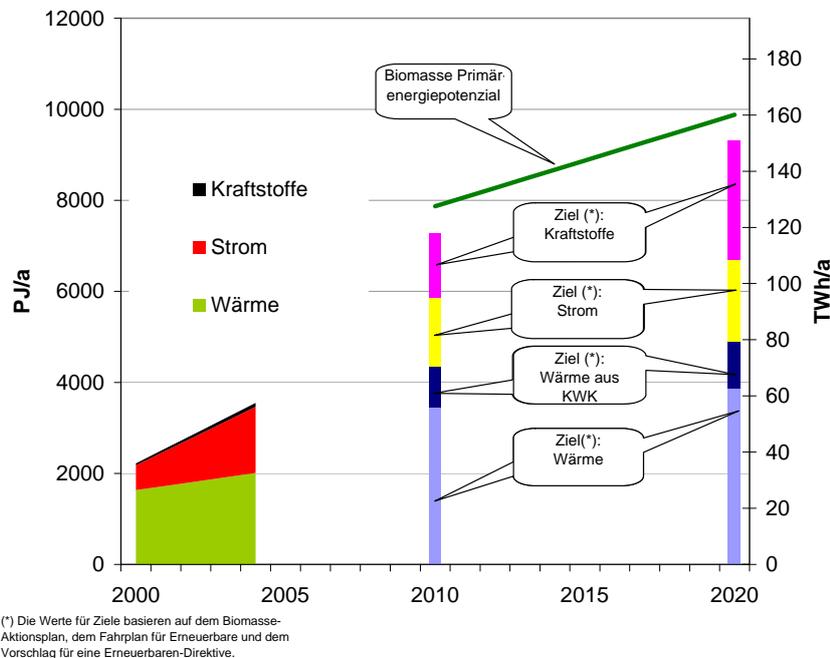


Abbildung 2-30: Historische Entwicklung, Potenzial und derzeit diskutierte politische Ziele für Bioenergie in der EU-25

Quellen: EEA 2006, EC 2005, Capros et al. 2008, EC 2004, EC 2006, EC 2008

Im Folgenden erfolgt auch für die gesamte EU eine Beschreibung von Storylines, die prinzipielle Konzepte der künftigen Entwicklung darstellen. Während die oben für die einzelnen Regionen angeführten Storylines auch stark von den jeweiligen regionalen Gegebenheiten geprägt sind, wurde hier der Versuch unternommen, etwas stärker von diesen Ausgangszuständen zu abstrahieren und unabhängig von den lokalen Bedingungen generelle Konzepte und mögliche Trends künftiger Bioenergie-Nutzung zu beschreiben. Aus diesen Überlegungen heraus wurden die folgenden Storylines auf europäischer Ebene identifiziert: Storyline A - „Lokale Ressourcen, lokale Bioenergie-Systeme“, Storyline B – „Biomasse für den Verkehr“, Storyline C – „Large scale, (oft industriell basierte) Systeme“.

Storyline A „Lokale Ressourcen – lokale Bioenergie-Systeme“

In dieser Storyline ist die Biomasse-Nutzung klar auf lokale, regionale Systeme konzentriert, d.h. dass die Rohstoffe im Wesentlichen dort genutzt werden, wo sie auch verfügbar sind. Die generellen regionalen Spezifika und Charakteristika bleiben aufrecht. Obwohl das auch bedeuten würde, dass in einigen Regionen große Anlagen in Betrieb sind, würde der Fokus auf kleinen bis mittleren Größenordnungen liegen. Daraus würde eine große Vielfalt hinsichtlich der eingesetzten Biomasse-Fraktionen als auch der Konversionstechnologien über ganz Europa resultieren.

Das Ausmaß von Langstrecken-Transporten von Biomasse (sowohl innerhalb Europas als auch der Außenhandel) wäre sehr begrenzt. Transport und Handel mit Biomasse-Produkten wäre vor allem auf kurze Distanzen bzw. eventuell auch netzgekoppelte Energieträger (SNP, Elektrizität) beschränkt. Das würde auch zu regional stark unterschiedlichen Anteilen von Bioenergie im Primärenergie-Mix führen (z.B. Skandinavien mit hohen Biomasse-Potenzialen und geringer Bevölkerungsdichte im Gegensatz zu Ländern wie Belgien oder auch südliche Regionen).

Storyline B „Biomasse für den Verkehr“

In dieser Storyline liegt der Fokus der Bioenergie eindeutig auf der Produktion von Kraftstoffen für den Verkehr. Falls der Energieverbrauch in diesem Sektor stark gesenkt werden kann, können biogene Energieträger hier einen substantiellen, hohen Anteil einnehmen. Das primäre Argument für eine derartige Entwicklung ist, dass für Strom und Wärme andere erneuerbare Quellen verfügbar sind, während dies für den Verkehrssektor nur eingeschränkt der Fall ist (nämlich solange Elektrizität oder Wasserstoff keine entscheidende Rolle als Energieträger im Straßenverkehr spielen). Eine technologische Voraussetzung für diese Storyline ist die Verschiebung von der ersten zur zweiten Generation an biogenen Kraftstoffen.

In dieser Storyline würden hauptsächlich Systeme in sehr großem Maßstab eingesetzt werden, was einen hohen Zentralisierungsgrad zur Folge hätte. Aufgrund der hohen Energiedichte von biogenen Kraftstoffen, der zentralisierten Struktur und großen Akteuren würde das Ausmaß von Biomasse-Transporten sowohl innerhalb Europas als auch außerhalb in dieser Storyline stark ansteigen.

Eine offene und wichtige Frage betrifft die Rolle von gasförmigen Energieträgern im Verkehr, die vor allem vom Aufbau der Infrastruktur wie auch der entsprechenden Fahrzeugflotte abhängig ist. Der Aufbau eines solchen Systems könnte auch den Weg für eine stärker dezentral geprägte Energieversorgung (z.B. auf Basis von Biogas) ebnen.

Storyline C „Large scale, (oft industriell basierte) Systeme“

Diese Storyline wird sowohl durch large scale KWK-Anlagen als auch durch große Kraftstoffproduktionskapazitäten und/oder Polygeneration dominiert. Das zentralisierte, durch

große Anlagen geprägte System führt zu einem hohen Ausmaß an Langstrecken-Transporten mit Biomasse (sowohl nach als auch innerhalb Europas).

Die entsprechend hohen Mengen an Abwärme erfordert geeignete Standorte (Fernwärme, Industrie). Allerdings sind diese Standorte typischer Weise nicht jene mit einem hohen Biomasse-Angebot. Das verdeutlicht die Herausforderung an geeignete logistische Systeme zum Transport der Biomasse. Die Industrie könnte in dieser Storyline eine entscheidende Rolle spielen, insbesondere für den Fall, dass Bioraffinerien zunehmend an Bedeutung gewinnen.

Im Folgenden wird der Anteil der verschiedenen Bioenergie-Produkte (Wärme, Strom und Kraftstoffe) in jeder Storyline abgeschätzt und zusammengefasst grafisch dargestellt.

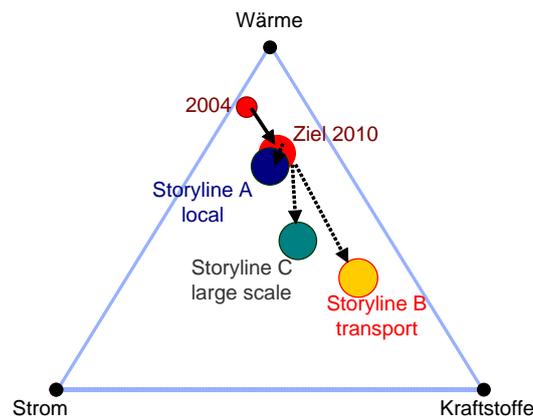


Abbildung 2-31: Qualitative Visualisierung von Bioenergie-Storylines für EU-25

2.2.4 Grenzüberschreitender Biomasse-Handel in Mitteleuropa

Biomasse wurde in der Vergangenheit und wird auch derzeit in großem Ausmaß gehandelt und über größere Entfernungen transportiert. Überwiegend dabei ist eindeutig der Handel mit Biomasse zur nicht-energetischen Nutzung (z.B. Rundholz, Schnittholz, Papier und Zellstoff, Nahrungsmittel etc.).

Die folgenden Grafiken dokumentieren den grenzüberschreitenden Handel mit ausgewählten Biomasse-Produkten zur energetischen Nutzung in Mitteleuropa im Jahr 2005. Die Datenlage dafür ist zum Teil unsicher, da nicht alle relevanten Biomasse-Fraktionen in offiziellen Außenhandelsstatistiken aufscheinen und überdies bei Produkten, die sowohl energetisch als auch stofflich genutzt werden (z.B. Hackgut) der energetische Anteil der gehandelten Biomasse unklar ist. Im Wesentlichen wurden für die Erstellung der folgenden Grafiken Außenhandelsstatistiken herangezogen, die mit weiteren Quellen ergänzt sowie zum Teil mit der Bilanz von Produktion und Verbrauch des jeweiligen Biomasse-Produkts (insbesondere bei Pellets) in der entsprechenden Region verglichen wurde.

Bei Stückholz weist Österreich als gesamte Region einen leichten Import-Überhang von etwa 2 PJ auf, der in erster Linie aus den Importen aus Tschechien, der Slowakei und Ungarn resultiert, während relevante Exporte nur nach Italien stattfinden.

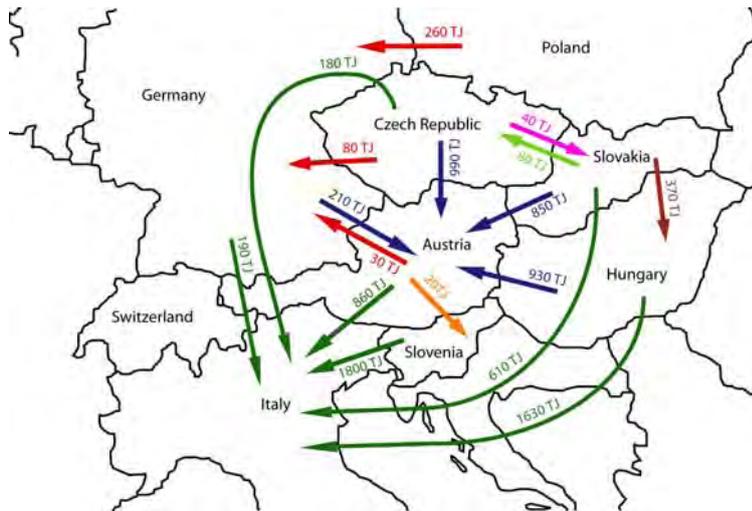


Abbildung 2-32: Grenzüberschreitender Handel mit Stückholz in Mitteleuropa, 2005
Quelle: Eurostat, MPO, CZSO, EEG/TU WIEN

Im Fall von Hackgut, das hier sowohl Sägenebenprodukte als auch Waldhackgut umfasst, beträgt der Import-Überhang etwa 0,6 PJ, wobei hier vor allem Importe aus Deutschland und Exporte nach Italien ins Gewicht fallen.

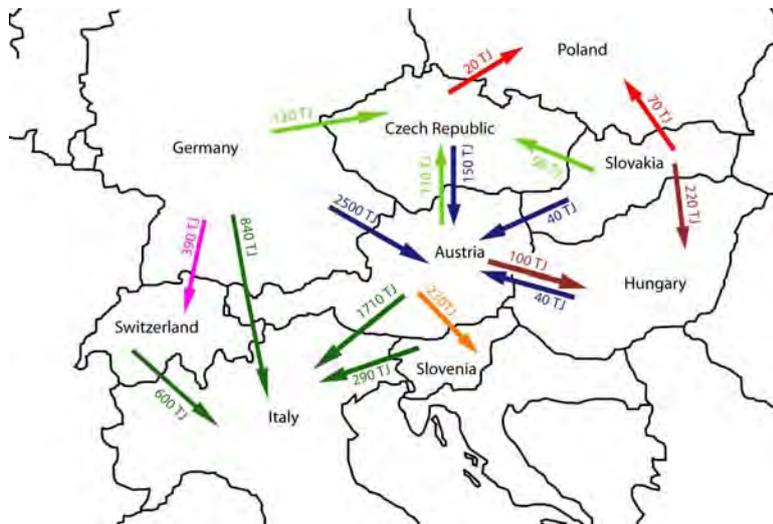


Abbildung 2-33: Grenzüberschreitender Handel mit Hackgut in Mitteleuropa, 2005
Quelle: Eurostat, MPO, CZSO, EEG/TU WIEN

Bei Pellets war ein deutlicher Exportüberhang in der Höhe etwa 3,6 PJ zu verzeichnen. Dieser resultierte in erster Linie aus der Nachfrage in Italien. Weiters wurden auch relevante Mengen nach Deutschland und in geringerem Umfang in andere Länder (auch außerhalb Mitteleuropas) exportiert.

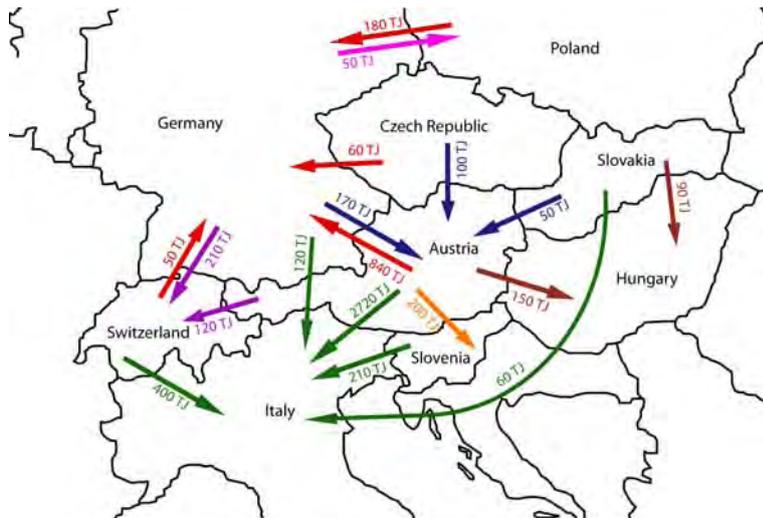


Abbildung 2-34: Grenzüberschreitender Handel mit Pellets in Mitteleuropa, 2005
Quelle: Eurostat, MPO, CZSO, EEG/TU WIEN

Die zukünftigen Import-, Exportrelationen werden wesentlich von den Preisrelationen bestimmt, die sich wiederum aus der regionalen Nachfrage, dem regionalen Angebot und den Transportkosten ergeben. Die regionale Nachfrage wird dabei stark durch die politischen Ziele und Vorgaben beeinflusst. Diese wurden bereits im vorigen Abschnitt für mitteleuropäische Länder analysiert und dokumentiert.

3 Bioenergie-Technologien

3.1 Systematik – Technologieketten

Die folgenden Abbildungen geben einen Überblick über die im Modell berücksichtigten Technologien bzw. Technologieketten. Abbildung 3-1 beinhaltet Technologien zur Wärmebereitstellung, Abbildung 3-2 Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen und Abbildung 3-3 Herstellungsverfahren von Biokraftstoffen. Im Modell Green-X_{Bio-Austria} („Green-XBA“) berücksichtigt und hier dargestellt sind sämtliche nach Einschätzung der Autoren für Österreich relevanten Bioenergie-Technologien bzw. Technologieketten. Auf eine vollständige Darstellung sämtlicher möglicher Konversionspfade wurde hier zugunsten der Übersichtlichkeit verzichtet. Für die meisten Technologien sind im Modell Anlagen mit verschiedenen Leistungen abgebildet, da diese zum Teil recht unterschiedliche technische Daten (insbesondere Wirkungsgrade) aufweisen und größere Anlagen in der Regel spezifisch billiger sind (*Economies of Scale*)²⁰.

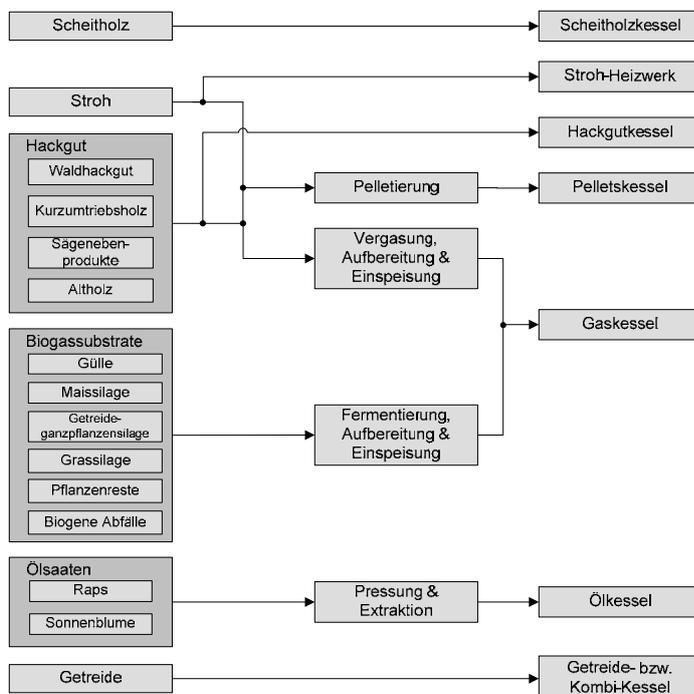


Abbildung 3-1: Überblick über die im Modell berücksichtigten Technologieketten zur reinen Wärmeerzeugung

Bei den reinen Heizanlagen kommt klarerweise den bereits etablierten Technologien wie Scheitholz-, Pellet- oder Hackguth Heizanlagen die größte Bedeutung zu. Derzeit stellt die Verbrennungstechnik für alternative (größtenteils landwirtschaftliche) Rohstoffe bzw. Pellets aus unterschiedlichen Reststoffen einen Forschungsschwerpunkt in Österreich dar. Die Herausforderung liegt in der Optimierung des Verbrennungsprozesses in Abhängigkeit des Brennstoffs, da unterschiedliche Brennstoffeigenschaften Probleme wie Korrosion und Verschlackung mit sich bringen können. Außerdem stellt die Einhaltung von Emissionsgrenzwerten bei variablen Brennstoffen mitunter eine technische Herausforderung dar. Es kann davon ausgegangen werden, dass diese Probleme in absehbarer Zeit

²⁰ Siehe Abschnitt 3.3.

technisch gelöst sind. Trotzdem werden neben den bereits etablierten Brennstoffen bzw. Heizsystemen lediglich Strohpellets, Getreideheizungen, Pflanzenölkessel und die Herstellung von synthetischem Erdgas (SNG) aus biogenen Ressourcen, und der anschließender Nutzung des ins Gasnetz eingespeisten Gases zur Wohnraumbeheizung, berücksichtigt. Grund dafür ist, dass sonstigen Rohstoffen (in erster Linie biogene Abfälle landwirtschaftlicher Betriebe und der Nahrungsmittelindustrie) aufgrund des geringen Aufkommens allenfalls für Nischenanwendungen interessant werden können. Der Beitrag zur gesamten energetischen Biomassennutzung ist als vernachlässigbar einzustufen, weshalb derartige Rohstoffe nicht berücksichtigt werden.

Neben den bereits etablierten KWK-Systemen (im Wesentlichen Dampfturbinen, GuD-Anlagen und Ottomotoren) werden im Modell folgende Technologien berücksichtigt: Stirlingmotor, ORC (Organic Rankine Cycle), (Mikro-)Gasturbine, und MCFC (Schmelzkarbonatbrennstoffzelle). Die vorgelagerten Konversionstechnologien beinhalten wie bei Heizanlagen Pelletierung, Vergasung und Fermentation mit anschließender Gasaufbereitung, sowie die Gewinnung von Pflanzenöl durch Pressung und Extraktion.

Weitere im Modell nicht berücksichtigte Technologien beinhalten die Herstellung von Wasserstoff durch Gasreformierung, Pyrolyseverfahren, sowie Dampfexplosionsverfahren oder der HTU-Prozess (*hydrothermal upgrading*) und die entsprechende Nutzungsketten. Bei diesen Technologien können nach Ansicht der Autoren zum derzeitigen Wissenstand nicht hinreichend zuverlässige Abschätzungen bezüglich zukünftiger Kosten und Entwicklungspotenziale gemacht werden. Es wird davon ausgegangen, dass sich eine Vernachlässigung dieser derzeit noch im Forschungs- bzw. Entwicklungsstadium befindlicher Technologien nicht auf die Qualität der Simulationsergebnisse auswirkt.

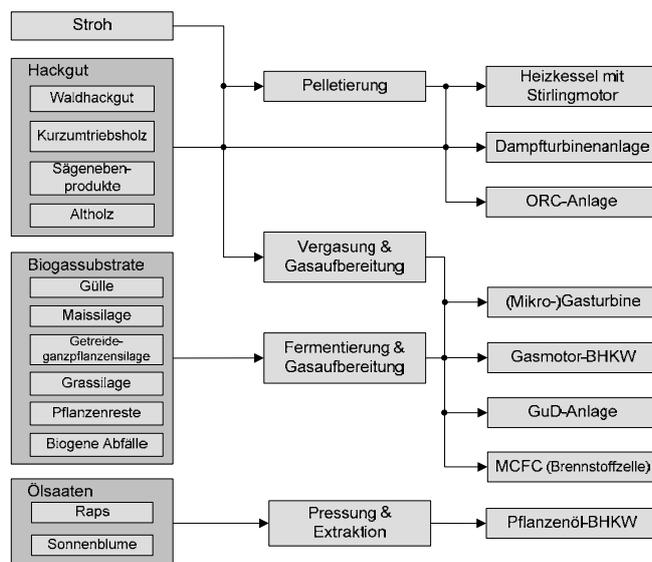


Abbildung 3-2: Überblick über die im Modell berücksichtigten Technologieketten zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung

Aus der breiten Palette der verfügbaren bzw. in Entwicklung befindlichen Biokraftstoff-Herstellungsverfahren sind ebenfalls nur jene berücksichtigt, die für Österreich von Bedeutung sind. Als Vertreter der 1. Generation sind Anlagen zur Produktion von Bioethanol aus Getreide, Mais und Zuckerrübe, sowie Biodiesel aus Raps und Sonnenblume und SNG aus der Fermentation von verschiedenen Biogas-Substraten wie Mais-, Getreideganzpflanzensilage und biogenen Abfällen im Modell berücksichtigt. Zur 2. Generation sind derzeit großtechnisch noch nicht verfügbare Verfahren zur Herstellung von synthetischem Diesel und Ethanol sowie SNG aus Lignozellulose zu zählen.

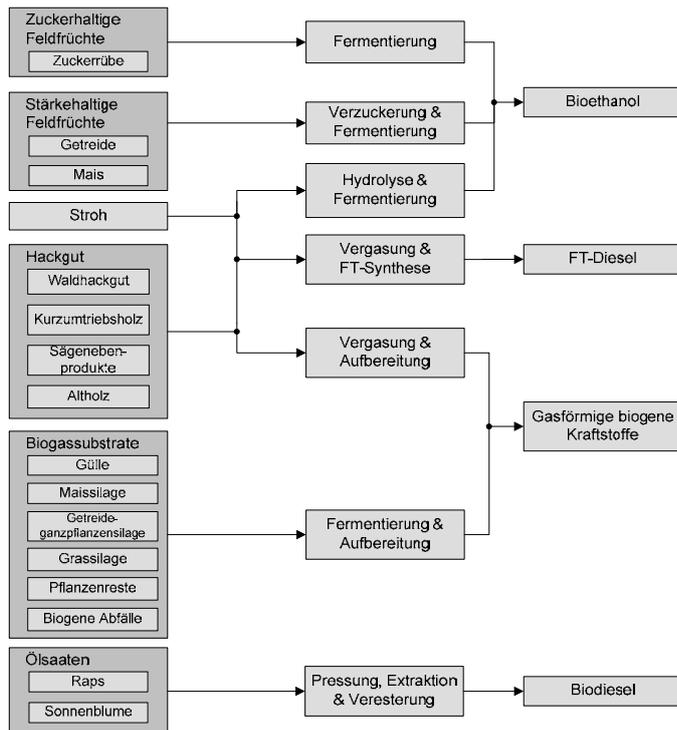


Abbildung 3-3: Überblick über die im Modell berücksichtigten Technologieketten zur Herstellung von biogenen Kraftstoffen

3.2 Technologiebeschreibung – Factsheets

Für die relevanten Technologien wurden in einer umfassenden Literaturrecherche Bandbreiten der technischen Daten sowie der Kosten erhoben und in einer Technologiedatenbank erfasst. Auf Basis dieser Technologiedatenbank wurden die Technologie-Inputdaten des Modells Green-XBA erstellt. Hinsichtlich der zum Teil sehr großen Bandbreiten in der Literatur wurde versucht, möglichst fundierte bzw. repräsentative Daten für das Modell heranzuziehen. Im Anhang (12.4) befindet sich eine Zusammenfassung der im Modell für das Jahr 2010 unterstellten technischen und kostenseitigen Parameter.

Auf den folgenden Seiten werden die im Modell berücksichtigten Technologien sowie weitere – in erster Linie innovative – Technologien, welche aufgrund ihres derzeitigen Entwicklungsstandes nicht berücksichtigt werden konnten (wie diverse Bioraffinerie-Konzepte) im Detail beschrieben. Es wird hier weder hinsichtlich der Technologien, noch hinsichtlich der angeführten Parameter Anspruch auf Vollständigkeit erhoben. Vielmehr geht es darum, einen Überblick über die wichtigsten Bioenergie-Technologien, deren Funktionsweisen sowie Stärken und Schwächen zu geben. Dazu werden das technologische Prinzip, Stand der Technik, Bandbreiten technischer und ökonomischer Parameter etc. dargestellt.

Die Abfolge der beschriebenen Technologien folgt folgender Struktur: Am Beginn stehen die Veredelungstechnologien, d.h. Technologien, die Biomasse-Ressourcen in einen anderen chemischen Energieträger umwandeln. Anschließend sind Technologien zur Umwandlung von Biomasse in Strom und/oder Wärme dargestellt. Den Abschluss bildet ein Ausblick auf unterschiedliche Bioraffinerie-Systeme. Da Bioraffinerie-Konzepte durch mehrere (stoffliche und energetische) Outputs gekennzeichnet sind und im Allgemeinen zahlreiche technologische Prozesse beinhalten, kommt es in der Darstellung der Bioraffinerien zu

Überschneidungen mit bereits zuvor dargestellten Technologien.²¹ Zur Veranschaulichung der Spezifika von Bioraffinerie-Konzepten werden diese trotzdem in eigenen Factsheets dargestellt. Diese Factsheets basieren auf [Weiler 2008].

Aufbau der Factsheets:

Die Factsheets sind in drei Teile gegliedert:

Der erste Teil besteht aus einer Beschreibung der Technologie. Neben einer Kurzbeschreibung von Funktionsweise und Anwendungsmöglichkeiten werden die einsetzbaren Rohstoffe, die Endprodukte sowie diverse Eigenschaften und gegebenenfalls Nebenprodukte beschrieben. Zusätzlich wird in diesem Abschnitt das Herstellverfahren (bzw. der Umwandlungsprozess) beschrieben und schematisch dargestellt.

Im zweiten Teil erfolgt eine Zusammenfassung der wichtigsten technologiespezifischen Daten und Parameter. Unter dem Punkt „Wirkungsgrad“ werden für die Veredelungs- bzw. Umwandlungstechnologien typische Konversionswirkungsgrade, für Nutzungstechnologien elektrische, thermische und Gesamt-Wirkungsgrade angeführt. Bei kleinen Heizanlagen sind Jahres-Nutzungsgrade angegeben, welche deutlich niedriger sind als die üblicherweise angegebenen Wirkungsgrade welche nur bei einer optimalen Betriebsweise der Anlagen erreicht werden können.

Im Punkt „Leistungsbereich“ wird ein Überblick über die Anlagendimensionen bzw. den thermischen und/oder elektrischen Leistungsbereich gegeben. Während sich manche Technologien nur für einen kleinen Leistungsbereich realisieren lassen, können andere über einen großen Bereich beliebig skaliert werden. Der Leistungsbereich wird für manche Technologien mit typischen Werten (z.B. t/a oder m³/h), aber immer auch in Watt angegeben. Prinzipiell bezieht sich dieser Wert auf das Hauptprodukt, falls nicht, wird die Bezugsgröße extra angeführt.

Die spezifischen Anlagenkosten beschreiben die Bandbreite der Investitionskosten von typischen Anlagen. Die Bezugsgröße ist die Leistung des Hauptoutputs. Für Technologien, bei denen es einen ausgeprägten Einfluss der *Economies of Scale* gibt, werden die Kosten für unterschiedliche Leistungsbereiche angegeben.²²

Technologiespezifische Einflussfaktoren auf die Gestehungskosten werden im Punkt „Wichtige Einflussfaktoren auf Effizienz und Kosten“ zusammengefasst. Einen solchen Einflussfaktor auf die Gestehungskosten stellt beispielsweise bei KWK-Anlagen das Ausmaß der Wärmenutzung (bzw. die daraus erzielbaren Erlöse) dar. Auf die Angabe von Gestehungskosten wurde in den Factsheets verzichtet, da diese in Abschnitt 3.3 dargestellt werden.

THG-Emissionen bzw. die mit der jeweiligen Technologie erzielbaren THG-Reduktionen werden hier ebenfalls nicht behandelt. Grund dafür ist einerseits, dass oftmals nicht die Technologie, sondern der eingesetzte Roh-/Brennstoff, bzw. dessen *embedded emissions* (Emissionen der Bereitstellung) ausschlaggebend für die THG-Bilanz sind. Außerdem bestehen in Literaturdaten signifikante Abweichungen, welche nicht zuletzt auch auf unterschiedliche Methoden der THG-Bilanzierung zurückgehen. Die im Modell unterstellten THG-Emissionen bzw. THG-Einsparungen gegenüber den Referenzsystemen sind in Abschnitt 5.2.5 dokumentiert.

²¹ So handelt es sich beispielsweise bei Ethanol-Anlagen auf Basis von Getreide, welche neben dem Kraftstoff auch Tierfutter oder andere (Neben-)Produkte herstellen, um Getreide-Bioraffinerien.

²² *Economies of Scale* gibt es in erste Linie dort, wo die Leistung der Technologie vom Fassungs- oder Durchsatzvermögen bestimmt wird (zum Beispiel: Öfen, Tanks, Röhren oder Destillationsanlagen). Diese Ersparnisse kommen dadurch zustande, dass sich das Durchsatzvolumen von den oben genannten Technologien grob proportional mit der dritten Potenz einer kennzeichnenden Länge entwickelt, während die Kosten nur grob proportional mit der zweiten Potenz wachsen.

Abschätzungen zukünftiger technischer Verbesserungspotenziale (Wirkungsgrad etc. – siehe Kapitel 3.4) basieren im Wesentlichen auf Einschätzungen des derzeitigen Entwicklungsstands und zukünftige Entwicklungspotentiale. Am Ende des zweiten Teils der Factsheets wird daher auch auf diese Aspekte eingegangen.

Im dritten Teil wird ein Überblick über weiterführende Literatur gegeben, auf laufende Projekte verwiesen und für einige Technologien werden Angaben zu konkreten Anlagen angeführt.

Biogasanlagen

Kurzbeschreibung: In Biogasanlagen werden organische Substrate in einem biologischen Vergärungsprozess in ein methanhaltiges Gas umgewandelt. Dabei übernehmen unterschiedliche, auf die jeweiligen Nährstoffe spezialisierte Mikroorganismen den Abbau der Biomasse. Das so gewonnene Gas wird im Regelfall in Blockheizkraftwerken (BHKWs) zur Erzeugung von Strom und Wärme eingesetzt.

Rohstoffe: organische Substrate: landw. Anbauprodukte (Maissilage, Grasgrünschnitt, Energiepflanzen), Abfallprodukte (Gülle, Extraktions- und Pressrückstände aus der Obst- und Gemüseverarbeitung)

Endprodukt: In Biogasanlagen wird als Hauptprodukt ein methanhaltiges Gasgemisch (50–70 % Methan, 30–45 % Kohlendioxid, 0,1–5 % Schwefelwasserstoff, 0–5 % Wasserstoff, Spuren von Kohlenmonoxid, Stickstoff und Sauerstoff) erzeugt. Heizwert: 14-29MJ/m³

Nebenprodukt: Gärrest, der aus schwer abbaubaren organischen Stoffen (z. B. Lignin) und anorganischen Stoffen besteht und gut als Dünger verwendet werden kann.

Herstellverfahren - Technologie: Für die Herstellung von Biogas sind grundsätzlich folgende Prozessstufen erforderlich: Ein Substratlager, eine Substrataufbereitung zur Vorbehandlung des Substrates (ev. Entfernung von Störstoffen, Zerkleinerung, Homogenisierung), ein Fermenter (dort erfolgt die anaerobe bakterielle Zersetzung der Biomasse), ein Biogasspeicher und ein Lager für den Gärrest.

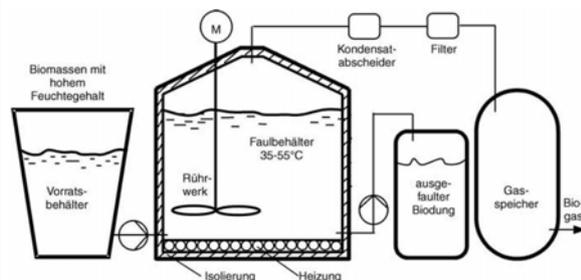


Abbildung 3-4: Schematische Darstellung einer einfachen Biogasanlage

Quelle: Zahoransky 2007

Bei der Methangärung wird organisches Material in mehreren Schritten zuerst fermentativ zu Säuren, Alkoholen, Wasserstoff und CO₂ umgewandelt. Dieser

Umwandlungsprozess findet unter Sauerstoffausschluss statt, man spricht von einem anaeroben Prozess. Spezielle methanogene Mikroorganismen können diese Produkte zu Biogas umwandeln. Das dabei entstehende Gas besteht zu 50-70 % aus Methan (CH₄), zu 30-45 % aus CO₂ und zu kleineren Teilen aus Schwefelwasserstoff und anderen Spurengasen.

Das Biogas wird vor einer weiteren Verwendung getrocknet und grob gereinigt (ev. entschwefelt). Danach erfolgt in den meisten Fällen die Verwertung in einem BHKW.

Wirkungsgrad:

η_{Um} : Fermenter: ~70 %
 η_{el} : BHKW: 30-35 %
 η_{th} : BHKW: 50-60 %
 η_{ges} : BHKW: bis zu 90 %

Leistungsbereich:

Biogas: Anlagendurchsatz von 10-2.000Nm³/h (300 kW-12 MW)

Strom: 30 – 4.000 kW_{el}

spez. Anlagenkosten: in Bezug auf Leistung von BHKW

$P_{el} < 50$ kW: 5.000-8.000 €/kW_{el}
 $50 < P_{el} < 250$ kW: 3.000-5.000 €/kW_{el}
 $250 < P_{el} < 1$ MW: 2.600-3.000 €/kW_{el}
 $P_{el} > 1$ MW: 2.400-2.600 €/kW_{el}

Wichtige Einflussfaktoren auf Effizienz und Kosten: Ausmaß der Wärmeauskopplung- und Verwertung, Art und Kosten der Rohstoffe, Dichtheit von Faulbehälter

Entwicklungsstand: ausgereift

Weiterführende Literatur:

- FNR 2006
- Schöftner R. et al. 2007

Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz

Kurzbeschreibung: Bei dieser Technologie handelt es sich um eine Erweiterung von herkömmlichen Biogasanlagen. Statt der Verstromung des Rohgases in einem BHKW wird das inhomogene Rohgasgemisch einer Gasreinigung und Gasaufbereitung zugeführt und anschließend in das Erdgasnetz eingespeist. Durch die räumliche Trennung der Biogaserzeugung und -nutzung bietet dieses innovative Verfahren die Möglichkeit einer flexibleren und effizienteren (Vermeidung ungenutzter Abwärme) Verwertung von Biogas.

Rohstoff: organische Substrate: landw. Anbauprodukte (Maissilage, Grasgrünschnitt, Energiepflanzen), Abfallprodukte (Gülle, Extraktions- und Pressrückstände aus der Obst- und Gemüseverarbeitung)

Endprodukt: Biogas in Erdgasqualität. Die Qualitätsanforderungen sind in den ÖVGW-Richtlinien G31 und G33 festgelegt: Methangehalt von mind. 96 % im Biogas, Brennwert von mindestens 10,7 kWh/m³

Nebenprodukt: CO₂

Herstellverfahren - Technologie: Zur Reinigung des Rohgases und zur Gasaufbereitung stehen prinzipiell viele verschiedene Verfahren zur Verfügung. Die wichtigsten Verfahrensschritte (siehe Abbildung 3-5) und Technologien für die Reinigung und Aufbereitung des Biogases sind nach Klinski 2006:

- Entschwefelung: Grobentschwefelung durch Mikroorganismen, Feinreinigung mit imprägnierter Aktivkohle
- Entfeuchtung
- Entfernung fester und flüssiger Bestandteile und unerwünschter Begleitstoffe des Gases durch Filtrierung und Kondensatabscheidung
- Methananreicherung und CO₂-Abtrennung (Druckwasserwäsche (DWW); Druckwechseladsorptionsverfahren (PSA))

Optional: Flüssiggaszugabe zur Steigerung des Brennwertes

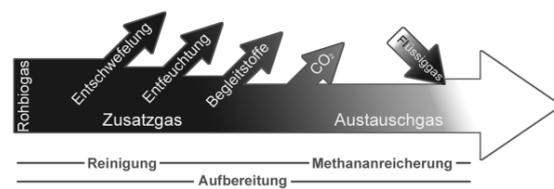


Abbildung 3-5: Schematische Darstellung der Gasreinigung und Aufbereitung

Quelle: Hornbachner et al. 2005

Wirkungsgrad:

η_{Um} (Fermenter): ~70 %

η_{ges} : ~60-65 %

Leistungsbereich: Anlagendurchsatz bis zu 2.000 Nm³/h Biogas (~12 MW)

spez. Anlagenkosten: in Bezug auf Gasleistung der Anlage

$P_{gas} < 1$ MW: 2.000-4.000 €/kW

$P_{gas} > 1$ MW: >1.200-2.000 €/kW

Wichtige Einflussfaktoren auf Effizienz und

Kosten: Methanverluste bei der CO₂-Abtrennung (je nach Technologie bis zu 3 %); Anlagengröße (größere Anlagen weisen wesentlich niedrigere spezifischen Investitionskosten auf)

Entwicklungsstand: Technologie prinzipiell vorhanden, bisher geringe Verbreitung

Entwicklungspotential: Durch eine weitere Verbreitung der Technologie sind Lerneffekte und damit Reduktionen auf der Kostenseite zu erwarten

Beispiel für konkrete Anlage:

Pucking, Österreich: Mit einer Leistung von 10 m³ Biogas pro Stunde speist die Anlage nach dem Reinigungsprozess 6 m³ zu Erdgas-Qualität veredeltes Biogas in das Erdgas-Netz ein. Das sind jährlich bis zu 400.000 kWh, was dem durchschnittlichen Jahresbedarf von rund 40 Wohnungen entspricht.

Weiterführende Literatur:

- Urban et al. 2008
- Klinski et al. 2006

Pflanzenöl - Press/Extraktions-Anlagen

Kurzbeschreibung: Pflanzenöle werden durch mechanische Pressung und Extraktionsverfahren aus Ölpflanzen gewonnen. Neben der Verwendung als Nahrungsmittel kann Pflanzenöl auch energetisch genutzt werden. Damit Pflanzenöle als Kraftstoffe in konventionellen Dieselmotoren verwendet werden können, bedarf es einiger Anpassungen des Verbrennungsvorganges. Das liegt unter anderem auch an der höheren Viskosität von Pflanzenölen im Vergleich zu fossilem Diesel. Pflanzenöle können auch als Brennstoff in BHKW's eingesetzt werden.

Rohstoffe: Ölsaaten (öhlhaltige Pflanzensamen wie Soja, Raps und Sonnenblumen) und Ölfrüchte (Pflanzen mit öhlhaltigem Fruchtfleisch wie Ölpalmen).

Endprodukt: Pflanzenöl

Die Eigenschaften für die Verwendung dieses Öls als Kraftstoff sind in der Vornorm DIN 51605 geregelt. **Heizwert:** 10kWh/kg

Nebenprodukt:

Mechanische Pressung: Presskuchen (als protein- und fetthaltiges Futtermittel)

Extraktionsverfahren: Extraktionsschrot (als proteinhaltiges Futtermittel)

Herstellverfahren - Technologie: Im Wesentlichen kommen bei der Erzeugung von Pflanzenölen drei Verfahren zum Einsatz:

- Mechanische Pressverfahren (Vor- und Fertigpressverfahren)
- Vorpressen und Hexanextraktion
- Direktextraktion mit Hexan

Mechanische Pressung: In kleinen dezentralen Ölmühlen werden mech. Pressen, (v. a. Schneckenpressen) verwendet (siehe Abbildung 3-6).

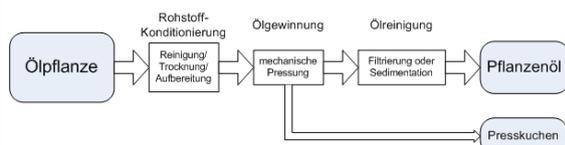


Abbildung 3-6: Schematische Darstellung der Pflanzenölgewinnung durch Pressverfahren

Extraktionsverfahren: In großen Anlagen wird das Pflanzenöl durch Lösungs-

mittelextraktion (tlw. in Kombination mit Pressverfahren) gewonnen (Abbildung 3-7).

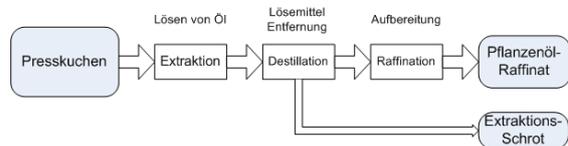


Abbildung 3-7 Schematische Darstellung der Extraktion von Pflanzenöl mit Lösungsmittel

Wirkungsgrad:

η_{Um} : (Ölausbeute)
 Kaltölpresen: 80-90 %
 industrielle Anlagen: 96-98 %

Leistungsbereich:

Kaltölpresen: 25-1.500 t Öl pro Jahr
 industrielle Anlagen: bis zu 300.000 t Öl pro Jahr
 (das entspricht einer Leistung von 0,1-450 MW)

Anlagenkosten:

Kaltölpresen (nur Presse): 15-22 €/kW
 industrielle Anlagen: 45-60 €/kW

Wichtige Einflussfaktoren auf Effizienz und Kosten: allgemein: diese Anlagen weisen vergleichsweise niedrige Investitionskosten auf. Daher hängen die Gestehungskosten sehr stark von den Rohstoffkosten ab. Bei Extraktionsanlagen: Lösungsmittelverluste gering halten

Entwicklungsstand: ausgereift

Entwicklungspotential: gering

Weiterführende Informationen:

TFZ - Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe: Gegenüberstellung von zentralen und dezentralen Anlagenkonzepten:

<http://www.tfz.bayern.de/biokraftstoffe/16030/>

Weiterführende Literatur:

- Thomas 2007
- Remmele 2006

Biodiesel-Anlagen

Kurzbeschreibung: In Biodieselanlagen werden pflanzliche und tierische Fette zu Biodiesel umgewandelt. Bei Biodiesel handelt es sich chemisch gesehen um Fettsäuremethylester (FAME), der in seinen Eigenschaften dem fossilen Dieselmotorkraftstoff sehr ähnlich ist. Zumischungen zu fossilem Diesel von bis zu 5 % sind problemlos möglich, darüber hinausgehend sind jedoch Anpassungen der Kraftstoffleitungen und Motordichtungen notwendig, da Biodiesel manche Kunststoffe angreifen kann.

Rohstoffe: Pflanzenöle, tierische Fette

Endprodukt: Biodiesel

Die Qualitätsanforderungen an Biodiesel sind in Europa in der Norm EN 14214 geregelt, die Spezifikationen für die Beimischung zu fossilem Diesel sind in der Norm EN 590 angegeben, in Österreich in den entsprechenden ÖNORMEN. Heizwert: 10,4 kWh/kg

Nebenprodukt: Glycerin, als Rohstoff für Pharmaindustrie, bzw. zur energetischen Verwertung (z.B. in Biogasanlagen)

Herstellverfahren - Technologie: Die Umwandlung vom Pflanzenöl zu Biodiesel erfolgt durch den Prozess der Veresterung. Dabei wird das in pflanzlichen Ölen und tierischen Fetten enthaltene Glycerin durch einen anderen Alkohol (meist Methanol) ersetzt. Dadurch erreicht man eine im Vergleich zum Pflanzenöl niedrigere Viskosität, womit sich Biodiesel besser für moderne Dieselmotoren eignet.

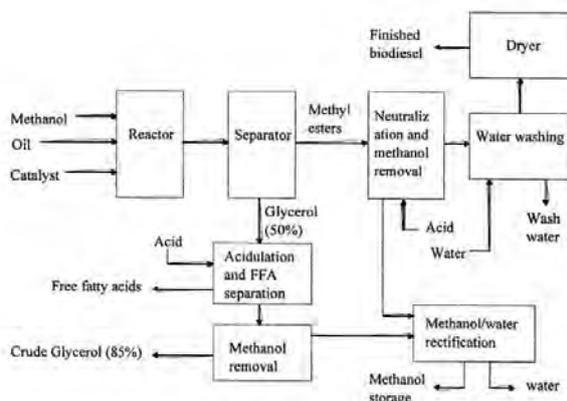


Abbildung 3-8: Schema der Biodieselherstellung

Quelle: Knothe 2005

Aus 1000 kg Pflanzenöl und 100 kg Methanol entstehen durch die Umesterung etwa

1000 kg Biodiesel und 100 kg Glycerin. Durch die Zugabe von Additiven kann Biodiesel wintertauglich gemacht werden.

Die Investitionskosten von Biodieselanlagen hängen stark von der von der Bauweise der Anlage ab. Anlagen die in einer offenen Bauweise ausgeführt sind können wesentlich günstiger sein als Anlagen die in Hallen aufgestellt werden. Große Unterschiede bei den Investitionskosten ergeben sich auch daraus, wie mit dem Nebenprodukt Glycerin verfahren wird. Die Herstellung von Pharmaglycerin ist sehr teuer und energieintensiv, außerdem ist der Markt für Pharmaglycerin durch den Biodieselboom in den letzten Jahren zusammen gebrochen.

Wirkungsgrad: η_{Um} : 85-90 %

Leistungsbereich: Produktionskapazität von einigen 1.000 bis zu mehreren 100.000 Tonnen pro Jahr (Produktionsleistung Biodiesel: bis zu 450 MW)

Anlagenkosten: 90-140 €/kW

Wichtige Einflussfaktoren auf Effizienz und Kosten: Bauweise der Anlage (offen oder geschlossen); Art der Verwertung von Glycerin; Flexibilität in Bezug auf die einsetzbaren Rohstoffe (Multi-Feedstock Fähigkeit)

Entwicklungsstand: ausgereift

Beispiel für konkrete Anlage:

Die größte österreichische Biodieselanlage befindet sich in Wien. Am Standort Ölhafen Lobau werden jährlich 95.000 t Biodiesel produziert.

Weiterführende Literatur:

- Knothe et al. 2005
- Haas et al. 2006

Bioethanol-Anlagen

Kurzbeschreibung: In Bioethanolanlagen werden zucker- oder stärkehaltige Rohstoffe zu Ethanol (Alkohol) umgewandelt. Ethanol hat einen etwas niedrigeren Heizwert als Benzin, dafür weist es eine höhere Cetanzahl auf. Ethanol eignet sich gut für den Einsatz in Ottomotoren und ist prinzipiell in einem beliebigen Verhältnis mit Benzin mischbar. Für Ethanolbeimischungen zu fossilen Ottokraftstoffen bis 10 % (E-10) sind keine Änderungen am Motor notwendig. Für Fahrzeuge, die mit E-25 betrieben werden, bedarf es kleinerer Anpassungen des Motors. Werden Fahrzeuge mit E-85 oder E-100 (reines Ethanol) betrieben, so bedarf es nach Schmitz 2006 einer umfangreicheren Anpassung des Motors.

Rohstoffe: zuckerhaltige (Zuckerrüben, Zuckerrohr) und stärkehaltige (Weizen, Mais, Kartoffeln) Biomasse

Endprodukt: Ethanol

Die Spezifikationen von Ottokraftstoffen und die Beimischungen von Bioethanol müssen in Europa der Norm EN 228 genügen. Heizwert: 7,44 kWh/kg

Nebenprodukt: Bei der Ethanolerzeugung aus Zuckerrüben entstehen als Nebenprodukt Rübenschnitzel und Schlempe, die als Futtermittel und Dünger Verwendung finden, bei der Produktion von Ethanol aus Mais oder Weizen kann aus der Schlempe das hochwertige Eiweiß-Futtermittel DDGS (Distillers Dried Grains with Solubles) gewonnen werden, wobei die Produkte hier in folgendem Verhältnis anfallen: Ethanol 33 %, Schlempe 37 %, CO₂ 30 %.

Herstellverfahren - Technologie: Der Umwandlungsprozess basiert auf dem biochemischen Prozess der alkoholischen Gärung, bei dem Zucker mit Hilfe von Hefen zu Alkohol umgewandelt wird. Zuckerhaltige Rohstoffe können diesem Prozess nach einer Aufbereitung (Reinigung, Zerkleinerung, Extraktion des Zuckerrohsaftes durch Wasserdampf) zugeführt werden. Bei stärkehaltigen Rohstoffen muss die Stärke vor dem Gärprozess durch eine enzymatische Aufbereitung in Zucker umgewandelt werden. Für die Herstellung von einem Liter Ethanol benötigt man etwa 2kg Maiskörner, 2,6kg Weizen oder 8kg Zuckerrüben.

Die Abbildung 3-9 gibt einen schematischen Überblick über die verschiedenen Herstellungsmöglichkeiten von Ethanol.



Abbildung 3-9: Schematischer Überblick über die alkoholische Gärung

Wirkungsgrad: η_{Um} : 45-55 %

Leistungsbereich: Produktionskapazität bis zu 450.000m³ pro Jahr (Produktionsleistung Bioethanol: bis zu 350MW)

Anlagenkosten: 730-780€/kW

Wichtige Einflussfaktoren auf Effizienz und Kosten: starke Abhängigkeit der Gesteungskosten von den Rohstoffkosten

Entwicklungsstand: ausgereift

Entwicklungspotential: Derzeit wird an verschiedenen Verfahren zur Umwandlung von cellulosehaltiger Biomasse zu Ethanol geforscht. Dabei wird die Cellulose zu Zucker umgewandelt, der danach einem herkömmlichen Gärprozess zugeführt werden kann (siehe Abbildung 3-9).

Anlagenstandorte:

Bioethanolwerk der AGRANA in Pischelsdorf, NÖ: Produktionskapazität: 240.000t Ethanol pro Jahr.

Weiterführende Literatur:

- Schmitz et al. 2003
- Schmitz et al. 2005a

Biomassevergasung

Kurzbeschreibung: Die Vergasungstechnologie bietet eine effektive Möglichkeit der Nutzung von Biomasse. Dabei wird die Biomasse unter unterstöchiometrischen Bedingungen erhitzt und möglichst vollständig in eine gasförmige, oxidierbare Verbindung, ein sogenanntes Produktgas, übergeführt.

Das Produktgas kann in KWK-Anlagen zur Erzeugung von Strom und Wärme verwendet werden. Nach einer Reinigung und Aufbereitung, kann das Produktgas durch Veredelungsprozesse und verschiedene Syntheseverfahren auch in hochwertige flüssige oder gasförmige Kraftstoffe umgewandelt werden (siehe nächste Seite).

Rohstoffe: zellulosehaltige Biomasse (Holz, Hackgut, Pellets, Stroh...)

Endprodukt: Produktgas (Hauptbestandteile: CO, H₂, weitere Bestandteile: CO₂, CH₄ (bei der Verwendung von Luft als Vergasungsmedium auch N₂) + eine Reihe von unerwünschten Begleitstoffen). Die Anteile der jeweiligen Komponenten variieren je nach Vergasungskonzept, -medium und den eingesetzten Rohstoffen sehr stark.

Nebenprodukt: Teer, Kohle, Asche

Herstellverfahren – Technologie: Zur Vergasung wird die Biomasse in einen Reaktor eingebracht. Dabei werden dem Prozess ein sauerstoffhaltiges Vergasungsmittel (z. B. Luft, Sauerstoff, Wasserdampf) und Wärme zugeführt.

Die Reaktortypen können in Festbett-, Wirbelschicht- und Flugstromreaktoren unterteilt werden.

Am unteren Ende der Leistungsskala sind Festbettvergaser angesiedelt. Diese können je nach Bewegungsrichtung von Brennstoff und Vergasungsmedium in Gleichstrom- und Gegenstromvergaser unterteilt werden. Gleichstromvergaser eignen sich für kleinere Anwendungen und weisen einen niedrigen Teer und Partikelgehalt auf. Gegenstromvergaser zeichnen sich durch eine verhältnismäßig einfache Prozessführung aus – haben aber verglichen mit anderen Konzepten einen hohen Anteil an unerwünschten Nebenprodukten (Teer) und werden daher derzeit nur im Bereich der Wärmeerzeugung verwendet, nicht aber zur Verstromung. Bei Wirbelschichtvergasern weist das Vergasungsmedium eine höhere Strömungsgeschwindigkeit auf, sodass sich

im Reaktor eine Wirbelschicht bildet und sich die Feststoffteilchen in Bewegung und Durchmischung befinden. Flugstromreaktoren eignen sich für höchste Leistungsgröße, stellen jedoch hohe Anforderungen an die Brennstoffqualität und –homogenität.

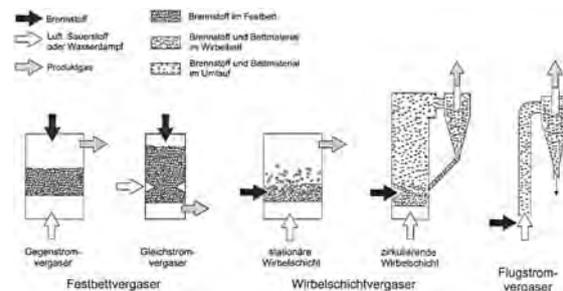


Abbildung 3-10: schematische Darstellung von unterschiedlichen Vergasertypen
Quelle: Kaltschmitt 2001

Wirkungsgrad: η_{Kg} : 70 – 90 %

Leistungsbereich:

Festbett:

Gleichstrom: $P_{BS} < 2$ MW

Gegenstrom: $P_{BS} < 10$ MW

Wirbelschicht: P_{BS} bis mehrere 100 MW

Flugstrom: P_{BS} bis mehrere 100 MW

Anlagenkosten:

Festbett $P_{BS} < 2$ MW: ~1.500 €/kW_{BS}

Wirbelschicht $P_{BS} = 50$ MW: 800 €/kW_{BS}

Wichtige Einflussfaktoren auf Effizienz und Kosten: Zuverlässigkeit und Störanfälligkeit; Flexibilität in Bezug auf die Brennstoffe und die Brennstoffqualität

Entwicklungsstand: Für den Brennstoff Biomasse bisher nur Versuchsanlagen, keine kommerziellen Anlagen verfügbar

Entwicklungspotential: hoch

Anlagenstandorte:

Güssing, Burgenland: zirkulierende Wirbelschichtvergasung, Gasreinigung, Gasmotor; $P_{in} = 8$ MW, $P_{el} = 2$ MW, $P_{th} = 4,5$ MW

Europäisches Zentrum für erneuerbare Energie Güssing: www.eee-info.net

Weiterführende Literatur:

- Vogel et al. 2006

Biomassevergasung - Gasnutzung

Kurzbeschreibung: Das Produktgas aus dem Vergasungsprozess kann in geeigneten KWK-Anlagen zu Strom und Wärme umgewandelt werden. Die Vergasung der Biomasse bietet gegenüber der konventionellen Nutzung der Biomasse zur Stromgewinnung (Verfeuerung, Dampfturbine) den Vorteil, dass höhere Verbrennungstemperaturen und damit bessere Wirkungsgrade erreicht werden können. Für kleinere Leistungsbereiche eignen sich Gasmotoren und Mikro-Gasturbinen, während für größere Leistungsbereiche Gasturbinen und GuD-Anlagen (Gas- und Dampfturbinen-Prozess) besser geeignet sind. Eine andere Möglichkeit der Gasnutzung bietet die Reinigung des Produktgases und die weitere Verarbeitung dieses Synthesegases zu hochwertigen flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen.

Rohstoffe: Produktgas

Endprodukt:

- Gasreinigung: Synthesegas
- Gasnutzung in KWK-Anlagen: Strom und Wärme
- Gasreinigung und Veredelungsprozesse: flüssige oder gasförmige Kraftstoffe

Herstellverfahren - Technologie: Hier wird ein kurzer Überblick über die Nutzungsmöglichkeiten des Produktgases aus der Vergasung von Biomasse gegeben (siehe Abbildung 3-11). Die einzelnen Verfahren oder Technologien werden auf den nächsten Seiten detaillierter beschrieben.

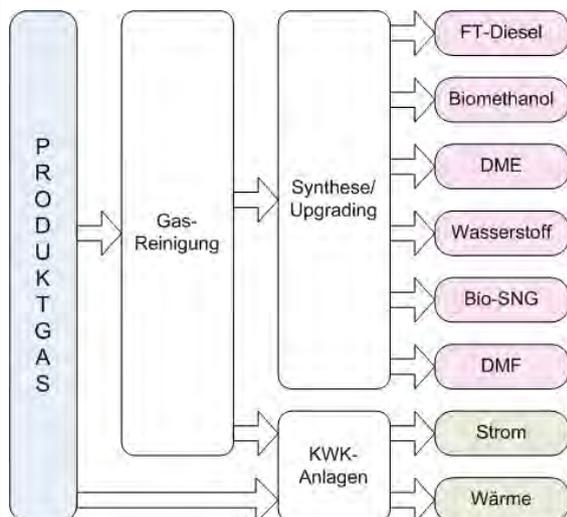


Abbildung 3-11: Überblick über die Nutzungsmöglichkeiten von Produktgas aus der Vergasung von Biomasse

- **Gasreinigung:** Da im Produktgas neben den erwünschten auch unerwünschte Bestandteile (z. B. Schwefel und andere Katalysatorgifte...) enthalten sind, ist eine Reinigung des Produktgases oft unumgänglich für eine weitere Gasnutzung.
- **Gasnutzung in KWK-Anlagen:** Für die Nutzung des (gereinigten) Gases in KWK-Anlagen stehen prinzipiell folgende Technologien zur Verfügung:
 - o Dieselmotor als Gasmotor
 - o Ottomotor als Gasmotor
 - o Mikrogasturbine
 - o Gasturbine
 - o GuD-Anlagen
- **Gasreinigung und anschließende Veredelungsprozesse:** Wird das Gas nach der Reinigung Veredelungs- oder Upgradingprozessen zugeführt, können eine Reihe von unterschiedlichen, hochwertigen flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen produziert werden.
 - flüssige (biomass to liquid - btl) Kraftstoffe:
 - o FT-Diesel (Fischer Tropsch-Prozess)
 - o Methanol
 - gasförmige Kraftstoffe:
 - o SNG (Synthetic Natural Gas)
 - o Wasserstoff
 - o DME

Weiterführende Literatur:

Gasreinigung:

- Vogel et al. 2006

Gasnutzung in KWK-Anlagen:

- Harvey et al. 2004

Produktion von flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen aus der Vergasung von Biomasse:

- Hamelinck et al. 2006

Biomassevergasung - Gasreinigung

Kurzbeschreibung: Wie bei der Biomassevergasung beschrieben, enthält das Produktgas aus der Vergasung von Biomasse Verunreinigungen und unerwünschte Komponenten (Teer, Partikel, Alkalien, Schwefel-, Halogen- und Stickstoff-Verbindungen), die zum Teil auch als Katalysatorgifte wirken und den Prozessablauf stören. Um einen zuverlässigen Betrieb und eine lange Lebensdauer von nachgeschalteten Anlagen zur Gasnutzung zu erreichen, wird das Produktgas einer Reinigung zugeführt.

Rohstoffe: Produktgas (Vergasungsprozess)

Endprodukt: Synthesegas

Herstellverfahren - Technologie: Zur Gasreinigung werden mehrere Reinigungsstufen hintereinander geschaltet. Je nach Temperatur des Gases kann zwischen Kaltgas- und Heißgasreinigung unterschieden werden. Für die Kaltgasreinigung wird das Produktgas zuerst abgekühlt, was einen Verlust an Exergie bedeutet. Dafür kann auf ausgereifte Technologien zurück gegriffen werden. Die Kaltgasreinigung hat Vorteile bei der Nutzung des Gases in Motoren, während die Heißgasreinigung günstiger für die Gasnutzung in GuD-Anlagen ist.

Teerentfernung: Einerseits gibt es physikalische Methoden um den Teer aus dem Gas abzuscheiden. Meistens werden dazu Wäscher oder Elektrofilter eingesetzt. Andererseits gibt es auch die Möglichkeit, den Teer durch thermische oder katalytische Verfahren in eine stabile Gaskomponente umzuwandeln.

Partikelabscheidung: Zu den Partikeln zählen Asche, Koks und nicht umgesetztes Bettmaterial. Für die Partikelentfernung stehen mehrere Standardkomponenten zur Verfügung: Zyklone, Filter mit Filtermedien, elektrostatische Filter und Wäscher. Zyklone eignen sich gut für die Entfernung von größeren Partikeln und werden meist für die Erstreinigung eingesetzt. Filter mit Filtermedien eignen sich gut für kleine und Kleinstpartikel. Elektrostatische Filter erreichen hohe Filtrationsraten, bei niedrigen Betriebskosten. Aufgrund ihrer Größe und Investitionskosten werden Elektrofilter meist nur in größeren Anlagen eingesetzt. In Wäschern werden die Partikel mittels einer Waschflüssigkeit (Wasser) aus dem Gasstrom

entfernt. Hier ist ein Nachteil, dass die Gastemperatur unter 100°C abgekühlt werden muss. Auch keramische oder metallische Kerzenfilter, sogenannte Heißgasfilter, können zur Entfernung von Partikeln verwendet werden. Katalytische Keramikfilter könnten bei einer Weiterentwicklung der Materialien in Zukunft eine gleichzeitige Staub-, Teer- und Ammoniakabscheidung mit einem Filter erlauben.

Entfernung von Alkalien: Nach dem derzeitigen Stand der Technik wird das Synthesegas zur Alkalienentfernung zuerst abgekühlt (Alkalien verdampfen bei Temperaturen über 800°C. und kondensieren bei Temperaturen unter 600°C). Die Alkalien werden dann mit den Methoden der Partikelabscheidung entfernt. Auch hier könnten Heißgasfilter in Zukunft eine wichtige Rolle spielen.

Entfernung von Schwefelverbindungen: Zur Schwefelentfernung eignen sich absorptive und adsorptive Verfahren. Bei absorptiven Verfahren wird der Schwefel mittels einer basischen Waschflüssigkeit gebunden. Dabei entstehen Abwässer, die wieder aufbereitet werden müssen. Mit adsorptiven Verfahren kann der Reinheitsgrad von gering belastetem Synthesegas weiter erhöht werden. Dazu wird der Schwefel beispielsweise in einem Zinkoxidbett adsorbiert. Das dabei entstehende Zinksulfid muss entsorgt werden.

Entfernung von Halogenverbindungen: Der Anteil von Halogenverbindungen im Synthesegas ist relativ gering. Nach Vogel 2006 können Halogene im Rahmen der Schwefelentfernung durch Sorptionsmittel (zum Beispiel Kalk) entfernt werden.

Wichtige Einflussfaktoren auf Effizienz und Kosten: optimiertes Reaktordesign zur Minimierung der Verunreinigungen, Prozesstemperatur, Anzahl der notwendigen Reinigungsstufen, optimierte Prozessführung

Entwicklungsstand: einzelne Technologien zur Kaltgasreinigung ausgereift, Technologien zur Heißgasreinigung in Entwicklung

Entwicklungspotential: groß

Weiterführende Literatur:

- Vogel Alexander et al. 2006

FT-Diesel aus der Vergasung von Biomasse

Kurzbeschreibung: Das Produktgas aus der Vergasung von Biomasse kann mit Hilfe der Fischer Tropsch (FT) Synthese in einen flüssigen Kraftstoff umgewandelt werden.

Rohstoffe: Synthesegas aus der Vergasung von Biomasse

Endprodukt: FT-Diesel (BtL-Diesel, Sunfuel, Sun-Diesel...)

Durch die Auswahl und Steuerung des Prozessablaufes können die Eigenschaften des produzierten Kraftstoffes genau an die gestellten Anforderungen angepasst werden. Bei FT-Diesel handelt es sich um einen synthetischen Kraftstoff, der sich in Bezug auf die chemischen Eigenschaften an fossilem Diesel orientiert. Daher kann dieser Kraftstoff ohne Modifikationen in bestehenden Dieselfahrzeugen verwendet werden und eignet sich auch zur Beimischung zu fossilem Diesel (vgl. Schmitz 2006).

Nebenprodukt: ev. Strom

Herstellverfahren - Technologie: Anlagen zur Produktion von FT-Diesel aus der Vergasung von Biomasse bestehen im Wesentlichen aus drei Anlagenbereichen: Reaktor zur Vergasung der Biomasse, Gasreinigung und FT-Anlage. Vergasungsreaktoren und Gasreinigung wurden auf den vorhergehenden Seiten näher beschrieben.

Die FT-Synthese ist ein seit langem bekanntes und ausgereiftes Verfahren (ursprünglich für die Umwandlung von Kohle in flüssige Kohlenwasserstoffe entwickelt). Dabei wird aus Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff an Eisen- oder Kobalt-Katalysatoren ein Mix aus unterschiedlich langen Kohlenwasserstoffketten aufgebaut. Unter Abgabe von Wärme reagiert jeweils ein CO Molekül (ca. 20 % der chem. Energie) mit zwei H₂-Molekülen. Das Verhältnis von H₂ zu CO im Synthesegas sollte daher 2 zu 1 betragen. Dieses Verhältnis kann nach Bridgewater 2003 bereits in Rahmen der Gaskonditionierung mit der Wasser-Gas-Shift-Reaktion eingestellt werden.

Die Zusammensetzung der verschiedenen Fraktionen der produzierten Kohlenwasserstoffketten kann über den Katalysator und die Betriebsbedingungen eingestellt werden. Die idealen Betriebsbedingungen zum Aufbau von langkettigen Kohlenwasserstoffen liegen in einem

Temperaturbereich von 200-250°C und bei einem Druck von 25-60 Bar. Die höchste Dieselausbeute (C₉-C₂₀) liefert nicht die Maximierung der Dieselfraktion, sondern die Maximierung der Wachsfraction (>C₂₀), die ihrerseits mittels Hydrocracking wieder in eine Dieselfraktion aufgebrochen werden kann. Um die Effizienz solcher Anlagen weiter zu erhöhen, ist es nach Hamelinck 2004 sinnvoll, Abgase und leichtere Kohlenstoff-Fractionen zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme heranzuziehen, bzw. diese Stoffströme zur weiteren Nutzung zu recyceln.

Wirkungsgrad: η_{Um} : 40-42 %

Leistungsbereich: dzt. 15 Mio. l/a – zukünftig bis zu 300 Mio. l/a geplant. Langfristig werden Anlagen mit einer Brennstoffverarbeitungsleistung bis zu 2.000 MW für möglich gehalten

Anlagenkosten: 2.000 €/kW

Wichtige Einflussfaktoren auf Effizienz und Kosten: Anlagengröße (Skaleneffekte), optimiertes Reaktordesign zur Minimierung der Verunreinigungen, Komplexität der Produktgasreinigung (Anzahl der notwendigen Reinigungsstufen)

Entwicklungsstand: Forschung und Entwicklung, erste Demonstrationsanlagen sind in Betrieb

Entwicklungspotential: FT-Synthese für Synthesegas aus Kohle ist Stand der Technik, Für FT-Diesel aus Biomasse gibt es erste Versuchsanlagen (Bsp.: Choren Industries, Freiberg), Schwachpunkt: Gasreinigung

Anlagenstandorte:

Freiberg, Deutschland, Fa. Choren Industries (www.choren.de): derzeit Inbetriebnahme der weltweit ersten kommerziellen Anlage zur Produktion von FT-Diesel aus der Vergasung von Biomasse. Produktionsleistung: rund 18 Millionen Liter FT-Diesel pro Jahr.

Europäisches Zentrum für erneuerbare Energie Güssing GmbH (www.eee-info.net): zirkulierende Wirbelschichtvergasung + Gasreinigung + FT-Prozess: Versuchsanlage

Weiterführende Literatur:

- Hamelinck et al. 2004

Methanol aus der Vergasung von Biomasse

Kurzbeschreibung: Das Synthesegas aus der Vergasung von Biomasse kann mit Hilfe der Methanolsynthese zu Methanol umgewandelt werden.

Methanol gilt als einer der wichtigsten und wirtschaftlichsten Rohstoffe für verschiedenste Syntheseverfahren. Ein Großteil (~90 %) davon wird bisher in der chemischen Industrie, der Rest als Energierohstoff genutzt.

Methanol kann als Kraftstoff für Ottomotoren verwendet werden. Dazu bedarf es allerdings der Anpassung von Leitungen, Zünd- und Einspritzsystemen. In einigen Bereichen des Motorsports ist Methanol schon länger als Kraftstoff für Hochleistungsmotoren in Verwendung.

Eine andere Möglichkeit ist die Weiterverarbeitung von Methanol zu MTBE, das als Klopfschutzmittel Ottokraftstoffen beigemischt werden kann. Weiters kann Methanol als Ausgangsprodukt für die Erzeugung von DME verwendet werden (vgl. Fiedler et al. 2007).

Darüber hinaus könnte Methanol aus der Vergasung von Biomasse das bisher in der Biodieselproduktion verwendete fossile Methanol ersetzen.

Rohstoffe: Synthesegas aus der Vergasung von Biomasse

Endprodukt: Methanol, MeOH, (CH₃OH oder CH₄O)

Herstellverfahren - Technologie: Bei der Methanolsynthese reagieren CO bzw. CO₂ an einem Katalysator mit H₂ zu Methanol. Die Herstellungsverfahren unterscheiden sich bezüglich Temperatur, Druck (Hoch-, Mittel-, Niederdruck) und verwendetem Katalysator. Je nach Verfahren kommen dabei Katalysatoren aus Kupfer-, Zink-, Chrom- oder Aluminiumoxid zum Einsatz.

Für die großtechnische Herstellung werden bisher vor allem Festbettreaktoren verwendet. Dabei wird heißes Synthesegas in ein Festbett aus pelletiertem Katalysatormaterial eingeleitet. Die Reaktionen der Methanolsynthese sind exotherm (bei der Reaktion wird Wärme freigesetzt). Um die Umsatzrate und die Lebensdauer der Katalysatoren zu optimieren, muss der Reaktor gekühlt werden. Zu diesem Zweck kann zusätzlich gekühltes Synthesegas

eingespeist werden. Um die Methanolausbeute zu erhöhen, wird nach Hamelick et al. 2004 nicht umgesetztes Synthesegas in einem Kreislauf dem Prozess erneut zugeführt.

Momentan wird an Verfahren mit effizienterer Methanolumsetzung geforscht. Sehr vielversprechend scheinen laut Hamelick 2004 Verfahren, bei denen Synthesegas, Katalysator und Methanol im Reaktor in einer flüssigen Phase vorliegen. Solche Verfahren hätten den Vorteil, dass die Wärmeübertragung zwischen Katalysator und Rohstoff noch effektiver wäre und somit wesentlich höhere Umsatzzraten bei weniger Energieverbrauch und apparativem Aufwand erzielt werden könnten.

Wirkungsgrad: η_{Um} : 50-58 %

Leistungsbereich: dzt. nur Laborversuche – zukünftig werden Anlagen mit einer Brennstoffverarbeitungsleistung bis zu 2.000 MW für möglich gehalten

Anlagenkosten: 1000 €/kW

Wichtige Einflussfaktoren auf Effizienz und Kosten: Anlagengröße (Skaleneffekte), optimiertes Reaktordesign zur Minimierung der Verunreinigungen, Komplexität der Produktgasreinigung (Anzahl der notwendigen Reinigungsstufen)

Entwicklungsstand: Methanolsynthese ausgereift, Schwachpunkt: Gasreinigung

Entwicklungspotential: Bisher existieren keine kommerziell betriebenen Anlagen zur Erzeugung von Methanol aus Biomasse. Die Erzeugung von Methanol aus fossiler Kohle ist aber Stand der Technik.

Weiterführende Literatur:

- Hamelick et al. 2002
- Bandi et al. 2004
- Fiedler et al 2007
- Cornel 2005

Wasserstoff aus der Vergasung von Biomasse

Kurzbeschreibung: Das Synthesegas aus der Vergasung von Biomasse besteht aus Kohlenstoffmonoxid (CO) und Wasserstoff (H₂). Durch Abtrennung von CO kann daraus Wasserstoff gewonnen werden.

Derzeit ist Wasserstoff weniger ein Energieträger als ein chemischer Rohstoff, nachgefragt von Raffinerien zur Entschwefelung von Benzin, von der Petrochemie zur Propylenherstellung, von der Glas-, Düngemittel- und Elektronikindustrie. Energetisch kann Wasserstoff in Brennstoffzellen zur Erzeugung von Strom und als Kraftstoff in Ottomotoren verwendet werden. Die großen Vorteile von Wasserstoff sind die beinahe unbegrenzte Verfügbarkeit von dem Rohstoff Wasser und die nahezu schadstofffreie Verbrennung. Der große Nachteil von Wasserstoff sind der hohe erforderliche Energieaufwand zur Herstellung und die Probleme, die bei seiner Speicherung auftreten. Wasserstoff kann entweder bei niedrigen Temperaturen in flüssiger Form gespeichert werden oder unter hohem Druck in seiner gasförmigen Phase.

Besonders die Speicherung von Wasserstoff in flüssiger Form ist sehr energieintensiv. Ein anderer Nachteil ist, dass die Infrastruktur für die Verteilung von Wasserstoff erst aufgebaut werden müsste.

Die Wasserstoffwirtschaft steht am Anfang und braucht noch Jahrzehnte bis zu signifikanter Größe. Ob und in welchem Ausmaß der Energieträger Wasserstoff zukünftig in Energiesystemen Bedeutung erlangen könnte, wird derzeit international erforscht und diskutiert.

Rohstoffe: Synthesegas aus der Vergasung von Biomasse

Endprodukt: Wasserstoff (H₂)

Herstellverfahren - Technologie: Ausgangsstoff für die Herstellung von Wasserstoff aus Biomasse ist wie bei allen auf Vergasung basierenden Verfahren das Synthesegas. Die Abbildung 3-37 zeigt dazu das prinzipielle Verfahrensschema der Wasserstofferzeugung.

Aus dem mit Wasserstoff angereichertem Synthesegas wird der Wasserstoff abgetrennt. In einem konventionellen Verfahren wird dabei CO₂ aus dem Synthesegas entfernt. Verbleibende Reste von CO und CO₂ werden zu Methan umgewandelt, das einfach

abgetrennt werden kann. Bei diesem Prozess entsteht Wasserstoff mit einer 98%igen Reinheit.

In modernen Anlagen wird der Wasserstoff mit Hilfe der Druckwechseladsorption gereinigt. Dabei wird das Gasgemisch mit Hilfe von speziellen porösen Molekularsieben getrennt. Diese Molekularsiebe haben die Eigenschaft, dass sie unter Druck nur von Wasserstoff durchströmt werden können, während die unerwünschten Bestandteile vom Sieb adsorbiert werden. Wenn das Sieb vollständig beladen ist, kann es unter Druckabbau wieder entladen werden. Da es sich bei diesem Reinigungsprozess um einen Batchprozess handelt, sind für einen quasikontinuierlichen Betrieb mindestens zwei solcher Reinigungskolonnen parallel zu betreiben. Nach Hamelick et al. 2002 sind mit diesen Verfahren Reinheitsgrade von bis zu 99,999 % erreichbar.

Wirkungsgrad: η_{Um} : 35-40 %

Leistungsbereich: dzt. nur Laborversuche – zukünftig werden Anlagen mit einer Brennstoffverarbeitungsleistung bis zu 2.000 MW für möglich gehalten

Anlagenkosten: ca. 2000 €/kW

Wichtige Einflussfaktoren auf Effizienz und Kosten: Anlagengröße (Skaleneffekte), optimiertes Reaktordesign zur Minimierung der Verunreinigungen, Komplexität der Produktgasreinigung (Anzahl der notwendigen Reinigungsstufen)

Entwicklungsstand: Forschung und Entwicklung; Schwachpunkt: Gasreinigung

Entwicklungspotential: Sofern das Synthesegas aus der Vergasung von Biomasse in einer ausreichenden Reinheit erzeugt werden kann, stellt die verfahrenstechnische Umsetzung einer darauf basierenden Wasserstofferzeugung keine Barriere für eine erfolgreiche Implementierung dieses Umwandlungspfades dar.

Weiterführende Literatur:

- Hamelinck et al. 2002
- Cornel 2005

SNG aus der Vergasung von Biomasse

Kurzbeschreibung: Als SNG bezeichnet man ein Gas, das durch die Veredelung von Rohgas auf Erdgasqualität gebracht wurde. In diesem speziellen Fall dient das Synthesegas aus einem Vergasungsprozess als Rohstoff für die Erzeugung von SNG. Wie bereits im Kapitel über Biogas erwähnt, kann aber auch ein durch Fermentation von Biomasse gewonnenes Biogas auf Erdgasqualität gebracht werden.

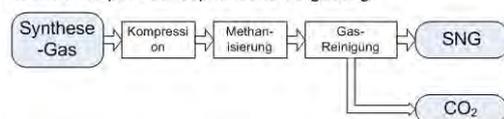
Aufgrund seiner hohen Oktanzahl ist Erdgas gut für den Einsatz in leicht modifizierten Ottomotoren geeignet. Da die flächendeckende Versorgung von Erdgas bzw. SNG bisher oft nicht gegeben ist, werden die Motoren von Erdgasfahrzeugen heute vorwiegend für einen bivalenten Betrieb mit Ottokraftstoffen und Erdgas ausgerüstet. Außerdem eignet sich SNG zur Einspeisung in das Ergasnetz.

Rohstoffe: Synthesegas aus der Vergasung von Biomasse

Endprodukt: Synthetic Natural Gas, SNG, (CH_4)

Herstellverfahren - Technologie: Der Prozess der Herstellung von SNG durch Vergasung von Biomasse ähnelt dem Herstellprozess für Wasserstoff. Das gereinigte Synthesegas wird einem Reaktor zugeführt, in dem der Prozess der Methanisierung stattfindet. Unter Methanisierung wird dabei die katalytische Umsetzung von CO und H_2O in Methan (CH_4) verstanden. Meist werden Katalysatoren auf Nickelbasis verwendet. Als Reaktoren können sowohl Festbettreaktoren als auch Wirbelschichtreaktoren zum Einsatz kommen. In Wokaun et al. 2003 werden zwei Konzepte beschrieben, die sich vor allem bei der Vergasung der Biomasse unterscheiden.

Grundkonzept I - atmosphärische Vergasung



Grundkonzept II - Druckvergasung

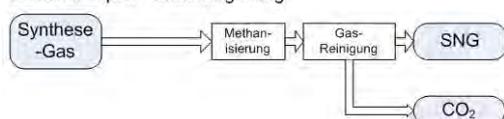


Abbildung 3-12: Schema der SNG-Produktion aus Synthesegas
Quelle: Wokaun et al. 2003

Im ersten Konzept findet die Vergasung unter atmosphärischem Druck mit Luft und Dampf als Vergasungsmittel statt. Das zweite Konzept baut hingegen auf einer Druckvergasung mit Sauerstoff und Dampf auf. Die abschließende CO_2 -Abtrennung aus einem Gasgemisch aus CH_4 und CO_2 ist nach Wokaun et al. 2003 im Bereich der großtechnischen Aufbereitung von Erdgas Stand der Technik.

Wirkungsgrad: η_{Um} : 60-65 %

Leistungsbereich: dzt. nur Laborversuche – zukünftig werden Anlagen mit einer Brennstoffverarbeitungsleistung bis zu 2.000 MW für möglich gehalten

Anlagenkosten: etwa 770 €/kW

Wichtige Einflussfaktoren auf Effizienz und Kosten: Anlagengröße (*Economies of Scale*), optimiertes Reaktordesign zur Minimierung der Verunreinigungen, Komplexität der Produktgasreinigung (Anzahl der notwendigen Reinigungsstufen)

Entwicklungsstand: Forschung und Entwicklung; Schwachpunkt: Gasreinigung

Entwicklungspotential: Schon seit längerem wird in einigen Großanlagen SNG durch Vergasung von Kohle produziert. Sofern das Synthesegas aus der Vergasung von Biomasse in einer ausreichenden Reinheit erzeugt werden kann, stellt die verfahrenstechnische Umsetzung einer SNG-Erzeugung keine Barriere für eine erfolgreiche Implementierung dieses Umwandlungspfades dar.

Anlagenstandorte:

Europäisches Zentrum für erneuerbare Energie Güssing GmbH, (www.eee-info.net), zirkulierende Wirbelschichtvergasung + Gasreinigung + Methanisierung: Versuchsanlage

Weiterführende Literatur:

- Hiller et al. 2007
- Hofbauer et al. 2007

DME aus der Vergasung von Biomasse

Kurzbeschreibung: Bei Dimethylether handelt es sich um ein farbloses, schwach narkotisierend wirkendes, brennbares Gas. Aufgrund seiner Eigenschaften (hohe Cetanzahl) kann es laut Thuijl et al. 2003 in modifizierten Dieselmotoren als Kraftstoff verwendet werden. Besonders hervorzuheben ist nach Cornel 2005 die hohe Zündwilligkeit von diesem Kraftstoff, bedingt durch seine Verdampfungseigenschaften und dem Sauerstoff in seiner Molekülstruktur. Diese Eigenschaften macht man sich in Methanolmotoren zu nutze. Dort wird dem Methanol, zur Verbesserung der Zündeigenschaften, DME beigemischt.

Rohstoffe: Synthesegas aus der Vergasung von Biomasse

Endprodukt: Dimethylether, DME, (C_2H_6O)

Herstellverfahren - Technologie: DME wurde lange Zeit als Nebenprodukt bei der Methanolherstellung nach dem Hochdruckverfahren gewonnen. Erst als die Methanolproduktion auf effizientere Niederdruckverfahren mit sehr geringem DME-Anteil umgestellt wurde, wurden eigene Anlagen zur Herstellung von DME gebaut. In diesen Anlagen wird DME durch katalytische Dehydrierung von Methanol erzeugt (siehe Abbildung 3-13).

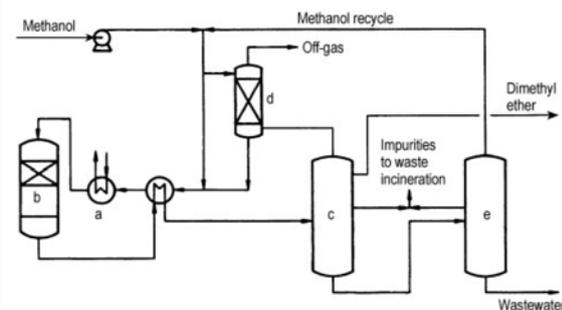


Abbildung 3-13: schematische Darstellung der Erzeugung von DME durch Dehydrierung von Methanol

Quelle: Müller 2007

Eine andere Möglichkeit liegt in der direkten Synthese von DME aus Synthesegas. In Elam et al. 2002 wird ein Verfahren zur parallelen Produktion von DME und Methanol beschrieben. Bei diesem Verfahren findet die Vergasung mit einer Mischung aus Sauerstoff und Wasserdampf bei einem Druck von etwa 10Bar statt. Mit dieser Konfiguration soll eine für die DME-Synthese ideale Gaszusammensetzung erreicht werden. Die

Gasreinigung erfolgt als Heißgasreinigung mit Hilfe von Kerzenfiltern. Dieses Verfahren ähnelt vom Aufbau her dem Verfahren der Methanolsynthese, wobei in diesem Verfahren DME das Hauptprodukt ist und Methanol als Nebenprodukt betrachtet wird. Das Nebenprodukt Methanol wird anschließend in einem katalytischen Prozess weiter zu DME verarbeitet.

Wirkungsgrad: η_{Um} : bis zu 58 %

Leistungsbereich: dzt. nur Laborversuche – zukünftig werden Anlagen mit einer Brennstoffverarbeitungsleistung bis zu 2.000 MW für möglich gehalten

Anlagenkosten: etwa 1400 €/kW

Wichtige Einflussfaktoren auf Effizienz und Kosten: Anlagengröße (Skaleneffekte), optimiertes Reaktordesign zur Minimierung der Verunreinigungen, Komplexität der Produktgasreinigung (Anzahl der notwendigen Reinigungsstufen)

Entwicklungsstand: Forschung und Entwicklung; Schwachpunkt Gasreinigung

Entwicklungspotential: Die Erzeugung von DME aus Methanol oder durch katalytische Dehydrierung wird in der chemischen Industrie seit langem erfolgreich betrieben. Sofern das Synthesegas in einer ausreichenden Reinheit erzeugt werden kann, stellt die verfahrenstechnische Umsetzung der DME-Erzeugung aus der Vergasung von Biomasse keine Barriere für eine erfolgreiche Implementierung dieses Umwandlungspfades dar.

Weiterführende Literatur:

- Elam et al. 2002
- Müller et al. 2007
- Cornel 2005

Pelletierung - Holzpellets

Kurzbeschreibung: Bei Pellets handelt es sich um kleine Presslinge die aus Rückständen der Holzverarbeitenden Industrie (Hobel- und Sägespäne, Sägemehl) produziert werden. Pellets eignen sich sowohl für die Verwendung in Heizkesseln als auch zur kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen. Im Vergleich zu herkömmlichem Brennholz sind Pellets aufgrund ihrer kompakten Form sehr einfach in ihrer Handhabung und durch ihre hohe Energiedichte sind die Transport- und Lagerkosten niedrig.

Rohstoffe: Hobel-, Sägespäne u. Sägemehl

Endprodukt: Holzpellets

In Österreich werden vorwiegend Pellets mit einem Durchmesser von 6 mm und einer Länge von 3–4 cm gehandelt. Die Qualität von Pellets, die für den Einsatz im Haushaltsbereich geeignet sind, wird durch die ÖNORM M 7135 geregelt. Nach dieser Norm müssen Pellets einen Wassergehalt kleiner als 10 % aufweisen. Heizwert: > 4,6 kWh/kg

Herstellverfahren - Technologie: Pellets werden in Pelletieranlagen (Pelletspresen), meist in unmittelbarer Nähe zu Anlagen der Holz-, Säge- und Hobelindustrie hergestellt. Zur Vorbereitung wird das Ausgangsmaterial wenn notwendig von Verunreinigungen befreit und mittels Hammermühlen zerkleinert. Durch eine weitere Behandlung mit Wasserdampf werden Temperatur ($\sim 70^\circ\text{C}$) und Feuchtigkeitsgehalt (10-15 %) des Materials eingestellt. Dann erfolgt die Pressung der Pellets. Dazu wird das Ausgangsmaterial mit dem sogenannten Koller durch eine Stahlmatrize gepresst. Hierfür werden Flach- oder Rundmatrizen verwendet.

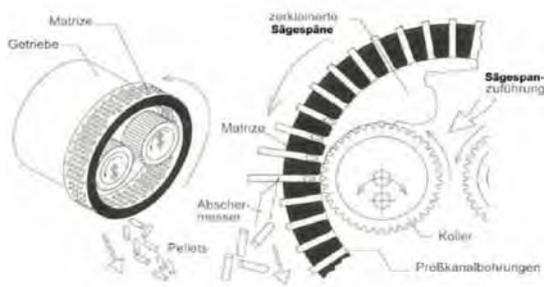


Abbildung 3-14: Schematische Darstellung einer Rundmatrizen-Pressen

Quelle: Kompetenzzentrum HessenRohstoffe

Bei diesem Prozess entstehen die zylinderförmigen Pellets, die auf der anderen Seite der Matrize durch rotierende Messer abgeschnitten werden.

Je nach Prozessführung werden für die Pressung keine oder nur geringe Mengen von Presshilfsmittel (1 – 2 %) benötigt, wobei in Österreich ausschließlich biogene Rohstoffe (Maisstärke, Maismehl) zugelassen sind.

Nach der Pressung erfolgt eine Abkühlung der Pellets in einem Gegenstromkühler, wobei die Abwärme wieder dem Dampfprozess zugeführt werden kann. Bei diesem Schritt werden Staubpartikel abgeschieden, die dem Pelletier-Prozess wieder zugeführt werden können. Im Anschluss daran können die fertigen Pellets verpackt und verkauft bzw. trocken gelagert werden.

Wirkungsgrad: η_{Um} : 90-97 %

Leistungsbereich: bis 150.000 t/a Pellets; (bis zu 250 MW)

Anlagenkosten: 50 – 55 €/kW

Wichtige Einflussfaktoren auf Effizienz und Kosten: bei Einsatz von Schadholz und Abfällen (Sägenebenprodukte) aus der Holzindustrie günstig

Entwicklungsstand: ausgereift

Anlagenstandorte:

Einen Überblick über Standorte von europäischen Pelletieranlagen gibt die Homepage des Forschungsprojektes Pellets@las: www.pelletcentre.info

Weiterführende Literatur:

- Wolf et al 2006
- Oberberger et al. 2004

Motor-BHKW

Kurzbeschreibung: Bei Motor-BHKW's treibt ein Verbrennungsmotor einen Generator an. Die Abwärme des Motors und der Abgase kann für Heiz- und Kühlzwecke verwendet werden. Hauptsächlich werden dazu Motoren aus dem Schiffbau und Industriemotoren verwendet. Solche KWK Anlagen werden vor allem für die Wärmeversorgung von Nahwärmenetzen, öffentlichen Gebäuden, Schwimmbädern, Krankenhäusern, Gewerbe- und Industriebetrieben, Kläranlagen und Deponien verwendet.

Rohstoffe:

flüssig: Pflanzenöl, Biodiesel, Ethanol, Methanol...

gasförmig: Biogas, Produktgas, Synthesegas, Erdgas, Wasserstoff...

Endprodukt: Strom

Nebenprodukt: Wärme

Herstellverfahren - Technologie: Motor-Blockheizkraftwerke werden üblicherweise als fertige Einheiten (Motor, Generator, Wärmetauscher, Schaltungstechnik) verkauft (siehe Abbildung 3-15). Als Motoren kommen Verbrennungsmotoren zum Einsatz, die je nach Betriebsweise in Ottomotoren und Dieselmotoren unterteilt werden können. Werden gasförmige Kraftstoffe verwendet, so bezeichnet man die Motoren als Gasmotoren.

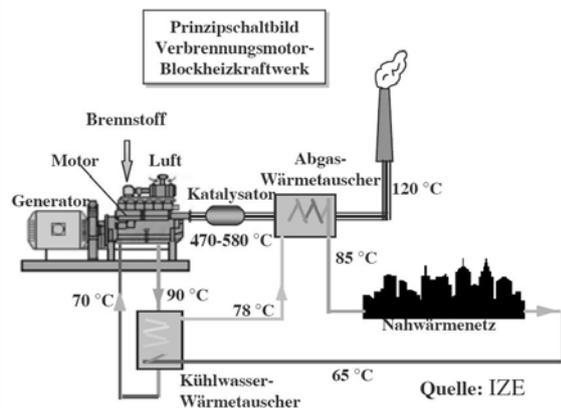


Abbildung 3-15: Motor-BHKW-Schema
Quelle: Schmitz et al. 2005

Ottomotor und Dieselmotor: Prinzipiell ist das Funktionsprinzip von Otto- und Dieselmotoren sehr ähnlich. Der wesentliche Unterschied liegt in der Zündung des Kraftstoffes. Beim Ottomotor erfolgt die Zündung des Kraftstoff-Luft Gemisches durch Zündkerzen, während sich bei Dieselmotoren der Kraftstoff durch den hohen Druck der Luft im Brennraum (und

den damit hohen Temperaturen) selbst entzündet.

Gasmotor: Bei Gasmotoren handelt es sich um Verbrennungskraftmaschinen die anstelle von flüssigen gasförmige Kraftstoffe verwenden. Die Zündung des Kraftstoff-Luft-Gemisches im Brennraum erfolgt bei Ottomotoren durch Zündung mit einer Zündkerze oder bei Dieselmotoren durch Zündung mittels Zündstrahl. Für die Verwendung von Deponiegas, Biogas aus der Fermentation und von Produktgas aus der Vergasung von Biomasse ist eine Entschwefelung dieser Kraftstoffe unbedingt notwendig, weil Schwefel die Lebensdauer des Schmieröls herabsetzt. Weiters führen bereits kleinste Mengen von Schwefel im Abgas zur Deaktivierung des Katalysators.

Die Wartungsintervalle und die Lebensdauer der in Blockheizkraftwerken verwendeten Motoren hängen stark von der Qualität und Reinheit der verwendeten Rohstoffe ab. Während bei der Verwendung von Erdgas als Kraftstoff das Wartungsintervall bei 3.500 – 4.000 Betriebsstunden liegt, sinkt dieses Intervall laut Thomas 2007 bei Heizöl auf 2.700, bei FAME auf 1.400, bei Pflanzenöl auf 750-1.000 und bei Biogas und Deponiegas auf einige 100 Betriebsstunden.

Wirkungsgrad:

$P_{el} < 50 \text{ kW}$:	η_{el} : 25 – 30 %
$50 \text{ kW} < P_{el} < 250 \text{ kW}$:	η_{el} : 30 – 35 %
$250 < P_{el} < 1 \text{ MW}$:	η_{el} : 35 – 40 %
η_{th} :	40 – 60 %
η_{ges} :	80 – 90 %

Leistungsbereich: 5 kW_{el} – 10 MW_{el}

Anlagenkosten:

$P_{el} < 50 \text{ kW}$:	ca. 1.400 €/kW
$50 \text{ kW} < P_{el} < 250 \text{ kW}$:	ca. 850 €/kW
$250 < P_{el} < 1 \text{ MW}$:	ca. 600 €/kW

Entwicklungsstand: ausgereift

Weiterführende Literatur:

- Thomas 2007
- Schmitz et al. 2005

Mikrogasturbinen-BHKW

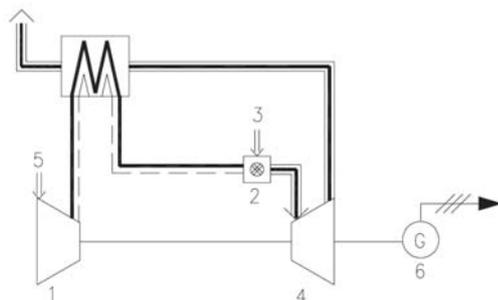
Kurzbeschreibung: Kleine Gasturbinen mit einer Brennstoffwärmeleistung im Bereich von 50 bis zu einigen 100 kW werden als Mikrogasturbinen bezeichnet. Sie sind überall dort wirtschaftlich einsetzbar, wo ein ganzjähriger Strom- und Wärmebedarf besteht (z.B. Gewerbebetriebe)

Rohstoffe: Biogas, Produktgas, Synthesegas, Erdgas, Wasserstoff...

Endprodukt: Strom

Nebenprodukt: Wärme

Herstellverfahren - Technologie: Mikrogasturbinen sind schnell laufende Gasturbinen die im Vergleich zu herkömmlichen Gasturbinen mit niedrigen Brennkammerdrücken und Temperaturen arbeiten. Die Hauptkomponenten einer Mikrogasturbine sind: Verdichter, Brennkammer, Turbine, Generator und Rekuperator. Verdichter, Turbine und Generator sind üblicherweise auf einer Welle befestigt. Das Funktionsprinzip einer Gasturbine kann folgendermaßen erklärt werden (siehe Abbildung 3-16): Über den Verdichter wird Verbrennungsluft zugeführt und komprimiert. Diese Luft wird über den Rekuperator noch zusätzlich erwärmt. In der Brennkammer wird diese Luft mit einem flüssigen oder gasförmigen Kraftstoff gemischt und zur Zündung gebracht. Das dabei entstehende Heißgas wird im nachfolgenden Turbinenteil entspannt. Dabei wird thermische Energie in mechanische Energie umgewandelt, die im Generator zur Erzeugung von Strom verwendet wird. Die Abwärme kann zu Heizzwecken verwendet werden.



- | | |
|-------------------|------------------------------|
| 1. Verdichter | 5. Verbrennungsluftansaugung |
| 2. Brennkammer | 6. Generator |
| 3. Erdgas | 7. Rekuperator |
| 4. Arbeitsturbine | |

Abbildung 3-16: Schematische Darstellung einer Mikrogasturbine

Mikrogasturbinen werden mit Drehzahlen von 70.000 bis 100.000 Umdrehungen pro Minute betrieben. Da Mikrogasturbinen in der Regel als Einwellenmaschinen ausgeführt sind und über keine Getriebe verfügen, wird der Generator auch mit dieser Drehzahl angetrieben. Der Generator liefert einen hochfrequenten Wechselstrom, der mit einem digitalen Leistungsregler zunächst in Gleichspannung und dann weiter in eine netzkonforme Wechselspannung umgewandelt wird.

Wirkungsgrad:

η_{el} : 20 – 30 %

η_{th} : 40 – 60 %

η_{ges} : bis 80 %

Leistungsbereich: 30 – 350 kW_{el}

Anlagenkosten: 700 – 750 €/kW_{el}

Wichtige Einflussfaktoren auf Effizienz und

Kosten: auf Grund von endlichen Fertigungstoleranzen und daraus resultierenden Spaltverlusten sinkt der Wirkungsgrad mit abnehmender Leistung, wodurch der weiteren Miniaturisierung von Turbinen Grenzen gesetzt werden.

Entwicklungsstand: derzeit sind Kleinserien im Einsatz, die mit Bio-, Klär- oder Deponiegas betrieben werden

Entwicklungspotential: Die Chancen von Mikrogasturbinen liegen durch ihre besondere Abwärmecharakteristik, bei der das gesamte Abwärmepotential auf einem hohen Temperaturniveau von rund 275°C anfällt, besonders im Bereich kleinerer Industriebetriebe mit Prozesswärmebedarf und zur Klimakälteerzeugung mittels Absorptionskältemaschinen.

Weiterführende Literatur:

- Thomas 2007
- Schmitz et al. 2005

Brennstoffzellen-BHKW

Kurzbeschreibung: In Brennstoffzellen (BZ, engl.: fuel cell, FC) wird die chemische Energie von geeigneten Kraftstoffen durch Oxidation in elektrische Energie umgewandelt. Theoretisch könnte dieser Prozess durch kalte Verbrennung sehr hohe elektrische Wirkungsgrade erreichen. Reale Brennstoffzellen brauchen für den Betrieb Temperaturen zwischen 50 und 1.000°C. Für eine Erhöhung des Gesamtwirkungsgrades ist es daher sinnvoll, diese Technologie zur kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme, also in KWK-Anlagen zu verwenden.

Rohstoffe: Wasserstoff, Synthesegas, Biogas, Ethanol, Methanol

Endprodukt: Strom

Nebenprodukt: Wärme, Wasser

Herstellverfahren - Technologie: Prinzipiell sind Brennstoffzellen aus zwei gasdurchlässigen Elektroden (Anode und Kathode) aufgebaut, die durch eine Elektrolytenmembran voneinander getrennt sind. Dieser Elektrolyt (Membran) hat die Eigenschaft, dass er sowohl für die eingesetzten Brennstoffe als auch für Elektronen undurchlässig ist, so dass keine direkte Reaktion zwischen den Gasen stattfinden kann. Für Brennstoff-Ionen (z.B. Wasserstoff) ist dieses Elektrolyt sehr wohl durchlässig.

Das Funktionsprinzip wird im Folgenden anhand einer Wasserstoff-Brennstoffzelle erläutert (siehe Abbildung 3-17):

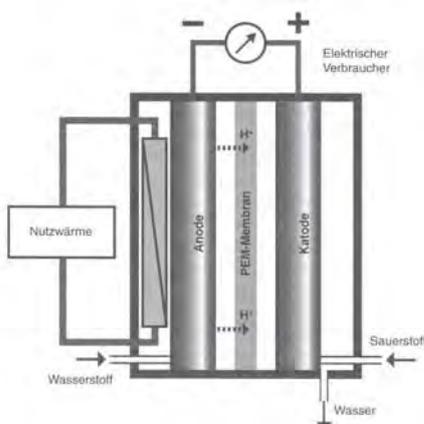


Abbildung 3-17: Funktionsprinzip einer Brennstoffzelle

Quelle: Thomas 2007

Wird an die eine Elektrode Wasserstoff und an die andere Sauerstoff herangeführt, so

bewirkt der Elektrolyt, dass sich durch eine chemische Reaktion positiv geladene Wasserstoff-Ionen und negativ geladene Sauerstoff-Ionen bilden. Dabei werden an der Anode von den Wasserstoffmolekülen Elektronen an den Stromkreislauf abgegeben. An der Kathode werden Elektronen an die negativ geladenen Sauerstoff-Ionen übertragen. Die positiv geladenen Wasserstoff-Ionen gehen nach Durchtritt durch die Membran eine Verbindung mit dem Sauerstoff ein. Bei diesem Umwandlungsprozess entsteht Wasser und wird elektrische Energie freigesetzt.

Es gibt verschiedene Typen von Brennstoffzellen, die sich in den eingesetzten Elektrolyten (PEMFC: Polymermembran, PAFC: Phosphorsäure, MCFC: Karbonatschmelze, SOFC: Oxidkeramik) und den Betriebstemperaturen unterscheiden. Diese Typen können entsprechend ihrer Arbeitstemperatur in Nieder- Mittel- und Hochtemperatur-Brennstoffzellen unterteilt werden.

Niedertemperatur-Brennstoffzellen eignen sich für Raumheizerwendungen, während Hochtemperatur-Brennstoffzellen gut geeignet sind zur Erzeugung von Dampf mit hoher Temperatur.

Wirkungsgrad:

η_{el} : je nach Typ 50 – 65 %

η_{th} : 20 – 30 %

η_{ges} : 80 – 90 %

Leistungsbereich:

1 kW_{el} (SOFC) bis zu ca. 350 kW_{el} (MCFC)

Anlagenkosten: etwa 6.000 €/kW

Wichtige Einflussfaktoren auf Effizienz und Kosten: Materialien der Membran, Lebensdauer

Entwicklungsstand: Kleinserien am Markt verfügbar

Entwicklungspotential: mittel bis langfristig hohes Potential aufgrund der im Vergleich zu anderen BHKW höheren elektrischen Wirkungsgrade

Weiterführende Literatur:

- Thomas 2007
- Schmitz et al. 2005

Stirlingmotor

Kurzbeschreibung: Der Stirlingmotor ist eine Wärmekraftmaschine. Dabei wird ein abgeschlossenes Arbeitsmedium (Luft oder Helium) abwechselnd an einer Stelle erhitzt und an einer anderen Stelle abgekühlt. Durch die Kompression bzw. Expansion des Gases wird thermische Energie in mechanische Energie umgewandelt, die in einem Generator in elektrischen Strom umgewandelt werden kann. Der Stirlingmotor kann mit beliebigen externen Wärme- bzw. Kältequellen betrieben werden und eignet sich zur Nutzbarmachung von geringen Temperaturunterschieden. Mit dem Stirlingmotor kann z. B. die Abwärme des Abgases eines Heizkessels genutzt werden.

Rohstoffe: beliebige externe Wärme- bzw. Kältequellen; Biomasse: z.B.: Hackgut, Pellets

Endprodukt: Strom

Herstellverfahren - Technologie: Bei herkömmlichen Verbrennungsmotoren wird der Kolben durch die Expansion eines Gases infolge einer inneren Verbrennung im Zylinderraum bewegt. Beim Stirlingmotor wird dagegen die Wärmeenergie einer im Grunde beliebigen äußeren Wärmequelle zum Antrieb der Kolben genutzt.

Es gibt viele verschiedene Ausführungsformen von Stirlingmotoren (Bauform, Anzahl der Zylinder, Geometrie...). Das Grundprinzip ist bei allen diesen Motoren das gleiche (siehe Abbildung 3-18). Der Stirlingmotor besitzt einen heißen Raum (Expansionsraum) dem permanent Wärme zugeführt wird und einen kälteren Raum (Kompressionsraum), der permanent gekühlt wird. Zwischen diesen beiden Räumen wird das Arbeitsmedium durch die Aufnahme bzw. Abgabe von Wärme hin- und herbewegt. Als Arbeitsmedium wird meist Wasserstoff oder Helium verwendet.

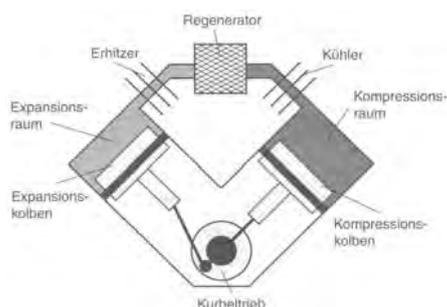


Abbildung 3-18: Schematische Darstellung eines Stirlingmotors
Quelle: Thomas 2007

Der Regenerator dient als Zwischenspeicher zur Erhöhung des Wirkungsgrades, indem die Wärme des heißen Gases auf dem Weg in den gekühlten Raum aufgenommen und bei der Rückströmung des kalten Gases wieder abgegeben wird.

Die Vorteile vom Stirlingmotor gegenüber einem herkömmlichen Verbrennungsmotor sind:

niedrigere Emissionen (äußere Verbrennung kann bezüglich der Emissionen besser optimiert werden, als die innere Verbrennung eines Kraftstoffgemisches im Motor)

Der Stirlingmotor weist im Zylinder keine Verbrennungsrückstände auf. Daher sind die Wartungsintervalle länger und es gibt keine Schmierprobleme.

Als Nachteil sind die relativ hohen Investitionskosten zu nennen, die durch eine größere Verbreitung in Zukunft aber weiter sinken sollten.

Wirkungsgrad:

Brennstoff Erdgas η_{el} : 20 – 28 %
Brennstoff Biomasse η_{el} : 10 – 20 %

Leistungsbereich: 1 kW < P_{el} < 70 kW

Anlagenkosten: Brennstoff Hackgut

P_{el} < 15 kW: 15.000 – 19.000 €/kW_{el}
 P_{el} < 50 kW 9.000 – 12.500 €/kW_{el}

Wichtige Einflussfaktoren auf Effizienz und Kosten: Reduktionen der Investitionskosten durch höhere Verbreitung und damit einhergehenden Lerneffekten möglich

Entwicklungsstand: Mit Erdgas betriebene Stirlingmotor-BHKWs in Kleinserien erhältlich. Stirlingmotor-BHKWs die mit Biomasse (z.B. Pellets) befeuert werden, werden derzeit entwickelt (Laborversuche, Feldtests).

Weiterführende Literatur:

- Schleder 2008
- Thomas 2007

Organic Rankine Cycle (ORC) - Anlagen

Kurzbeschreibung: Der ORC-Prozess ist ein Verfahren zur Umwandlung von Wärme in Strom durch einen Dampfturbinenprozess. Im Gegensatz zum herkömmlichen Dampfturbinenprozess, bei dem Wasserdampf zum Antrieb der Turbine verwendet wird, wird beim ORC-Prozess ein organisches Arbeitsmedium verwendet. Weil die verwendeten organischen Arbeitsmedien einen niedrigeren Siedepunkt als Wasser aufweisen, eignet sich diese Technologie besonders zur Nutzung von geringen Temperaturunterschieden. Der ORC-Prozess kann daher gut an die relativ niedrigen Verbrennungstemperaturen von Biomasse angepasst werden. Weiters eignen sich ORC-Anlagen beispielsweise gut zur Stromerzeugung aus Geothermie.

Rohstoffe: Holzhackschnitzel, Rinde, Sägespäne, Pellets...

Endprodukt: Strom

Herstellverfahren - Technologie:

Wie beim herkömmlichen Dampfprozess handelt es sich beim ORC-Prozess um einen Rankine-Kreisprozess. Als Wärmeübertragungsmedien werden anstelle von Wasser jedoch organische Medien (z.B. Silikonöl) eingesetzt, die gegenüber Wasser einen niedrigeren Siedepunkt aufweisen. Außerdem weisen diese Medien eine günstigere Form des Sattdampfgebietes auf, die auch ohne Überhitzung eine Kondensation in der Turbine verhindert.

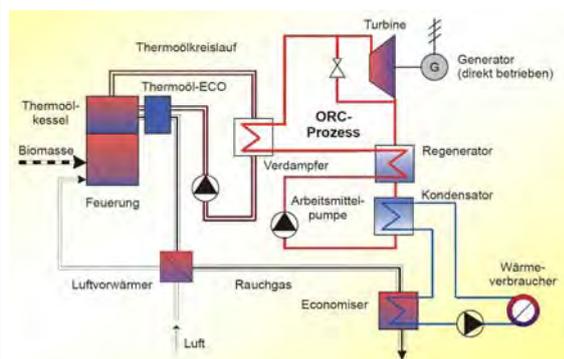


Abbildung 3-19: Schema einer ORC-Anlage
Quelle: Obernberger et al. 2005

ORC-Prozesse werden gegenüber dem herkömmlichen Dampfprozess bevorzugt in kleinen Leistungsbereichen bei niedrigen Temperaturen und Drücken betrieben. Je nach Art der Wärmeeinbringung werden Turbineneintrittstemperaturen im Bereich von 100-300°C erreicht. Der Verstromungs-

wirkungsgrad unterliegt wie bei allen thermischen Kreisprozessen dem Carnot-Wirkungsgrad, die elektrischen Wirkungsgrade sind entsprechend der geringen Temperaturspreizung in der Turbine begrenzt und liegen im Bereich von 15-20 %. Um mit dem ORC-Prozess einen hohen Gesamtwirkungsgrad und somit einen wirtschaftlichen Betrieb erreichen zu können, sollten ORC basierte KWK-Anlagen wärmeorientiert geführt werden, bei einer gleichzeitig möglichst hohen Anzahl an Volllaststunden.

Die Vorteile von ORC-Anlagen sind, dass sie ein gutes Teillastverhalten aufweisen (Betrieb im Bereich von 10-100 % ihrer Nennleistung) und dass der Betrieb voll automatisiert mit nur geringem Wartungsaufwand erfolgen kann.

Wirkungsgrad:

η_{el} : 15 – 20 %
 η_{th} : 70 %
 η_{ges} : 85 – 90 %

Leistungsbereich: 200 – 1.500 kW_{el}

Anlagenkosten:

$P_{el} < 250$ kW: ca. 7.000 €/kW_{el}
 $P_{el} < 1$ MW: ca. 5.000 €/kW_{el}

Wichtige Einflussfaktoren auf Effizienz und Kosten: wärmegeführter Betrieb, hohe Auslastung (hohe Anzahl an Volllaststunden)

Entwicklungsstand: marktreif

Entwicklungspotential: Verbesserung des elektrischen Wirkungsgrades durch an den jeweiligen Prozess speziell angepasste (synthetische) Arbeitsmedien

Anlagenstandorte:

Beispiele für Demonstrationsprojekte sind Lienz mit 1.000 kW_{el} oder Admont mit 400 kW_{el}.

Weiterführende Literatur:

- Obernberger et al. 2005

KWK-Anlagen mit Dampfturbinen

Kurzbeschreibung: Der Dampfprozess ist der global am meisten verbreitete Prozess zur Stromerzeugung. Dabei gibt eine beliebige Wärmequelle in einem Dampferzeuger Wärme in ein Arbeitsmedium (Wasser) ab und verdampft dieses. In einer nachgeschalteten Dampfturbine wird ein Teil der Wärme in mechanische Energie umgewandelt. Ein Teil der Wärme kann als Prozesswärme und für Heizzwecke (Fernwärme) verwendet werden.

Rohstoffe: Holzhackgut, Pellets, Abfall, fossile Brennstoffe wie Kohle...

Endprodukt: Strom

Nebenprodukt: Wärme

Herstellverfahren - Technologie: Prinzipiell bestehen solche Anlagen aus einer Kesselanlage zur Erzeugung von Dampf und aus Dampfturbinen.

Je nach Dampf- und Kondensatzustand kann zwischen Großwasserraumkessel und Wasserrohrkessel unterschieden werden. Großwasserraumkessel eignen sich für Kesselleistungen bis 30MW_{th} und für Kesseldrücke von bis zu 30bar. Wasserrohrkessel werden meist erst oberhalb des Einsatzbereiches von Großwasserraumkesseln verwendet.

Je nach Feuerungsart lassen sich Wasserrohrkessel weiter unterteilen in Kessel mit:

- Rostfeuerung
- Staubfeuerung
- Wirbelschichtfeuerung
- Ölfeuerung
- Erdgasfeuerung

Einer der großen Vorteile des Dampfprozesses ist die Robustheit bezüglich der eingesetzten Wärmequelle bzw. des eingesetzten Brennstoffs. Da es sich um einen Prozess mit äußerer Wärmequelle handelt, können auch Brennstoffe mit einer schlechten Verbrennungsgüte eingesetzt werden. Einer der großen Nachteile ist der geringe elektrische Wirkungsgrad bei niedrigen Dampfdrücken und -Temperaturen. Das heißt, hohe Wirkungsgrade werden üblicherweise nur in großen, technisch aufwendigen Anlagen erreicht. Ein weiterer Nachteil für Kleinanlagen ist der, dass die Anlagen während den Betriebszeiten von

einem Kesselwärter vor Ort überwacht werden müssen. D.h. zum kontinuierlichen Betreiben der Anlage muss mit einem Mindestpersonal von 4 bis 5 Person gerechnet werden, was bei Kleinanlagen die organisatorische wie auch örtliche Einbettung in eine größere Struktur erfordert.

Der Dampfprozess kann je nach Anlagenkonfiguration nur zur Stromerzeugung oder auch zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt werden. Bei größeren Anlagen und variabler Nachfrage nach Wärme werden bevorzugt Entnahme-Kondensationsturbinen eingesetzt, die bei geringst möglichen Verlusten eine höchst mögliche Variation der Stromkennzahl erlauben. Bei kleineren Systemen oder einer konstanten Wärmenachfrage werden bevorzugt Gegendruckdampfturbinen eingesetzt, die keine bzw. nur eine geringe Variation des Verhältnisses von Nutzwärmeoutput zu Stromerzeugung zulassen.

Wirkungsgrad:

η_{el} : 20 – 40 %

η_{th} : 40 – 65 %

η_{ges} : bis 90 %

Leistungsbereich: bis zu 1.600 MW

Anlagenkosten: am Beispiel von Hackgutkessel + Dampfturbine

1 MW < P_{el} < 5MW: ca. 3.500 €/kW

5 MW < P_{el} < 25 MW: 2.000 bis 2.500 €/kW

P_{el} > 25 MW: ca. 2.000 €/kW

Entwicklungsstand: ausgereift

Weiterführende Literatur:

- Schmitz et al. 2005
- Panos 2007
- Zahoransky 2007

Gas- und Dampf-Kraftwerke

Kurzbeschreibung: Die Kombination von einer Gasturbine mit einer Dampfturbine wird Gas- und Dampf-Kraftwerk (GuD-KW) genannt. Dabei wird mit den heißen Abgasen der Gasturbine in einem Abhitzekessel Dampf erzeugt, mit dem wiederum eine Dampfturbine betrieben wird. GuD-Anlagen zeichnen sich durch einen hohen erreichbaren Wirkungsgrad und durch flexible Einsatzmöglichkeiten aus.

Rohstoffe: neben Erdgas und Erdöl: Produktgas bzw. Synthesegas aus der Vergasung von Biomasse; Wasserstoff

Endprodukt: Strom

Nebenprodukt: Wärme

Herstellverfahren - Technologie: Während bei Dampfturbinen die Turbinenschaufeln von Wasserdampf in Bewegung gesetzt werden, wird in Gasturbinen die chemische Energie eines Kraftstoffes in kinetische Energie umgewandelt. In einem Generator kann diese Energie in elektrischen Strom umgewandelt werden. Die Abgase der Gasturbine können in einem Abhitzekessel zur Erzeugung von (Prozess-) Dampf oder Heißwasser verwendet werden.

Wird der Dampf aus dem Abhitzekessel zur Verstromung in einer Dampfturbine verwendet, so spricht man von einem kombinierten GuD-Prozess. Gas- und Dampfturbine können mit einer gemeinsamen Welle an einen Generator gekoppelt sein (Einwellenanlage) oder jeweils einen eigenen Generator antreiben (Mehrwellenanlage).

Die folgende Abbildung 3-20 zeigt das prinzipielle Schema einer GuD-Anlage, wobei die Anlage in dieser Darstellung zur Verbesserung des Wirkungsgrades zwei Dampfdruckstufen besitzt.

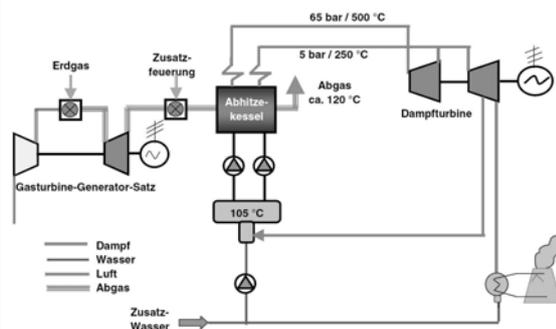


Abbildung 3-20: Prinzipielles Schema eines GuD-Kraftwerkes
Quelle: Panos 2007

Eine übliche Anlagenkonfiguration besteht aus der Kopplung zweier Gasturbinen mit einer Dampfturbine, wobei etwa 2/3 der elektrischen Leistung auf die Gasturbine und 1/3 auf die Dampfturbine entfallen.

Wirkungsgrad:

η_{el} :	Gasturbine (Erdgas): 16 – 30 % GuD-Anlage: 47 – 57 %
η_{th} :	Gasturbine (Erdgas): 61 – 50 % GuD-Anlage: 35 – 41 %
η_{ges} :	Gasturbine (Erdgas): bis 80 % GuD-Anlage: bis 92 %

Leistungsbereich:

Gasturbine: 400 kW_{el} – 340 MW_{el}
GuD-Anlage: bis zu 600 MW_{el}

Anlagenkosten:

$P_{el} < 25$ MW:
Gasturbine: etwa 750 €/kW
GuD-Anlage: etwa 2.000 €/kW

$P_{el} > 25$ MW:
GuD-Anlage: etwa 1.700 €/kW

Entwicklungsstand: ausgereift

Weiterführende Literatur:

- Schmitz et al. 2005
- Meherwan 2002
- Panos 2007
- Zahoransky 2007

Nah- und Fernwärme

Kurzbeschreibung: Nah- und Fernwärme bezeichnet die Übertragung und Verteilung von thermischer Energie (Abwärme von Heizwerken, Müllverbrennungsanlagen, KWK-Anlagen, überschüssige Prozesswärme von Industrieanlagen) über Wärmenetze. Dazu wird die Wärmeenergie einer Wärmequelle durch ein Wärmeübertragungsmedium über ein thermisch isoliertes Rohrleitungssystem an räumlich verteilte Verbraucher transportiert und kann dort für Heizzwecke oder als Prozesswärme verwendet werden. Der Begriff Nahwärme bezeichnet die Verteilung der Wärme von kleineren Heizwerken und KWK-Anlagen über kurze Distanzen. Fernwärmenetze werden hingegen von großen KWK-Anlagen oder Fernheizwerken gespeist und versorgen ganze Stadtteile oder Städte mit thermischer Energie.

Rohstoffe: Hackschnitzel, Pellets, Restmüll, Biogas, Öl, Kohle, Erdgas, Geothermie...

Endprodukt: Wärme

Herstellverfahren - Technologie: Das Wärmeübertragungsnetz (thermisch isoliertes Rohrsystem) besteht in Abhängigkeit von thermischen und statischen Erfordernissen und der Übertragungsleistung werden Rohre aus Kunststoff und/oder Stahl in unterschiedlichen Ausführungen (als Verbundrohrsysteme bzw. Rohrsysteme ohne Verbund) verwendet.

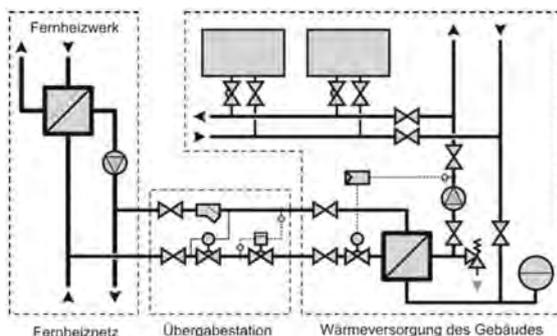


Abbildung 3-21: Schematische Darstellung eines Wärmenetzes

Quelle: Pech 2005

Als Wärmeübertragungsmedium ist Wasser mit seiner großen spezifischen Wärmekapazität besonders geeignet. Während früher hauptsächlich Dampfnetze für die Übertragung der Wärme verwendet wurden werden heute vor allem Heißwassernetze verwendet. Fernwärme wird bei etwa 130°C (110 bis 180°C) unter Druck

und Nahwärme mit einer Vorlauftemperatur unterhalb 100°C bei Atmosphärendruck geliefert. Dabei wird das Wärmeübertragungsmedium und damit die Wärmeenergie in einem geschlossenen Kreislauf mit Pumpen über eine Vorlaufleitung von der Quelle zu den Verbrauchern und über eine Rücklaufleitung wieder retour zur Quelle transportiert.

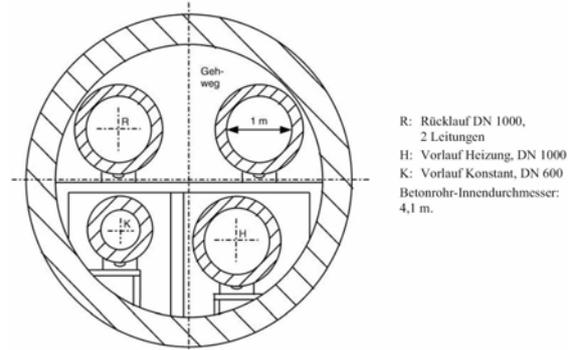


Abbildung 3-22: Schnitt durch ein großes Fernwärme Rohrsystem

Quelle: Zahoransky 2007

Die Pumpen erzeugen dabei bei Bedarf auch den Druck, der das Verdampfen des heißen Wassers verhindert. Die Wärmeübergabe an den Verbraucher erfolgt in einer Übergabestation. Dort wird die Wärmeenergie des Fernwärmenetzes über einen Wärmetauscher an den Verbraucher (z. B. Zentralheizungsnetz eines Gebäudes) abgegeben. Der Wärmeenergieverbrauch kann an einem Wärmezähler abgelesen werden.

Entwicklungspotential: Derzeit wird intensiv am Einsatz von Fernwärme für die Kühlung und Klimatisierung von Gebäuden geforscht. Fernwärme wird hierbei dazu verwendet, in Kältezentralen mit thermisch betriebenen Kältemaschinen Kaltwasser zu erzeugen. Dieses kann dann für Kühlzwecke über thermisch isolierte Rohrsysteme an Kunden verteilt werden.

Weiterführende Literatur:

- Schäfer 2001
- Bucar et al. 2006
- Krawinkler 2007

Biomasse-Heizwerke

Kurzbeschreibung: Heizwerke dienen zur alleinigen Erzeugung von Wärme für die Bereitung von Warmwasser und für Heizzwecke. Die Wärmeenergie wird dabei über Nah- oder Fernwärmenetze zu den Verbrauchern transportiert. Heizwerke dienen nicht zur Erzeugung von elektrischem Strom. Heute werden reine Heizwerke eher für Nahwärme und zur Spitzenlastabdeckung verwendet, da mittlerweile die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen bevorzugt wird. Ein Vorteil von Heizwerken ist, dass die Abgase im Vergleich zu Einzelfeuerungen mit entsprechender Reinigungstechnologie wesentlich besser und effizienter gereinigt werden können.

Rohstoffe: Hackgut, Holzpellets, Pellets aus landwirtschaftlichen Rohstoffen, Öl, Gas, Kohle

Endprodukt: Wärme

Herstellverfahren - Technologie: Biomasse-Heizwerke bestehen aus einem Brennstofflager und einer Heizzentrale zur Wärmeerzeugung (Heizkessel, Brennstoffbeschickung, Wasseraufbereitung, Abgasreinigung, Steuerungstechnik...) die an ein Nah- oder Fernwärmenetz angeschlossen ist. Zur Abdeckung von Schwach- und Spitzenlast und zur Erhöhung der Ausfallssicherheit können zusätzlich mit Heizöl oder Erdgas befeuerte Heizkessel vorhanden sein.

Die Wärmeproduktion (die Umsetzung der im Brennstoff gebundenen chemischen Energie in thermische Energie) erfolgt in Kesselanlagen. Dabei wird durch einen Verbrennungsprozess die Brennkammer eines Kessels erwärmt. Die thermische Energie wird durch Rohrleitungen die sich rund um die Kesselkammer befinden an ein Wärmeübertragungsmedium abgegeben.

Wird Dampf als Wärmeübertragungsmedium verwendet, werden Dampfkessel eingesetzt. Wird Wasser als Wärmeübertragungsmedium verwendet, kann zwischen Warmwassersystemen (Übertragungsmedium Wasser, bei atmosphärischem Druck) bzw. Heißwassersystemen (Übertragungsmedium Wasser, unter Druck) unterschieden werden.

Die Heizkessel von größeren Heizwerken mit Dampf als Wärmeträger werden als Flammrohr-Rauchrohrkessel ausgeführt. Die Verbrennung findet dabei im Flammrohr statt. Die Verbrennungsgase strömen durch mit

Wasser bedeckte Rauchrohre zum Kamin und geben dabei ihre Wärme an das zu verdampfende Wasser ab.

In industriellen Heizwerken werden häufig auch Wasserrohrkessel verwendet, bei denen das Wärmeübertragungsmedium durch Rohre strömt und die Verbrennung in einer Kammer außerhalb der Rohrbündel stattfindet.

Bei den Feuerungsarten kann grob zwischen Rostfeuerung, Staubfeuerung und Wirbelschichtfeuerung unterschieden werden.

Für feste Brennstoffe wird bevorzugt die Rostfeuerung eingesetzt. Dabei liegt der Brennstoff für die Verbrennung auf einem Rost, die Versorgung mit Luft und die Entsorgung der Asche erfolgen über die Öffnungen im Rost. Bei der Staubfeuerung wird gemahlener Brennstoff in den Brennraum eingeblasen. Diese Technik hat gegenüber der Rostfeuerung den Vorteil, dass die Brennstoffmenge und damit die Heizleistung sehr schnell reguliert werden kann. Bei der Wirbelschichtfeuerung erfolgt die Verbrennung in einem Wirbelschichtreaktor. Dort wird der Brennstoff über einem Düsenbett in Schwebelage gehalten, was einen guten Wärmeaustausch ermöglicht.

Ein wichtiger Punkt bei Heizwerken ist die Abgasreinigung. Je nach Technologie und Betriebsweise der Heizkessel müssen verschiedene Reinigungstechnologien eingesetzt werden. Die wichtigsten Technologien zur Abgasreinigung sind: Zyklone, elektrostatische Filter, Gewebefilter, Kiesbettfilter, Keramikfilter und viele andere mehr.

Jahres-Nutzungsgrad: η_{th} : 80 – 90 %

Leistungsbereich:
500 kW bis weit über 5 MW

Anlagenkosten:
400 – 600 €/kW (ohne Wärmeverteilnetz)

Wichtige Einflussfaktoren auf Effizienz und Kosten: Eine möglichst hohe Auslastung der Heizwerke (Abnehmer mit einem ganzjährigen Wärmebedarf); thermisch sehr gut isolierte Rohre und möglichst kurze Wärmeübertragungswege

Entwicklungsstand: ausgereift

Weiterführende Literatur:

- Panos 2007

Kleinfeuerung mit Biomasseheizkesseln

Kurzbeschreibung: Heizkessel dienen zur Umwandlung von chemisch gebundener Energie in Form von Biomasse zu Wärme für Raumheizung und Warmwasserbereitung.

Rohstoffe: Stückholz, Hackgut, Holzpellets, Energiekorn, Pellets aus landwirtschaftlichen Rohstoffen, Pflanzenöl, Biogas

Endprodukt: Wärme

Herstellverfahren - Technologie:

Stückholzkessel: Bei Stückholzkesseln handelt es sich um eine ausgereifte Technologie. Die Beschickung von Stückholzkessel erfolgt in der Regel manuell. Es gibt auch Ausführungen die über einen Vorratsbehälter verfügen. Durch eine geeignete Dimensionierung vom Heizkessel und durch eine Kopplung mit einem Pufferspeicher kann der Bedienungsaufwand reduziert werden. Die modernsten Vertreter der Stückholzkessel sind als Holzvergaserkessel ausgeführt.

Hackgutkessel: Im Gegensatz zu Stückholzkessel kann die Beschickung von Hackgutkessel mit Brennstoff automatisiert erfolgen. Die Zündung der Hackschnitzel erfolgt durch ein Heißluftgebläse. Hackgutkessel werden in der Regel mit einem Warmwasser Pufferspeicher gekoppelt. Größere Anlagen eignen sich gut zur Einspeisung der Wärme in ein Fernwärmenetz. Die Technologie der Verfeuerung von Hackgut kann als ausgereift bezeichnet werden. Probleme können sich vor allem durch Verschmutzungen des Hackgutes mit Fremdstoffen ergeben. Die Wärmeleistung von Hackgutkesseln reicht von 30kW bis hin zu einigen MW. Der Wirkungsgrad liegt bei kleineren Anlagen im Bereich von 80 %, bei großen Anlagen bei bis zu 90 %.

Pelletskessel: Ähnlich dem Hackgutkessel eignen sich Pelletskessel gut für eine automatische Beschickung mit Brennstoff. Die Beschickung kann dabei mit einer Schneckenaustragung, einer Saugaustragung oder auch statisch über einen kleinen Vorratsbehälter erfolgen.

Der Leistungsbereich von Pelletskesseln reicht von 15kW bis hin zu einigen MW. Der Wirkungsgrad dieser Anlagen liegt im Bereich von 85 bis 90 %.

Pflanzenölkessel: In Pflanzenölkesseln erfolgt die Verbrennung von Pflanzenöl mit

speziellen Ölbrennern. Dabei müssen alle Ölführenden Teile speziell für Pflanzenöl ausgelegt werden, da es sonst zu Verklebungen oder chemischem Angriff durch Bestandteile des Öls kommen kann. Derzeit wird an unterschiedlichen Düsen- und Zerstäuber-Versionen aber auch an einer düsenfreien Pflanzenöl-Brennertechnik geforscht.

Gaskessel: Gaskessel sind technisch sehr einfach aufgebaut. Im Gegensatz zu den meisten Ölkesseln (Ein/Aus Betrieb) kann die Heizleistung durch Modulierung der Gasmenge gut geregelt werden. Für kleine Heizleistungen werden Gaskessel auch als Wandgeräte einschließlich Zubehör wie Ausdehnungsanlage, Umwälzpumpe, Temperaturregelung und Warmwasserbereitungsanlage angeboten.

Brennwerttechnik: Heizkessel mit Brennwerttechnik nutzen im Gegensatz zu herkömmlichen Kesseln die Energie (Kondensationswärme) die im Wasserdampf der Abgase enthalten ist. Diese Technik bringt für Ölkessel eine Wirkungsgradsteigerung von 5-6 %, für Gaskessel bis zu 11 %. Brennwerttechnik gibt es bisher für Öl- und Gaskessel.

Jahres-Nutzungsgrad: η_{th} : 75 – 90 %

Leistungsbereich: 15 – 100 kW

Anlagenkosten: für Anlagen bis 30 kW_{therm}

Stückholzkessel:	300 – 500 €/kW _{therm}
Pelletskessel:	600 – 800 €/kW _{therm}
Hackgutkessel:	600 – 700 €/kW _{therm}
Pflanzenölkessel:	250 – 400 €/kW _{therm}
Gaskessel:	150 – 250 €/kW _{therm}

Entwicklungsstand: ausgereift

Weiterführende Literatur:

- Pech et al. 2005
- Ebert 2004
- Holz 2006

Bioraffinerien

Kurzbeschreibung: In einer Bioraffinerie wird Biomasse verschiedener Herkunft durch physische, chemische und/oder biotechnologische Prozesse in eine Vielzahl von Produkten umgewandelt. Die Grundidee dahinter ist eine möglichst restlose stoffliche und energetische Nutzung der Pflanze durch einen kaskadischen Ansatz.

Eine Bioraffinerie des Typ III kann entsprechend der vorhandenen Rohstoffe und herrschenden Marktbedingungen verschiedenste Biomasse durch chemische, physische und bio-technologische Prozesse in einen flexiblen Produktmix aus Kraftstoffen, Strom, Wärme, Chemikalien und biobasierten Produkten umwandeln.



Abbildung 3-23: Prinzip einer Bioraffinerie des Typ III

Derzeit werden erste Demonstrationsanlagen des Types II gebaut, die einheitliche Biomasse zu einem Produktmix aus Kraftstoffe, Strom, Wärme, Chemikalien und biobasierten Produkten verarbeiten.

Rohstoffe: Biomasse

Endprodukte: biobasierte Produkte, Bio-Energie, Bio-Kraftstoffe

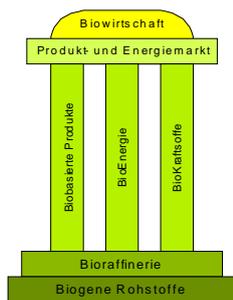


Abbildung 3-24: Drei-Säulen Prinzip nach [Kamm et al. 2006]

Herstellverfahren – Technologie: Die Wertschöpfung durch Nebenprodukte und die Selbstversorgung für benötigte Prozesswärme und Energie führen zu einem vollständig integrierten Produktionssystem. Nach dieser Definition sind beispielsweise Biogasanlagen oder Anlagen, die nur Biogas oder Biosprit produzieren für sich alleine keine Bioraffinerien, sie können aber Teil einer Bioraffinerie sein.

Die Grundidee der Bioraffinerie bezieht sich dabei sowohl auf den Ausbau und die Weiterentwicklung bestehender Nahrungsmittelfabriken wie Zucker-, Pflanzenöl-, oder Getreide-Verarbeitungsanlagen, als auch auf die Entwicklung komplett neuer Anlagen, die die gesamte Biomasse in ihre Grundbestandteile aufspaltet, um sie dann in Haupt- und Nebenprodukte weiterverarbeiten zu können. Wertvolle Komponenten und Strukturen des Rohstoffes werden so gut wie möglich aufrecht erhalten, extrahiert und weiterverarbeitet.

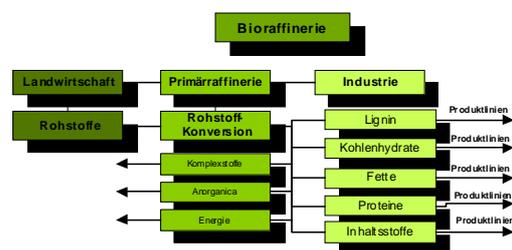


Abbildung 3-25: Das Konzept der Bioraffinerie

Bioraffinerien lassen sich nach dem verarbeiteten Rohstoff in

- Lignocellulose Feedstock
- Grüne Bioraffinerien
- Getreide Bioraffinerien und
- sonstige Bioraffinerie-Konzepte

gliedern.

Wichtige Einflussfaktoren auf Effizienz und Kosten: Entwicklung und Optimierung der Technologien, Politische Zielsetzungen, staatliche Förderungen und Subventionen, Produktdiversifikation, Entwicklung fossiler Rohstoffpreise

Entwicklungsstand: Forschung und Entwicklung, erste Demonstrationsanlagen sind in Betrieb

Entwicklungspotential: Wertschöpfung aus lokaler Biomasse und Abfällen, Umweltveränderungen und Ressourcenknappheit, flexibel in Bezug auf vorhandene Ressourcen und Marktbedürfnisse, nachhaltige Produktionsmöglichkeit

Weiterführende Literatur:

- Kamm et al. 2006

Die Lignocellulose Feedstock Bioraffinerie (LC-BR)

Kurzbeschreibung: In einer LC-BR wird lignocellulosehaltiger Rohstoff („naturtrockene“ Biomasse) unter Beibehaltung seiner natürlichen Strukturen und Strukturelementen in dessen Hauptkomponenten Cellulose, Hemicellulose und Lignin aufgespalten. Aus den Zuckermolekülen werden Brennstoffe, Milchsäuren und andere Fermentationsprodukte sowie wertvolle Basischemikalien gewonnen. Das Phenolpolymer Lignin dient hauptsächlich als Festbrennstoff zur Prozessenergiegewinnung, es lässt sich aber auch zu Klebe- und Bindemittel weiterverarbeiten.

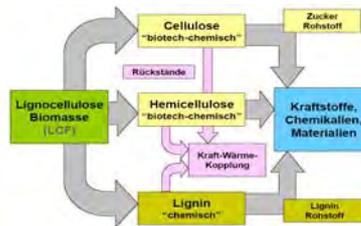


Abbildung 3-26: Die LCF Bioraffinerie

Rohstoffe: Lignocellulosehaltiger Rohstoff (Stroh, Spreu, Maiskolben, Schilf, Waldholz, SNP, Papier- und Cellulosehaltige kommunale Abfälle,..)

Endprodukt: dzt. Cellulose-Ethanol

Nebenprodukte: Furfural, Milchsäuren, Strom, Methanol, Wasserstoff, Ammoniak, Biogas, Verdickungsmittel, Klebstoffe,..

Herstellverfahren – Technologie: Für eine effektive Hydrolyse der Cellulose muss der Rohstoff vorbehandelt werden, um die sehr stabilen Lignin/Cellulose/Hemicellulose-Verbindungen aufzubrechen. Man unterscheidet Vorbehandlungsverfahren, die zu einer direkten Fermentation zu Ethanol führen und solche, die als Vorbereitung für eine anschließende Enzymhydrolyse dienen. Für unterschiedliche Rohstoffzusammensetzungen gibt es unterschiedlich optimale Vorbehandlungstechnologien (mechanisch, Säure-, Laugen-, Salz-, Säurebehandlungen).

Die Hemicellulose reagiert mit Wasser (H_2O) zu Xylose ($C_5H_{10}O_5$), die sich in einem weiteren Schritt mit Hilfe eines Säurekatalysators unter Abspaltung von Wasser zu Furfural ($C_5H_4O_2$) umwandelt. Die Cellulose ($C_6H_{10}O_5$) lässt sich durch Hydrolyse in Glucose ($C_6H_{12}O_6$) umbauen. Glucose kann unter Abspaltung von Kohlenmonoxid zu

Ethanol (C_2H_6O) umgewandelt, oder auch zu Milchsäure ($C_3H_6O_3$) umgebaut werden.

Furfural, Glucose und Milchsäure dienen als Grundchemikalien und können direkt verkauft oder weiter umgewandelt werden. Ethanol wird momentan hauptsächlich als alternativer Kraftstoff Benzin beigemischt (E10). Durch Dehydratisierung von Ethylen kann Ethen (C_2H_4), eine Basischemikalie in der Kunststoffherstellung, gewonnen werden.

Leistungsbereich: bis zu 200 Mio. l/a

Gewinnungsrate: aus einer Tonne LCF lassen sich 300-350 l Ethanol produzieren

Gestehungskosten: 0,25 – 0,5 €/l

Wichtige Einflussfaktoren auf Effizienz und Kosten: optimierte Vorbehandlungsverfahren, Entwicklungsbedarf in der Ligninverwertung; Reduktion der Cellulose-Herstellungskosten (Enzyme für Cellulose-Hydrolyse); Entwicklung effizienter Enzyme für die Hemicellulose Hydrolyse

Entwicklungsstand: F&E, erste Demonstrationsanlagen in Betrieb (Typ II)

Entwicklungspotential: der LCF-BR wird weltweit das größte wirtschaftliche Potenzial aller Bioraffinerie-Konzepten zugeschrieben, Rohstoffsituation optimal (kaum Konkurrenzverwertung, in großen Mengen weltweit vorhanden)

Anlagenstandorte:

- 9 Demonstrationsanlagen in den USA in Planung (<http://www.energy.gov/news/4827.htm>)
- Flúdir, Island; Kapazität 20.000 t/a LCF
- Salamanca, Spanien (<http://www.abengoabioenergy.com>)
- Bornhol, Dänemark (www.biogasol.dk) 100.000 t/a LCF

Weiterführende Literatur:

- Kamm et al 2006

Die Grüne Bioraffinerie

Kurzbeschreibung: In der Grünen Bioraffinerie wird „naturfeuchte“ Biomasse mit umwelt- und ressourcenschonenden Technologien stofflich und energetisch genutzt. Die Biomasse wird durch Abpressung des Silagesaftes in einen nährstoffreichen Presssaft und einen faserreichen Presskuchen aufgeteilt, aus denen sich in weiteren Prozessschritten vielfältige Produktpaletten gewinnen lassen. Die Rückstände aus dem Presskuchen und aus dem Presssaft werden einer Biogasanlage zugeführt.

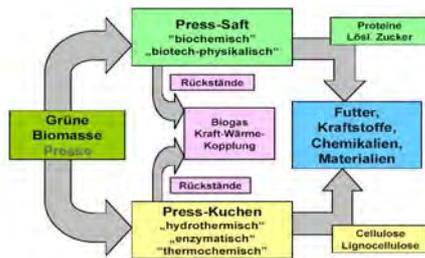


Abbildung 3-27: Die Grüne Bioraffinerie

Rohstoffe: naturfeuchte Biomasse (grünes Gras, Luzerne, Klee, unreifes Getreide, wässrige Biomasseabfälle,..)

Endprodukte: Milchsäure-Produkte, Protein-Produkte, Faser-Produkte, Biogas, Strom, etc.

Herstellverfahren - Technologie: Sowohl Qualitätsschwankungen durch die Komplexität und Variabilität der grünen Biomasse als auch unterschiedliche Randbedingungen für die Logistik sind hier besonders stark von der jeweiligen regionalen Struktur der Wirtschaft und der Landwirtschaft abhängig. Es lässt sich daher keine generell anwendbare technologische Lösung zur Verarbeitung grüner Biomasse entwickeln, die allen Standortsituationen optimal entspricht. Es muss vorab zwischen schneller Erstverarbeitung oder einer Konservierungsmethode entschieden werden. Meist wird die grüne Biomasse in Form von Silage gelagert und steht so ganzjährig zur Verfügung.

Nach angepasster Vorbehandlung der grünen Biomasse oder der Silage (physikalisch, chemischer Zellaufschluss,..) wird durch Nass- oder Trockenfraktionierung der Silagesaft abgepresst. Primäre und sekundäre Inhaltsstoffe können durch hydrothermische, enzymatische oder thermochemische Verfahren fraktioniert, isoliert und zu Produkten konvertiert werden. Aus dem Presskuchen werden faserhaltige Materialien,

wie Dämmstoffe oder Faserplatten, Fleece, Viehfutter und Festbrennstoffe gewonnen. Er lässt sich aber auch als Ausgangsmaterial für Chemikalien, für die Kohlenwasserstoffindustrie oder zur Gewinnung von Syngas verwenden. Aus dem Presssaft werden durch Trennverfahren Proteine, Kohlenhydrate, Farbstoffe, Aromastoffe und Enzyme abgespalten. Durch Fermentation können auch Milchsäure, Aminosäure, organische Säuren und Ethanol hergestellt werden. Rückstände aus Presskuchen und Presssaft werden in einer Biogasanlage zur Wärme- und Stromerzeugung eingesetzt, die zum Teil als Prozessenergie genutzt werden.

Je nach den regionalen Bedingungen ist zentrale oder dezentrale Verarbeitung wirtschaftlich vorteilhafter.

Leistungsbereich: bis zu 200 Mio. l/a

Gewinnungsrate: aus einer Tonne LCF lassen sich 300-350 l Ethanol produzieren

Gestehungskosten: 0,25 – 0,5 €/l

Wichtige Einflussfaktoren auf Effizienz und Kosten: optimierte Logistik und Lagerung, optimierte Trennverfahren

Entwicklungsstand: Forschung und Entwicklung, erste Demonstrationsanlagen sind in Betrieb (Typ II)

Entwicklungspotential: Rückgang des traditionellen Verbrauchs von Grünlandbiomasse, Offenhaltung der Kulturlandschaft, stark an Nachhaltigkeitsprinzipien orientiert, grüne Pflanzen produzieren mehr Biomasse pro Hektar und Jahr als Getreidepflanzen

Anlagenstandorte:

- Havelland, Deutschland, Demonstrationsanlage (www.biopos.de) Kapazität: 8.000 t TS
- Utzenaich, Österreich (www.ecodesign.at) Kapazität: 1.000 t TS
- Oelgod, Dänemark, Danish Biomass Ltd.
- Frankreich, France Luzerne
- Schweiz, Schaffhausen (<http://www.swisshosting.com/2bio/>)

Weiterführende Literatur:

- Koschuh 2005
- Krotscheck et al. 2006

Die Getreide-Bioraffinerie

Kurzbeschreibung: Die Getreide- und Stärkebioraffinerie wird auch als Ganzpflanzen Bioraffinerie bezeichnet, da die Getreideernte samt Stroh und anderen Nebenprodukten der Ernte verwertet wird. Und zwar sowohl zu Endprodukten (z.B. Gluten, Öl) als auch zu Rohstoffen (z.B. Stärke) für Sekundärprozesse in der Nahrungsmittelindustrie, der Pharmazie, der Textil- und Kosmetikindustrie sowie anderen Industriezweigen.

Zu jeder fertig verarbeitbaren Tonne stärkehaltigen Getreidekorns entsteht eine weitere Tonne weniger zugänglichen Lignocellulose Materials wie Stroh und andere Rückstände. Dieser Anteil könnte in einer ausgebauten Bioraffinerielandschaft zur Verarbeitung an eine LCF-Bioraffinerie weitergeleitet werden oder durch Pyrolyse in Syngas umgewandelt werden.

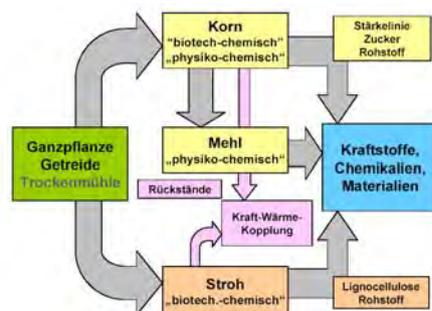


Abbildung 3-28: Die Getreide-Bioraffinerie
Quelle: Kamm et al. 2006

Rohstoffe: Getreide (Weizen, Roggen, Triticale, Mais,..)

Endprodukte: Milchsäure, Ethanol, Ethen, Glucose, Furfural,..

Herstellverfahren - Technologie: In einem ersten Schritt wird das Korn von den Strohkomponenten mechanisch getrennt. Die LCF-haltige Strohkomponente kann, nach den Verfahren der LCF-BR weiterbearbeitet werden, der Kornanteil wird separat verarbeitet und dient als Stärkelieferant.

Derzeit wird in einem Getreidefraktionierungsprozess das Korn in Mikro- und Makrokomponenten zerlegt, die entweder als Endprodukte (z.B. Gluten, Öl) oder als Rohstoffe (z.B. Stärke) für Sekundärprozesse in der Nahrungsmittelindustrie, der Pharmazie, der Textil- und Kosmetikindustrie sowie in anderen Industriezweigen dienen. Unter Makrokomponenten werden alle Materialien mit hoher Molekularmasse zusammengefasst

(z.B. Stärke, Proteine, Cellulose, Hemicellulose, Öle). Unter Mikrokomponenten versteht man jene Anteile mit relativ kleiner Molekularmasse (z.B. Lipide, Vitamine, Minerale). Grundsätzlich wird zwischen den zwei Anlagentypen Trocken- und Nassmühle unterschieden. Trockenmühlverfahren sind relativ billig, führen aber zu unvollständig getrennten Makrokomponenten. Nassmahlverfahren werden in Wassernassverfahren und Nichtwassernassverfahren unterteilt, sie führen zu selektiver Abspaltung einer oder mehrerer Getreidekomponenten. Der Vorteil von Nassverfahren ist der Erhalt natürlicher Strukturelemente wie Stärke, Cellulose und Proteinen. Nassfraktionsverfahren können auch zur Weiterbearbeitung der Endprodukte eines Trockenmühlverfahren angewendet werden.

Wichtige Einflussfaktoren auf Effizienz und Kosten: Entwicklung der Rohstoffkosten

Entwicklungsstand: einzelne Technologien zur Kaltgasreinigung ausgereift, Technologien zur Heißgasreinigung in Entwicklung

Entwicklungspotential: dzt. wirtschaftlichste Form der BR, Verarbeitungsprozesse von stärkehaltigen Pflanzen sind einfacher und weiter fortgeschritten als die Verarbeitung anderer Art von Biomasse, hohe Rohstoffkosten durch Konkurrenz zu Nahrungsmittel- und Viehfutterindustrie, Möglichkeit durch Integration der Produktion von Nichtnahrungsmitteln aus Nebenprodukten traditioneller Mühlen.

Anlagenstandorte:

- Blair, USA; Kapazität 140.000 t/a PLA (<http://www.natureworkslc.com/>)

Weiterführende Literatur:

- Kamm et al. 2006

Weitere Bioraffinerie Konzepte – Zwei-Plattform Bioraffinerie

Kurzbeschreibung: Die Zwei-Plattform Bioraffinerie verarbeitet Biomasse mit einem durchschnittlichen Kohlenhydratanteil von 75%. Der Zuckeranteil (hauptsächlich Cellulose und Hemicellulose) wird biochemisch in der Zuckerplattform, der Ligninanteil und Überreste der biochemischen Prozesse in der so genannten Syngasplattform thermochemisch genutzt. Die Reststoffe der Zuckerplattform und das reine Gas der Syngasplattform können einer Kraft-Wärme Kopplungsanlage zugeführt werden.

In der Biomasse enthaltene Lignine, Proteine, Öle, Aminosäuren und andere schwefel- und stickstoffhaltige Komponenten werden bei der Zwei-Plattform Bioraffinerie nicht berücksichtigt.

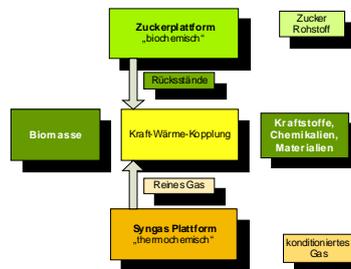


Abbildung 3-29: Die Zwei-Plattform Bioraffinerie

Rohstoffe: Biomasse

Endprodukte: Chemikalien, biobasierte Produkte, Kraftstoffe, Synthesegas etc.

Herstellverfahren - Technologie:

Die Zuckerplattform basiert auf der Fermentation von Zucker, der zu einem

Portfolio von biobasierten Produkten, Chemikalien oder Kraftstoffen weiterverarbeitet werden kann. In der Syngasplattform wird der fasrige Teil der Biomasse vergast. Je nach Wassergehalt des Ausgangsmaterials wird eines der Verfahren der Hydrothermolyse, Pyrolyse, Thermolyse oder Verbrennung angewendet. Syngas ist ein Gasmisch, das hauptsächlich aus CO, CO₂ und H₂ besteht und durch Erhitzen karbonreicher Feststoffe unter hohen Temperaturen (600 – 1.000°C) gewonnen wird. Aus Syngas lässt sich Wärme und Strom generieren, es wird verwendet um eine Vielzahl industriell wichtiger organischer Verbindungen zu synthetisieren oder kann als Rohstoff für flüssige Kraftstoffe und Chemikalien dienen.

Wichtige Einflussfaktoren auf Effizienz und Kosten: weitere Entwicklung und Ausbau des Konzepts, Anlagengröße (*Economies of Scale*)

Entwicklungsstand: Forschung und Entwicklung, Umsetzung von Teilbereichen in Pilotanlagen

Entwicklungspotential: Herstellung von Kraftstoffen, Energie und biobasierten Produkten mit weniger komplexen Verfahren, verwertet allerdings die Präkursoen Lignin, Proteine und Öle nur thermisch/thermochemisch.

Weiterführende Literatur:

- Kamm et al. 2006
- Kamm et al. 2007

Weitere Bioraffinerie Konzepte – Die Marine Bioraffinerie

Kurzbeschreibung: 50 % der Netto-Biomasseprimärproduktion findet in Gewässern, Seen und Meeren in Form von Mikroalgen (u.a. Kieselalgen, Grün-, Golden-, oder Blaualgen) und Makroalgen (u.a. braun, rot und grünes Seegras) statt. Das Besondere an Meerespflanzen ist das enorm schnelle Wachstum im Vergleich zu Landpflanzen. Algenbestände können sich in nur drei bis sieben Tage verdoppeln, wofür Landpflanzen mehrere Jahre benötigen. Abhängig vom Typ der Alge und den Anpflanzbedingungen können aus aquatischer Biomasse beträchtliche Mengen bio-basierter Produkte wie Öle, Kohlenhydrate, Stärke oder Vitamine gewonnen werden.

Die Prozess-Reststoffe werden so weit als möglich zu wertschöpfenden Produkten verarbeitet, unverwertbare Anteile werden für die Energie und Wärme Erzeugung verwendet.

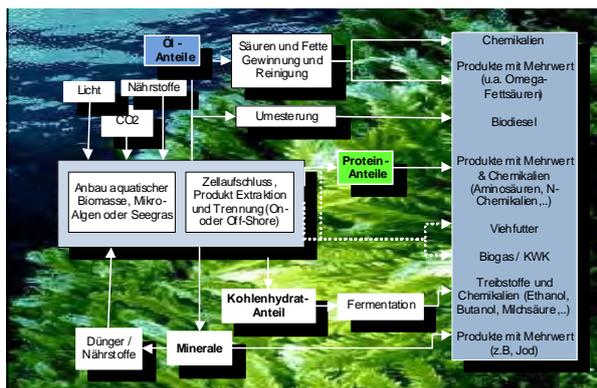


Abbildung 3-30: Die Marine Bioraffinerie

Marine Bioraffinerien werden nach ihrer Rohstoffquelle in Mikroanlagen-Systeme und Makroalgen-Systeme unterteilt.

Rohstoffe: Meeresalgen (Mikro-/Makroalgen)

Endprodukt: Chemikalien, Viehfutter, Kraftstoffe, Biogas,...

Mikroalgen-Systeme: Sowohl offene Teich-Systeme als auch Photobioreaktoren werden für die Kultivierung der Mikroalgen eingesetzt und entwickelt. Der Vorteil von Teich-Systemen ist ihre einfache Struktur mit relativ niedrigen Investitionskosten. Es besteht allerdings höheres Risiko zur Verschmutzung durch Bakterien oder andere Mikroorganismen.

Zu den konventionellen Ernteverfahren zählen das Zentrifugieren, die Schlammfraktio-

nierung, die Koagulation, die Membran-Filtrierung und die Ultraschall-Trennung.

Mikroalgen-Systeme: Besonders in Asien werden Makroalgen, auch Seegräser genannt, schon sehr lange für den Einsatz in der Nahrungsmittel- und Futterindustrie angebaut. Momentan werden Kultivierungs- bzw. Verarbeitungsprozesse unter Nutzung bereits bestehender Off-Shore Infrastruktur als Anker und Plattform für Offshore Verarbeitung entwickelt.

Produktivität:

Photobioreaktoren: 50-60 t/a*ha TS

Teich-Systeme 10 – 30 t/ha*a

Makroalgen: 30-45 t/ha*a TS

Wichtige Einflussfaktoren auf Effizienz und Kosten: Ernteverfahren (20-30% der Kosten entstehen bei der Ernte)

Entwicklungsstand: Von den weltweit bekannten 80.000 Algenarten werden bisher nur etwa 160 industriell genutzt, Forschung und Entwicklung

Entwicklungspotential: sehr groß, Algenanbau in Meeresbecken daher geringe Beanspruchung von fruchtbarem Land und Süßwasser, durch Koppelung mit Industrieanlagen Reduktion des Abgasausstoßes durch CO2 Absorption

Weiterführende Literatur:

- Van Ree et al. 2007

3.3 Techno-ökonomischer Vergleich

Im Folgenden werden die Energiegestehungskosten der verschiedenen Biomastechnologien sowie deren Referenztechnologien vergleichend dargestellt. Bei sämtlichen Kosten handelt es sich um **inflationbereinigte Werte mit dem Bezugsjahr 2007 (€₂₀₀₇)**. In der Berechnung werden Brennstoff-, Betriebs- und Investitionskosten, sowie diverse andere (im Folgenden erläuterte) Einflussfaktoren berücksichtigt. Die Ergebnisse stellen repräsentative Kosten unter derzeitigen ökonomischen Rahmenbedingungen dar. (Für die Brennstoffkosten wurden typische Werte der letzten Jahre herangezogen. Die Preisspitzen der jüngsten Vergangenheit bei landwirtschaftlichen Erzeugnissen wurden dabei prinzipiell nicht berücksichtigt, da ebensowenig der jüngste dramatische Ölpreisanstieg im Referenzsystem bzw. bei der Erstellung der Preisszenarien Berücksichtigung fand. Schließlich muss zwischen kurzfristigen Schwankungen und langfristigen Entwicklungen differenziert werden. Es ist schwierig, diese Differenzierung in Zeiten stark fluktuierender Energiepreise zu treffen. Siehe dazu auch Kapitel 5.2.3.) Zum Teil sind in der Literatur große Bandbreiten bei den Investitionskosten der verschiedenen Technologien zu verzeichnen, und auch bei den Brenn-/Rohstoffkosten sind in der Realität relativ große Abweichungen möglich.

Die Kosten beziehen sich stets auf den energetischen Hauptoutput (Wärme bei Heizanlagen, Strom bei KWK-Anlagen und chemische Energie des Endenergieträgers bei Kraftstoff-Produktionsanlagen). Nebenprodukte wie Abwärme von KWK-Anlagen oder DDGS (Tierfutter) aus Ethanolanlagen wurden über Gutschriften berücksichtigt²³. Transportkosten der Brenn-/Rohstoffe sind hier nicht berücksichtigt.

In Abbildung 3-31 sind die Wärmeherstellungskosten von Heizanlagen bis 100 kW dargestellt. Die Gesamtkosten sind in Investitions- und Betriebskosten, Rohstoffkosten und gegebenenfalls Aufbereitungs-/Konversionskosten (Pelletierung, Pressung u.ä.) unterteilt. Bei Kleinanlagen bis 100 kW wird zudem ein Aufschlag für Handel und Vertrieb auf die Rohstoffkosten berücksichtigt.

Der Vergleich zwischen den Kosten von Biomasse-Heizsystemen in Abbildung 3-31 und fossil befeuerten Referenztechnologien in Abbildung 3-32 bringt folgende Erkenntnisse:

- Biomasseheizungen können im Allgemeinen mit Öl- und Gasheizungen konkurrieren.
- Wie zu erwarten zeigt sich, dass Anlagen mit größerer Leistung spezifisch billiger sind (*economies of scale*).
- Bei kleinsten Leistungen sind die fossil befeuerten Technologien aufgrund der geringeren Investitionskosten tendenziell billiger als Biomassekessel. Mit zunehmender Leistung verbessert sich jedoch aufgrund der sinkenden spezifischen Investitionskosten die Wirtschaftlichkeit von Biomassesystemen.
- Der Anteil der Brennstoffe an den Gestehungskosten ist bei Biomasseheizungen im Allgemeinen deutlich niedriger als bei den Referenztechnologien. Daraus resultiert, dass sich (prozentuelle) Steigerungen der Brennstoffpreise weniger stark auf die Gesamtkosten auswirken, die Gesamtkosten also robuster gegenüber Schwankungen der Brennstoffpreise sind.

²³ Für die Berechnungsformeln siehe Anhang 12.1.

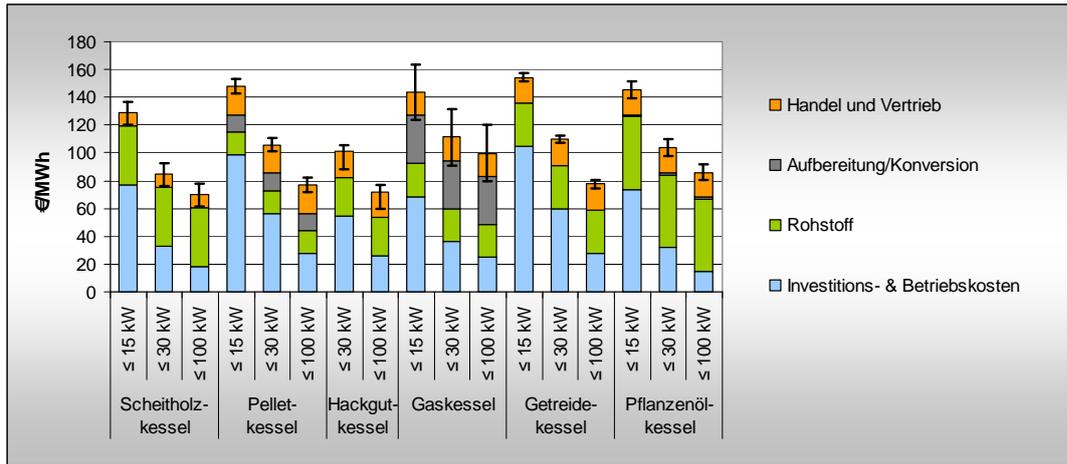


Abbildung 3-31: Wärmeezeugungskosten von small-scale Biomasse-Heizsystemen

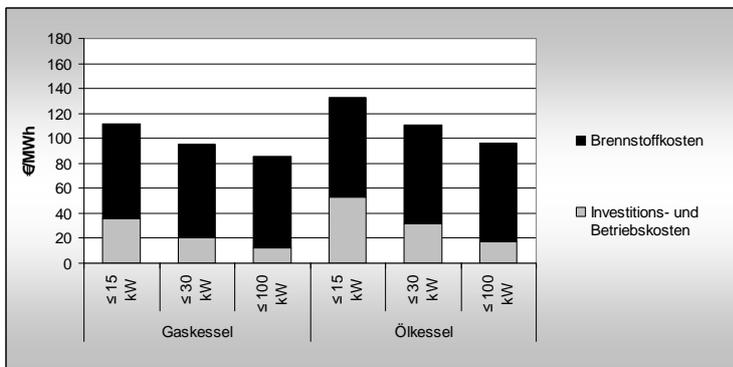


Abbildung 3-32: Wärmeezeugungskosten von fossil befeuerten Öl- und Gaskesseln bis 100 kW Leistung

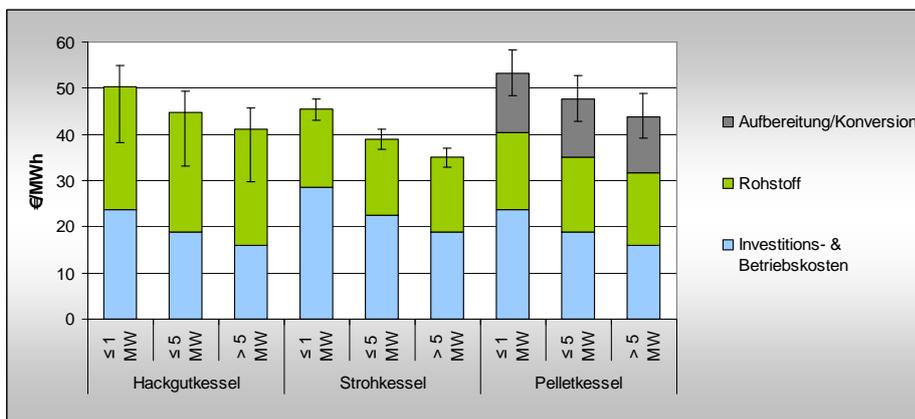


Abbildung 3-33: Wärmeezeugungskosten von large-scale Biomasse-Heizsystemen

In Abbildung 3-34 und Abbildung 3-35 sind die Stromgestehungskosten von Biomasse-KWK-Anlagen unterschiedlicher Technologie und Leistung dargestellt. Bei der Berechnung wurde Strom als Hauptoutput betrachtet und Wärme in Form von Gutschriften (Wärmeerlös) berücksichtigt. Die Wärmeerlöse spielen bei Anlagen mit hohem Wärmeoutput eine wesentliche Rolle für die Wirtschaftlichkeit. Prinzipiell wurde von einem Wärmeerlös in der Höhe von 20 €/MWh (thermisch) ausgegangen, was einem typischen Wärmepreis bei Einspeisung in ein Wärmenetz entspricht. Insbesondere bei Anlagen kleinerer Leistung ist jedoch davon auszugehen, dass die Referenz-Wärmekosten, d.h. die Wärmegestehungs-

kosten einer alternativen (reinen) Heizanlage deutlich höher sind, also die Unterstellung höherer kalkulatorischer Wärmeerlöse gerechtfertigt ist.

Zur Veranschaulichung des Einflusses der Wärmeerlöse ist daher im Unsicherheitsbereich der Stromgestehungskosten (neben einer Bandbreite der Brennstoffkosten) eine Bandbreite der Wärmeerlöse von 20 bis 40 €/MWh berücksichtigt.²⁴ In den Abbildungen ist ersichtlich, dass sich diese Variation bei den Anlagen mit hohem Wärmeoutput (wie ORC-Anlagen aber auch Dampfturbinen-Anlagen) maßgeblich auf die Stromgestehungskosten auswirkt.

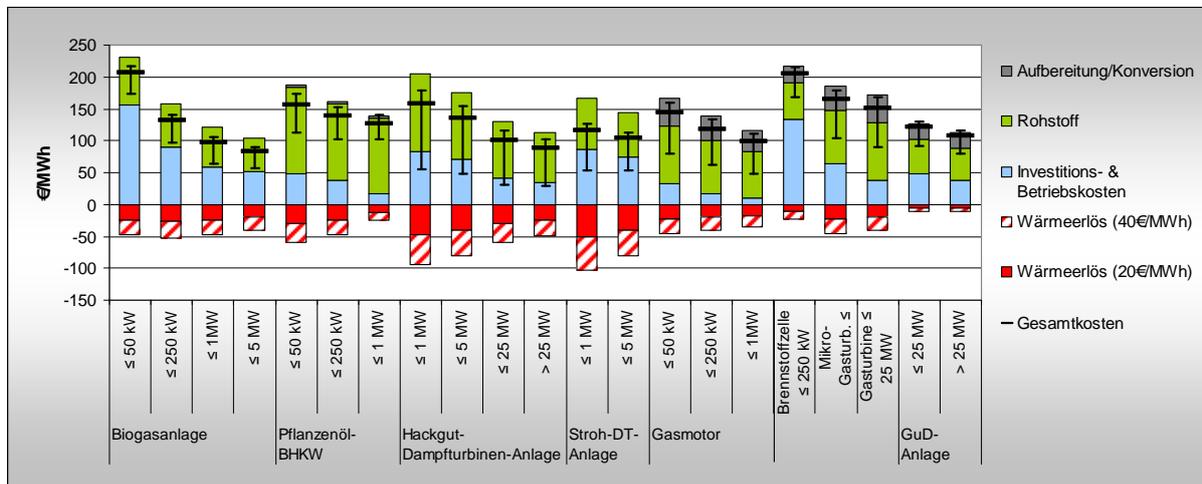


Abbildung 3-34: Stromgestehungskosten von Biomasse-KWK-Anlagen (Biogasanlagen, Pflanzenöl-BHKW, Dampfturbinenanlagen und Vergasung mit anschließender Nutzung in Gasmotoren, Gasturbinen, Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle, und GuD-Anlagen)

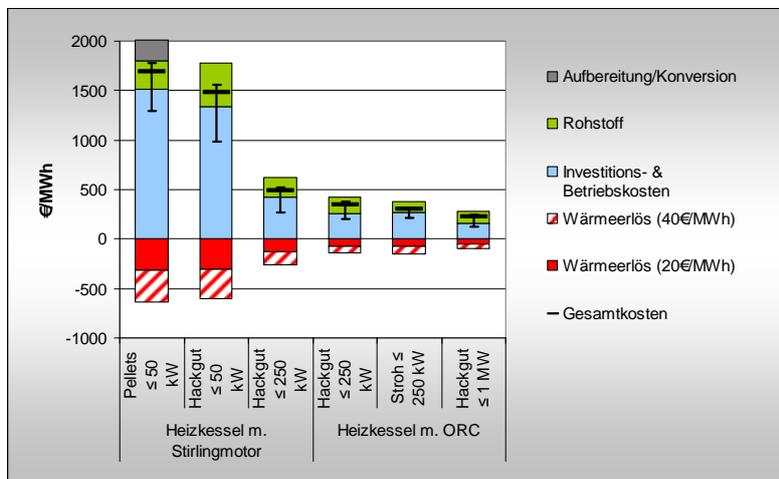


Abbildung 3-35: Stromgestehungskosten von Biomasse-KWK-Anlagen (Heizkessel mit Stirlingmotor bzw. ORC)

Im Vergleich zu typischen Strom-Großhandelspreisen in der Höhe von knapp 60 €/MWh (EEX Base Futures für 2007/08) zeigt sich, dass Biomasse-KWK-Anlagen nur unter äußerst günstigen Rahmenbedingungen (d.h. bei niedrigen Rohstoffkosten und hohem Wärmebedarf) ohne Förderungen wirtschaftlich betrieben werden können.

In Abbildung 3-36 sind die Erzeugungskosten für die im Modell berücksichtigten biogenen Kraftstoffe dargestellt. Erlöse für Nebenprodukte wie Glycerol bei der Biodiesel- oder DDGS

²⁴ Im Modell sind nach thermischer Leistung gestaffelte Wärmeerlöse unterstellt. Siehe dazu auch Abschnitt 5.2.5.

bei Ethanolproduktion sind in den Betriebskosten berücksichtigt. Bei den dargestellten Fehlerindikatoren sind lediglich typische Bandbreiten der Rohstoffkosten berücksichtigt, infolge von Schwankungen der Rohstoffpreise oder der Erlöse aus dem Verkauf von Nebenprodukten sind signifikante Abweichungen von den in der Abbildung dargestellten typischen Produktionskosten möglich.

Die Produktionskosten für Kraftstoffe der 2. Generation basieren auf Modellrechnungen (siehe z.B. [Hamelinck et al. 2003] bzw. [Hamelinck et al. 2004]), da derzeit noch keine Großanlagen realisiert sind. Die Unsicherheiten sind daher sehr groß. Im Modell wird davon ausgegangen, dass Kraftstoffe der 2. Generation ab 2015 zu den in Abbildung 3-36 dargestellten Kosten produziert werden können.

Durch Vergleich der Produktionskosten biogener Kraftstoffe mit einem typischen Nettopreis für fossile Kraftstoffe (in der Höhe von knapp über 30 €/MWh, wenn man die jüngsten Preisspitzen außer Acht lässt) wird klar, dass biogene Kraftstoffe nur mit Hilfe massiver Förderungen an Bedeutung gewinnen können²⁵. Selbst nach den dramatischen Entwicklungen des Rohölpreises in der jüngsten Vergangenheit können sie nur unter massiven steuerlichen Begünstigungen zu konkurrenzfähigen Preisen vermarktet werden.

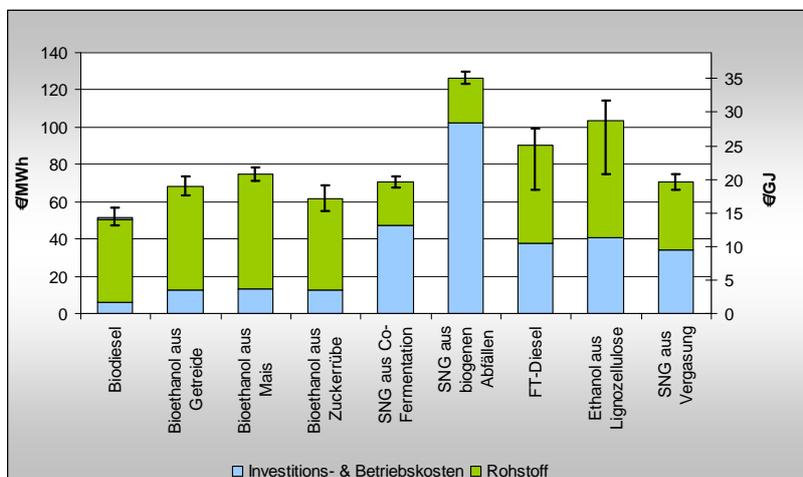


Abbildung 3-36: Erzeugungskosten von Biokraftstoffen

3.4 Lerneffekte

Für die Simulationsergebnisse ist es aufgrund des langen Simulationszeitraums von 2010 bis 2050 entscheidend, die Entwicklung der Kosten von Bioenergiesystemen abzuschätzen. Szenarien zur Entwicklung von Brennstoffpreisen werden in Kapitel 5.2.4 behandelt. Darüber hinaus wurden für die verschiedenen Technologien unterschiedliche Kostenreduktionen (Lerneffekte) abgeschätzt. Ziel dabei war es nicht, einen vollständigen methodischen und empirischen Ansatz zum technologischen Lernen von Biomasse-Technologien zu entwickeln, sondern eine fundierte, plausible Abschätzung der möglichen Kostenreduktionen zu ermöglichen. Dies wurde mittels einer Grob-Analyse auf Basis des Lernkurven-Konzepts durchgeführt.

Eine detaillierte Darstellung des Lernkurven-Ansatzes sowie der methodischen Vorgehensweise befindet sich in Anhang 12.3. Die im Modell unterstellten Entwicklungen der Investitionskosten sind für einige Technologien in Abbildung 3-37 dargestellt.

²⁵ (siehe dazu auch Abschnitt 5.2.3)

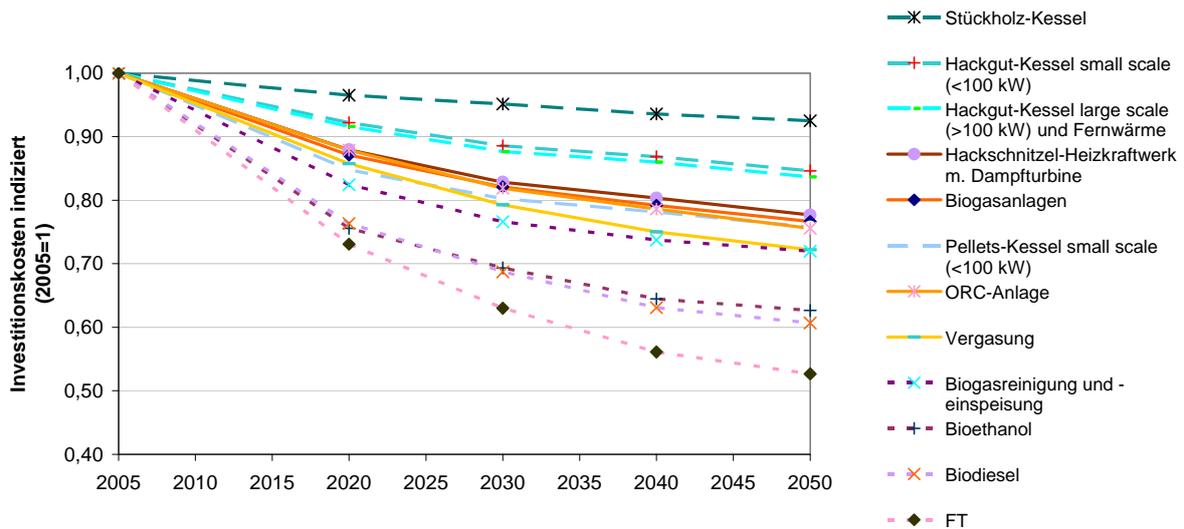


Abbildung 3-37: Lerneffekte für Investitionskosten verschiedener Biomasse-Technologiegruppen in Österreich

Die Effekte auf Wärme-, Strom- und Kraftstoffgestehungskosten sind entsprechend geringer, da sich hier die Reduktion der Investitionskosten mit der Entwicklung der Rohstoffkosten bzw. Wartungs- und Betriebskosten überlagern (siehe Abschnitt 5.2.5)

3.5 Treibhausgasemissionen

Die Verbrennung von Biomasse ist prinzipiell CO₂-neutral, d.h. es wird jene Menge an CO₂ freigesetzt, welche beim Wachstum der Pflanze der Luft entzogen wurde. Trotzdem ist die energetische Nutzung von Biomasse mit Treibhausgasemissionen verbunden, was einerseits auf den Energie- bzw. Kraftstoffbedarf bei der Bereitstellung von biogenen Brennstoffen (Ernte, Transport, Trocknung und Lagerung etc.) und andererseits auf direkte, „nutzungsseitige“ Emissionen (Methanemissionen der Anlage, Hilfsenergie etc.) zurückzuführen ist. Bei Energiepflanzen sind die „vorgelagerten“ Emissionen (*embedded emissions*) in Regel deutlich höher als bei forstlicher Biomasse und Abfall- und Reststoffen, da sich der Einsatz von landwirtschaftlichen Maschinen und insbesondere die Verwendung von Dünger, Pestiziden und Pflanzenschutzmitteln relativ stark in den THG-Bilanzen niederschlägt.

Aufgrund unterschiedlicher Annahmen bezüglich Kraftstoffverbrauch, Düngerbedarf etc. sind in Literaturdaten zum Teil recht große Bandbreiten zu verzeichnen. Außerdem können sich durch unterschiedliche Bereitstellungsmethoden signifikante Unterschiede ergeben. Zur Veranschaulichung sind in Abbildung 3-38 die bei verschiedenen Waldhackgut-Bereitstellungsmethoden, sowie bei der Bereitstellung von Wald- und Altholz verursachten THG-Emissionen (gemäß verschiedener Studien) dargestellt. Es zeigt sich, dass sich der Mechanisierungsgrad bei der Bereitstellung (z.B. vollmechanisiert/motormanuell, Größe des Hackers etc.) sowie zusätzliche Prozessschritte (wie Holz Trocknung) starke Auswirkungen auf die Bilanz haben. Bei Scheitholz sind die Emissionen aufgrund des geringeren Energiebedarfs bei der Aufbereitung deutlich niedriger als bei Hackgut.

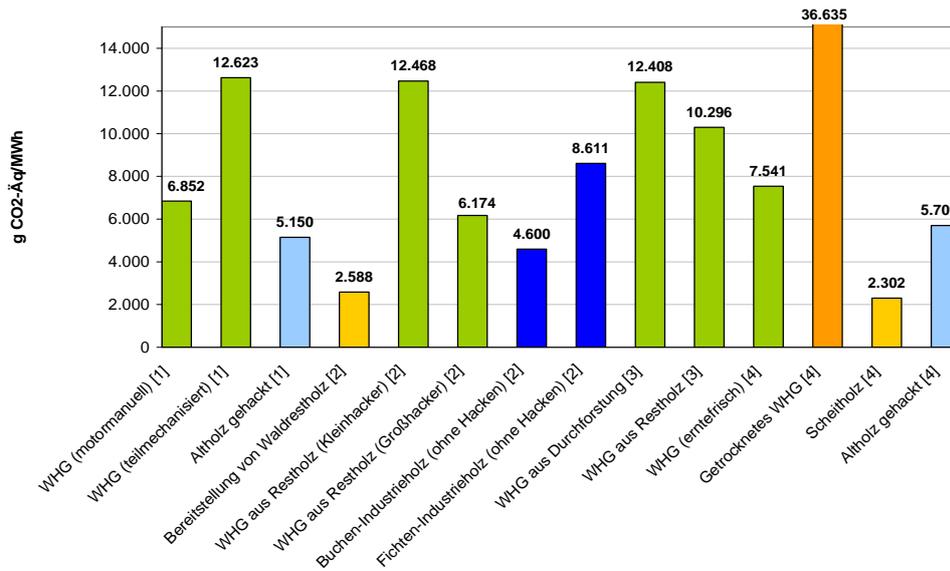


Abbildung 3-38: Embedded Emissions von Wald- und Altholz (bezogen auf Primärenergie)
 Quellen: [1] König, Eltrop 2008 [2] Öko-Institut 2005, [3] Gustavsson et al. 2007, [4] Leible et al. 2003 ; EEG/TU Wien

Basierend auf Literaturdaten und eigenen Analysen wurden für jede der im Modell berücksichtigten Potenzialfraktion die vorgelagerten THG-Emissionen abgeschätzt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 3-39 dargestellt. In Abschnitt 5.2.5 sind die THG-Einsparungen, welche sich aus der Gegenüberstellung der THG-Emissionen von Biomassetechnologieketten und den entsprechenden Referenztechnologien ergeben, dargestellt. Erstere sind im Allgemeinen stark von den in Abbildung 3-39 dargestellten Rohstoffemissionen sowie den Wirkungsgraden der jeweiligen Technologie beeinflusst. Weitere Einflussparameter stellen unter anderem die bereits erwähnten „direkten“ THG-Emissionen sowie die Berücksichtigung von Nebenprodukten etc. dar.

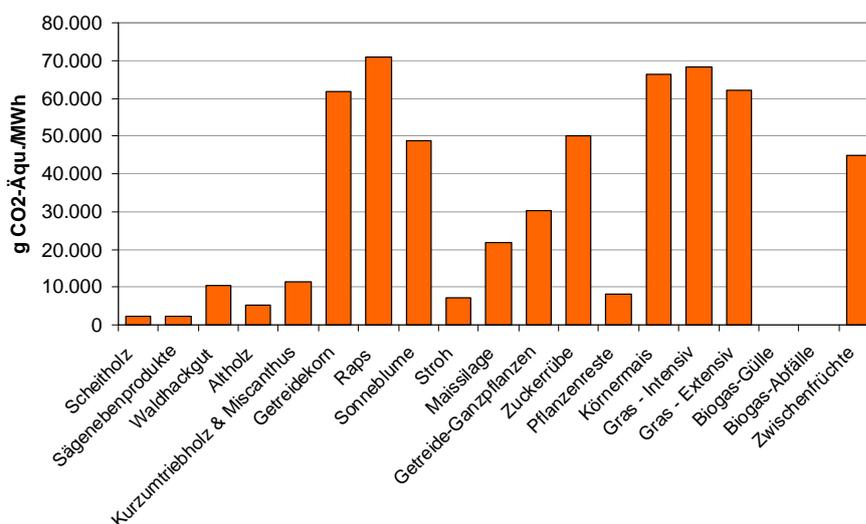


Abbildung 3-39: Vorgelagerte THG-Emissionen der im Modell Green-XBA berücksichtigten Potenzial-Fraktionen.

Quellen: Basierend auf König, Eltrop 2008, Öko-Institut 2005, Gustavsson et al. 2007, Leible et al. 2003; EEG/TU Wien

4 Biomasse-Ressourcenpotenziale

Inhalt dieses Kapitels sind Abschätzungen der dynamischen Biomassepotenziale in Österreich. Wenn nicht anders angegeben, handelt es sich dabei um **nachhaltig nutzbare Potenziale unter Berücksichtigung ökologischer Restriktionen und konkurrierender Nutzung**²⁶. Das heißt es werden prinzipiell ausschließlich nachhaltig nutzbare Potenziale betrachtet und konkurrierende Nutzungsformen wie stoffliche Holznutzung (Papier-, Platten und Sägeindustrie oder Flächenbedarf zur Nahrungsmittel- und Futterproduktion) berücksichtigt. Die konkreten Annahmen hinsichtlich dieser Restriktionen werden in den einzelnen Abschnitten erläutert. Die Darstellung der Abhängigkeiten zwischen diesen Restriktionen und den Potenzialen sowie der Wechselwirkungen mit nicht-energetischen Nutzungsformen stellt ein wesentliches Ziel dieses Abschnittes dar.

Da die Mobilisierung von Biomassepotenzialen einer gewissen Trägheit unterworfen ist, und Potenziale in der Regel von diversen zeitlich veränderlichen Faktoren abhängig sind, werden *dynamische* Potenziale abgeschätzt. Der Betrachtungszeitraum ist 2010 bis 2050.

Folgende Einteilung der Potenzialfraktionen wurde getroffen:

- Forstliche Biomasse (Scheitholz und Waldhackgut)
- Industrielle Biomasse
 - Sägenebenprodukte (SNP): Sägespäne, Hackgut, Rinde etc.
 - Ablauge der Papierindustrie
- Landwirtschaftliche Biomasse
 - Energiepflanzen (eigens zur energetischen Verwertung auf Ackerflächen angebaute Pflanzen)
 - Gras (Grünland)
 - Nebenprodukte (Stroh, Gülle, sonstige Pflanzenreste)
- Biogene Abfälle
 - Altholz
 - Sonstige biogene Abfälle (Biomüll, Grünabfälle, etc.)

Ziel dieses Kapitels ist es, Angebotskurven für die primärenergetischen Ressourcenpotenziale in Österreich zu erstellen. D.h. jeder Biomassefraktion wird neben dem primärenergetischen Potenzial ein Preis zugeordnet. Sofern Daten über derzeitige Marktpreise bzw. Zeitreihen davon zur Verfügung stehen, werden diese als Ausgangsbasis herangezogen. Ist dies nicht der Fall (wie beispielsweise bei Energiepflanzen wie Miscanthus), wird von den Bereitstellungskosten plus Gewinnaufschlag ausgegangen. Die Angebotskurven stellen anschließend einen Input für das Modell Green-XBA dar (siehe Abschnitt 5.2.4).

²⁶ Üblicherweise wird bei erneuerbarer Energie zwischen theoretischem, technischem, wirtschaftlichem und realisierbarem (erschließbarem) Potenzial unterschieden. Das theoretische Potenzial entspricht dem gesamten theoretisch nutzbaren Energieangebot (z.B. dem gesamten Energieinhalt österreichischer Wälder). Das technische Potenzial beschreibt den Anteil des theoretischen Potenzials, der unter den gegebenen technischen Restriktionen nutzbar ist, beim wirtschaftlichen Potenzial werden zusätzlich (energie-) wirtschaftliche Kriterien und beim realisierbaren „reale“ Rahmenbedingungen berücksichtigt (FNR 2007). Da bei Biomasse häufig ökologische Randbedingungen und konkurrierende Nutzungsarten die einschränkenden Faktoren darstellen, wurde obige Definition gewählt.

Es sei darauf hingewiesen, dass die Mobilisierung der in diesem Abschnitt dargestellten Potenziale im Allgemeinen mit verschiedensten Barrieren ökonomischer und nicht-ökonomischer Art behaftet ist und mitunter einer gewissen Forcierung bedarf. Im Bereich der forstlichen Biomasse stellt beispielsweise die Eigentümerstruktur der derzeit ungenutzten Waldflächen eine Barriere dar, da die Bereitschaft der privaten Waldbesitzer zur Bewirtschaftung zum Teil recht eingeschränkt ist. Bei den landwirtschaftlichen Biomassepotenzialen könnte ebenso mangelnde Initiative, bzw. fehlende Anreize zur Neuorientierung der Landwirte in Richtung Energieerzeugung eine entscheidende Barriere darstellen. Derartige schwer bzw. nicht quantifizierbare Faktoren können in einer Potenzialabschätzung kaum berücksichtigt werden. Ökonomische Barrieren hingegen werden im Modell durch die Abbildung der Potenziale in Angebotskurven berücksichtigt. (Jede Potenzialfraktion steht im Jahr „X“ zu einem bestimmten Preis zur Verfügung. Ob sie zur Energieerzeugung genutzt wird, hängt von zahlreichen Faktoren, wie den Investitions- und Betriebskosten der verschiedenen Nutzungstechnologien, dem Energie- bzw. Referenzpreinsniveau, der Verfügbarkeit billigerer Fraktionen etc. ab.)

4.1 Verteilung land- und forstwirtschaftlicher Flächen

Land- und forstwirtschaftliche Flächen stellen die Grundlage sämtlicher Biomasseproduktion dar. Daher wird für die Abschätzung von Biomassepotenzialen zunächst die Kulturartenverteilung sowie deren historische Entwicklung analysiert und Prognosen für die weitere Entwicklung erstellt.

Bei Betrachtung der historischen Daten zur Flächenverteilung zeigt sich, dass die Verteilung von Wald-, Acker- und Grünlandflächen dynamischen Entwicklungen unterworfen sind. Bei den landwirtschaftlich genutzten Flächen Ackerland und Grünland ist seit 1960 ein deutlicher Rückgang zu verzeichnen, während die Waldfläche leicht gestiegen ist. Der Rückgang bei Grünland beschränkt sich allerdings auf extensiv genutzte Flächen (größtenteils Almen und Bergmähder sowie sonstige Flächen mit geringen Erträgen). Bei Wirtschaftsgrünland kam es sogar zu einem leichten Anstieg. Die derzeitige Verteilung land- und forstwirtschaftlich genutzter Flächen ist in Abbildung 4-1 dargestellt.

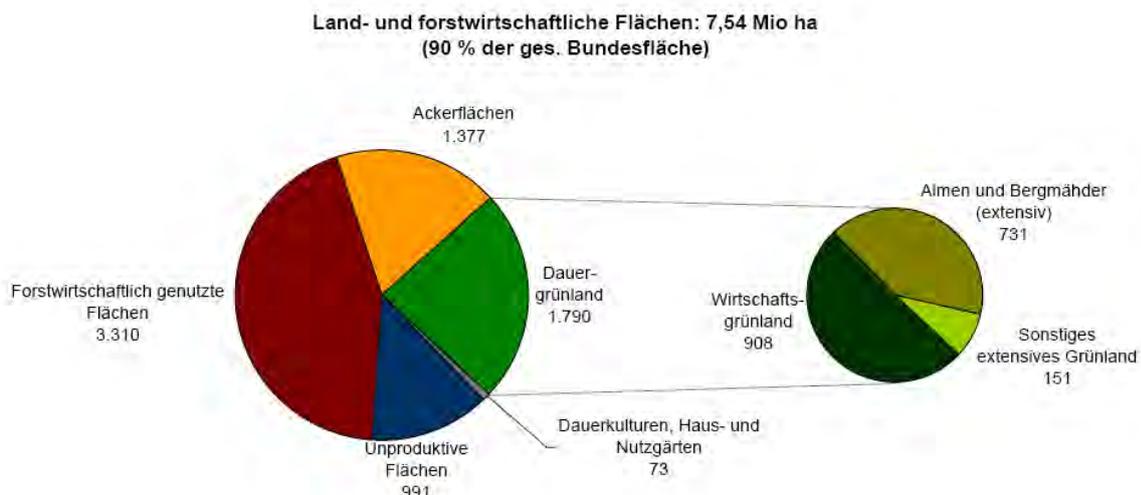


Abbildung 4-1: Verteilung land- und forstwirtschaftlicher Flächen (Zahlenwerte in 1.000 ha)
Quelle: Statistik Austria 2006c

Abbildung 4-2 zeigt die Wald- und Kulturartenverteilung nach Bundesländern. Es ist ersichtlich, dass die Verteilungen in den einzelnen Bundesländern sehr unterschiedlich sind. Die Hälfte der Ackerflächen befindet sich in Niederösterreich. Salzburg, Vorarlberg, Tirol und

klarerweise Wien besitzen kaum Ackerflächen. Grünland hingegen ist einigermaßen gleichmäßig verteilt, allerdings ist der Anteil von extensivem Grünland in den bergigen Regionen (Tirol, Salzburg, Vorarlberg und Kärnten) deutlich höher. Hinsichtlich der Potenzialverteilung lässt sich bereits aus dieser Betrachtung ableiten, dass die Potenziale landwirtschaftlicher Biomasse stark auf die östlichen Bundesländer konzentriert sind. Bei forstlicher Biomasse ist hingegen auf Basis der Flächenverteilung kein ausgeprägter regionaler Unterschied zu verzeichnen.

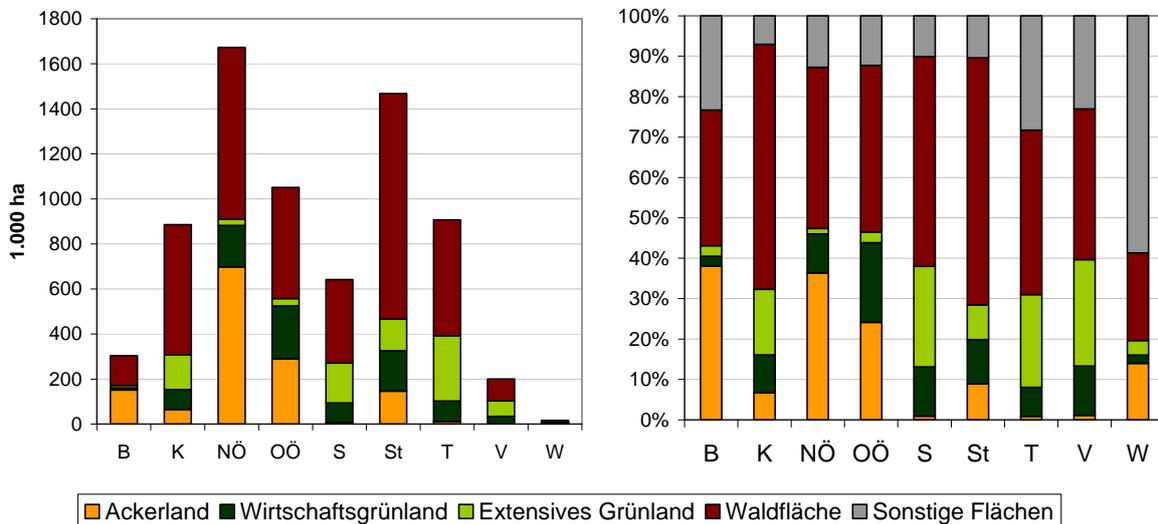


Abbildung 4-2: Verteilung von Wald und landwirtschaftlichen Flächen nach Bundesländern.
Quelle: Grüner Bericht 2006c, Statistik Austria 2008a

Die zukünftige Verteilung der Kulturarten wird langfristig in erster Linie von folgenden Entwicklungen beeinflusst werden:

Agrarpolitische Veränderungen: Es kann davon ausgegangen werden, dass es in der näheren Zukunft zu einer zunehmenden Liberalisierung des Agrarsektors in der EU kommen wird, was voraussichtlich eine Annäherung der Preise an das Weltmarkt-Niveau und eine Zunahme der Importe landwirtschaftlicher Erzeugnisse zur Folge haben wird. Ein Rückgang der genutzten Ackerflächen mit Konzentration auf günstige Flächen mit hohen Erträgen könnte die Folge sein.

Entwicklung Tierhaltung/Weideland: Durch den Rückgang des Viehbestandes nimmt der Bedarf an Weide- und Futterflächen stetig ab. Wie bzw. ob diese Flächen in Zukunft genutzt werden ist offen. (Die Energetische Nutzung der Erträge stellt eine Option dar, insbesondere bei extensiven Grünland stellen jedoch die Kosten eine Barriere dar.)

Förderung von Landschaftspflege: Zur Erhaltung der Kulturlandschaft, insbesondere des extensiven Grünlandes, werden erhebliche Förderungen erforderlich sein. Andernfalls ist mit fortschreitender Verwaldung bzw. natürlicher Sukzession zu rechnen.

Nachfrage nach landwirtschaftlichen Erzeugnissen: Die verstärkte Nachfrage nach Energiepflanzen (insbesondere zur BioKraftstoffproduktion) wird voraussichtlich zu einer Zunahme der Energieflächen führen. Neben der Erzeugung auf derzeitigen Stilllegungsflächen ist von einer Verdrängung von Kulturen mit geringer Wirtschaftlichkeit und Futterflächen auszugehen.

Rechtliche Rahmenbedingungen: Bei hohem Bedarf an Biomasse ist der Anbau von Energiepflanzen wie beispielsweise Miscanthus oder Kurzumtriebsholz auf Grünland denkbar. Voraussetzung dafür sind entsprechende Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen. (Diese Option wird in der Potenzialabschätzung im Sinne der Erhaltung der Kulturlandwirtschaft und aus ökologischen Kriterien ausgeklammert.)

Als Grundlage für die Annahmen zur Entwicklung der Flächenverteilung werden die in Haberl et. al. (2001) dargestellten Szenarien herangezogen. Diese basieren auf unterschiedlichen Philosophien: Das TREND-Szenario zeigt eine *Business-as-usual*-Entwicklung, das MAX-Szenario zielt auf eine maximale Biomassebereitstellung ab, im SUST-Szenario stehen Nachhaltigkeit und schonender Ressourcenumgang im Vordergrund und das GLOB-Szenario ist von einer weitgehenden Liberalisierung der Agrarmärkte geprägt. Die Ergebnisse dieser Studie wurden aufgrund des stark abweichenden Betrachtungszeitraums (1995 bis 2020) nicht direkt übernommen, sondern lediglich die Bandbreiten der Änderungsraten der Flächen.²⁷

Die für weitere Potenzialabschätzungen angenommenen Flächenentwicklungen sind in Abbildung 4-3 dargestellt. Bei Grünland wird damit gerechnet, dass es weiterhin zu einem Rückgang kommen wird. Bei Ackerland wird von einer quasi konstanten, eventuell geringfügig abnehmenden Fläche ausgegangen. Der Vollständigkeit halber ist auch eine Prognose der Waldfläche dargestellt. Für die Analyse des forstlichen Potenzials spielt sie jedoch keine Rolle, da diese auf Basis der Waldinventur (BFW 2004) und anderer Quellen erfolgt, welche fundiertere Aussagen als eine Abschätzung auf Basis der Fläche ermöglichen. Der Rückgang der landwirtschaftlich genutzten Flächen (im Wesentlichen extensives Grünland) erfolgt einerseits zugunsten der Waldfläche, andererseits zugunsten von Siedlungs-, Verkehrs- und sonstigen unproduktiven Flächen.

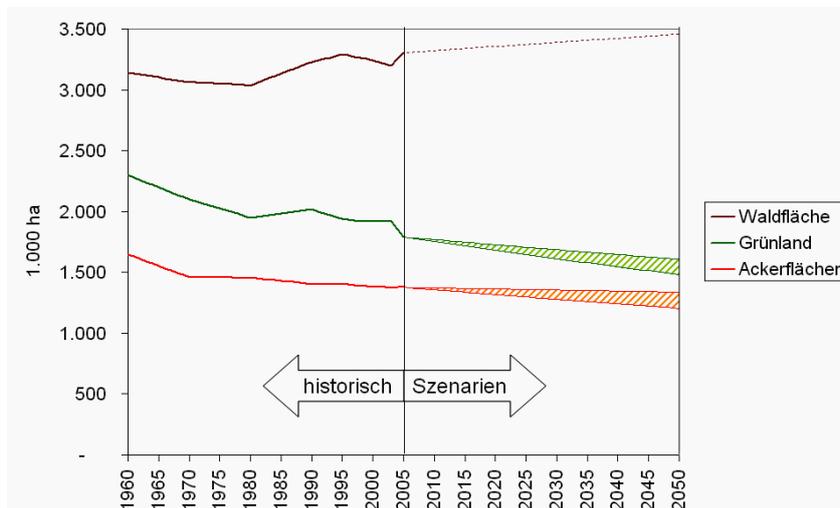


Abbildung 4-3: Entwicklung der Kulturartenverteilung bis 2050
Quellen: Statistik Austria 2006c, Haberl et. al. 2001, EEG/TU Wien

4.2 Forstliche und industrielle Biomasse

Forstliche Biomasse (Brennholz und Waldhackgut) stellt mit einer primärenergetischen Nutzung von ca. 70 PJ/a (2004) die derzeit wichtigste Biomassefraktion in Österreich dar. Zu industrieller Biomasse zählen Sägenebenprodukte (Sägespäne, Hackgut, Rinde und sonstiges Restholz der Holz verarbeitenden Industrie) und Ablauge der Papierindustrie²⁸,

²⁷ Die Ergebnisse des GLOB-Szenarios wurden nicht berücksichtigt, da in diesem Szenario von einem besonders starken Rückgang der landwirtschaftlichen Flächen, ausgelöst durch die Liberalisierung der Landwirtschaft, ausgegangen wird. Aus Sicht der Autoren ist das Szenario zwar durchaus denkbar, jedoch eignet es sich nicht als Grundlage für eine Potenzialabschätzung.

²⁸ Die ligninhaltige Ablauge der Zellstoffherzeugung wird üblicherweise in Dampfkesseln verbrannt und so zur Deckung des betriebsinternen Strom- und Wärmebedarfs genutzt wird.

also Abfälle der stofflichen Holzverwertung. 2004 wurden ca. 31 PJ an Sägenebenprodukten (SNP) und 24 PJ an Schwarzlaube energetisch genutzt.²⁹

Zwischen stofflicher und energetischer Holznutzung bestehen diverse Kopplungen:

Beim Holzeinschlag fallen die Sortimente Sägerundholz, Industrieholz und Brennholz an, wobei letzteres das minderwertigste Sortiment darstellt. Da die weitaus höchsten Erlöse mit Sägerundholz erzielbar sind, sind die Sortimente Industrie- und Brennholz im Allgemeinen nur über die Nachfrage der Sägeindustrie mobilisierbar.

Sägenebenprodukte (insbesondere Rinde) werden zum Teil zur betriebsinternen Energieerzeugung genutzt, zum Großteil werden Sägespäne und Hackgut jedoch stofflich verwertet (Papier- und Plattenindustrie). Außerdem werden Sägenebenprodukte in zunehmendem Maße zur Produktion von Pellets und Briketts genutzt. Somit nimmt die Sägeindustrie eine wesentliche Rolle sowohl für die Rohstoffversorgung von Papier- und Plattenindustrie, als auch für die Bereitstellung biogener Brennstoffe ein.

Eine dynamische Abschätzung der energetisch nutzbaren Potenziale ist daher nur unter Berücksichtigung der gesamten Holzindustrie sinnvoll. Im Folgenden wird zunächst die Methodik erläutert (Abschnitt 4.2.1), danach werden Analysen der derzeitigen Holzströme (zur stofflichen und energetischen Nutzung) und Entwicklungen der letzten Jahre (4.2.2) dargestellt sowie Prognosen über den Holzbedarf im Jahr 2010 (4.2.3) und Szenarien der Entwicklung nach 2010 (4.2.4). Es folgt eine Abschätzung des forstlichen Biomassepotenzials (4.2.5) und der Bereitstellungskosten forstlicher und industrieller Biomasse (4.2.7) sowie ein Abschnitt über dynamische Potenziale forstlicher und industrieller Biomasse (4.2.6).

4.2.1 Methodik zur Abschätzung der energetisch nutzbaren Potenziale

Die Basis für die Potenzialanalyse stellen einerseits eine Abschätzung des nachhaltig nutzbaren Waldpotenzials und andererseits Szenarien der Entwicklung der Holz verarbeitenden Industrien dar.

Bis zum Jahr 2010 existieren Prognosen über den Holzbedarf zur stofflichen Verwertung [FHP 2006], für die längerfristige Entwicklung (2010 bis 2050) liegen jedoch keine derartigen Abschätzungen vor. Daher wurden verschiedene Szenarien über die Rohstoffbedarf der Holzindustrie entworfen, aus denen anschließend die zur Energieerzeugung nutzbaren Potenziale forstlicher und industrieller Biomasse abgeleitet werden.

Die für die Potenzialabschätzung relevanten Zusammenhänge sind vereinfacht in Abbildung 4-4 dargestellt. Wie bereits erwähnt wird insbesondere die Dynamik der einzelnen Parameter berücksichtigt.

²⁹ Sonstige industrielle biogene Abfälle, wie beispielsweise Abfälle der Nahrungsmittelindustrie oder Schlachtabfälle werden in Abschnitt 4.4 behandelt.

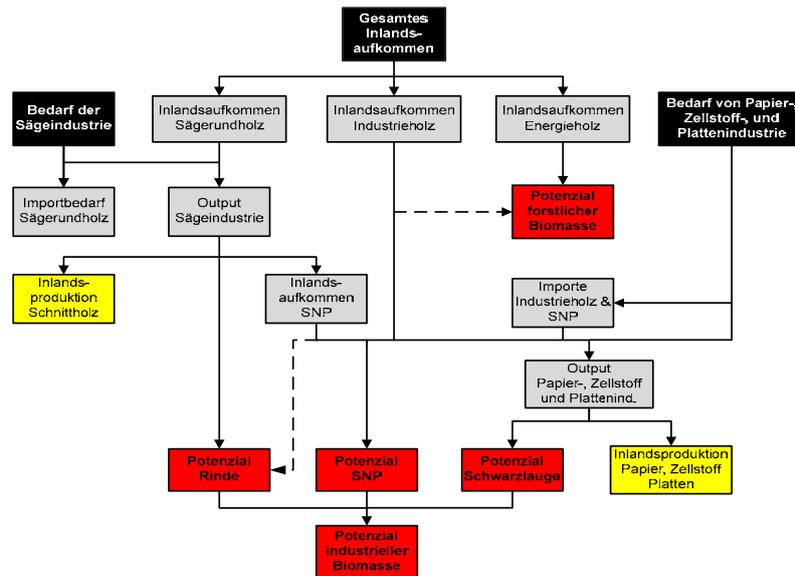


Abbildung 4-4: Schematische Darstellung zur Methodik der Potenzialabschätzung forstlicher und industrieller Biomasse

Im Folgenden wird die Methodik anhand der Begriffe in Abbildung 4-4 näher erläutert:

<i>Gesamtes Inlandsaufkommen:</i>	Aufkommen an Energie-, Industrie- und Sägerundholz aus österreichischen Wäldern (4.2.5).
<i>Bedarf der Holz verarbeitenden Industrien:</i>	Basiert für 2010 auf Prognosen (4.2.3), danach auf der Annahme verschiedener Entwicklungspfade der Holz verarbeitenden Industrien (4.2.4).
<i>Importbedarf Sägerundholz:</i>	Sägerundholzimporte ergeben sich aus dem Bedarf der Sägeindustrie abzüglich Inlandsaufkommen.
<i>Importe Industrieholz und SNP:</i>	Ergeben sich aus dem Bedarf der Papier-, Zellstoff- und Plattenindustrie unter der Annahme, dass die Importanteile konstant bleiben. ³⁰
<i>Potenzial forstlicher Biomasse:</i>	Entspricht dem maximalen Inlandsaufkommen an Energieholz; Verschiebungen zwischen Industrie- zu Energieholz sind möglich.
<i>Potenzial Rinde:</i>	Ergibt sich aus dem Verbrauch von Sägerundholz und (in geringem Ausmaß) Industrieholz.
<i>Potenzial SNP:</i>	Differenz aus Inlandsaufkommen plus Importe und Verbrauch der Industrien.
<i>Potenzial Schwarzlauge:</i>	Ergibt sich aus dem Holzverbrauch der Papierindustrie.
<i>Potenzial industrieller Biomasse:</i>	Summe der Potenziale von Rinde, SNP und Schwarzlauge.

³⁰ Der Holzbedarf von Papier- und Zellstoffindustrie und Plattenindustrie setzt sich aus Industrieholz und SNP zusammen. Aufgrund deren variablen Anteile und der Rohstoffkonkurrenz zur energetischen Nutzung können die Importe nicht wie bei der Sägeindustrie aus Bedarf und Inlandsaufkommen abgeleitet werden. Zur Vereinfachung (und um realistische Größenordnungen der Importe anzunehmen) werden gleichbleibende Anteile von Industrieholz, SNP und Importen am Gesamtverbrauch unterstellt.

4.2.2 Derzeitige Holznutzung und Entwicklungen der letzten Jahre

Im Jahr 2005 betrug das gesamte primäre Holzaufkommen in Österreich knapp 40 Mio. Festmeter (fm). Etwa die Hälfte davon stammte aus inländischem Holzeinschlag (laut Einschlagsmeldung 2005 [BMLFUW 2006a] waren es 16,47 Mio. Erntefestmeter ohne Rinde), der Rest wurde importiert (ca. 12 Mio. fm) oder stammt aus sonstigem Aufkommen³¹. Die Holzströme in Österreich, von Aufkommen bis hin zu energetischer oder stofflicher Primärnutzung, sind in Abbildung 4-5 dargestellt.³² Gut 50 % des gesamten Holzaufkommens werden der Sägeindustrie zur Schnittholzproduktion zugeführt. Diese betrug im Jahr 2005 ca. 11 Mio fm. Beim Rundholzeinschnitt fielen geschätzte 2 Mio. fm an Rinde und 8 Mio. fm an SNP an, und wurden einer sekundären Verwertung zugeführt. Die Papierindustrie deckte 2005 mehr als die Hälfte ihres Holzbedarfes mit SNP, bei der Plattenindustrie waren es sogar mehr als drei Viertel. Etwa 30 % des gesamten Holzbedarfes von Papier- und Plattenindustrie wurden importiert.

Die österreichische Holzindustrie ist also sehr stark von Rohholzimporten (hauptsächlich aus Deutschland und Tschechien) abhängig. Da der Großteil der produzierten Holzprodukte in den Export geht, ist die österreichische Außenhandelsbilanz bei Holz trotzdem deutlich positiv.

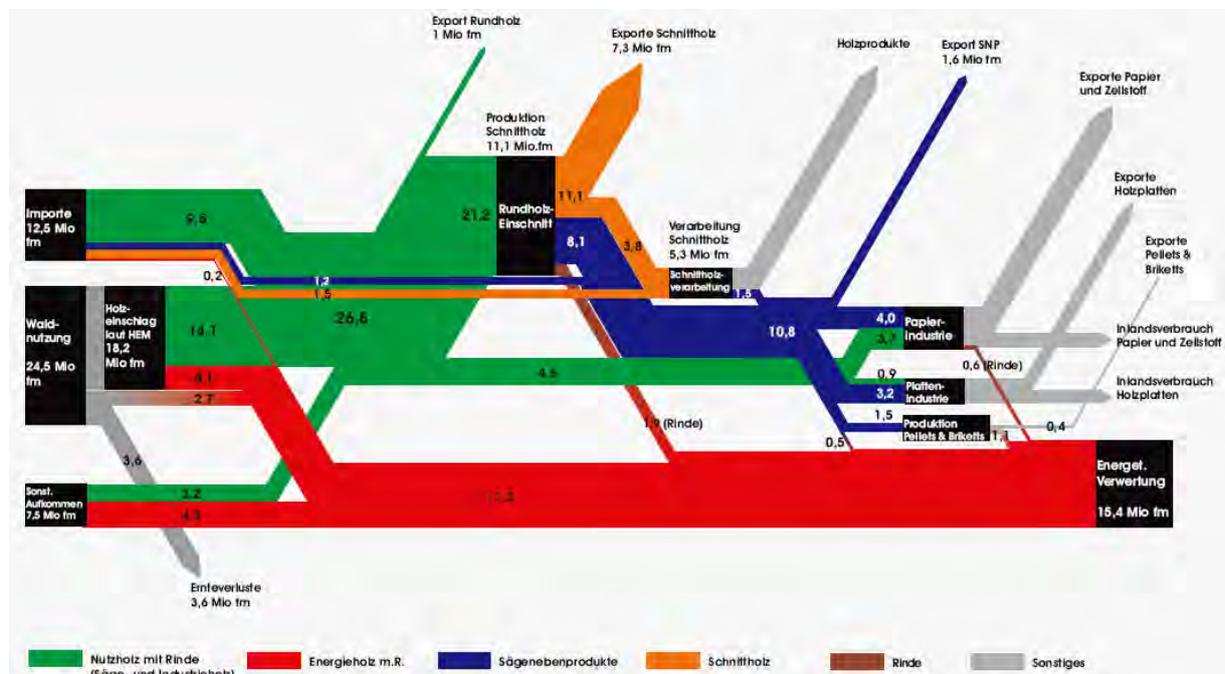


Abbildung 4-5 Darstellung der Holzströme in Österreich im Jahr 2005 (Einheit: Mio fm)³³
 Quellen: BMLFUW 2006a und 2006b, Austropapier 2006, Statistik Austria, Nemestothy 2006, Holzindustrie 2006, Platte 2006, EEG/TU Wien

³¹ Aufgrund mangelhafter Statistiken und bestehender Diskrepanzen zwischen Holzaufkommen und –verbrauch handelt es sich bei der Kategorie „Sonstiges Aufkommen“ um Schätzwerte auf Basis von Verbrauchsdaten. Die Kategorie enthält Fraktionen zu denen es keine fundierten Daten gibt, nämlich Grünschnitt, Holz vom Waldboden sowie Altholz (siehe Abschnitt 4.4). Insbesondere bei Energieholz besteht eine große Diskrepanz zwischen Aufbringung und Nutzung. Es kann davon ausgegangen werden, dass größere Mengen an Brennholz aus privaten Kleinwäldern genutzt werden, ohne in der Holzeinschlagsmeldung erfasst zu werden [Hirschberger 2006].

³² In [Klima:Aktiv 2007] ist eine detailliertere Darstellung der Holzströme im Jahr 2005 verfügbar.

³³ Es ist zu beachten, dass Holz mengen häufig in fm ohne Rinde angegeben sind (z.B. in den Holzeinschlagsmeldungen des BMLFUW), hier handelt es sich bei den Nutzholz- und Brennholzmengen jedoch um Angaben inkl. Rinde.

In den letzten 10 Jahren stiegen Gesamtholzaufkommen und –verbrauch in Österreich um mehr als 40 %. Aufkommenseitig geht dieser Anstieg sowohl auf eine Ausweitung der Nutzung heimischer Ressourcen, als auch zusätzliche Importe (vor allem Rundholz) zurück. Außerdem brachte die Produktionssteigerung der Sägeindustrie hohe Zuwächse bei den SNP-Mengen. Beim Gesamtholzverbrauch wuchsen stoffliche und energetische Nutzung in den letzten 10 Jahren etwa gleich schnell.

Der Anteil der energetischen Holzverwertung lag während der letzten zehn Jahre bei knapp über 30 % des gesamten Holzaufkommens. Die Nutzung von Scheitholz macht nach wie vor den größten Anteil der energetischen Biomassenutzung aus (etwa 8 Mio. fm). In den Statistiken der letzten 15 Jahre ist bei Scheitholz jedoch ein leicht abnehmender Trend festzustellen. Hingegen nimmt die Nutzung von Hackgut und Pellets als Brennstoff für moderne Heizsysteme stetig zu. Der gesamte Energieholzbedarf stieg von 2000 bis 2005 um etwa 3,5 Mio. fm (0,5 Mio. fm für Pellets, jeweils 1,5 Mio. fm für Heizwerke und KWK-Anlagen [Nemestothy 2006]).

4.2.3 Prognosen bis 2010

In den nächsten Jahren wird mit zunehmender Konkurrenz zwischen energetischer und stofflicher Holznutzung gerechnet. Allein durch die steigende energetische Holznutzung wird mit einem Mehrbedarf von etwa 5 Mio fm gegenüber 2005 gerechnet³⁴ [Nemestothy 2006].

Der erwartete Mehrbedarf für stoffliche Verwertung wird von der Kooperationsplattform Forst-Holz-Papier auf ebenfalls 5 Mio fm geschätzt [FHP 2006]. Die Einschnittkapazität der Sägeindustrie soll zwar annähernd gleich bleiben, doch wird mit einem Ausfall von Sägerundholzimporten in der Höhe von 3 Mio fm gerechnet, welcher durch inländisches Holz zu kompensieren sein wird. Für Platten-, Papier- und Zellstoffindustrie geht FHP³⁵ von einem zusätzlichen Bedarf von insgesamt 2 Mio fm aus. Auch dieser wird in erster Linie durch inländisches Holz zu decken sein. Die Entwicklung des Holzverbrauchs in den letzten Jahren sowie Prognosen bis 2010 sind in Abbildung 4-6 und Abbildung 4-7 dargestellt.

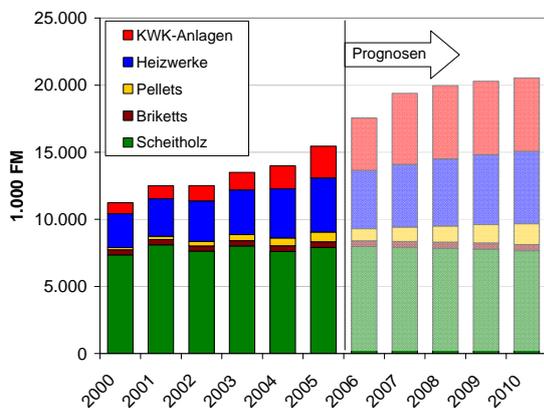


Abbildung 4-6: Energieholzverbrauch seit 2000 und Prognose bis 2010
Quellen: BMLFUW 2006b

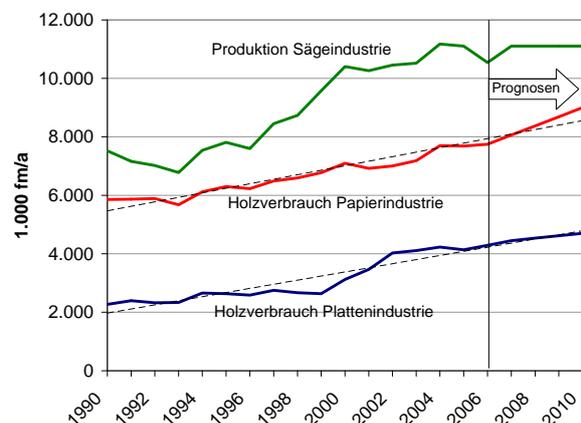


Abbildung 4-7: Historische Entwicklung und Prognosen der Holz verarbeitenden Industrien
Quellen: Austropapier 2006, Platte 2006, Holzindustrie 2006, Lechner 2003, FHP 2006

³⁴ 3 Mio fm für KWK-Anlagen, 1,5 Mio fm für Heizwerke, 1 Mio fm für Pellets und ein Rückgang von 0,5 Mio fm bei Scheitholz

³⁵ Kooperationsplattform Forst Holz Papier; siehe <http://www.forstholzpapier.at/>

Aufgrund der voraussichtlich stagnierenden Schnittholzproduktion wird es bis 2010 zu keinem Anstieg der jährlich verfügbaren SNP-Mengen kommen. Durch den zusätzlichen Bedarf an Spänen und Hackgut zur Pelletsproduktion ist daher mit einer Verschiebung von etwa einer Mio fm von stofflicher zu energetischer Verwertung zu rechnen. Somit steigt der zusätzliche Bedarf an Industrieholz auf insgesamt 3 Mio fm.

4.2.4 Entwicklung der Holz verarbeitenden Industrien nach 2010

Prinzipiell werden anhand von ökonometrischen Analysen für Erzeugung und Verbrauch von Holzprodukten sowohl für Österreich, als auch Europa relativ hohe Wachstumsraten prognostiziert³⁶. Bei derartigen Prognosen wird jedoch die Rohstoffknappheit nicht berücksichtigt, d.h. die Prognosen gelten nur für den Fall, dass ausreichend Holz zur Verfügung gestellt werden kann, sei es durch inländisches Aufkommen oder Importe (Schwarzbauer 2005). Da für unsere Untersuchungen gerade die Frage der Rohstoffversorgung von großer Bedeutung ist, gehen wir in manchen Szenarien von deutlich niedrigeren Wachstumsraten aus.

Wie bereits erläutert ist die österreichische Holzwirtschaft auf dem derzeitigen Produktionsniveau (mit hohem Exportanteil an Fertig- und Halbfertigprodukten) bereits sehr stark von Holzimporten abhängig. In Zukunft ist jedoch mit einer stark steigenden Holznachfrage in ganz Europa, und damit mit beschränkten Importmöglichkeiten zu rechnen. Wie sich die Rohstoffversorgung in Mitteleuropa nach 2010 darstellen wird, kann im Rahmen dieser Studie nicht näher untersucht werden.

Da eine Abschätzung der Auswirkungen internationaler Entwicklungen auf die österreichische Holzindustrie im Rahmen dieser Studie nicht möglich ist, werden im Folgenden verschiedenen Entwicklungspfade untersucht, welche die Bandbreite der aus heutiger Sicht denkbaren Entwicklungen abdecken. Diese dürfen nicht als Prognosen angesehen werden, es sollen lediglich verschiedene, in sich konsistente Szenarien untersucht und die Auswirkungen auf die Biomassemärkte abgeschätzt werden. Die Ergebnisse der Untersuchungen sind letztendlich Bandbreiten der realisierbaren Biomassepotenziale unter verschiedenen Rahmenbedingungen.

Die in Abbildung 4-8 gezeigten Entwicklungspfade des Holzverbrauchs von Säge-, Papier- und Zellstoffindustrie und Plattenindustrie stellen die Grundlage der Szenarien dar.³⁷ Für jede der Branchen wurden jeweils drei sehr unterschiedliche Entwicklungspfade skizziert, welchen unterschiedliche Annahmen zu Grunde liegen:

Die „*high*-Entwicklungen“ basieren im Wesentlichen auf den in (Schwarzbauer 2005) als Basisszenario angegebenen Wachstumsraten³⁸. Für die Sägeindustrie bedeutet dies einen Anstieg der Importe von etwa 6 Mio fm (Prognose für 2010) auf 11 Mio fm bis 2030 und 13 Mio fm bis 2050, unter der Annahme dass das beschriebene Waldpotenzial ausgeschöpft wird. Die Annahme derart hoher Importpotenziale erscheint fragwürdig.

Bei der Entwicklung „*low*“ der Sägeindustrie wird von einem starken Rückgang der Sägerundholzimporte ausgegangen, sodass bis 2050 nur mehr inländische Rohstoffe genutzt werden. Die „*low*-Entwicklungen“ von Papier- und Zellstoffindustrie und Plattenindustrie zeigen einen Rückgang auf das Durchschnittsniveau der Jahre 1990-2000.

³⁶ Für die Produktion in Österreich werden folgende durchschnittliche Wachstumsraten von 2000 bis 2020 prognostiziert (Basis-Szenarien): Schnittholz: 1,4%, Holzplatten: 2,5%, Papier und Pappe: 3,7%, Zell- und Holzstoff: 2,1% (Schwarzbauer 2005); für Europa gesamt: Schnittholz: 2,3%, Holzplatten: 2,7%, Papier und Pappe: 2,6%, Zell- und Holzstoff: 2,0% (UNECE 2005)

³⁷ Die Entwicklung der Industrien wird hier also ausschließlich durch deren Holzverbrauch charakterisiert. Produktionstechnische Veränderungen (z.B. Effizienzsteigerungen) werden nicht berücksichtigt.

³⁸ Die Prognose reicht nur bis 2030, danach gehen wir von geringeren Wachstumsraten aus.

Die „base-Entwicklungen“ ergeben sich aus dem Mittelwert von „low“ und „high“ und zeigen einen geringfügigen Anstieg bis 2030.

In Abschnitt 4.2.6 werden verschiedene Kombinationen der hier dargestellten Entwicklungspfade zu Szenarien verknüpft und Biomassepotenziale abgeleitet.

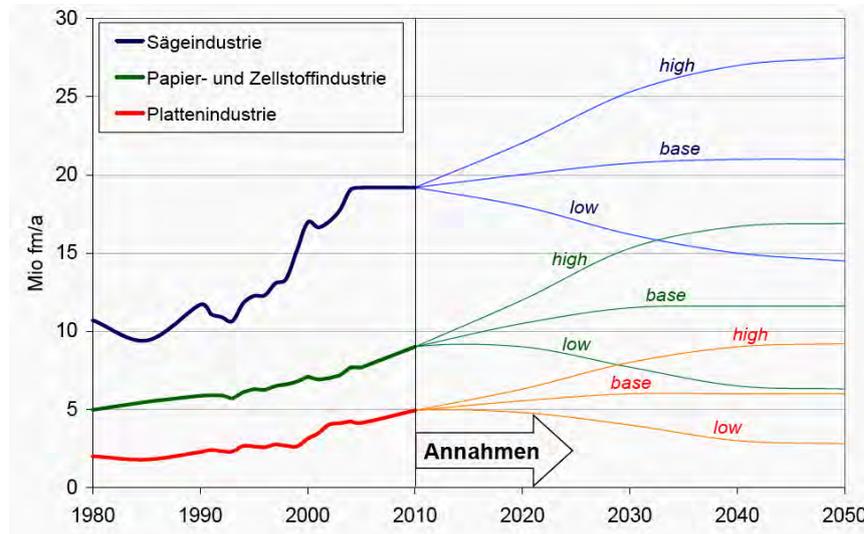


Abbildung 4-8: Annahmen zur Entwicklung des Holzverbrauch der Holz verarbeitenden Industrien

Quellen: Eigene Annahmen; zum Teil basierend auf (Schwarzbauer 2005); historische Entwicklung: Schwarzbauer (2005), Holzindustrie 2006, Austropapier 2007

4.2.5 Potenzial der österreichischen Wälder

Das inländische Gesamtpotenzial forstlicher Biomasse setzt sich aus dem derzeit ungenutzten Waldzuwachs, Durchforstungsreserven und Schlagrücklass zusammen³⁹:

Ungenutzter Waldzuwachs

Laut österreichischer Waldinventur 2000/02 (BFW 2004) betrug die jährliche Waldnutzung im Beobachtungszeitraum nur knapp zwei Drittel des Zuwachses (siehe Abbildung 4-9). Theoretisch stünde eine zusätzlich nachhaltig nutzbare Holzmenge von ca. 12,5 Mio. fm zur Verfügung. Bei der Abschätzung der tatsächlich realisierbaren Potenziale müssen jedoch folgende Tatsachen berücksichtigt werden:

Seit dem Ende des Beobachtungszeitraums (2002) hat der Holzeinschlag laut Einschlagsmeldung (BMLFUW 2006a etc.) bereits deutlich zugenommen. Der durchschnittliche Einschlag der Jahre 2003 bis 2005 lag fast 3 Mio. fm über dem der Jahre 2000 bis 2002.

Ein nicht unwesentlicher Anteil des Zuwachses befindet sich auf nicht nutzbaren Hanglagen. Dazu kommen noch Schutzwälder außer Ertrag. Daher können maximal 85 % des gesamten jährlichen Zuwachses als tatsächlich nutzbar betrachtet werden.

³⁹ Die hier dargestellten Potenziale enthalten auch Säge- und Industrieholz und entsprechen nicht den energetisch nutzbaren Potenzialen. Sie entsprechen den zukünftig mobilisierbaren Mengen an Waldholz (in Abbildung 4-4 als „gesamtes Inlandsaufkommen“ bezeichnet)

Der Großteil des ungenutzten Zuwachses befindet sich in privaten Kleinwäldern und die Bereitschaft zur Waldbewirtschaftung ist bei vielen Waldbesitzern zurzeit äußerst beschränkt. Kurzfristig ist die Geschwindigkeit der Holzmobilisierung durch die Verfügbarkeit von Forstmaschinen und Arbeitskräften beschränkt.

Wie bereits erwähnt, ist eine Holzmobilisierung nur bei entsprechender Nachfrage der Sägeindustrie zu bewerkstelligen, da mit Sägerundholz die weitaus höchsten Erträge erzielbar sind.

Unter Berücksichtigung dieser Restriktionen wurde der zusätzlich nutzbare jährliche Waldzuwachs auf ca. 5, maximal 6 Mio fm geschätzt. Damit würden etwa 80 % des gesamten jährlichen Zuwachses genutzt werden. In (Zwettler 2006) wird das unter „aktuellen Rahmenbedingungen realistische Nutzungspotenzial“ mit 5,5 Mio fm angegeben (davon 3,3 Mio fm Sägeholz und jeweils 1,1 Mio fm Industrie- und Brennholz). Im ersten Zwischenbericht der Studie „Holz- und Biomasseaufkommen in Österreich“ (BFW 2007) wird des Bundesforschungs- und Ausbildungszentrum für Wald, Naturgefahren und Landschaft wird das zusätzlich mobilisierbare Potenzial zwar deutlich niedriger geschätzt (4,2 Mio fm), dabei handelt es sich jedoch um eine eher vorsichtige erste Abschätzung, welche die untere Bandbreite widerspiegelt⁴⁰. Wir gehen daher von einem **bis 2010 zusätzlich mobilisierbaren Potenzial von 5,5 Mio fm** aus (Basisjahr 2005).

Wie aus Abbildung 4-9 ersichtlich, liegt der Nutzungsgrad des Waldzuwachses in allen Bundesländern außer Vorarlberg in einer ähnlichen Größenordnung (ca. 60 %). Die ungenutzten Potenziale sich also relativ gleichmäßig verteilt.

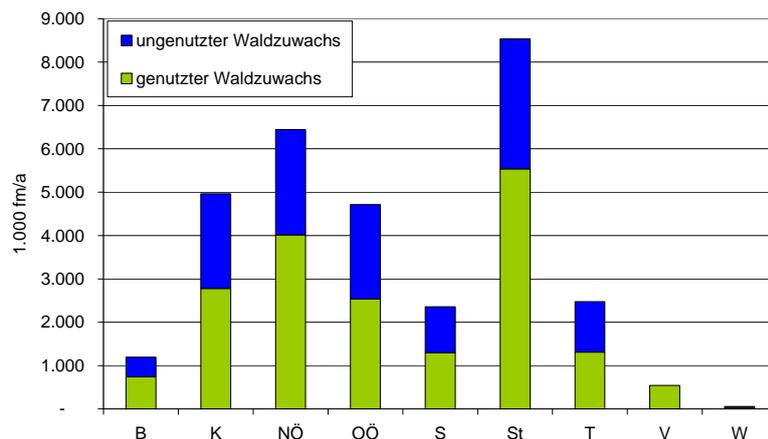


Abbildung 4-9: Ergebnisse der Österreichischen Waldinventur 2000/02
Quelle: BFW 2004

Durchforstungsreserven

Um ein optimales Wachstum des Waldes zu gewährleisten sind Waldpflegemaßnahmen notwendig. Dabei fallen hauptsächlich Nutzholz geringeren Durchmessers und Brennholz an. Vor allem im privaten Kleinwald wurden diese Pflegemaßnahmen in den letzten Jahren bzw. Jahrzehnten vernachlässigt, wodurch sich „Durchforstungsreserven“ aufgestaut haben. Durch die Aufarbeitung dieser Reserven könnten **zusätzlich geschätzte 2 Mio. fm pro Jahr** (je 1 Mio fm Industrie- und Energieholz) bereitgestellt werden.

⁴⁰ Laut persönlicher Mitteilung durch DI Klemens Schadauer (BFW)

Schlagrücklass

Astmateriale und sonstiges Holz geringen Durchmessers verbleibt zum Teil ungenutzt im Wald. Bei geeigneten Ernteverfahren bzw. Logistik kann dieses Material gesammelt, und zu Hackgut verarbeitet werden. Da es dadurch zu einem überproportional hohem Nährstoffentzug aus dem Ökosystem Wald kommt [Hirschberger 2006], ist eine extensive Nutzung von Schlagrücklass ökologisch nicht unbedenklich. Häufig werden jedoch ohnehin Ernteverfahren angewendet, bei denen praktisch der gesamte Baum zur Forststraße transportiert und erst dort entastet wird. In diesen Fällen ist gegen eine Verarbeitung des Astmaterials zu Hackgut nichts einzuwenden. Eine Ausweitung der Ganzbaumnutzung ist jedoch aus ökologischen Gründen nicht erstrebenswert.

In der Holzeinschlagsmeldung 2006 [BMLFUW 2007] wurde erstmals Waldhackgut als eigene Kategorie erfasst. Es ist anzunehmen, dass die angegebene Menge (ca. 1,3 Mio fm) zu einem wesentlichen Teil aus der Nutzung von Schlagrücklass resultiert. Wir gehen davon aus, dass eine **zusätzliche Menge von 1 Mio fm/a** genutzt werden kann, ohne nachteilige ökologische Effekte zu bringen, da diese Menge nur einem Bruchteil des gesamten anfallenden Schlagrücklasses entspricht.

Aufgrund der derzeit laufenden Bemühungen zur Holzmobilisierung wird das dargestellte Waldpotenzial als bis zum Jahr 2010 mobilisierbar angenommen. Längerfristig werden aus Gründen der Ökologie und Nachhaltigkeit kaum weitere Mengen an Waldholz erschließbar sein. Wir gehen davon aus, dass nach 2010 lediglich geringe zusätzliche Holzmengen aus ungünstigen Lagen mobilisiert werden können (Ausweitung des nutzbaren Potenzials auf von 80 % auf 85 % des jährlichen Zuwachses).

Die verstärkte Durchführung von Waldpflagemassnahmen und Optimierung der Umtriebszeiten wird langfristig möglicherweise zur Steigerung der Waldwachstums und damit des jährlich nutzbaren Zuwachses auswirken. Da dazu jedoch keine quantitativen Abschätzungen vorliegen und eine Analyse nur mithilfe von dynamischen Waldwachstumsmodellen möglich ist, wird dieser Effekt nicht berücksichtigt und das jährliche Wachstums als konstant angenommen.⁴¹

4.2.6 Energetisch nutzbare Potenziale

Die in den vorigen Kapiteln dargestellten Waldpotenziale und Entwicklungspfade der Holz verarbeitenden Industrien werden im Folgenden zur Ableitung der energetisch nutzbaren Potenziale herangezogen. Die Ausgangslage stellen die für 2010 prognostizierten Verhältnisse dar. Es werden fünf verschiedene Szenarien untersucht, folgende Tabelle gibt einen Überblick über die zu Grunde gelegten Annahmen. Das inländische Waldpotenzial ist für alle Szenarien ident.

Das Szenario *Biomasse Max* zeigt eine Entwicklung, in der die Sägeindustrie weiterhin stark zunimmt, Papier- und Zellstoff- sowie Plattenindustrie jedoch deutlich abnehmen. Für die Biomassepotenziale stellt dies eine optimale Entwicklung dar, da große Mengen an SNP und Rinde zur energetischen Verwertung zur Verfügung stehen. Denkbar wäre dieses Szenario nur unter recht drastischen Rahmenbedingungen, z.B. sehr hohen Holz- und Energiepreisen und einer starken Förderung von Bioenergie auf Kosten der Rohstoffversorgung von Papier- und Zellstoffindustrie. Inwiefern eine Schwächung verschiedener Industriezweige zu Gunsten

⁴¹ Die historisch beobachteten Schwankungen des jährlichen Waldzuwachses beruhen auf den jeweiligen Witterungsverhältnissen. Die Auswirkungen von klimatischen Veränderungen und verschiedenen Waldbewirtschaftungen auf den jährlichen Zuwachs sind Gegenstand von Studien des Bundesamtes für Wald, zu denen noch keine Ergebnisse vorliegen.

einer nachhaltigen Energieversorgung in Kauf genommen wird, ist im Rahmen der öffentlichen, politischen Meinungsbildung zu klären.⁴²

Tabelle 4-1: Annahmen für die verschiedenen Szenarien (siehe. Abbildung 4-8)

Bezeichnung des Szenarios	Säge-industrie	Papier-Zellstoffind.	& Platten-industrie	Kommentar
<i>Biomasse Max</i>	<i>high</i>	<i>low</i>	<i>low</i>	Starker Verschiebung von stofflicher zu energetischer Holznutzung
<i>Industrie Min</i>	<i>low</i>	<i>low</i>	<i>low</i>	Hohe Importausfälle bei sämtlichen Holzsortimenten
<i>Industrie Basis</i>	<i>base</i>	<i>base</i>	<i>base</i>	Geringes Wachstum der Industrien; geringe Steigerung der Importe
<i>Industrie Max</i>	<i>high</i>	<i>high</i>	<i>high</i>	Weiterhin starkes Wachstum sämtlicher Branchen der Holzindustrie
<i>Biomasse Min</i>	<i>low</i>	<i>high</i>	<i>high</i>	Rückgang der Schnittholzproduktion; starkes Wachstum der übrigen Branchen

Im Szenario *Industrie Min* geht die Produktion sämtlicher Holz verarbeitender Industrien deutlich zurück. Dies könnte der Fall sein, wenn die Produktion in den Nachbarländern bzw. ganz Europa derart stark zunimmt, dass es bei sämtlichen Holzsortimenten zu drastischen Importausfällen kommt. Bei den hier angenommenen Entwicklungspfaden ergeben sich stetig wachsende Potenziale an Waldholz und SNP.

Im Basisszenario *Industrie Basis* sind die Wachstumsraten der Industrien positiv, jedoch deutlich geringer als in (Schwarzbauer 2005) prognostiziert. Abgesehen von den bis 2010 zusätzlich mobilisierbaren Energieholzmengen sind bei den Potenzialen in diesem Szenario nur minimale dynamische Veränderungen zu verzeichnen. Lediglich durch das Wachstum der Papierindustrie kommt es zu geringfügigen Zuwächsen bei Schwarzlauge und das Potenzial von SNP geht leicht zurück.

Das Szenario *Industrie Max* entspricht im Wesentlichen der in (Schwarzbauer 2005) prognostizierten Entwicklung. Voraussetzung für dieses Szenario ist die Realisierung sehr hoher Importe sämtlicher Sortimente⁴³. Die energetisch nutzbaren Potenziale an Waldholz und SNP fallen bei einer derartigen Entwicklung gering aus, durch das Wachstum der Industrien stehen jedoch steigende Mengen an Rinde und Schwarzlauge zur Verfügung.

Der Vollständigkeit halber ist in Abbildung 4-10 auch das Szenario *Biomasse Min* dargestellt, welches aufgrund der unrealistischen Annahmen (Rückgang der Sägeindustrie und Wachstum der übrigen Industrien) jedoch kaum Praxisrelevanz besitzt.

Abbildung 4-10 zeigt die energetisch nutzbaren Potenziale in den verschiedenen Szenarien, bestehend aus Waldholz, SNP, Rinde und Ablauge⁴⁴.

⁴² Neben einem Vergleich der Wertschöpfungsketten von stofflicher und energetischer Holznutzung ist dabei auch die Bedeutung einer nachhaltigen, auf inländischen Ressourcen basierende Energieversorgung zu berücksichtigen.

⁴³ Importe 2030: ca.11 Mio fm Sägerundholz und ca. 6,5 Mio fm Industrieholz bzw. SNP, Importe 2050: ca. 13 Mio fm Sägerundholz und ca. 7,5 Mio fm Industrieholz bzw. SNP

⁴⁴ Bei Ablauge ist zu bedenken, dass dieses Potenzial zur Gänze zur Deckung des Energiebedarfs bei der Papierproduktion genutzt wird, also nicht also „freies“ Potenzial zur Substitution fossiler Brennstoffe zur Verfügung steht. In den Simulationen wird Ablauge daher nicht berücksichtigt.

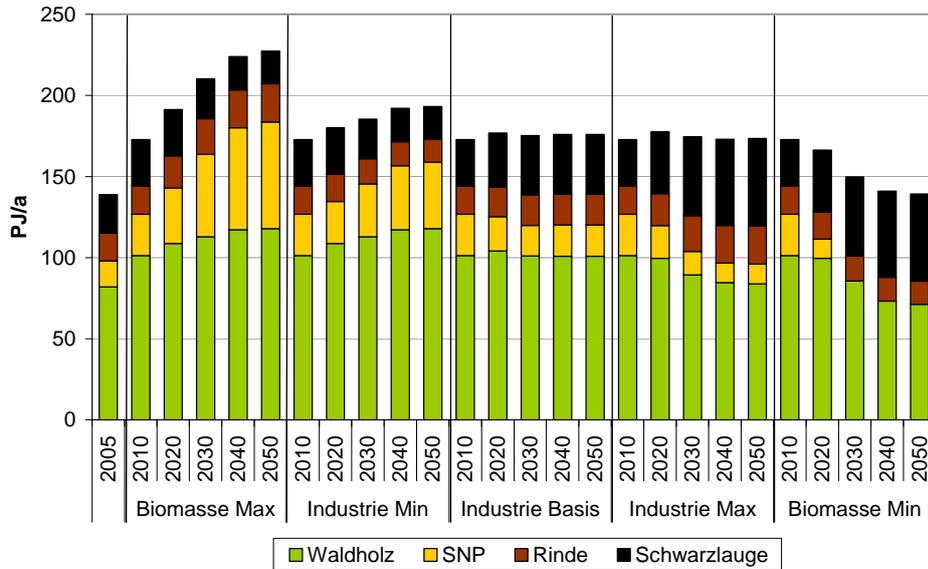


Abbildung 4-10: Energetisch nutzbare Biomassepotenziale in den verschiedenen Szenarien.

4.2.7 Bereitstellungskosten forstlicher und industrieller Biomasse

In den letzten Jahren wurden mehrere Studien publiziert, in denen die Bereitstellungskosten von forstlicher Biomasse ermittelt wurden. Dabei wurden unterschiedliche Methoden und Rahmenbedingungen für die Erzeugung von Waldhackgut untersucht, die sich zusammenfassend nach folgenden Kriterien klassifizieren lassen:

Mechanisierungsgrad: Der Einsatz von Harvestern zur Biomassebereitstellung bringt aufgrund der höheren Maschinenkosten im Vergleich zu motormanuellen Verfahren zwar nicht notwendigerweise eine Kostenersparnis, jedoch ist die Stundenleistung deutlich höher.

Art des Eingriffs und Wuchsklasse: Die Art des Eingriffs (Durchforstung, Ganzbaumnutzung, Nutzung von Schlagrücklass etc.), sowie Alter bzw. durchschnittlicher Stammdurchmesser der Bäume wirkt sich erheblich auf die Produktivität und damit auf die Kosten aus.

Standort: Hanglagen, Entfernung zur Waldstraße und sonstige Standortverhältnisse haben ebenfalls Einfluss auf Stundenleistung und Bereitstellungskosten.

Baumart: Aufgrund der höheren Energiedichte sind bei Hartholz im Allgemeinen niedrigere spezifische Bereitstellungskosten erzielbar.

Logistik: Durch die Optimierung des Arbeitsablaufes können Kostensenkungen erreicht werden.

Eine Auswertung von Literaturdaten hat ergeben, dass repräsentative Bereitstellungskosten von Waldhackgut inklusive Transport zum Lagerplatz (bis zu 20km) im Bereich von 3,5 und 6 €/GJ (12,6 bis 21,6 €/MWh) liegen. Die niedrigsten Kosten sind bei der Nutzung von Schlagrücklass erzielbar. Zu den Bereitstellungskosten von Scheitholz sind kaum Literaturdaten bekannt. Aus den vorhandenen Daten wird geschlossen, dass die Kosten von offenfertigem Scheitholz im Bereich von 4,5 bis 6 €/GJ (16,2 bis 21,6 €/MWh) liegen.

Nachdem Abfallprodukten keine Bereitstellungskosten im eigentlichen Sinn zuordenbar sind, werden für industrielle Biomasse derzeitige Preise herangezogen. Die billigste Fraktion ist Rinde mit etwa 2 €/GJ, gefolgt von Sägespänen (ca. 3 €/GJ) und Hackgut (3 bis 4 €/GJ), wobei relativ große Abweichungen von diese Richtwerten möglich sind. Die Preise weisen

klarerweise eine Abhängigkeit von der Nachfrage auf. In den letzten Jahren ist es durch die steigende Nachfrage zu teilweise sehr starken Preisanstiegen gekommen.⁴⁵

4.2.8 Interpretation der Szenarien

Folgende Schlussfolgerungen können aus den Untersuchungen abgeleitet werden:

- Die gezeigten Szenarien unterstreichen die bereits zu Beginn des Kapitels getroffene Aussage, dass eine Analyse der Potenziale forstlicher und industrieller Biomasse nur unter Berücksichtigung der Entwicklung der Holzindustrie sinnvoll ist. Diese wird unter anderem maßgeblich von den realisierbaren Holzimporten abhängen.
- Somit sind die anhand von ökonometrischen Schätzungen prognostizierten Wachstumsraten (vgl. Szenario *Industrie Max*) mit erheblichen Importzuwächsen verbunden. Ob diese angesichts des europaweit steigenden Bedarfs realisierbar sein werden, erscheint fragwürdig.
- Die Szenarien unterstreichen die Bedeutung der Sägeindustrien für die Rohstoffversorgung von Papier-, Zellstoff- und Plattenindustrie sowie für die energetische Holznutzung. An steigende Papier-, Zellstoff- und Plattenproduktion ist im Falle eines Rückgangs der Schnittholzproduktion nicht zu denken (vgl. Szenario *Biomasse Min*).
- Die energetische Holznutzung steht in direkter Rohstoffkonkurrenz mit Papier- Zellstoff- und Plattenindustrie. Bei Förderungen und energiepolitischen Zielsetzungen sollte diese Tatsache berücksichtigt und die Prioritäten hinsichtlich ökologischem und ökonomischen Nutzen gesetzt werden.
- Das von Seiten der Industrie häufig gebrachte Argument, es sei ökonomisch sinnvoller die stoffliche der energetischen Nutzung vorzuziehen, da am Ende der Lebensdauer das Holzprodukt ohnehin noch energetisch verwertet werden kann, ist nicht ganz von der Hand zu weisen. Hinsichtlich der inländischen Potenziale muss dabei jedoch bedacht werden, dass ein Großteil der in Österreich produzierten Holzprodukte exportiert wird, und daher nicht mehr im Inland energetisch verwertet werden kann.

Zu den energetisch nutzbaren Potenzialen können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Kurzfristig kann noch mit deutlichen Steigerungen des Aufkommens forstlicher Biomasse gerechnet werden. Ob nach 2010 unter Beachtung ökologischer Kriterien eine weitere Ausweitung der Nutzung realisierbar ist, erscheint fraglich. Möglicherweise wird der Waldzuwachs, und somit das nachhaltig nutzbare Potenzial durch optimierte Waldpflege gesteigert werden können. Durch den Klimawandel wird es möglicherweise auch zu einer Beeinflussung des Waldwachstums kommen. Schließlich zählen Veränderungen der Baumartenverteilung, der Wachstumsperioden sowie Verschiebungen der Waldgrenze zu den möglichen Folgen des Klimawandels.
- Sofern die verstärkte energetische Holznutzung nicht allzu sehr auf Kosten der stofflichen Holznutzung gehen soll, sind signifikante Zuwächse bei den inländischen Potenzialen von SNP nur dann zu erwarten wenn entweder die Sägeindustrie deutlich stärker wächst als Papier-, Zellstoff- und Plattenindustrie, oder die Industrieholz- (bzw. SNP-) Importe erheblich steigen.

Auch Wechselwirkungen mit der derzeitigen Form der energetischen Biomasse-Nutzung sind zu beachten. Dabei ist beispielsweise zu bedenken, dass ein Großteil des derzeitigen

⁴⁵ Die Durchschnittserlöse lagen bei Hackgut ohne Rinde (ab Werk) im Jahr 2000 bei etwa 9 €/Srm, im ersten Halbjahr 2007 betragen sie etwa 14 €/Srm. Bei Sägespänen kam es im selben Zeitraum sogar zu einer Steigerung um mehr als 100 % (von ca. 4 €/Srm auf 9 €/Srm) lt. „Holzkurier“ – Woche 29/2007 (Österreichischer Agrarverlag).

Brennholzverbrauchs (ca. 60 PJ/a) auf relativ alte Heizsysteme mit verhältnismäßig niedrigen Wirkungsgraden zurückgeht. Wenn diese veralteten Systeme durch moderne Heizkessel ersetzt werden, hat das zur Folge, dass bereits erschlossene Rohstoffpotenziale in Zukunft effizienter genutzt werden. Außerdem wird der Wärmebedarf im Wohnbereich aufgrund verbesserter Wärmedämmung längerfristig deutlich abnehmen. Derartige Effekte finden im Modell Green-XBA Berücksichtigung (bzw. spiegeln sich in den Simulationsergebnissen wider).

4.3 Landwirtschaftliche Biomasse

Landwirtschaftliche Biomasse inkludiert sämtliche zur Energieerzeugung auf landwirtschaftlichen Flächen (Acker- und Grünlandflächen) gewachsenen Pflanzen sowie energetisch nutzbare Abfall- und Nebenprodukte aus der Landwirtschaft (Stroh, Gülle etc.). Im Vergleich zu forstlicher und industrieller Biomasse war die Nutzung von landwirtschaftlicher Biomasse in der Vergangenheit äußerst gering. Es zeichnet sich jedoch ab, dass diese Fraktion in Zukunft sowohl in Österreich als auch Europa weit und global rasch an Bedeutung gewinnen wird. Bereits in den letzten Jahren kam es zu deutlichen Zuwächsen bei der Nutzung landwirtschaftlicher Biomasse. Grund dafür ist in erster Linie der steigende Bedarf an Energiepflanzen zur Biokraftstoff-Produktion (EU-Richtlinie 2003/30/EG), aber auch (in weitaus geringerem Ausmaß) Entwicklungen im Bereich Biogaserzeugung und -nutzung und alternativer Brennstoffe (Energiekorn, Miscanthus, Kurzumtriebsholz etc.). Landwirtschaftliche Ressourcen stellen zweifellos das größte ungenutzte Biomassepotenzial in Österreich dar.

Die folgenden Kapitel beinhalten: Eine Beschreibung der Methodik zur Potenzialabschätzung, eine Darstellung der derzeitigen Nutzung landwirtschaftlicher Biomasse und Kurzfrist-Prognose bis 2010, langfristige Szenarien, eine Untersuchung der Bereitstellungskosten landwirtschaftlicher Biomasseressourcen, und schließlich energetisch nutzbare Potenziale.

4.3.1 Methodik zur Abschätzung der Biomassepotenziale

Zur Abschätzung der landwirtschaftlichen Biomassepotenziale werden zukünftige Entwicklungen der österreichischen Landwirtschaft in Form von Szenarien abgeschätzt, und daraus die zur Energieerzeugung zur Verfügung stehenden Rohstoff- bzw. Reststoffmengen abgeleitet. Die relevanten Entwicklungen sind neben der bereits in Abschnitt 4.1 dargestellten Entwicklung der Kulturartenverteilung Veränderungen der Ackerflächennutzung und die Entwicklung des Viehbestandes.

Das Flächenpotenzial von Ackerland beschränkt sich nicht nur auf derzeit ungenutzte Stilllegungsflächen. Vielmehr wäre eine Senkung der Futter- und Nahrungsmittelproduktion sinnvoll, um Überschussmengen, welche derzeit exportiert werden, zu reduzieren und Flächen zur Energieproduktion frei zu machen. Außerdem könnte eine Verdrängung von Kulturen mit geringer Wirtschaftlichkeit für die Landwirtschaft von Vorteil sein. Laut EEA (2006) könnten so bis 2010 über 200.000 ha und bis 2030 sogar fast 300.000 ha Ackerflächen (inkl. derzeitige Stilllegungsflächen) zur Energiepflanzenproduktion genutzt werden. Eine Schätzung der NÖ Landwirtschaftskammer [Schultes 2007] beläuft sich auf bis zu 250.000 ha bis 2010 und bis zu 400.000 ha bis 2020, was fast 30 % der gesamten derzeitigen Ackerfläche entspricht. Bei unseren Szenarien wurden diese Schätzungen berücksichtigt. Da es bezüglich der vollständigen Nutzung von Stilllegungsflächen jedoch ökologische Bedenken gibt, werden stets 3 % der gesamten Ackerfläche als ökologische Brache vorgesehen.

Durch den Anbau von Energiepflanzen auf Ackerflächen könnten signifikante Mengen landwirtschaftlicher Biomasse bereitgestellt werden. Neben den Flächenpotenzialen hat auch die Wahl der Energiepflanzen einen wesentlichen Einfluss auf das energetische Potenzial. So können beispielsweise mit Maissilage zur Biogaserzeugung weitaus höhere Energieerträge pro Hektar erzielt werden, als mit Raps zur Biodieselproduktion. Um eine effiziente Flächennutzung zu erzielen, müssen bei der Auswahl der Biomasse-Technologien daher auch die Erträge der benötigten Energiepflanzen sowie der Energieaufwand zur Bewirtschaftung, Düngerbedarf etc. berücksichtigt werden.⁴⁶

Das Potenzial von Grünlandflächen (Heu als Brennstoff oder Grassilage als Substrat für Biogasanlagen) wird auf Basis der Flächenentwicklung und des Bestandes an raufutterverzehrenden Nutztieren abgeschätzt. Bereits zurzeit besteht in einigen Regionen ein erheblicher Überschuss an Grünfütter (Buchgraber 2004), durch den stetigen Rückgang des Viehbestandes in Österreich wird dieser in Zukunft noch deutlich zunehmen.

Die hier berücksichtigten Potenziale landwirtschaftlicher Reststoffe sind Gülle, Stroh und sonstige Pflanzenresten. Die Abschätzung des Güllepotenzials erfolgt auf Basis des Bestandes an Rindern und Schweinen⁴⁷ (andere Nutztiere können aufgrund der geringen Bedeutung vernachlässigt werden) unter der Annahme, dass ein Prozentsatz von kurzfristig 10 bis langfristig bis zu 50 % tatsächlich nutzbar ist. In der dynamischen Betrachtung wird auf die bereits erwähnten Szenarien zur Entwicklung des Viehbestandes zurückgegriffen. Beim Potenzial von Stroh und sonstigen Restpflanzen gehen wir von energetisch nutzbaren Anteilen von 10 bis 30 % aus. Der Rest wird für andere Zwecke wie Einstreu oder Bodendüngung vorgesehen.

Neben Energiepflanzen und landwirtschaftlichen Reststoffen, welche aus der Nutzung der Ackerflächen bzw. dem Viehbestand abgeleitet werden, wird außerdem das Potenzial von Zwischenfrüchten berücksichtigt. Wir gehen davon aus, dass auf 10 % der regulären Ackerflächen energetische nutzbare Zwischenfrüchte angebaut werden können. Für Energieflächen gehen wir von einem höheren Anteil (20 %), jedoch abzüglich perennierender Pflanzen, aus. Für eine detailliertere Analyse wäre die Annahme konkreter Fruchtfolgen notwendig, was im Rahmen dieser Studie nicht möglich ist. Fruchtfolgebeschränkungen werden bei der Ackerflächenverteilung (Szenarien zur Bewirtschaftung der Ackerflächen mit verschiedenen Pflanzenarten) jedoch schon berücksichtigt.

Mischfruchtanbau⁴⁸ und Zweikultur-Nutzungssysteme⁴⁹ werden nicht berücksichtigt, da neuere wissenschaftliche Erkenntnisse und praktische Erfahrungen dazu nur begrenzt vorliegen (KTBL 2006).

Abbildung 4-11 zeigt eine schematische Darstellung der Methodik. Aufgrund der Vielzahl an zum Teil unsicheren, und daher nur grob abschätzbaren Parametern, welche für die

⁴⁶ Aufgrund der unterschiedlichen Rohstoffe sind insbesondere bei biogenen Kraftstoffen die Flächenerträge sehr unterschiedlich (siehe Abschnitt 8.2).

⁴⁷ Wir gehen davon aus, dass der Bestand von derzeit ca. 2 Mio Großvieheinheiten bis 2020 auf 1,73 bis 1,86 Mio GVE und bis 2050 auf 1,2 bis 1,5 Mio GVE sinken wird. Der Rückgang von 1994 bis 2006 betrug durchschnittlich 1,2 % pro Jahr.

⁴⁸ Beim Anbau von Mischkulturen werden verschiedene Pflanzenarten in bestimmten Verhältnissen gemischt (z.B. Roggen, Triticale und Weizen oder Mais und Sonnenblume). Die Mischsaat wird dabei so gewählt, dass sich die unterschiedlichen Eigenschaften der Pflanzen möglichst gut ergänzen. So können beispielsweise eine Minderung des Krankheitsbefalls, bessere Unkrautregulierung oder auch höhere Ertragsleistungen erreicht werden. Somit kann Mischfruchtanbau sowohl aus ökologischer als auch ökonomischer Sicht vorteilhaft sein [KTBL 2006].

⁴⁹ Bei Zweikultur-Nutzungssystemen wird eine Erstkultur vor der Vollreife geerntet. Anschließend wird eine an den Hochsommer angepasste Zweitkultur angebaut, welche im Herbst geerntet wird und deutlich höhere Erträge als Zwischenfrüchte bringt. Wintergerste und Winterroggen eignen sich als Erstkulturen, als Zweitkultur kommen beispielsweise Mais, Sonnenblumen, Hirse oder Sudangras in Frage [KTBL 2006].

Potenzialanalyse relevant sind, werden drei Szenarien abgeleitet. Die konkreten Annahmen für die verschiedenen Szenarien werden im Abschnitt 4.3.3 erläutert.

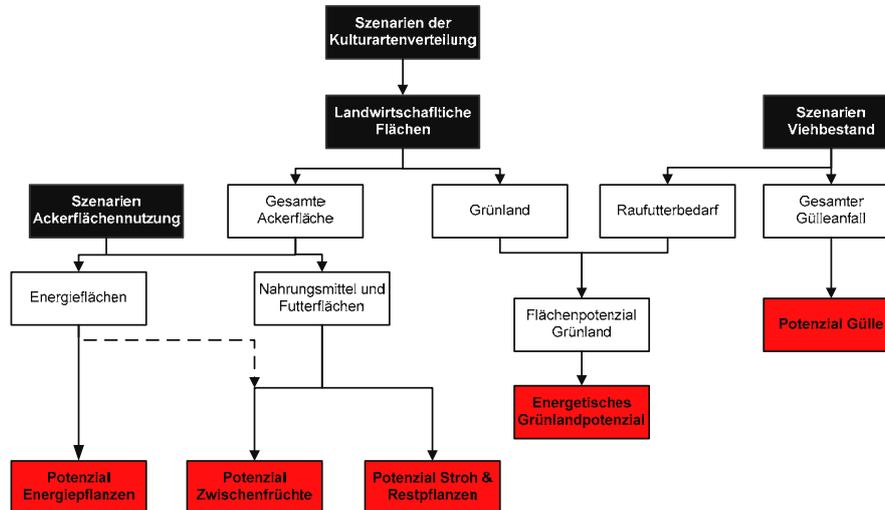


Abbildung 4-11: Vereinfachte Veranschaulichung der Methodik zur Abschätzung landwirtschaftlicher Biomassepotenziale.

Um von Flächenpotenzialen auf energetische Potenziale zu schließen wird in der Literatur zum Teil mit durchschnittlichen Getreideerträgen gerechnet. Dadurch werden jedoch wesentliche Aspekte vernachlässigt: Als Energiepflanzen eignen sich im Allgemeinen Arten mit besonders hohem Massenwachstum, während bei Nahrungsmittelgetreide Kriterien wie Kornertrag und Proteingehalt entscheidend sind. Daher sind bei optimaler Wahl der Pflanzenart weitaus höhere als die derzeitigen Durchschnittserträge erzielbar. Wir gehen daher bei der Abschätzung der energetischen Potenziale von konkreten Verteilungen verschiedener Energiepflanzen auf den verfügbaren Energieflächen aus.⁵⁰

4.3.2 Derzeitige Nutzung und Prognose bis 2010

Daten über die derzeitige Nutzung landwirtschaftlicher Biomasse sind nur beschränkt verfügbar. Es liegen zwar detaillierte Daten über geförderte Energiepflanzenflächen⁵¹ und für die Produktion von NAWAROS genutzte Stilllegungsflächen⁵² vor [AMA 2007], es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die tatsächlich zur Erzeugung von Energiepflanzen genutzten Flächen deutlich höher liegen. Für 2006 werden sie auf gut 50.000 ha geschätzt (siehe [Schultes 2007] und [Jauschnegg 2007]). Der Großteil davon ist Pflanzen zur Biogasproduktion (in erster Linie Maissilage) zuzuordnen, gefolgt von Ölsaaten zur Pflanzenöl- bzw. Biodieselproduktion. Der Anbau von Miscanthus, Energiekorn und Energieholz sowie die energetische Nutzung von Stroh nehmen zurzeit noch eine untergeordnete Stellung ein.

⁵⁰ Da die energetischen Potenziale einen Input für das Modell Green-XBA darstellen, muss diese Verteilung für die Simulationen exogen vorgegeben werden.

⁵¹ Die Förderung von Energiepflanzenflächen beträgt 45 €/ha. Darunter fallen Anbauflächen, welche zur Produktion von Pflanzen zur Erzeugung von Biotreibstoffen, elektrischer oder thermischer Energie genutzt werden. 2004 wurden Förderungen für 4.300 ha, 2006 für 11.600 ha ausbezahlt.

⁵² Stilllegungsflächen können zur Produktion von nachwachsenden Rohstoffen (NAWAROS) genutzt werden. Darunter fallen sämtliche Produkte, welche nicht zum Verzehr oder der Verfütterung bestimmt sind, also neben energetischer auch stoffliche Nutzung. 2006 wurden ca. 14.500 ha Stilllegungsfläche genutzt, 60 % davon für Ölsaaten.

Im Jahr 2006 wurden 358 GWh Ökostrom aus der Nutzung von Biogas und 54 GWh aus flüssiger Biomasse eingespeist [E-Control 2007]. Die dabei eingesetzte Primärenergie beträgt etwa 7,5 PJ (ca. 6 PJ Energiepflanzen und 0,7 PJ Wirtschaftsdünger für Biogasanlagen und 0,8 PJ Energiepflanzen für flüssige Biomasse). Der Flächenbedarf zur Energiepflanzenerzeugung wurde mit ca. 35.000 ha abgeschätzt.

Die Rohstoffe zur Biodieselproduktion stammen zu einem beträchtlichen Teil aus dem Ausland⁵³, daher lässt sich nicht von der Produktion auf das inländische Primärenergieaufkommen schließen. 2006 wurden jedenfalls auf insgesamt 10.400 ha Energie- und Stilllegungsflächen Ölsaaten angebaut (ca. 0,8 PJ Primärenergie).

Einen starken Anstieg an Energieflächen bringt die Inbetriebnahme der ersten österreichischen Bioethanolanlage in Pischelsdorf mit einer Kapazität von 240.000 m³ mit sich. Ab 2008 sollen darin jährlich ca. 500.000 t landwirtschaftliche Rohstoffe (hauptsächlich Weizen) zu Ethanol und Futtermittel verarbeitet werden, der Großteil soll aus österreichischer Produktion stammen. Der gesamte Flächenbedarf beträgt ca. 65.000-70.000 ha.

Wenn man des Weiteren eine Verdopplung der Biogas- und sonstigen Energieflächen (außer Ölsaaten⁵⁴) unterstellt, kann man für 2010 mit ca. 150.000 ha an Energieflächen auf österreichischem Ackerland rechnen (über 10 % der gesamten Ackerfläche). Insbesondere steigende Preise für fossile Brennstoffe und Holz könnten hohe Zuwächse bei alternativen Brennstoffen (Energiekorn, Miscanthus) bewirken.

4.3.3 Potenziale

Zur Abschätzung der landwirtschaftlichen Biomassepotenziale sind Szenarien diverser Parameter und Entwicklungen erforderlich. Es wurden drei verschiedene Szenarien entwickelt. Damit soll im Wesentlichen den Unsicherheiten, mit denen die Potenzialabschätzung behaftet ist, Rechnung getragen werden. Die Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich der unterstellten Kulturartenverteilung, der Flächenpotenzialen, der Entwicklung des Viehbestandes sowie der Annahmen bezüglich energetisch nutzbarer Anteile der landwirtschaftlichen Nebenprodukte und stellen in sich konsistente Entwicklungspfade der Landwirtschaft in Österreich dar. (Tabelle 12-4 in Anhang 12.4 gibt einen Überblick über die wichtigsten Szenarienparameter). *Szenario A* stellt gewissermaßen ein Basisszenario dar, *Szenario B* spiegelt die obere und *Szenario C* die untere Bandbreite der Potenzialabschätzung wieder.

Des Weiteren unterscheiden sich die Szenarien in der Wahl des „Energiepflanzen-Mixes“, d.h. der Flächenanteile der verschiedenen Energiepflanzen. Generell wird davon ausgegangen, dass der Anteil von Getreide und Ölsaaten zurückgehen wird, und Kurzumtriebsplantagen und Miscanthus signifikant an Bedeutung gewinnen werden. In *Szenario B* ist dieser Trend am stärksten ausgeprägt, während in *Szenario C* auch langfristig der Anteil von Getreide und Ölsaaten verhältnismäßig hoch bleibt. Diese prinzipielle Entwicklung wird aufgrund des zunehmenden Bedarfs an Hackgut, der erzielbaren Flächenerträge, und nicht zuletzt aufgrund des zu erwartenden Umstiegs von der ersten auf die zweite Generation biogener Kraftstoffe unterstellt.

⁵³ Eine Statistik von Inlandsaufkommen und Importen von Ölsaaten zur Biodieselproduktion ist nicht bekannt. Der österreichische Selbstversorgungsgrad mit Ölsaaten (für sämtliche Verwendungszwecke) ist jedenfalls seit 1996 von etwa 110 % auf 60 % (2006) zurückgegangen [Eurostat 2008], was in erster Linie auf die Biodieselproduktion zurückzuführen ist.

⁵⁴ Aufgrund der Fruchtfolgebeschränkungen und Standortanforderungen wird bei Ölsaaten mit keinem Anstieg gerechnet. Grund dafür sind die limitierten Anbauflächen für Ölsaaten und Fruchtfolgebeschränkungen. Aus den Vergangenheitsdaten ist ersichtlich, dass die steigende Nachfrage zur Biodieselproduktion nicht zur Ausweitung der Ölsaaten-Anbauflächen, sondern lediglich zu zunehmenden Importen geführt hat.

Ein weiterer nicht zu unterschätzender Einflussfaktor auf das landwirtschaftliche Potenzial sind Ertragssteigerungen durch züchterische Fortschritte bei Energiepflanzen. In [Van Dam et al. (2006)] wird von einer durchschnittlichen Ertragssteigerung von 1 % pro Jahr ausgegangen. Laut [EEA 2006] ist eine Steigerung in der Höhe von 1,5 %/a von 2010 bis 2020 und 2 %/a von 2020 bis 2030 zu erwarten. Wir gehen in unserer Potenzialabschätzung von einer durchschnittlichen Steigerung von 1 %/a von 2010 bis 2030 und 0,5 % von 2030 bis 2050 aus.

Aus den Szenarien ergeben sich die in Abbildung 4-12 dargestellten Potenziale. Kurzfristig (2010) ließe sich mit landwirtschaftlicher Biomasse eine Primärenergiemenge von bis zu 100 PJ/a bereitstellen. Voraussetzung dafür sind die Nutzung von ca. 10 % des Ackerlandes zur Energieerzeugung sowie die Mobilisierung der Erträge des ungenutzten Grünlandes. Ob das Grünlandpotenzial angesichts der hohen Bereitstellungskosten kurzfristig erschließbar ist, sei hier dahingestellt⁵⁵. Langfristig steigt das Gesamtpotenzial im *Baseline*-Szenario auf ca. 200 PJ/a (2050), wobei Energiepflanzen etwa die Hälfte des Potenzials ausmachen.

Die zur Bereitstellung dieser Energiemenge sind jedoch ausgeprägte strukturelle Veränderungen in der Landwirtschaft erforderlich: Mehr als 400.000 ha Ackerflächen zur Energieproduktion (30 % der gesamten Ackerfläche), fast 50 % der Grünlanderträge sowie ausgedehnte energetische Nutzung von Stroh, sonstigen Restpflanzen (30 % des gesamten Aufkommens), Zwischenfrüchten und Gülle (50 %). Einschränkungen aus ökologischen Kriterien wie Nährstoffkreisläufe (z.B. Begrenzung der energetischen Gülle- und Strohnutzung), ökologische Brache (3 % der Ackerfläche) und Fruchtfolgebeschränkungen wurden jedoch in allen Szenarien berücksichtigt.

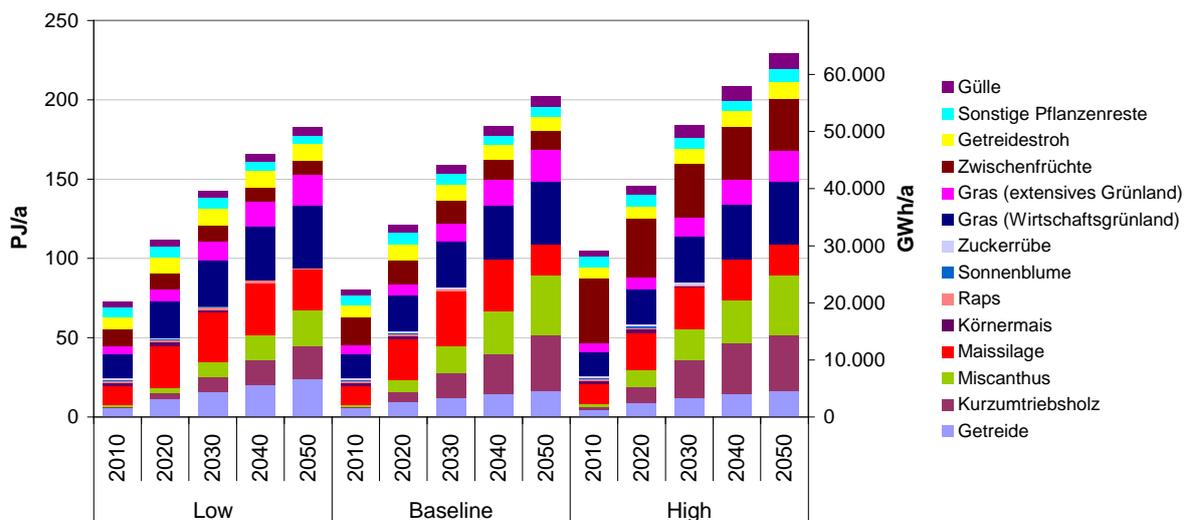


Abbildung 4-12: Landwirtschaftlicher Biomassepotenziale in den drei Szenarien

Es sei darauf hingewiesen, dass die Potenziale in Abbildung 4-12 weder Modellergebnisse, noch Prognosen darstellen. Es handelt sich bei diesen Potenzialen um unter Berücksichtigung verschiedener Rahmenbedingungen *maximal mögliche* inländische Aufbringung an landwirtschaftlicher Biomasse zur energetischen Verwertung. Sie dienen als Input in das Modell Green-XBA, mit dem die Ausschöpfung der verfügbaren Biomasseressourcen unter verschiedenen Rahmenbedingungen simuliert wird.

⁵⁵ Insbesondere bei extensivem Grünland erscheint es fraglich, ob dieses Potenzial für energetische Nutzung erschließbar ist. Schließlich handelt es sich bei extensivem Grünland zu ca. 80 % um Almen.

4.3.4 Bereitstellungskosten landwirtschaftlicher Biomasse

Die Erzeugungskosten für Energiepflanzen wurden ebenso wie die Erträge zum Großteil aus [KTBL 2006] übernommen⁵⁶. Sie enthalten sämtliche variablen Kosten (Direktkosten für Saatgut, Dünger, Pflanzenschutzmittel etc., variable Maschinen- und Arbeitskosten) und Fixkosten (Arbeit, Fläche und Maschinen). Die Abhängigkeit der Produktionskosten vom Ertragsniveau wurde berücksichtigt, jene von Schlaggröße und Anbausystem wurde vernachlässigt⁵⁷. Bestehende Förderungen für Energiepflanzen bzw. NAWAROS sind nicht berücksichtigt. Abbildung 4-13 gibt einen Überblick über die Kosten und Energieerträge der im Modell berücksichtigten Energiepflanzen⁵⁸. Tatsächlich existiert eine weit größere Bandbreite an Energiepflanzen (insbesondere Pflanzen zur Biogasproduktion wie Sudangras oder Zuckerhirse⁵⁹). Es wurde hier jedoch eine überschaubare Anzahl an Energiepflanzen angestrebt. Daher wurden auch Getreidearten und Arten von Kurzumtriebsholz zu Kategorien mit durchschnittlichen Erträgen und Kosten zusammengefasst.

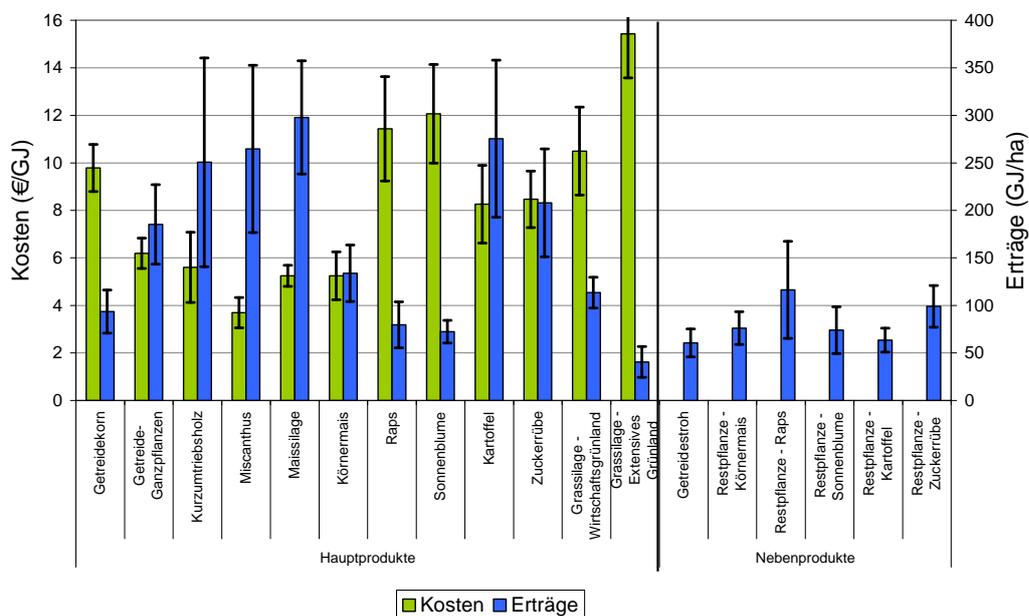


Abbildung 4-13: Erzeugungskosten und Brutto-Energieerträge von Energiepflanzen bezogen auf den Primärenergieinhalt

Quelle: KTBL 2006, Eurostat 2006, eigene Analysen

4.3.5 Bemerkungen zur Nutzung landwirtschaftlicher Biomasse

- Landwirtschaftliche Biomasse besitzt das Potenzial, eine prominente Stellung im österreichischen Energiesystem einzunehmen. Dazu sind jedoch strukturelle Veränderungen in der Landwirtschaft erforderlich. Neben der Nutzung von Ackerflächen

⁵⁶ Die Erträge wurden nach Vergleich mit nationalen Statistiken [Eurostat 2008] geringfügig nach unten korrigiert.

⁵⁷ Es werden pro Pflanze drei verschiedene Ertragsniveaus berücksichtigt. Die angenommene Schlaggröße beträgt 10 ha.

⁵⁸ Die hier dargestellten Werte sind Brutto-Energieerträge, d.h. die zur Erzeugung, Aufbereitung etc. benötigte Energie ist nicht berücksichtigt.

⁵⁹ Sowohl Kosten als auch Erträge sind bei diesen Pflanzen in einer ähnlichen Größenordnung wie bei Maissilage, gewissermaßen steht Maissilage also stellvertretend für eine größere Bandbreite an NAWAROS zur Biogasproduktion.

zur Energiepflanzenproduktion kommt dabei auch Grünland und den diversen Nebenprodukten eine wichtige Bedeutung zu.

- Durch optimale Nutzung der Ackerflächen kann das Gesamtpotenzial erheblich gesteigert werden, was nicht unbedingt heißen muss, dass ökologische Kriterien vernachlässigt werden. Durch integrierte Landwirtschaft mit optimierten Fruchtfolgen, Zwei- oder Mehrkulturnutzung und Mischfruchtanbau ist eine Steigerung der Flächenerträge ohne Beeinträchtigung der Nachhaltigkeit möglich.
- Die Nutzung landwirtschaftlicher Biomasse kann neben der Erzeugung erneuerbarer Energie auch positive wirtschaftliche Auswirkungen für die österreichische Landwirtschaft mit sich bringen. Aus gesamtwirtschaftlichen Überlegungen ist die Nutzung inländischer Ressourcen gegenüber Importen klarerweise vorzuziehen. Außerdem kann zunehmender globaler Handel landwirtschaftlicher Biomasseressourcen aus Entwicklungsländern neben ökologischen Risiken auch Probleme für die dortige lokale Nahrungsmittelversorgung mit sich bringen, wie sich in der Vergangenheit bereits gezeigt hat. Mit Zertifizierungssystemen wird dieses Problem nur teilweise in den Griff zu bekommen sein.
- Die Erwartungen an das Potenzial von Kurzumtriebsplantagen sollten realistisch betrachtet werden. Zur Lösung der Rohstoffprobleme der Holzindustrie können sie bestenfalls in äußerst moderatem Maße beitragen.⁶⁰
- Hinsichtlich der energetischen Nutzung der Grünlanderträge dürfen Aspekte der Landschaftspflege nicht außer Acht gelassen werden. Aufgrund des sinkenden Viehbestandes werden zusehends weniger Grünlandflächen zur Futtererzeugung benötigt werden. Die energetische Verwertung der Erträge stellt hier eine Alternative dar.

4.4 Sonstige biogene Abfälle

Neben den bereits behandelten Biomassefraktionen stellen verschiedene biogene Abfälle wie Biomüll, Schlachtabfälle oder Altholz ein nicht zu vernachlässigendes Biomassepotenzial dar. In Energiebilanzen von Statistik Austria werden diese Fraktionen zum Teil unter „Biogene Brenn- und Treibstoffe“, zum Teil unter „Brennbare Abfälle“ ausgewiesen. Einen detaillierteren Überblick über das Aufkommen biogener Abfälle bietet der Bundes-Abfallwirtschaftsplan ([BMLFUW 2006d] bzw. [BMLFUW 2008]).

Prinzipiell kommen folgende Arten von biogenen Abfällen zur Energieerzeugung in Frage:

- Restmüll (bzw. dessen biogene Anteile)
- Altholz
- (getrennt gesammelter) Biomüll
- Küchen- und Kantinenabfälle
- Grünschnitt
- Altöl
- Klärschlamm
- Schlachtabfälle
- Abfälle der Nahrungsmittelindustrie etc.

⁶⁰ Von Seiten der Papierindustrie wurde oftmals Interesse an Kurzumtriebsplantagen bekundet. Zur Veranschaulichung der Größenordnungen: Zur Erzeugung von 1 Mio fm absolut trockenes Hackgut (das entspricht ca. 15 % des derzeitigen Holzbedarfs der Papierindustrie) wäre eine Fläche von rund 50.000 ha (ca. 3,5% der gesamten österreichischen Ackerfläche) erforderlich.

Abfälle der Holz verarbeitenden Industrien (SNP, Rinde, Schwarzlauge) sind prinzipiell natürlich als „biogene Abfälle“ zu betrachten, wurden aufgrund ihrer zentralen Bedeutung jedoch als eigene Kategorie „Industrielle Biomasse“ in Abschnitt 4.2 behandelt. Landwirtschaftliche Abfälle wie Pflanzenreste, Gülle etc. wurden ebenso bereits in Abschnitt 4.3 „Landwirtschaftliche Biomasse“ behandelt.

4.4.1 Derzeitige Nutzung

Laut Bundes-Abfallwirtschaftsplans beträgt die Gesamtkapazität der sechs österreichischen Müllverbrennungsanlagen etwa 1,16 Mio t/a (2004). Des Weiteren bestehen drei Anlagen zur thermischen Verwertung von Klärschlamm und „heizwertreichen Fraktionen“ aus der Sortierung von Restmüll (0,51 Mio t/a). Der primärenergetische Brennstoffeinsatz dieser Anlagen wurde auf 11,5 PJ (Müllverbrennungsanlagen) bzw. 7,4 PJ (2,3 PJ Klärschlamm und 5,1 PJ heizwertreiche Fraktionen) geschätzt. Im Herbst 2008 soll eine weitere Müllverbrennungsanlage mit einer Kapazität von 250.000 t/a in Betrieb gehen (MVA Pfaffenau)⁶¹ und diverse Erweiterungen sind in Planung. Laut Bundes-Abfallwirtschaftsplan kann nach Inbetriebnahme dieser Anlagen von einer österreichischen Gesamtkapazität von 2 Mio t/a (ca. 22 PJ/a) ausgegangen werden. In der folgenden Potenzialanalyse sowie im Modell wird nicht biogener Müll nicht berücksichtigt.

Unter den „rein biogenen“ Abfällen ist Altholz zweifellos die bedeutendste Fraktion. In [Jungmeier et al 2007] wird die energetisch genutzte Altholzmenge auf 325.500 t/a geschätzt, was einer Primärenergie von knapp 6 PJ/a und 42 % des gesamten Altholzaufkommens entspricht. (Die restliche Menge wird zum Großteil wiederverwertet bzw. recyclet (45 %). Darin enthalten sind Holzabfälle, Bau- und Abbruchholz, Sperrholz und sonstige Holzabfälle aus Handel und Industrie wie Eisenbahnschwellen, Pfähle und Masten (exklusive SNP).

Fundierte Daten über die primärenergetische Nutzung von getrennt gesammeltem Biomüll, Küchen- und Kantinenabfällen sowie organischen Abfällen aus der Lebens- und Genussmittelindustrie in Biogasanlagen sind nicht bekannt. Hinsichtlich der Aufkommensmengen kann davon ausgegangen werden, dass diese in Relation zur gesamten energetischen Biomassenutzung vernachlässigbar sind.

4.4.2 Potenziale

Die methodische Vorgehensweise bei der Abschätzung der Potenziale beschränkt sich aus einer Analyse des derzeitigen Aufkommens und der Nutzung. Lediglich bei Altholz wird davon ausgegangen, dass nennenswerte dynamische Veränderungen möglich sind (einerseits aufgrund des steigenden Holzverbrauchs, andererseits da ein stärkerer Trend in Richtung Altholzrecycling oder energetische Nutzung möglich ist).

Für die Abschätzung des energetisch nutzbaren Altholzpotenzials wurde von den Daten nach [Jungmeier et al 2007] bzw. [BMLFUW 2006d und 2008] ausgegangen. Basierend auf dem historischen Trend wurde bis 2050 ein Anstieg des Altholzaufkommens um ca. 40 % gegenüber 2006 (auf ca. 1,15 Mio t./a) unterstellt. Wenn des Weiteren für ein Basisszenario von einem konstanten Recycling-Anteil ausgegangen wird, ergibt sich ein primärenergetisches Altholzpotenzial von etwa 8,6 PJ/a.⁶²

⁶¹ Die geplante jährliche Energieerzeugung der MVA Pfaffenau beträgt 65 GWh elektrische Energie und 410 GWh Fernwärme.

⁶² Die Abschätzung der Altholzpotenziale nach [EEA 2006] beläuft sich auf 8,34 PJ/a für das Jahr 2030 (73 % Bau- und Abbruchholz, 18% Verpackungen und 9% Altholz aus Haushalten).

Das derzeitige (primärenergetische) Aufkommen an biogenen Abfällen zur energetischen Verwertung in Biogasanlagen (biogene Abfälle aus Haushalten, Küchen und Kantinenabfälle, Gartenabfälle etc.) wurde auf Basis von Daten nach [BMLFUW 2006d] auf ca. 5 PJ/a geschätzt. Für das tatsächlich realisierbare Potenzial (unter Berücksichtigung von „Eigenkompostierung“) ergibt sich ein primärenergetisches Potenzial von maximal 3,8 PJ/a.⁶³ Sonstige biogene Abfälle (wie Altöl oder Schlachtabfälle) werden nicht berücksichtigt.

4.4.3 Bemerkungen zur Nutzung biogener Abfälle

- Die Nutzung biogener Abfälle ist als Ressourcen schonende Art der Energiegewinnung ökologisch sinnvoll, und sollte daher forciert werden. Einschränkungen ergeben sich mitunter durch geringe Energie- und Aufkommensdichten, und damit verbundenem hohem spezifischem Transportaufwand.
- Die energetischen Potenziale von Altholz sonstigen biogenen Abfällen sind (im Vergleich zu anderen Potenzialfraktionen) sehr moderat. Signifikante Steigerungen der anfallenden Mengen sind nicht zu erwarten.
- Zur Entschärfung der Rohstoffkonkurrenz bei Holz ist eine Optimierung der Nutzungskaskade (nach dem Vorbild des Papier-Recyclings) anzustreben (siehe [Teischinger 2007]), wobei die energetische Verwertung in der Regel den letzten Schritt darstellen wird.

4.5 Zusammenfassung

Abbildung 4-14 (links) gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Potenzialanalyse. Die historische Nutzung (im Jahr 2005) ist ebenfalls abgebildet. Rechts sind zum Vergleich die Ergebnisse der Studie „How much bioenergy can Europe produce without harming the environment?“ [EEA 2006] dargestellt.

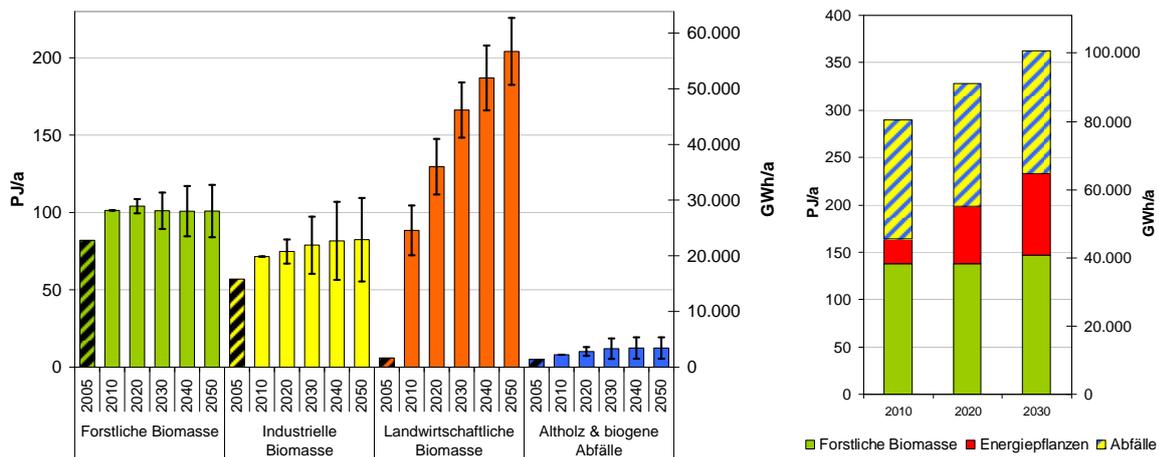


Abbildung 4-14: Überblick über die Ergebnisse der Potenzialabschätzung (links) und Vergleich mit den Potenzialen nach [EEA 2006]

Es ist ersichtlich, dass die derzeitige Biomassenutzung fast ausschließlich auf forstliche Ressourcen zurückgeht, und zwar entweder in Form einer primären Nutzung von Waldholz oder einer sekundäre Verwertung in Form von SNP und Ablaube („industrielle Biomasse“),

⁶³ Die Potenzialabschätzung nach [EEA 2006] ist nicht direkt vergleichbar, da sie lediglich Haushaltsabfälle (ca. 1 PJ/a) und Abfälle der Nahrungsmittelindustrie (ca. 0,55 PJ/a) beinhaltet.

oder auch Altholz. Kurzfristig werden noch Steigerungen beim Holzeinschlag möglich sein. Unter der Prämisse, dass die energetische Holznutzung nicht stark auf Kosten der Rohstoffversorgung der stofflichen Holzverwerter (insbesondere Papier-, Zellstoff und Plattenindustrie) gehen sollte, sind die inländischen Potenziale von forstlicher Biomasse und SNP jedoch sehr beschränkt.

Landwirtschaftliche Biomasse (inklusive landwirtschaftlicher Abfälle) stellt ein sehr großes, im Jahr 2005 noch kaum genutztes Potenzial dar. Langfristig könnte landwirtschaftliche Biomasse jedoch die bedeutendste Fraktion werden – vorausgesetzt die erforderliche Neuorientierung der Landwirtschaft in Richtung Brennstoffe bzw. Energieerzeugung (d.h. die Mobilisierung der Potenziale) findet tatsächlich statt.

Die Studie der Europäischen Umweltagentur [EEA 2006] kommt im Wesentlichen zu ähnlichen Ergebnissen. Das primärenergetische Gesamtpotenzial im Jahr 2030 wird auch hier auf knapp über 350 PJ/a geschätzt. Abgesehen von der bei Betrachtung von Abbildung 4-14 zu beachtenden unterschiedlichen Einteilung der Biomassepotenziale (SNP, Ablauge und landwirtschaftliche Abfälle sind in der Kategorie „Abfälle“ enthalten) ist eine wesentliche Abweichung lediglich bei forstlicher Biomasse zu verzeichnen.⁶⁴

Die Ergebnisse der Potenzialanalyse legen nahe, dass für eine weitere Steigerung der Biomassenutzung ein starker Trend in Richtung landwirtschaftliche Biomasseressourcen unumgänglich ist. In Abbildung 4-15 ist die Struktur der derzeitigen Biomassenutzung bzw. der Potenziale durch Position und Größe der Punkte in dem Dreiecks aus „Forstwirtschaft, Landwirtschaft und Reststoffe“ charakterisiert. Da der weitaus größte Anteil der ungenutzten Biomassepotenziale landwirtschaftlicher Herkunft ist, ergibt sich in der Darstellung die Verschiebung in Richtung landwirtschaftliche Ressourcen.

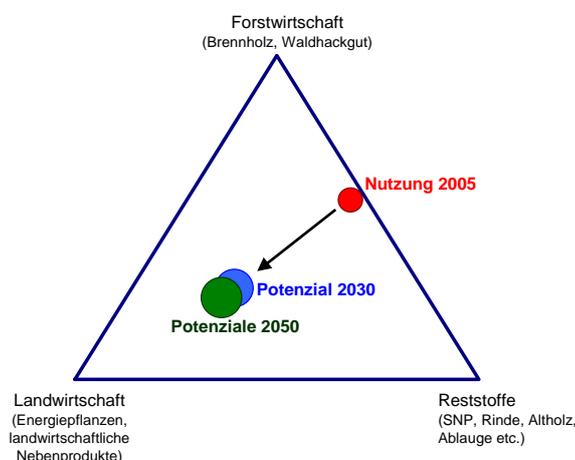


Abbildung 4-15: Trend der zukünftigen Biomassenutzung hinsichtlich Rohstoffaufkommen⁶⁵.

⁶⁴ Es wird vermutet, dass diese Abweichung in der Höhe von ca. 30 % zumindest zum Teil ebenfalls auf eine unterschiedliche Gliederung der Potenziale (nämlich der Zuordnung von Rinde zu industrieller bzw. forstlicher Biomasse) zurückgeht.

⁶⁵ Zur Erläuterung der in diesem Bericht verwendeten „Dreiecksdiagramme“ siehe Fußnote 3. *Potenzial 2050 Basis* setzt sich aus den einzelnen Basisszenarien zusammen, *Potenzial 2050 Max* entspricht den Maximalszenarien. Sie unterscheiden sich am stärksten im Potenzial von SNP, daher die leichte Verschiebung von *Potenzial 2050 Max* in Richtung Reststoffe. Die Fläche der Markierungen ist proportional zur gesamten Primärenergienutzung bzw. dem primärenergetischen Potenzial.

Im Gegensatz zu Abbildung II-4 sowie den Dreiecksdiagrammen in Kapitel 6 sind hier auch die Fraktionen Ablauge, Deponie- und Klärgas berücksichtigt.

5 Das Modell

5.1 Beschreibung des Modells Green-X_{Bio-Austria}

Die Aufgabe des im Rahmen des Projektes entwickelten Modells ist die Simulation der zukünftigen Entwicklung des österreichischen Biomassesektors unter verschiedenen Rahmenbedingungen. Gemäß den Projektzielen werden bei der Szenarienerstellung eine Optimierung hinsichtlich ökonomischer Kriterien sowie eine Auswertung der THG-Emissionen bzw. -Einsparungen durchgeführt.

Durch die Adaptierung der Modelle Green-X bzw. Green-X_{Environment} wurde ein Modell entwickelt, das diesen Anforderungen gerecht wird. Das Modell Green-X_{Bio-Austria} (Green-XBA) ist ein dynamisches Bottom-Up-Modell welches die Investitionstätigkeit im Biomassesektor auf Basis ökonomischer Entscheidungen simuliert. Die Optimierung erfolgt dahingehend, dass der Bedarf an Strom, Wärme und Kraftstoffen stets durch die – unter Berücksichtigung der im jeweiligen Jahr vorherrschenden ökonomischen Rahmenbedingungen und energiepolitischer Instrumenten – günstigste Option gedeckt wird⁶⁶. Da der Fokus auf der Abbildung des Bioenergie-Sektors liegt, werden lediglich Biomasse-Energiesysteme und die entsprechenden auf fossilen Energieträgern basierenden Vergleichs-/Referenz-Systeme betrachtet. Andere auf erneuerbaren Energien basierende Optionen werden nicht direkt berücksichtigt.⁶⁷

Sämtliche Berechnungen laufen in „Ein-Jahres-Zyklen“ ab, d.h. bei allen Zeitreihen von Input- und Outputdaten beträgt die zeitliche Auflösung ein Jahr. Abbildung 5-1 gibt einen Überblick über die Input- und Outputdaten des Modells Green-XBA. Die Technologie-datenbanken für Biomasse- und Referenzsysteme beinhalten im Wesentlichen Kosten, Jahres-Nutzungsgrade, THG-Emissionen und sonstige technische Daten sowie dynamische Entwicklungen dieser Parameter (siehe Abschnitt 3.4). Die Biomasse-Ressourcenpotenziale sind über dynamische Angebotskurven, welche mit Preisszenarien gekoppelt sind, abgebildet. Zu nachfrageseitigen Parametern zählen in erster Linie die Struktur des Wärmebedarfs, d.h. die Verteilung der Heizlasten, und nachfrageseitige Restriktionen bei der Nutzung von Biokraftstoffen der ersten Generation, bedingt durch die nur begrenzt mögliche Beimischung zu fossilen Kraftstoffen und von gasförmigen Kraftstoffen, bedingt durch den Fahrzeugbestand.

Eine detaillierte Abbildung des derzeitigen Biomasse-Anlagenbestandes stellt ebenfalls einen Input für das Modell dar. Da als Startjahr für die Simulation 2011 gewählt wurde, ist in dieser Abbildung auch der prognostizierte Ausbau bis 2010 inkludiert (siehe Kapitel 2.1.4). Der sich daraus ergebende Vorteil ist, dass damit derzeitige Trends und gut prognostizierbare kurzfristige Entwicklungen unabhängig von den Simulationen Berücksichtigung finden.

Durch die Möglichkeit, Fördermechanismen wie Investitionszuschüsse, Einspeisetarife, Quoten und steuerliche Begünstigungen frei zu gestalten, können mit dem Modell verschiedene Optionen simuliert und deren Auswirkungen, deren Effizienz und Effektivität analysiert werden.

⁶⁶ Im Modell erfolgt also keine Optimierung im mathematischen Sinn sondern eine myopische („kurzsichtige“) Optimierung durch die Auswahl der zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung günstigsten Option.

⁶⁷ Prinzipiell kann diese Einschränkung als unproblematisch erachtet werden, bei manchen Simulationen muss bei der Interpretation jedoch berücksichtigt werden, dass neben den fossil befeuerten Referenzsystemen und den Bioenergie-Systemen in der Regel auch andere, auf erneuerbaren Energieträgern basierende Technologien zur Verfügung stehen.

Der Modelloutput beinhaltet Zeitreihen der installierten Leistungen der verschiedenen Biomasse-Technologieketten, deren Brennstoffbedarf und energetischen Output (Wärme, Strom und Kraftstoffe), Gesamt- und Durchschnittskosten in den einzelnen Sektoren, THG-Emissionen und -Einsparungen gegenüber den Referenzsystemen sowie deren Kosten und viele weiterer Parameter. Die Auswertung der Simulationen erfolgt in erster Linie hinsichtlich

- der Kosten der Bioenergie-Systeme im Vergleich zu den Referenzsystemen,
- dem Ausmaß und der Kosten der Treibhausgaseinsparung,
- des energetischen Outputs sowie
- des Anteils von Bioenergie in den Sektoren Wärme, Strom und Mobilität.

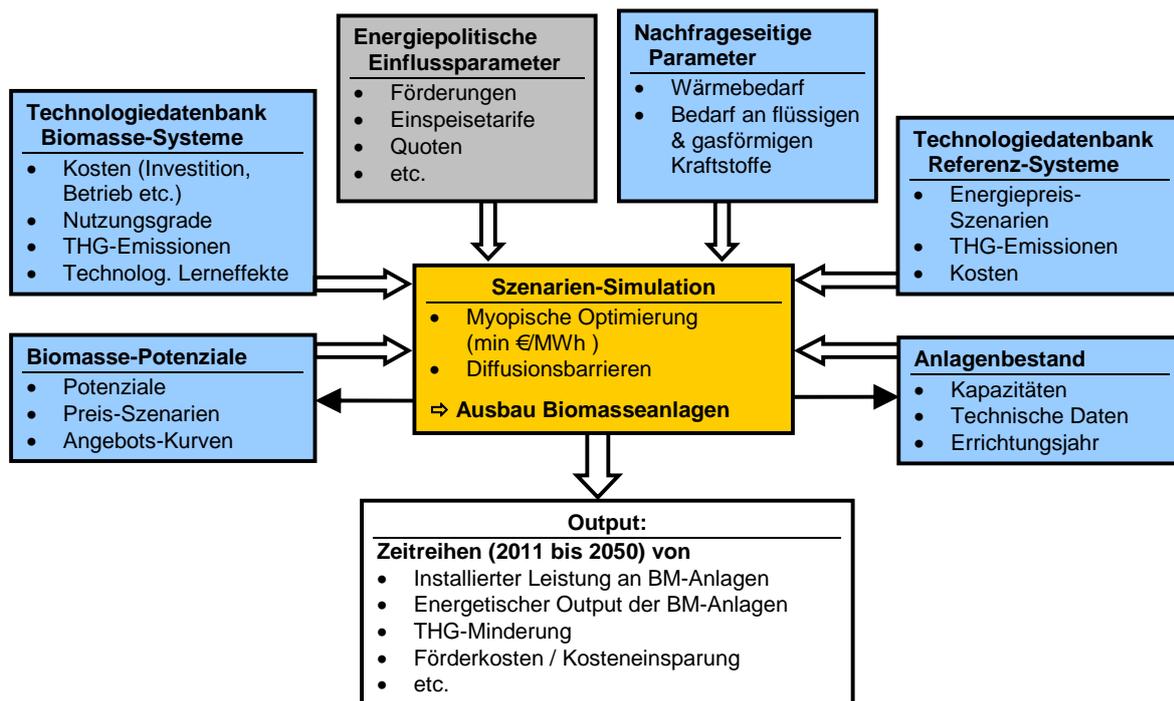


Abbildung 5-1: Überblick über Input- und Outputdaten des Modells Green-XBA

Die Stärke des Modells Green-XBA liegt in erster Linie darin, dass bei der Simulation des zukünftigen Ausbaus, potenzial- und nachfrageseitige sowie wirtschaftliche Restriktionen berücksichtigt werden und dadurch, dass die Simulation auf Basis der installierten Leistungen von Bioenergiesystemen erfolgt, können die Simulationsergebnisse zudem in einer sehr detaillierten Form und hinsichtlich zahlreicher Parameter ausgewertet werden.

Was ist bei der Interpretation von Simulationsergebnissen zu beachten, und wo sind Grenzen des Modells bzw. der Modellierbarkeit zu sehen?

- Die Simulationsergebnisse weisen eine hohe Sensitivität gegenüber schwer bzw. kaum prognostizierbarer Parameter (in erster Linie natürlich dem Preis fossiler Brennstoffe) auf. Um die damit verbundenen Unsicherheiten zu quantifizieren werden verschiedenen Szenarien dieser Eingangsparameter simuliert, bzw. Sensitivitätsanalysen durchgeführt.
- Im Modell werden Investitionsentscheidungen auf Basis ökonomischer Kriterien getroffen. Damit wird die betriebswirtschaftliche Betrachtung gut abgebildet, insbesondere bei Privatpersonen können jedoch nicht-ökonomische Kriterien den Entscheidungsprozess wesentlich beeinflussen. So kann eine erhöhte Zahlungsbereitschaft, beispielsweise für

Pelletsöfen aufgrund individueller Präferenzen, die Diffusion dieser Technologie maßgeblich beeinflussen.

- Aufgrund des Aggregierungsniveaus, welches zur sinnvollen Abbildung des gesamten Biomassesektors erforderlich ist, können manche Aspekte nur recht grob berücksichtigt werden. Zu erwähnen sind hier insbesondere die nachfrageseitigen Potenziale, Volllaststunden etc. von industriellen Biomassekesseln bzw. KWK-Anlagen.
- Auch die Struktur des Raumwärmebedarfs (Verteilung der Heizlasten des Gebäudebestandes) ist nur auf verhältnismäßig einfache Weise abgebildet. Das Modell ERNSTL [Schiefl 2007], welches eigens zur Abbildung des Raumwärmesektors entwickelt wurde, verfügt über einen weitaus höheren Detaillierungsgrad. Erkenntnisse aus diesem Modell konnten bei der Entwicklung von Green-XBA genutzt werden.
- Im Modell wird unterstellt, dass Bioenergie-Anlagen prinzipiell bis zum Ende ihrer Lebensdauer in Betrieb bleiben, selbst wenn es zu Veränderungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen kommt, welche sich negativ auf die ökonomische Effizienz der Anlage auswirken (z.B. steigende Brennstoffpreise). Diese Annahme ist insbesondere bei der Interpretation von *No-Policy* Szenarien zu beachten.

Abbildung des derzeitigen Anlagenbestandes

Abbildung 5-2 zeigt die sich aus der Abbildung des Anlagenbestandes ergebende Sterbelinie der vor 2011 errichteten Biomasse-Anlagen. Die historische Entwicklung des Ausbaus spiegelt sich in der Sterbelinie wider: Da es zwischen 2003 und 2005 zu einem raschen Ausbau der KWK-Kapazitäten gekommen ist, geht bei einer unterstellten Lebensdauer von 15 Jahren der Großteil der KWK-Anlagen um 2020 außer Betrieb. Im Gegensatz dazu war bei Heizanlagen die jährlich installierte Leistung in den letzten Jahrzehnten nur verhältnismäßig geringen Schwankungen unterworfen, was sich in der Sterbelinie in einem relativ gleichmäßigen Rückgang widerspiegelt. Bei den Biokraftstoff-Produktionsanlagen war die Entwicklung ähnlich wie bei KWK-Anlagen. Der Großteil der installierten Kapazitäten geht zwischen 2020 und 2023 außer Betrieb. In Abbildung 5-3 ist der energetische Output der Anlagen (Strom, Wärme und Kraftstoffe) dargestellt. Aufgrund der höheren Volllaststunden ist der energetische Output bei Großanlagen (z.B. large-scale Biokraftstoff-Produktionsanlagen oder KWK-Anlagen) in Relation zur installierten Leistung deutlich höher als etwa bei small-scale Heizanlagen.

Die Abbildungen verdeutlichen, dass die Struktur des Biomassesektors selbst im Jahr 2020 noch relativ stark durch den derzeitigen Anlagenbestand geprägt ist.

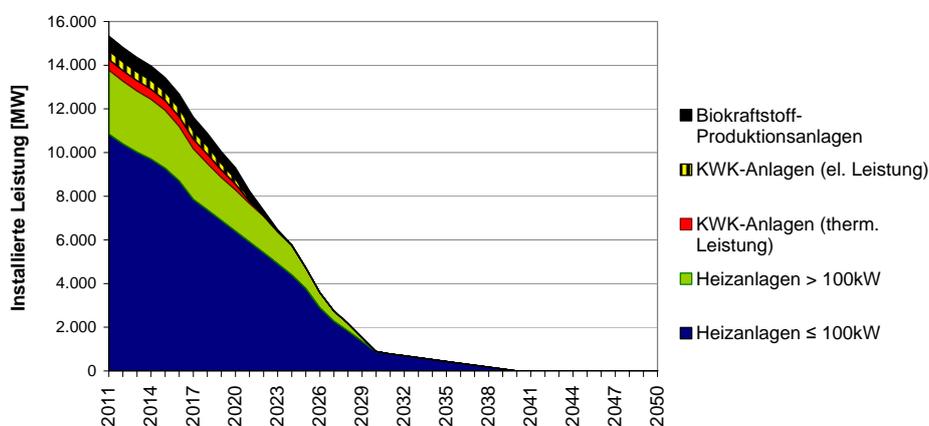


Abbildung 5-2: Sterbelinie der historisch und gemäß der Prognose bis 2010 installierten Biomasse-Anlagenkapazitäten

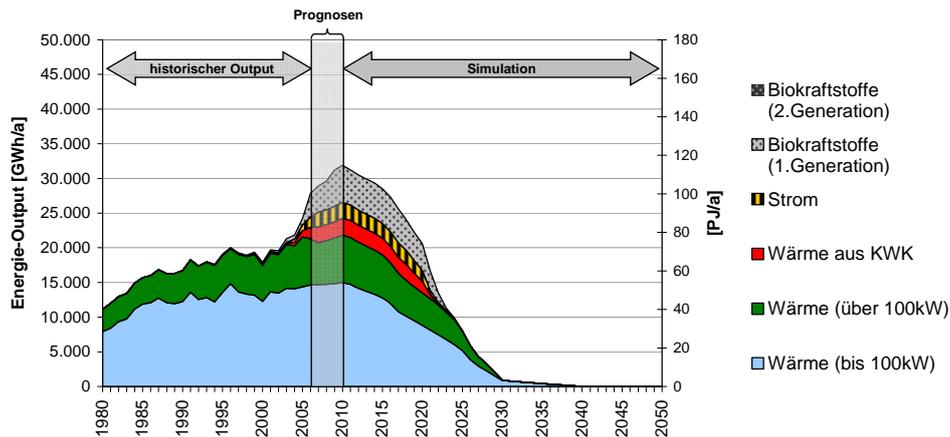


Abbildung 5-3: Energetischer Output der historisch und gemäß der Prognose bis 2010 installierten Biomasseanlagen

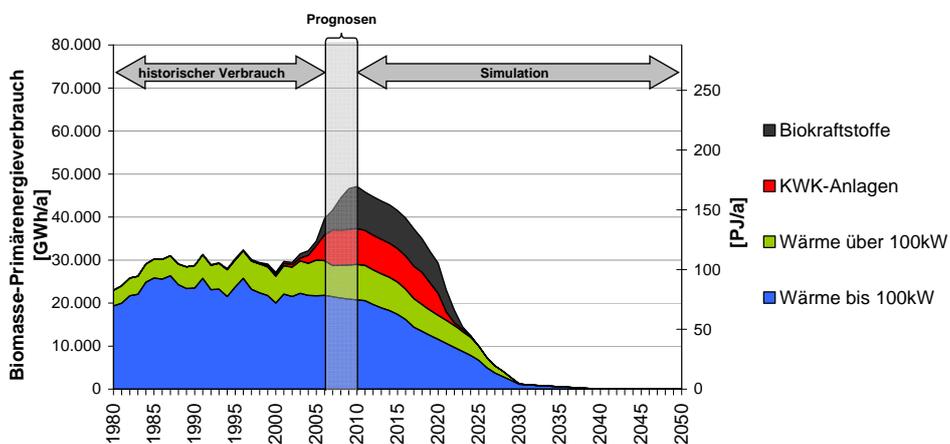


Abbildung 5-4: Primärenergieverbrauch der historisch und gemäß der Prognose bis 2010 installierten Biomasseanlagen

5.2 Inputdaten und exogene Modellparameter

Wie in Abbildung 5-1 dargestellt, werden im Modell zahlreiche exogene Inputdaten bzw. Zeitreihen exogener Parameter berücksichtigt. Zum Teil haben diese Szenarioparameter (wie beispielsweise die Entwicklung des Ölpreises oder des gesamten Energiebedarfs in Österreich) einen wesentlichen Einfluss auf die Simulationsergebnisse. Daher ist bei der Interpretation der Simulationen stets den zugrunde gelegten exogenen Parametern Beachtung zu schenken. Im Folgenden werden die wichtigsten dieser Parameter im Detail dargestellt.

5.2.1 Energiebedarf

Die zukünftige Entwicklung des gesamten Energiebedarfs bzw. des Bedarfs an Raumwärme, Prozesswärme, elektrischer Energie und Kraftstoffen spielt für die Simulationen insbesondere bei folgenden Aspekten eine Rolle:

- Bedarf an Biokraftstoffen zur Erfüllung von Quoten
- Anteil des Energiebedarfs, der mit (inländischen) Biomasseressourcen gedeckt werden kann

- Struktur von Raumwärmebedarf (Heizlasten) und industriellem Wärmebedarf

Prinzipiell stellt sich die Frage, ob bzw. wie lange sich der Trend der letzten Jahrzehnte, der durch einen stetigen Anstieg des Energieverbrauchs (insbesondere in den Sektoren Strom und Kraftstoffe) gekennzeichnet war, fortsetzen wird, oder ob Energieeffizienz-Maßnahmen zu einer Stabilisierung oder sogar Reduktion führen werden. Im Wesentlichen werden daher im Modell prinzipiell zwei Szenarien unterschieden: ein **Baseline-Szenario** mit einem weiteren Anstieg des Energiebedarfs und ein **Effizienz-Szenario**, in dem von einem Rückgang und einer Stabilisierung auf einem niedrigeren Niveau (außer bei Strom) ausgegangen wird. Diese Szenarien basieren auf Primes 2007 [Capros et al. 2008].

Nach Ansicht der Autoren ist jedoch hinsichtlich der verfügbaren technologischen Optionen unter der Voraussetzung eines sehr ambitionierten Energieeffizienz-Programms eine weitaus stärkere Reduktion des Energiebedarfs als im Effizienz-Szenario nach Primes möglich. In [Nitsch et al. 2004] wird davon ausgegangen, dass in Deutschland gegenüber dem historischen Verbrauch im Jahr 2000 eine Reduktion von ca. 20 % bei Strom, ca. 50 % bei Wärme und ca. 60 % beim Straßenverkehr bis 2050 realisiert werden könnte. Basierend auf diesen Abschätzungen und eigenen Analysen im Bereich der Raumwärme (siehe [Schrieffl 2007] bzw. [Haas et al. 2008]) wurde zusätzlich zu den Primes-Szenarien ein „**Effizienz max**“-Szenario entwickelt. Dieses Szenario soll die Auswirkungen eines sämtliche Sektoren übergreifenden, höchst ambitionierten Energieeffizienz-Programms aufzeigen. Wie wahrscheinlich das Eintreten einer derartigen Entwicklung aus heutiger Sicht ist, bzw. ob die notwendigen Maßnahmen realpolitisch durchsetzbar sind, sei hier dahingestellt. Schließlich zeigt bereits das Primes Effizienz-Szenario eine stärkere Reduktion des Energieverbrauchs, als gemäß dem „Grünbuch Energieeffizienz“ der E-Control angestrebt wird (Stabilisierung des Gesamtenergieverbrauchs bis 2020 [E-Control 2008a]).

In den Simulationsläufen wird üblicherweise eines der Primes-Szenarien zugrunde gelegt, auf das „Effizienz max“-Szenario wird lediglich in einer eigenen Detailanalyse zum Thema maximale Energieeffizienz zurückgegriffen (siehe Abschnitt 6.3).

In den folgenden Abbildungen sind die historische Entwicklung des Energiebedarfs und Szenarien bis 2050 für die Sektoren Strom, Kraftstoffe, Raumwärme und „industrielle Wärme“ (Dampferzeugung und Industrieöfen) sowie den gesamten Bruttoinlandsverbrauch (Primärenergie) dargestellt.

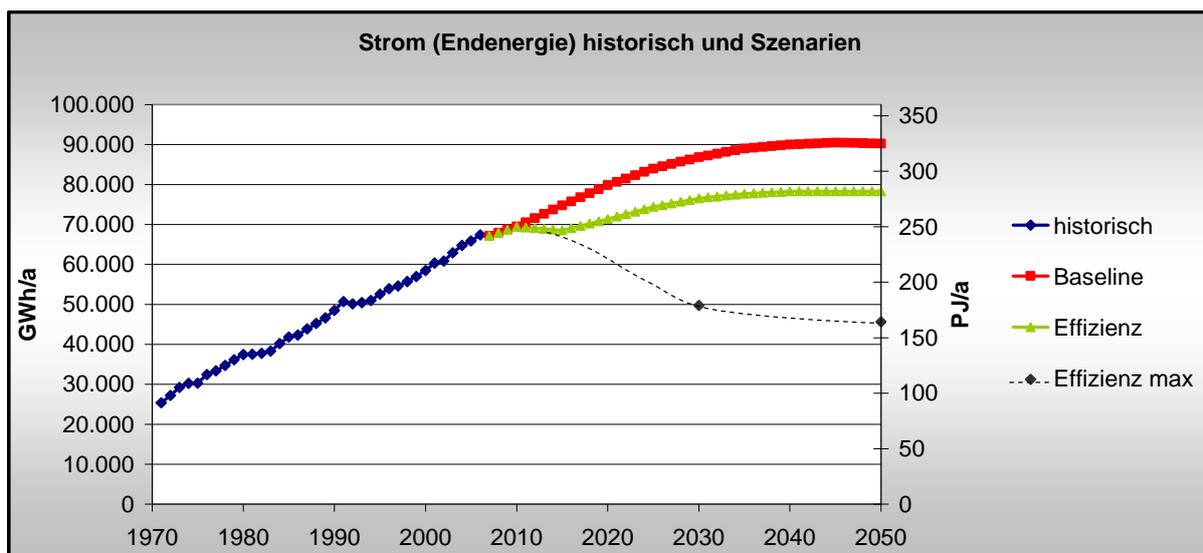


Abbildung 5-5: Historische Entwicklung und Szenarien des Strombedarfs

Quellen: E-Control 2007 (historisch), eigene Szenarien basierend auf Primes 2007 (Baseline & Effizienz bis 2030) und Nitsch et al 2004 (Effizienz max)

In Abbildung 5-5 ist der rasante Anstieg des Stromverbrauchs von 1970 bis 2006 erkennbar. Nach [Capros et al. 2008] kommt es selbst im Effizienzscenario zu einem weiteren Anstieg, wenn auch in gegenüber dem Basisszenario deutlich geringerem Ausmaß. In den Effizienz-Szenarien nach [Capros et al. 2008] wird bei Kraftstoffen von einer Reduktion und Stabilisierung des Verbrauchs auf etwa dem Durchschnitt der Jahre 2000 bis 2005 ausgegangen, beim Wärmebedarf etwa auf dem Niveau von 2000.

Bei Betrachtung der „Effizienz max“-Szenarien (insbesondere für Strom und Kraftstoffe) sollte klar sein, dass dieses Szenario einen radikalen Strukturbruch voraussetzt, der allenfalls unter dramatische Energiepreisentwicklungen, einer hohen Sensibilisierung der Verbraucher und bei Ausschöpfung sämtlicher technologisch-struktureller Effizienzpotenziale realistisch erscheint (vgl. [Nitsch et al. 2004]).

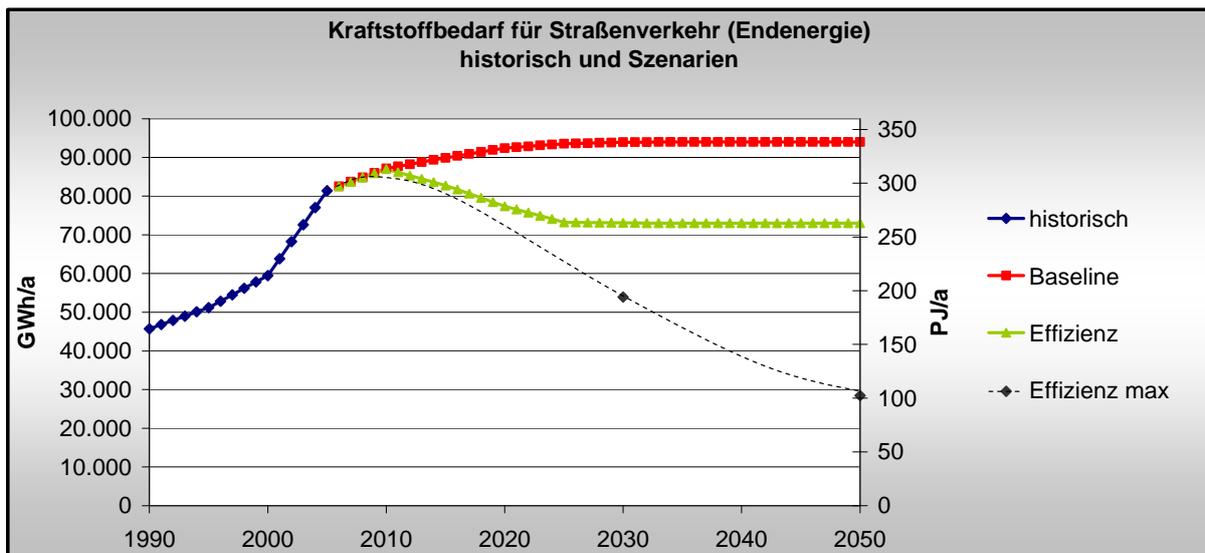


Abbildung 5-6: Historische Entwicklung und Szenarien des Kraftstoffbedarfs
 Quellen: Statistik Austria 2007 (historisch), eigene Szenarien basierend auf Primes 2007 (Baseline & Effizienz bis 2030) und Nitsch et al 2004 (Effizienz max)

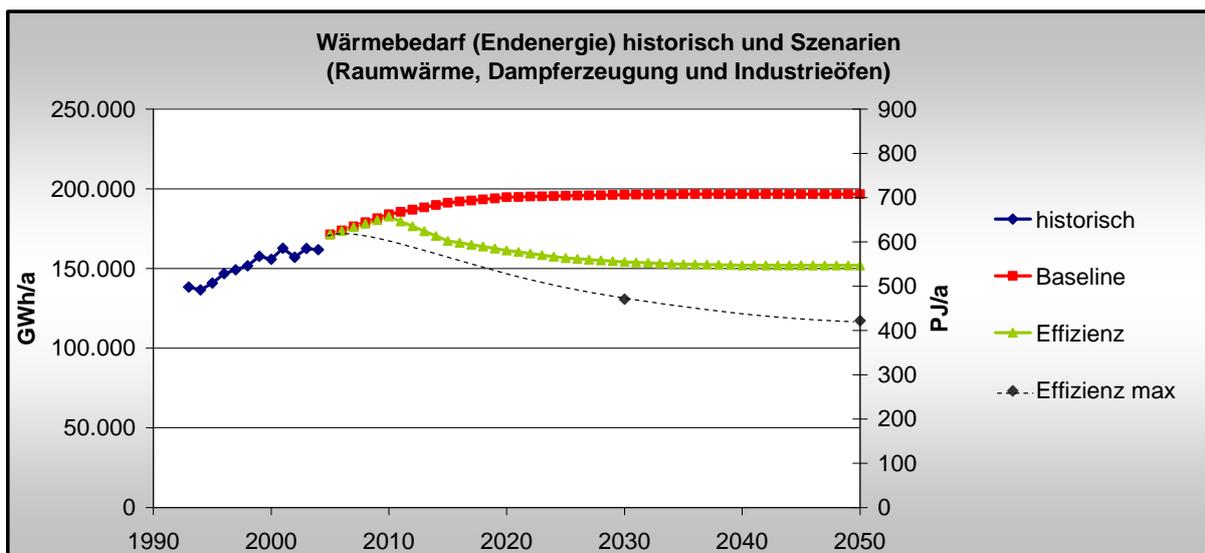


Abbildung 5-7: Historische Entwicklung und Szenarien des gesamten Wärmebedarfs
 Quellen: Statistik Austria 2007 (historisch), eigene Szenarien basierend auf Primes 2007 (Baseline & Effizienz bis 2030) und Haas et al. 2008 (Effizienz max)

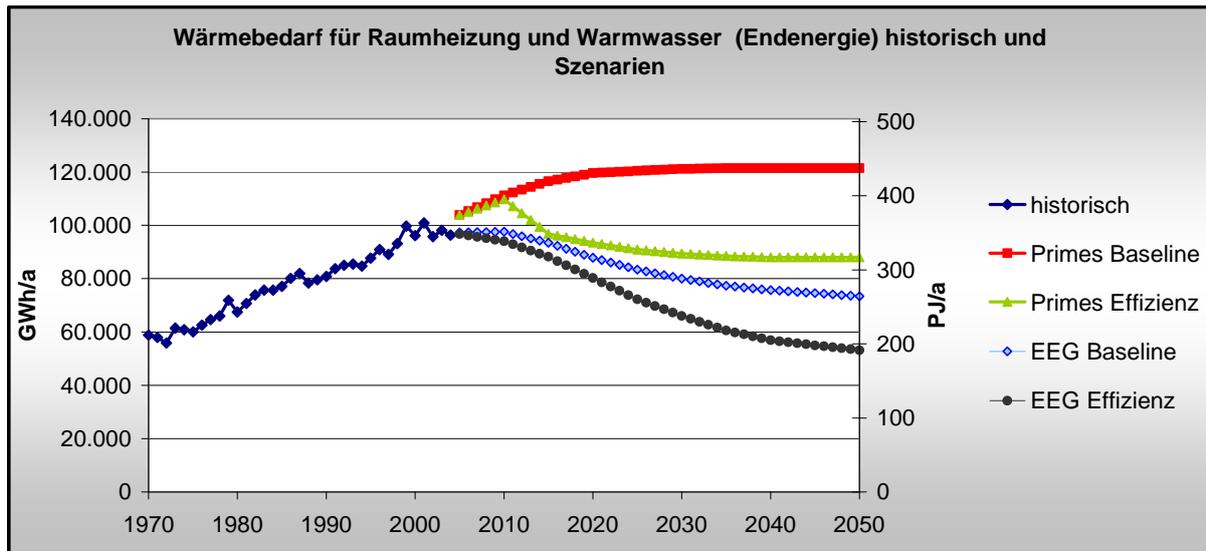


Abbildung 5-8: Historische Entwicklung und Szenarien des Bedarfs an Raumwärme und Warmwasser

Quellen: Statistik Austria 2007 (historisch), eigene Szenarien basierend auf Primes 2007 (Baseline & Effizienz bis 2030) und Haas et al. 2008 (EEG Baseline und EEG Effizienz)

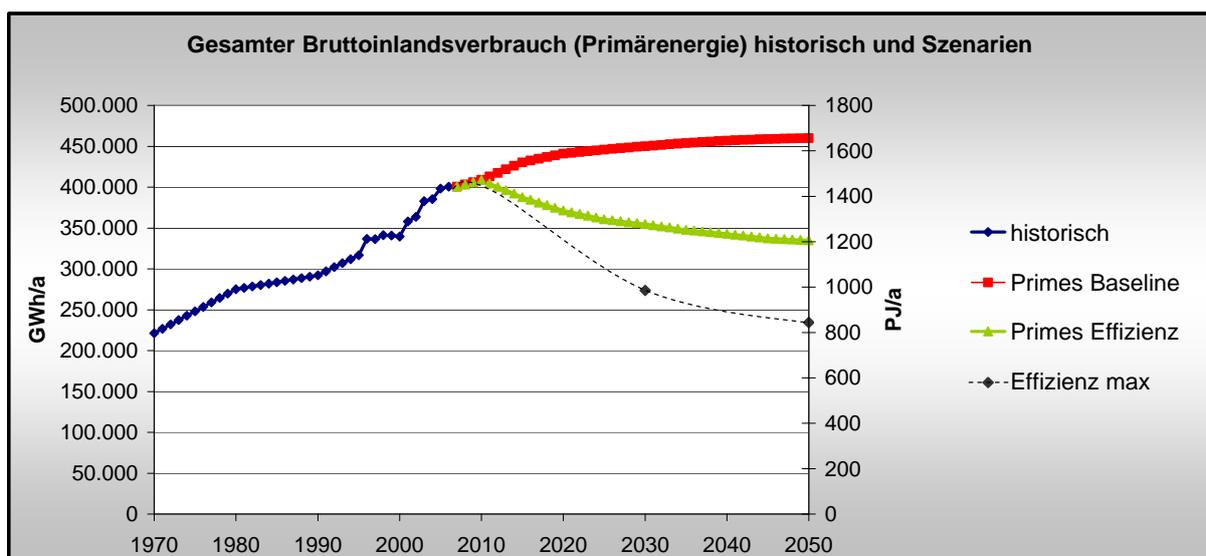


Abbildung 5-9: Historische Entwicklung und Szenarien des gesamten Primärenergieverbrauchs

Quellen: Statistik Austria 2007 (historisch), eigene Szenarien basierend auf Primes 2007 (Baseline & Effizienz bis 2030), Nitsch et al 2004 und Haas et al. 2008 (Effizienz max)

5.2.2 Förderungen

Bei den Simulationen werden unterschiedliche Förderregime unterstellt. Zwecks Übersichtlichkeit und Nachvollziehbarkeit wurden für jede der vier Anlagen-Kategorien (Heizanlagen bis 100 kW und über 100 kW, KWK-Anlagen und Biokraftstoffe) eine „moderate“ und eine „hohe“ Förderung definiert. Die Art der Förderungen wurde gemäß den derzeit üblichen Instrumente gewählt: Bei Heizanlagen werden Förderungen in Form von Investitionszuschüssen vergeben, bei KWK-Anlagen Einspeisetarife und bei Biokraftstoffen werden verpflichtende Quoten vorgegeben (abgesehen von einer Sensitivitätsanalyse, in der der Effekt einer reinen Steuerbefreiung für biogene Kraftstoffe simuliert wird). Die Laufzeit der Einspeisetarife beträgt 15 Jahre und entspricht damit der für KWK-Anlagen im Modell

unterstellten Lebensdauer. Angelehnt an die Einspeisetarife gemäß Ökostromgesetz ist eine Differenzierung nach der Art des Brenn-/Rohstoffes implementiert. Tabelle 5-1 gibt einen Überblick über die Förderungen.

Tabelle 5-1: Überblick über Art und Höhe der Förderungen in Green-XBA
 (Die angegebenen Einspeisetarife sind ungewichtete Mittelwerte über sämtliche Rohstofffraktionen; bei den Biokraftstoffquoten wird im Modell ein dynamischer Zielerreichungspfad vorgegeben)

Art der Förderung		Einheit	No	Moderate	High
Heizanlagen ≤ 100kW	Investitionsförderung	[1]	0%	20%	30%
Heizanlagen > 100kW	Investitionsförderung	[1]	0%	20%	30%
KWK	Einspeisetarife (Mittelwert)	[€/MWh]	0	92,5	110
Biokraftstoffe	Quote	[1]	0	10% (ab 2010)	30% (ab 2030)

5.2.3 Referenzsysteme

Referenzpreise

Die Wirtschaftlichkeit von Bioenergie-Systemen ergibt sich immer erst aus dem Vergleich mit dem jeweiligen Referenzsystem. Der Wahl dieses Referenzsystems kommt daher wesentliche Bedeutung für die Modellergebnisse und deren Interpretation zu. Im Modell sind die Referenzsysteme durch deren dynamische Preisentwicklung charakterisiert. Hinter dieser Preisentwicklung stehen Annahmen zur Struktur des jeweiligen Referenzsystems sowie dessen dynamischer Entwicklung. Da die Sektoren Wärme, Strom und Kraftstoffe sehr unterschiedlich strukturiert sind, ergeben sich auch unterschiedliche Annahmen. Diese werden im Folgenden kurz erläutert.

Die Referenzpreise, gegenüber denen der Vergleich der Bioenergie-Systeme erfolgt, sind in Abbildung 5-10 jeweils für die verschiedenen Sektoren sowie im Niedrig- und im Hochpreisszenario dargestellt. Es handelt sich dabei um reale Preise mit der Basis 2007.

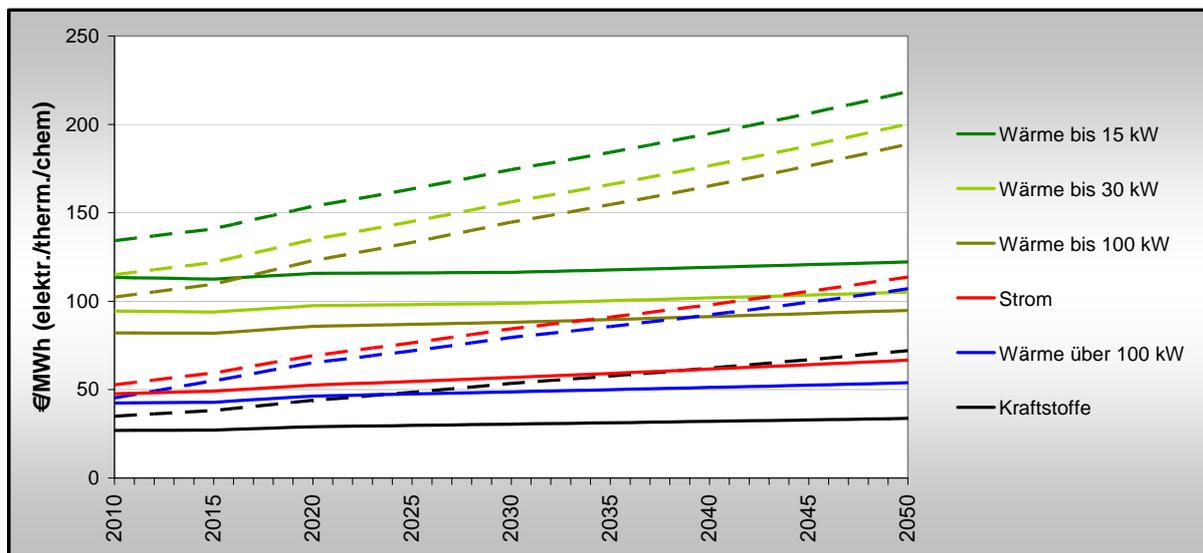


Abbildung 5-10: Entwicklung der Referenzpreise (real) von 2010 bis 2050 im Niedrigpreis- (durchgezogene Linien) und Hochpreisszenario (strichlierte Linien)

Die Energiepreisentwicklungen wurden auf Basis der Werte 2007 sowie der Steigerungsraten nach [Capros et al. 2008] jeweils für die entsprechenden Energieträger ermittelt, wobei die Entwicklung von 2030 bis 2050 entsprechend extrapoliert wurde (siehe auch [Haas et al. 2008]). Das Preisniveau im Startjahr 2010 entspricht in etwa einem Ölpreis

von 56 \$/bbl im Niedrigpreisszenario und 72 \$/bbl im Hochpreisszenario (wobei für 2010 der Wechselkurs von 2006 unterstellt wurde).⁶⁸

Im **Wärmesektor** erfolgt der Vergleich zwischen Biomasse- und Referenzsystem auf Basis der Endverbraucherpreise. Dies bedingt, dass hier sämtliche Verteilkosten für den Energieträger, Steuern und Investitionskosten für das jeweilige Heizsystem inkludiert sind. Aufgrund der systembedingten niedrigen Volllaststunden ergibt sich vor allem im kleinen Leistungsbereich ein hoher Investitionskostenanteil, der sowohl beim Referenz- vor allem aber auch bei den Biomasse-Systemen die Wärmegestehungskosten im Vergleich zu den höheren Leistungsklassen aber auch den anderen Sektoren entsprechend ansteigen lässt.

Als Referenzsystem wird ein Mix aus Öl- und Gasheizungen gewählt, wobei über den Simulationszeitraum der Anteil von Öl von 50 % auf 10 % ab- und jener von Gas von 50 % auf 90 % zunimmt.

Im **Stromsektor** werden Großhandelspreise als Referenzpreis herangezogen. Die Steigerungsraten wurden von [Capros et al. 2008] übernommen und die Periode 2030 bis 2050 extrapoliert.

Im **Kraftstoffsektor** werden ebenfalls Großhandelspreise als Referenz herangezogen und Steigerungsraten von [Capros et al. 2008] übernommen. Das heißt, sowohl die Referenzpreise als auch jene für die biogenen Systeme verstehen sich ohne Verteilkosten, Einzelhandelszuschlag und Steuern.

Sämtliche Energieträger unterlagen in den vergangenen Monaten und Jahren einer starken Preissteigerung. In einer Periode derartiger Fluktuation Preisszenarien für die nächsten Jahrzehnte zu erstellen ist mit einer Vielzahl an Unsicherheiten verbunden. Es ist dabei unklar, inwiefern ein Teil der jüngsten Preisanstiege kurzfristiger Natur ist oder ob dadurch eine längere Periode substanziell höherer Energiepreise eingeleitet wurde. Durch die relativ große Bandbreite zwischen Nieder- und Hochpreis-Szenario sind einige dieser Unsicherheiten bereits abgedeckt. Darüber hinaus werden zusätzliche Sensitivitätsanalysen zum Referenz-Energiepreisniveau durchgeführt (siehe Abschnitt 6.3).

Referenzemissionen

Neben den Referenzpreisen sind auch die THG-Emissionen der Referenzsysteme von substantieller Bedeutung für die Modellergebnisse. Sie stellen eine Basis für die Berechnung der THG-Einsparungen und natürlich auch den Kosten der THG-Reduktion dar (siehe Anhang 12.1). Für die Referenzemissionen im Wärmesektor wird von dem bereits erwähnten Mix aus Öl- und Gasheizungen ausgegangen. Die für diesen Mix unterstellten durchschnittlichen Emissionen basieren auf [Jungmeier et al. 1999]. Aufgrund der bereits erwähnten zunehmenden Verdrängung von Öl durch Gas (Gaskessel weisen deutlich niedrigere spezifische Emissionen auf als Ölkessel), und in geringem Ausmaß auch durch Effizienzsteigerungen kommt es bis 2050 zu einer Reduktion der Wärme-Referenzemissionen in der Höhe von ca. 25 % (siehe Abbildung 5-11).

Die Referenzemissionen für Kraftstoffe basieren auf [Capros et al. 2008]. Da sich die spezifischen Emissionen auf die chemische Energie des Kraftstoffs beziehen, ist die

⁶⁸ Hinsichtlich des derzeitigen Ölpreisniveaus (Stand: August 2008) erscheinen die Ölpreisszenarios zweifellos eher konservativ. Es ist jedoch zu bedenken, dass der inflationsbereinigte Ölpreis in den letzten Jahrzehnten nur relativ geringfügig gestiegen ist. Es wird daher (insbesondere beim Niedrigpreis-Szenario) davon ausgegangen, dass es sich beim derzeitigen Preisniveau tatsächlich nur um eine kurzfristige Preisspitze handelt. Darüber hinaus ist zu bedenken dass die Preise verschiedener biogener Rohstoffe (insbes. Ackerfrüchte) ebenfalls stark gestiegen sind. Auch diese Preisspitzen wurden in den Modell-Inputdaten nicht berücksichtigt. Letztlich spiegelt diese Abweichung auch die Schwierigkeit bei der Erstellung von Preisszenarien in Zeiten volatiler Energiepreise wider.

dynamische Reduktion im Verkehrssektor minimal. Bei den Emissionen pro km bzw. Transportleistung wäre aufgrund der zu erwartenden Effizienzsteigerung bei Antriebssystemen freilich von einer deutlich stärkeren Reduktion auszugehen.

Für die Referenzemissionen von elektrischer Energie wurde in einem ersten Schritt ebenso auf Daten nach [Capros et al. 2008] zurückgegriffen, nämlich der Entwicklung der spezifischen Emissionen der österreichischen mit fossilen Energieträgern befeuerten kalorischen Kraftwerken (in t CO₂-Äquivalent/MWh elektrisch). Bei Berücksichtigung der Nutzung von Abwärme über Wärmegutschriften (siehe Formeln in Anhang 12.1) reduzieren sich die spezifischen Emissionen um ca. die Hälfte und liegen damit im Bereich der spezifischen Emissionen von modernen GuD-Kraftwerken⁶⁹. Im Modell werden prinzipiell die Emissionen nach [Capros et al. 2008] mit Berücksichtigung von Wärmegutschriften herangezogen (in Abbildung 5-11 als „Strom m. Wärmegutschrift“ bezeichnet).

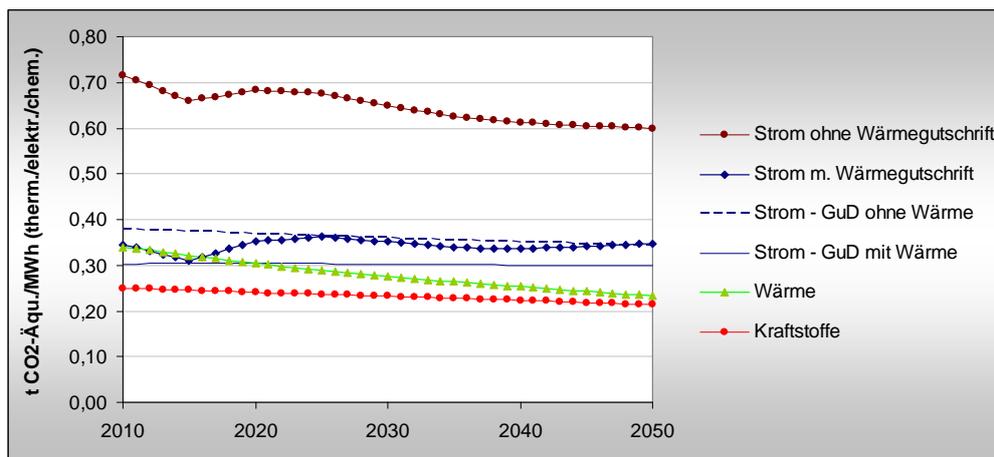


Abbildung 5-11: Referenzemissionen für Wärme, Strom und Kraftstoffe⁷⁰

Quellen: Eigene Berechnungen auf Basis von Capros et al. 2008, Jungmeier et al. 1999 und E-Control 2007a

5.2.4 Biomassepotenziale und -preise – Angebotskurven

Die Ergebnisse der in Kapitel 4 dargestellten Potenzialanalyse sind in Abbildung 5-12 in aggregierter Form dargestellt. Aufgrund der zahlreichen Einflussfaktoren und Unsicherheiten, mit der die Abschätzung der Potenziale behaftet ist, wurden drei verschiedene Potenzial-Szenarien erstellt (*Low*, *Baseline* und *High*), wobei üblicherweise das *Baseline* Szenario als Modellinput herangezogen wird. Die anderen beiden finden lediglich in einer Sensitivitätsanalyse Verwendung (siehe Abschnitt 6.3).

Zusätzlich zu diesen inländischen Biomassepotenzialen werden im Modell auch Importpotenziale unterstellt. Grund dafür ist in erster Linie, dass nur unter Berücksichtigung von Rohstoffimporten der Status Quo der Biomassenutzung in Österreich realitätsnah abgebildet werden kann. Da es jedoch Ziel des Projektes ist, Erkenntnisse hinsichtlich der optimalen Nutzung der *inländischen* Ressourcen zu erlangen, wurde unterstellt, dass erstens diese

⁶⁹ Die Berechnung wurde auf Basis der durchschnittlichen Nutzung von Wärme aus kalorischen Kraftwerken der Jahre 2002 bis 2006 [E-control 2007a] sowie der Wärme-Referenzemissionen durchgeführt.

⁷⁰ Die Referenzemissionen „Strom – GuD ohne bzw. mit Wärme“ wurden auf Basis eines modernen GuD-Kraftwerks ohne bzw. mit Wärmeauskopplung (Annahme von 50% Winter- und 50% Sommerbetrieb) berechnet. Dabei wurde folgende Wirkungsgrade unterstellt: 58% elektrisch ohne Wärmeauskopplung, 49% elektrisch und 81% (gesamt) mit Wärmeauskopplung. Die dynamische Reduktion ergibt sich aufgrund des unterstellten technologischen Fortschritts bei der GuD-Technologie (siehe Abschnitt 3.4 bzw. Anhang 12.3).

Importpotenziale nur beschränkt verfügbar sind, und zweitens dass die Preise für importierte Rohstoffe generell über jenen der inländischen Ressourcen liegen. Aus letzterer Annahme resultiert, dass im Modell nur in Szenarien mit ausgeprägter Rohstoffkonkurrenz bzw. hohen Förderungen auf Importpotenziale zurückgegriffen wird. Die Höhe der angenommenen Importpotenziale spielt letztendlich eine untergeordnete Rolle.⁷¹

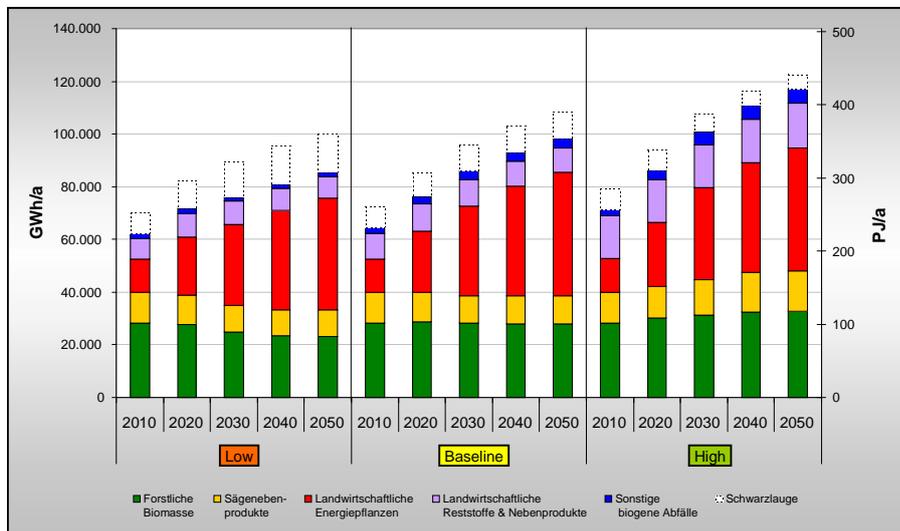


Abbildung 5-12: Aggregierte Darstellung der Ergebnisse der Potenzialanalyse (siehe Kapitel 4), welche als Inputdaten für das Modell Green-XBA dienen⁷²

In Abbildung 5-13 sind die unterstellten „Basispreise“ der verschiedenen Biomassefraktionen dargestellt. Sie repräsentieren die Rohstoffpreise inklusive „Minimal-Transportentfernung“ (ca. 20 km zu einem zentralen Lagerplatz). Im Modell ergeben sich aus diesen Basispreisen über eine fraktionsspezifische Kopplung an den Ölpreis jährlich veränderliche Biomassepreise. Da aus der Literatur keine signifikanten Ergebnisse bezüglich der Korrelation zwischen Biomasse- und Ölpreis bekannt sind, wurde auf Expertenschätzungen zurückgegriffen. Üblicherweise werden folgende Biomassepreis-Ölpreis-Kopplungen unterstellt: Energiepflanzen: 80 %, Hackgut: 60 %, Scheitholz: 50 %, Reststoffe und Abfälle: 40 %.⁷³ Der Einfluss dieser Kopplung auf die Simulationsergebnisse wird in einer Sensitivitätsanalyse untersucht. In dieser Sensitivitätsanalyse ist eine einheitliche Kopplung in der Höhe von 100 % angenommen (Abschnitt 6.3).

In Abbildung 5-14 sind dynamische Biomasse-Angebotskurven für unterschiedliche Potenzial/Preis-Szenarien dargestellt. Ohne hier weiter auf Details einzugehen, sollen diese Abbildungen veranschaulichen, wie sich im Modell aus den Potenzial- und Preisszenarien zeitlich veränderliche Angebotskurven für die zur energetischen Nutzung zur Verfügung stehenden Biomasseressourcen ergeben. Dabei steht jede „Stufe“ einer Kurve für eine bestimmte Biomasse-Rohstofffraktion. Die Importpotenziale sind in diesen Darstellungen nicht berücksichtigt.

⁷¹ Folgende maximale Importpotenziale werden standardmäßig angenommen: 16 TWh/a an Hackgut, 1,5 TWh/a an Getreide und 10 TWh/a an Ölsaaten.

⁷² Den Potenzialen forstlicher und industrieller Biomasse liegen Szenarien der Entwicklung der Holz verarbeitenden Industrien zu Grunde. Aus diesen wurden auch Potenziale von Ablauge der Papierindustrie abgeleitet. Diese Potenzial-Fraktion wird im Modell jedoch nicht berücksichtigt.

⁷³ Eine Kopplung von 40 % bedeutet, dass ein relativer Anstieg des Ölpreises um 100 % einen Anstieg des Biomassepreises um 40 % zur Folge hat.

Für Kleinverbraucher (Anlagen bis 100 kW) erfolgt auf die Rohstoffpreise ein Aufschlag für Handel und Vertrieb in der Höhe von 7,2 (Scheitholz) bzw. 15 €/MWh (Hackgut, Pellets, etc.). Bei Anlagen über 1 MW thermischer Leistung wird unterstellt, dass aufgrund längerer durchschnittlicher Transportwege zusätzliche Transportkosten anfallen. Diese werden ebenfalls über einen rohstoffspezifischen Aufschlag auf die Brennstoffkosten berücksichtigt.⁷⁴

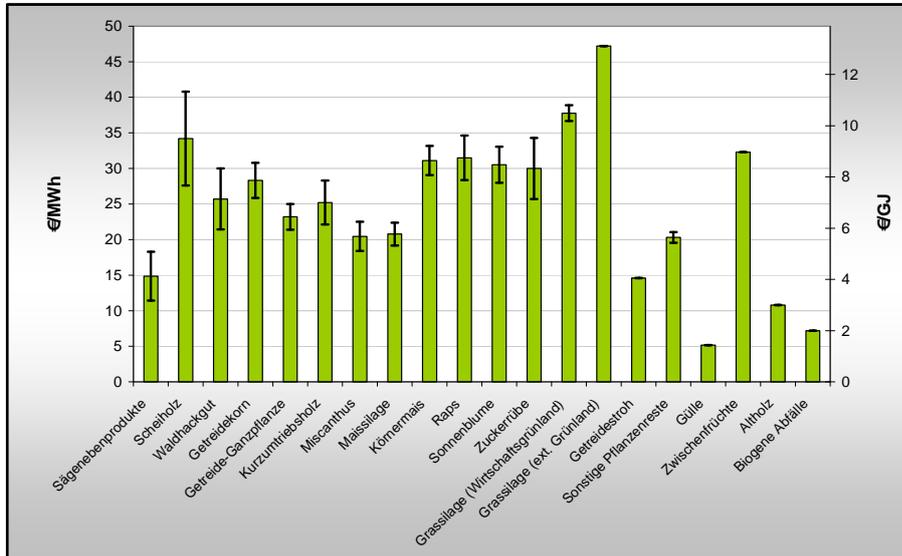


Abbildung 5-13: Überblick über die „Basispreise“ der Biomassefraktionen⁷⁵

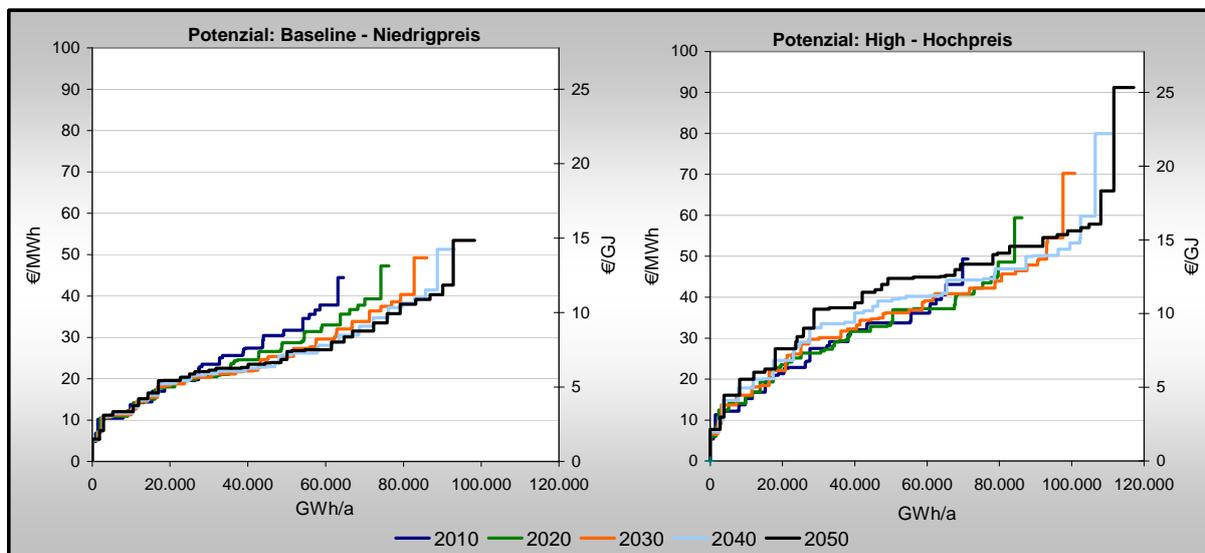


Abbildung 5-14: Dynamischen Biomasse-Angebotskurven für unterschiedliche Potenzial/Preis-Szenarien

⁷⁴ Bei Hackgut werden beispielsweise für Anlagen bis 5 MW 3,6 €/MWh (Primärenergie) an zusätzlichen Transportkosten angenommen, bei Stroh aufgrund der geringeren Energiedichte 4,75 €/MWh (vgl. [FNR 2005a])

5.2.5 Biomasse-Technologien

In Kapitel 3 wurde bereits ein Überblick über die im Modell berücksichtigten Biomasse-Technologien, sowie den Bandbreiten und Strukturen der (statischen) Energiegestehungskosten gegeben. Im Modell Green-XBA erfolgt für jede dieser Technologien eine dynamischen Berechnung der Kosten (für den Simulationszeitraum 2010 bis 2050), wobei Lerneffekte und Rohstoffpreisentwicklungen berücksichtigt werden. Bei der Berechnung der Stromgestehungskosten von KWK-Anlagen werden außerdem variable Wärmeerlöse berücksichtigt, da diese mit dem jeweiligen Wärme-Referenzpreis gekoppelt sind.

Energieerzeugungskosten

In den folgenden Abbildungen sind die dynamischen Entwicklungen der Energiegestehungskosten (langfristige Grenzkosten) einiger Technologien bzw. Technologieketten dargestellt. Es sind jeweils Hoch- und Niedrigpreisszenarien für die Biomasse- und die Referenztechnologie (Mix aus Gas und Ölheizungen derselben Leistungskategorie bzw. Großhandelspreise für Strom und fossile Kraftstoffe) dargestellt. Die Bandbreiten der Kosten ergeben sich aus den Bandbreiten der Rohstoff-/Brennstoffpreise. (Bei einigen Diagrammen ist die Bandbreite für das Hochpreisszenario der Übersichtlichkeit halber nicht dargestellt.)

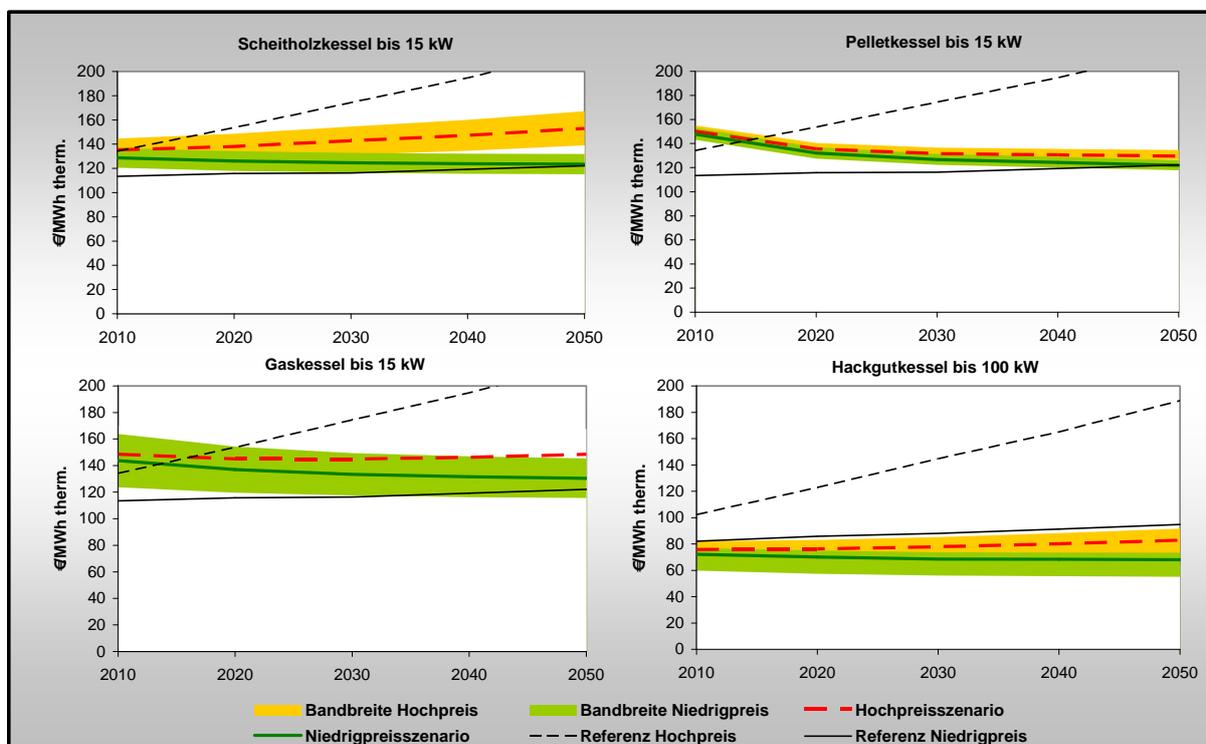


Abbildung 5-15: Dynamische Entwicklung der Wärmeerzeugungskosten (langfristige Grenzkosten) von ausgewählten Biomasse-Heizsystemen

Abbildung 5-15 zeigt die Kostenentwicklungen für verschiedene small-scale Heizsysteme. Bemerkenswert ist die im Vergleich zum fossilen Referenzsystem geringe Spreizung zwischen Hoch- und Niedrigpreisszenario bei Biomasseheizsystemen. Grund dafür ist einerseits dass für Biomassepreise standardmäßig von einer Ölpreiskopplung kleiner 100 % ausgegangen wird, andererseits liegt es aber auch an der Struktur der Wärmeerzeugungskosten. Wie bereits in Abbildung 3-31 gezeigt, ist der Anteil der Brennstoffpreise an den Gesamtkosten bei Biomassesystemen in der Regel deutlich geringer als bei fossil befeuerten Heizsystemen, weshalb sich relative Steigerungen der Brennstoffkosten deutlich geringer auf die Gesamtkosten auswirken. Aus diesem Grund verbessert sich die Wirtschaftlichkeit von Biomassesystemen selbst wenn man eine

Kopplung der Biomassepreise an den Ölpreis von 100 % unterstellt (siehe dazu auch Simulation 3-1 in Abschnitt 6.3)

Abbildung 5-16 zeigt die dynamischen Kostenentwicklungen für ausgewählte Biomasse-KWK-Anlagen (zu den Formeln der Kostenberechnung siehe Anhang 12.1). Hier ist zu beachten, dass für diese Darstellungen der Konsistenz wegen für alle Technologien ein Wärmeerlös in der Höhe von 20 €/MWh unterstellt wurde. (Dies entspricht einem typischen Erlös bei Einspeisung in ein Wärmenetz.) Im Allgemeinen muss jedoch als Wärmeerlös der Referenz-Wärmepreis herangezogen werden (d.h. die Wärmeherzeugungskosten der fossilen Referenztechnologie gleicher thermischer Leistung) welcher insbesondere bei Anlagen mit geringerer thermischer Leistung weitaus höher ist. Insbesondere bei Anlagen mit hohem Wärmeoutput (wie der ORC-Anlage in Abbildung 5-16) wirkt sich die Höhe des unterstellten Wärmeerlöses gravierend auf die Stromgestehungskosten aus.

Im Modell ist der Wärmeerlös an die Wärme-Referenzpreise der jeweiligen thermischen Leistungskategorie gekoppelt. Bei Mikro-KWK bis 100 kW thermischer Leistung entspricht der Wärmeerlös den Small-scale Wärme-Referenzkosten (von ca. 100 €/MWh im Jahr 2010). Für Anlagen bis 1 MW thermisch beträgt der angenommene Wärmeerlös im Jahr 2010 ca. 40 €/MWh, bis 5 MW 30 €/MWh und über 5 MW ca. 20 €/MWh.

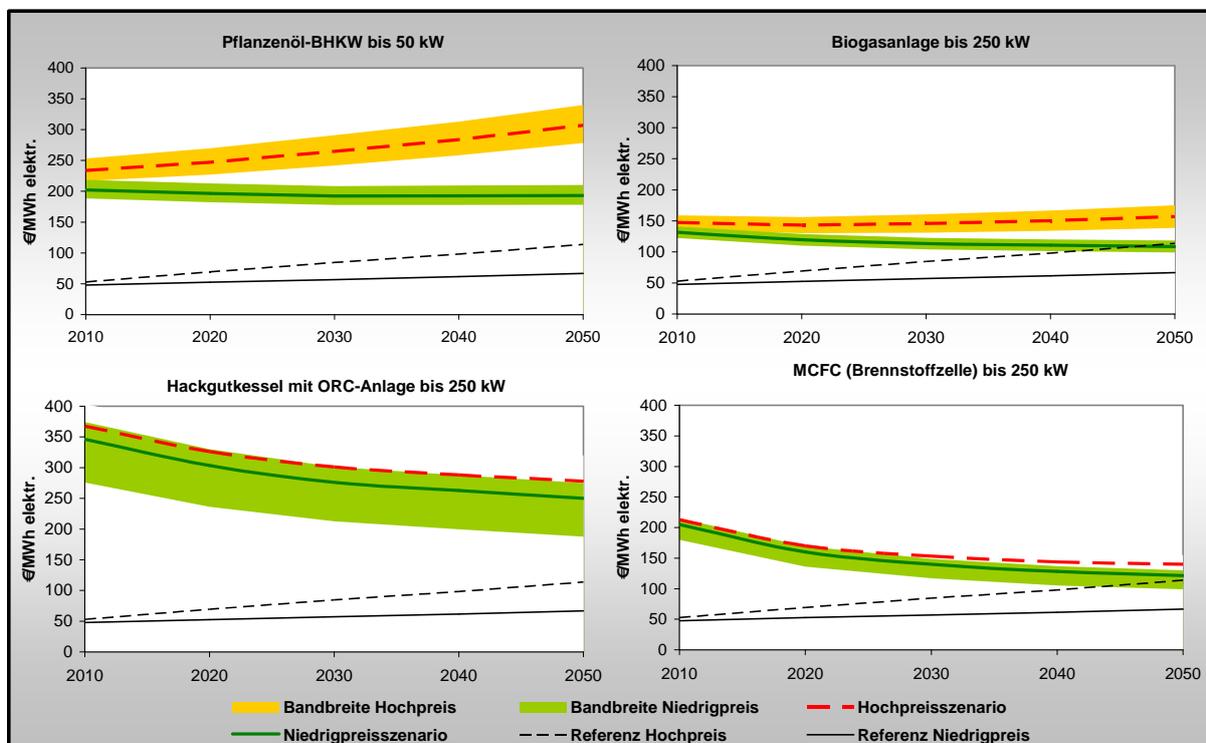


Abbildung 5-16: Dynamische Entwicklung der Stromgestehungskosten (langfristige Grenzkosten) von ausgewählten KWK-Anlagen (Wärmeerlös 20 €/MWh im Jahr 2010 mit dynamischer Kopplung an die Referenz-Wärmepreisentwicklung)

In Abbildung 5-17 sind die dynamischen Produktionskosten für ausgewählte biogene Kraftstoffe dargestellt. Bei Biodiesel und Bioethanol zeigt sich, dass selbst im Hochpreisszenario (aufgrund der Kopplung der Biomassepreise an den Ölpreis und des relativ hohen Anteils der Rohstoff- an den Gesamtkosten) die Kosten weit über der fossilen Referenz liegen⁷⁶.

⁷⁶ Die fossile Referenz sind Großhandelspreise, die Mineralölsteuer ist hier daher nicht berücksichtigt. Durch die Mineralölsteuerbefreiung für biogene Kraftstoffe ist es derzeit möglich, Biokraftstoffe zu konkurrenzfähigen Preisen zu vermarkten. Aufgrund der Höhe der Mineralölsteuer stellt diese Steuerbefreiung de facto eine sehr hohe Förderung dar.

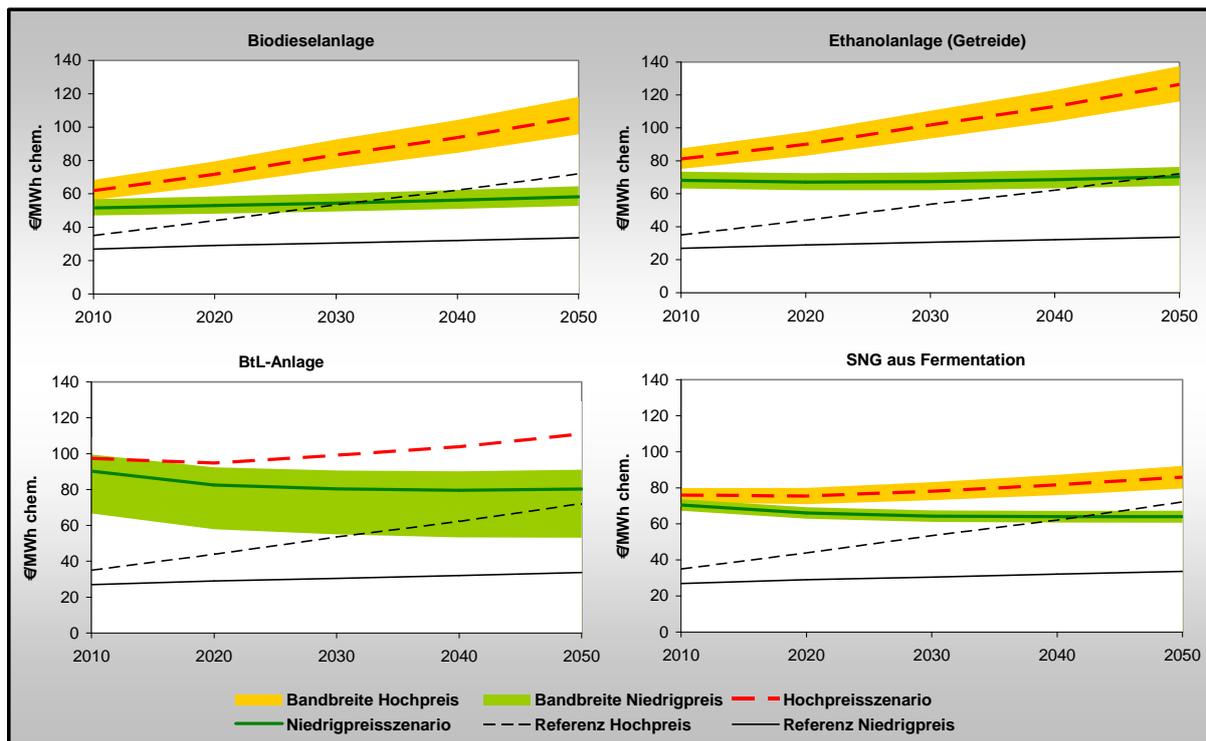


Abbildung 5-17: Dynamische Entwicklung der Produktionskosten von ausgewählten Biokraftstoffen

THG-Emissionen

Die folgenden Abbildungen geben einen Überblick über die THG-Einsparungen, welche sich im Modell für die verschiedenen Biomasse-Technologien ergeben. Für die Berechnungsformeln siehe Anhang 12.1. Die unterstellten Referenzsysteme (deren Wahl in diesem Zusammenhang natürlich von großer Bedeutung ist) wurden bereits in Abschnitt 5.2.3 erläutert. Die hier dargestellten Werte beziehen sich auf 2010. Aufgrund der zeitlich veränderlichen Referenzsysteme und der sich aus technologischem Fortschritt ergebenden Dynamik der technischen Parameter von Biomassensystemen (insbesondere Wirkungs- bzw. Jahresnutzungsgrad) sind die THG-Einsparungen im Simulationszeitraum nicht konstant. (Im Wesentlichen kommt es sowohl bei den Biomasse-, als auch bei den Referenztechnologien dynamisch zu einer Senkung der spezifischen THG-Emissionen.) Die Bandbreiten in den folgenden Darstellungen ergeben sich aus den unterschiedlichen Preisen der mit der jeweils betrachteten Technologie nutzbaren Rohstoffe. Die Balken repräsentieren die (ungewichteten) Mittelwerte.

Bereits bei Heizanlagen (Abbildung 5-18) zeigt sich, dass die Art der eingesetzten Rohstoffe einen wesentlichen Einfluss auf die THG-Bilanz hat (siehe Abbildung 3-38 und Abbildung 3-39). Aufgrund der geringen vorgelagerten Emissionen von Scheitholz und Hackgut verschiedener Herkunft (WHG, SNP, Altholz etc.) weisen die „klassischen“ Biomasse-Heizsysteme sehr hohe THG-Einsparungen (typisch 90 % oder 0,3 t CO₂-Äquivalent pro MWh thermisch) auf. Bei Pellets ergibt sich eine etwas größere Bandbreite, da bei der Pelletierung feuchter Rohstoffe eine relativ energieaufwändige Trocknung erforderlich ist. Im Durchschnitt sind jedoch auch mit Pellets THG-Einsparungen von knapp 90 % erzielbar. Large scale Anlagen weisen aufgrund der höheren Jahresnutzungsgrade bessere Bilanzen auf. Deutlich niedriger sind die THG-Einsparungen, wenn landwirtschaftliche Energiepflanzen wie Getreidekorn oder Ölsaaten eingesetzt werden. Bei Gaskesseln, welche mit („virtuellem“) eingespeistem Biogas befeuert werden, spielt die Art des Biogassubstrats

eine wesentliche Rolle. Bei Kofermentation von Pflanzenresten oder biogenen Abfällen mit Wirtschaftsdünger sind die höchsten Einsparungen erzielbar.

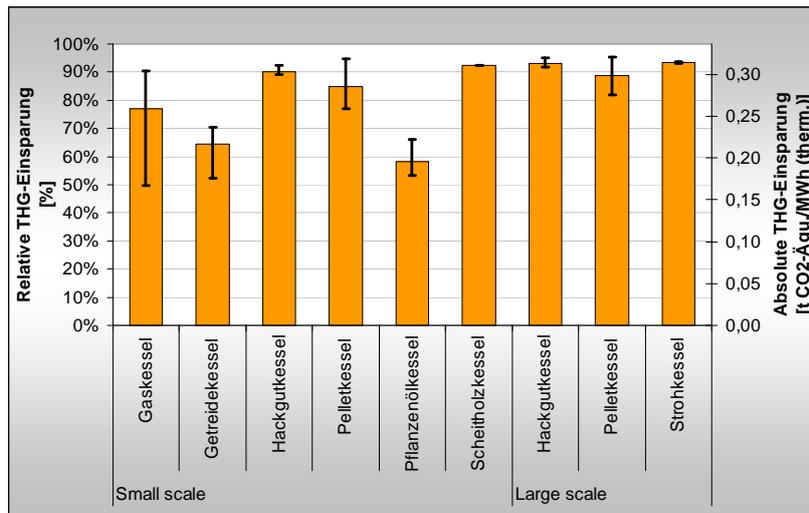


Abbildung 5-18: Relative und absolute THG-Einsparungen mit Biomasse-Heizanlagen (Referenzemissionen gemäß Abbildung 5-11; Bezugsjahr: 2010)

Quellen: Eigene Berechnungen auf Basis von IER 2007, Joanneum Research 1999, Öko-Institut 2007, Gustavson et al. 2007

Abbildung 5-19 veranschaulicht die THG-Einsparungen, welche bei der Stromproduktion mit Biomasse-KWK-Anlagen erreicht werden. „THG-Emissionsgutschriften“ für die Nutzung der Abwärme sind sowohl bei Biomasse-Anlagen, als auch beim Referenzsystem berücksichtigt (siehe Abbildung 5-11). Da die Einsparungen auf den Stromoutput bezogen sind, und das Verhältnis von Wärme- zu Stromerzeugung bei den meisten Biomasse-KWK-Anlagen deutlich höher ist als beim Referenzsystem, ergeben sich relative Einsparungen von über 100 %. (Bei KWK-Technologien mit sehr hohem Wärmeoutput, wie Heizanlagen mit Stirlingmotoren oder ORC-Anlagen sind die Einsparungen in dieser Darstellung daher besonders hoch.)

Die mit steigender Anlagengröße sinkenden THG-Einsparungen bei einigen Anlagentypen sind auf folgende Modellannahme zurückzuführen: Es wird generell unterstellt, dass größere Anlagen zumindest zeitweise stromgeführt betrieben werden. Dadurch kann aufgrund der höheren Anzahl an Volllaststunden eine bessere Wirtschaftlichkeit erzielt werden, gleichzeitig wird jedoch in Kauf genommen, dass ein geringerer Anteil des Wärmeoutputs genutzt wird, als bei wärmegeführtem Betrieb.

Aufgrund der unterschiedlichen Bezugsgrößen in Abbildung 5-18 und Abbildung 5-19 können auf Basis dieser Darstellungen keine Aussagen darüber gemacht werden, ob die reine Wärmeerzeugung oder die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung hinsichtlich THG-Einsparungen effizienter ist. Wird als Bezugsgröße die eingesetzte Primärenergie herangezogen, ist ein direkter Vergleich möglich; jedoch nur zwischen Anlagen mit der gleichen Rohstoffbasis. Für Hackgut erfolgt ein derartiger Vergleich am Ende dieses Abschnitts.

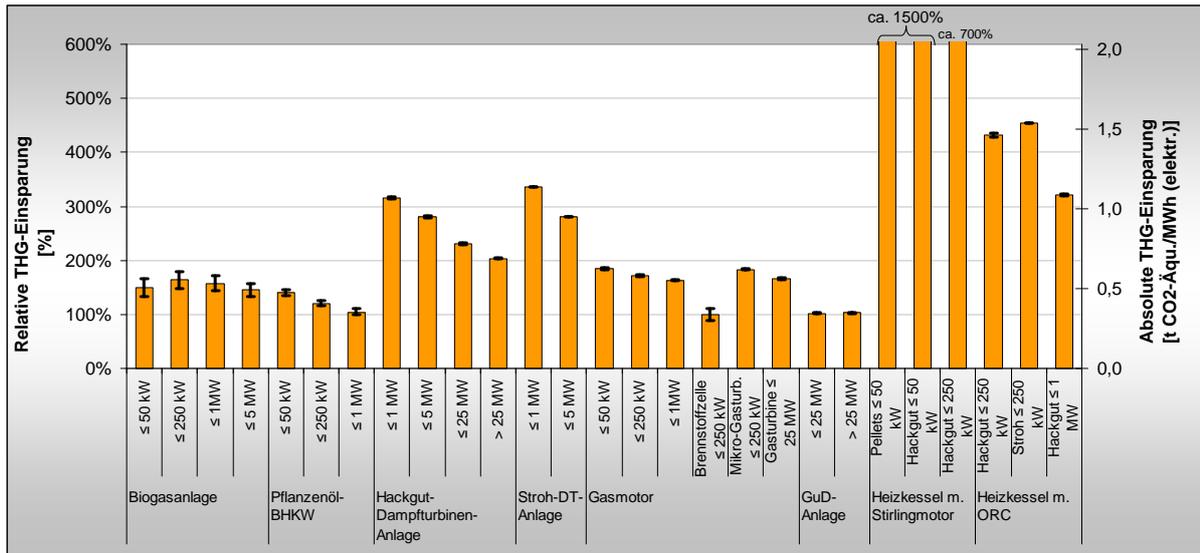


Abbildung 5-19: THG-Einsparungen bei Erzeugung von elektrischer Energie mit Biomasse-KWK-Anlagen, bezogen auf den Stromoutput (Referenzemissionen gemäß Abbildung 5-11; Bezugsjahr: 2010)

Quellen: Eigene Berechnungen auf Basis von IER 2007, Joanneum Research 1999, Öko-Institut 2007, Gustavson et al. 2007

Bei biogenen Kraftstoffen gestaltet sich die Erstellung von THG-Bilanzen aufgrund unterschiedlicher Anlagenkonfigurationen und der Berücksichtigung verschiedener Nebenprodukte (wie z.B. DDGS bei Ethanol- oder Glycerol bei Biodieselanlagen) im Allgemeinen komplexer als bei Heiz- und KWK-Anlagen. Es existieren unterschiedliche Methoden zur Berücksichtigung von Nebenprodukten, die zum Teil zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen führen können. (Für einen Überblick über die wichtigsten Methoden sei auf [Schmitz 2005a] verwiesen.) Folglich sind auch die Ergebnisse von THG-Bilanzen biogener Kraftstoffe in der Literatur zum Teil recht unterschiedlich. Abbildung 5-20 gibt einen Überblick über die Bandbreiten für die im Rahmen des Projektes berücksichtigten Kraftstoffe.

Aufgrund dieser großen Bandbreiten wurde auf die im Vorschlag der „EU Richtlinie zur Nutzung von Energie aus Erneuerbaren Quellen“ (KOM(2008) 19) [EC 2008] angegebenen „typischen“ Einsparungen zurückgegriffen.

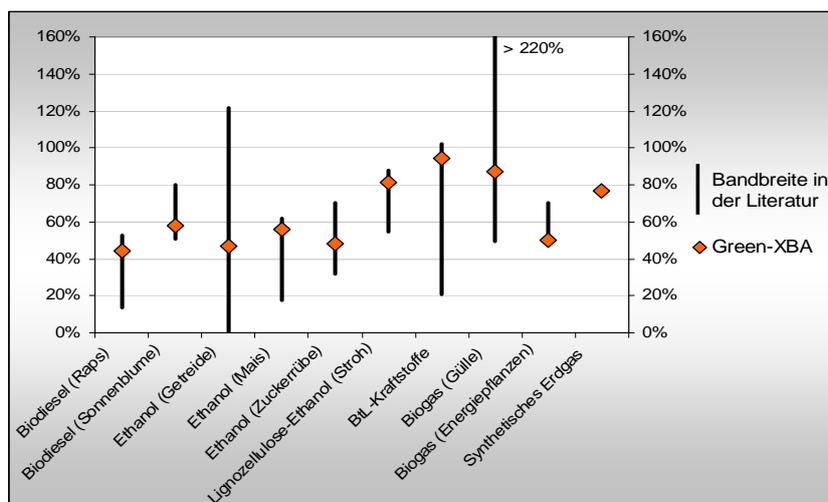


Abbildung 5-20: Relative THG-Einsparungen mit biogenen Kraftstoffen (Bezugsjahr: 2010)

Quellen: IER/Universität Stuttgart, Zah et al. 2007, Jungbluth et al. 2008, Jungmeier et al. 2003, Edwards et al. 2007, IEA 2004, EC 2008

Abbildung 5-21 zeigt einen Vergleich der THG-Reduktionen ausgewählter Bioenergiesysteme auf Basis von lignozellulosehaltiger Biomasse, bezogen auf den Primärenergieinput. Der Ansatz dabei war, die Nutz- bzw. Endenergiemenge, die jeweils mit einer MWh an biogener Primärenergie bereitgestellt werden kann, zu bestimmen und daraus zu ermitteln, welche Treibhausgasreduktion durch die Substitution eines bestimmten fossilen Referenzsystems erzielt werden kann. Dadurch ist der direkte Vergleich der THG-Reduktion, welche mit der Nutzung einer MWh Biomasse in reinen Heizanlagen, KWK-Anlagen und Biokraftstoff-Produktionsanlagen erzielt werden kann, möglich. Es zeigt sich, dass im Mittel mit der Wärmebereitstellung die höchsten THG-Reduktionen erreicht werden können, während dieser Wert für die Kraftstoffe am geringsten ist. Allerdings bestehen bei allen Systemen nicht unerhebliche Abweichungen, die im Wesentlichen durch unterschiedliche Referenzsysteme (z.B. modernes GuD-Kraftwerk vs. Kohlekraftwerk), Wärmauskopplung bei KWK-Anlagen oder Art und Konversionsverfahren der biogenen Rohstoffe resultieren. So kann beispielsweise mit einer KWK-Anlage mit vollständiger Abwärmenutzung durchaus eine höhere THG-Einsparung erzielt werden, als mit einer reinen Heizanlage (selbst wenn als Referenzsystem für Strom ein modernes GuD-Kraftwerk herangezogen wird).

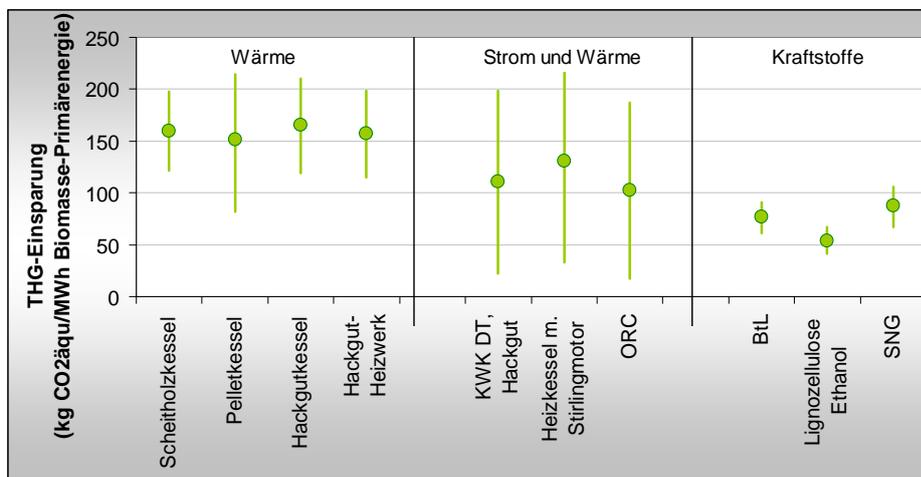


Abbildung 5-21: Vergleich der Treibhausgasreduktionen, die mit einer MWh holzartiger Biomasse erzielt werden können

6 Modellergebnisse – Szenarien

Im Rahmen des Projektes wurden zahlreiche Simulationsläufe und Detail- bzw. Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Diese unterscheiden sich einerseits hinsichtlich der im vorigen Kapitel dargestellten exogen vorgegebenen Rahmenbedingungen (z.B. Preisszenarien), andererseits hinsichtlich der Förderregime. Letztere repräsentieren die Rolle der Politik mit ihren verschiedenen Optionen, um das Bioenergiesystem zu steuern und es so in unterschiedliche Pfade zu lenken. Durch entsprechende Anpassung des Förderregimes im Modell können also unterschiedlicher Biomasse-Nutzungspfade simuliert werden.

Zu den Simulationsergebnissen ist anzumerken, dass die zum Teil in den Darstellungen der Ergebnisse inkludierten historischen Zeitreihen weitgehend auf eigenen Berechnungen basieren. Die wesentlichsten Unterschiede zu Daten von Statistik Austria bzw. Eurostat sind:

- Energieerzeugung aus Ablauge der Papierindustrie sowie aus Müll, Klär- und Deponiegas ist im Modell nicht berücksichtigt und daher auch in den historischen Zeitreihen und Modellergebnissen nicht inkludiert.
- Der „Primärenergieverbrauch“ in den Simulationsergebnissen entspricht im Wesentlichen dem „Bruttoinlandsverbrauch“ nach Statistik Austria bzw. Eurostat. Ein gravierender Unterschied ergibt sich jedoch bei Biokraftstoffen, da in unseren Darstellungen der Primärenergieinhalt der eingesetzten Rohstoffe, in Statistiken des Bruttoinlandsverbrauchs hingegen der Heizwert der Kraftstoffe ausgewiesen wird.
- Gewisse Abweichungen ergeben sich auch bei der Wärmebereitstellung, da die von uns verwendete Zeitreihe auf einer bottom-up Rechnung der installierten Heizsysteme basiert.

Von wesentlicher Bedeutung bei der Auswertung der Simulationen sind Kostenbetrachtungen bzw. -vergleiche. Wir verwenden den **Begriff „Kosten“** dabei prinzipiell für die monetären Energiegestehungskosten, welche der Betreiber einer Bioenergie- (bzw. Referenz-) Anlage zu tragen hat, bzw. für die Differenz der Kosten, die aus dem Betrieb einer Biomasse-Anlage entstehen und jenen, die mit einem Referenz-System verbunden sind. Insbesondere diese Kostendifferenz ist in dem Konzept dieses Projekts ausschlaggebend für die Wirtschaftlichkeit eines bestimmten Systems sowie auch die gesamtwirtschaftlichen monetären Kosten, die daraus resultieren.

Wir behandeln in diesem Projekt nicht die Fragen, welche Förderkosten anfallen, welche externen Kosten mit den Systemen in Verbindung stehen sowie mit welchen makroökonomische Kosten zu rechnen ist, die unter Berücksichtigung von Auswirkungen auf das Wirtschaftswachstum, Beschäftigung etc. entstehen.

Bei sämtlichen Kosten handelt es sich um inflationsbereinigte Werte mit dem Bezugsjahr 2007 (€₂₀₀₇).

Die Beschreibungen der Simulationsläufe sind folgendermaßen strukturiert: Zunächst werden Niedrigpreis-Szenarien mit unterschiedlichen Förderregimen dargestellt (Abschnitt 6.1). Bei der ersten Simulation handelt es sich um ein *No-Policy Szenario*, d.h. es wird die Entwicklung des Biomassesektors unter der Annahme, dass nach 2010 keinerlei Fördermaßnahmen für Bioenergie bestehen, simuliert. Im *Heat-and-Power Szenario* werden Biomasse-KWK-Anlagen über Einspeisetarife und small-scale Heizanlagen über Investitionszuschüsse gefördert. Beim *Balanced-Policy Szenario* ist zudem eine verpflichtende Biokraftstoff-Quote von 10 % ab 2020 vorgegeben, was dem Vorschlag der EU Richtlinie zur Nutzung von Energie aus Erneuerbaren Quellen (KOM(2008) 19) entspricht.

Es folgen Szenarien mit denselben Rahmenbedingungen, jedoch unter der Annahme des Hochpreis-Szenarios (Abschnitt 6.2). Außerdem ist hier im Gegensatz zu den vorigen Simulationen anstelle des Baseline-Szenarios für den Energiebedarf das Effizienz-Szenario

nach Primes unterstellt (siehe Kapitel 5.2.1). Tabelle 6-1 gibt einen Überblick über die Simulationen, deren exogene Szenarioparameter und die jeweils vorgegebenen Fördermechanismen. Die konkreten Bedeutungen der in dieser Tabelle verwendeten Begriffe („Low“, „Baseline“ etc.) zur Beschreibung der exogenen Szenarioannahmen sind in den Kapiteln 5.2.1 bis 5.2.4 definiert.

Tabelle 6-1: Überblick über die Szenarien und deren exogene Inputparameter

Bezeichnung	Preis-szenario	Szenario Energiebedarf	Biomasse-Rohstoffpotenziale		Förderungen			
			Inländisches Potenzial	Import-potenzial	Heizanlagen ≤ 100kW	Heizanlagen > 100kW	KWK	Bio-kraftstoffe
Basis-Szenarien								
1-1 No-Policy	Low	Baseline	Baseline	Baseline	No	No	No	No
1-2 Heat-and-Power	Low	Baseline	Baseline	Baseline	Moderate	No	High	No
1-3 Balanced-Policy	Low	Baseline	Baseline	Baseline	Moderate	No	Moderate	Moderate
1-4 Transport	Low	Baseline	Baseline	Baseline	Moderate	No	Moderate	High
Hochpreis-Effizienz-Szenarien								
2-1 No-Policy	High	Effizienz	Baseline	Baseline	No	No	No	No
2-2 Heat-and-Power	High	Effizienz	Baseline	Baseline	Moderate	No	High	No
2-3 Balanced-Policy	High	Effizienz	Baseline	Baseline	Moderate	No	Moderate	Moderate
2-4 Transport	High	Effizienz	Baseline	Baseline	Moderate	No	Moderate	High

In Abschnitt 6.3 werden schließlich Sensitivitätsanalysen zu verschiedenen Einflussfaktoren wie Biomasse-Preise oder Potenziale sowie Detailanalysen dargestellt.

6.1 Niedrigpreis-Szenarien

Im Folgenden werden Szenarien des Bioenergiesektors in Österreich erläutert, welche sich unter der Annahme einer moderaten Preisentwicklung der Energieträger ergeben. Aufgrund der nur geringfügig steigenden Energiepreise wird in diesen Szenarien gleichzeitig davon ausgegangen, dass es zu keiner wesentlichen Erhöhung der Energieeffizienz, sondern einem weiteren Anstieg des Energieverbrauchs kommt. Für den Energieverbrauch ist daher das auf [Capros et al. 2008] basierende Baseline-Szenario unterstellt.

Wie oben beschrieben, werden ein *No-Policy*, ein *Heat-and-Power*, ein *Balanced-Policy* sowie ein *Transport* Szenario dargestellt.

Simulation 1-1: No-Policy Szenario

Niedrigpreisszenario

Das *No-Policy* Szenario beruht auf der Annahme, dass ab 2010 keinerlei Förderungen für Bioenergie bestehen. Deshalb werden in diesem Szenario (gemäß der kostenseitigen Optimierung) nur Bioenergie-Anlagen errichtet, welche ohne Förderungen wirtschaftlich sind. Dadurch wird einerseits nur ein relativ niedriger Anteil von Bioenergie in der Gesamtenergieversorgung erreicht, andererseits ist dieses Szenario durch gute ökonomische Effizienz des Biomassesektors bzw. geringe THG-Reduktionskosten gekennzeichnet.

Tabelle 6-2: Exogene Szenarioparameter des No-Policy Szenarios

Preisszenario:	<input checked="" type="radio"/> Low	<input type="radio"/> High
Energiebedarf:	<input checked="" type="radio"/> Baseline	<input type="radio"/> Effizienz <input type="radio"/> max. Eff.
Biomasse-Rohstoffpotenziale:		
Inländisches Potenzial:	<input type="radio"/> Low	<input checked="" type="radio"/> Baseline <input type="radio"/> High
Importpotenzial	<input type="radio"/> No	<input checked="" type="radio"/> Baseline
Förderungen:		
Heizanlagen ≤ 100kW	<input checked="" type="radio"/> No	<input type="radio"/> Moderate <input type="radio"/> High
Heizanlagen > 100kW	<input checked="" type="radio"/> No	<input type="radio"/> Moderate <input type="radio"/> High
KWK	<input checked="" type="radio"/> No	<input type="radio"/> Moderate <input type="radio"/> High
Biokraftstoffe	<input checked="" type="radio"/> No	<input type="radio"/> Moderate <input type="radio"/> High

In Abbildung 6-1 ist die Entwicklung des Biomasse-Primärenergieverbrauchs dargestellt. Es zeigt sich, dass nach Ende der Lebensdauer der bestehenden Biokraftstoffanlagen keine Rohstoffe zur Produktion von Biokraftstoffen eingesetzt werden (d.h. es werden bei Wegfall der Quote keine neuen Anlagen errichtet, da kein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist). Ebenso geht die Bedeutung von Biomasse-KWK-Anlagen deutlich zurück. Neuanlagen werden nur bei sehr günstiger Rohstoffversorgung errichtet, daher ist der Anteil von Biomasse-KWK nach 2020 sehr gering. Aufgrund technologischen Fortschritts und steigender Preise für fossile Brennstoffe nimmt er nach 2030 langsam zu. Zu einer Zunahme des Ressourceneinsatzes kommt es sowohl bei small-scale, als auch bei large-scale Heizanlagen, da diese auch ohne Förderungen mit den fossilen Referenzsystemen konkurrieren können.

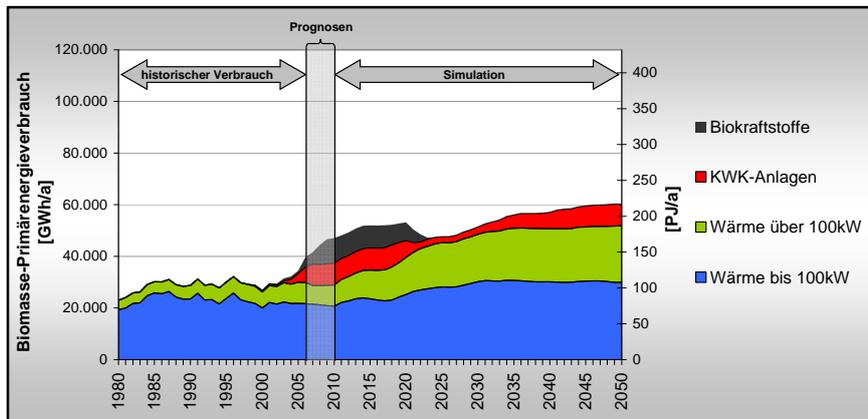


Abbildung 6-1: Biomasse-Primärenergieverbrauch im No-Policy Szenario

Abbildung 6-2 zeigt die Entwicklung des energetischen Outputs der Biomasseanlagen. Durch Vergleich mit Abbildung 6-1 ist bei Heizanlagen bis 100 kW, insbesondere im Zeitraum 1980 bis 2030, eine deutliche Effizienzsteigerung erkennbar. Das liegt in erster Linie daran, dass nach 2010 noch zahlreiche alte und ineffiziente Systeme durch moderne Heizanlagen ersetzt werden.

In Abbildung 6-3 ist dargestellt, welche Anteile von Bioenergie in den Sektoren Wärme, Strom und Straßenverkehr (Kraftstoffe) sowie am gesamten Bruttoinlandsverbrauch in dieser Simulation erreicht werden. Bei Strom und Kraftstoffen kommt es um 2020 aus den bereits erwähnten Gründen zu einem deutlichen Rückgang, während bei Wärme ein signifikanter Anstieg zu verzeichnen ist. Der Anteil von Bioenergie am gesamten Primärenergieverbrauch bleibt (ähnlich wie in der Vergangenheit) aufgrund des steigenden Energiekonsums relativ konstant.

Simulation 1.1: No-Policy Szenario (Fortsetzung)

Niedrigpreisszenario

In Abbildung 6-4 ist die zeitliche Entwicklung der durchschnittlichen THG-Reduktionskosten in den einzelnen Sektoren sowie des gesamten Bioenergie-Sektors dargestellt. Es zeigt sich, dass die Reduktionskosten bei Biokraftstoffen weit über jenen bei reiner Wärme- und auch gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung liegen.

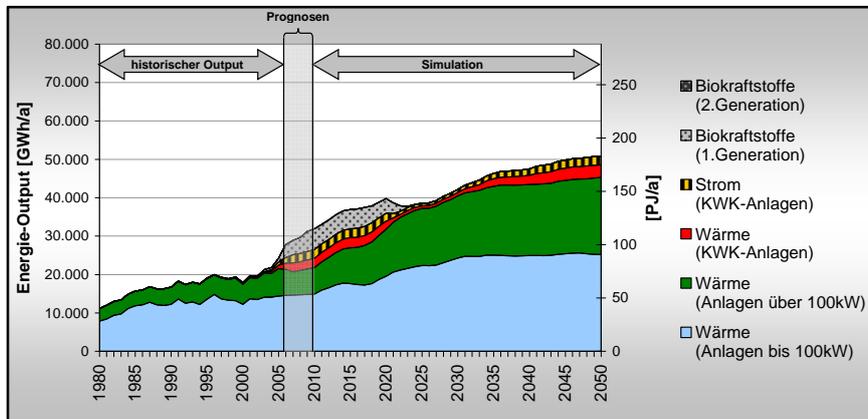


Abbildung 6-2: Energie-Output der Biomasseanlagen im No-Policy Szenario

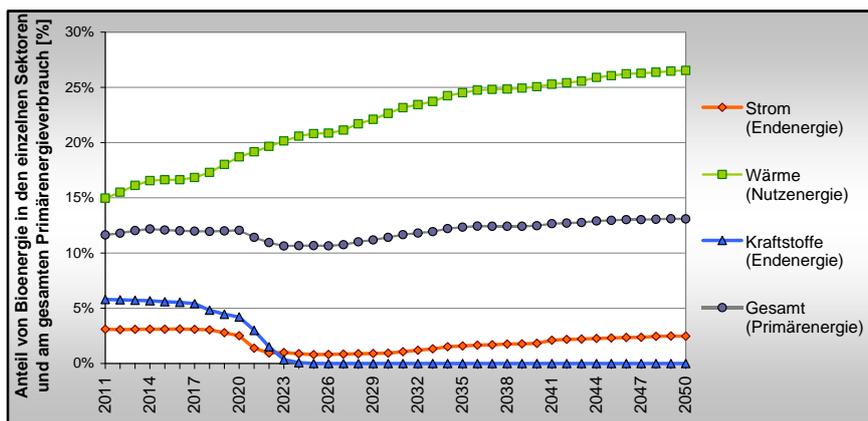


Abbildung 6-3: Anteil von Bioenergie in den einzelnen Sektoren und am gesamten Primärenergieverbrauch im No-Policy Szenario

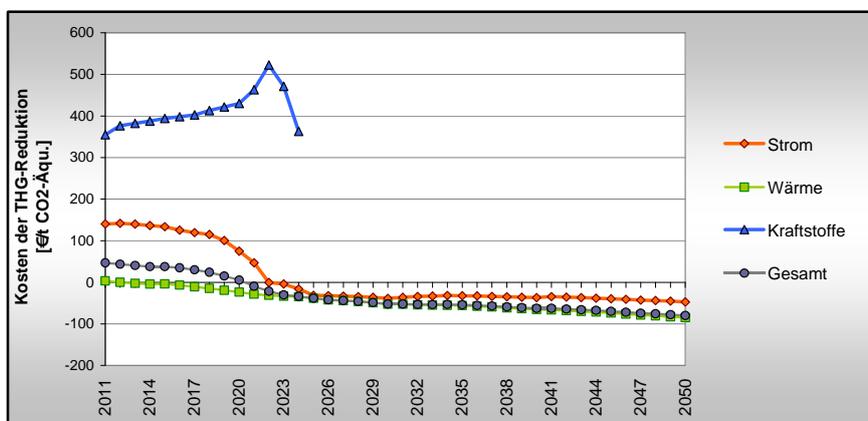


Abbildung 6-4: Durchschnittskosten der THG-Reduktion in den einzelnen Sektoren und des gesamten Bioenergie-Sektors im No-Policy Szenario

Simulation 1-2: Heat-and-Power Szenario

Niedrigpreisszenario

In diesem Szenario wird durch attraktive Einspeisetarife für Strom aus Biomasse der Fokus auf den Ausbau von KWK-Anlagen gelegt. Zusätzlich wird gegenüber dem *No-Policy* Szenario eine Investitionsförderung von 20 % für Biomasse-Heizanlagen bis 100 kW eingeführt. Reine Heizanlagen über 100 kW werden nicht gefördert (da der Wärmebedarf in diesem Leistungsbereich in erster Linie mit KWK-Wärme gedeckt werden soll) und es ist keine Quote für Biokraftstoffe vorgeschrieben.

Tabelle 6-3: Exogene Szenarioparameter des Heat-and-Power Szenarios

Preisszenario:	<input checked="" type="radio"/> Low	<input type="radio"/> High
Energiebedarf:	<input checked="" type="radio"/> Baseline	<input type="radio"/> Effizienz <input type="radio"/> max. Ef.
Biomasse-Rohstoffpotenziale:		
Inländisches Potenzial:	<input type="radio"/> Low	<input checked="" type="radio"/> Baseline <input type="radio"/> High
Importpotenzial	<input type="radio"/> No	<input checked="" type="radio"/> Baseline
Förderungen:		
Heizanlagen ≤ 100kW	<input type="radio"/> No	<input checked="" type="radio"/> Moderate <input type="radio"/> High
Heizanlagen > 100kW	<input checked="" type="radio"/> No	<input type="radio"/> Moderate <input type="radio"/> High
KWK	<input type="radio"/> No	<input type="radio"/> Moderate <input checked="" type="radio"/> High
Biokraftstoffe	<input checked="" type="radio"/> No	<input type="radio"/> Moderate <input type="radio"/> High

Die Effektivität der Einführung von Einspeisetarifen zeigt sich eindrucksvoll in den folgenden Abbildungen. Im Vergleich zum *No-Policy* Szenario kommt es bei der Stromerzeugung aus Biomasse zu einer Vervielfachung. Da der Primärenregieverbrauch von reinen Heizanlagen über den gesamten Zeitraum nur geringfügig ansteigt, ist der steigende Wärmeoutput von Heizanlagen (Abbildung 6-6) vor allem auf eine effizientere Nutzung der Brennstoffe zurückzuführen.

Mit einer Stromerzeugung von ca. 9 TWh/a in 2030 (und ca.10 TWh/a ab 2040) werden etwa 10 % des inländischen Strombedarfs durch Biomasse-KWK-Anlagen gedeckt. Die dabei erzeugte Wärmemenge ist beträchtlich; sie beträgt etwa ein Drittel der gesamten Biomasse-Wärme und fast ein Viertel des industriellen Wärmebedarfs im Jahr 2005 (Dampferzeugung und Industrieöfen). Die Identifizierung geeigneter Standorte für KWK-Anlagen (hoher, idealerweise ganzjähriger Wärmebedarf) ist daher unerlässlich für einen ambitionierten Ausbau der Biomasse-Verstromung. Der im Vergleich zum *No-Policy* Szenario geringere Ausbau bei „Wärme > 100 kW“ ist so zu interpretiert, dass dieser Wärmebedarf großteils aus KWK-Abwärme gedeckt wird.

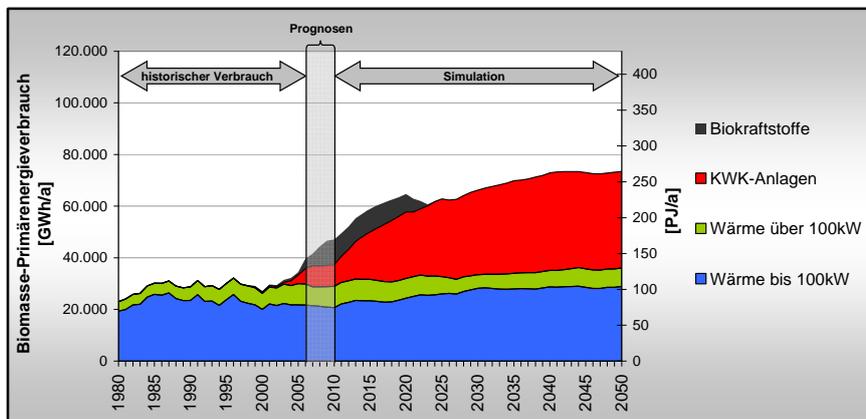


Abbildung 6-5: Biomasse-Primärenergieverbrauch im Heat-and-Power Szenario

Aus Abbildung 6-5 und Abbildung 6-7 ist ersichtlich, dass im Vergleich zum *No-Policy* Szenario nicht nur ein weitaus höherer Anteil an Strom aus Biomasse erzielt wird, sondern dass auch der Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch deutlich höher ist. D.h. es wird eine größere Menge fossiler Energieträger durch inländische Biomasseressourcen substituiert. Dies hat nicht zuletzt auch positive Auswirkungen auf Versorgungssicherheit und inländische Wertschöpfung.

Dem gegenüber steht der Förderbedarf für Biomasse-KWK. Da der Strom-Großhandelspreis im Niedrigpreisszenario über den gesamten Simulationszeitraum deutlich unter den Einspeisetarifen liegt (siehe Abschnitt 5.2.2 und 5.2.3), ergeben sich erhebliche Fördersummen. In der Simulation betragen sie im Jahr 2020 knapp 800 Mio €, 2040 bis 2050

Simulation 1-2: Heat-and-Power Szenario (Fortsetzung)

Niedrigpreisszenario

sogar 1.200 Mio € Zum Vergleich: 2007 betrug die Vergütung für Biomasse-Ökostromanlagen knapp 300 Mio € [E-Control 2008].

Die Förderung von Biomasse-KWK hat auch zur Folge, dass im Vergleich zum *No-Policy* Szenario auch Anlagen mit deutlich höheren Stromgestehungskosten errichtet und teurere Brennstofffraktionen genutzt werden. Dies schlägt sich unter anderem in den durchschnittlichen THG-Reduktionskosten nieder (Abbildung 6-8).

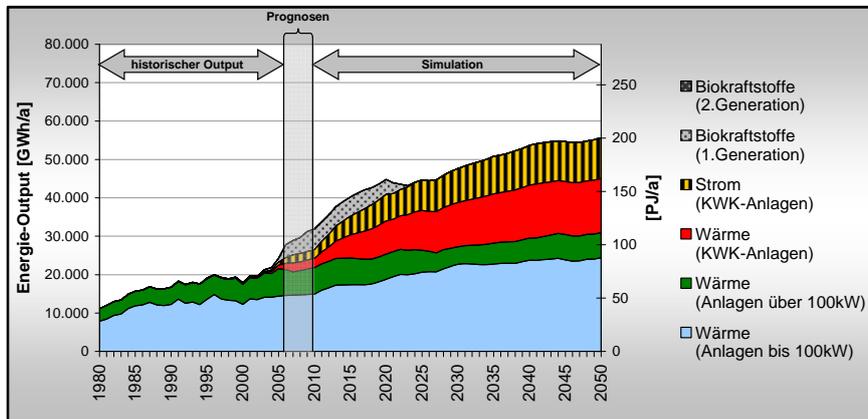


Abbildung 6-6: Energie-Output der Biomasseanlagen im Heat-and-Power Szenario

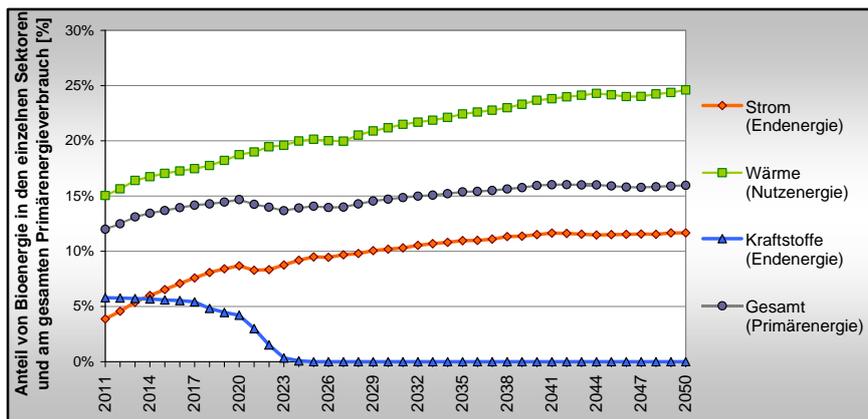


Abbildung 6-7: Anteil von Bioenergie in den einzelnen Sektoren und am gesamten Primärenergieverbrauch im Heat-and-Power Szenario

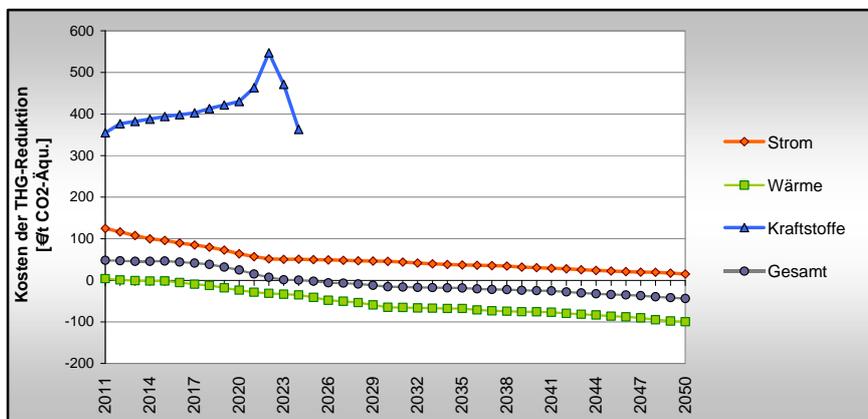


Abbildung 6-8: Durchschnittskosten der THG-Reduktion in den einzelnen Sektoren und des gesamten Bioenergie-Sektors im Heat-and-Power Szenario

Simulation 1-3: *Balanced-Policy* Szenario

Niedrigpreisszenario

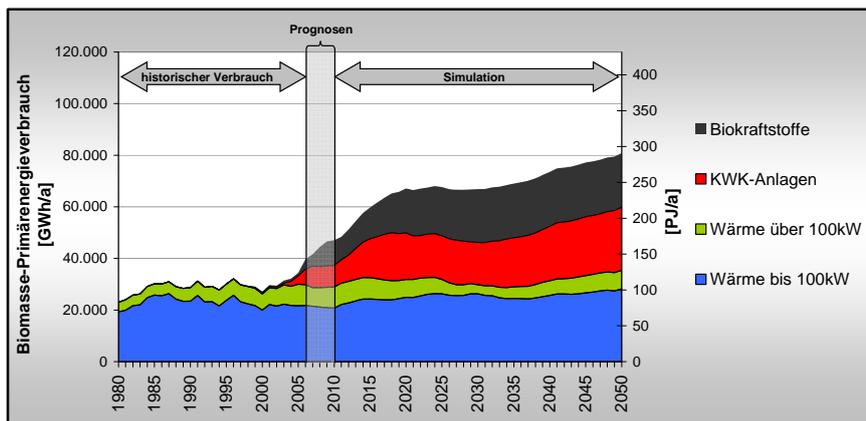
Im diesem Szenario wurde zusätzlich zu den Förderungen für Heizanlagen bis 100 kW und KWK-Anlagen eine Biokraftstoffquote in der Höhe von 10 % ab 2020 eingeführt. Dieser Anteil entspricht der Zielsetzung der Europäischen Kommission (KOM (2008)19). Die Einspeisetarife sind hier geringfügig niedriger angesetzt als in Simulation 1-2 (um 10 bis 20 €/MWh). Dieses Szenario entspricht in etwa einer Fortsetzung der derzeit bestehenden Förderstrategien.⁷⁷

*Tabelle 6-4: Exogene Szenarioparameter des *Balanced-Policy* Szenarios*

Preisszenario:	<input checked="" type="radio"/> Low	<input type="radio"/> High
Energiebedarf:	<input checked="" type="radio"/> Baseline	<input type="radio"/> Effizienz <input type="radio"/> max. Ef.
Biomasse-Rohstoffpotenziale:		
Inländisches Potenzial:	<input type="radio"/> Low	<input checked="" type="radio"/> Baseline <input type="radio"/> High
Importpotenzial	<input type="radio"/> No	<input checked="" type="radio"/> Baseline
Förderungen:		
Heizanlagen ≤ 100kW	<input type="radio"/> No	<input checked="" type="radio"/> Moderate <input type="radio"/> High
Heizanlagen > 100kW	<input checked="" type="radio"/> No	<input type="radio"/> Moderate <input type="radio"/> High
KWK	<input type="radio"/> No	<input checked="" type="radio"/> Moderate <input type="radio"/> High
Biokraftstoffe	<input type="radio"/> No	<input checked="" type="radio"/> Moderate <input type="radio"/> High

Die Ergebnisse der Simulation zeigen, dass aufgrund der verpflichtenden Quote erhebliche Mengen an Biomasseressourcen zur Produktion von Biokraftstoffen eingesetzt werden. Eine wesentliche Annahme bei diesen Szenarien ist, dass ab 2015 Großanlagen zur Produktion von Biokraftstoffen der 2.Generation Stand der Technik sind. Daher kommt es, wie in Abbildung 6-10 ersichtlich, ab 2015 zu einer weitgehenden Verdrängung der 1.Generation. Neben der 2. Biokraftstoff-Generation gewinnt außerdem SNG aus anaerober Fermentation an Bedeutung.

Da zur Herstellung von Biokraftstoffen der 2.Generation praktisch jede Art von Lignozellulose genutzt werden kann, kommt es in diesem Szenario zu einer gesteigerten Konkurrenz um die inländischen Biomasseressourcen. Letztendlich wird dadurch der Ausbau in den Sektoren Strom und Wärme durch die vorgeschriebene Biokraftstoffquote eingeschränkt. (vgl. Abbildung 6-11 und Abbildung 6-7 im *Heat-and-Power* Szenario), was sich negativ auf die wirtschaftliche Effizienz des Biomassesektors auswirkt. Die durchschnittlichen Kosten der Treibhausgaseinsparung sind in dieser Simulation deutlich höher als in den vorigen. Zwar bringt der Umstieg von der ersten zur zweiten Biokraftstoffgeneration in dieser Hinsicht eine signifikante Verbesserung (Abbildung 6-12), im Vergleich zur Wärme- und gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung bleibt der Einsatz von Bioenergie im Verkehrssektor hinsichtlich THG-Einsparungen jedoch auch langfristig höchst ineffizient (siehe Szenarienvergleich am Ende dieses Abschnitts).



*Abbildung 6-9: Biomasse-Primärenergieverbrauch im *Balanced-Policy* Szenario*

⁷⁷ Aufgrund des Aggregierungsgrads des Modells und den regional unterschiedlichen Förderungen für Heizanlagen ist eine 100%-ige Abbildung der derzeitigen Fördermechanismen im Modell nicht möglich.

Simulation 1-3: *Balanced-Policy Szenario* (Fortsetzung)

Niedrigpreisszenario

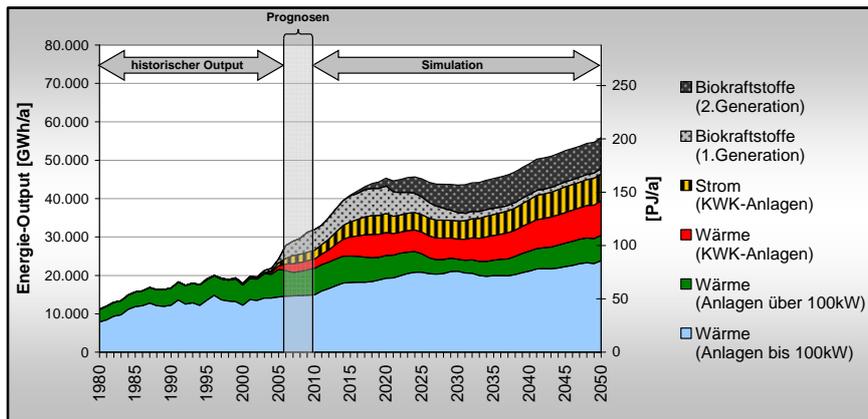


Abbildung 6-10: Energie-Output der Biomasseanlagen im *Balanced-Policy Szenario*

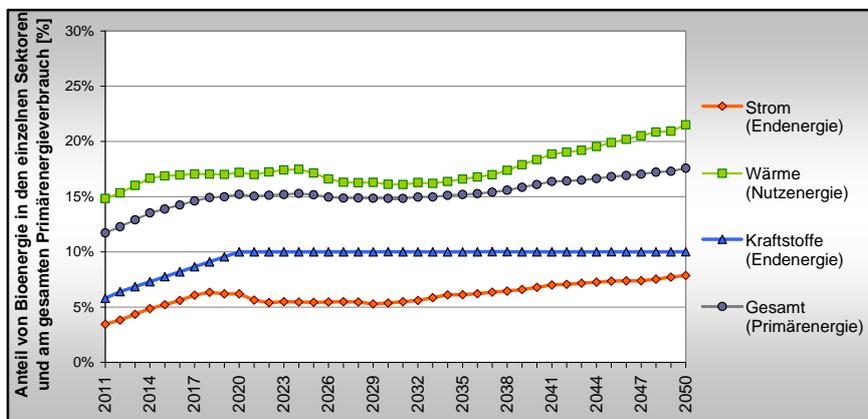


Abbildung 6-11: Anteil von Bioenergie in den einzelnen Sektoren und am gesamten Primärenergieverbrauch im *Balanced-Policy Szenario*

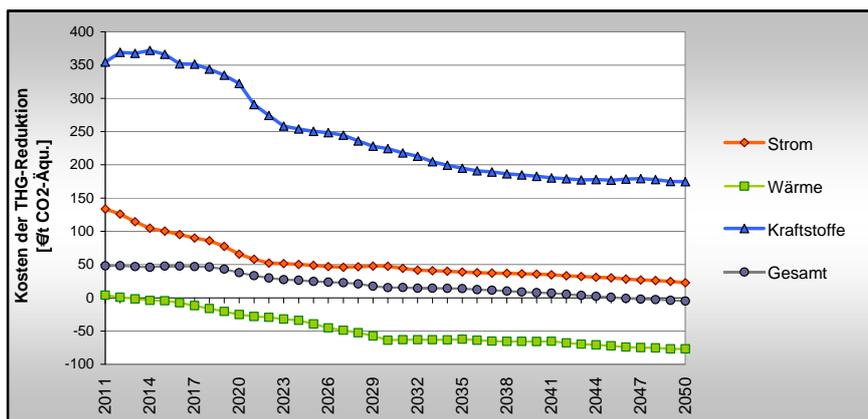


Abbildung 6-12: Durchschnittskosten der THG-Reduktion in den einzelnen Sektoren und des gesamten Bioenergie-Sektors im *Heat-and-Power Szenario*

Simulation 1-4: Transport Szenario

Niedrigpreisszenario

In diesem Szenario werden mit der Vorgabe einer Biokraftstoffquote von 30 % ab 2030 die Effekte eines sehr ambitionierten Biokraftstoffprogramms simuliert. Wie auch im *Balanced-Policy* Szenario werden auch Heizanlagen bis 100 kW und Biomasse-KWK-Anlagen in moderatem Ausmaß gefördert. Bisher wurden in Österreich recht ambitionierte Zielsetzungen im Bereich Biokraftstoffe verfolgt. Ob dieser Schwerpunkt im Fall Österreich sinnvoll ist, soll mit diesem Szenario beleuchtet werden.

Tabelle 6-5: Exogene Szenarioparameter des Transport Szenarios

Preisszenario:	<input checked="" type="radio"/> Low	<input type="radio"/> High
Energiebedarf:	<input checked="" type="radio"/> Baseline	<input type="radio"/> Effizienz <input type="radio"/> max. Ef.
Biomasse-Rohstoffpotenziale:		
Inländisches Potenzial:	<input type="radio"/> Low	<input checked="" type="radio"/> Baseline <input type="radio"/> High
Importpotenzial	<input type="radio"/> No	<input checked="" type="radio"/> Baseline
Förderungen:		
Heizanlagen ≤ 100kW	<input type="radio"/> No	<input checked="" type="radio"/> Moderate <input type="radio"/> High
Heizanlagen > 100kW	<input checked="" type="radio"/> No	<input type="radio"/> Moderate <input type="radio"/> High
KWK	<input type="radio"/> No	<input checked="" type="radio"/> Moderate <input type="radio"/> High
Biokraftstoffe	<input type="radio"/> No	<input type="radio"/> Moderate <input checked="" type="radio"/> High

Da die inländischen Ressourcen zur Produktion von Biokraftstoffen äußerst beschränkt sind, musste bereits in der Vergangenheit der Großteil der Rohstoffe importiert werden. Der zu erwartende Umstieg auf Biokraftstoffen der 2.Generation wird jedoch eine signifikante Verbreiterung der Rohstoffbasis mit sich bringen.

Dass ein ambitioniertes Biokraftstoffprogramm in Österreich trotzdem nur auf Basis von Importen möglich ist, veranschaulichen die Ergebnisse dieser Simulation. Bereits bei einer Quote von 20 %, welche hier für das Jahr 2020 festgelegt ist, wird etwa die Hälfte des gesamten energetischen Biomasseverbrauchs zur Kraftstoffproduktion eingesetzt (Abbildung 6-13). Dadurch wird der Ausbau im Stromsektor deutlich eingeschränkt und bei Wärme kommt es sogar zu einem signifikanten Rückgang (siehe Abbildung 6-15).

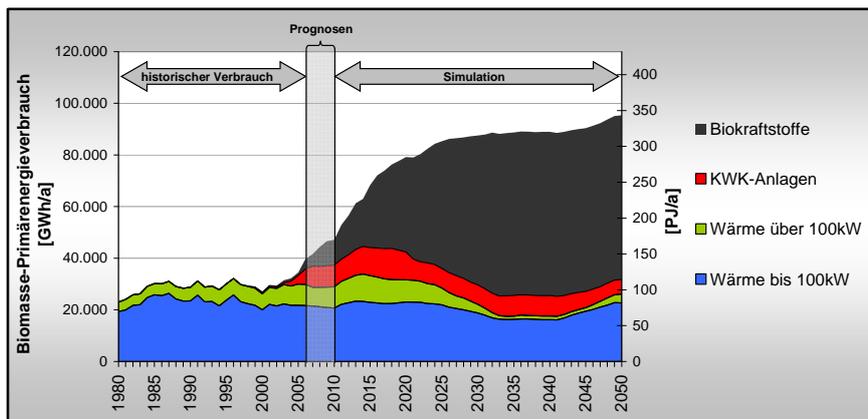


Abbildung 6-13: Biomasse-Primärenergieverbrauch im Transport Szenario

Es wird also durch die Einführung einer ambitionierten Biokraftstoffquote der Ausbau des Biomassesektors von Wärme und Strom in den Transportsektor verlagert. Bei Betrachtung von Abbildung 6-16 wird klar, dass eine derartige Verlagerung (hinsichtlich der im Rahmen des Projektes als Hauptkriterien erachteten Parametern, nämlich THG-Reduktion und ökonomische Effizienz) nicht sinnvoll sein kann. Zumindest nicht solange entsprechende nachfrageseitige Potenziale für Wärme aus Biomasse bestehen, was nicht nur im hier unterstellten Basisszenario, sondern sogar im Effizienz-Szenario der Fall ist (siehe Simulation 2-4).

Es stellt sich die Frage ob die unterstellten Modellannahmen bezüglich Importe (beschränkte Rohstoffimportpotenziale, keine Importe von Kraftstoffen) für dieses Szenario gerechtfertigt sind. Tatsache ist, dass die Rahmenbedingungen für die Produktion von Biokraftstoffen in Österreich nicht besonders günstig sind (Kosten, Rohstoffpotenziale etc.). In dieser Simulation kommt es zeitweise zu einer Ausschöpfung der unterstellten Hackgut-Importpotenziale. In der Realität wären steigende Importe von Biokraftstoffen wahrscheinlicher. Dadurch würde die in diesem Szenario vorherrschende Rohstoffkonkurrenz abgeschwächt werden, und es würde

Simulation 1-4: Transport Szenario (Fortsetzung)

Niedrigpreisszenario

vermutlich nicht zu dem starken Rückgang im Wärmebereich kommen. Unklar bleibt jedoch auch, bis zu welchem Ausmaß die EU-weite bzw. globale Nachfragesteigerung nach biogenen Ressourcen mit möglichen Importen zu vertretbaren Kosten vereinbar ist. Trotzdem kann aus diese Simulation geschlossen werden, dass ambitionierte Biokraftstoffquoten nicht Teil einer Strategie zur optimalen Nutzung der Inländischen Ressourcen sein können.

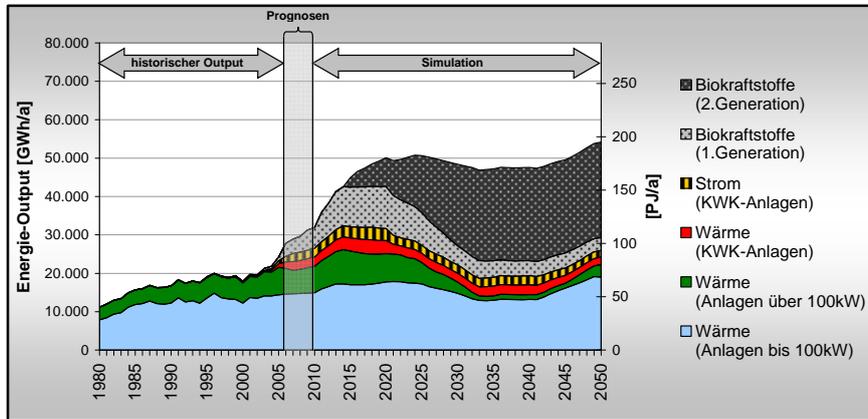


Abbildung 6-14: Energie-Output der Biomasseanlagen im Transport Szenario

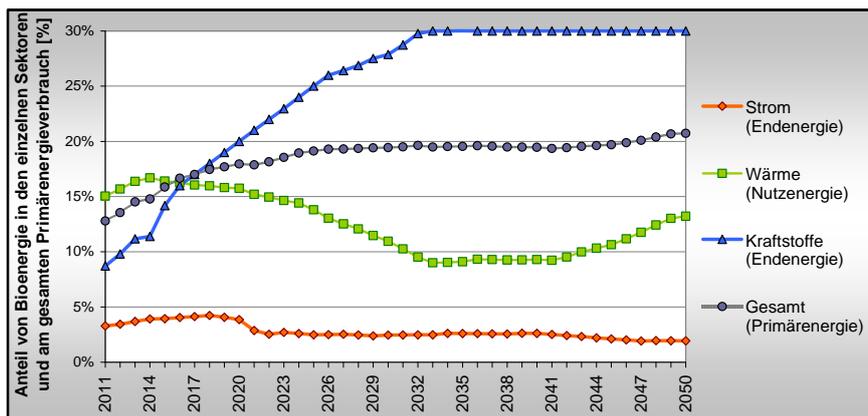


Abbildung 6-15: Anteil von Bioenergie in den einzelnen Sektoren und am gesamten Primärenergieverbrauch im Transport Szenario

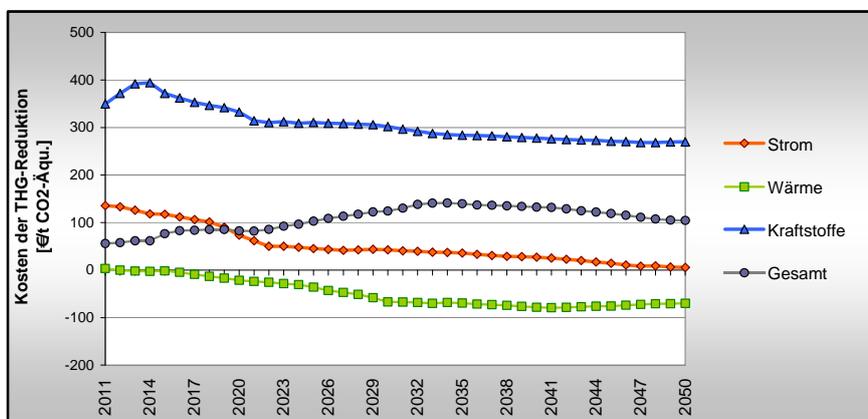


Abbildung 6-16: Durchschnittskosten der THG-Reduktion in den einzelnen Sektoren und des gesamten Bioenergie-Sektors im Transport Szenario

Gegenüberstellung und Interpretation der Niedrigpreisszenarien

Im Folgenden werden die Ergebnisse obiger Basisszenarien gegenübergestellt. In Abbildung 6-17 sind die sich in den vier Niedrigpreisszenarien ergebenden zeitlichen Entwicklungen der gesamten, durch die Nutzung von Bioenergie eingesparten THG-Emissionen und die durchschnittlichen Reduktionskosten dargestellt.

Hinsichtlich der eingesparten THG-Emissionen unterscheiden sich die Simulationen nur relativ geringfügig voneinander. Das *No-Policy* Szenario zeigt aufgrund des relativ langsamen Ausbaus erwartungsgemäß die geringste Einsparung, allerdings nur bis 2030. Danach weist das *Transport* Szenario, welches in der ersten Dekade die höchste THG-Einsparung zeigt, die geringste Reduktion auf. Der Grund für diese Entwicklung liegt darin, dass es im *Transport* Szenario aufgrund der hohen Biokraftstoffquote bis 2020 zum schnellsten Ausbau des Biomassesektors kommt. Aufgrund der darauffolgenden Verschiebung des Rohstoffeinsatzes von Wärme und Strom zur Kraftstoffproduktion sind die THG-Einsparungen auf längere Sicht jedoch geringer als in den anderen Szenarien. Und das obwohl dies das einzige Szenario ist, in dem nach Stilllegung der „alten“ Biodieselanlagen große Rohstoffmengen importiert werden, nämlich über 15 TWh/a an Hackgut ab 2030. Der Grund für die längerfristig geringere THG-Reduktion im *Transport*-Szenario sind in erster Linie die verhältnismäßig niedrigen Konversionswirkungsgrade von Biokraftstoff-Anlagen der 2. Generation (im Vergleich zu Jahresnutzungsgraden von Heizanlagen und KWK-Anlagen mit Abwärmenutzung – siehe dazu auch Abbildung 5-21).

In Summe wird die höchste THG-Reduktion im *Heat-and-Power* Szenario erreicht. Dass die jährliche Einsparung nach 2020 praktisch konstant bleibt, liegt an der unterstellten Effizienzsteigerung der Referenzsysteme und der damit verbundenen Abnahme der Referenzemissionen.

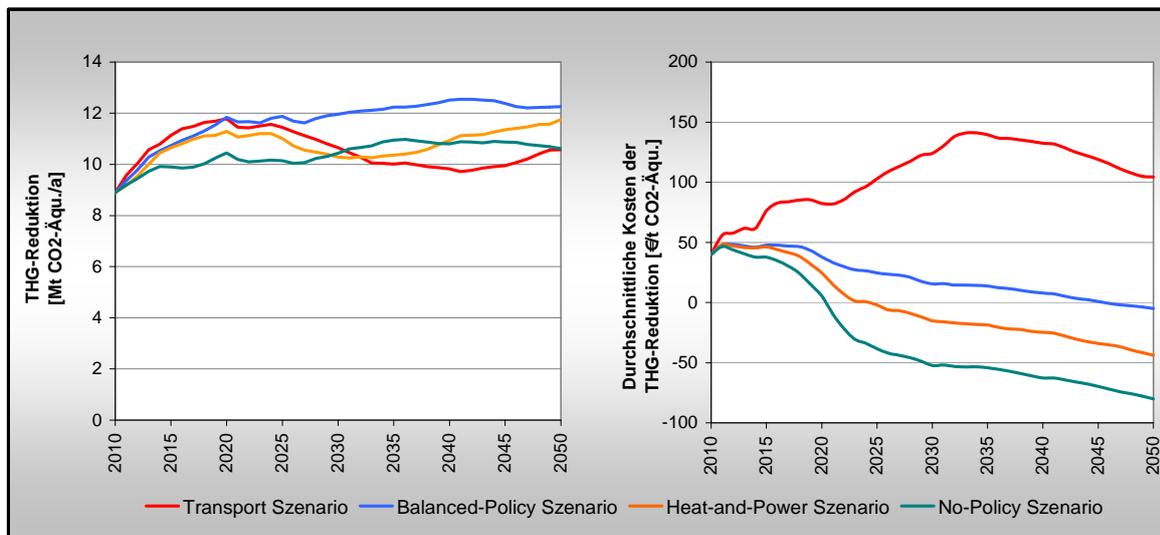


Abbildung 6-17: Vergleich von THG-Reduktion (links) und durchschnittlichen Kosten der THG-Reduktion (rechts) in den 4 Niedrigpreis-Szenarien

Hinsichtlich der durchschnittlichen THG-Reduktionskosten in Abbildung 6-17 rechts unterscheiden sich die Simulationen weitaus deutlicher voneinander. Bei den Kosten im *No-Policy* Szenario sind deutlich die Auswirkungen der Außerbetriebnahme der geförderten KWK- und Biokraftstoffanlagen um 2020 zu sehen. Auch im *Heat-and-Power* und *Balanced-Policy* Szenario ist der Effekt erkennbar, aufgrund der (teilweisen) Fortführung der Förderungen jedoch nur in deutlich geringerem Ausmaß⁷⁸. Die in diesen drei Szenarien

⁷⁸ Es sei auch darauf hingewiesen, dass im Modell eine Optimierung des Biomasse-Rohstoffeinsatzes erfolgt, die in der Realität nicht in diesem Ausmaß möglich ist (z.B. aufgrund von logistischen Einschränkungen die im Modell nicht abgebildet werden können). Dadurch sind die Kosten der im

stetig sinkenden THG-Reduktionskosten weisen auf generell steigende Wirtschaftlichkeit der Bioenergiesysteme gegenüber den fossilen Referenzsystemen hin (resultierend aus stärkeren Preissteigerungen bei fossilen als bei biogenen Brennstoffen und in geringem Ausmaß auch aufgrund von Lerneffekten).

In der Darstellung in Abbildung 6-18 links ergeben sich aus den jährlichen Werten von THG-Einsparung (Abszisse) und durchschnittlichen Reduktionskosten (Ordinate) in den vier Szenarien unterschiedliche Pfade. Da möglichst hohe THG-Einsparungen bei möglichst niedrigen Kosten angestrebt werden (also ein Pfad mit einem möglichst starken Trend in Richtung rechtes unteres Eck anzustreben ist), können in dieser Darstellung das *Balanced-Policy* und das *Transport* Szenario als – hinsichtlich der betrachteten Kriterien – ineffizient identifiziert werden. Sie sind dem *Heat-and-Power* Szenario hinsichtlich beider Kriterien unterlegen. Zur Beurteilung des *No-Policy* Szenarios müsste eine Gewichtung der beiden Kriterien erfolgen. Das heißt, dass für eine ambitionierte THG-Reduktion mittels Bioenergie jedenfalls das *Heat-and-Power* Szenario vorzuziehen ist, wobei hier die entsprechenden Reduktionskosten (Förderkosten für Biomasse-KWK) von der Gesellschaft dafür zu tragen wären.

Abbildung 6-18 rechts zeigt eine Darstellung der kumulierten THG-Einsparungen und deren durchschnittliche Kosten. Dabei zeigt sich, dass die kumulierten THG-Reduktionskosten in den Szenarien *Heat-and-Power* und *Balanced* nur sehr langsam sinken. D.h. die in den ersten Jahren bzw. Jahrzehnten höheren Kosten des Bioenergiesystems (gegenüber der Referenz) werden zwar sukzessive durch die geringeren Kosten in späteren Jahren kompensiert, im Endeffekt (d.h. bei Betrachtung der THG-Reduktionskosten über den gesamten Simulationszeitraum) werden jedoch nur im *No-Policy* und im *Heat-and-Power* Szenario negative durchschnittliche Reduktionskosten erzielt. (Die Kosten wurden mit einem geringen, aber positiven gesellschaftlichen Zinssatz von 0,5 % abdiskontiert.⁷⁹)

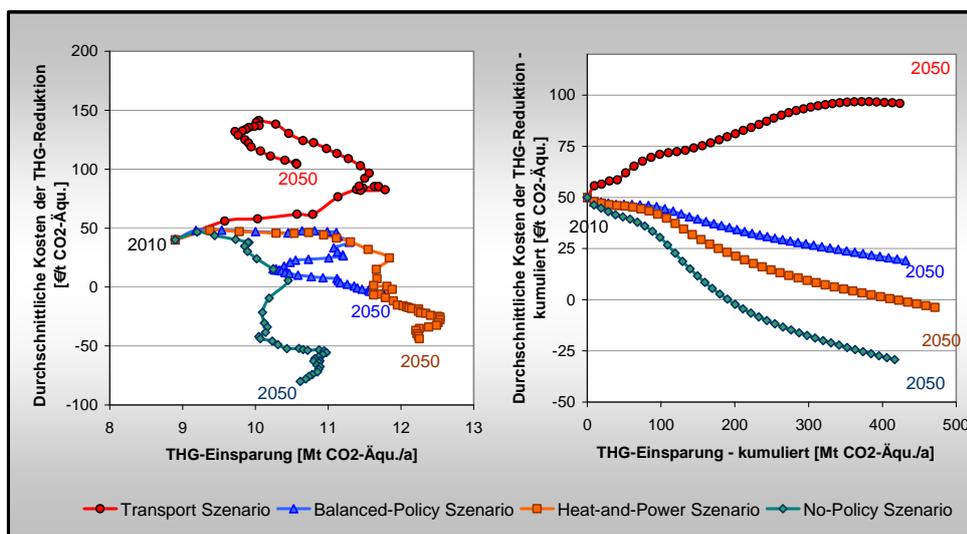


Abbildung 6-18: Dynamische Entwicklung der jährlichen (links) und ab 2010 kumulierten THG-Einsparungen und deren Kosten in den 4 Niedrigpreis-Szenarien⁸⁰

Zur Beurteilung der Auswirkungen des Biomassesektors auf die Versorgungssicherheit in den einzelnen Szenarien bietet sich als Kriterium der Anteil von Biomasse am

Simulationszeitraum 2011 bis 2050 errichteten Anlagen tendenziell niedriger als jene des historischen Anlagenbestandes, die Höhe der sich daraus ergebenden Abweichung kann jedoch als vernachlässigbar erachtet werden.

⁷⁹ Zur Wahl des Zinssatzes siehe [Haas, Kranzl 2003].

⁸⁰ Für jährliche Diskontierung der kumulierten Kosten wurde ein Prozentsatz von 0,5% unterstellt.

primärenergetischen Bruttoinlandsverbrauch an. Aus Abbildung 6-19 ist ersichtlich, dass dieser in den vier Szenarien sehr stark variiert. Im *No-Policy* Szenario bleibt der Anteil bis 2030 nahezu konstant und erst danach erfolgt ein geringfügiger Anstieg auf ca. 13 %. Bei *Balanced-Policy* und *Heat-and-Power* ist der Anteil bereits deutlich höher. Der weitaus höchste Anteil wird jedoch im *Transport* Szenario erreicht, was im Wesentlichen auf die erheblichen Biomasseimporte, getrieben durch das starke politische Instrument (Quote), in diesem Szenario zurückzuführen ist. Dies zeigt sich bei einem Vergleich der Szenarien hinsichtlich des Anteils *inländischer* Biomasse am Primärenergieverbrauch (siehe Kapitel 8.4).

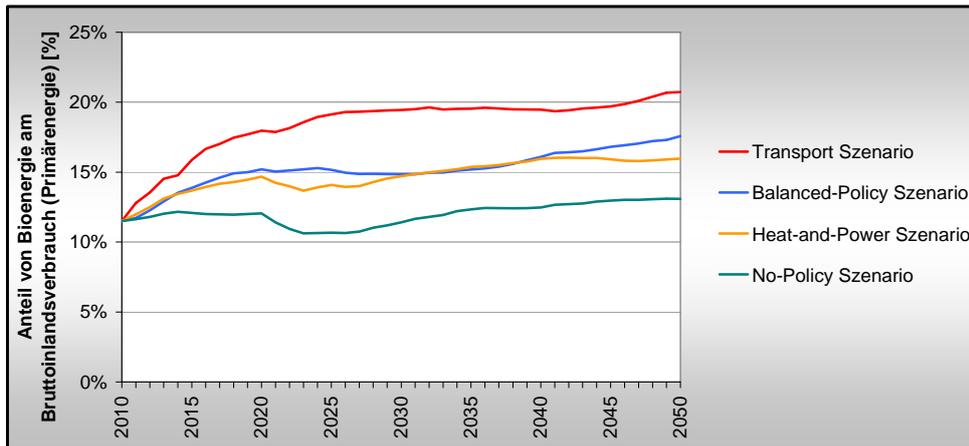


Abbildung 6-19: Anteil von Bioenergie am primärenergetischen Bruttoinlandsverbrauch in den 4 Niedrigpreis-Szenarien

In Abbildung 6-20 sind Dreiecksdiagramme zur Entwicklung des Bioenergiesektors hinsichtlich des inländischen Rohstoffaufkommens (Forstwirtschaft, Landwirtschaft und Reststoffe) und der Nutzung (Strom, Wärme und Kraftstoffe) dargestellt. Die Diagramme veranschaulichen die Trends, welche sich in den verschiedenen Szenarien ergeben. Die Positionen der Szenarien-Markierungen beziehen sich auf das Jahr 2050. Hinsichtlich des Biomasseaufkommens ist in jedem Fall mit einer Verschiebung in Richtung landwirtschaftlicher Biomasse zu rechnen. Das ist jedoch nicht so zu verstehen, dass weniger forstliche Ressourcen und Reststoffe genutzt werden, sondern dass es bei landwirtschaftlicher Biomasse zu den weitaus größten Zuwächsen kommt, und (siehe Fußnote 3 auf Seite XII). Die „Förde-Szenarien“ (*Balanced-Policy*, *Heat-and-Power* und *Transport*) sind hinsichtlich des inländischen Rohstoffaufkommens nahezu deckungsgleich. Im *No-Policy* Szenario ist die Ausschöpfung der landwirtschaftlichen Potenziale geringer, was die zentralere Position der Markierung und die geringere Größe erklärt.

Dass die Ausgestaltung von Förderinstrumenten die Entwicklung des Biomassesektors maßgeblich beeinflussen kann, veranschaulichen die unterschiedlichen Trends hinsichtlich der Nutzung (Abbildung 6-20 rechts). Im *No-Policy* Szenario geht die Biomassenutzung wieder sehr stark in Richtung reine Wärmeerzeugung. Selbst bei einer starken Fokussierung auf die Stromerzeugung wie im *Heat-and-Power* Szenario bleibt aufgrund der Relation von Strom- zu Wärmeoutput bei KWK-Anlagen die Wärmenutzung im Vordergrund. Ein deutlich stärkerer Trend in Richtung Strom wäre lediglich bei einer sehr raschen Diffusion von innovativen Technologien mit höheren elektrischen Wirkungsgraden wie Brennstoffzellen oder Vergasungsprozessen erzielbar. Im *Transport* Szenario kommt es zum am weitaus stärksten ausgeprägten Strukturwandel des Biomassesektors.

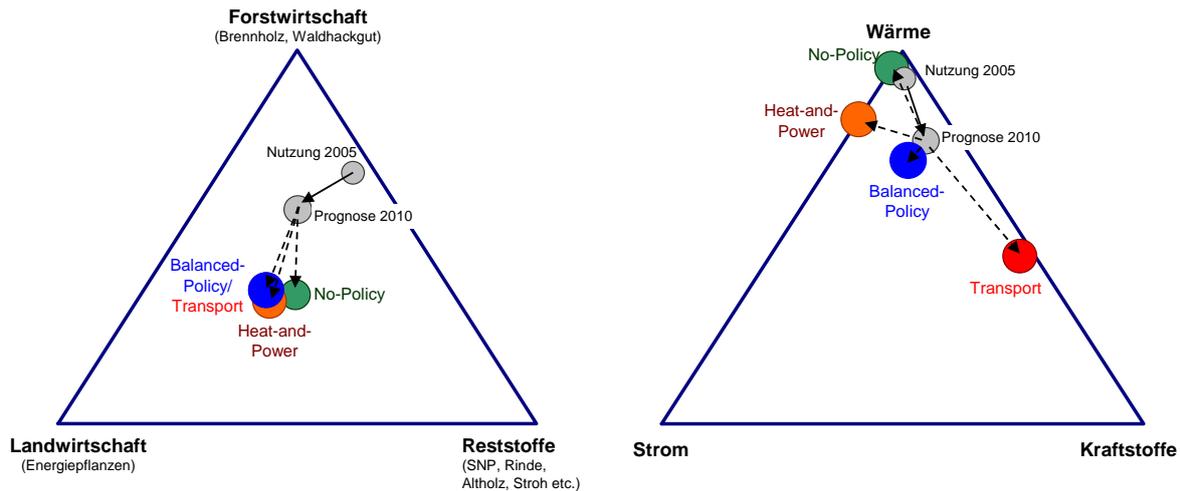


Abbildung 6-20: Entwicklung des Biomassesektors hinsichtlich inländischen Biomasseaufkommens (links) und Nutzung (rechts); historisch (2005), 2010 und in den Niedrigpreis-Szenarien bis 2050⁸¹

Quellen: Statistik Austria 2008 (Nutzung 2005), EEG/TU Wien (Prognose 2010), Green-XBA (Szenarien)

In Abbildung 6-21 sind die unterschiedlichen Entwicklungen in den vier Niedrigpreis-Szenarien anhand der Anteile von Bioenergie in „Netzdiagrammen“ dargestellt. Die Abbildungen veranschaulichen die relative Bedeutung, die Bioenergie in den verschiedenen Szenarien in den Jahren 2030 und 2050 hinsichtlich der unterschiedlichen Nutzungsformen zukommt, wobei in dieser Darstellung auch zwischen Kraftstoffen der ersten und der zweiten Generation sowie zwischen small-scale und large-scale Wärme und Wärme aus KWK-Anlagen unterschieden wird.

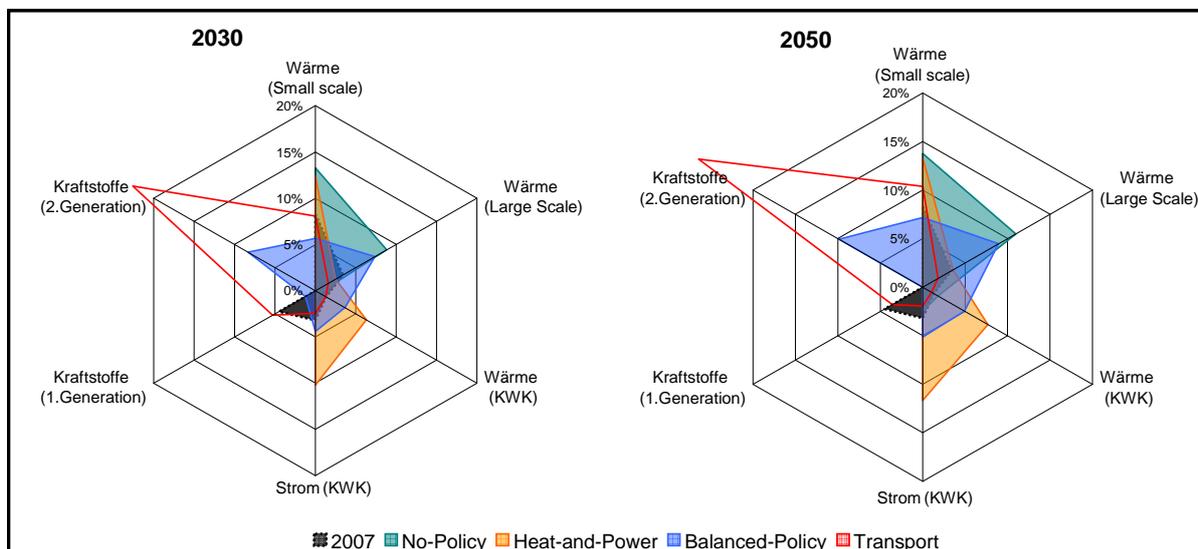


Abbildung 6-21: „Netzdiagramme“ der Anteile von Bioenergie in den Niedrigpreis-Szenarien in den Jahren 2030 und 2050.⁸²

⁸¹ Zur Erläuterung der in diesem Bericht verwendeten „Dreiecksdiagramme“ siehe Fußnote 3.

⁸² Die Anteile von Wärme beziehen sich jeweils auf den gesamten Wärmebedarf (d.h. Raumwärme- und industrieller Wärmebedarf).

6.2 Hochpreis-Effizienz-Szenarien

Im Gegensatz zu den oben dargestellten Niedrigpreis-Szenarien wird bei den Hochpreis-Effizienz-Szenarien von deutlich steigenden Preisen für fossile Brennstoffe und – daraus resultierend – einer geringeren Zunahme des Energiebedarfs bzw. einer Steigerung der Energieeffizienz ausgegangen. Die unterstellten Preis- und Energienachfrage-Szenarien sind an das Primes-Hochpreis- bzw. das Primes-Effizienzscenario [Capros et al. 2008] angelehnt (siehe Abschnitt 5.2.1 und 5.2.35.2.1). Die Preise biogener Brenn- und Rohstoffe steigen aufgrund der unterstellten Kopplungen an den Ölpreis ebenfalls deutlich stärker als in den Niedrigpreisszenarien.

Wie bei den Niedrigpreis-Szenarien werden auch hier ein *No-Policy*, ein *Heat-and-Power*, ein *Balanced-Policy* und ein *Transport* Szenario (basierend auf denselben Förderinstrumenten) dargestellt. In den folgenden detaillierten Darstellungen werden insbesondere die Unterschiede zu den Niedrigpreis-Szenarien beleuchtet.

Simulation 2-1: No-Policy Szenario

Hochpreis-Effizienz-Szenario

Dieses Szenario zeigt, dass im Fall stark steigender Preise für fossile Brennstoffe selbst ohne Förderungen ein signifikanter Ausbau des Biomassesektors zu erwarten ist.

Bis etwa zum Jahr 2018 sind hier gegenüber dem Niedrigpreisszenario nur minimale Unterschiede in der Biomasse-nutzung zu verzeichnen. Danach kommt es jedoch zu einem weitaus stärkeren Ausbau bei small-scale Wärme und KWK.

Tabelle 6-6: Exogene Szenarioparameter des No-Policy Szenarios

Preisszenario:	<input type="button" value="Low"/>	<input checked="" type="button" value="High"/>	
Energiebedarf:	<input type="button" value="Baseline"/>	<input checked="" type="button" value="Effizienz"/>	<input type="button" value="max. Ef."/>
Biomasse-Rohstoffpotenziale:			
Inländisches Potenzial:	<input type="button" value="Low"/>	<input checked="" type="button" value="Baseline"/>	<input type="button" value="High"/>
Importpotenzial	<input type="button" value="No"/>	<input checked="" type="button" value="Baseline"/>	
Förderungen:			
Heizanlagen ≤ 100kW	<input checked="" type="button" value="No"/>	<input type="button" value="Moderate"/>	<input type="button" value="High"/>
Heizanlagen > 100kW	<input checked="" type="button" value="No"/>	<input type="button" value="Moderate"/>	<input type="button" value="High"/>
KWK	<input checked="" type="button" value="No"/>	<input type="button" value="Moderate"/>	<input type="button" value="High"/>
Biokraftstoffe	<input checked="" type="button" value="No"/>	<input type="button" value="Moderate"/>	<input type="button" value="High"/>

Wie in Abbildung 6-22 erkennbar, können biogene Kraftstoffe selbst im Fall stark steigender Öl- und Gaspreise ohne Förderungen (bzw. ohne verpflichtende Quote) im Allgemeinen nicht wirtschaftlich produziert werden. Und auch bei KWK ist wie im Niedrigpreisszenario ein Rückgang um 2020 zu verzeichnen, welcher auf die Außerbetriebnahme der um 2005 errichteten, über Einspeisetarife relativ hoch subventionierten Anlagen zurückgeht. Der Rückgang ist jedoch bei weitem nicht so stark ausgeprägt wie im Niedrigpreisszenario, und danach kommt es sogar zu einem signifikanten Anstieg. Die deutlich bessere Wirtschaftlichkeit gegenüber dem Niedrigpreisszenario liegt nicht nur am steigenden Großhandelsstrompreis, sondern insbesondere auch am Anstieg der Wärmeermölse (welche sich aus dem Wärme-Referenzpreis ableiten).

Der bedeutendste Unterschied gegenüber dem Niedrigpreisszenario ist jedoch die deutliche Zunahme bei Heizanlagen bis 100 kW. Von 2020 bis 2045 steigt der Energieoutput dieser Kategorie um nahezu 100 %. Der Ausbau findet in erster Linie in der kleinsten Leistungskategorie (bis 15 kW) statt. Im Niedrigpreisszenario sind Biomasse-Heizanlagen dieser Kategorie gegenüber den fossilen Referenzsystemen kaum konkurrenzfähig, im Hochpreisszenario allerdings schon (siehe Abschnitt 5.2.5 bzw. Abbildung 5-15). Da das nachfrageseitige Potenzial der Heizanlagen bis 15 kW beträchtlich ist, erfolgt in diesem Szenario ein signifikanter Ausbau.⁸³

Die hohen Zuwächse bei Heizanlagen bis 15 kW bringen in Kombination mit Effizienzmaßnahmen beim Raumwärmebedarf einen Bioenergie-Anteil von fast 50 %. Der gesamte Wärmebedarf wird ebenfalls fast zur Hälfte (etwa 45 %) mit Biomasse gedeckt und der Anteil von Biomasse am gesamten Primärenergieverbrauch steigt auf knapp 25 % (Abbildung 6-24).

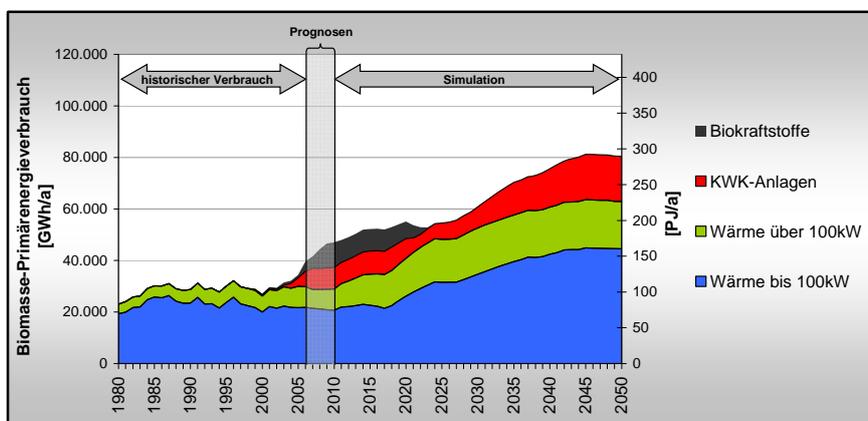


Abbildung 6-22: Biomasse-Primärenergieverbrauch im No-Policy Szenario

⁸³ Aufgrund der steigenden thermischen Gebäudequalität und damit sinkenden Heizlasten umfasst diese Kategorie neben Einfamilienhäusern auch kleine Mehrfamilienhäuser und. öffentliche Gebäude.

Simulation 2-1: No-Policy Szenario (Fortsetzung)

Hochpreis-Effizienz-Szenario

Wie zu erwarten sinken die Kosten der THG-Einsparungen im Hochpreisszenario sehr deutlich (Abbildung 6-25). Die absoluten Werte dieser Kosten weisen jedoch eine hohe Sensitivität gegenüber dem Verhältnis von Biomasse- und Referenzpreis und damit der unterstellten Kopplung der Biomassepreise an den Ölpreis auf. Diesem Aspekt wird daher in Abschnitt 6.3 eine Sensitivitätsanalyse gewidmet.

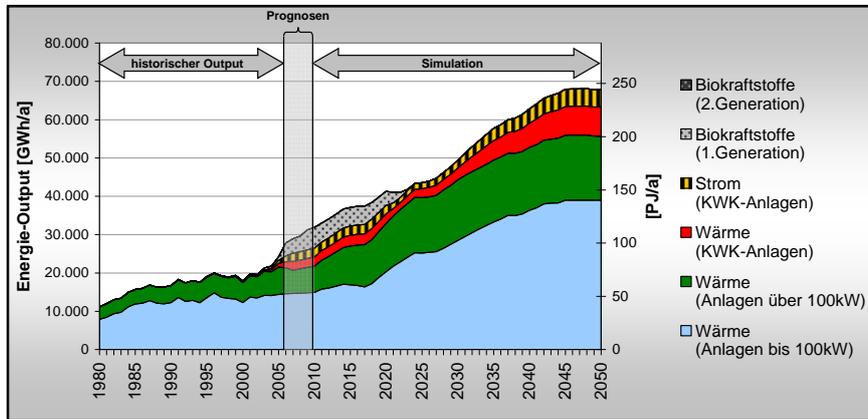


Abbildung 6-23: Energie-Output der Biomasseanlagen im No-Policy Szenario

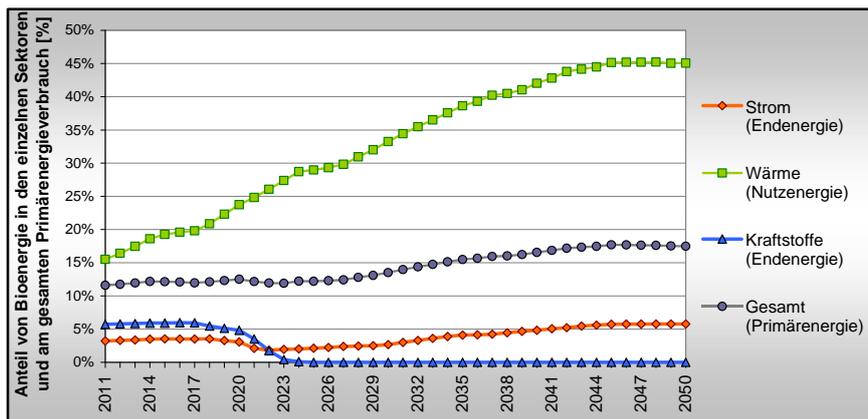


Abbildung 6-24: Anteil von Bioenergie in den einzelnen Sektoren und am gesamten Primärenergieverbrauch im No-Policy Szenario

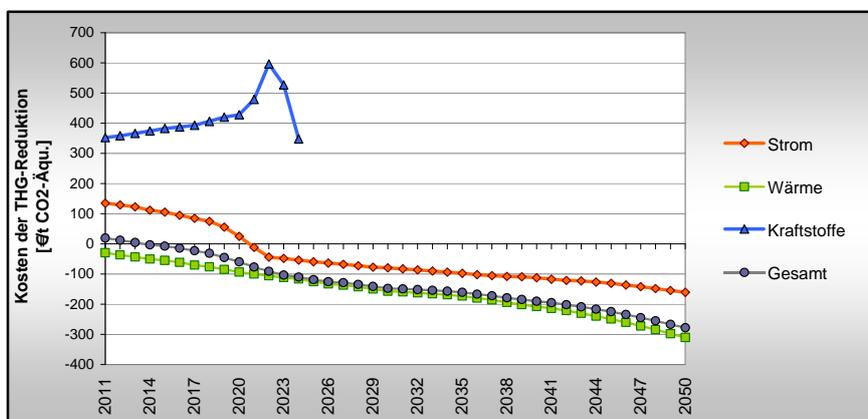


Abbildung 6-25: Durchschnittskosten der THG-Reduktion in den einzelnen Sektoren und des gesamten Bioenergie-Sektors im No-Policy Szenario

Simulation 2-2: Heat-and-Power Szenario

Hochpreis-Effizienz-Szenario

Durch die Einführung von Einspeisetarifen kommt es in diesem Szenario gegenüber dem *No-Policy* Szenario in erster Linie zu einer Verschiebung von large-scale Wärme zu KWK. Beim Ausbau von small-scale Wärme zeigt sich praktisch kein Unterschied. Die erste Dekade dieser Simulation ist im Wesentlichen durch einen raschen Ausbau der Biomasseverstromung gekennzeichnet. Die jährliche Stromerzeugung steigt von ca. 2 TWh/a im Jahr 2010 auf 6 TWh/a in 2020 und 9 TWh/a in 2050.

Tabelle 6-7: Exogene Szenarioparameter des Heat-and-Power Szenarios

Preisszenario:	<input type="button" value="Low"/>	<input checked="" type="button" value="High"/>
Energiebedarf:	<input type="button" value="Baseline"/>	<input checked="" type="button" value="Effizienz"/>
Biomasse-Rohstoffpotenziale:		
Inländisches Potenzial:	<input type="button" value="Low"/>	<input checked="" type="button" value="Baseline"/>
Importpotenzial	<input type="button" value="No"/>	<input checked="" type="button" value="Baseline"/>
Förderungen:		
Heizanlagen ≤ 100kW	<input type="button" value="No"/>	<input checked="" type="button" value="Moderate"/>
Heizanlagen > 100kW	<input checked="" type="button" value="No"/>	<input type="button" value="Moderate"/>
KWK	<input type="button" value="No"/>	<input checked="" type="button" value="Moderate"/>
Biokraftstoffe	<input checked="" type="button" value="No"/>	<input type="button" value="Moderate"/>

Damit werden 2020 8,5 % des inländischen Strombedarfs mit Biomasse-KWK-Anlagen gedeckt. Ab 2030 beträgt der Anteil über 10 % (Abbildung 6-28). Im Vergleich zum Niedrigpreis-Pendant dieses Szenarios ist die Stromerzeugung geringfügig niedriger (im Durchschnitt um 10 %), was auf die gesteigerte Rohstoffkonkurrenz mit small-scale Heizanlagen zurückzuführen ist. Der Anteil von Strom aus Biomasse ist in den beiden Szenarien jedoch praktisch gleich, da die Differenz durch den geringeren Strombedarf im Effizienz-Szenario kompensiert wird.

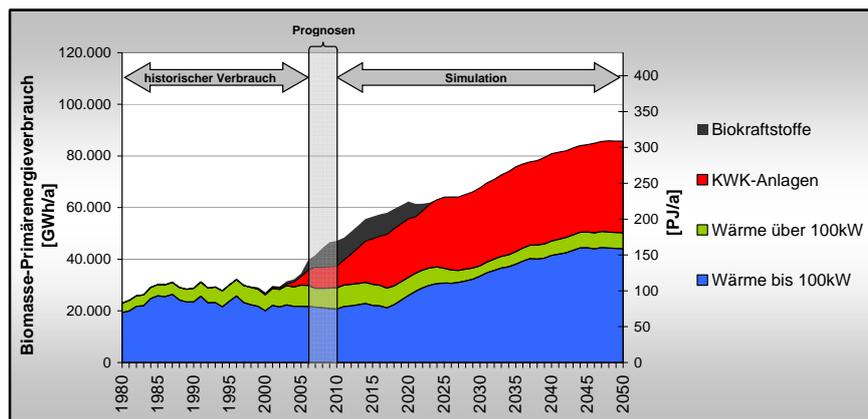


Abbildung 6-26: Biomasse-Primärenergieverbrauch im Heat-and-Power Szenario

Zwei Einflussfaktoren erhöhen die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen: erstens sinken durch den steigenden Großhandelspreis die Förderkosten (welche sich aus der Differenz zwischen Großhandelspreis und Einspeisetarif ergeben), und zweitens werden aufgrund der (an den Referenz-Wärmepreis gekoppelten) steigenden Wärmeerlöse KWK-Anlagen zunehmend auch bei geringeren Einspeisetarifen wirtschaftlich.

Biogene Kraftstoffe werden auch unter der Bedingung eines Hochpreis-Szenarios nicht wirtschaftlich. Dies liegt unter anderem daran, dass insbesondere die erste Generation einen hohen Anteil an Rohstoffkosten aufweist und dadurch die Kopplung an den Ölpreis stärker zum Tragen kommt als bei anderen Bioenergiesystemen (siehe dazu auch Detailanalyse 3-1 in Kapitel 6.3).

Simulation 2-2: Heat-and-Power Szenario (Fortsetzung)

Hochpreis-Effizienz-Szenario

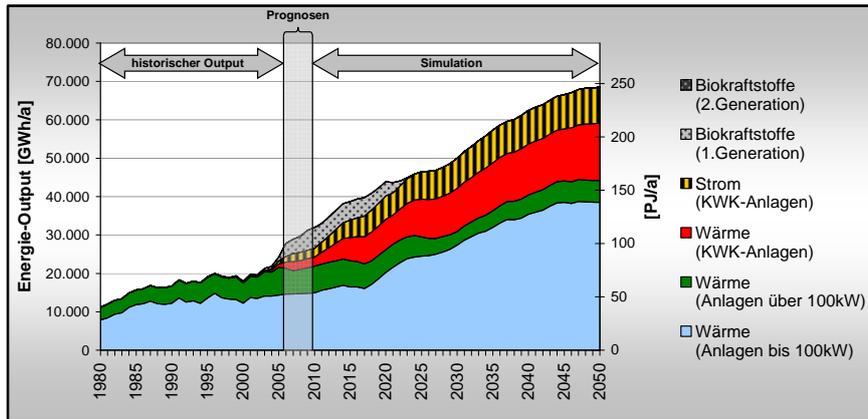


Abbildung 6-27: Energie-Output der Biomasseanlagen im Heat-and-Power Szenario

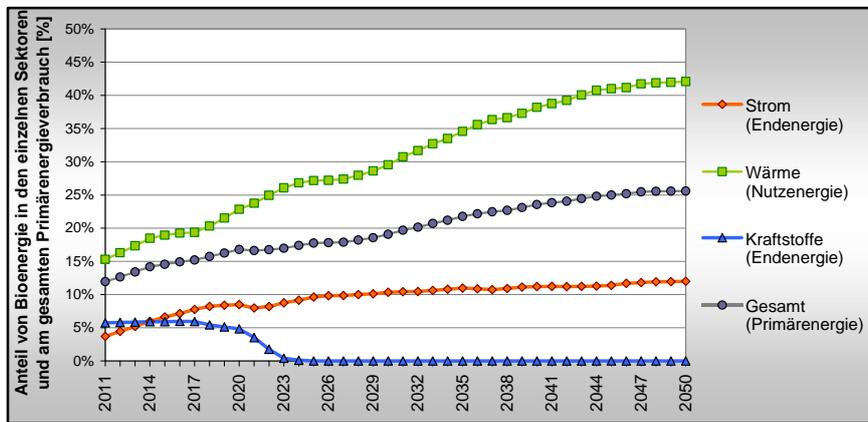


Abbildung 6-28: Anteil von Bioenergie in den einzelnen Sektoren und am gesamten Primärenergieverbrauch im Heat-and-Power Szenario

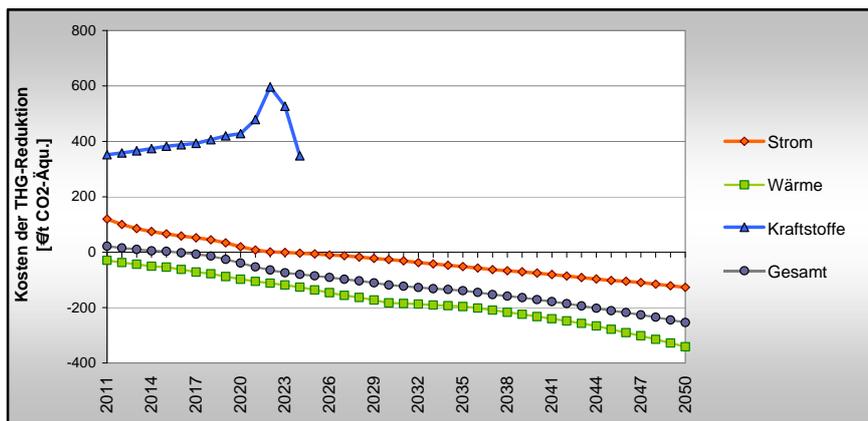


Abbildung 6-29: Durchschnittskosten der THG-Reduktion in den einzelnen Sektoren und des gesamten Bioenergie-Sektors im Heat-and-Power Szenario

Simulation 2-3: Balanced-Policy Szenario

Hochpreis-Effizienz-Szenario

Durch die Einführung einer Biokraftstoffquote von 10 % ab 2020 kommt es – wie bereits im Niedrigpreis-Pendant dieses Szenarios (Simulation 1-3) erläutert – zu einer Verschiebung des Biomasse-einsatzes für Wärme und Stromerzeugung zur Kraftstoffproduktion. Im Niedrigpreisszenario hat sich gezeigt, dass diese Verschiebung ökonomisch ineffizient ist, und aufgrund der energetisch aufwändigen Konversionsprozesse auch zu geringeren THG-Einsparungen führt. Es stellt sich also die Frage, ob diese Aussagen auch für das Hochpreisszenario gültig sind.

Tabelle 6-8: Exogene Szenarioparameter des Balanced-Policy Szenarios

Preisszenario:	<input type="button" value="Low"/>	<input checked="" type="button" value="High"/>
Energiebedarf:	<input type="button" value="Baseline"/>	<input checked="" type="button" value="Effizienz"/>
Biomasse-Rohstoffpotenziale:		
Inländisches Potenzial:	<input type="button" value="Low"/>	<input checked="" type="button" value="Baseline"/>
Importpotenzial	<input type="button" value="No"/>	<input checked="" type="button" value="Baseline"/>
Förderungen:		
Heizanlagen ≤ 100kW	<input type="button" value="No"/>	<input checked="" type="button" value="Moderate"/>
Heizanlagen > 100kW	<input checked="" type="button" value="No"/>	<input type="button" value="Moderate"/>
KWK	<input type="button" value="No"/>	<input checked="" type="button" value="Moderate"/>
Biokraftstoffe	<input type="button" value="No"/>	<input checked="" type="button" value="Moderate"/>

Gegenüber dem Niedrigpreis-Pendant ist zu bemerken, dass einerseits ein deutlich stärkerer Ausbau von small-scale Wärme stattfindet, und andererseits aufgrund der Effizienzsteigerung geringere Rohstoffmengen zur Erfüllung der Biokraftstoffquote benötigt werden. Dadurch ergibt sich von Seiten des Verkehrssektors eine geringere Nachfrage, durch den hohen Bedarf zu Heizzwecken kommt es in Summe jedoch zu einem höheren Primärenergieverbrauch von Biomasse, und es wird ein deutlich höherer Anteil von Bioenergie am Gesamtenergiebedarf erreicht.

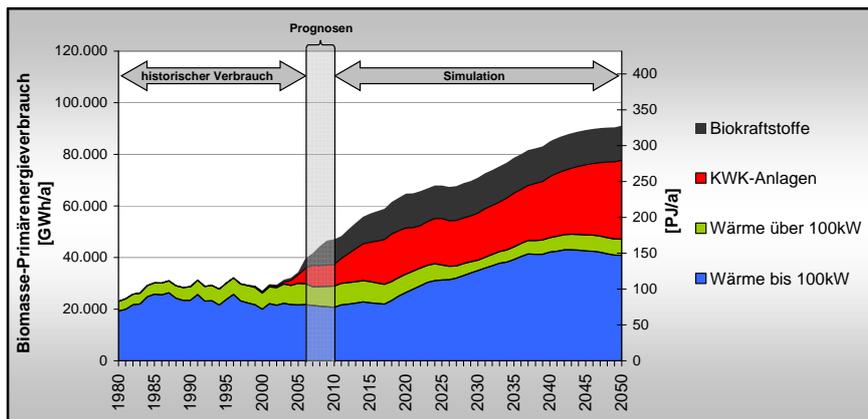


Abbildung 6-30: Biomasse-Primärenergieverbrauch im Balanced-Policy Szenario

Abbildung 6-33 zeigt, dass im Hochpreis-Szenario die Kosten der THG-Reduktion deutlich sinken. Dies gilt insbesondere auch für biogene Kraftstoffe. Vor allem durch den Umstieg auf Biokraftstoffe der 2. Generation und die unterstellten Lerneffekte sinken die Kosten stark ab, bleiben aber bis 2050 klar positiv. Es zeigt sich also, dass dennoch die THG-Reduktionskosten im Verkehrssektor langfristig deutlich über jenen von Biomasse-Heiz- und KWK-Anlagen liegen.

Eine Verschiebung von Biomasse-Potenzialen von Wärme und Strom zu Kraftstoffen führt daher zu entsprechend höheren Kosten bei gleichzeitig geringerer THG-Reduktion, was im Szenarien-Vergleich am Ende dieses Abschnitts noch näher analysiert wird.

Simulation 2-3: Balanced-Policy Szenario (Fortsetzung) Hochpreis-Effizienz-Szenario

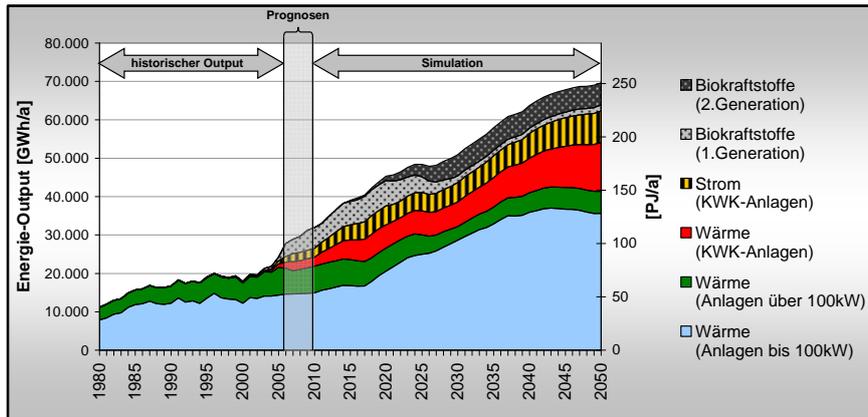


Abbildung 6-31: Energie-Output der Biomasseanlagen im Balanced-Policy Szenario

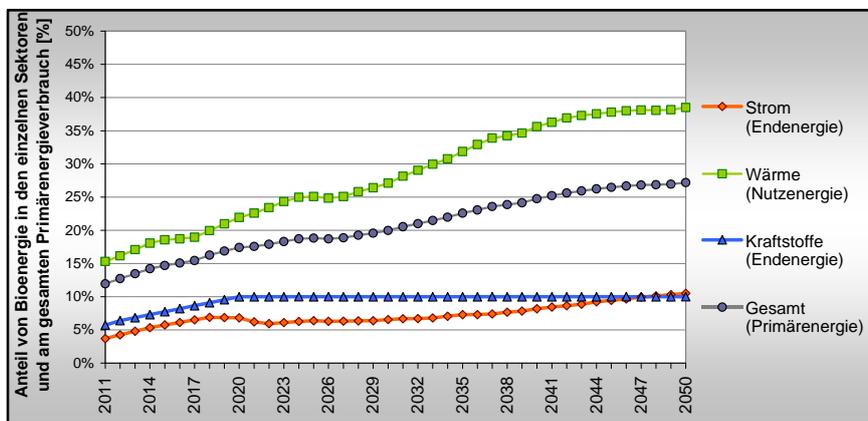


Abbildung 6-32: Anteil von Bioenergie in den einzelnen Sektoren und am gesamten Primärenergieverbrauch im Balanced-Policy Szenario

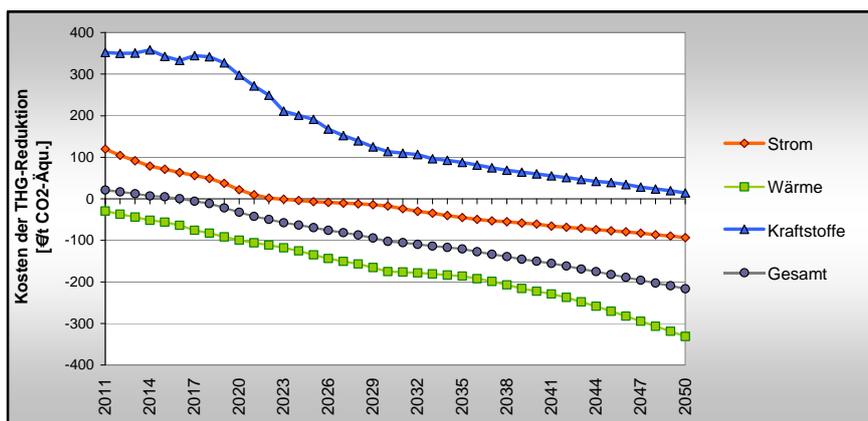


Abbildung 6-33: Durchschnittskosten der THG-Reduktion in den einzelnen Sektoren und des gesamten Bioenergie-Sektors im Balanced-Policy Szenario

Simulation 2-4: Transport Szenario

Hochpreis-Effizienz-Szenario

Dieses Szenario verdeutlicht, dass selbst im Falle einer Trendumkehr beim Kraftstoffverbrauch und unter der Annahme hoher Energiepreise die Implementierung ambitionierter Biokraftstoffquoten in Österreich kein effizienter Weg zur Reduktion der THG-Emissionen ist.

Aus Abbildung 6-34 ist ersichtlich, dass im Effizienz-Szenario aufgrund des geringeren Bedarfs an Biomasse zur Kraftstoffproduktion die Verlagerung in den Verkehrssektor bei Weitem nicht so stark ausgeprägt ist wie in Simulation 1-4.

Nichtsdestotrotz ist aufgrund der Rohstoffkonkurrenz nahezu kein Ausbau im Wärmesektor und bei der Verstromung möglich. Abgesehen von einer sehr langsamen Zunahme bei Heizanlagen bis 100 kW und einem kurzfristigen Anstieg bei KWK im Zeitraum 2011 bis 2015 wird bei Wärme und Strom bis 2050 praktisch keine Steigerung des Energie-Outputs erzielt. Wie bereits in vorigen Szenarien wird auch hier durch die Kraftstoffquote und den Umstieg auf biogene Kraftstoffe der 2. Generation (ab 2015) eine Verschärfung der Rohstoffkonkurrenz bewirkt, welche starke Auswirkungen auf die Entwicklung des Wärme- und des Strom-Sektors hat.

Aus Abbildung 6-37 ist ersichtlich, dass sich die hohe Quote auch im Hochpreis-Szenario negativ auf die ökonomische Gesamteffizienz des Bioenergie-Sektors auswirkt. Während die durchschnittlichen Kosten der THG-Reduktion in den übrigen Hochpreis-Szenarien sehr rasch deutlich unter Null sinken, ist dies im vorliegenden Szenario erst nach 2030 der Fall. Im Vergleich zum *Balanced-Policy* Szenario ist insbesondere der Verkehrssektor wirtschaftlich deutlich ineffizienter, da die ambitionierte Quote nur durch die Nutzung verhältnismäßig teurer Rohstoffpotenziale erreichbar werden kann. Außerdem ist die ökonomische Performance von biogenen Kraftstoffen der 1. Generation im Hochpreisszenario aufgrund des hohen Anteils der Rohstoffe an den Gesamtkosten ausgesprochen schlecht.

Durch die ambitionierte Quote wird im Vergleich zu den übrigen Szenarien die höchste Zunahme des Biomasseanteils am Primärenergieverbrauch erreicht (Abbildung 6-36). Da die Rohstoffe jedoch weitaus weniger effizient genutzt werden, ergibt sich eine im Vergleich zu den anderen Hochpreis-Szenarien äußerst schlechte „Gesamt-Performance“ des Biomassesektors.

Tabelle 6-9: Exogene Szenarioparameter des Transport Szenarios

Preisszenario:	<input type="button" value="Low"/>	<input checked="" type="button" value="High"/>
Energiebedarf:	<input type="button" value="Baseline"/>	<input checked="" type="button" value="Effizienz"/> <input type="button" value="max. Etf."/>
Biomasse-Rohstoffpotenziale:		
Inländisches Potenzial:	<input type="button" value="Low"/>	<input checked="" type="button" value="Baseline"/> <input type="button" value="High"/>
Importpotenzial	<input type="button" value="No"/>	<input checked="" type="button" value="Baseline"/>
Förderungen:		
Heizanlagen ≤ 100kW	<input type="button" value="No"/>	<input checked="" type="button" value="Moderate"/> <input type="button" value="High"/>
Heizanlagen > 100kW	<input checked="" type="button" value="No"/>	<input type="button" value="Moderate"/> <input type="button" value="High"/>
KWK	<input type="button" value="No"/>	<input checked="" type="button" value="Moderate"/> <input type="button" value="High"/>
Biokraftstoffe	<input type="button" value="No"/>	<input type="button" value="Moderate"/> <input checked="" type="button" value="High"/>

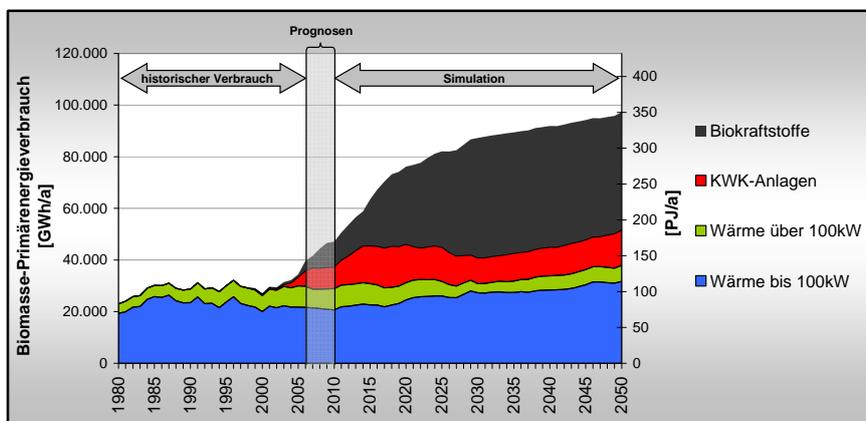


Abbildung 6-34: Biomasse-Primärenergieverbrauch im Transport Szenario

Simulation 2-4: Transport Szenario (Fortsetzung)

Hochpreis-Effizienz-Szenario

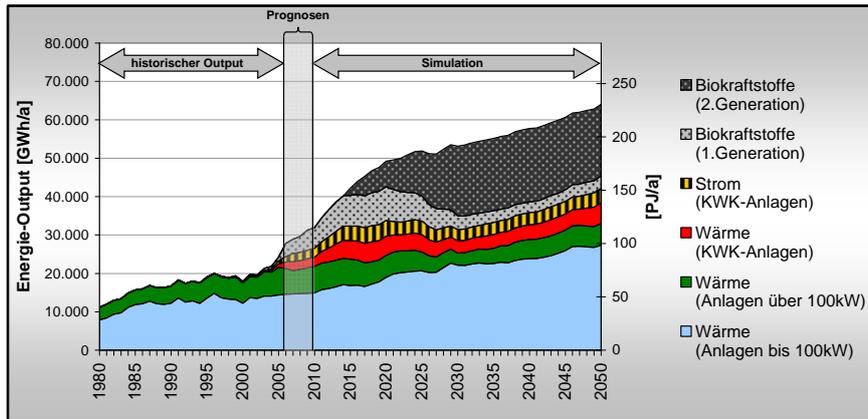


Abbildung 6-35: Energie-Output der Biomasseanlagen im Transport Szenario

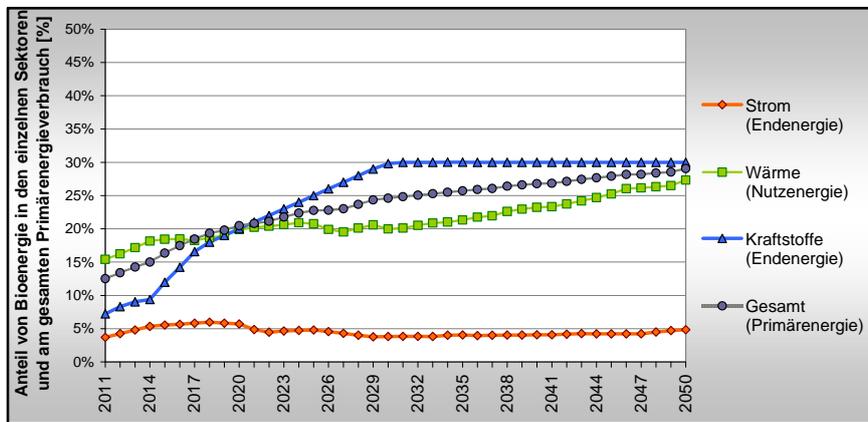


Abbildung 6-36: Anteil von Bioenergie in den einzelnen Sektoren und am gesamten Primärenergieverbrauch im Transport Szenario

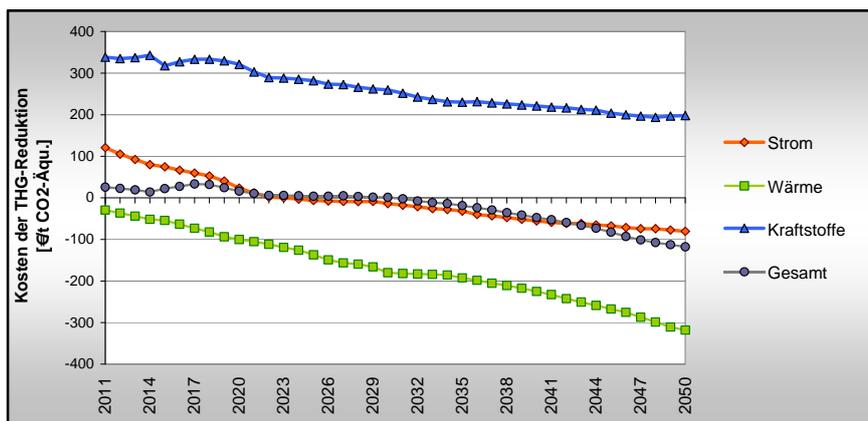


Abbildung 6-37: Durchschnittskosten der THG-Reduktion in den einzelnen Sektoren und des gesamten Bioenergie-Sektors im Transport Szenario

Gegenüberstellung und Interpretation der Hochpreis-Effizienz-Szenarien

Die Simulationen verdeutlichen, dass Bioenergie im Fall stark steigender Preise für fossile Energieträger massiv an Bedeutung gewinnt. Selbst ohne Förderungen findet ein beträchtlicher Ausbau – und zwar im Wesentlichen bei Heizanlagen – statt. Ein entscheidender Unterschied gegenüber dem Niedrigpreisszenario besteht darin, dass – ab einem bestimmten Preisniveau – auch Biomassekessel kleiner Leistung schon zu einem deutlich frühen Zeitpunkt in der Simulationsperiode (nämlich bereits vor 2020) den fossil befeuerten Referenzsystemen ökonomisch überlegen sind. Der sinkende Wärmebedarf im Effizienzzenario wirkt sich nur relativ geringfügig auf die nachfrageseitigen Biomasse-Wärmpotenziale aus, eine Steigerung der Nutzung von Biomasse zu Heizzwecken ist also trotz des sinkenden Wärmebedarfs problemlos möglich.

Hinsichtlich der hervorragenden ökonomischen Effizienz von Bioenergie im Wärmesektor stellt sich die Frage, inwiefern ein Eingriff über Förderinstrumente im Hochpreisszenario überhaupt notwendig bzw. sinnvoll ist. Der Vergleich der THG-Reduktion in Abbildung 6-38 zeigt, dass in den Simulationen durch die Einführung von Förderungen im Zeitraum 2010 bis 2025 immerhin eine Erhöhung der THG-Einsparung von etwa 1 bis 2 Millionen t CO₂-Äquivalent erzielt wird.

In den Hoch-Preis-Szenarien sieht man daher auch stärker als in den Nieder-Preis-Szenarien die Notwendigkeit einer dynamischen Anpassung von politischen Instrumenten: Während bis zum Zeitraum von etwa 2025 durch Fördermaßnahmen eine nicht unbedeutende Erhöhung der durch Bioenergie erzielten THG-Reduktion erreicht wird, gilt dies in der zweiten Hälfte der Simulationsperiode nicht mehr. Im Wesentlichen sollte eine dynamische Anpassung der Förderinstrumente darauf abzielen, Förderungen sukzessive zu reduzieren, wenn sie aufgrund geänderter ökonomischer Rahmenbedingungen nicht mehr, oder nur mehr in geringerem Ausmaß erforderlich sind.

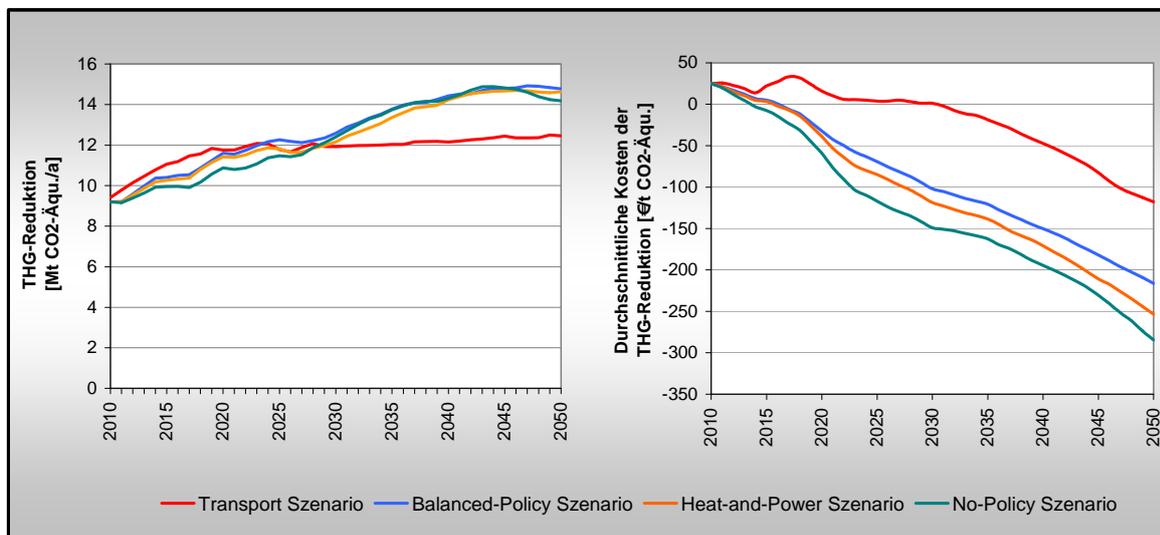


Abbildung 6-38: Vergleich von THG-Reduktion (links) und durchschnittlichen Kosten der THG-Reduktion (rechts) in den vier Hochpreis-Szenarien

Die bezüglich der Niedrigpreis-Szenarien getroffenen Aussage, dass die im *Transport* Szenario herbeigeführte Verschiebung der Biomassenutzung von Wärme- und Stromerzeugung zur Kraftstoffproduktion weder ökonomisch, noch hinsichtlich der THG-Reduktion sinnvoll ist, behält auch für das Hochpreisszenario Richtigkeit.

Die Entwicklungspfade der vier Szenarien in den Diagrammen in Abbildung 6-39 unterscheiden sich im Hochpreisszenario deutlich weniger stark voneinander als im Niedrigpreisszenario. Die Hauptgründe dafür sind erstens, dass in den Hochpreisszenarien aufgrund des sinkenden Kraftstoffbedarfs geringere Mengen an Biokraftstoffen erforderlich

sind, und zweitens, dass alle Szenarien sehr stark vom Ausbau im Raumwärme-Sektor geprägt sind.

In der Darstellung der kumulierten Kosten und Einsparung in Abbildung 6-39 rechts sind zum Vergleich auch die Ergebnisse der Niedrigpreisszenarien (in grauer Farbe) dargestellt. Die unterschiedlichen „Ausgangspunkte“ liegen darin begründet, dass sich die Preisszenarien im Jahr 2010 bereits deutlich unterscheiden (siehe Abschnitt 5.2.3).

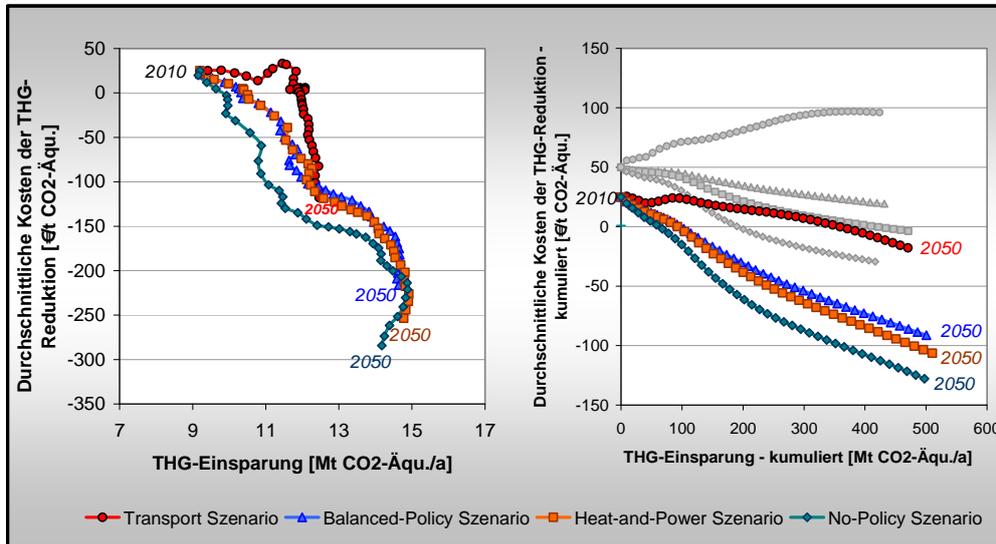


Abbildung 6-39: Dynamische Entwicklung der jährlichen (links) und ab 2010 kumulierten THG-Einsparungen und deren Kosten in den 4 Hochpreis-Szenarien⁸⁴ (Die Datenreihen in grauer Farbe repräsentieren die Ergebnisse der Niedrigpreisszenarien.)

In Abbildung 6-40 sind die Entwicklungen des Biomasse-Anteils am Bruttoinlandsverbrauchs vergleichend dargestellt. Durch die Reduktion des Energiebedarfs einerseits, und die steigende Wirtschaftlichkeit von Bioenergie-Systemen andererseits kommt es in den Hochpreisszenarien selbst ohne energiepolitische Förderinstrumente zu einer signifikanten Zunahme – im Wesentlichen jedoch erst nach 2025. Mit Förderinstrumenten kann der Ausbau insbesondere in den ersten 15 Simulationsjahren deutlich vorangetrieben werden. Um bis 2020 eine signifikante Steigerungen des Biomasseanteils zu erreichen sind also selbst im Hochpreis-Szenario Förderinstrumente erforderlich.

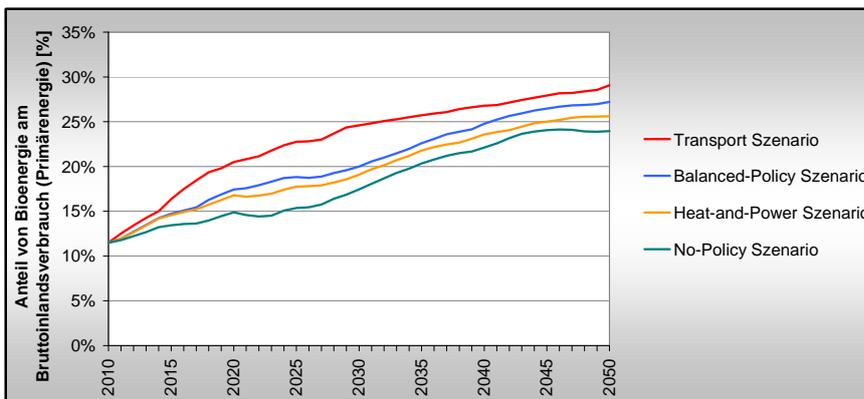


Abbildung 6-40: Anteil von Bioenergie am primärenergetischen Bruttoinlandsverbrauch in den 4 Hochpreis-Szenarien

⁸⁴ Für jährliche Diskontierung der kumulierten Kosten wurde ein Prozentsatz von 0,5% unterstellt.

Dass auch hier (wie schon bei den Niedrigpreis-Szenarien) im *Transport* Szenario der Anteil von Bioenergie am höchsten ist, liegt in erster Linie daran, dass in diesem Szenario das stärkste energiepolitische Instrument zum Einsatz kommt. Die verpflichtende Quote für biogene Kraftstoffe führt dazu, dass im *Transport*-Szenario die Importpotenziale am stärksten genutzt werden. Durch Erhöhung der Einspeisetarife oder Einführung anderer starker Instrumente im Wärme- oder Strombereich (z.B. hohe Steuern auf fossile Energieträger) könnten auch mit einem Schwerpunkt auf diese Sektoren deutlich höhere Anteile erreicht werden. Letztendlich sind in diesen Sektoren längerfristig jedoch trotzdem stärkere Einschränkungen durch die nachfrageseitigen Potenziale gegeben (im Wesentlichen bedingt durch die Struktur des Wärmebedarfs) als im Transportsektor.

In Abbildung 6-41 sind die strukturellen Veränderungen des Bioenergie-Sektors in den Hochpreisszenarien hinsichtlich des Rohstoffaufkommens und der Nutzung in Dreiecksdiagrammen veranschaulicht. Im Vergleich zu den Niedrigpreisszenarien (Abbildung 6-20) sind im Wesentlichen folgende Unterschiede zu verzeichnen: Beim Rohstoffaufkommen werden größere Mengen forstlicher und industrieller Biomasse energetisch genutzt (da es im Hochpreis-Szenario auf Kosten der Holz verarbeitenden Industrien zu einer stärkeren Verschiebung von stofflicher zu energetischer Nutzung kommt). Die Markierungen der Hochpreisszenarien liegen daher zentraler, also weniger stark in Richtung Landwirtschaft „verschoben“ als jene der Niedrigpreisszenarien. Nutzungsseitig sind die Unterschiede zwischen den einzelnen Simulationen im Hochpreisszenario weniger stark ausgeprägt. Grund dafür ist einerseits, dass die Kraftstoffquoten aufgrund der Effizienzsteigerungen leichter zu erfüllen sind (d.h. mit geringerem Rohstoffbedarf), und andererseits, dass es im Hochpreisszenario, unabhängig von der Ausgestaltung der Förderinstrumente, zu einem signifikanten Ausbau der Biomassenutzung zur Wärmeerzeugung im kleinsten Leistungsbereich kommt.

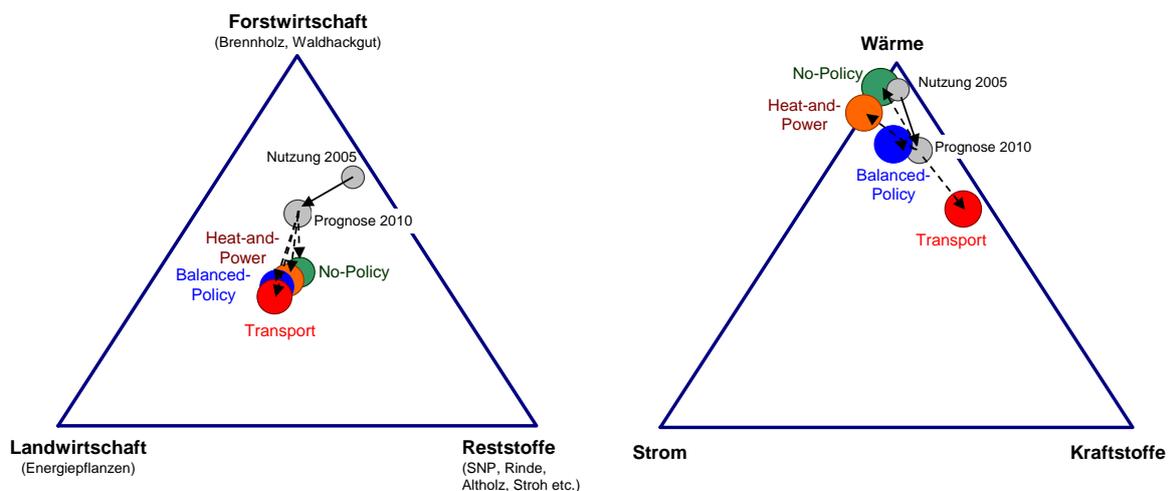


Abbildung 6-41: Entwicklung des Biomassesektors hinsichtlich inländischen Biomasseaufkommens (links) und Nutzung (rechts); historisch (2005), 2010 und in den Hochpreisszenarien bis 2050⁸⁵

Quellen: Statistik Austria 2008 (Nutzung 2005), eigene Analysen (Prognose 2010), Green-XBA (Szenarien)

In Abbildung 6-42 sind die Anteile von Bioenergie, welche sind in den einzelnen Sektoren bei Unterstellung des Hochpreis-Effizienz-Szenarios ergeben, dargestellt. Im Vergleich mit Abbildung 6-21 sind die generell deutlich höheren Anteile offensichtlich. Insbesondere der

⁸⁵ Zur Erläuterung der in diesem Bericht verwendeten „Dreiecksdiagramme“ siehe Fußnote 3.

Ausbau bei Small scale Wärme ist in sämtlichen Hochpreis-Szenarien deutlich stärker ausgeprägt.

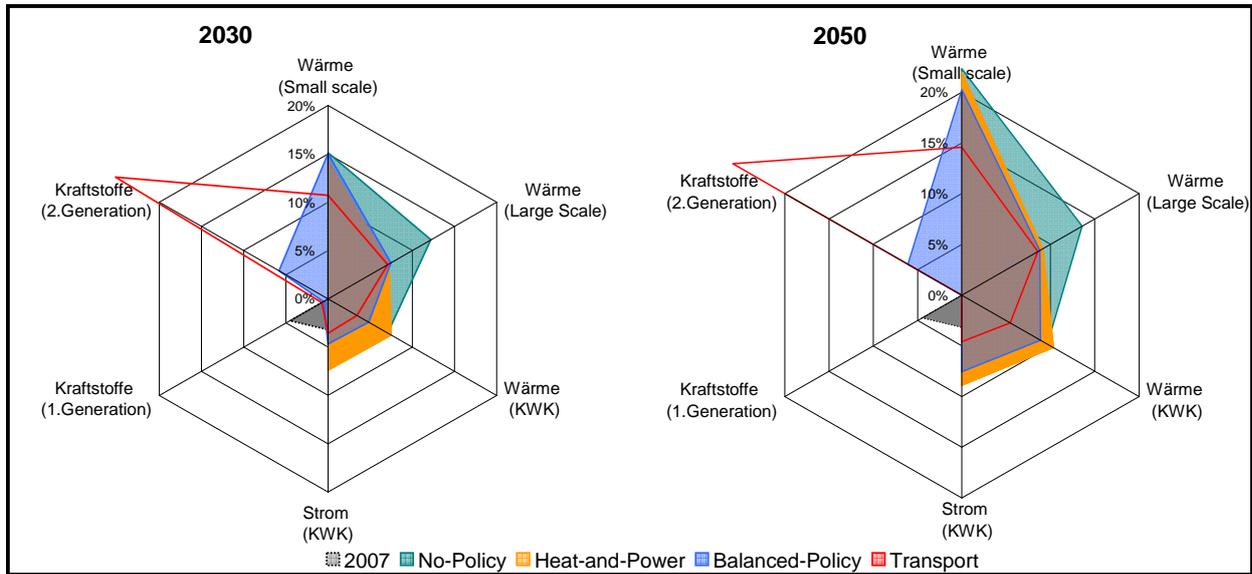


Abbildung 6-42: „Netzdiagramme“ der Anteile von Bioenergie in den Hochpreis-Szenarien in den Jahren 2030 und 2050.

6.3 Detail- und Sensitivitätsanalysen

In diesem Abschnitt werden ausgehend von den im vorigen Kapitel dargestellten Niedrigpreis- und Hochpreis-Effizienz-Szenarien Sensitivitätsanalysen zu exogenen Inputdaten sowie Detailanalysen zu bestimmten Fragestellungen durchgeführt. Tabelle 6-10 gibt einen Überblick über die im Folgenden dargestellten Analysen.

Tabelle 6-10: Überblick über die Sensitivitäts- und Detailanalysen

Bezeichnung	Referenz-szenario	Preis-szenario	Szenario Energie-bedarf	Biomasse-Rohstoffpotenziale		Kommentar
				Inländisches Potenzial:	Import-potenzial	
3-1 Biomassepreis-Ölpreis-Kopplung	No-Policy	High	Effizienz	Baseline	Baseline	Biomasse-Ölpreis-Kopplung 100%
3-2 Biomassepreise	Balanced-Policy	Low	Baseline	Baseline	Baseline	Variation von Biomassepreisen und Biomasse-Ölpreis-Kopplungen um +/-10 und +/-20%
3-3 Referenzpreise	No-Policy	High	max. Eff.	Baseline	Baseline	Variation der Referenzpreise um +/-10 und +/-20%
3-4 Rohstoffpotenziale	Balanced-Policy	Low	Baseline	Low	Baseline	
	Balanced-Policy	Low	Baseline	High	Baseline	
3-5 Maximale Energieeffizienz	Balanced-Policy	High	max. Eff.	Baseline	Baseline	
	Transport	High	max. Eff.	Baseline	Baseline	
3-6 No Imports	Transport	Low	Baseline	Baseline	No	
3-7 Mineralölsteuerbefreiung	Balanced-Policy	High	Effizienz	Baseline	Baseline	MöSt-Befreiung für biogene Kraftstoffe; keine Quote
3-8 Gasförmige Kraftstoffe	Transport	High	Effizienz	Baseline	Baseline	Gesteigerte Nachfrage nach gasförmigen Kraftstoffen

Die ersten drei Sensitivitätsanalysen befassen sich mit Biomasse- und Referenzpreisen. In der ersten Analyse werden die Auswirkungen einer 100 %igen Kopplung der Biomassepreise an den Ölpreis auf den Ausbau des Biomassesektors im *No-Policy* Hochpreisszenario

untersucht (Simulation 3-1). Anschließend werden Abhängigkeiten verschiedener Simulationsergebnisse gegenüber Variationen der Biomasse- (3-2) und Referenzpreise (3-3) analysiert.

Es folgt eine Sensitivitätsanalyse bezüglich inländischer Ressourcenpotenziale (3-4), zwei Simulationen unter Annahme maximaler Energieeffizienz (3-5) und ein *Transport* Szenario unter der Annahme keiner Importpotenziale (3-6). Den Abschluss bilden Detailanalysen zu zum Thema biogene Kraftstoffe: In Simulation 3-7 wird der Effekt einer Mineralölsteuerbefreiung für biogene Kraftstoffe analysiert, und in Simulation 3-8 die Auswirkung eines höheren Anteils gasförmiger Kraftstoffe im *Transport* Hochpreis-Szenario untersucht.

Sensitivitätsanalyse 3-1: Biomasse-Ölpreis-Kopplung Hochpreis-Effizienz-Szenario

Im Modell wird unterstellt, dass prinzipiell eine Kopplung der Biomasse-Preise an den Ölpreis besteht (siehe Abschnitt 5.2.4). In dieser Sensitivitätsanalyse wird die Auswirkung einer Erhöhung der Kopplung auf 100 % untersucht. Das heißt, dass eine Erhöhung des fossilen Referenzpreises um 1 % auch zu einer Erhöhung der Biomassepreise um 1 % führt. Für die Analyse wurde das *No-Policy* Hochpreis-Szenario ausgewählt, da einerseits die Preis-Korrelationen bei höheren Preissteigerungen stärker zum Tragen kommen, und andererseits Förderungen die Interpretation verkomplizieren würden.

Tabelle 6-11: Exogene Szenarioparameter der Sensitivitätsanalyse 3-1

Referenzszenario:	2-1 No-Policy		
Bemerkung:	Biomasse-Ölpreis-Kopplung 100%		
Preisszenario:	Low	High	
Energiebedarf:	Baseline	Effizienz	max. Eff.
Biomasse-Rohstoffpotenziale:			
Inländisches Potenzial:	Low	Baseline	High
Importpotenzial:	No	Baseline	
Förderungen:			
Heisanlagen ≤ 100kW	No	Moderate	High
Heisanlagen > 100kW	No	Moderate	High
KWK	No	Moderate	High
Biokraftstoffe	No	Moderate	High

Die folgenden Darstellungen geben einen Eindruck von den Änderungen, welche sich durch die Erhöhung der Ölpreiskopplung ergeben. In Abbildung 6-43 wird anhand des Bioenergie-Anteils gezeigt, wie stark sich die Änderung auf den Ausbau des Biomassesektors auswirkt und in Abbildung 6-44 sind die Auswirkungen auf die THG-Reduktionskosten dargestellt. Aus ersterer ist ersichtlich, dass die Entwicklung des Biomassesektors hinsichtlich der Ölpreiskopplung relativ robust ist. Zwar erfolgt der Ausbau aufgrund der geringfügig schlechteren ökonomischen Effizienz von Biomassensystemen etwas langsamer, an den qualitativen Ergebnissen der Simulation ändert sich jedoch nichts.

Dies liegt daran, dass der Anteil der Rohstoffkosten im Allgemeinen bei den Biomasse-Systemen geringer ist als bei den fossilen Referenzsystemen. Daher erweisen sich die meisten Biomasse-Systeme als weniger anfällig auf Preissteigerungen als fossil befeuerte Systeme.

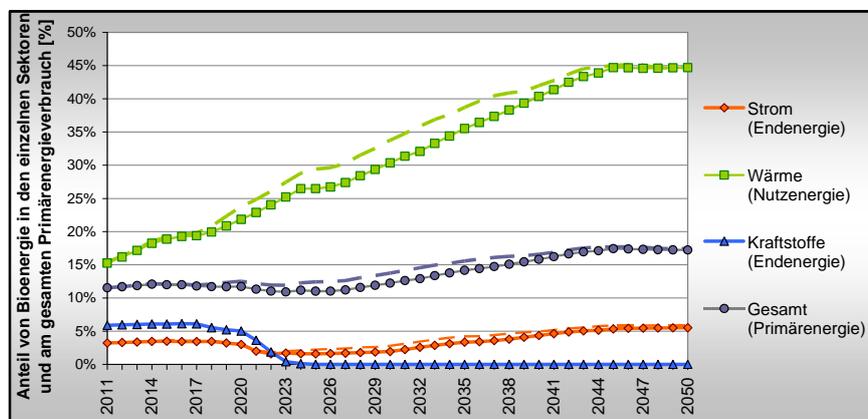


Abbildung 6-43: Anteile von Bioenergie in Simulation 2-1 bei Unterstellung einer 100%igen Kopplung zwischen Öl- und Biomassepreisen⁸⁶

Bei den THG-Reduktionskosten ist hingegen eine zunehmende Abweichung festzustellen, für das Jahr 2050 beträgt der „Fehler“ ca. 30 %. Da die Kosten der THG-Reduktion auf der Kostendifferenz zwischen Biomasse- und Referenzsystemen basieren, ist diese doch recht deutliche Abweichung wenig überraschend.

⁸⁶ Die strichlierten Linien repräsentieren die Ergebnisse aus Simulation 2-1 mit Standard-Biomasse-Ölpreiskopplung; siehe Abschnitt 5.2.2.

Sensitivitätsanalyse 3-1: Biomasse-Ölpreis-Kopplung (Fortsetzung) Hochpreis-Eff.-Sz.

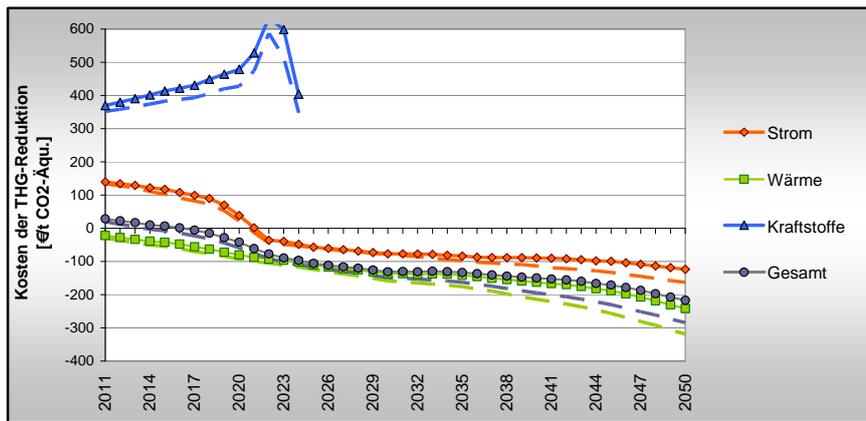


Abbildung 6-44: Kosten der THG-Reduktion in Simulation 2-1 bei Unterstellung einer 100%igen Kopplung der Biomassepreise an den Ölpreis

Sensitivitätsanalyse 3-2: Biomassepreise Niedrigpreis-Szenario

In dieser Sensitivitätsanalyse wurden sämtliche Preise von Biomasseressourcen ebenso wie die Kopplungen an den Ölpreis um +/-10 bzw. +/-20 % variiert. Die Auswirkungen auf die Simulationsergebnisse sind anhand der Bioenergie-Anteile am Energiebedarf (Abbildung 6-45), der kumulierten THG-Reduktion sowie der Kosten der THG-Reduktion dargestellt (Abbildung 6-46). Die Abbildungen zeigen, dass bereits eine Variation um +/-10 % nicht unwesentliche Auswirkungen auf die Simulationsergebnisse haben kann.

Tabelle 6-12: Exogene Szenarioparameter der Sensitivitätsanalyse 3-2

Referenzszenario:	1-3 Balanced-Policy		
Bemerkung:	Variation der BM-Preise		
Preisszenario:	<input checked="" type="button" value="Low"/>	<input type="button" value="High"/>	
Energiebedarf:	<input checked="" type="button" value="Baseline"/>	<input type="button" value="Effizienz"/>	<input type="button" value="max. Eff."/>
Biomasse-Rohstoffpotenziale:			
Inländisches Potenzial:	<input type="button" value="Low"/>	<input checked="" type="button" value="Baseline"/>	<input type="button" value="High"/>
Importpotenzial	<input type="button" value="No"/>	<input checked="" type="button" value="Baseline"/>	
Förderungen:			
Heizanlagen ≤ 100kW	<input type="button" value="No"/>	<input checked="" type="button" value="Moderate"/>	<input type="button" value="High"/>
Heizanlagen > 100kW	<input checked="" type="button" value="No"/>	<input type="button" value="Moderate"/>	<input type="button" value="High"/>
KWK	<input type="button" value="No"/>	<input checked="" type="button" value="Moderate"/>	<input type="button" value="High"/>
Biokraftstoffe	<input type="button" value="No"/>	<input checked="" type="button" value="Moderate"/>	<input type="button" value="High"/>

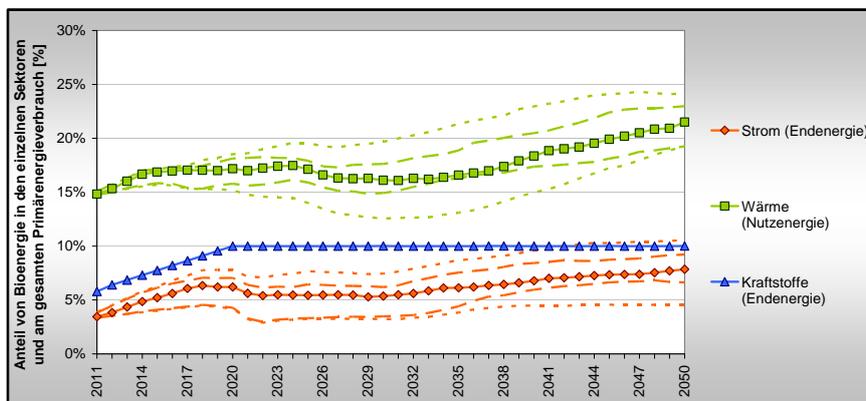


Abbildung 6-45: Anteile von Bioenergie im Balanced-Policy Niedrigpreisszenario bei Variation der Biomassepreise und Ölpreiskopplungen um +/-10 bzw. +/-20 %

Sensitivitätsanalyse 3-2: Biomassepreise (Fortsetzung)

Niedrigpreis-Szenario

In dieser Simulation ist ersichtlich, dass insbesondere bei KWK-Anlagen bei Erhöhung der Biomassepreise um 10 % ein deutlich geringerer Ausbau erfolgt. Das heißt dass zahlreiche Anlagen bei den vorgegebenen Einspeisetarifen im Basisszenario nur knapp über der Wirtschaftlichkeitsschwelle liegen. Dies würde für Einspeisetarife sprechen, die dynamisch an das Rohstoffpreisniveau angepasst werden. Bei Vorgabe einer Quote hingegen bewirken Schwankungen der Biomassepreise klarerweise keine Veränderungen im Ausbau.

Es zeigt sich, dass eine prozentuelle Erhöhung bzw. Verringerung der exogenen Biomassepreise bei den Simulationsergebnissen „Anteil von Biomasse“ und „kumulierte THG-Reduktion“ eine prozentuell annähernd ebenso hohe Verringerung bzw. Erhöhung bewirkt. Noch deutlicher als in der vorigen Simulation ist in Abbildung 6-46 die hohe Sensitivität der THG-Reduktionskosten gegenüber Änderungen der Biomassepreise zu erkennen.

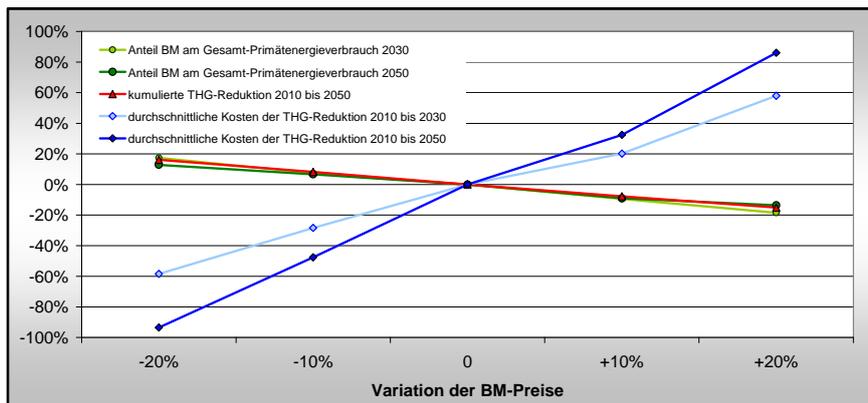


Abbildung 6-46: Sensitivitätsanalyse des Anteils von Biomasse am Primärenergieverbrauch, der THG-Reduktionskosten sowie der kumulierten THG-Reduktion bei Variation der Biomassepreise und Ölpreiskopplungen um +/-10 bzw. +/-20 %

Sensitivitätsanalyse 3-3: Referenzpreise

Hochpreis-Effizienz-Szenario

Es ist klar, dass die Wahl der Referenzsysteme und die sich daraus ergebenden Referenzpreise einen wesentlichen Einfluss auf die Simulationen haben. Schließlich hängt im Modell der Ausbau des Biomassesektors in erster Linie davon ab, ob die Kosten der Bioenergiesysteme unter den Referenzkosten liegen.

In dieser Sensitivitätsanalyse wird untersucht, wie stark sich Variationen der Referenzpreise auf die Simulationsergebnisse auswirken.

Tabelle 6-13: Exogene Szenarioparameter der Sensitivitätsanalyse 3-3

Referenzszenario:	2-1 No-Policy		
Bemerkung:	Variation der Referenzpreise		
Preisszenario:	Low	High	
Energiebedarf:	Baseline	Effizienz	max. Eff.
Biomasse-Rohstoffpotenziale:			
Inländisches Potenzial:	Low	Baseline	High
Importpotenzial	No	Baseline	
Förderungen:			
Heisanlagen ≤ 100kW	No	Moderate	High
Heisanlagen > 100kW	No	Moderate	High
KWK	No	Moderate	High
Biokraftstoffe	No	Moderate	High

In Abbildung 6-47 sind die Bioenergie-Anteile, welche sich bei Simulation 2-1 mit Standard-Referenzpreisen und bei Variation um +/-10 % und +/-20 % ergeben, dargestellt. Der Anteil im Verkehrssektor ist nicht dargestellt, da sich dieser im No-Policy Szenario aus den bestehenden Anlagen ergibt und daher ohnehin konstant ist. (Auch bei einer Erhöhung des Referenzpreises um 20 % werden biogene Kraftstoffe im gesamten Simulationszeitraum nicht wirtschaftlich.) Es zeigt sich, dass sich die Variationen um 10 % nur relativ geringfügig auf das Simulationsergebnis auswirken. Bei 20 % kommt es allerdings schon zu signifikanten Abweichungen.

Sensitivitätsanalyse 3-3: Referenzpreise (Fortsetzung)

Hochpreis-Effizienz-Szenario

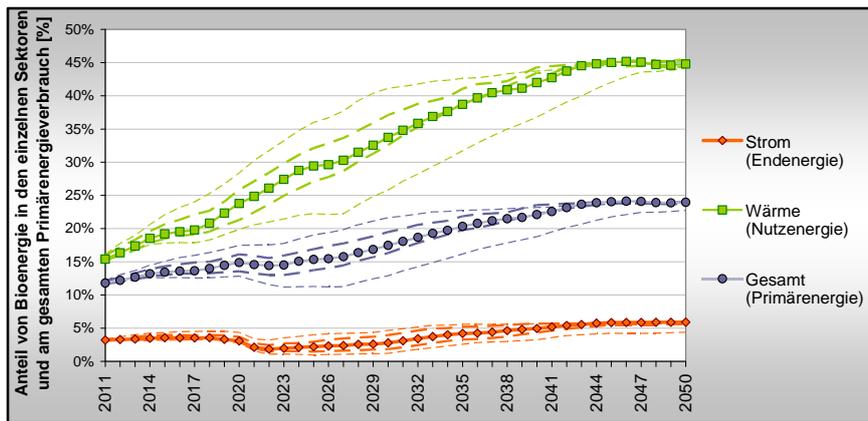


Abbildung 6-47: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse zu den Referenzpreisen – Anteile von Bioenergie im No-Policy Hochpreis-Szenario bei Variation der Referenzpreise um +/- 10 und +/- 20 %

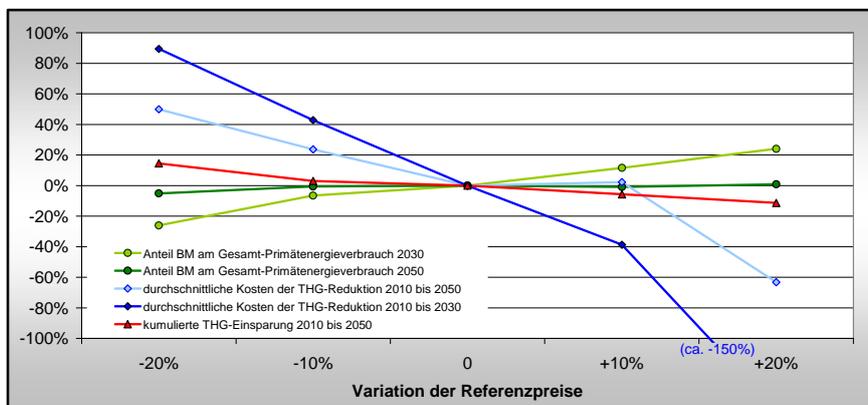


Abbildung 6-48: Sensitivitätsanalyse des Anteils von Biomasse am Primärenergieverbrauch, der THG-Reduktionskosten sowie der kumulierten THG-Einsparung bis 2050 in Abhängigkeit der Referenzpreise im No-Policy Hochpreisszenario

Sensitivitätsanalyse 3-4: Rohstoffpotenziale

Niedrigpreis-Szenario

Die Verfügbarkeit inländischer Rohstoffpotenziale stellt klarerweise eine wesentliche Rahmenbedingung für die zukünftige Entwicklung des Biomassesektors dar. In Kapitel 4 wurde eine detaillierte Analyse der verfügbaren Potenziale durchgeführt. Dabei wurde festgestellt, dass die Potenziale stark von diversen langfristigen Trends abhängen, welche aus heutiger Sicht schwer abzuschätzen sind. Zu nennen sind hier insbesondere die zukünftige Entwicklung der Holz verarbeitenden Industrien in Österreich (Potenzial von SNP und bis zu einem gewissen Grad auch Waldholz) und Trends in der Landwirtschaft (Verfügbarkeit von Flächen sowie landwirtschaftlicher Reststoffe und Nebenprodukte).

Tabelle 6-14: Exogene Szenarioparameter der Sensitivitätsanalyse 3-4

Referenzszenario:	1-3 Balanced-Policy		
Bemerkung:	Variation des inländ. Potenzials		
Preisszenario:	<input checked="" type="checkbox"/> Low	<input type="checkbox"/> Baseline	<input type="checkbox"/> High
Energiebedarf:	<input checked="" type="checkbox"/> Baseline	<input type="checkbox"/> Effizienz	<input type="checkbox"/> max. Eff.
Biomasse-Rohstoffpotenziale:			
Inländisches Potenzial:	<input checked="" type="checkbox"/> Low	<input checked="" type="checkbox"/> Baseline	<input type="checkbox"/> High
Importpotenzial	<input type="checkbox"/> No	<input checked="" type="checkbox"/> Baseline	<input type="checkbox"/> High
Förderungen:			
Heizanlagen ≤ 100kW	<input type="checkbox"/> No	<input checked="" type="checkbox"/> Moderate	<input type="checkbox"/> High
Heizanlagen > 100kW	<input checked="" type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Moderate	<input type="checkbox"/> High
KWK	<input type="checkbox"/> No	<input checked="" type="checkbox"/> Moderate	<input type="checkbox"/> High
Biokraftstoffe	<input type="checkbox"/> No	<input checked="" type="checkbox"/> Moderate	<input type="checkbox"/> High

Sensitivitätsanalyse 3-4: Rohstoffpotenziale (Fortsetzung)

Niedrigpreis-Szenario

Aus den Analysen in Kapitel 4 wurden drei Potenzial-Szenarien abgeleitet (siehe auch Abschnitt 5.2.4), wobei das Basisszenario die nach Ansicht der Autoren wahrscheinlichsten, das *Low*-Szenario (hinsichtlich der Biomasseverfügbarkeit) pessimistischere und das *High*-Szenario optimistischere Entwicklungen widerspiegelt. In der vorliegenden Sensitivitätsanalyse wird der Einfluss dieser Szenarien, also der inländischen Rohstoffverfügbarkeit, auf die Simulationsergebnisse untersucht.

In Abbildung 6-49 ist der Ausbau des Biomassesektors anhand der Anteile von Bioenergie in den verschiedenen Sektoren für die drei Potenzial-Szenarien dargestellt (als Referenzszenario wurde das *Balanced-Policy* Niedrigpreisszenario herangezogen). Es ist klar, dass sich die Rohstoffverfügbarkeit unmittelbar auf den Ausbau auswirkt. Da die Potenzialausschöpfung in Österreich (im internationalen Vergleich) bereits jetzt relativ hoch ist, ergeben sich in Abbildung 6-49 schon relativ früh (nämlich vor 2020) geringfügige Unterschiede bei den Ausbaupfaden. Der durch die Quote vorgeschriebene Anteil im Verkehrssektor bleibt natürlich in allen Simulationen gleich. Bei Wärme kommt es zu einer maximalen Abweichung von plus 27 % bzw. minus 16 % gegenüber dem Basisszenario, und bei Strom plus 31 % bzw. minus 25 %.

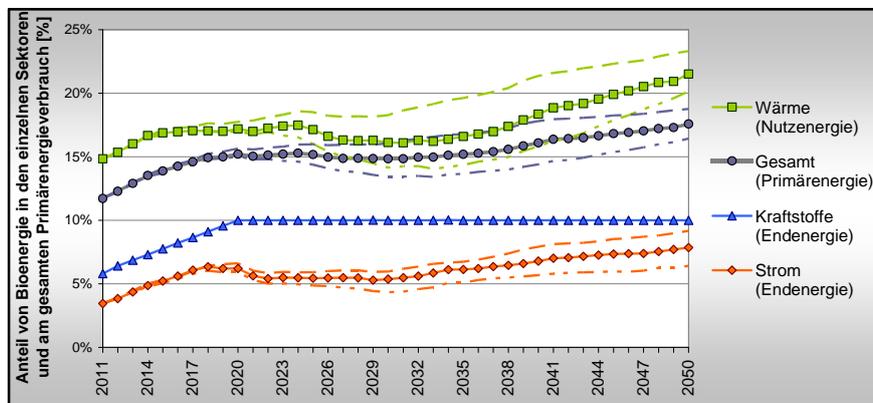


Abbildung 6-49: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse zu den Biomassepotenzialen – Anteile von Bioenergie im *Balanced-Policy* Niedrigpreis-Szenario bei den verschiedenen Potenzial-Szenarien

Wo liegen nun die wesentlichen Unterschiede in der Rohstoffverfügbarkeit und –nutzung? Die größten Unterschiede ergeben sich bei Sägenebenprodukten, da diese Potenzialfraktion aufgrund der relativ geringen Preise stets vollständig ausgeschöpft wird. Bereits in der Vergangenheit hat sich gezeigt, dass mit dem Ausbau des Biomassesektors die Nachfrage nach SNP stark gestiegen ist, was aufgrund der steigenden Preise nicht zuletzt auch Auswirkungen auf die stoffliche Verwertung (Papier-, Zellstoff- und Plattenindustrie) hatte. Von zentraler Bedeutung für die zukünftige Verfügbarkeit von SNP ist natürlich die Entwicklung der österreichischen Sägeindustrie. Um eventuelle Rundholz-Importausfälle kompensieren zu können, wird der Mobilisierung inländischer Holzreserven daher eine wichtige Bedeutung zukommen. Letztendlich hängt die Rohstoffversorgung des Bioenergie-Sektors, aber auch die der Papier-, Zellstoff- und Plattenindustrie in hohem Maße von der Entwicklung der österreichischen Sägeindustrie ab.

Hinsichtlich der Nutzung landwirtschaftlicher Flächen ergeben sich nur relativ geringe Unterschiede. Bei geringerer Verfügbarkeit der „klassischen“ Biomasseressourcen erfolgt prinzipiell eine raschere Zunahme bei der Nutzung landwirtschaftlicher Ressourcen, allerdings nur in sehr moderatem Ausmaß. Letztendlich ergeben sich über den gesamten Simulationszeitraum hinsichtlich der Nutzung von Ackerflächen zur Biomasseproduktion kaum Unterschiede (siehe Abbildung 6-50).

Sensitivitätsanalyse 3-4: Rohstoffpotenziale (Fortsetzung)**Niedrigpreis-Szenario**

Die Sensitivitätsanalyse verdeutlicht, dass die Schaffung der zur Mobilisierung von Rohstoffpotenzialen erforderlichen Rahmenbedingungen eine zentrale Herausforderung beim Ausbau des Biomassesektors darstellt. Es sind also nicht nur nutzungs- sondern auch aufbringungsseitige Maßnahmen zur Forcierung der energetischen Biomassennutzung erforderlich

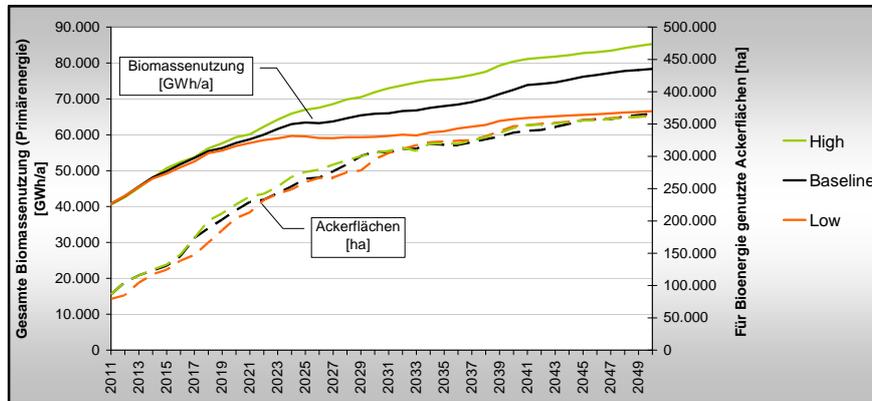


Abbildung 6-50: Entwicklung der gesamten primärenergetischen Biomassennutzung und der zur Produktion von Bioenergie genutzten Ackerflächen im *Balanced-Policy* Szenario bei den verschiedenen Potenzial-Szenarien

Detailanalyse 3-5: Maximale Energieeffizienz**Hochpreis-Max.Effizienz-Szenario**

In den folgenden Simulationen sind Energieverbrauchs-Szenarien unterstellt, bei denen von einem deutlichen Rückgang in sämtlichen Sektoren ausgegangen wird („Effizienz Max“ in Abbildung 5-4 bis Abbildung 5-9). Es wird explizit darauf hingewiesen, dass eine derartige Entwicklung unter derzeitigen Rahmenbedingungen höchst unwahrscheinlich ist. Es kann jedoch nicht ausgeschlossen werden, dass es längerfristig infolge stark steigender Energiepreise bzw. durch entsprechende politische Instrumente zu Strukturbrüchen und – aus heutiger Sicht – radikalen Energieeffizienz-Maßnahmen bzw. -Steigerungen kommt. Derartige Maßnahmen müssten weit über derzeit diskutierte Einzel-Maßnahmen hinausgehen und ganz konkret in einem gesamtheitlichen Konzept das Ziel einer drastischen Reduktion des Energieverbrauchs in den Sektoren Wärme, Strom und Verkehr sowie über alle Wirtschaftsbereiche verfolgen.

Die folgenden Simulationen veranschaulichen, welche Rolle Bioenergie in einer derartigen Entwicklung zukommen kann. Ein wesentlicher Aspekt dabei ist, dass insbesondere im Bereich der Raumwärme – jenem Sektor in dem Biomasse die bedeutendste Rolle spielt - sehr große Einsparpotenziale bestehen. Es stellt sich daher die Frage, ob in Kombination mit drastischen Effizienzsteigerungen eine verstärkte Nutzung von Biomasse im Strom und/oder Verkehrssektor sinnvoll ist.

Aufgrund der drastischen Reduktion des Energiebedarfs wächst der Anteil von Biomasse am Primärenergieverbrauch in diesen Szenarien auf 35 % (*Balanced-Policy*) bzw. über 35 % (*Transport*) (Abbildung 6-52). Die Simulationsergebnisse veranschaulichen, dass es im Falle „maximaler Energieeffizienz“ zu einem weitaus geringeren Anstieg von Biomasse im Wärmesektor als in den Hochpreis-Effizienz-Szenarien kommt. Deshalb ist die Rohstoffkonkurrenz deutlich weniger stark ausgeprägt. Außerdem ist die Erreichung ambitionierter Kraftstoffquoten mit einem geringeren Rohstoffbedarf und damit mit einer geringeren Beeinträchtigung der effizienteren Nutzungsformen verbunden.

Detailanalyse 3-5: Maximale Energieeffizienz (Fortsetzung)

Hochpreis-Max.Eff.-Szenario

Tabelle 6-15: Exogene Szenarioparameter des „Maximale Energieeffizienz Balanced-Policy“ Szenarios

Preisszenario:	<input type="button" value="Low"/>	<input type="button" value="High"/>	
Energiebedarf:	<input type="button" value="Baseline"/>	<input type="button" value="max. Eff."/>	
Biomasse-Rohstoffpotenziale:			
Inländisches Potenzial:	<input type="button" value="Low"/>	<input type="button" value="Baseline"/>	<input type="button" value="High"/>
Importpotenzial	<input type="button" value="No"/>	<input type="button" value="Baseline"/>	
Förderungen:			
Heizanlagen ≤ 100kW	<input type="button" value="No"/>	<input type="button" value="Moderate"/>	<input type="button" value="High"/>
Heizanlagen > 100kW	<input type="button" value="No"/>	<input type="button" value="Moderate"/>	<input type="button" value="High"/>
KWK	<input type="button" value="No"/>	<input type="button" value="Moderate"/>	<input type="button" value="High"/>
Biokraftstoffe	<input type="button" value="No"/>	<input type="button" value="Moderate"/>	<input type="button" value="High"/>

Tabelle 6-16: Exogene Szenarioparameter des „Maximale Energieeffizienz Transport“ Szenarios

Preisszenario:	<input type="button" value="Low"/>	<input type="button" value="High"/>	
Energiebedarf:	<input type="button" value="Baseline"/>	<input type="button" value="max. Eff."/>	
Biomasse-Rohstoffpotenziale:			
Inländisches Potenzial:	<input type="button" value="Low"/>	<input type="button" value="Baseline"/>	<input type="button" value="High"/>
Importpotenzial	<input type="button" value="No"/>	<input type="button" value="Baseline"/>	
Förderungen:			
Heizanlagen ≤ 100kW	<input type="button" value="No"/>	<input type="button" value="Moderate"/>	<input type="button" value="High"/>
Heizanlagen > 100kW	<input type="button" value="No"/>	<input type="button" value="Moderate"/>	<input type="button" value="High"/>
KWK	<input type="button" value="No"/>	<input type="button" value="Moderate"/>	<input type="button" value="High"/>
Biokraftstoffe	<input type="button" value="No"/>	<input type="button" value="Moderate"/>	<input type="button" value="High"/>

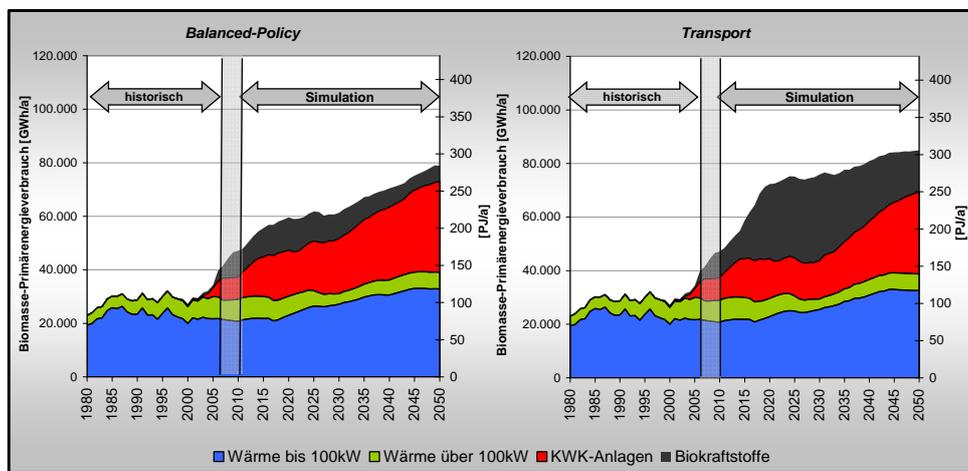


Abbildung 6-51: Biomasse-Primärenergieverbrauch in den „Maximale Energieeffizienz“-Szenarien

Wie aus folgenden Abbildungen ersichtlich, kommt es im Transport Szenario zu einem deutlich höheren Bioenergie-Anteil (Abbildung 6-52), und es werden auch höhere THG-Einsparungen erzielt als im Balanced-Policy Szenario. Wenn die hohen Produktionskosten von biogenen Kraftstoffen in Kauf genommen werden, ist im Falle einer derartigen Entwicklung des Energieverbrauchs die Implementierung ambitionierter Kraftstoffquoten zu befürworten.

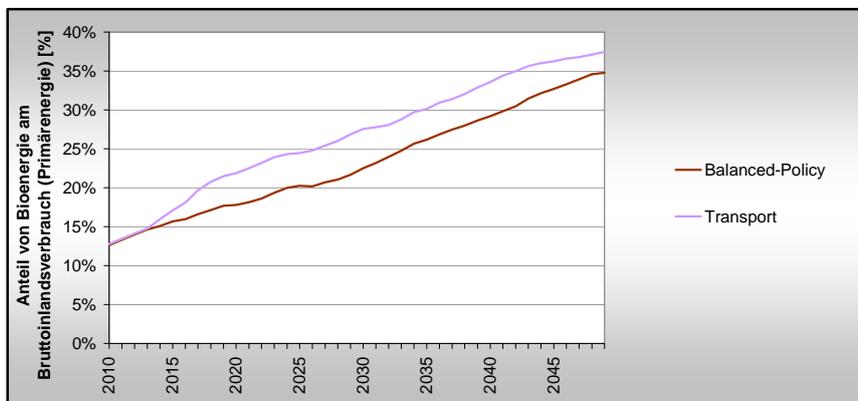


Abbildung 6-52: Anteil von Bioenergie am Primärenergieverbrauch in den „Maximale Energieeffizienz“-Szenarien

Detailanalyse 3-5: Maximale Energieeffizienz (Fortsetzung)

Hochpreis-Max.Eff.-Szenario

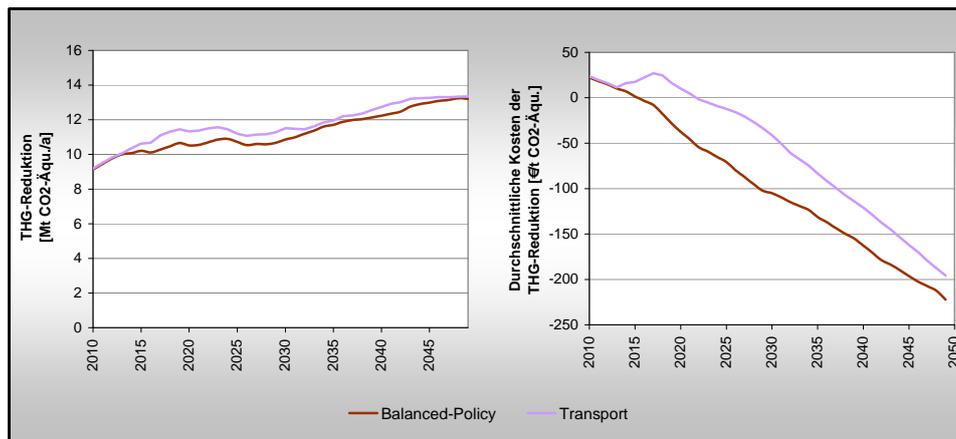


Abbildung 6-53: Vergleich der THG-Reduktion und der durchschnittlichen THG-Reduktionskosten in den „Maximale Energieeffizienz“-Szenario

Detailanalyse 3-6: No-Imports

Hochpreis-Effizienz-Szenario

Wie in Abschnitt 5.2.4 erläutert, werden bei den Simulationen standardmäßig limitierte Biomasse Importpotenziale unterstellt. In dieser Detailanalyse wurden hingegen keine Importpotenziale vorgegeben, es stehen also ausschließlich inländische Biomasseressourcen zur Verfügung. Im Übrigen wurden die Rahmenbedingungen von Simulation 2-4 unterstellt. Grund für die Wahl dieses Szenarios ist, dass es unter diesen Rahmenbedingungen zur höchsten Ausschöpfung der Importpotenziale gekommen ist.

Tabelle 6-17: Exogene Szenarioparameter der No-Imports Transport Detailanalyse

Referenzszenario:	2-4 Transport		
Bemerkung:	Keine Biomasse-Importpot.		
Preisszenario:	<input type="button" value="Low"/>	<input checked="" type="button" value="High"/>	<input type="button" value="max. Eff."/>
Energiebedarf:	<input type="button" value="Baseline"/>	<input checked="" type="button" value="Effizienz"/>	<input type="button" value="max. Eff."/>
Biomasse-Rohstoffpotenziale:			
Inländisches Potenzial:	<input type="button" value="Low"/>	<input checked="" type="button" value="Baseline"/>	<input type="button" value="High"/>
Importpotenzial	<input checked="" type="button" value="No"/>	<input type="button" value="Baseline"/>	<input type="button" value="High"/>
Förderungen:			
Heizanlagen ≤ 100kW	<input type="button" value="No"/>	<input checked="" type="button" value="Moderate"/>	<input type="button" value="High"/>
Heizanlagen > 100kW	<input checked="" type="button" value="No"/>	<input type="button" value="Moderate"/>	<input type="button" value="High"/>
KWK	<input type="button" value="No"/>	<input checked="" type="button" value="Moderate"/>	<input type="button" value="High"/>
Biokraftstoffe	<input type="button" value="No"/>	<input type="button" value="Moderate"/>	<input checked="" type="button" value="High"/>

Aus Abbildung 6-54 ist klar ersichtlich, dass die derzeitige Produktion von biogenen Kraftstoffen zum Großteil auf Rohstoffimporten basiert. Mit 2011 kommt es aufgrund der unterstellten Importausfälle zu einem drastischen Rückgang. Mit der kommerziellen Verfügbarkeit der 2.Generation biogener Kraftstoffe ab 2015 können zwar signifikante Mengen produziert werden, jedoch geschieht dies auf Kosten der Ausbaupotenziale im Wärme- und Stromsektor.

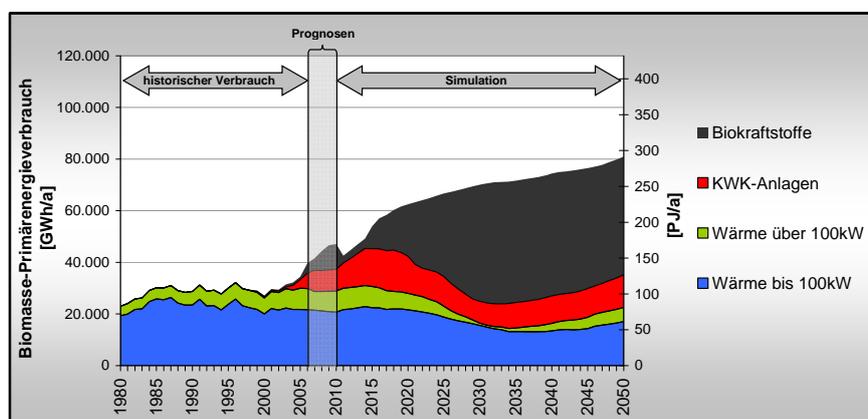


Abbildung 6-54: Biomasse-Primärenergieverbrauch im No-Imports Szenario (Transport)

Detailanalyse 3-6: No Imports (Fortsetzung)

Hochpreis-Effizienz-Szenario

Die Simulation verdeutlicht, dass die Erfüllung ambitionierte Biokraftstoffquoten in Österreich (selbst unter der Annahme, dass der Umstieg auf Kraftstoffe der 2.Generation bereits 2015 erfolgt) nur auf Basis von Biomasseimporten realistisch ist.

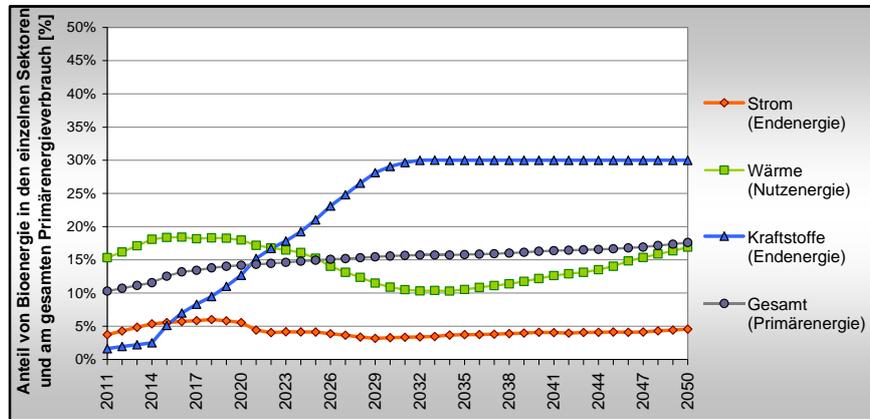


Abbildung 6-55: Bioenergie-Anteile im No-Imports Szenario (Transport)

Detailanalyse 3-7: Mineralölsteuerbefreiung

Hochpreis-Effizienz-Szenario

Reine biogene Kraftstoffe bzw. die biogenen Anteile von Mischungen sind in Österreich von der Mineralölsteuer befreit. Dadurch können dem Endverbraucher etwa Biodiesel oder E85-Kraftstoff (Ethanol mit einem 15 %-Anteil fossilen Kraftstoffs) zu konkurrenzfähigen Preisen angeboten werden. In der Vergangenheit wurden Kraftstoffe mit hohem biogenen Anteil allerdings nur in sehr geringem Ausmaß genutzt⁸⁷.

Tabelle 6-18: Exogene Szenarioparameter des Szenarios „Mineralölsteuerbefreiung“

Preisszenario:	<input type="button" value="Low"/>	<input checked="" type="button" value="High"/>
Energiebedarf:	<input type="button" value="Baseline"/>	<input checked="" type="button" value="Effizienz"/>
Biomasse-Rohstoffpotenziale:	<input type="button" value="Low"/>	<input checked="" type="button" value="Baseline"/>
Inländisches Potenzial:	<input type="button" value="Low"/>	<input type="button" value="High"/>
Importpotenzial	<input type="button" value="No"/>	<input checked="" type="button" value="Baseline"/>
Förderungen:		
Heizanlagen ≤ 100kW	<input type="button" value="No"/>	<input checked="" type="button" value="Moderate"/>
Heizanlagen > 100kW	<input checked="" type="button" value="No"/>	<input type="button" value="Moderate"/>
KWK	<input type="button" value="No"/>	<input checked="" type="button" value="Moderate"/>
Biokraftstoffe	<input checked="" type="button" value="MöSt-Befreiung"/>	

Aufgrund der Höhe der Mineralölsteuer (im Mittel von Benzin und Diesel ca. 40 €/MWh) stellt die Mineralölsteuerbefreiung eine sehr hohe Förderung für biogene Kraftstoffe dar. Aufgrund der nichtsdestotrotz weitaus höheren Effektivität der Biokraftstoffquote wurde diese Förderung in den bisherigen Simulationen nicht berücksichtigt.

In diesem Szenario werden nun die Auswirkungen der Mineralölsteuerbefreiung (bzw. eine Steuerbegünstigung biogener Kraftstoffe um 40 €/MWh) simuliert. Eine verpflichtende Quote ist hier nicht vorgegeben, d.h. ein Ausbau im Biokraftstoffsektor erfolgt unter diesen Rahmenbedingungen nur dann, wenn biogene Kraftstoffe aufgrund der Steuerbefreiung wirtschaftlich sind. Die übrigen Förderinstrumente entsprechen jenen im *Balanced-Policy* Szenario.

Abbildung 6-56 und Abbildung 6-57 zeigen die Simulationsergebnisse anhand des Energie-Outputs und der Bioenergie-Anteile. Es zeigt sich, dass die Steuerbefreiung in der Simulation ausreicht, um nach Außerbetriebnahme der bestehenden Produktionsanlagen den Bioenergie-Anteil im Verkehrssektor bei ca. 5 % zu halten. Was in den Abbildungen nicht ersichtlich ist, sich jedoch bei genauerer Analyse der Simulationsergebnisse zeigt, ist dass der Anteil

⁸⁷ 2006 wurden etwa 90% der eingesetzten biogenen Kraftstoffe in beigemischter Form (max. 5% biogener Kraftstoff) konsumiert [BMLFUW 2007a].

Detailanalyse 3-7: Mineralölsteuerbefreiung (Fortsetzung)

Hochpreis-Effizienz-Szenario

flüssiger biogener Kraftstoffe zwischen 2020 und 2030 deutlich zurückgeht, und ab 2030 praktisch ausschließlich gasförmige biogene Kraftstoffe genutzt werden (in erster Linie SNG aus anaerober Fermentation). Bei Unterstellung eines höheren nachfrageseitigen Potenzials gasförmiger Kraftstoffe könnte es unter diesen Rahmenbedingungen sogar noch zu einer deutlich höheren Nutzung von aufbereitetem Biogas als Kraftstoff kommen (siehe Detailanalyse 3-8).

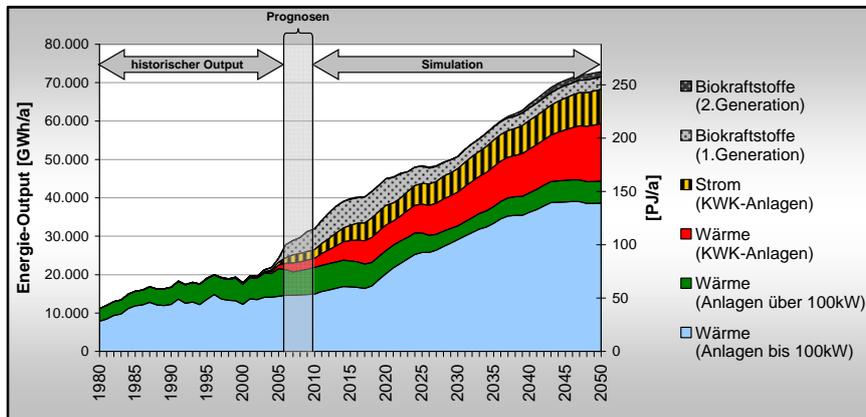


Abbildung 6-56: Energie-Output der Biomasseanlagen im Szenario „Mineralölsteuerbefreiung“

Dass es in dieser Simulation trotz der hohen steuerlichen Begünstigung zu keinem signifikanten Ausbau von Bioenergie im Verkehrssektor kommt, zeigt, dass sich bei flüssigen biogenen Kraftstoffen selbst im Hochpreis-Szenario langfristig keine Wirtschaftlichkeit abzeichnet. Unter welchen Umständen könnte sich das ändern? Bei sehr günstiger Rohstoffversorgung (beispielsweise entsprechend einem Bioraffinerie-Konzept mit integrierter stofflicher und energetischer Verwertung von Biomasse) und ausgeprägten technologischen Lerneffekten ist eventuell eine deutliche Verbesserung der Wirtschaftlichkeit möglich. Allerdings muss bedacht werden dass, solange eine Nachfrage nach Biomasse zu Heizzwecken (und ein entsprechender Marktpreis) bestehen, bei der Nutzung von „billigen“ Ressourcen stets hohe Opportunitätskosten in Rechnung zu stellen wären.

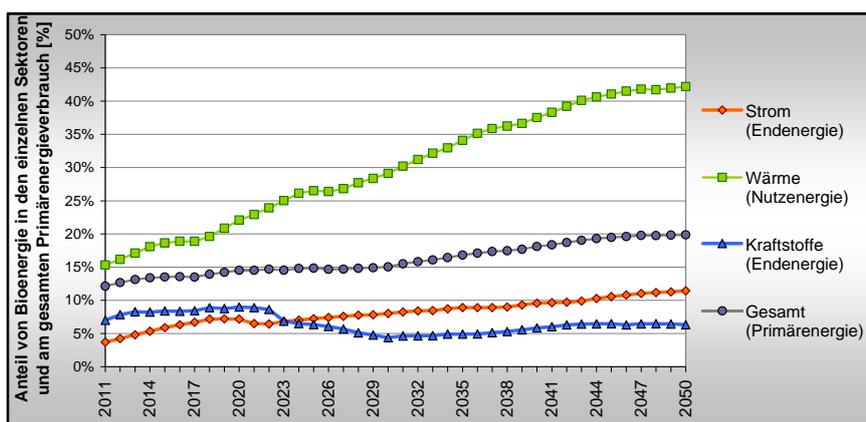


Abbildung 6-57: Bioenergie-Anteile im Szenario „Mineralölsteuerbefreiung“

Detailanalyse 3-8: Gasförmige Kraftstoffe

Hochpreis-Effizienz-Szenario

Die zukünftige Rolle gasförmiger Kraftstoffe im Straßenverkehr ist aus heutiger Sicht schwer abzuschätzen. Erdgasbetriebene Fahrzeuge werden zurzeit als Alternative zu konventionellen Fahrzeugen gefördert. Ob sie jemals signifikante Marktanteile erreichen werden, und wie sich die Tankstellen-Infrastruktur in den nächsten Jahrzehnten entwickeln wird, bleibt offen. Aus diesem Grund wurde SNG in den Simulationen standardmäßig auf maximal 10 % des gesamten Kraftstoffbedarfs limitiert.

Tabelle 6-19: Exogene Szenarioparameter der Detailanalyse „Gasförmige Kraftstoffe“

Referenzszenario:	2-4 Transport		
Bemerkung:	Gesteigerte Nachfrage nach gasförmigen Kraftstoffen		
Preisszenario:	<input type="button" value="Low"/>	<input checked="" type="button" value="High"/>	<input type="button" value="High"/>
Energiebedarf:	<input type="button" value="Baseline"/>	<input checked="" type="button" value="Effizienz"/>	<input type="button" value="max. Eff."/>
Biomasse-Rohstoffpotenziale:			
Inländisches Potenzial:	<input type="button" value="Low"/>	<input checked="" type="button" value="Baseline"/>	<input type="button" value="High"/>
Importpotenzial:	<input type="button" value="No"/>	<input checked="" type="button" value="Baseline"/>	<input type="button" value="High"/>
Förderungen:			
Heizanlagen ≤ 100kW:	<input type="button" value="No"/>	<input checked="" type="button" value="Moderate"/>	<input type="button" value="High"/>
Heizanlagen > 100kW:	<input checked="" type="button" value="No"/>	<input type="button" value="Moderate"/>	<input type="button" value="High"/>
KWK:	<input type="button" value="No"/>	<input checked="" type="button" value="Moderate"/>	<input type="button" value="High"/>
Biokraftstoffe:	<input type="button" value="No"/>	<input type="button" value="Moderate"/>	<input checked="" type="button" value="High"/>

Für diese Detailanalyse wird davon ausgegangen, dass gasförmige Kraftstoffe weitaus stärker an Bedeutung gewinnen werden. (Das obere Limit für SNG wurde von 10 auf 30 % des gesamten Kraftstoffbedarfs angehoben.) Dadurch ergeben sich in den Simulationsergebnissen einige nicht unwesentliche Veränderungen. Obwohl in den Simulationen für gasförmige Kraftstoffe aufgrund höherer Verteilkosten ein Kostenaufschlag von 20 € pro MWh Kraftstoff unterstellt wird⁸⁸, zeigt sich, dass die Erfüllung der Quoten mit einem höheren Anteil gasförmiger Kraftstoffe zu niedrigeren Gesamtkosten möglich ist.

Die folgenden Abbildungen zeigen eine Gegenüberstellung der Ergebnisse der Detailanalyse mit jenen des Referenzszenarios (Sim. 2-4). In Abbildung 6-58 ist die Kraftstoffproduktion, unterteilt in 1. und 2. Generation sowie flüssige und gasförmige Kraftstoffe dargestellt.

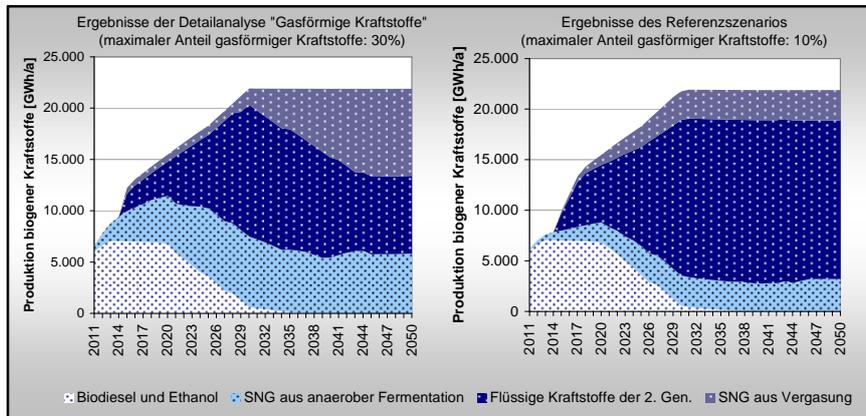


Abbildung 6-58: Gegenüberstellung der Kraftstoffproduktion in der Detailanalyse „Gasförmige Kraftstoffe“ und dem Referenzszenario 2-4 Transport

In Abbildung 6-59 ist eine Vergleich hinsichtlich der durchschnittlichen THG-Reduktionskosten dargestellt. Es ist ersichtlich, dass durch den höheren Anteil von SNG die durchschnittlichen Reduktionskosten deutlich niedriger sind. Dies ist in erster Linie auf höhere THG-Einsparungen, und in geringerem Ausmaß auf niedrigeren Produktionskosten zurückzuführen. Auch hinsichtlich des Flächenbedarfs wäre ein stärkerer Trend in Richtung gasförmige Kraftstoffe vorteilhaft. Der Flächenertrag von SNG aus anaerober Fermentation (Biogas) beträgt ein Vielfaches von Biodiesel und Bioethanol. Und auch mit Vergasungstechnologien

⁸⁸ Die Auswirkungen steigender Auslastung der Erdgas-/SNG-Tankstellen auf die Verteilkosten gasförmiger Kraftstoffe konnte im Rahmen des Projektes nicht abgeschätzt werden. Es ist jedoch anzunehmen, dass es infolge höherer Auslastung zu deutlichen Senkungen der spezifischen Verteilkosten kommen kann.

Detailanalyse 3-8: Gasförmige Kraftstoffe (Fortsetzung)

Hochpreis-Effizienz-Szenario

sind aufgrund höherer Konversionswirkungsgrade höhere Flächenerträge erreichbar als mit flüssigen Kraftstoffen der 2. Generation. (Eine Darstellung der Hektarerträge erfolgt in Abschnitt 8.2 bzw. Abbildung 8-1 und Abbildung 8-2.) Daher ergeben sich aufgrund des höheren Anteils von SNG ein geringerer Rohstoff-Importbedarf und damit auch ein höheres Maß an Versorgungssicherheit und inländischer Wertschöpfung.

Letztendlich hängt es jedoch von zahlreichen Faktoren (wie beispielsweise dem Angebot an Erdgas-/SNG-Fahrzeugen oder den Strategien der Mineralölkonzerne) ab, ob die Nutzung gasförmiger biogener Kraftstoffe eine zukunftssträchtige Option darstellen kann.

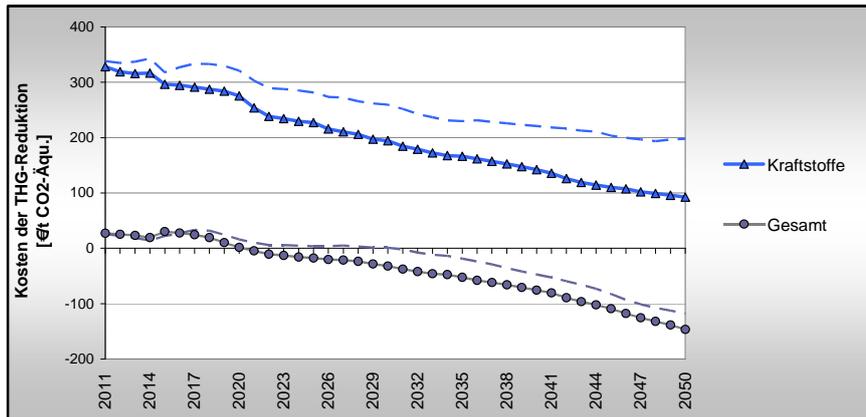


Abbildung 6-59: Durchschnittskosten der THG-Reduktion im Verkehrssektor und des gesamten Bioenergie-Sektors in der Detailanalyse „Gasförmige Kraftstoffe“ im Vergleich zum Referenzszenario 2-4 Transport (strichlierte Linien)

7 Empfehlungen – Maßnahmenplan

Aus den oben dargestellten Ergebnissen werden in diesem Abschnitt Elemente eines Maßnahmenplans identifiziert, die zur Erreichung einer hohen ökonomischen, ökologischen und energetischen Effizienz sowie einer hohen Treibhausgasreduktion der Biomasse-Nutzung beitragen können. Im Rahmen dieses Projekts ist es nicht möglich, die konkrete Ausgestaltung dieser Elemente zu erarbeiten. Ziel ist vielmehr, die Dimensionen und Anforderungen aufzuzeigen, denen ein Maßnahmenplan zur Lenkung und Förderung des Bioenergiesystems gerecht werden muss.

Eine Reihe der Empfehlungen ist unabhängig vom geografischen Raum gültig. Da die Analysen im Rahmen dieses Projekts für Österreich durchgeführt wurden, haben jedoch auch einige der folgenden Empfehlungen nur für die spezifisch charakteristische Situation in Österreich Gültigkeit. Schließlich weist Österreich hinsichtlich der Rahmenbedingungen für die Biomassenutzung einige Besonderheiten auf:

- Der Anteil der mit Biomasse beheizten Wohneinheiten ist in Österreich traditionell hoch. Biomasseheizungen genießen generell eine hohe Akzeptanz. Zum Teil besteht sogar eine erhöhte Zahlungsbereitschaft für diese Form des Heizens, wie sich in der Vergangenheit beispielsweise an der Diffusion von Pelletsheizungen gezeigt hat.
- Daraus begründet sich auch, dass einige Biomassekesselhersteller aus Österreich auch am europäischen und globalen Markt äußerst erfolgreich tätig sind.
- Ein Hauptgrund für die große Bedeutung von Biomasseheizungen ist Österreichs Waldreichtum. Mit einer Waldfläche von fast 50 % der gesamten Landesfläche zählt Österreich zu den am dichtesten bewaldeten Ländern Europas.
- Damit verbunden ist auch die große Bedeutung der österreichischen Holz verarbeitenden Industrien (Säge-, Papier- und Plattenindustrie). Da diese einen Großteil ihres Energiebedarfs mit Biomasse decken, besitzen biogenen Ressourcen auch im Bereich der industriellen Energieversorgung einen nicht unwesentlichen Anteil.
- Aus den bereits genannten Gründen besitzt Österreich bereits derzeit einen im internationalen Vergleich hohen Anteil von Biomasse am gesamten Primärenergieverbrauch (über 10 %) und das Potenzial forstlicher Biomasse ist bereits in einem hohen Maße erschlossen.
- Aufgrund seiner Topografie verfügt Österreich im internationalen Vergleich über einen im Verhältnis zur Ackerfläche hohen Anteil extensiven Grünlands. Daher sind auch die Potenziale für Biokraftstoffe der ersten Generation sehr beschränkt, und es wird bereits jetzt der Großteil der Rohstoffe zur Biokraftstoffproduktion importiert.
- Der Heizenergiebedarf in Österreich (bzw. generell in Mitteleuropa) ist – im globalen Vergleich – relativ hoch, und die Potenziale solarer Energiesysteme eher moderat.
- Im Vergleich zu anderen – auch europäischen – Regionen ist die Verfügbarkeit fossiler Ressourcen in Österreich sehr beschränkt, was eine entsprechend hohe Import-Abhängigkeit im Energiesektor bedingt.

Im Folgenden sind die erarbeiteten Empfehlungen beschrieben. Die ersten zwei Abschnitte behandeln allgemeine Gestaltungskriterien für (energie-)politische Instrumente und Maßnahmen. Der dritte Teil stellt im Detail Elemente eines Maßnahmenplans dar und im vierten Teil werden Überlegungen zur zeitlich dynamischen Implementierung dieser Elemente angestellt. Abschließend werden Aspekte und Instrumente diskutiert, die zum einen eine starke Auswirkung auf die Bioenergie-Nutzung haben und zum anderen starken Querschnittscharakter aufweisen, und daher über den Rahmen eines reinen Biomasse-Maßnahmenplans hinausgehen.

7.1 Effizienz und Effektivität politischer Instrumente und Maßnahmen

In diesem Abschnitt sollen zwei Parameter zur Analyse (energie-)politischer Instrumente erläutert werden: Effizienz und Effektivität. Optimalerweise wird mit einer bestimmten Maßnahme oder einem Instrument ein konkretes Ziel (z.B. Reduktion von Treibhausgas-Emissionen) verfolgt. Nun existieren die folgenden zwei Parameter, in denen die Wirkungsweise dieser Maßnahme bei der Erreichung des Ziels untersucht werden kann:

- Die **Effektivität** gibt an, zu welchem Ausmaß das Instrument zur Zielerreichung beigetragen hat. Z.B.: Wie hoch ist die Reduktion der THG-Emissionen?
- Die **Effizienz** gibt an, mit welchen Kosten die Maßnahme zur Zielerreichung beigetragen hat. Dabei werden hier nicht gesamtwirtschaftliche oder externe Kosten betrachtet, sondern rein monetäre, mikro-ökonomische.

Die folgende Abbildung zeigt für das Beispiel der THG-Reduktion typische Bereiche an, in denen sich energiepolitische Instrumente typischer Weise bewegen. Maßnahmen, bei denen eine Reduktion von Kosten und THG-Emissionen erzielt werden kann, sollten in jedem Fall umgesetzt werden. Die zweitbeste Lösung sind Maßnahmen, die hohe THG-Reduktionen bei niederen Reduktionskosten erzielen. In [Kranzl et al 2005] wurden jene THG-Reduktions-Maßnahmen als „typisch“ identifiziert, bei denen die Kosten bei zunehmender Erschließung von Reduktionspotenzialen ansteigen, wobei hier nicht nur Biomasse sondern eine breitere Palette an Maßnahmen untersucht wurde. Potenziale mit hohen Kosten und geringer THG-Reduktion sind prioritär der letzte Bereich, der nach diesen Kriterien erschlossen werden sollte.

Einerseits verschieben sich durch steigende fossile Energiepreise mehr und mehr Maßnahmen vom „typischen Bereich“ in den zweit- oder erstbesten Lösungsbereich. Darüber hinaus erweisen sich viele Biomasse-Anwendungen, insbesondere zur Wärmebereitstellung als „erstbeste“ Lösungen, die gleichzeitig Kosten- und THG-Emissionen reduzieren.

Durch die Ausrichtung politischer Instrumente und Maßnahmen nach diesen Kriterien können Ziele zu möglichst geringen Kosten umgesetzt werden und so eine hohe gesellschaftliche Akzeptanz der Maßnahmen erzielt werden.

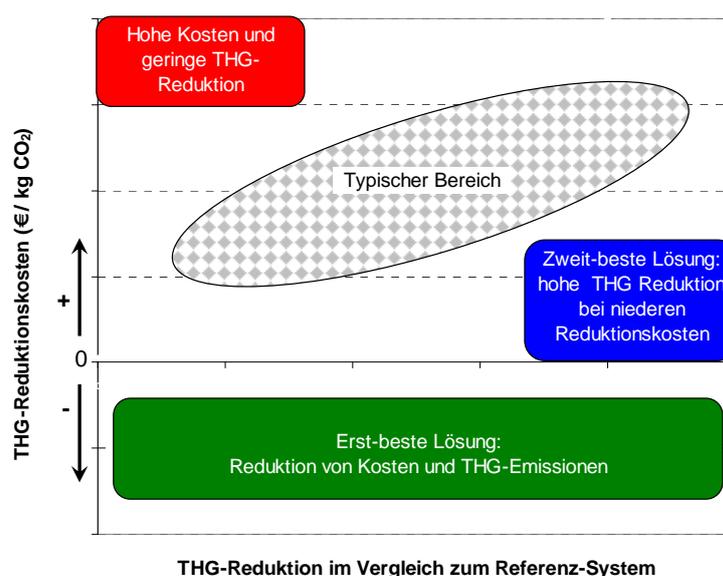


Abbildung 7-1: Effizienz und Effektivität energiepolitischer Maßnahmen am Beispiel der THG-Reduktion

7.2 Dimensionen eines Maßnahmenplans

Die Politik und damit die Gesellschaft üben wesentlichen Einfluss auf das Ausmaß und die Art und Weise der Bioenergie-Nutzung aus. Dies geschieht in einer Vielzahl von Aspekten und mittels einer Vielzahl von Maßnahmen. Über die Ausformung dieser Maßnahmen besteht daher die Möglichkeit zur aktiven Gestaltung der künftigen Entwicklung des Bioenergie-Sektors.

Die folgende Abbildung zeigt die vier Dimensionen als Optionen für einen umfassenden Bioenergie-Maßnahmenplan: Nutzung (Strom, Wärme, Treibstoffe), Aufbringung (Land- und Forstwirtschaft, Importe und biogene Reststoffe), Arten von Maßnahmen (finanzielle Anreize, regulative Instrumente, Forschung und Technologieentwicklung sowie Bewusstseinsbildende Maßnahmen, Training, Qualitätssicherung etc).

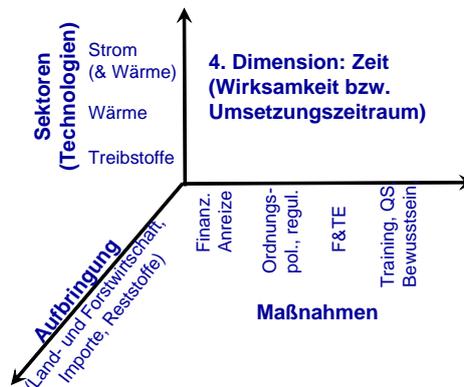


Abbildung 7-2: Effizienz und Effektivität energiepolitischer Maßnahmen am Beispiel der THG-Reduktion

Für jeden der Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoffe existieren verschiedene Optionen für finanzielle Anreize, ordnungspolitische und regulative Bestimmungen, F&TE, Training, Qualitätssicherung und bewusstseinsbildende Maßnahmen. Dasselbe gilt für die Aufbringungsseite, d.h. für Maßnahmen in der Land- und Forstwirtschaft, Importe, sowie Reststoffe und die kaskadische Biomasse-Nutzung.

Zusätzlich zu diesen drei Dimensionen (Nutzung, Aufbringung, Art der Maßnahmen) ist als vierte Dimension die Zeit zu nennen: Da sich das System zeitlich dynamisch verändert, verändern sich auch die Anforderungen an die politischen Instrumente. Die zukünftigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die das Bioenergie-System prägen, sind insbesondere der Ölpreis, Biomasse-Preise, CO₂-Preise sowie die technologische Entwicklung der Biomasse-Nutzung. Diese haben einen wesentlichen Einfluss auf die künftige Wettbewerbsfähigkeit und die Diffusion von Biomasse-Systemen und damit die Ausschöpfung von Biomasse-Potenzialen. Daraus resultieren spezifische Anforderungen an politische Instrumente und Maßnahmen. Insbesondere, welche Art von politischen Instrumenten (z.B. bestimmte Art von Investitionszuschüssen, Quoten, ordnungspolitischen Maßnahmen) in welcher Intensität, d.h. in welcher Höhe effizient und effektiv ist.

Ein effektives Maßnahmenpaket muss alle diese Dimensionen umfassen.

7.3 Elemente eines Bioenergie-Maßnahmenplans

Im Folgenden werden Elemente eines Bioenergie-Maßnahmenplans dargestellt, die sich über verschiedene Bereiche der im vorigen Abschnitt aufgespannten Dimensionen eines Maßnahmenpakets erstrecken. Entsprechend dieser Dimensionen sind die Maßnahmen auch im Folgenden strukturiert. Zuerst erfolgt die Darstellung der Maßnahmenfelder in den anwendungsseitigen Sektoren Wärme, Strom und Kraftstoffe (sowie Polygeneration), anschließend für die aufbringungsseitigen Bereiche Landwirtschaft, Forstwirtschaft, biogene Reststoffe sowie Importe.

Wärme (und Strom):

- Die Wärmebereitstellung ist die ökonomisch und ökologisch effizienteste Form der Biomasse-Nutzung. Ihre weitere Diffusion sowie technologische und systemische Weiterentwicklung und Anpassung an sich ändernde Rahmenbedingungen sollte daher weitgehend vorangetrieben werden. Da mit der Gebäudeeffizienz, der Solarthermie sowie Wärmepumpen auch andere Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energie zur Verfügung stehen, sollte dies im Rahmen eines umfassenden „**Erneuerbare Wärme**“ - Konzepts bzw. – Gesetzes erfolgen. Ein derartiges Gesetz müsste die Förderung der thermischen Gebäudesanierung, Niedrig- und Passivhausbauweise im Neubau, Solarthermie, Biomasse und Wärmepumpen integrieren. Dadurch wäre es möglich, die Vorzüge jeder dieser Technologien spezifisch zu fördern.
Steuerliche Maßnahmen, wie beispielsweise die Reduktion der Mehrwertsteuer auf Biomassekessel sowie Biomasse-Brennstoffe und Einkommensteuer-Reduktionen könnten Elemente eines derartigen Wärmegesetzes sein.
- Ein großer Teil der **Wärmebereitstellung** mit Biomasse ist bei den gegenwärtigen Energiepreisen zum Teil bereits **konkurrenzfähig**. Die Entwicklungen im Jahr 2007 mit dem starken Einbruch beim Absatz an Biomasse-Kesseln zeigten jedoch, dass das Vertrauen in die Stabilität und Zuverlässigkeit des Marktes entscheidend – und gleichzeitig leicht erschütterbar ist. Es sind daher Maßnahmen zur Stabilisierung der Brennstoffmärkte entscheidend, Maßnahmen, die das Vertrauen der Konsumenten stärken. Solange dieses nicht besteht, sind auch ökonomische Anreize notwendig, die zumindest die folgenden Funktionen erfüllen müssen: Risikoabsicherung gegenüber unsicheren Biomasse-Preisen sowie einer für manche Akteure neuen und unbekanntem Technologie, Übernahme von Transaktionskosten zur Informationsbeschaffung, Signalisierung der öffentlichen Hand, dass das jeweilige System als vertrauens- und daher förderwürdig eingeschätzt wird. Darüber hinaus kommt es durch den höheren Investitionskostenanteil (vor allem in kleinen Leistungsbereich) von Biomasse-Systemen zu einer anderen Kosten-Wahrnehmung von Konsumenten. Auch dieser Aspekt ist bei der Beurteilung der Notwendigkeit ökonomischer Anreize zu berücksichtigen.
- Die Bereitstellung von Biomasse-Wärme ist im **mittleren und größeren Leistungsbereich** besonders wirtschaftlich, beispielsweise bei öffentlichen Gebäuden, Mehrfamilienhäuser und gewerblichen oder industrielle Anwendungen. Hier gilt es insbesondere nicht-ökonomische Barrieren zu überwinden um so die entsprechenden Standorte zu erschließen. Gerade in diesem Leistungsbereich könnte auch KWK attraktiv werden. Daher ist weitestgehend anzustreben, diesen Wärmebedarf mit Abwärme aus KWK abzudecken.
- **Fernwärmesysteme** auf Basis Biomasse können im dicht verbauten Gebiet mit den entsprechenden Wärmedichten eine effiziente Option zur Deckung des urbanen Wärmebedarfs sein, insbesondere, wenn dieser über KWK-Abwärme gedeckt wird. In Regionen mit mittleren und geringen Wärmedichten ist allerdings bei der Planung die dynamische Abnahme der Heizlasten der versorgten Gebäude aufgrund thermischer

Gebäudesanierung zu berücksichtigen. Nach [Haas et al 2008] wird der Betrieb von Wärmenetzen in Regionen mit mittleren bzw. geringen Wärmedichten in den kommenden Jahrzehnten mehr und mehr unwirtschaftlich. In diesen Regionen sind Kleinanlagen bzw. eventuell Mikronetze ökonomisch und energetisch attraktiver.

- Da sich im Gegensatz zu den Sektoren Strom und Kraftstoffe die Wärmebereitstellung zu einem großen Anteil an Haushalte wendet, ist hierfür eine umfassende **Informationskampagne** notwendig. Auch verstärkte Energieberatung sowie die Trainingsmaßnahmen für Installateure und Rauchfangkehrer sind fortzusetzen bzw. zu intensivieren.
- Mittelfristig muss es das Ziel sein, **ohne ökonomische Anreize** für biogene Wärmebereitstellung auszukommen. Wie oben dargestellt, ist es dafür notwendig, die entsprechenden Informationen zu den Systemen und ihren Kosten seriös bereitzustellen sowie Stabilität und Vertrauen in die Märkte zu schaffen.
- Die Schaffung **österreichweit einheitlicher Regelungen** würde es den Akteuren aus der Industrie, den Energieberatern, Installateuren etc. erleichtern, ihre Kunden mit entsprechenden Informationen zu unterstützen und so für einen höheren Informationsgrad bezüglich Förderungen zu sorgen.
- **Qualitätssichernde** Elemente können dazu beitragen, die Zuverlässigkeit und das Vertrauen von Nutzern in diese Technologien zu erhöhen.
- Die **Forschung und Technologieentwicklung** steht insbesondere im kleinen und kleinsten Leistungsbereich vor der Herausforderung, auch für Niedrigenergiehäuser attraktive und effiziente Lösungen anzubieten. Dies gilt insbesondere auch für standardisierte Biomasse-Solar-Kombinationen. Sollte eine standardmäßige Ausstattung von Heizkesseln mit wartungsarmen, kostengünstigen KWK-Modulen möglich sein, so könnte dies zumindest zur Reduktion des Eigenstrombedarfs führen bzw. in der Heizperiode, in der Photovoltaik geringere Erträge liefert, eine Ergänzung für eine eigenständige, nachhaltige Stromversorgung darstellen.

Strom und Wärme:

- Technologien zur Biomasse-Verstromung sind heute großteils noch nicht wettbewerbsfähig mit dem fossilen Referenzsystem. Sowohl Forschung zur Entwicklung kostengünstigerer Systems als auch die Förderung biogener Stromproduktion sind wesentliche Instrumente. **Einspeisetarife** haben sich in der Vergangenheit als effizientes und effektives Instrument zur Förderung erneuerbarer Stromerzeugung erwiesen, wenn sie in attraktiver Höhe festgesetzt und über einen ausreichend langen Zeitraum garantiert sind.
- Eine möglichst hohe **Wärmeauskopplung** ist im Sinne eines hohen Gesamt-Wirkungsgrades unbedingt anzustreben. Die Forderung nach einem Mindest-Gesamtwirkungsgrad, wie sie in der aktuellen Fassung des Ökostromgesetzes festgelegt ist, ist dafür prinzipiell ein sinnvolles Instrument. Allerdings besteht damit kein Anreiz, über diesen Mindestwert hinaus eine höhere Wärmeauskopplung zu anzustreben. Ein Wärmebonus, wie er in Deutschland implementiert ist, erscheint als ergänzendes Instrument sinnvoll. Generell ist eine kontinuierliche Hebung der Wärmenutzung essentiell.
- Eine moderate Kopplung des **rohstoffabhängigen Anteils im Einspeisetarif** an einen internationalen Preisindikator für die entsprechenden land- bzw. forstwirtschaftlichen Produkte kann den Betreibern ein höheres Maß an Planungssicherheit garantieren und gleichzeitig einmalige Aktionen zur Unterstützung von Anlagenbetreibern mit den entsprechenden politischen Diskussionen vermeiden.

- Die Wirtschaftlichkeit von Biomasse-KWK-Anlagen scheitert oft an der mangelnden Wärmeabnahme über ausreichend hohe Volllaststunden. **Industrielle Anwendungen** sind daher prinzipiell für Biomasse-KWK gut geeignet, da hier oft ein hoher Wärmebedarf über das gesamte Jahr hinweg vorhanden ist. Die Erschließung derartiger Standorte könnte die gesamte Effizienz der Biomasse-KWK-Anlagen deutlich erhöhen. Der Einsatz von Biomasse an industriellen Standorten sollte daher geprüft werden und die entsprechenden ökonomischen Anreize zur Erschließung dieser Standorte angeboten werden. Da die Wirtschaftlichkeit der Biomasse-Nutzung an derartigen Standorten deutlich höher sein müsste, sollte dies mit geringeren Anreizen als über die allgemeinen Einspeisetarife möglich sein. Zu prüfen wäre daher, inwiefern Eigenstromproduktion auch in das Ökostromgesetz einbezogen werden könnte.
- **Qualitätssichernde** Elemente sind insbesondere dafür essentiell, um die Effizienz und Ökobilanz (insbesondere bei Biogas-Anlagen) sicher zu stellen. Auch die Kosten und damit der erforderliche Förderanteil können durch derartige Maßnahmen deutlich gesenkt werden.
- Die **Forschung und Technologieentwicklung** sollte das Ziel verfolgen, Technologien mit höheren elektrischen Wirkungsgraden, vor allem auch im mittleren und kleinen Leistungsbereich Systeme mit geringeren Kosten sowie im kleinen Leistungsbereich einfache, wartungsarme und kostengünstige KWK-Systeme zu entwickeln. Die Biomasse-Vergasung erscheint als eine zukunftssträchtige Technologie, die eine Vielzahl von Anwendungsgebieten aufweist. Mikro-KWK auf Basis biogener Energieträger ist mit den heute verfügbaren Technologien weitab von jeglicher Wirtschaftlichkeit. Die Simulationsergebnisse zeigen daher auch bis zum Jahr 2050 maximal einen sehr moderaten Ausbau dieser Technologie. Sollten allerdings kostengünstige und effektive Wärme- und/oder Stromspeichertechnologien zur Verfügung stehen, würde sich die Wirtschaftlichkeit von Mikro-KWK erhöhen, da damit höhere Volllaststunden bzw. Wirkungsgrade erzielt werden könnten. Die Entwicklung derartiger Wärme- bzw. Stromspeicher stellt also ein nicht unwesentliches Ziel der F&TE dar, das auch Einfluss auf die Art und Weise der Biomasse-Nutzung haben könnte. Darüber hinaus kann F&TE das optimale Zusammenwirken biogener Stromerzeugung mit anderen erneuerbaren Energien in einem nachhaltigen Strom-Mix unterstützen. Dazu ist zu klären, wie Biomasse als speicher- und regelbare erneuerbare Energiequelle in optimaler Weise zur Ausgleicheung fluktuierender Systeme beitragen kann.

Biogene Kraftstoffe:

- Die Förderung biogener Kraftstoffe muss in ein **umfassendes Konzept** integriert werden, das eine Vielzahl von Maßnahmen vorsieht, um die verkehrsbedingten CO₂-Reduktionen zu verringern. Ein derartiges Konzept würde etwa raumplanerische Instrumente, Förderung öffentlichen Verkehrs, effiziente Antriebe etc. umfassen. Neben anderen können biogene Kraftstoffe dann ein sinnvolles Element darstellen, wenn der Energieverbrauch im Verkehr stark gesenkt würde und biogene Kraftstoffe damit hohe energetische Anteile abdecken können. Die in diesem Projekt entwickelten Szenarien und Ergebnisse zeigen, dass biogene Kraftstoffe allerdings aller Wahrscheinlichkeit auch in Hoch-Preis-Szenarien bis zum Jahr 2050 finanzielle Unterstützung benötigen und damit eine teure Option darstellen.
- Die schrittweise Substitution flüssiger durch **gasförmige Energieträger** könnte in diesem umfassenden Verkehrskonzept ein Element darstellen. Dies würde die Einführung gasförmiger biogener Energieträger mit geringeren Kosten und günstigerer Energie- und THG-Bilanz ermöglichen. Dafür ist sowohl der Aufbau der Tankstellen-Infrastruktur als auch der entsprechenden Fahrzeugflotte nötig. Weiters

würde dies die entsprechenden Rahmenbedingungen zur Einspeisung von Synthesegas bzw. Biogas in das Erdgasnetz bedingen.

Falls andere Energieträger, insbesondere Strom oder auch Wasserstoff eine relevante Rolle im Verkehrssektor einnehmen sollten, könnte dies langfristig die Relevanz biogener Kraftstoffe in der heutigen Form in Frage stellen. Dies müsste in einem umfassenden Verkehrskonzept ebenfalls Berücksichtigung finden.

- Die Anwendung von **reinen biogenen Kraftstoffen** in ökologisch sensiblen Gebieten und Sektoren (z.B. Landwirtschaft) sollte jedenfalls gefördert werden. Dazu können unter anderem steuerliche Anreize, sowohl hinsichtlich des Kraftstoffs als auch der Fahrzeuge effektive Instrumente darstellen.
- Weitere **Forschung und Technologieentwicklung** zur möglichst effizienten und kostengünstigen Bereitstellung biogener Kraftstoffe. Dies bezieht sich insbesondere auf die 2. Generation und gasförmige Kraftstoffe.
- Im Bereich der biogenen Kraftstoffe erscheint aus unserer Sicht eine umfassende **politische, gesellschaftliche Diskussion** über den wünschenswerten Anteil biogener Kraftstoffe von besonderer Relevanz. Denn hier ist abzuwägen zwischen dem politischen, gesellschaftlichen Willen, einen bestimmten Anteil erneuerbarer Energie in jedem Sektor, d.h. auch im Verkehr, zu erzielen und damit höhere Kosten und geringere CO₂-Reduktionen in Kauf zu nehmen, oder den Anteil erneuerbarer Energie über das gesamte Energiesystem zu maximieren, dadurch geringere Kosten und höhere CO₂-Reduktionen zu erreichen allerdings eine höhere Abhängigkeit und damit Verwundbarkeit von fossilen Energieträgern im Verkehrssektor beizubehalten.

Polygeneration und Bioraffinerien:

Aus heutiger Sicht ist völlig unklar, ob Bioraffinerien in Zukunft wesentliche Anteile der Produktion von energetischen oder nicht-energetischen Produkten auf Basis biogener Energieträger liefern werden können. Potenziell könnten derartige Technologien allerdings biogene Rohstoffe in sehr effizienter Weise umfassend nutzen und so zu einem nachhaltigen Wirtschaften beitragen. Forschung und Technologieentwicklung in diesem Sektor könnte also die nötigen Grundlagen dafür schaffen, eine derartig völlig integrierte Biomasse-Nutzung zu ermöglichen.

Landwirtschaft:

- Eine **Abstimmung von agrar- und energiepolitischen Zielen** sowie den entsprechenden Maßnahmen ist eine wesentliche Voraussetzung zum nachhaltigen Umgang mit landwirtschaftlichen Ressourcen. Dies umfasst die Struktur sämtlicher agrarischer Förderungen, die Förderungen zur ländlichen Entwicklung und Marktordnungen sowie Ein- und Ausfuhrbestimmungen landwirtschaftlicher Produkte.
- Entwicklung von ökologisch verträglichen und ertragreichen Fruchtfolgen zur optimalen **Integration von Nahrungsmittel- und Energieproduktion**. Dies umfasst auch die pflanzenzüchterische Optimierung von Energiepflanzen hinsichtlich ihres energetischen Ertrags unter gleichzeitiger Berücksichtigung ökologischer Kriterien.
- **Partizipative Modelle** zur Einbeziehung von Landwirten in das System der Bioenergieproduktion, sei es als Anlagenbetreiber, -Teilhaber, Nutzer etc. Entsprechende Maßnahmen müssen die spezifischen Motivationsfaktoren und -strukturen von Landwirten berücksichtigen, die bei der Entscheidung über eine bestimmte Produktionsweise ausschlaggebend sind. Auch das Angebot entsprechender **Informationen** zur Verringerung der Transaktionskosten für Landwirte sowie Bewusstseinsbildung sind hier anzuführen. Dadurch soll der Schritt vom Landwirt zum Energiewirt vereinfacht werden.

- Eine österreichweite **Flächenstrategie** zur optimalen Nutzung landwirtschaftlicher Flächen kann dazu beitragen, den Konkurrenzdruck zwischen verschiedenen Flächennutzungen zu reduzieren.
- Insbesondere bei längerfristigen Investitionsentscheidungen, wie auch der **Bindung von Ackerflächen mit Kurzumtriebswäldern** sind entsprechende Maßnahmen zur Unterstützung der Landwirte und der Abdeckung des damit verbundenen Risikos notwendig.
- Eine umfassende **Diskussion im Sinne der Bürgergesellschaft** kann dazu beitragen, eine hohe Akzeptanz und eine durch breite Bevölkerungsschichten getragenen Ausbau der landwirtschaftlichen Bioenergiepotenziale zu erreichen. Ein derartiger Prozess müsste zumindest die folgenden Punkte umfassen: Balance zwischen food- und non-food Produktion, Ressourcenunabhängigkeit vs. Import- und Exportstrategien, Nachhaltigkeitsstandards für biogene Ressourcen, Rolle der Gentechnik.

Forstwirtschaft:

- Die weitere, kontinuierliche Mobilisierung von Biomassepotenzialen in der Forstwirtschaft kann entscheidend zur Stabilität des Biomasse-Preises beitragen. Dazu sind insbesondere auch die erfolgreichen Modelle zu intensivieren, die in der Vergangenheit über Waldbauernverbände, -genossenschaften oder Contracting-Modelle zur Bewirtschaftung von Wäldern bereits punktuell Erfolge zeigten. Die fachliche Begleitung durch Information, Ausbildung, Beratung und Forschung kann hier auch Erfolg zeigen.
- Die Mobilisierung forstwirtschaftlicher Ressourcen muss dabei auch auf diversifizierte Eigentumsverhältnisse spezifisch Rücksicht nehmen.
- Da die energetisch genutzten Sortimente nur sinnvoll im Kontext einer gesamtheitlichen Waldbewirtschaftung bereitgestellt werden können, ist nicht nur Nutzung energetischer Sortimente, sondern aller Holzsortimente zu fördern (siehe unten).

Biogene Reststoffe:

- Die Nutzung biogener Reststoffe stellt sowohl ökologisch als auch ökonomisch oft eine sinnvolle und effiziente Option dar. Die kaskadische Nutzung von Biomasse ist daher langfristig absolut in den Vordergrund zu stellen. Insbesondere im Bereich holzartiger Biomasse verlieren dadurch die stoffliche und die energetische Nutzung ihre Konkurrenz-Stellung, da sie so zu komplementären Systemen werden, um einen möglichst umfassenden und achtsamen Umgang mit den natürlichen Ressourcen zu gewährleisten. Eine verstärkte Nutzung von nicht-energetischen Holzprodukten ist daher mittel- und langfristig auch der energetischen Biomasse-Nutzung zuträglich, sowohl über die bei der Produktion anfallenden Nebenprodukte, die günstige Biomasse-Potenziale darstellen, als auch am Ende des Lebenszyklus des Produkts als Altholz.
- Zur verstärkten Nutzung von biogenen Reststoffen aus Großküchen, der Nahrungsmittelindustrie etc. sind zum Teil entsprechende ökonomische Anreize, zum Teil auch logistische Maßnahmen nötig.
- Dasselbe gilt auch für Ernterückstände in der Landwirtschaft, die eine äußerst ressourcenschonende Option der Biomasse-Nutzung darstellt.

Importe von biogenen Ressourcen:

- Um die Nachhaltigkeit importierter biogener Ressourcen zu gewährleisten ist ein entsprechendes System zum Nachweis und der Zertifizierung von Biomasse-Ressourcen nötig. Dies wird auch eine Voraussetzung für die gesellschaftliche Akzeptanz von Biomasse-Transporten über weitere Distanzen und damit der Biomasse-Nutzung insgesamt darstellen.

Allgemeine Kriterien zur Gestaltung von Förderinstrumenten

Die folgenden generellen Kriterien zur effizienten Gestaltung von Förderinstrumenten können die Förderkosten entsprechend senken, die Transaktionskosten aller beteiligten reduzieren und die Effektivität der Maßnahme deutlich steigern:

- Praxistauglichkeit und Verständlichkeit
- Administrierbarkeit
- Begleitmaßnahmen (Qualifizierung, Qualitätssicherung)
- Check auf kontraproduktive Fördermaßnahmen
- Zielgerichtete und ausgewogene Kombination von Maßnahmen
- Bürger- und Expertendialog
- Langfristige Planbarkeit und Kontinuität
- Klare Prioritäten von Seiten der Politik (einheitliche, konsistente Vorgangsweise und keine widersprüchlichen Aktivitäten unterschiedlicher öffentlicher Stellen)

7.4 Zur zeitlich dynamischen Implementierung von Maßnahmen

In dem Projekt wurden Szenarien der Biomasse-Nutzung für die kommenden Jahrzehnte entwickelt und die entsprechenden Schlussfolgerungen abgeleitet. Es ist evident, dass die politischen Maßnahmen nicht über die kommenden Jahrzehnte dieselben bleiben können.

Erstens gilt es, die **Maßnahmen an geänderte Randbedingungen anzupassen**: Insbesondere führen unterschiedliche Faktoren zu geändertem Förderbedarf: Energiepreise verändern ihre Relationen zueinander und technologisches Lernen führt zu Kostenreduktionen vormals innovativer Technologien. Neue Technologien werden entwickelt und stellen eventuell effizientere und ökonomischere Systeme dar oder können neue Marktsegmente bedienen, die bisher nur anderen Technologien vorbehalten waren. Je nach dem Diffusionsstand der Systeme von den ersten Demonstrationsanlagen bis zur Marktsättigung werden unterschiedliche Maßnahmen benötigt. Weiters spielt die Struktur der in der Branche tätigen Unternehmen eine Rolle: Welche Unternehmenskonzentration liegt vor? Wieviel Wettbewerb besteht zwischen diesen Unternehmen? Wie stehen die Unternehmen im internationalen Kontext?

Zweitens brauchen Maßnahmen **bis zu ihrer Wirksamkeit unterschiedlich lange Zeit**. Maßnahmen im Bereich von Forschung und Technologieentwicklung wirken langfristig, da von der Entwicklung, über Pilot- und Demonstrationsanlagen hin zur Anwendung im großen Stil zumindest Jahre, oft auch Jahrzehnte vergehen können. Auch Informations- und Bewusstseinsbildende Maßnahmen benötigen meist längere Zeit, bis sie tatsächlich bei den Zielgruppen angekommen sind und dort zu einer entsprechenden Aktivität führen. Im Gegensatz dazu haben die vergangenen Jahre gezeigt, dass Einspeisetarife oder Quoten für Systeme, die technologisch verfügbar sind, sehr rasch zu hohen Diffusionsraten führen können.

Drittens brauchen politische Maßnahmen selber **unterschiedlich lange Zeit zu ihrer Umsetzung**. Insbesondere Maßnahmen, die die Koordination unterschiedlicher Institutionen oder Bundesländer bedürfen, haben sich in der Vergangenheit als sehr langwierig herausgestellt. Hier spielt selbstverständlich auch die Intensität des politischen Willens eine Rolle.

Mit der zeitlich dynamischen Entwicklung politischer Instrumente können auch konkrete Ziele verfolgt werden. So kann beispielsweise eine degressive Gestaltung von Förderhöhen eine dynamische Kostensenkung und entsprechende Lerneffekte induzieren, wie diese beispielsweise bei Fotovoltaik in Japan erreicht werden konnte [Haas et al. 2006]. Weiters kann der Aufbau der Industrie durch die entsprechende Gestaltung politischer Instrumente auch gestaltet werden. Konkret braucht der Aufbau entsprechender Produktionskapazitäten bei den Unternehmen Kontinuität, Planungs- und Investitionssicherheit. Durch Unsicherheit bezüglich der Kontinuität von Förderungen kommt es zu erhöhten Technologiekosten, da die entsprechenden Risikoprämien abgegolten werden müssen.

Konkrete Faktoren, die hinsichtlich der dynamischen Gestaltung von politischen Maßnahmen berücksichtigt werden müssen, sind im Folgenden dargestellt:

- Einige Systeme zur Wärmebereitstellung durch Biomasse sind heute bereits wirtschaftlich. Finanzielle Anreize werden nur mehr zur Schaffung des Vertrauens in die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Technologie, Überwindung hoher Investitionskosten etc. (siehe oben) gebraucht. Mittelfristig ist eine weitere Marktdiffusion ohne finanzielle Förderungen anzustreben. Dazu braucht es heute der entsprechenden Maßnahmen zur Stabilisierung von Biomasse-Preisen, zum Aufbau des Vertrauens, zur Etablierung einer Branche mit ausreichenden Wettbewerbsbedingungen, die günstige Anlagenpreise bei entsprechender Qualität garantiert, wodurch kontinuierliche, klar planbare Rahmenbedingungen gewährleistet sind. Ab dem Zeitpunkt, wo neben einer klaren Wettbewerbsfähigkeit der Biomasse-Systeme auch die entsprechenden „weichen Parameter“ sicher gestellt sind, können die finanziellen Anreize reduziert werden.
- Für die Umsetzung mittlerer und großer Systeme zur Wärmebereitstellung bedarf es in erster Linie der Überwindung nicht-ökonomischer Barrieren, der zielgerichteten Verbreitung von Informationen sowie Beratungsleistungen für die Umsetzung dieser Systeme. Auch hier gilt es, diese Barrieren in einem ersten Schritt zu reduzieren und so eine gewisse Marktdiffusion zu erzielen. Ab diesem Zeitpunkt muss das Ziel sein, finanzielle Anreize schrittweise zu reduzieren, um die Wirtschaftlichkeit der Systeme ohne öffentliche Förderungen zu garantieren.
- Der Wärmebedarf im Raumwärmebereich wird sich reduzieren. Darauf ist insbesondere bei der Gestaltung von Fernwärmenetzen Rücksicht zu nehmen. Die Berücksichtigung sich dynamisch verringernder Heizlasten ist eine Maßnahme, die sofort und ohne relevanten finanziellen Aufwand durchgeführt werden kann und in Zukunft hohe Kosten für den Betrieb nicht-ökonomischer Netze vermeiden helfen kann.
- Die Umsetzung eines Wärmegesetzes bzw. –konzeptes, das neben Effizienzmaßnahmen auch erneuerbare, darunter biogene Energieträger umfasst, hat hohe Priorität. Aufgrund der derzeitigen Kompetenzverteilung zwischen Bund und Ländern ist zu vermuten, dass eine rasche einheitliche Umsetzung schwierig erscheint. Umso dringender ist es, entsprechende politische Prozesse in Gang zu bringen.
- Die Aufspaltung des Einspeisetarifs in einen investitions- und einen rohstoff-spezifischen Anteil kann kurzfristig umgesetzt werden. Diese kurzfristig umsetzbare Maßnahme hätte zwei mittel- und langfristige Folgen: Erstens kann durch die

Bindung des rohstoffspezifische Anteils an passende internationale Preisindikatoren für entsprechende Rohstoffe ein größeres Ausmaß an Planungssicherheit gewährleistet werden. Zweitens kann durch die dynamische, schrittweise Reduktion des investitionsspezifischen Anteils ein Anreiz zu einer Reduktion der Investitionskosten geschaffen werden.

- Die Erschließung von Standorten mit hoher ganzjähriger Wärmeabnahme (z.B. in Gewerbe und Industrie) ist nicht kurzfristig umsetzbar. Kurzfristig umsetzbar sind zwar entsprechende ökonomische Anreize. Zusätzlich bedarf es aber auch begleitender Zielgruppen orientierter Informationsaufbereitung und –verbreitung und professionelle Beratungsangebote. Es ist damit zu rechnen, dass diese in Kombination mit Startförderungen mittelfristig zu einer entsprechenden Diffusion führen können. Ab diesem Zeitpunkt können die Förderungen reduziert werden.
- Eine höhere Wärmenutzung bestehender und derzeit gebauter Anlagen ist kurzfristig oft schwer umsetzbar. Dies gilt insbesondere für Biogasanlagen, deren Standorte oft fern von großen Wärmeabnehmern liegen. Der Aufbau entsprechender Gasnetz-Infrastruktur zur Einspeisung des Biogases ist ein mittelfristiges Ziel, mit dem eine deutliche Erhöhung der Effizienz der Biogas-Nutzung (sei es zur Stromerzeugung in GuD-Anlagen oder im Verkehrssektor) erzielt werden kann. Freilich braucht es zur Umsetzung dieses mittelfristigen Ziels bereits heute eine Intensivierung der geeigneten Demonstrationsprojekte.
- Langfristig könnte durch effiziente und kostengünstige Wärme- und Stromspeicher ebenfalls eine höhere Wärmenutzung und damit Gesamt-Effizienz von KWK-Anlagen, auch im kleineren Leistungsbereich erreicht werden. Hier geht es vor allem um die entsprechenden Forschungsarbeiten und Pilotprojekte mit innovativen Speichermedien.
- Im Bereich biogener Kraftstoffe liegt die kurzfristige Priorität auf der gesellschaftlichen Diskussion, mit dem Ziel einer Klarstellung, welche Rolle biogene Kraftstoffe zur Lösung der Probleme mit den THG-Emissionen im Verkehrssektor einnehmen sollen. Dazu bedarf es auch der geeigneten sachlich fundierten und objektiven Informationsgrundlagen.
- Die Entscheidung über die Rolle biogener Kraftstoffe kann nur auf Basis eines umfassenden Konzepts für den gesamten Verkehrssektor getroffen werden, das ein ambitioniertes Maßnahmenbündel mit dem Ziel einer drastischen Reduktion der verkehrsbedingten THG-Emissionen umfasst. Dieses Konzept, das sowohl kurzfristige als auch sehr langfristig wirkende Maßnahmen umfassen wird, hat höchste kurzfristige Priorität, da von der Entwicklung der THG-Emissionen ein wesentlicher Anteil der Klimaschutz-Ziele Österreichs abhängt.
- Gasförmige biogene Energieträger könnten in einem derartigen Verkehrskonzept einen gewissen Stellenwert einnehmen. Der Aufbau eines entsprechen dichten Tankstellen-Netztes sowie der passenden Fahrzeugflotte kann nur mittelfristig erreicht werden.
- Sollten biogene Kraftstoffe in einem derartigen Verkehrskonzept eine bedeutende Rolle einnehmen, so ist der Ersatz der ersten durch die zweite Generation bzw. gasförmiger biogener Kraftstoffe anzustreben. Dafür ist noch umfangreiche Technologieentwicklung nötig, die kurzfristig umgesetzt werden muss, um noch vor 2020 ausreichend Produktionskapazitäten in Betrieb zu setzen.
- Neben den Wärme- und Stromspeichern kommt der Technologieentwicklung von Bioraffinerien die am weitesten in die Zukunft gerichtete Rolle zu. Neben der reinen Technologieentwicklung sind hier auch begleitende Studien von besonderer Relevanz, die sowohl das Markt-Potenzial verschiedener Produkte abklären als auch Szenarien und konkrete Umsetzungspfade für eine völlig integrierte, kaskadisch umfassende Nutzung biogener Ressourcen zu entwickeln. Derartige begleitende und

vorbereitende Studien müssten kurzfristig durchgeführt werden, um mittelfristig die Technologieentwicklung danach ausrichten zu können.

- Bei der koordinierten Ausrichtung agrar- und energiepolitischer Ziele und Instrumente ist eine dynamische Ausgestaltung von besonderer Relevanz, da hier zwei Märkte zusammenwirken, deren Preisgefüge sich sehr dynamisch entwickeln können. D.h. dass das gesamte Instrumentarium entsprechend flexibel gestaltet sein muss, um optimal und kurzfristig auf wechselnde Marktbedingungen reagieren zu können und gleichzeitig die nötige Planungssicherheit auch für Landwirte zu bieten.
- Die letzten Jahrzehnte haben nicht zuletzt durch Erfolge in der Pflanzenzucht stetige Ertragssteigerungen mit sich gebracht. Diese waren zur Gänze auf die Nahrungs- und Futtermittelproduktion ausgerichtet. Wenn ähnliche Anstrengungen hinsichtlich der Energieproduktion ab sofort intensiviert werden, können ähnliche Ertragssteigerungen möglich sein. Ein besonderer Schwerpunkt müssen dabei Kulturen haben, die zu einer integrierten Produktion von Nahrung und Energie führen und die ökologischen Auswirkungen minimieren. Die Erfahrungen der letzten Jahrzehnte haben gezeigt, dass dies ein langfristiger Prozess ist und kontinuierlich geführt werden muss.
- Bei der kaskadischen Biomasse-Nutzung und der Nutzung von Reststoffen kommt der zeitlichen Entwicklung ebenfalls eine große Bedeutung zu, da zwischen der stofflichen und der energetischen Nutzung oft ein bedeutender zeitlicher Abstand liegen kann. Hier gilt es also, bei der heutigen stofflichen Nutzung die spätere energetische bereits mit zu bedenken.

7.5 Instrumente jenseits eines Bioenergie-Maßnahmenplans

In den vorigen Kapiteln wurden Elemente eines Maßnahmenplans zur effizienten Ausrichtung der Biomasse-Nutzung beschrieben. Die meisten dieser Maßnahmen sind unmittelbar und direkt mit dem Bioenergie-System verknüpft. Darüber hinaus gibt es freilich eine Reihe von Aspekten und politischen Instrumenten, deren Wirkung weit über einen reinen Bioenergie-Maßnahmenplan hinaus geht und die einen starken Einfluss auf das Ausmaß und die Art der Biomasse-Nutzung haben können. Einige dieser Maßnahmen sind im Folgenden angeführt:

- **CO₂-Steuer und –Handel:**
Ambitionierte CO₂-Steuern bzw. geeignete Handelssysteme können ein sehr effektives Mittel zur Reduktion von THG-Emissionen sein. Sie führen zur Verteuerung fossiler Energiesysteme, indem zumindest ein Teil der externen Kosten des Klimawandels internalisiert wird. Damit werden auch diverse Biomasse-Systeme entsprechend wirtschaftlicher. Im Fall eines CO₂-Handels ist die Frage, ob dieser auch auf Einzelpersonen ausgedehnt wird, etwa durch eine CO₂-card im Sinne eines „personal carbon trading“. Falls dies nicht der Fall ist, wäre die Wirkung des CO₂-Handels nur auf große Emittenten beschränkt.
- **Nicht-energetische Biomasse-Nutzung**
In Kapitel 4 wurde die Kopplung der nicht-energetischen Biomasse-Nutzung mit der Verfügbarkeit von Biomasse-Potenzialen analysiert und dargestellt. Alle Maßnahmen, die die Nutzung biogener Ressourcen beeinflussen, haben auch Auswirkung auf die Verfügbarkeit von Bioenergie-Potenzialen. Beispielsweise bewirkt die Förderung und der vermehrte Einsatz von Schnittholzprodukten ein höheres Angebot an entsprechenden günstigen Nebenprodukten sowohl aus der Forstwirtschaft als auch der Sägeindustrie für die energetische Nutzung.
Eine weiteres Beispiel ist die Erhöhung der Ressourceneffizienz bei der Nutzung

anderer Holzprodukte. Insbesondere im Fall von Papierprodukten kann dies die Rohstoffmärkte entlasten und so ein stabiles Preisumfeld für die Rohstoffe schaffen.

- **Entwicklung des gesamten Energiesystems**

Neben der Bioenergie werden sich in den kommenden Jahrzehnten aller Wahrscheinlichkeit nach eine Reihe anderer erneuerbarer Energiesysteme weiter etablieren. Je nach dem Ausmaß dieser Entwicklungen wird dies auch einen Einfluss auf die potenziellen Einsatzgebiete der Bioenergie haben. Dasselbe gilt für Technologien zur Steigerung der Energieeffizienz sowie dem Angebot unterschiedlicher Energiedienstleistungen. Damit haben alle Instrumente, die die Förderung oder Besteuerung bestimmter Energieträger und -technologien zum Inhalt haben auch einen Einfluss auf das Bioenergiesystem.

- **Welthandelsbestimmungen**

Dem Handel mit Biomasse könnte in Zukunft unter bestimmten Rahmenbedingungen stark zunehmende Bedeutung zukommen. Dies wird nicht unwesentlich von den Bestimmungen zum Welthandel, den existierenden Zöllen und Handelsschranken sowie den Möglichkeiten zur Zertifizierung nachhaltig bereitgestellter Biomasse abhängen. Die politische Gestaltung dieser Rahmenbedingungen wird daher auch auf die Art und das Ausmaß der gehandelten Biomasse-Rohstoffe und damit das gesamte Bioenergie-Nutzung Einfluss ausüben.

8 Schlussfolgerungen

Die energetische Nutzung von Biomasse hat in den letzten Jahren einen nennenswerten Umbruch erfahren. Dem werden in naher Zukunft weitere Schritte folgen, um den entsprechenden politischen Zielen und Rahmenbedingungen nach zu kommen. Die heutigen Investitionen werden die nächsten Jahre und Jahrzehnte des Bioenergiesystems entscheidend prägen. Wir befinden uns damit heute an einem Punkt, an dem die Entscheidung zwischen unterschiedlichen Entwicklungspfaden getroffen wird.

Eine Reihe von Szenarien wurden im Rahmen dieses Projekts erstellt, um die Bandbreiten möglicher Entwicklungen des Bioenergiesystems zu zeigen, Einflussfaktoren zu identifizieren und Schlussfolgerungen abzuleiten. In diesem Kapitel werden diese Schlussfolgerungen dargestellt. Zuerst werden allgemein gehaltene Fragen und Herausforderungen angesprochen, die sich in unterschiedlichen Entwicklungspfaden ergeben (Abschnitt 8.1). Anschließend werden Aussagen hinsichtlich der Art der bereitgestellten Energiedienstleistungen bzw. Endenergieträger (Wärme, Strom, Kraftstoffe) (Abschnitt 8.2) und zur Rolle verschiedener Potenzial-Fraktionen (Abschnitt 8.3) getätigt. Danach werden Schlussfolgerungen bezüglich des möglichen Biomasseanteils im österreichischen Primärenergieverbrauch (Abschnitt 8.4), sowie weiterer Aspekte der zukünftigen Biomassenutzung abgeleitet (Abschnitte 8.5 bis 8.7).

Unsere Vision zur Positionierung von Biomasse in einem tatsächlich nachhaltigen Energie- und Wirtschaftssystem kann kurz gefasst folgendermaßen beschrieben werden:

- Der aufgrund der thermischen Effizienz des Gebäudebestands niedrige Raumwärmebedarf kann zu einem großen Anteil mit Solarthermie gedeckt werden. Biomasse wird hier nur mehr in geringem Ausmaß benötigt.
- In der Verstromung liefert Biomasse einen wichtigen Beitrag, insbesondere aufgrund der Eignung zur Bereitstellung von Spitzenlast und des Ausgleichs der Volatilität anderer Erneuerbarer.
- Im Verkehrssektor kann der Energiebedarf aufgrund einer Effizienz-Revolution sowie raumordnerischer Maßnahmen stark gesenkt werden. Verbrennungsmotoren sind nur mehr von untergeordneter Bedeutung. In diesem Segment können biogene Kraftstoffe allerdings eine Rolle spielen.
- Die primäre Verwendung biogener Ressourcen ist neben der Ernährung die Bereitstellung von Materialien. Biomasse kann so Schritt für Schritt energieintensive Rohstoffe ersetzen. Am Ende der materiellen Nutzungsdauer steht im Sinne einer Nutzungskaskade jene der energetischen Nutzung (s.o.).

Tatsache ist allerdings, dass die vollständige Umsetzung dieser Vision aufgrund der Trägheit der Systeme und des bestehenden Bestands an Infrastruktur, Raumordnung, Gebäuden, Anlagen etc. nicht innerhalb der nächsten Jahrzehnte möglich ist. Unter den gegebenen derzeitigen Rahmenbedingungen sind daher bis zum Jahr 2050 durchaus abweichende Schlussfolgerungen zu ziehen, die als Übergang zu der oben beschriebenen Vision anzusehen sind. Diese sind in diesem Abschnitt dargestellt.

8.1 Weichenstellungen für die Zukunft der Bioenergie

Die Szenarien, die in Kapitel 6 dokumentiert sind, enthalten detaillierte Realisierungen verschiedener Entwicklungspfade der Bioenergie in Österreich. Jenseits dieser konkreten Realisierungen ergeben sich einige übergeordnete Fragestellungen zur Zukunft des

Bioenergiesystems. Aus unserer Sicht stellen die folgenden Fragen und Aspekte diejenigen Weichenstellungen dar, die für die Zukunft der Biomasse-Nutzung entscheidend sein werden:

- **Small scale ↔ large scale**

In der Vergangenheit war Biomasse-Nutzung weltweit durch kleine dezentrale Einheiten für Heiz- und Kochzwecke geprägt. Mit der Kraftstoffproduktion, großer KWK-Anlagen sowie zum Teil auch großer Fernwärme-Systeme etablierten sich Technologien im mittleren und großen Leistungsbereich. Die Frage nach der Größe von Anlagen führt unmittelbar zum **Zentralisierungsgrad** von Energiesystemen. Dies wiederum hat entscheidende Auswirkung auf die Art der **Akteure** (Investoren, Nutzer, Entscheidungsträger) und damit auch die politischen Prozesse und Einflussnahme. Den Treibern einer „small-scale“ Entwicklung, nämlich die gesellschaftliche Tendenz zu „small-is-beautiful“-Systemen, steigende Energie- und damit Rohstoff-Transportkosten, Paradigmenwechsel in Richtung eines dezentralen Energiesystems, stehen die Treiber einer „large-scale“ Entwicklung gegenüber: Economies of scale, Weiterführung des derzeitigen zentralisierten Energiesystems, Chancen großer Bioraffinerie-Einheiten, Interessen aus der Industrie, die bestehenden zentralen Strukturen zu nutzen. In einem „small-scale“ System wären die folgenden Herausforderungen zu lösen: Erzielung hoher Wirkungsgrade kleiner KWK-Anlagen, Rolle der Bioenergie zur Abdeckung kleiner und kleinster Heizlasten angesichts steigender thermischer Gebäudequalität, Umsetzbarkeit und Kosten kleiner, dezentraler Kraftstoffproduktion.

- **Distanz und Ausmaß von Biomasse–Transporten und –Handel**

Die Verfügbarkeit von Biomasse in waldreichen Regionen hat von je her die Nutzung dieses regional verfügbaren Rohstoffs begünstigt. Gleichzeitig liegt das – im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energiequellen – wesentliche Charakteristikum der Biomasse in ihrer Speicher- und Transportfähigkeit, vor allem wenn sie in einer zu höheren Energiedichte aufbereiteten Form vorliegt (z.B. Pellets, Pflanzenöl). Der Transport von Biomasse aus Regionen mit hohem Angebot und geringem Bedarf in Regionen mit geringem Angebot und hohem Bedarf kann daher zur Steigerung der Biomasse-Nutzung, einer Stabilisierung des Biomasse-Angebots und damit zur Nachhaltigkeit des Energiesystems beitragen. Es stellt sich die Frage, über welche Distanzen und in welchem Ausmaß Biomasse in Zukunft transportiert wird. In jedem Fall sind entscheidende Herausforderungen die ökologische und energetische Bilanz, die Zertifizierung und damit der Nachweis der sozialen und ökologischen Nachhaltigkeit global gehandelter Biomasse, die Kosten des Biomasse-Transports angesichts steigender Energiekosten sowie die gesellschaftliche und öffentliche Akzeptanz. Entscheidend wird nicht zuletzt eine differenzierte Sichtweise sein und unterschiedliche Beispiele von Biomasse-Transporten auch entsprechend unterschiedlich zu beurteilen. So haben beispielsweise Pellets aus Kanada, Ethanol aus Brasilien, Hackgut aus der Slowakei oder Pflanzenöle aus Indonesien, Afrika oder der Ukraine jeweils völlig unterschiedliche ökologische, soziale und ökonomische Auswirkungen (siehe Maßnahmen in Kapitel 7).

- **Technologischer Fortschritt:**

Das Energiesystem wird aller Voraussicht nach in den kommenden Jahrzehnten einem starken Wandel unterworfen sein. Biomasse-Technologien werden nur dann zum Einsatz kommen, wenn sie diesem Wandel entsprechend Rechnung tragen. Das Ausmaß des technologischen Fortschritts in den verschiedenen Sektoren der Biomasse-Nutzung wird dabei entscheidenden Einfluss darauf haben, welche Entwicklungspfade eingeschlagen werden: Welche Technologien zur gekoppelten und ganzheitlichen Produktion unterschiedlicher energetischer und nicht-energetischer Produkte werden entwickelt? Welche Technologien zur Deckung des kleinen und kleinsten Leistungsbereichs stehen bereit? Wie können hohe elektrische Wirkungsgrade und Volllaststunden bei KWK erreicht werden?

- **Die Rolle verschiedener Bio-Energiedienstleistungen**

Die Zusammensetzung des Mix' von Wärme, Strom und Kraftstoffen, der aus biogenen Ressourcen erzeugt wird, ist ein wesentliches Charakteristikum des künftigen Bioenergie-Entwicklungspfades. Insbesondere ist dabei die Frage, inwiefern sich die Nutzung von der derzeit dominierenden Wärmebereitstellung zur Verstromung und biogenen Kraftstoffen verschiebt. Da dieses Thema von zentraler Bedeutung ist, wird es im nächsten Abschnitt auch unter Berücksichtigung der Ergebnisse aus den Szenarienläufen detaillierter diskutiert.

8.2 Wärme, Strom und / oder Kraftstoffe?

Charakteristikum und Chance der Biomasse ist die Vielseitigkeit ihrer Nutzungsmöglichkeiten. Während historisch der Wärmebereitstellung die größte Rolle zukam, ergeben sich heute durch die gekoppelte Produktion von Wärme und Strom sowie von Kraftstoffen und nicht-energetischen Erzeugnissen neue Optionen. Die Zusammensetzung dieses Mix' wird ein wesentlicher Einflussfaktor auf die möglichen Entwicklungspfade des künftigen Bioenergie-Systems sein.

In jedem Fall ist damit zu rechnen, dass zukünftig früher oder später bedingt durch die steigenden Preise fossiler Energieträger sehr hohe Anteile der Biomasse-Potenziale ausgeschöpft werden. Spätestens dann kommt es zur Konkurrenz zwischen verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten biogener Ressourcen. Die Forcierung aller Nutzungsformen in derselben Intensität ist daher nur kurzfristig ohne gegenseitige Beeinträchtigung möglich. Daher ist es entscheidend, sich über die Vor- und Nachteile sowie die Struktur der Bioenergie-Nutzung in den Bereichen Strom, Wärme und Kraftstoffe klar zu werden. Nur mit einer klaren Zielvorstellung können die notwendigen Rahmenbedingungen geschaffen werden, die eine möglichst effiziente Nutzung inländischer Biomasseressourcen ermöglichen.

- **Wärmebereitstellung:** Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die Bereitstellung von Wärme ökologisch und ökonomisch die effizienteste Biomasse-Nutzung darstellt. D.h. es ergeben sich im Allgemeinen geringe (oft negative) THG-Reduktionskosten bei gleichzeitig geringen vorgelagerten THG-Emissionen.

Gerade beim Wärmebedarf sind allerdings starke Reduktionen durch Erhöhung der thermischen Gebäudequalität realisierbar. Insbesondere im Einfamilienhausbereich ist es möglich, sehr geringe Heizlasten zu erreichen. Im größeren Leistungsbereich (Mehrfamilienhäuser, industrielle Anwendungen) ist oft eine noch bessere energetische und ökonomische Performance als bei Kleinanlagen erzielbar. Da hier auch noch ein großes nachfrageseitiges Potenzial besteht, ist es sinnvoll, hier organisatorische, nicht-ökonomische Barrieren zu reduzieren um einen Einsatz der Biomasse in diesem Sektor zu gewährleisten.

Weiters ist zu berücksichtigen, dass mittel- und langfristig auch andere erneuerbare Systeme, insbesondere Solar-Thermie zur Deckung des Wärmebedarfs attraktiv werden.⁸⁹ Sobald nicht mehr Gas oder Öl als Referenz anzusehen wäre, sondern ein Solar-, Wärmepumpen- und eventuell Gas-Mix, erhöhten sich die Kosten der THG-Reduktion durch biogene Wärmebereitstellung erheblich.

Im Wärmesektor ist mit aller Kraft eine Reduktion des Energiebedarfs und dessen Deckung mit Solar-Thermie anzustreben. Dies ist technisch und ökonomisch machbar. Solange allerdings ein relevanter nicht solar gedeckter Wärmebedarf

⁸⁹ Vgl. dazu das Projekt im Rahmen der Energiesysteme der Zukunft „Szenarien der gesamtwirtschaftlichen Marktchancen verschiedener Technologielinien im Energiebereich“ [Haas et al 2008] sowie [Schriebl 2007]

existiert, ist der Einsatz der Biomasse zu dessen Deckung als eine äußerst effiziente Option anzusehen. Die Analysen mit dem Gebäudemodell ERNSTL [Schriefl 2007 bzw. Haas et al. 2008] zeigen, dass mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit auch im Jahr 2050 noch ein so hoher Rest-Wärmebedarf gegeben sein wird, dass substantielle Steigerungen der Biomasse-Nutzung auch bei Wärme durch die Substitution fossil befeuerter Heizsysteme möglich sind. Dies gilt insbesondere auch bei Anwendungen mit größerem Wärmebedarf, z.B. bei Mehrfamilienhäusern oder in der Industrie.

- **Verstromung:** Sowohl Wind als auch Fotovoltaik können in Zukunft wesentliche, Elemente eines erneuerbaren Strom-Mix' darstellen. Beide sind durch hohe Volatilität charakterisiert. Biomasse-Verstromung könnte in einem System mit hoher bzw. ausschließlich erneuerbarer Strom-Versorgung die Aufgabe der Bereitstellung von Spitzenlaststrom bzw. des Ausgleichs von Volatilitäten zukommen. Aufgrund der künftig relativ hohen erzielbaren elektrischen Wirkungsgrade (Turbinen, GuD) sowie der schnellen Reaktionszeit und guten Speicherbarkeit könnte hier insbesondere Biogas sowie Synthesegas aus Biomasse-Vergasung eine Rolle spielen. Insbesondere im kleinen Leistungsbereich sind allerdings mit den heute verfügbaren Technologien relativ hohe Kosten bei geringen elektrischen Wirkungsgraden zu tragen. Auch unsere Hoch-Preis-Szenarien zeigen einen finanziellen Unterstützungsbedarf noch etwa bis zur Periode 2020 bis 2025. Ein hoher Grad der Wärmenutzung ist daher sowohl aus energetischen, ökonomischen als auch ökologischen Gründen unbedingt anzustreben.

Wird zum Vergleich der verschiedenen Nutzungsformen von Biomasse das Exergie-Konzept herangezogen, stellt die reine Wärmeproduktion eine eher ineffiziente Form dar. Biomasse, die einen großen Anteil an Exergie enthält (das ist jener Anteil der Energie, der in andere nutzbare Energieformen umgewandelt werden kann), wird in Niedertemperaturwärme umgewandelt, die einen sehr geringen Exergie-Anteil enthält (da nur ein sehr geringer Anteil an Niedertemperaturwärme in andere nutzbare Energieformen umgewandelt werden kann). Die gleichzeitige Produktion von Strom bei der Wärmebereitstellung kann die exergetische Effizienz stark erhöhen, da Elektrizität reine Exergie darstellt. Insbesondere im höheren Leistungsbereich stellt daher die gekoppelte Erzeugung von Wärme und Strom gegenüber der reinen Wärmebereitstellung eine deutlich effizientere Option dar.

Ähnlich wie im Wärmesektor existieren auch bei der Verstromung neben Effizienzpotenzialen erhebliche erneuerbare Alternativen. Insbesondere etwa ab der Periode 2030 bis 2040 könnten erhebliche Mengen an Strom durch Photovoltaik, Windenergie und zusätzlichen Wasserkraftpotenzialen bereitgestellt werden.⁹⁰ Sobald dieser Mix das Referenzsystem darstellt und nicht mehr GuD- oder Kohle-Kraftwerke würden sich die Kosten der THG-Reduktion durch biogene Stromproduktion noch deutlich erhöhen. Auch darum und aufgrund der heute maximal möglichen moderaten elektrischen Wirkungsgrade ist die alleinige Verstromung von Biomasse ohne Wärmeauskopplung absolut zu vermeiden.

Prinzipiell sollten Biomasse-KWK-Anlagen also leistungsmäßig dem Wärmebedarf entsprechend ausgelegt und wärmegeführt betrieben werden. Es stellt sich die Frage, ob KWK auch bei der Wärmeerzeugung für Ein-/Mehrfamilienhäusern (d.h. bei kleinen thermischen Leistungen) sinnvoll ist (**Mikro-KWK**). Aufgrund der in unseren Breiten geringen Volllaststunden von Anlagen zur Raumheizung ist diese Frage zu verneinen. Aufgrund der geringen Auslastung, der hohen spezifischen Kosten der Stromerzeugungseinheit (z.B. Stirlingmotor) sowie der niedrigen elektrischen Wirkungsgrade ist selbst im Hochpreisszenario kaum wirtschaftlicher Betrieb möglich. Mikro-KWK auf Basis von Biomasse kann daher allenfalls für Nischenanwendungen interessant sein.

⁹⁰ siehe Fußnote 89.

- **Kraftstoffe:** Die THG-Bilanz und ökologische Verträglichkeit von biogenen Kraftstoffen war in der jüngsten Vergangenheit Gegenstand zahlreicher, zum Teil kontroversieller Studien. Die Differenzen sind zum Teil durch unterschiedliche Anlagentypen zu erklären (Energieversorgung, Nebenprodukte etc.), zum Teil kommen Abweichungen aber auch durch die Anwendung verschiedener Berechnungsmethoden zustande. Im Großen und Ganzen besteht trotz der relativ großen Bandbreiten Konsens, dass mit (in Europa hergestelltem) Biodiesel und Bioethanol THG-Einsparungen möglich sind, die typischer Weise in der Größenordnung von 40 bis 60 % der fossilen Referenzemissionen liegen (siehe Vorschlag der EU Richtlinie zur Nutzung von Energie aus Erneuerbaren Quellen KOM(2008) 19).

Eine sehr schlechte Performance zeigen Bioethanol und Biodiesel hinsichtlich der Flächenerträge (siehe Abbildung 8-1). Der Flächenbedarf zur Erreichung signifikanter Kraftstoffmengen ist daher sehr hoch. Natürlich darf dabei nicht außer Acht gelassen werden, dass bei der Erzeugung von Biodiesel und -ethanol Nebenprodukte, nämlich insbesondere Eiweißfutter bzw. DDGS, anfallen, welche andernfalls eigens produziert oder importiert werden müssten. Trotzdem kann mit Kraftstoffen der 1. Generation aufgrund der niedrigen Hektarerträge der zumeist eingesetzten Energiepflanzen, nämlich Ölsaaten (typisch etwa 3 t/ha) und Getreide (im Mittel etwa 7 t/ha) keine wirklich effiziente Flächennutzung erreicht werden. Ein Vorteil in der Verwendung dieser Energiepflanzen ist darin zu sehen, dass es sich um „klassische“ Ackerfrüchte handelt, die mit vorhandener landwirtschaftlicher Technik produziert werden können.

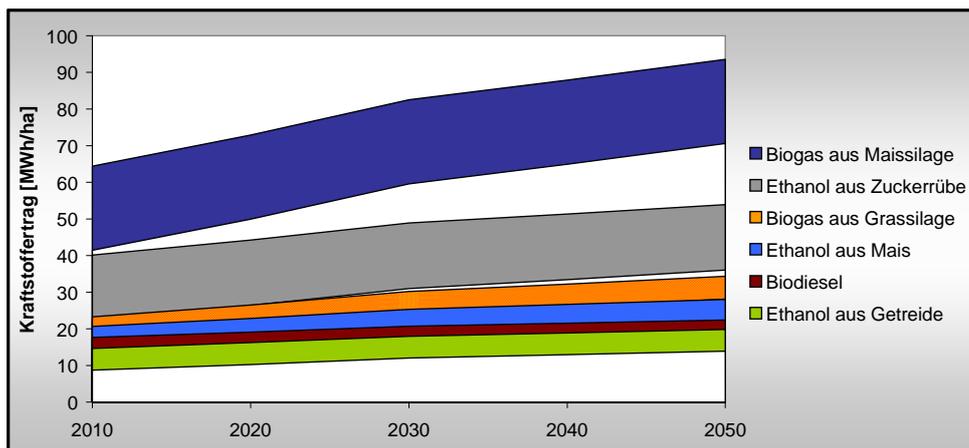


Abbildung 8-1: Bandbreiten der Hektarerträge von biogenen Kraftstoffen der 1. Generation

Quelle: Green-XBA

Mit der Verwendung von Biogas als Kraftstoff sind hinsichtlich beider genannter Kriterien deutlich bessere Werte erzielbar. Typische Hektarerträge von Maissilage liegen mit über 40 t/ha bei einem Vielfachen der Erträge von Ölsaaten und Getreide, und bei Co-Fermentation mit Gülle können deutlich höhere THG-Einsparungen erzielt werden. Des Weiteren können verschiedenste Restpflanzen, biogene Abfälle (Biomüll, Abfälle der Nahrungsmittelindustrie etc.) oder auch Zwischenfrüchte verwertet werden. Aufgrund der hohen Rohstoffflexibilität kann auch davon ausgegangen werden, dass durch Optimierung der Fruchtfolgen bessere ökologische Verträglichkeit gewährleistet werden kann.

Wegen des hohen Transportaufwandes und den Aufkommensdichten von Gülle, biogenen Abfällen etc. liegen optimale Anlagengrößen zur Biogaserzeugung deutlich unter jenen von typischen Biodiesel- und Ethanolanlagen. (Bei Biogasanlagen werden mit zunehmender Anlagengröße die *Economies of Scale* stärker durch steigende Transportkosten kompensiert bzw. überkompensiert, wie Untersuchungen bezüglich der optimalen Größe von Biogasanlagen unter verschiedenen

Randbedingungen gezeigt haben.) Daher können dezentrale Strukturen geschaffen werden, welche einerseits höhere regionale Wertschöpfung ermöglichen, andererseits aufgrund der Möglichkeit der Nährstoffrückführung ökologisch besser verträglich sind. Hinsichtlich der nachfrageseitigen Restriktionen (Fahrzeugbestand und Infrastruktur) ist das Potenzial von Biogas als Kraftstoff zumindest kurzfristig in Nischenmärkten zu sehen. Längerfristig ist jedoch ein stärkerer Trend in Richtung gasförmige Kraftstoffe, und damit auch eine zunehmende Bedeutung von Biogas im Verkehrssektor möglich.

Eine signifikante Verbesserung der Performance biogener Kraftstoffe wird im Allgemeinen durch den Umstieg auf die sogenannte 2. Generation erwartet. Es handelt sich dabei um verschiedene derzeit noch im Demonstrationsstadium befindliche Technologien zur Produktion von synthetischen Kraftstoffen aus Lignozellulose. (im Wesentlichen Fischer-Tropsch-Diesel, Zellulose-Ethanol und SNG aus Vergasungsprozessen). Ein wesentlicher Vorteil dieser Kraftstoffe ist darin zu sehen, dass aufgrund des im Vergleich zur 1. Generation geringen Anteils der Rohstoff- an den Produktionskosten größere Potenziale für Kostensenkungen durch technologische Lerneffekte und *Economies of Scale* im Bereich des Möglichen sind. Des Weiteren wird prinzipiell davon ausgegangen, dass diese Kraftstoffe weitaus bessere THG-Bilanzen aufweisen als jene der 1. Generation. Außerdem können mit Technologien der 2. Generation verschiedenste Biomasseressourcen (wie Altholz, Wald-Restholz, SNP, Stroh) verwertet werden, und im Falle der landwirtschaftlichen Produktion auf Ackerflächen sind deutlich höhere Kraftstoffträge pro Hektar möglich (siehe Abbildung 8-1 und Abbildung 8-2). Nichtsdestotrotz sind die Konversionswirkungsgrade (in der Größenordnung von 50 %) deutlich niedriger als Jahresnutzungsgrade von Heiz- oder KWK-Anlagen.

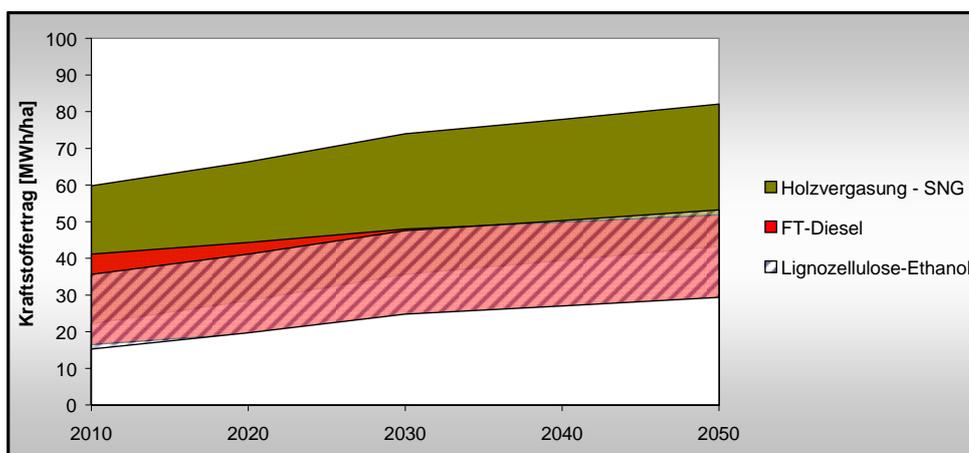


Abbildung 8-2: Bandbreiten der Hektarerträge von biogenen Kraftstoffen der 2. Generation

Quelle: Green-XBA

Ein wesentlicher Vorteil von flüssigen biogenen Kraftstoffen besteht darin, dass bestehende Infrastrukturen genutzt werden können, und dass sie – mit Einschränkungen – mit dem derzeitigen Fahrzeugbestand kompatibel sind. Daher werden biogene Kraftstoffe oftmals als einzige kurzfristige Alternative zur Ökologisierung des Verkehrssektors gesehen. Es muss jedoch bedacht werden, dass die Kraftstoffquoten eine Weichenstellung mit langfristigen Auswirkungen auf die Transport- und Bioenergie-Systeme der Zukunft darstellt. Und ob die energetisch und technisch aufwändige Konversion fester Biomasse zu einem flüssigen Kraftstoff und anschließender Nutzung in einem Verbrennungsmotor mit einem Wirkungsgrad von maximal 30 % eine zukunftsträchtige Technologiekette darstellt, ist äußerst fraglich. Schließlich sollte eine längerfristige Strategie im Verkehrssektor darin bestehen,

Technologieketten mit maximalem Gesamtwirkungsgrad und ökologischer Verträglichkeit zu forcieren.

Tatsache ist, dass der Anteil erneuerbarer Energie im Verkehrssektor derzeit am geringsten ist und erneuerbare Alternativen im motorisierten Individualverkehr kaum gegeben sind. Die Frage ist daher auch, wie hoch der Wille der Gesellschaft ist, nicht nur über die Summe des gesamten Energiesystems, sondern auch innerhalb jeden Sektors einen bestimmten Anteil erneuerbarer zu erzielen. Als kurz- bis mittelfristige Strategie sollten Effizienzmaßnahmen, sowie Maßnahmen zur Reduktion des Transportvolumens und zur Verschiebung des Modal Split im Vordergrund stehen. Aus technologischer Sicht könnten Effizienzsteigerungen im Verkehrssektor verhältnismäßig leicht implementiert werden, und wären mitunter mit höheren THG-Reduktionen bei weitaus geringeren Kosten verbunden als die derzeit implementierten Quoten. Darüber hinaus können erneuerbare Energieträger – darunter biogene Kraftstoffe – dazu beitragen, den verbleibenden Energiebedarf in möglichst nachhaltiger Weise bereitzustellen.

Die Simulationen haben gezeigt, dass ambitionierte Quoten für biogene Kraftstoffe in Österreich aufgrund der Rohstoffsituation zu einer drastischen Erhöhung der Rohstoffkonkurrenz führen. Somit werden die Ausbaupotenziale im Stom- und Wärmesektor stark beeinträchtigt. Letztendlich kommt es also zu einer Verdrängung ökologisch und (im Fall von Wärme) ökonomisch effizienter Formen der Biomassenutzung durch eine weniger effiziente Form. Das heißt, dass biogene Kraftstoffe als Hauptlösung zur Reduktion der THG-Emissionen im Verkehr keine effiziente Strategie darstellen. Erst wenn die nachfrageseitigen Potenziale von Biomasse für Wärme und KWK ausgeschöpft sind (bzw. keine signifikante Steigerungen in diesen Sektoren mehr möglich sind), kann die Nutzung von biogenen Kraftstoffen eine sinnvolle Option sein. Die Simulationen haben gezeigt, dass dies in Österreich nur in Zusammenhang mit einer „Energieeffizienz-Revolution“ in absehbarer Zeit der Fall sein kann.

Die Rolle biogener Kraftstoffe in den kommenden Jahrzehnten wird wesentlich auch davon abhängen, welche Stellung andere Energieträger, insbesondere Strom oder auch (biogene) gasförmige Energieträger einnehmen können. Die politische Diskussion um die Quote biogener Kraftstoffe ist aus unserer Sicht wichtig und gerechtfertigt, da dies tatsächlich eine wesentliche Weichenstellung für das Biomasse-System der Zukunft darstellt.

- **Polygeneration und Bioraffinerien:** Neben der getrennten Produktion von Wärme, Strom (und Wärme) und Kraftstoffen könnte die gemeinsamen Erzeugung unterschiedlicher energetischer und nicht-energetischer Produkte eine effiziente Option der Biomasse-Nutzung sein. Dies könnte insbesondere das Potenzial für eine völlig integrierte, kaskadische Nutzung biogener Ressourcen zur Produktion von Nahrungsmitteln, stofflichen Produkten und Energie bieten. Aus heutiger Sicht lässt sich allerdings noch kaum abschätzen, ob bzw. welche Bioraffinerie-Konzepte sich in Zukunft tatsächlich etablieren können. Auch Proponenten der Bioraffinerie-Idee räumen einer wirklich umfassenden und weiten Verbreitung von Bioraffinerien vor dem Zeitraum 2030 bis 2040 nur geringe Chancen ein. Dieser eher pessimistischen Sichtweise steht ein zunehmendes Interesse der chemischen Industrie entgegen, fossile Ressourcen durch biogene zu ersetzen. Die Frage ist, wie schnell sich das Bewusstsein eines nötigen Paradigmenwechsels hin zu einer nachhaltigen Rohstoffbasis nicht nur unseres Energie- sondern des gesamten Wirtschaftsystems durchsetzen wird.
- **Biogas:** In den vorigen Abschnitten wurde Biogas bereits mehrmals erwähnt, da es nicht nur direkt in BHKWs zur Strom- und Wärmeproduktion genutzt, sondern auch als Kraftstoff eingesetzt oder als Erdgas-Ersatz in bestehende Gasnetze eingespeist

werden kann. Ein großer Vorteil von Biogas aus anaerober Fermentation ist in der breiten Rohstoffbasis zu sehen, welche neben Energiepflanzen wie Mais auch biogene Abfälle, landwirtschaftliche und industrielle Reststoffe, Gülle und Grünlanderträge beinhaltet. Die mit bestehender Technik erzielbaren Hektar-Energieerträge bei Verwendung von Energiepflanzen sind sehr hoch, und bei der Verwertung von biogenen Abfällen oder Pflanzenresten werden einerseits Flächenkonkurrenzen vermieden, andererseits sehr gute THG-Bilanzen und Umweltverträglichkeit erzielt. Insbesondere zur Verwertung von Grünlanderträgen könnte der Biogas-Technologie in Zukunft wachsende Bedeutung zukommen, da aufgrund des Rückgangs des Viehbestandes bzw. des Futterbedarfs Grünland in zunehmendem Maße ungenutzt bleibt, und somit eine alternative Verwendung der Erträge zur Erhaltung der Kulturlandschaft erforderlich sein wird.

Nutzungsseitig könnte mittelfristig insbesondere die Einspeisung von aufbereitetem Biogas in bestehende Gasnetze interessant werden. Dadurch könnten bestehende Infrastrukturen genutzt und der fossile Energieträger Erdgas direkt durch biogene, regional verfügbare Ressourcen substituiert werden. Außerdem stellt dies eine Möglichkeit dar, den Einsatz von Bioenergie zu Heizzwecken im dicht verbauten Gebiet (wo etwa der Einsatz von Pellets- oder Hackgutheizungen aus Platz- und Komfortgründen problematisch ist) zu erhöhen. Hinsichtlich der Stromerzeugung kann durch die Einspeisung und Verstromung von SNG in großen GuD-Anlagen ein wesentlicher Nachteil von Biogas-BHKWs, nämlich relativ niedrige elektrische Wirkungsgrade, und eventuell auch die Problematik der zur Erreichung einer hohen gesamtenergetischen Effizienz notwendigen Abwärmenutzung, vermieden werden. Eine wesentliche Barriere stellen zweifellos derzeit noch die im Vergleich zum Erdgaspreis hohen Erzeugungskosten dar. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass durch technologische Verbesserung des Fermentationsprozesses und durch Lerneffekte längerfristig deutliche Kostenreduktionen möglich sind. In Kombination mit steigenden Preisen für fossile Energieträger ist mit einer signifikanten Verbesserung der Wirtschaftlichkeit zu rechnen. Bei der Biogaseinspeisung sind zweifellos noch technische Fragen zu klären bzw. ist Entwicklungsarbeit zu leisten.

Hinsichtlich der potenzial- und nutzungsseitigen Optionen könnte Biogas aus anaerober Fermentation längerfristig einen nicht unbedeutenden Beitrag zur Energieversorgung leisten.

8.3 Die Rolle unterschiedlicher Potenzial-Fraktionen

Die Nachfrage nach biogenen Ressourcen in Österreich, Europa und global wird in den kommenden Jahrzehnten, getrieben durch steigende Energie- und Rohstoffpreise sowie politische Anstrengungen, stark zunehmen. Der Mobilisierung unterschiedlicher Biomasse-Fraktionen wird daher große Bedeutung zukommen. Die folgende Abbildung zeigt, dass die Biomasse-Nutzung in Österreich bis vor kurzem praktisch ausschließlich auf forstwirtschaftliche sowie biogene Reststoffe fokussiert war. Die größten zusätzlichen Potenziale liegen jedoch in der Landwirtschaft.

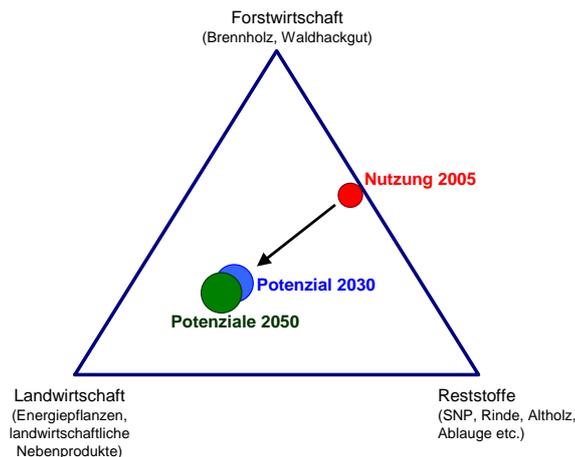


Abbildung 8-3: Künftige Verteilung von Biomasse-Aufkommen⁹¹

Bei der Erschließung landwirtschaftlicher Potenziale stellen sich zahlreiche Herausforderungen und Fragen: Wie wird die Entwicklung der Agrarpolitik auf die energiewirtschaftlich geänderten Rahmenbedingungen reagieren? Wie wirken sich unterschiedliche Motivationslagen und Entscheidungsstrukturen von Landwirten auf die Bereitstellung von Bioenergie aus? Welche neuen Systeme von Fruchtfolgen können geschaffen werden, um die Konkurrenz zwischen Nahrungsmittel- und Energieproduktion zu verringern?

Der Lösung dieser Fragen wird entscheidende Bedeutung zur Nutzung landwirtschaftlicher Ressourcen zukommen. Diese konnten im Rahmen dieses Projekts nicht erschöpfend beantwortet werden. Dazu sei auf das derzeit laufende Projekt im Rahmen der „Energie der Zukunft“ „Strategien für eine nachhaltige Aktivierung landwirtschaftlicher Biomasse-Potenziale“ verwiesen.

Neben den landwirtschaftlichen Potenzialen, die quantitativ einen entscheidenden Anteil ausmachen, kommt der Erschließung biogener Abfälle und Reststoffe hohe Bedeutung zu. Im Vergleich zu land- und forstwirtschaftlichen Produkten sind hier zwar geringere Mengen mobilisierbar. Die THG-Bilanz ist allerdings deutlich günstiger und die Aktivierung dieser Potenziale führt in keiner Weise zu Konkurrenz-Situationen. Darüber hinaus sind nicht unerhebliche Anteile dieser Ressourcen zu sehr günstigen Kosten erschließbar. Damit können diese Potenzial-Fractionen zu einer Entschärfung der Konkurrenz um biogene Ressourcen und einer Stabilisierung von (energetischen und nicht-energetischen) Biomasse-Preisen führen (siehe auch Maßnahmen in Kapitel 7).

8.4 Zum Anteil der Biomasse am Gesamtenergieverbrauch und möglicher Beitrag zu den 2020-Zielen

Während der Anteil der Biomasse am Primärenergieverbrauch in Österreich in den frühen 1980er Jahren bereits mehr als 12 % ausmachte, sank er bis zum Beginn dieses Jahrzehnts wieder auf unter 10 % ab. Der Ausbau der Biomasse-Nutzung konnte also nicht mit dem Anstieg des gesamten Energieverbrauchs mithalten. Bedingt durch die Förderung von Ökostrom und die Quote für biogene Kraftstoffe stieg der Anteil bis zum Jahr 2007 wieder auf etwa 12 % an. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die Erschließung weiterer

⁹¹ Im Gegensatz zu den Dreiecksdiagrammen in Kapitel 6 sind hier auch die Fraktionen Ablauge, Deponie- und Klärgas berücksichtigt

Biomasse-Potenziale zu einem essentiellen Anstieg des Anteils biogener Energieträger führen kann.

Neben der Frage, welche Rohstoffe mit welchen Technologien genutzt werden, ist dabei vor allem die Höhe des gesamten Energieverbrauchs von Relevanz. Wir gingen dabei von zwei Haupt-Szenarien zum Energieverbrauch aus, die sich an [Capros et al. 2008] orientieren. Während im Baseline-Szenario der Energieverbrauch bis zum Jahr 2050 um knapp 15 % ansteigt, sinkt dieser im Effizienz-Szenario im gleichen Zeitraum um mehr als 15 % ab. Darüber hinaus analysierten wir auch die Effekte eines extrem ambitionierten Effizienz-Max-Szenarien, das bis zum Jahr 2050 eine Reduktion des gesamten Energieverbrauchs um mehr als 40 % vorsieht (angelehnt an Nitsch et al 2004).

Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung des Biomasse-Anteils am gesamten Primärenergieverbrauch für verschiedene Szenarien (inklusive importierter Biomasse; Ablauge der Papierindustrie ist hier nicht berücksichtigt)⁹². Im Niedrigpreisszenario mit weiterhin ansteigendem Energieverbrauch steigt der Anteil langfristig auf bis zu 20 %, allerdings nur unter der Voraussetzung, dass Bioenergie massiv gefördert wird (insbesondere über eine ambitionierte Kraftstoffquote, welche nur mit hohen Rohstoffimporten erfüllt werden kann – *Transport* Szenario) und somit hohe Förderkosten in Kauf genommen werden. In einem Förderszenario, welches im Wesentlichen den derzeitigen Rahmenbedingungen entspricht (*Balanced-Policy*) steigt im Basisszenario der Biomasseanteil langfristig auf ca. 17 %.

Im Jahr 2020 wird bei Weiterführung der Förderinstrumente ein Biomasse-Anteil von 15 bis 22 % erreicht. Bei einem weiteren Anstieg des Energieverbrauchs (Baseline nach [Capros et al. 2008]) ist selbst bei einer Zunahme der Biomasseimporte ein Anteil von maximal 18 % möglich.

In den Hochpreis-Effizienz-Szenarien bzw. den Effizienz-Max-Szenarien sind aufgrund des sinkenden Energieverbrauchs und der besseren Wirtschaftlichkeit von Biomasseten weitaus höhere Anteile möglich. Unter der Annahme des *Balanced-Policy*-Förderregimes steigt der Biomasseanteil auf bis zu 27 bzw. 35 %.

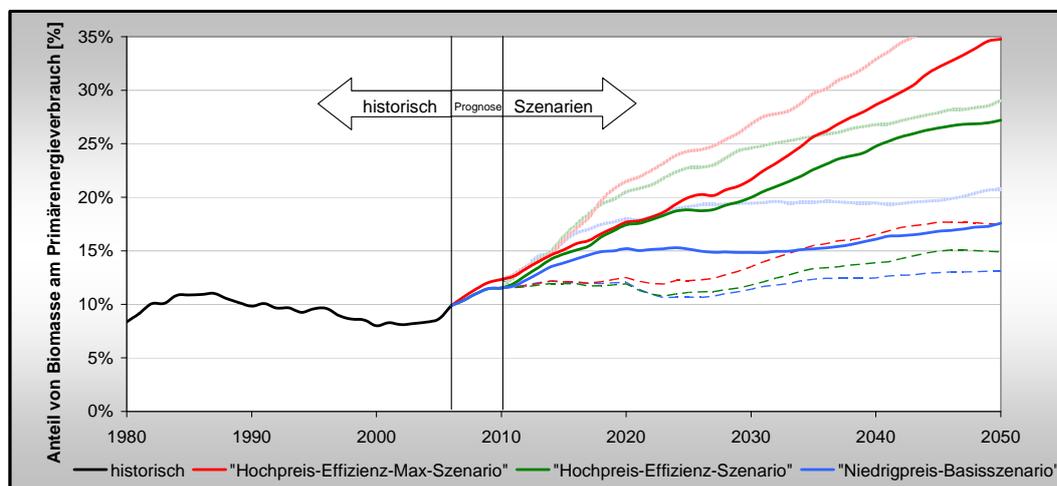


Abbildung 8-4: Anteil von Biomasse am Primärenergieverbrauch bei verschiedenen Preis- und Energieverbrauchs-Szenarien und unterschiedlichen Förderregimen (durchgezogenen Linien: *Balanced-Policy* Szenarien, strichlierte Linien: *No-Policy* Szenario, transparente Linien: *Transport* Szenarien)

⁹² Ablauge der Papierindustrie ist hier nicht berücksichtigt. In den letzten fünf Jahren (2002-2007) betrug die energetische Nutzung von Ablauge im Mittel gut 24 PJ/a [Austropapier 2008], was etwa 1,7% des inländischen Primärenergieverbrauchs entspricht. In den hier dargestellten Simulationen wird von einem etwa konstant bleibenden Rohstoffverbrauch der Papierindustrie ausgegangen.

In der vorigen Darstellung ist im Bioenergie-Anteil gemäß den Simulationen auch importierte Biomasse enthalten. Es stellt sich natürlich auch die Frage, welcher Anteil des Primärenergiebedarfs mit inländischen Biomasseressourcen gedeckt werden kann. Daher sind in Abbildung 8-5 die Entwicklungen der Anteile von *inländischer* Biomasse (ohne Ablauge der Papierindustrie – siehe Fußnote 92) dargestellt. Im Niedrigpreis-Szenario bei weiterhin ansteigendem Energieverbrauch in allen Sektoren (Baseline nach [Capros et al. 2008]) wird mit inländischer Biomasse bis 2020 ein Anteil von maximal 14 % erreicht. Im Hochpreis-Effizienz Szenario ist er um ca. 2 % und im Effizienz-Max-Szenario um maximal 4% höher. Längerfristig werden in den Simulationen Bioenergie-Anteile von über 15 (Baseline) bzw. über 20 % (Effizienz-Hochpreis), und im Effizienz-Max-Szenario über sogar über 30 % erreicht.

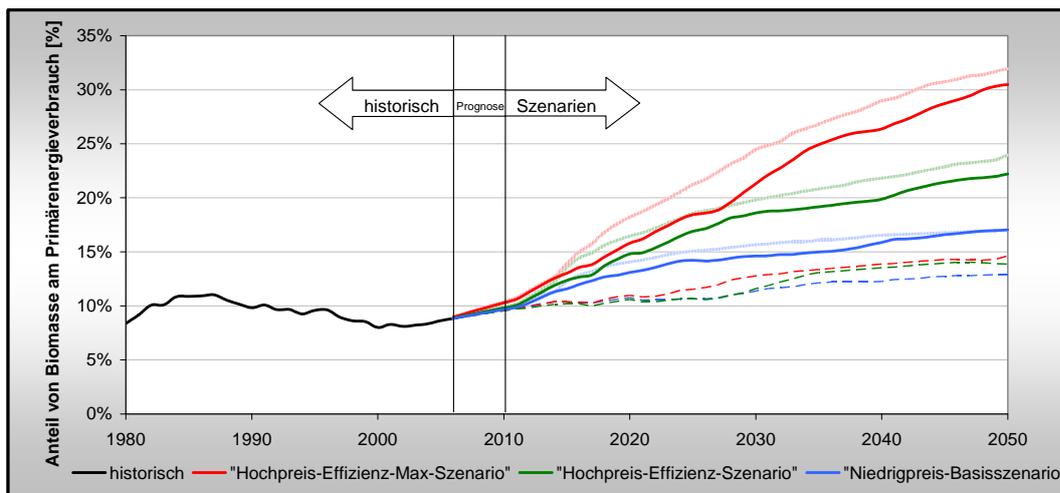


Abbildung 8-5: Anteil von *inländischer* Biomasse am Primärenergieverbrauch bei verschiedenen Preis- und Energieverbrauchs-Szenarien und unterschiedlichen Förderregimen

(durchgezogenen Linien: Balanced-Policy Szenarien, strichlierte Linien: No-Policy Szenario, transparente Linien: Transport Szenarien)

Zur Erzielung des 2020-Ziels von 34 % erneuerbarer Energie am Gesamt-Energieverbrauch wird Biomasse einen wesentlichen Beitrag leisten müssen. Die Ergebnisse zeigen, dass dies möglich ist. Allerdings kann ein wirklich substanzieller Beitrag – und damit ein nachhaltiges Energiesystem insgesamt – auch langfristig nur dann erreicht werden, wenn die Erschließung von Biomasse-Ressourcen mit einer drastischen Reduktion des Energieverbrauchs verbunden ist, und zwar in allen drei Sektoren Wärme, Strom und Kraftstoffen. Der in den Effizienz-Max-Szenarien erzielbare Anteil von bis zu 35 % ist nicht mit einer Fortsetzung heutiger Instrumente zur Effizienzsteigerung erreichbar. Dazu ist wirklich ein klarer und eindeutiger Strukturbruch mit dem unmissverständlichen Ziel einer drastischen Reduktion des Energie- und Ressourceneinsatzes notwendig, der klar über alle heute diskutierten Einzel-Maßnahmen und üblichen Szenarien⁹³ hinausgehen muss.

⁹³ Damit ist beispielsweise das im Juli 2008 von der E-Control im Grünbuch zur Energieeffizienz präsentierte Energieeffizienz-Szenario gemeint, in dem lediglich eine Stabilisierung des Energieverbrauchs bis 2020 angestrebt wird.

8.5 Der Einfluss des Biomasse-Preises und die Kopplung an den Ölpreis

Die letzten Jahre haben einen starken Preisanstieg bei Energie und Ressourcen gebracht. Davon waren auch biogene Rohstoffe nicht ausgenommen. Insbesondere landwirtschaftliche Produkte aber auch früher günstig verfügbare Fraktionen wie Sägenebenprodukte erlebten einen deutlichen Preisanstieg. Eine Vielzahl von Faktoren wird die künftige Preisentwicklung von Biomasse-Produkten bestimmen: u.a. das Angebot der jeweiligen Biomasse-Fraktionen, die globale und regionale, energetische und nicht-energetische Nachfrage und auch das allgemeine Energiepreis-Niveau, das zumindest derzeit noch wesentlich vom Ölpreis diktiert wird. Zur Untersuchung des Einflusses dieser Parameter wurden Sensitivitätsanalysen sowohl zur Kopplung des Biomassepreises an den Ölpreis, als auch zum Niveau der Biomasse-Preise insgesamt durchgeführt (siehe Kapitel 6.3).

Aus den Ergebnissen sind die folgenden Schlussfolgerungen abzuleiten:

- Die Kosten der THG-Reduktion sind stark von den Biomasse-Preisen abhängig. Da die Kosten der THG-Reduktion von der Differenz zwischen den Kosten von Bioenergie-System und fossilem Referenz-System abhängen, und diese zum Teil sehr gering (oder auch negativ) ist, kann sich eine Erhöhung der Biomasse-Preise stark überproportional auf die Kosten der THG-Reduktion auswirken.
- Die Auswirkung der Biomasse-Preise auf die Diffusion verschiedener Bioenergie-Technologien und damit die Höhe der erzielbaren THG-Reduktionen und Anteile am Primärenergieverbrauch variieren in den unterschiedlichen Szenarien. Generell kann gesagt werden, dass in den Szenarien ohne politische Einflussnahme („no-policy-Szenarien“) ein größerer Einfluss des Biomasse-Preises gegeben ist. Die Förderung für Biomasse schafft also generell Stabilität und eine Absicherung gegenüber schwankenden bzw. steigenden Biomasse-Preisen. Neben der Schaffung von Wettbewerbsfähigkeit gegenüber den fossilen Referenzsystemen ist dies also auch eine Funktion öffentlicher Förderungen.
- Die Preisentwicklung des Rohstoffs hat bei Biomasse-Systemen generell geringere Relevanz als bei fossilen. Dies ergibt sich daraus, dass der Brennstoffkostenanteil im Allgemeinen bei Biomasse geringer ist und der Investitionskostenanteil höher als bei fossilen Systemen. Dies zeigt sich auch in der Sensitivitätsanalyse zur Kopplung der Biomasse-Preise an den Ölpreis. Der Einfluss einer Preis-Kopplung von biogenen und fossilen Ressourcen im Verhältnis 1:1 auf die Technologiediffusion und damit die THG-Reduktion ist nicht sehr stark ausgeprägt: Während bei moderater Kopplung (siehe Abschnitt 5.2.4) im Jahr 2030 12,41 Mt CO_{2äqu} und im Jahr 2050 14,17 Mt CO_{2äqu} durch biogene Ressourcen eingespart werden, sind dies bei 1:1 Kopplung 11,04 Mt 2030 und 14,01 Mt 2050. Der Einfluss auf die THG-Reduktionskosten ist aber durchaus gegeben.

Die erzielbare Effizienz von Biomasse-Förderungen (d.h. die erreichbare Energiebereitstellung aus biogenen Ressourcen bezogen auf die eingesetzten öffentlichen Fördermittel) ist stark von den Kosten der THG-Reduktion abhängig, die wiederum stark durch Biomasse-Preise beeinflusst werden. Daher stellen diese einen wesentlichen Aspekt in der politischen Diskussion dar. Insofern ist damit zu rechnen, dass jede Maßnahme, die zu einer Stabilisierung von Biomasse-Preisen und einer Entkopplung von Biomasse- und Ölpreisen führt, sowohl die Wirtschaftlichkeit der Bioenergie als auch die Wahrscheinlichkeit einer politischen Durchsetzung von Förderinstrumenten für Biomasse erhöht.

8.6 Sozio- und makroökonomische Aspekte der Biomasse-Nutzung

Unterschiedliche sozioökonomische Aspekte der Biomasse-Nutzung werden in der Literatur⁹⁴ und der politischen Diskussion als Argument für die Biomasse-Nutzung angeführt. Unter anderem: Wertschöpfung und Beschäftigung, Förderung strukturschwacher Regionen, Stärkung der Handelsbilanz, Versorgungssicherheit, Aufbau von technologischem Know-how für Zukunftsmärkte etc.

Diese Aspekte sind in diesem Projekt nicht Gegenstand der Untersuchung. Da die abzuleitenden Schlussfolgerungen jedoch auch mit diesem Blickwinkel verknüpft sind, sei hier kurz auf die Ergebnisse von [Kranzl et al 2008] verwiesen. In dieser Studie wurden insbesondere Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte der Bioenergie analysiert. Ohne auf Detail-Ergebnisse einzugehen werden im Folgenden einige prinzipielle Aussagen zu regionalen Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten getätigt, die sich aus der genannten Studie ergeben und die für die Ableitung von Schlussfolgerungen zur Zukunft der Biomasse-Nutzung in Österreich von Relevanz sein können.

- Ein hoher Anteil der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte resultiert aus der **Bereitstellung von Biomasse-Ressourcen**. In dieser Hinsicht unterscheiden sich Biomasse-Systeme fundamental von anderen Erneuerbaren wie Wind, Photovoltaik oder Solar-Thermie.
- Daraus folgt, dass beim **Import von Ressourcen** nur ein sehr geringer Anteil an Wertschöpfung und Beschäftigung in Österreich zu verzeichnen ist. Es stellt sich die Frage nach der politischen Zielsetzung: Wenn dezidiert die energiepolitischen Ziele mit regionalökonomischen (Erhöhung der regionalen Wertschöpfung und Beschäftigung) kombiniert werden sollen, ist die Nutzung regional verfügbarer Ressourcen zu bevorzugen.
- Insbesondere **regionale Wertschöpfung** ist nur dann gegeben, wenn relevante Anteile der Investition durch regionale Unternehmen getätigt und wenn Rohstoffe aus der Region eingesetzt werden.
- Immer dann, wenn es durch das Biomasse-System zur **Substitution anderer Nutzungsformen derselben Ressource** kommt, werden der Netto-Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekt stark reduziert. Dies kann insbesondere in der Landwirtschaft der Fall sein, wenn Flächen energetisch genutzt werden, die sonst zur Nahrungsmittelproduktion bewirtschaftet würden und keine Überproduktion substituiert wird.
- Der Aufbau von **technologischem Know-how** für Märkte, die als zukunftssträftig eingeschätzt werden, kann zu beträchtlichen Exportquoten führen und damit zur Wertschöpfung, die sich durch Investitionen in Produktionskapazitäten ergeben. Als aktuelles Beispiel können hier die österreichischen Biomasse-Kesselproduzenten erwähnt werden.
- Da ein großer Anteil der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte aus der Bereitstellung der Biomasse resultiert, sind positive Effekte prinzipiell für alle Technologien, egal ob für Wärme, Strom oder Kraftstoffe, in der gleichen Weise zu verzeichnen, sofern sie regionale Ressourcen nutzen. **Technologiespezifische Unterschiede** ergeben sich daraus, dass für manche Bioenergie-Anwendungen derzeit substantiell höhere Importe gegeben sind (z.B. für biogene Kraftstoffe im Vergleich zu Biomasse-Heizkesseln). Weiters führen höhere Kosten von Bioenergie-Systemen (wie dies derzeit beispielsweise bei biogenen Kraftstoffen oder Biomasse-

⁹⁴ Vgl. z.B. [Haas, Kranzl 2002] oder [Kratz et al 2004]. Auch in den Diskussionen im Rahmen der Projektbeiratsitzungen wurden diese Aspekte diskutiert.

Verstromung der Fall ist) zu negativen privaten und / oder öffentlichen Budgeteffekten, die sich negativ auf die gesamtwirtschaftliche Bilanz auswirken. In dieser Hinsicht sind also Systeme mit geringeren Kosten jenen mit höheren vorzuziehen. Liegen negative THG-Reduktionskosten vor, wie beispielsweise bei manchen Biomasse-Heizsystemen, führt dies zu stark positiven gesamtwirtschaftlichen Effekten.

Energie-Versorgungssicherheit kann durch verschiedenen Maßnahmen erreicht werden, unter anderem die folgenden: 1) Reduktion des Energieverbrauchs, 2) Diversifizierung der eingesetzten Energiequellen, 3) Einsatz regionaler, von globalen Preisschwankungen weitestgehend unabhängigen Ressourcen.

Bioenergiesysteme führen insofern zur Erhöhung von Versorgungssicherheit, als sie zu Punkt 2, nämlich der Diversifizierung der eingesetzten Energiequellen beitragen. Punkt 3, der Einsatz regionaler Energiequellen ist durch einige Biomasse-Ressourcen stark erfüllt (z.B. Scheitholz), durch andere wenig (z.B. Ölsaaten).

Ein weiterer Aspekt, der in der vorliegenden Studie nicht behandelt wurde, sind Emissionen von Luftschadstoffen. Insbesondere in urbanen Räumen ist die Reduktion von gesundheitsschädigenden Luftschadstoffen (CO, Staub, NO_x, VOC) ein wichtiges umwelt- und gesundheitspolitisches Ziel. Dem hat die technologische Entwicklung von Biomassefeuerungen in den vergangenen Jahren Rechnung getragen, indem die Emissionen von Feuerungsanlagen deutlich reduziert wurden⁹⁵. Diese Anstrengungen müssen in Zukunft weiter fortgesetzt werden. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass der Einsatz von Biomasse-Kleinanlagen derzeit und wohl auch in Zukunft in urbanen Räumen im Vergleich zum ländlichen Raum sehr gering ist. In sehr dicht verbauten Gebieten ist damit der Einsatz von größeren Fernwärme-Netzen und entsprechenden Kesseln, die sowohl mit Filteranlagen als auch KWK-Einheiten ausgestattet werden können, Kleinanlagen vorzuziehen.

8.7 Offene Fragen und Herausforderungen

Die im Folgenden dargestellten offenen Fragen bzw. Herausforderungen beziehen sich auf die Biomassepotenziale, auf technologische Fragen und „sonstige“ Aspekte. Wir beschränken uns hier auf die – aus unserer Sicht – für die zukünftige Entwicklung des österreichischen Biomassesektors wichtigsten Aspekte.

Bezüglich Biomassepotenziale/-ressourcen:

- Die Mobilisierung der nachhaltig nutzbaren Potenziale forstlicher Biomasse ist von großer Bedeutung. Hinsichtlich Eigentümerstruktur, komplexen und stark variierenden Entscheidungsstrukturen als auch technologischen und logistischen Barrieren bleiben hier nach wie vor eine Reihe von Herausforderungen zu bewältigen.
- Aufgrund der bereits jetzt hohen Ausschöpfung der forstlichen Biomassepotenziale in Österreich muss bei einem weiteren Ausbau des Biomassesektors in Zukunft verstärkt auf landwirtschaftlicher Ressourcen und Reststoffe zurückgegriffen werden. Landwirtschaftliche Biomasse besitzt prinzipiell ein großes, derzeit noch kaum genutztes Potenzial. In welchem Maße dieses Potenzial mobilisiert werden kann, wird nicht zuletzt auch von energie- und agrarpolitischen Rahmenbedingungen, sowie der Bereitschaft der Entscheidungsträger zu einer „Neuorientierung“ in Richtung Bioenergie beeinflusst

⁹⁵ Vgl. Haslinger et al 2008

werden. Dieser Aspekt konnte im Rahmen des vorliegenden Projektes nicht ausführlich behandelt werden. Im Nachfolgeprojekt „**Strategien zur nachhaltigen Aktivierung landwirtschaftlicher Bioenergie-Potenziale**“ („ALPot“) beschäftigen wir uns eingehend mit diesen Fragestellungen.

- Die zukünftige Entwicklung der internationalen/globalen Handelsströme biogener Energieträger wird einen wesentlichen Einfluss auf die Ausschöpfung regionaler Biomassepotenziale haben. Hier sei auf die österreichische Beteiligung an **IEA Task 40 „Sustainable international bioenergy trade“** verwiesen.

Technologische Fragen:

- Über die zukünftige Bedeutung von Biokraftstoffen der 2. Generation, deren Erzeugungskosten und THG-Bilanzen können derzeit keine sicheren Prognosen abgegeben werden. Die Herausforderung ist hier in jedem Fall, hohe Konversionswirkungsgrade und damit hohe THG-Reduktionen mit vertretbaren Kosten zu erzielen.
- Ebenso ist unklar, welche Rolle gasförmige (biogene) Kraftstoffe, Elektrofahrzeuge und andere alternative Antriebskonzepte langfristig einnehmen werden. Hier stellt sich die Frage nach dem Aufbau der Infrastruktur sowie der entsprechenden Fahrzeugflotte.
- Die Struktur der zukünftigen Energiesysteme (zentral/dezentral) ist ungewiss. Bei einem Trend zu dezentralen Systemen könnten bestimmten Biomasse-KWK-Technologien eine deutlich größere Bedeutung zukommen als im Fall stark zentralisierter Strukturen.
- Technologischer Fortschritt im Bereich der Bioenergie, aber auch bei anderen Technologien zur Energiebereitstellung wird die zukünftige Biomassenutzung wesentlich beeinflussen. Die tatsächlich zu erwartenden Lerneffekte und etwaige Technologiesprünge müssen zum Teil offen bleiben. Insbesondere betrifft dies auch globale Trends in Forschung und Technologieentwicklung.
- Bioraffinerien könnten die Bedeutung biogener Rohstoffe revolutionieren. Die Herausforderung wird hier darin liegen, eine möglichst umfassende und vollständige Ausnutzung biogener Ressourcen, auch unter dem Aspekt der kaskadischen Biomasse-Nutzung zu erreichen.

Sonstige Aspekte:

- Persönliche Präferenzen beziehungsweise gesellschaftliche Akzeptanz spielen in vielen Bereichen eine entscheidende Rolle. Dies schließt beispielsweise auch die Zahlungsbereitschaft für nachhaltige Energiesysteme ein. Die Frage bleibt offen, wie diese Aspekte die künftige Bioenergie-Nutzung prägen werden und wie diese auch in Simulationsmodelle integriert werden können.
- Die internationale Klimapolitik kann global ein wesentlicher Treiber sowohl für die Nutzung als auch für die Aufbringung von Bioenergie sein. Die Auswirkungen verschiedener Szenarien der langfristigen Entwicklung von globaler Klimapolitik wurden in diesem Projekt nicht behandelt und stellen daher eine wichtige und interessante weitere Fragestellung dar.
- Als ein Knackpunkt für die weitere Entwicklung der Bioenergie und deren Effizienz und Kosten stellte sich die Frage heraus, welcher Anteil der Biomasse-Potenziale als Kraftstoffe für den Mobilitätssektor bereitgestellt werden. Welche Verkehrsmittel, welche Entfernungen, welche Antriebssysteme, welche Effizienz und welche Energieträger diesen Sektor zukünftig und längerfristig dominieren werden, wird dafür eine entscheidende Rahmenbedingung darstellen.

9 Detailangaben zu den Zielen der Programmlinien „Energiesysteme der Zukunft“

9.1 Beitrag zum Gesamtziel der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ sowie zu den sieben Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung

Das generelle Gesamtziel der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ ist es unter anderem, „Technologien und Konzepte für ein auf der Nutzung erneuerbarer Energieträger aufbauendes, energieeffizientes und flexibles Energiesystem zu entwickeln“. Das vorliegende Projekt trägt unmittelbar zu diesem Gesamtziel bei, da das Hauptergebnis, nämlich Szenarien und Maßnahmen zur Implementierung eines optimalen Biomasse-Nutzungspfades bis 2050, ein derartiges, in der Zielsetzung angesprochenes Konzept darstellt. Die Arbeit stellt eine fundierte Grundlage zur Umsetzung politischer Instrumente dar, die eine möglichst effiziente und optimale Nutzung der Biomasse im Sinne einer maximalen THG-Reduktion und unter Berücksichtigung weiterer gesellschaftlicher Ziele ermöglichen. Für den Bereich der Biomasse wird die Erarbeitung eines derartigen Konzepts als besonders wichtig angesehen. Die Gründe dafür sind:

- Biomasse zählt neben der Wasserkraft quantitativ in Österreich zu den wichtigsten erneuerbaren Energieträgern.
- Die Nutzung der Biomasse weist auch in qualitativer Hinsicht andere Charakteristika als die meisten übrigen erneuerbaren Energiequellen auf. Beispielsweise ergeben sich durch die zeitliche Flexibilität im Gegensatz zur Volatilität von Wind und Wasserkraft besondere Möglichkeiten in der Integration in ein nachhaltiges Energiesystem.
- Die Nutzung der Biomasse ist äußerst vielfältig, sowohl was Aufbringung von Biomasse-Rohstoffen angeht (land- und forstwirtschaftliche Haupt- und Nebenprodukte, industrielle Nebenprodukte, Altholz etc.) als auch hinsichtlich Energiedienstleistungen und Sekundärenergieträger, die bereitgestellt werden können (Wärme, Strom, Kraftstoffe). Dadurch ergeben sich auch Konkurrenzsituationen um verschiedene Nutzungsformen. Ein Konzept und eine Strategie zur effizienten Integration dieser Optionen, auch mit anderen nachhaltigen Energietechnologien ist daher von besonderer Relevanz.

Die „Verbesserung der Gesamteffizienz von Energiesystemen“, die von der Programmlinie angestrebt wird, ist ein wesentlicher Aspekt dieses Projekts, das ein Konzept zur Optimierung des „gesamten Bioenergiesystems“ anstrebt. Dabei wird unter Optimierung eine Maximierung der Gesamteffizienz im Sinne einer maximalen THG-Reduktion bei gleichzeitiger Berücksichtigung anderer gesellschaftlicher Ziele verstanden. Da weiters bei dieser Optimierung insbesondere auch Aspekte der Integration mit anderen nachhaltigen Energietechnologien angestrebt werden, trägt dies stark zu diesem Ziel der Programmlinie bei. Damit sind sowohl die Prinzipien der Erneuerbarkeit als auch der Energieeffizienz angesprochen.

Ein wesentliches Element in der methodischen Vorgangsweise in diesem Projekt war, durch Parametervariation und Sensitivitätsanalysen eine hohe Robustheit der Ergebnisse zu erhalten. Dadurch wurden die Prinzipien der Einpassung, Flexibilität und Fehlertoleranz erfüllt.

Der Biomasse-Sektor ist in Österreich auch ein nicht unbedeutender Wirtschaftssektor. Sowohl im Bereich der Bereitstellung von Biomasse-Ressourcen als auch der Produktion, Planung und Entwicklung von innovativen Technologien und Systemen sind relevante Beschäftigungsoptionen gegeben. Eine optimale Förderung der Biomasse-Nutzung unterstützt damit auch das Prinzip der Sicherung von Arbeit, Einkommen und Lebensqualität.

Das Ziel der „Schaffung der technologischen Basis zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger“ wurde insofern von diesem Projekt unterstützt, als die Ergebnisse des Projekts deutlich machen, in welchen Bereichen der Biomassenutzung technologische Innovation langfristig (d.h. bis 2050) von besonderer Relevanz sein werden. Im Sinne des integrativen Ansatzes, der diesem Projekt zugrunde liegt, wird die Bedeutung verschiedener Biomasse-Technologien in einem (nachhaltigen) Energiesystem der Zukunft deutlich werden. Daraus können klare Folgerungen für die Ausrichtung der langfristigen Forschungs- und Technologiepolitik im Sinne dieser Zielsetzung der Programmlinie abgeleitet werden.

Die Zielsetzung der „Verbesserung der Kooperationen und Erhöhung der Forschungskompetenz“ wird in mehrfacher Hinsicht unterstützt. Zum einen wurden wichtige Akteure der österreichischen Biomasse-Szene eingeladen, sich an dem Projektbeirat zu beteiligen. Die Projektbeiratssitzungen, Workshops und Expertengespräche trugen zu einer Verbesserung der Kooperation dieser Akteure bei. Zum anderen tragen die Ergebnisse des Projekts dazu bei, besser zu erkennen, wo in Zukunft die wichtigsten Felder technologischer Innovationen liegen werden. Dadurch wird es möglich, die Forschungs- und Technologiepolitik langfristig so auszurichten, dass die österreichische Technologieführerschaft in einigen Bereichen erweitert bzw. beibehalten werden kann. Weiters führt die internationale Ausrichtung des Projektteams zu einer verstärkten internationalen Stellung der beteiligten Institutionen.

9.2 Einbeziehung der Zielgruppen

Die Ergebnisse des Projekts richten sich in erster Linie an die verantwortlichen Entscheidungsträger in der öffentlichen Verwaltung und Politik, den entsprechenden Energieagenturen sowie Interessensvertretungen und Vertreter von Unternehmen der Biomasse-Branche.

Ein wesentliches Instrument zur Erreichung der wesentlichen Zielgruppen, Stakeholder und Entscheidungsträger des Projekts war die Einrichtung eines Projektbeirats. Der Beirat wurde während der gesamten Projektlaufzeit regelmäßig über den Projektfortschritt und erzielte Ergebnisse informiert. Neben Diskussionen mit einzelnen Mitgliedern des Beirates wurden drei Projektbeiratssitzungen durchgeführt.

Bei der Erstellung der Schlussfolgerungen und des Maßnahmenplans (und damit einem wesentlichen Ergebnis des Projekts) zur Erreichung der erarbeiteten Ergebnisse kam den Partnern im Projektbeirat entscheidende Bedeutung zu: Als Schnittstelle zwischen Betreibern, öffentlicher Verwaltung, Politik und Wirtschaft konnten sie die spezifischen Anforderungen berücksichtigen, denen die konkrete Umsetzung von Maßnahmen unterliegen. Durch diese Mitwirkungen konnte eine umsetzungsorientierte Gestaltung der empfohlenen Strategien und Instrumente gewährleistet werden. Neben Workshops wurden mit einzelnen Mitgliedern der Projektbeirates auch Expertendiskussionen geführt. Alle Beiträge des Projektbeirats wurden dabei als integraler Bestandteil der Erarbeitung von Schlussfolgerungen und Maßnahmenplan gesehen, da ohne Inputs der relevanten Stakeholder die Ausarbeitung eines derartigen Planes nicht als sinnvoll erachtet wird.

9.3 Beschreibung der Umsetzungs-Potenziale

9.3.1 Marktpotenzial:

In den nächsten Jahren wird sich die Bedeutung von Bioenergiesystemen – auch auf Grund der jüngsten Preisentwicklungen fossiler Energieträger – stark erhöhen. Welchen Technologien aber welche Bedeutung zukommt, ist derzeit noch unklar. Dieses Projekt gibt

Aufschluss darüber, mit welchem Bioenergie-Technologiemix eine optimale Erschließung der Biomasse-Potenziale möglich ist. Die Entscheidungsträger aus Politik und Verwaltung, aber auch der Wirtschaft und Interessensvertretungen haben ein Interesse daran, die entsprechenden Datengrundlagen für die Ausrichtung von Technologieforschung zur Verfügung zu haben. Darin liegt im Wesentlichen das „Marktpotenzial“ dieses Projekts. Dieses ist naturgemäß anders geartet als bei der Entwicklung bzw. Demonstration von spezifischen Technologien oder Anwendungen und daher weiter gestreut.

9.3.2 Verbreitungs- bzw. Umsetzungspotenzial:

Das Verbreitungspotenzial des Projekts ergibt sich daraus, dass es die Gestaltung des gesamten künftigen Bioenergiesektors betrifft. Das Potenzial zur Umsetzung, insbesondere auch durch die im Projektbeirat vertretenen Stakeholder aus Politik, Verwaltung, Wirtschaft und Forschung ist daher groß. Durch die intensive Einbindung dieser Entscheidungsträger im Projektbeirat wird die Chance einer tatsächlichen Umsetzung der erarbeiteten Schlussfolgerungen und des Maßnahmenplans noch weiter erhöht.

9.3.3 Potenzial für Demonstrationsvorhaben:

In diesem Projekt werden die Grundlagen für die Implementierung einer umfassenden optimalen Strategie zur Erschließung der Biomassepotenziale für Österreich erarbeitet. Konkretes Ergebnis wird ein detaillierter Aktionsplan für die praktische Umsetzung sein.

Die Entwicklungskette ausgehend von diesem Projekt zur praktischen Implementierung ist wie folgt geplant:

- Ermittlung eines optimalen Konzepts (mit Vertretern zentraler Zielgruppen dieses Projekts)
- Identifizierung weiterer wichtiger Zielgruppen (z.B. Energiepolitik) und Gewinnung dieser für die weiteren Projektphasen
- Entwurf eines praktischen Umsetzungskonzepts und Durchführung im Rahmen einer weiteren Projektphase der EdZ

9.4 Weitere Verwendung der erarbeiteten Ergebnisse und Ausblick

Mit den in diesem Projekt erarbeiteten Daten, Konzepten und mit der Implementierung des Modells Green-X_{Bio-Austria} wurde ein Instrumentarium geschaffen, das ausgezeichnet zur Analyse des österreichischen Bioenergie-Sektors geeignet ist. Unterschiedliche Rahmenbedingungen wie beispielsweise Energiepreise, Biomasse-Preise, Diffusionsraten, Mobilisierbarkeit von Potenzialen, die Wirkungsweise politischer Instrumente lassen sich darin simulieren. Zahlreiche Fragestellungen zu technologiespezifischen Trends, Ressourcenverbrauch etc. können damit beantwortet werden.

Die Energy Economics Group / TU-Wien wird dieses Instrumentarium konkret in zwei weiteren Projekten, die im Rahmen der Programmlinie „Energie der Zukunft“ durchgeführt werden, anwenden: Im Projekt „ALPot – Strategien für eine nachhaltige Aktivierung landwirtschaftlicher Biomasse-Potenziale“ (www.eeg.tuwien.ac.at/alpot) wird das Tool zur Analyse der agrarwirtschaftlichen Bioenergiefraktionen genutzt. Im Projekt „KlimAdapt –

Ableitung von prioritären Maßnahmen zur Adaption des Energiesystems an den Klimawandel“ (www.eeg.tuwien.ac.at/klimadapt) dient das Instrumentarium zur Untersuchung der Auswirkungen eines aufgrund des Klimawandels veränderten Biomasse-Potenzial-Angebots.

Weiters wurde ein Projekt zur Wirkungsweise und Ausgestaltung politischer Instrumente im Bereich der Biomasse im Programm „Neue Energien 2020“ beantragt, in dem dem entwickelten Modell ebenfalls eine tragende Rolle zukommt.

Die Autoren streben an, die erarbeiteten Konzepte und Modelle auch auf andere Regionen zu übertragen und auf diese anzuwenden.

10 Literatur

- AEBIOM (2007): "European Biomass Statistics 2007" – European Biomass Association; Brussels, 2007
- AFBnet (2001): "Export and Import possibilities and fuel prices – Country report of Italy" – VTT and Italian Biomass Association
- AMA (2007): Statistik „Energiepflanzen und NAWAROS“ – Agrarmarkt Austria 2007
- Amon, Thomas et al. (2006): „Rohstoffpflanzen für Biogasanlagen – Rohstoffaufbringung und Energieeffizienz.“ Vortrag beim Ackerbautag II der Wintertagung 2006 des Ökosozialen Forums Österreich. – Hollabrunn, Februar 2006.
- Amon, Thomas (2005): „Biogasausbeute bei Rübenschnitzeln vs. Silomais oder wie Mais und Zuckerrübenschnitzeln am besten zur Biogaserzeugung eingesetzt werden können.“ Betaexpo 2005. Universität für Bodenkultur, Department für nachhaltige Agrarsysteme, Institut für Landtechnik. – Wien 2005.
- Austropapier (2008): Homepage der Austropapier – Vereinigung der österreichischen Papierindustrie und des Fachverbandes der Papierindustrie; <http://www.austropapier.at/> – Statistik
- Bach M. et al. (1999): „Römpp - Lexikon Chemie“, Thieme Verlag, Stuttgart, 1999
- Bandi A., Specht M. (2004): "Gewinnung von Methanol aus Biomasse" – Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung; Baden-Württemberg, 2004
- Berger M., Haas R., Kranzl L.: Strategien zur weiteren Forcierung erneuerbarer Energieträger in Österreich unter besonderer Berücksichtigung des EU-Weißbuches für erneuerbare Energien und der Campaign for take-off. Im Auftrag von BMWA und BMLFUW. – Wien 2001.
- BFW (2004): „Österreichische Waldinventur 2000/02 - Hauptergebnisse“ – Bundesamt und Forschungszentrum für Wald (Dienststelle des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt- und Wasserwirtschaft), Wien 2004
- BFW (2007): Vorläufige Ergebnisse der „Holz- und Biomassenpotenzialstudie für Österreich“ (Bundesamt und Forschungszentrum für Wald), <http://bfw.ac.at>; Wien 2007
- BMLFUW (2006): „Nationaler Biomasseaktionsplan für Österreich“ - Begutachtungsentwurf (Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft), Wien 2006
- BMLFUW (2006a): „Holzeinschlagsmeldung über das Kalenderjahr 2005“ - Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Wien 2006
- BMLFUW (2006b): „Holzbedarf für energetische Verwertung in Österreich“ – Prognose bis 2010 (Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft), <http://forst.lebensministerium.at> – „Daten & Zahlen“, Wien 2006
- BMLFUW (2006c): „Grüner Bericht 2006“ - Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Wien 2006; <http://www.gruenerbericht.at>
- BMLFUW (2006d): „Bundes-Abfallwirtschaftsplan 2006“ - Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Wien 2006
- BMLFUW (2007): „Holzeinschlagsmeldung über das Kalenderjahr 2006“ - Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Wien 2007
- BMLFUW (2007a): Presseaussendung des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (BMLFUW)

<http://presse.lebensministerium.at/article/articleview/58962/1/17626>; letzter Zugriff am 18.9.2008

BMLFUW (2008): <http://www.bundesabfallwirtschaftsplan.at/> – „Aktuelle Abfalldaten 2008“; letzter Zugriff am 18.9.2008

BMU (2004): „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“ – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; Berlin, 2004

BMU (2007): „Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung“ – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, , Stand November 2007, Internet Update, <http://www.erneuerbare-energien.de>, letzter Zugriff am 24.01.2008

BMU (2008): „Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2007“ – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Stand März 2008

Bringezu, S. et al (2008): „Nutzungskonkurrenzen bei Biomasse. Auswirkungen der verstärkten Nutzung von Biomasse im Energiebereich auf die stoffliche Nutzung in der Biomasse verarbeitenden Industrie und deren Wettbewerbsfähigkeit durch staatlich induzierte Förderprogramme“ Eine Studie des Wuppertal Instituts für Klima, Umwelt, Energie GmbH (WI) und des Rheinisch-Westfälischen Institut für Wirtschaftsforschung (RWI Essen) für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)

Bridgwater T. et al. (2003): „Pyrolysis and Gasification of Biomass and Waste“, CPL Press, Berks, 2003

Bucar G. et al. (2006): „Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze“, Berichte aus Energie- und Umweltforschung, BMVIT, Wien, 2006

Buchgraber (2004): „Energetisch und stofflich nutzbare Biomasse aus dem Grünland“ (Bundesanstalt für alpenländische Landwirtschaft Gumpenstein) – 10. Alpenländisches Expertenforum, März 2004

Bundesregierung (2007): „Bericht zur Umsetzung der in der Kabinettsklausur am 23./24.08.2007 in Meseberg beschlossenen Eckpunkte für ein Integriertes Energie- und Klimaprogramm“ – Deutsche Bundesregierung; Berlin, 2007

BW (2007): „Energiekonzept Baden-Württemberg 2020“ – Bundesland Baden-Württemberg; Stuttgart, 2007

Capros P., Mantzos L., Papandreou V., Tasios N. (2008): “European Energy and Transport – Trends to 2030 – Update 2007” – European Commission, Directorate-General for Energy and Transport, Institute of Communication and Computer Systems of the National Technical University of Athens, ESAP SA, CNRS/LEPII, ECN, Observ’ER, WSP, Wuppertal Institute, IIASA

Cornel S. (2005): „Alternative Antriebe für Automobile“, Springer-Verlag; Berlin, 2005

DEPV (2008): Homepage des Deutschen Energie-Pellet-Verband e.V., Solar Promotion GmbH, <http://www.interpellets.de/presse/downloads/>; letzter Zugriff am 24.01.2008

E-Control (2007): „Ökostrom sowie Energieverbrauchsentwicklung und Vorschläge zur Effizienzsteigerung“ – Bericht der Energie-Control GmbH, Wien 2007

E-Control (2007a): Daten zur KWK-Erzeugung in Österreich, http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/STROM/ZAHLENDATENFAKTEN/ENERGIESTATISTIK/Archiv/Betriebsstatistik2006/files/2006JR_GesKWK.xls; letzter Zugriff am 18.9.2008

E-Control (2008): Homepage der E-Control GmbH: <http://www.e-control.at/> – „Ökostrom“; letzter Zugriff am 18.9.2008

E-Control (2008a)°: Tagungsunterlagen zum „Symposium Energieeffizienz Österreich“ am 3. Juli 2008, Wien

- Ebert H.-P. (2004): „Heizen mit Holz“, Ökobuch Verlag; Staufen bei Freiburg, 2004
- EC DG TREN (2008): „EU Energy in Figures 2007/2008“ Update EEA, June 2008 – European Commission, Directorate-General for Energy and Transport (DG TREN)
- Edwards R. et al. (2007): “Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the european context” – CONCAWA, JRC/IES;
- EEA (2006): „How much bioenergy can Europe produce without harming the environment?“ (European Environment Agency) – EEA Report No 7/2006; Kopenhagen 2006
- Elam Nils et al. (2002): „The Bio-DME project“; non-confidential version of the final report to the Swedish National Energy Administration; Stockholm; 2002
- EC (2005): Mitteilung der Kommission, Aktionsplan für Biomasse – Kommission der Europäischen Gemeinschaften (SEK(2005) 1573), Brüssel, 2005
- EC (2006): „Fahrplan für erneuerbare Energien – Erneuerbare Energie im 21. Jahrhundert: Größere Nachhaltigkeit in der Zukunft“ (KOM(2006) 848)
- EC (2008): „Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus Erneuerbaren Quellen“ (KOM(2008) 19)
- EurObserv'ER 2008: “Bioenergy: Eurobarometers” (Biogas, solid biomass, biofuel and wood energy barometers)
http://ec.europa.eu/energy/res/sectors/bioenergy_eurobarometers_en.htm
- Eurostat (2008): Homepage des Statistischen Amtes der Europäischen Gemeinschaften
<http://epp.eurostat.ec.europa.eu>; letzter Zugriff am 18.9.2008
- Europäische Kommission (2005): “The support of electricity from renewable energy sources” Communication from the Commission. Com(2005)627 final. Brussels, December 2005.
- Fachverband Biogas (2007): „Branchenzahlen 2007“ – Fachverband Biogas e.V.; Freising, 2007
- Fiedler E. et al. (2007): „Methanol“, Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Wiley-VCH Verlag, Electronic Release, 2007
- FHP (2006): „Holz - Stofflich und energetisch nutzen – Positionspapier der Kooperationsplattform Forst Holz Papier (FHP) zum Thema Holz im Rahmen des Österreichischen Biomasse-Aktionsplans“
- FNR (2005): „Leitfaden Bioenergie – Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen“, Hrsg. FNR e.V. Gülzow, 2005
- FNR (2005a): Leitfaden Bioenergie – Online Datensammlung
<file:///C:/Dokumente%20und%20Einstellungen/Gerald/Eigene%20Dateien/Projekte/Quellen/Leitfaden%20Bioenergie%20-%20FNR/index.htm>; letzter Zugriff am 18.9.2008
- FNR (2006): Handreichung “Biogasgewinnung und –nutzung“, Herausgeber: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., Gülzow, 2006
- FNR (2007): Infoportal der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe;
<http://www.energiepflanzen.info>; letzter Zugriff am 18.9.2008
- FNR (2007a): Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“ Band 31; Symposium Energiepflanzen 2007 – Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.; Gülzow, 2007
- Fritsche, Uwe R. et al. (2004): „Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse“. Endbericht. Verbundprojekt gefördert vom BMU im Rahmen des ZIP, Projektträger: FZ Jülich. – Mai 2004.
- Gustavsson et al. (2007): “Using biomass for climate mitigation and oil use reduction” (Ecotechnology, Mid Sweden University); Energy Policy 35 (2007) 5671-5691

- Haas M. J. et al. (2006): "A process model to estimate biodiesel production costs", Bioresource Technology, 2006
- Haas R., Kranzl L. (2003): Bioenergie und Gesamtwirtschaft – Analyse der volkswirtschaftlichen Bedeutung der energetischen Nutzung von Biomasse für Heizzwecke und Entwicklung von effizienten Förderstrategien für Österreich. Hrsg: BMVIT -Berichte aus Energie- und Umweltforschung 12/2003 – Wien 2003.
- Haas R., Huber C., Resch G., Faber T. et al. (2004): „Green-X – Deriving optimal promotion strategies for increasing the share of RES-E in a dynamic European electricity market”, Final report of the project Green-X, 5th framework programme of the European Commission – Energy Economics Group (Vienna University of Technology), IT Power, KEMA, RISO, CSIC, FhG-ISI, Wienstrom, EGL, EREC; Wien, 2004
- Haas R., Kranzl L., Kalt G., Knappek J., Weger J., Havlícková K. (2005): „Biomass: Implementation and Support Schemes“. Final Report for the CZ-AT Energy Expert Group. – Vienna, 2005.
- Haas R., Biermayr P., Kranzl L., Müller A., Schriegl E. (2007): „Wärme und Kälte aus Erneuerbaren 2030“ Endbericht. Im Auftrag des Dachverbands Energie-Klima und der Wirtschaftskammer Österreich.
- Haas R., Lopez-Polo A. (2006): "PV Enlargement - Technology transfer, demonstration and scientific exchange action for the establishment of a strong European PV sector" Zwischenbericht
- Haas R., Müller A., Kranzl L. (2008): „Szenarien der gesamtwirtschaftlichen Marktchancen verschiedener Technologielinien im Energiebereich“ Endbericht zum gleichnamigen Projekt im Rahmen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“; Wien, 2008
- Habart (2005): Biomass utilization in Czech Republic and recent legislative condition. Biom.cz [online]. 2005-11-15; <http://biom.cz/index.shtml?x=823784>; letzter Zugriff am 12.8.2008
- Haberl et. al. 2001: „Rohstoff Landschaft“; Themenheft: „Biomasseinsatz und Landnutzung in Österreich 1995-2020“ (Österreichisches Ökologie-Institut); Wien, 2001
- Hamelinck C., Faaij A. (2002): "Future prospects for production of methanol and hydrogen from biomass", Journal of Power Sources, Vol. 111, 2002
- Hamelinck C. et al. (2003): „Production of FT transportation fuels from biomass; Technical options, process analysis and optimisation and development potential” (Utrecht University, Copernicus Institute); Utrecht 2003
- Hamelinck C. et al. (2004): "Production of FT transportation fuels from biomass; technical options, process analysis and optimisation, and development potential", Energy Vol. 29; 2004
- Hamelinck C. et al. (2006): "Outlook for advanced biofuels", Energy Policy, Vol. 34, Issue 17, 2006
- Haneder H., Furtner K. (2008): „Biomasse-Heizungserhebung 2007“. NÖ Landes-Landwirtschaftskammer; St. Pölten 2008.
- Harvey S. et al. (2004): "Biofuel gasification combined heat and power – new implementation opportunities resulting from combined supply of process steam and district heating" Energy, Vol. 29, 2004
- Haslinger W. et al (2008): „Small scale biomass combustion – a technology review“ contribution to the 16th European Biomass Conference and Exhibition. Valencia, 2008.
- Hiller H. et al. (2007): „Gas Production“, Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Wiley-VCH Verlag, 2007

- Hirschberger P. (2006): „Potenziale der Biomassenutzung aus dem Österreichischen Wald unter Berücksichtigung der Biodiversität“ (Studie des WWF in Zusammenarbeit mit den Österreichischen Bundesforste)
- Hofbauer H. et al. (2007): „Demonstration of the production and utilisation of synthetic natural gas (SNG) from solid biofuels – presentation of the European project BIO SNG“, 15th European Biomass Conference and Exhibition, Berlin 2007
- Holz T. (2006): „Holzpellet-Heizungen: Planung, Installation, Betrieb“, Ökobuch Verlag, Staufen bei Freiburg, 2006
- Holzindustrie (2006): <http://www.holzindustrie.at/> – Branchenberichte der Jahre 2002 bis 2006 (Fachverband der Holzindustrie Österreichs)
- Hornbachner, D., Hutter G., Moor D. (2005): „Biogas-Netzeinspeisung. Rechtliche, wirtschaftliche und technische Voraussetzungen in Österreich“ Projekt im Rahmen der Energiesysteme der Zukunft. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 19/2005.
- IEA (2004): “Biofuels for Transport – An International Perspective” – International Energy Agency;
- Ilias I. (2005): “Country report of Slovakia, Eubionet II” Energy Centre Bratislava; Bratislava, 2005; <http://www.eubionet.net/>; letzter Zugriff am 18.9.2008
- Jauschnegg (2007): „Energetische Biomassenutzung in Österreich – Chance für Land- und Forstwirtschaft vs. Konkurrenz zur stofflichen Nutzung“ (Landwirtschaftskammer Steiermark) – Vortrag im Rahmen der „Energiegespräche“; März 2007
- Jaworsky (2006): “Country report of Poland” – EC BREC, Eubionet II, WP1; 2006; <http://www.eubionet.net/>; letzter Zugriff am 18.9.2008
- Jungbluth N., Büsser S., Frischknecht R., Tuchschnid M (2008): “Life Cycle Assessment of Biomass-to-Liquid Fuels” –Bundesamt für Energie; Bern 2008
- Junginger M. et al. (2006): “Technological learning in bioenergy systems”, Energy Policy, Vol. 34, Issue 18, 2006
- Jungmeier G., Canella L., Spitzer J, Stiglbrunner R. (1999): „Treibhausgasbilanz der Bioenergie – Vergleich der Treibhausgasemissionen aus Bioenergie-Systemene und fossilen Energiesystemen“, Endbericht; Graz, 1999
- Jungmeier G. et al. (2003): „Treibhausgas-Emissionen und Kosten von Transportsystemen - Vergleich von biogenen mit fossilen Treibstoffen“
- Kaltschmitt M. et al. (2001): “Energie aus Biomasse - Grundlagen, Techniken und Verfahren”, Springer-Verlag, Berlin, 2001
- Kamm, Birgit (2007): „Bioraffinerien – Integriertes Nutzungskonzept für Lignozellulosehaltige Biomassen“. Vortrag im Rahmen des Bioenergie-Kolloquiums an der Universität Stuttgart am 25. Jänner 2007.
- Kanzian, Ch., Fenz B., Holzleitner F., Stampfer K. (2006): „Waldhackguterzeugung aus Schlagrücklass. Fallbeispiele im Laub- und Nadelholz.“ Universität für Bodenkultur, Department für Wald- und Bodenwissenschaften. – Wien, Februar 2006.
- Klima:Aktiv (2007): „Holzströme in Österreich 2005“; <http://www.klimaaktiv.at/article/archive/12740/>; letzter Zugriff am 18.9.2008
- Klinski S. et al. (2006): “Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz”, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., Gülzow, 2006
- Knothe G., Van Gerpen J., Krahl J. (2005): “The biodiesel handbook”, AOCS Press, Illinois, 2005

- König A., Eltrop L. (2008): "Efficiency Strategies for Bioenergy", Tagungsband der "16. European Biomass Conference and Exhibition", 2. – 6. Juni 2008 in Valencia, ETA - Renewable Energies, 2008
- Kranzl L., Haas R. (2008): "Gesamtwirtschaftliche Analyse des österreichischen Bioenergiesektors". Unveröffentlichter Zwischenbericht. Im Auftrag des BMVIT.
- Krachler M., Dissemond H., Walla C. (2003): "Biogas. Eine ökologische, volks- und betriebswirtschaftliche Analyse." Folgestudie im Auftrag der NÖ Landesakademie, Bereich Umwelt und Energie. Endbericht März 2003.
- Krawinkler R., Simader G. (2007): „Meeting cooling demands in summer by applying heat from cogeneration“, Technology Report der Österreichischen Energieagentur, 2007
- KTBL (2006): „Energiepflanzen – Daten für die Planung des Energiepflanzenanbaus“, Datensammlung mit Internetangebot (Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft); <http://daten.ktbl.de/energy/>
- Langthaler M. et al. (2007): „Biomasse-Ressourcenpotenzial in Österreich.“ Studie im Auftrag der Renergie Raiffeisen Managementgesellschaft für erneuerbare Energie GmbH.
- Lechner H. (2003): Machbarkeitsstudie „4 % Ökostrom bis 2008“ (Austrian Energy Agency), Wien 2003
- Leible et al. (2003): „Energie aus biogenen Rest- und Abfallstoffen – Bereitstellung und energetische Nutzung organischer Rest- und Abfallstoffe sowie Nebenprodukte als Einkommensalternative für die Land- und Forstwirtschaft – Möglichkeiten, Chancen und Ziele“ (Forschungszentrum Karlsruhe, Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse); FZKA 6882, Karlsruhe 2003
- Lehtilä A., Syri S. (2003): "Suomen energiajärjestelmän ja päästöjen kehitysarvioita, Climtech-ohjelman skenaariotarkastelu" VTT TIEDOTTEITA 2196, 2003
- Meherwan P. Boyce (2002): „Handbook for cogeneration and combined cycle power plants“, ASME-Verlag, New York, 2002
- Müller M., Hübsch U. (2007): "Dimethyl Ether", Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Wiley-VCH Verlag, Electronic Release, 2007
- Nemestothy K. (2006): Präsentation „Überblick über den Biomassebedarf in Österreich“ (Austrian Energy Agency), Leobendorf 2006
- Nitsch J., Gärtner S., Barthel C. et al (2004): „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“ – Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) – Institut für Technische Thermodynamik, Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie; Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal, März 2004
- Obernberger I. et al. (2004): "Physical characterisation and chemical composition of densified biomass fuels with regard to their combustion behaviour", Biomass and Bioenergy, Vol. 27, 2004
- Obernberger I., Gaia M. (2005): „Biomasse – Kraft-Wärme-Kopplung auf Basis des ORC-Prozesses – Stand der Technik und Möglichkeiten der Prozessoptimierung“, Graz, 2005
- Öko-Institut (2005): Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 4.4; <http://www.oeko.de/service/gemis/de/index.htm>
- Österreichischer Biomasse-Verband (2006): „Tullner Erklärung. Biomasse – Energie der Zukunft“
- Panos K. (2007): „Praxisbuch Energiewirtschaft“, Springer Verlag, Berlin Heidelberg New York, 2007
- Pech A. et al. (2005): "Heizung und Kühlung", Springer Verlag, Wien, 2005

- Plattenindustrie (2006): Homepage der österreichischen Plattenindustrie, <http://www.platte.at/> – Statistik; letzter Zugriff am 18.9.2008
- ProPellets (2006): „Produktion und Verbrauch von Pellets in Österreich“ (Verein ProPellets Austria) - in „Holzkurier (Österreichischer Agrarverlag)“ Nov. 2006
- Ramesohl S., Arnold K., et al.: „Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse“ Untersuchung im Auftrag der BGW und DVGW. Band 1 Gesamtergebnisse und Schlussfolgerungen (Wuppertal Institut)
- Remmele E. (2006): „Handbuch – Herstellung von Rapsölkraftstoff in dezentralen Ölgewinnungsanlagen“, Herausgeber: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., Gülzow, 2006
- Resch G., Faber T., Ragwitz M., Toro F. (2006): „Assistance with identifying environmentally beneficial ways of using biomass for energy, EU-25“, Final Report. Energy Economics Group, TU Wien; Fraunhofer ISI; December 2006.
- Resch G., Coenraads R., Ragwitz M., Konstantinaviciute I., Krivošik J. et al. (2008): „Progress – promotion and growth of renewable energy sources and systems“, Final report, TREN/D1/42-2005/S07.56988 – Energy Economics Group (TU Wien), Ecofys, Fraunhofer ISI, Lithuanian Energy Institute, Seven; Utrecht 2008
- Richter E. (2006): „Country report of Hungary, Eubionet II“ – Energia Központ, 2006; <http://www.eubionet.net/>; letzter Zugriff am 18.9.2008
- Rogulska M. (2005): „Potential and trading opportunities for biomass in Poland“ – EC BREC Beitrag zur „Mitteleuropäischen Biomassekonferenz“; Graz, 2005
- Sarlej M. (2005): „Country report of The Czech Republic, Eubionet II“ – Brno University of Technology; Brno, 2005; <http://www.eubionet.net/>; letzter Zugriff am 18.9.2008
- Schäfer N. (2001): „Fernwärmeversorgung“, Springer Verlag, Berlin, 2001
- Schleder F. (2008): „Stirlingmotoren“, Vogel Fachbuch, Würzburg, 2008
- Schmitz K. W. et al. (2005): „Kraft-Wärme-Kopplung“, Springer Verlag, Berlin Heidelberg, 2005
- Schmitz N. et al. (2003): „Bioethanol in Deutschland“, Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe, Band 21, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster, 2003
- Schmitz N. et al. (2005a): „Innovationen bei der Bioethanolerzeugung“, Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe, Band 26, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster, 2005
- Schmitz N. (2006): „Biokraftstoffe - eine vergleichende Analyse“, Herausgeber: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., Gülzow, 2006
- Schöftner R. et al. (2007): „Best Biogas Practise“, Berichte aus Energie- und Umweltforschung, BMVIT, Wien, 2007
- Scholwin F. (2005): „Options for biomass use in district heating networks in Poland“, Institut für Energetik und Umwelt GmbH (Institute for Energy and Environment), Leipzig; Beitrag zur „Mitteleuropäischen Biomassekonferenz“; Graz, 2005
- Schrieffl E. (2007): „Modellierung der Entwicklung von Treibhausgasemissionen und Energieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser im Österreichischen Wohngebäudebestand unter Annahme verschiedener Optimierungsziele“ Dissertation an der Technischen Universität Wien.
- Schultes 2007: „Ethanol – Potenziale und Chancen für die Landwirtschaft“ – Beitrag bei der „Ethanol-Tagung“ am 19.Juni 2007 in St. Pölten (Landwirtschaftskammer Niederösterreich)
- Schwarzbauer (2005): „Langfristige Vorausschau für das Angebot und die Nachfrage nach Holzprodukten in Österreich bis 2020 - Ein Beitrag zur UN-ECE/FAO 'European Forest

- Sector Outlook Study“ Lignovisionen (Schriftenreihe des Instituts für Holzforschung, Universität für Bodenkultur Wien), Band 10; Wien 2005
- Schwarzbauer (2005a): „Die österreichischen Holzmärkte“ – Lignovisionen (Schriftenreihe des Instituts für Holzforschung, Universität für Bodenkultur Wien), Band 8; Wien 2005
- Staiß F. (2007): „Jahrbuch Erneuerbare Energien 2007“ – Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg; Bieberstein Verlag, Radebeul, 2007
- Statistik Austria (2004): „Gebäude- und Wohnungszählung 2001. Hauptergebnisse Österreich“; Wien 2004.
- Statistik Austria (2006a): „Land- und forstwirtschaftliche Erzeugerpreise 2006“ <http://www.statistik.at> – Raumwirtschaft, Wien 2006
- Statistik Austria (2006c): „Agrarstrukturerhebung 2005“, Wien 2006
- Statistik Austria (2006d): „Wohnungen 2005“ Ergebnisse der Wohnungserhebung im Mikrozensus. Jahresdurchschnitt 2005 - Wien 2006
- Statistik Austria (2008): Homepage der Statistik Austria: <http://www.statistik.at/> – „Statistiken“; letzter Zugriff am 18.9.2008
- Statistik Austria (2008a): „Nutzenergieanalyse“ der Jahre 1993 bis 2006; http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/nutzenergieanalyse/index.html; letzter Zugriff am 18.9.2008
- Statistik Austria (2008a): Statistiken – Regionales – Bundesländer http://www.stat.at/web_de/statistiken/regionales/regionale_gliederungen/bundeslaender/index.html; letzter Zugriff am 18.9.2008
- Teischinger 2007: „Ressourcenverknappung in der Holzwirtschaft als Herausforderung für Technologie und Innovation“ – Lignovisionen (Schriftenreihe des Instituts für Holzforschung, Universität für Bodenkultur Wien), Band 15; Wien 2007
- Thrän, Daniela et al (2004): „Nachhaltige Biomassennutzungsstrategien im europäischen Kontext. Analyse im Spannungsfeld nationaler Vorgaben und der Konkurrenz zwischen festen, flüssigen und gasförmigen Bioenergieträgern.“ Institut für Energetik und Umwelt, Universität Hohenheim, Bundesforschungsanstalt für Forst- und Holzwirtschaft, Öko-Institut e.V. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. – Leipzig 2004.
- Thomas A. (2007): „Fats and Fatty Oils“, Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Wiley-VCH Verlag, Electronic Release, 2007
- Thomas B. (2007): „Mini-Blockheizkraftwerke“, Vogel Buchverlag, Würzburg, 2007
- Nakari-Setälä T. (2006): „Chemicals from bark“, Wood Material Science Programme Annual Seminar, Helsinki 5 April, 2006
- Timber-Online (2006): „Sägespäne-Notierungen in Warenbörse Holz“ (Informationsplattform Timber-Online; <http://www.timber-online.net/>)
- Tretter, H. et al. (2007): „Erdgas und Bio-Methan als Kraftstoff-Option(en) aus dem Erdgasnetz“. Energieagentur, Wien Februar 2007.
- Ufop (2008): Homepage der Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e.V., <http://www.ufop.de/1299.php>; letzter Zugriff am 12.02.2008
- Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Wiley-VCH Verlag, Electronic Release, 2007
- UNECE (2005): „European Forest Sector Outlook Study 1960-2000-2020“ – Main report (United Nations Economic Commission for Europe); Genf 2005
- Urban W. et al. (2008): „Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008“, Fraunhofer UMSICHT, 2008

- Van Dam, J. et al. 2006: „Biomass production potentials in Central and Eastern Europe under different scenarios“ - Copernicus Institute for Sustainable Development, Utrecht University; Publikation in “Biomass and Bioenergy” 31 (2007) 345-366
- Van Thuijl E. et al. (2003): “An overview of biofuel technologies, markets and policies in Europe”, Energy research Centre of the Netherlands, Amsterdam, 2003
- Váňa J., Ustak S. (2003): Presentation of CZ Biom - Czech association for biomass on the occasion of the expert mission of International Energy Charter (11. 9. 2003). Biom.cz (online). <http://biom.cz/index.shtml?x=146232>; letzter Zugriff am 12.8.2008
- Vogel A. et al. (2006): „Analyse und Evaluierung der thermo-chemischen Vergasung von Biomasse“, Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe, Band 29, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster, 2006
- Walla, Christoph (2006): „Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen“ Dissertation an der Universität für Bodenkultur Wien, Department für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften, Institut für Agrar- und Forstökonomie. – Wien, Februar 2006
- Weiler S. (2008): „Bioraffinerien: Stand der Technik und Wirtschaftlichkeitsanalyse am Beispiel der Lignocellulose-Anlage“ – Diplomarbeit am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (TU Wien); Wien, 2008
- Winter, R. (2007): "Biokraftstoffe im Verkehrssektor in Österreich 2007" Zusammenfassung der Daten der Republik Österreich gemäß Art. 4, Abs. 1 der Richtlinie 2003/30/EG für das Berichtsjahr 2006 – Umweltbundesamt im Auftrag des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft
- Wokaun A. et al. (2003): „Schlussbericht Ecogas – Methan aus Holz“, Paul Scherrer Institut, Villigen, 2003
- Wolf A. et al. (2006): „Energy-efficient pellet production in the forest industry - a study of obstacles and success factors“, Biomass and Bioenergy, Vol. 30, 2006
- Zah R. et al. (2007): „Ökobilanz von Energieprodukten: Ökologische Bewertung von Biotreibstoffen“ – Empa; im Auftrag des Bundesamtes für Energie, des Bundesamtes für Umwelt und des Bundesamtes für Landwirtschaft; Bern 2007
- Zahoransky R. (2007): „Energietechnik“, Vieweg & Sohn Verlag, Wiesbaden, 2007
- Zwettler S. (2006): „Konzepte zur Mobilisierung des Rohstoffpotenzials der Forstwirtschaft“ (Landwirtschaftskammer Steiermark), Präsentation im Rahmen des „13. Österreichischen Biomassetags“, Tulln 2006

11 Verzeichnisse

11.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung II-1: Das Bioenergie-System: Symbolische Darstellung des Untersuchungsgegenstandes	VIII
Abbildung II-2: Entwicklung und Kurzfrist-Prognose der Biomasse-Nutzung in Österreich bis 2010	IX
Abbildung II-3: Überblick über die Ergebnisse der Potenzialabschätzung, sowie der historischen Nutzung im Jahr 2006.....	X
Abbildung II-4: Entwicklung von Rohstoffherkunft (links) und Nutzung (rechts) historisch (2005), 2010 und in den Niedrigpreis-Szenarien im Jahr 2050	XII
Abbildung II-5: Vergleich von THG-Reduktion (links) und durchschnittlichen Kosten der THG-Reduktion (rechts) in den 4 Niedrigpreis-Szenarien.....	XII
Abbildung II-6: Vergleich von THG-Reduktion (links) und durchschnittlichen Kosten der THG-Reduktion (rechts) in den vier Hochpreis-Szenarien	XIII
Abbildung II-7: Anteil von inländischer Biomasse am Primärenergieverbrauch bei verschiedenen Preis- und Energieverbrauchs-Szenarien und unterschiedlichen Förderregimen.....	XIV
Abbildung II-8: Sensitivitätsanalyse des Anteils von Biomasse am Primärenergieverbrauch, der THG-Reduktionskosten sowie der kumulierten THG-Einsparung in Abhängigkeit der Biomassepreise im No-Policy Hochpreisszenario (siehe Abschnitt 6.2 bzw. 6.3)	XV
Abbildung 1-1: Das Bioenergie-System: Symbolische Darstellung des Untersuchungsgegenstandes	1
Abbildung 1-2: Struktur des Projektes bzw. des Berichtes	4
Abbildung 2-1: Entwicklung der primärenergetischen Nutzung von Biomasse in Österreich seit 1980 [PJ/a].....	5
Abbildung 2-2: Verteilung der primärenergetischen Nutzung von Biomasse in Österreich 2007	5
Abbildung 2-3: Entwicklung der Anzahl mit Holz beheizter Hauptwohnsitze seit 1970 [PJ/a]	7
Abbildung 2-4: Entwicklung der jährlich in Österreich installierten Biomassekessel-Leistungen	7
Abbildung 2-5: Gegenüberstellung der erforderlichen Ersatzinvestitionen bestehender Scheitholzsysteme mit jährlich neu installierten Kesseln	8
Abbildung 2-6: Entwicklung von Pelletkesseln in Österreich	9
Abbildung 2-7: Produktion und Verbrauch von Pellets in Österreich	9
Abbildung 2-8: Entwicklung von Biomasse-Nahwärmeeinrichtungen.....	10
Abbildung 2-9: Entwicklung der energetischen Biomasse-Nutzung in Gewerbe und Industrie	11
Abbildung 2-10: Entwicklung der Ökostrom-Anlagen im Bereich biogener Energieträger	12
Abbildung 2-11: Entwicklung der Biokraftstoff-Produktionsanlagen in Österreich	13
Abbildung 2-12: Entwicklung und Kurzfrist-Prognose der Biomasse-Nutzung in Österreich bis 2010 ..	14
Abbildung 2-13: Historische Entwicklung, Kurzfrist-Prognose bis 2010, Diskussion von politischen Zielen und Biomasse-Potenziale nach EEA in Österreich	15
Abbildung 2-14: Struktur des Primärenergieverbrauchs in mitteleuropäischen Ländern im Jahr 2006.	18
Abbildung 2-15: Anteil von Biomasse am gesamten Primärenergieverbrauch in mitteleuropäischen Ländern in 2006.....	18
Abbildung 2-16: Gegenüberstellung der primärenergetischen Biomassenutzung in mitteleuropäischen Ländern im Jahr 2006	18

Abbildung 2-17: Biomassepotenziale in Mitteleuropäischen Ländern	19
Abbildung 2-18: Historische Entwicklung und Szenarien der Biomassenutzung sowie Potenziale in D, PL, AT und IT (inkl. Abfälle mit hohem biogenen Anteil)	20
Abbildung 2-19: Historische Entwicklung und Szenarien der Biomassenutzung sowie Potenziale in CZ, HU, SK und SLO (inkl. Abfälle mit hohem biogenen Anteil)	20
Abbildung 2-20: Verhältnis des Biomassepotenzials für 2030 nach [EEA 2006] zum gesamten Primärenergiebedarf (Effizienzscenario für 2030 nach [Capros et al. 2008]).....	21
Abbildung 2-21: Entwicklung der Endenergiebereitstellung aus Biomasse in Deutschland unterteilt nach den Endenergieträgern Strom, Wärme und Kraftstoffe.	22
Abbildung 2-22: Historische Entwicklung, Potenzial und derzeit diskutierte politische Ziele für Bioenergie in Deutschland.....	24
Abbildung 2-23: Qualitative Visualisierung von Bioenergie-Storylines für Deutschland	27
Abbildung 2-24: Brennstoffe für Biomasse-KWK-Anlagen in Finnland	28
Abbildung 2-25: Das Konzept einer Holz-Bioraffinerie.....	28
Abbildung 2-26: Das Varkaus Biomasse Terminal: auch eine Bioraffinerie.....	29
Abbildung 2-27: Neste Oil und Story Enso Biodiesel-Produktion derzeit in Bau in Varkaus, Finnland ..	29
Abbildung 2-28: Historische Entwicklung, Potenzial und derzeit diskutierte Ziele für Bioenergie in Finnland	30
Abbildung 2-29: Qualitative Visualisierung Finnischer Bioenergie-Storylines.....	32
Abbildung 2-30: Historische Entwicklung, Potenzial und derzeit diskutierte politische Ziele für Bioenergie in der EU-25	32
Abbildung 2-31: Qualitative Visualisierung von Bioenergie-Storylines für EU-25.....	34
Abbildung 2-32: Grenzüberschreitender Handel mit Stückholz in Mitteleuropa, 2005	35
Abbildung 2-33: Grenzüberschreitender Handel mit Hackgut in Mitteleuropa, 2005.....	35
Abbildung 2-34: Grenzüberschreitender Handel mit Pellets in Mitteleuropa, 2005	36
Abbildung 3-1: Überblick über die im Modell berücksichtigten Technologieketten zur reinen Wärmeerzeugung	37
Abbildung 3-2: Überblick über die im Modell berücksichtigten Technologieketten zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung	38
Abbildung 3-3: Überblick über die im Modell berücksichtigten Technologieketten zur Herstellung von biogenen Kraftstoffen.....	39
Abbildung 3-4: Schematische Darstellung einer einfachen Biogasanlage.....	42
Abbildung 3-5: Schematische Darstellung der Gasreinigung und Aufbereitung	43
Abbildung 3-6: Schematische Darstellung der Pflanzenölgewinnung durch Pressverfahren	44
Abbildung 3-7 Schematische Darstellung der Extraktion von Pflanzenöl mit Lösungsmittel	44
Abbildung 3-8: Schema der Biodieselherstellung	45
Abbildung 3-9: Schematischer Überblick über die alkoholische Gärung	46
Abbildung 3-10: schematische Darstellung von unterschiedlichen Vergasertypen	47
Abbildung 3-11: Überblick über die Nutzungsmöglichkeiten von Produktgas aus der Vergasung von Biomasse	48
Abbildung 3-12: Schema der SNG-Produktion aus Synthesegas.....	53
Abbildung 3-13: schematische Darstellung der Erzeugung von DME durch Dehydrierung von Methanol	54
Abbildung 3-14: Schematische Darstellung einer Rundmatrizen-Presse	55
Abbildung 3-15: Motor-BHKW-Schema.....	56

Abbildung 3-16: Schematische Darstellung einer Mikrogasturbine.....	57
Abbildung 3-17: Funktionsprinzip einer Brennstoffzelle	58
Abbildung 3-18: Schematische Darstellung eines Stirlingmotors.....	59
Abbildung 3-19: Schema einer ORC-Anlage.....	60
Abbildung 3-20: Prinzipielles Schema eines GuD-Kraftwerkes	62
Abbildung 3-21: Schematische Darstellung eines Wärmenetzes	63
Abbildung 3-22: Schnitt durch ein großes Fernwärme Rohrsystem	63
Abbildung 3-23: Prinzip einer Bioraffinerie des Typ III	66
Abbildung 3-24: Drei-Säulen Prinzip nach [Kamm et al. 2006].....	66
Abbildung 3-25: Das Konzept der Bioraffinerie	66
Abbildung 3-26: Die LCF Bioraffinerie.....	67
Abbildung 3-27: Die Grüne Bioraffinerie.....	68
Abbildung 3-28: Die Getreide-Bioraffinerie.....	69
Abbildung 3-29: Die Zwei-Plattform Bioraffinerie	70
Abbildung 3-30: Die Marine Bioraffinerie.....	71
Abbildung 3-31: Wärmeerzeugungskosten von small-scale Biomasse-Heizsystemen	73
Abbildung 3-32: Wärmeerzeugungskosten von fossil befeuerten Öl- und Gaskesseln bis 100 kW Leistung	73
Abbildung 3-33: Wärmeerzeugungskosten von large-scale Biomasse-Heizsystemen.....	73
Abbildung 3-34: Stromgestehungskosten von Biomasse-KWK-Anlagen (Biogasanlagen, Pflanzenöl-BHKW, Dampfturbinenanlagen und Vergasung mit anschließender Nutzung in Gasmotoren, Gasturbinen, Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle, und GuD- Anlagen).....	74
Abbildung 3-35: Stromgestehungskosten von Biomasse-KWK-Anlagen (Heizkessel mit Stirlingmotor bzw. ORC)	74
Abbildung 3-36: Erzeugungskosten von Biokraftstoffen	75
Abbildung 3-37: Lerneffekte für Investitionskosten verschiedener Biomasse-Technologiegruppen in Österreich	76
Abbildung 3-38: Embedded Emissions von Wald- und Altholz (bezogen auf Primärenergie)	77
Abbildung 3-39: Vorgelagerte THG-Emissionen der im Modell Green-XBA berücksichtigten Potenzial-Fraktionen.....	77
Abbildung 4-1: Verteilung land- und forstwirtschaftlicher Flächen (Zahlenwerte in 1.000 ha).....	79
Abbildung 4-2: Verteilung von Wald und landwirtschaftlichen Flächen nach Bundesländern.	80
Abbildung 4-3: Entwicklung der Kulturartenverteilung bis 2050.....	81
Abbildung 4-4: Schematische Darstellung zur Methodik der Potenzialabschätzung forstlicher und industrieller Biomasse.....	83
Abbildung 4-5 Darstellung der Holzströme in Österreich im Jahr 2005 (Einheit: Mio fm).....	84
Abbildung 4-6: Energieholzverbrauch seit 2000 und Prognose bis 2010	85
Abbildung 4-7: Historische Entwicklung und Prognosen der Holz verarbeitenden Industrien	85
Abbildung 4-8: Annahmen zur Entwicklung des Holzverbrauch der Holz verarbeitenden Industrien....	87
Abbildung 4-9: Ergebnisse der Österreichischen Waldinventur 2000/02.....	88
Abbildung 4-10: Energetisch nutzbare Biomassepotenziale in den verschiedenen Szenarien.	91
Abbildung 4-11: Vereinfachte Veranschaulichung der Methodik zur Abschätzung landwirtschaftlicher Biomassepotenziale.....	95

Abbildung 4-12: Landwirtschaftlicher Biomassepotenziale in den drei Szenarien.....	97
Abbildung 4-13: Erzeugungskosten und Brutto-Energieerträge von Energiepflanzen bezogen auf den Primärenergieinhalt.....	98
Abbildung 4-14: Überblick über die Ergebnisse der Potenzialabschätzung (links) und Vergleich mit den Potenzialen nach [EEA 2006].....	101
Abbildung 4-15: Trend der zukünftigen Biomassenutzung hinsichtlich Rohstoffaufkommen.	102
Abbildung 5-1: Überblick über Input- und Outputdaten des Modells Green-XBA.....	104
Abbildung 5-2: Sterbelinie der historisch und gemäß der Prognose bis 2010 installierten Biomasse-Anlagenkapazitäten	105
Abbildung 5-3: Energetischer Output der historisch und gemäß der Prognose bis 2010 installierten Biomasseanlagen	106
Abbildung 5-4: Primärenergieverbrauch der historisch und gemäß der Prognose bis 2010 installierten Biomasseanlagen	106
Abbildung 5-5: Historische Entwicklung und Szenarien des Strombedarfs	107
Abbildung 5-6: Historische Entwicklung und Szenarien des Kraftstoffbedarfs	108
Abbildung 5-7: Historische Entwicklung und Szenarien des gesamten Wärmebedarfs	108
Abbildung 5-8: Historische Entwicklung und Szenarien des Bedarfs an Raumwärme und Warmwasser	109
Abbildung 5-9: Historische Entwicklung und Szenarien des gesamten Primärenergieverbrauchs	109
Abbildung 5-10: Entwicklung der Referenzpreise (real) von 2010 bis 2050 im Niedrigpreis- (durchgezogene Linien) und Hochpreisszenario (strichlierte Linien)	110
Abbildung 5-11: Referenzemissionen für Wärme, Strom und Kraftstoffe	112
Abbildung 5-12: Aggregierte Darstellung der Ergebnisse der Potenzialanalyse (siehe Kapitel 4), welche als Inputdaten für das Modell Green-XBA dienen.....	113
Abbildung 5-13: Überblick über die „Basispreise“ der Biomassefraktionen	114
Abbildung 5-14: Dynamischen Biomasse-Angebotskurven für unterschiedliche Potenzial/Preis-Szenarien.....	114
Abbildung 5-15: Dynamische Entwicklung der Wärmeerzeugungskosten (langfristige Grenzkosten) von ausgewählten Biomasse-Heizsystemen	115
Abbildung 5-16: Dynamische Entwicklung der Stromgestehungskosten (langfristige Grenzkosten) von ausgewählten KWK-Anlagen (Wärmeerlös 20 €/MWh im Jahr 2010 mit dynamischer Kopplung an die Referenz-Wärmepreisentwicklung).....	116
Abbildung 5-17: Dynamische Entwicklung der Produktionskosten von ausgewählten Biokraftstoffen.....	117
Abbildung 5-18: Relative und absolute THG-Einsparungen mit Biomasse-Heizanlagen (Referenzemissionen gemäß Abbildung 5-11; Bezugsjahr: 2010).....	118
Abbildung 5-19: THG-Einsparungen bei Erzeugung von elektrischer Energie mit Biomasse-KWK-Anlagen, bezogen auf den Stromoutput (Referenzemissionen gemäß Abbildung 5-11; Bezugsjahr: 2010)	119
Abbildung 5-20: Relative THG-Einsparungen mit biogenen Kraftstoffen (Bezugsjahr: 2010)	119
Abbildung 5-21: Vergleich der Treibhausgasreduktionen, die mit einer MWh holzartiger Biomasse erzielt werden können.....	120
Abbildung 6-1: Biomasse-Primärenergieverbrauch im No-Policy Szenario.....	123
Abbildung 6-2: Energie-Output der Biomasseanlagen im No-Policy Szenario	124
Abbildung 6-3: Anteil von Bioenergie in den einzelnen Sektoren und am gesamten Primärenergieverbrauch im No-Policy Szenario.....	124
Abbildung 6-4: Durchschnittskosten der THG-Reduktion in den einzelnen Sektoren und des gesamten Bioenergie-Sektors im No-Policy Szenario.....	124

Abbildung 6-5: Biomasse-Primärenergieverbrauch im Heat-and-Power Szenario	125
Abbildung 6-6: Energie-Output der Biomasseanlagen im Heat-and-Power Szenario	126
Abbildung 6-7: Anteil von Bioenergie in den einzelnen Sektoren und am gesamten Primärenergieverbrauch im Heat-and-Power Szenario.....	126
Abbildung 6-8: Durchschnittskosten der THG-Reduktion in den einzelnen Sektoren und des gesamten Bioenergie-Sektors im Heat-and-Power Szenario.....	126
Abbildung 6-9: Biomasse-Primärenergieverbrauch im Balanced-Policy Szenario	127
Abbildung 6-10: Energie-Output der Biomasseanlagen im Balanced-Policy Szenario.....	128
Abbildung 6-11: Anteil von Bioenergie in den einzelnen Sektoren und am gesamten Primärenergieverbrauch im Balanced-Policy Szenario	128
Abbildung 6-12: Durchschnittskosten der THG-Reduktion in den einzelnen Sektoren und des gesamten Bioenergie-Sektors im Heat-and-Power Szenario.....	128
Abbildung 6-13: Biomasse-Primärenergieverbrauch im Transport Szenario.....	129
Abbildung 6-14: Energie-Output der Biomasseanlagen im Transport Szenario	130
Abbildung 6-15: Anteil von Bioenergie in den einzelnen Sektoren und am gesamten Primärenergieverbrauch im Transport Szenario.....	130
Abbildung 6-16: Durchschnittskosten der THG-Reduktion in den einzelnen Sektoren und des gesamten Bioenergie-Sektors im Transport Szenario.....	130
Abbildung 6-17: Vergleich von THG-Reduktion (links) und durchschnittlichen Kosten der THG- Reduktion (rechts) in den 4 Niedrigpreis-Szenarien.....	131
Abbildung 6-18: Dynamische Entwicklung der jährlichen (links) und ab 2010 kumulierten THG- Einsparungen und deren Kosten in den 4 Niedrigpreis-Szenarien	132
Abbildung 6-19: Anteil von Bioenergie am primärenergetischen Bruttoinlandsverbrauch in den 4 Niedrigpreis-Szenarien	133
Abbildung 6-20: Entwicklung des Biomassesektors hinsichtlich inländischen Biomasseaufkommens (links) und Nutzung (rechts); historisch (2005), 2010 und in den Niedrigpreis- Szenarien bis 2050	134
Abbildung 6-21: „Netzdiagramme“ der Anteile von Bioenergie in den Niedrigpreis-Szenarien in den Jahren 2030 und 2050.....	134
Abbildung 6-22: Biomasse-Primärenergieverbrauch im No-Policy Szenario.....	136
Abbildung 6-23: Energie-Output der Biomasseanlagen im No-Policy Szenario	137
Abbildung 6-24: Anteil von Bioenergie in den einzelnen Sektoren und am gesamten Primärenergieverbrauch im No-Policy Szenario.....	137
Abbildung 6-25: Durchschnittskosten der THG-Reduktion in den einzelnen Sektoren und des gesamten Bioenergie-Sektors im No-Policy Szenario.....	137
Abbildung 6-26: Biomasse-Primärenergieverbrauch im Heat-and-Power Szenario	138
Abbildung 6-27: Energie-Output der Biomasseanlagen im Heat-and-Power Szenario	139
Abbildung 6-28: Anteil von Bioenergie in den einzelnen Sektoren und am gesamten Primärenergieverbrauch im Heat-and-Power Szenario.....	139
Abbildung 6-29: Durchschnittskosten der THG-Reduktion in den einzelnen Sektoren und des gesamten Bioenergie-Sektors im Heat-and-Power Szenario.....	139
Abbildung 6-30: Biomasse-Primärenergieverbrauch im Balanced-Policy Szenario	140
Abbildung 6-31: Energie-Output der Biomasseanlagen im Balanced-Policy Szenario.....	141
Abbildung 6-32: Anteil von Bioenergie in den einzelnen Sektoren und am gesamten Primärenergieverbrauch im Balanced-Policy Szenario	141
Abbildung 6-33: Durchschnittskosten der THG-Reduktion in den einzelnen Sektoren und des gesamten Bioenergie-Sektors im Balanced-Policy Szenario	141

Abbildung 6-34: Biomasse-Primärenergieverbrauch im Transport Szenario.....	142
Abbildung 6-35: Energie-Output der Biomasseanlagen im Transport Szenario	143
Abbildung 6-36: Anteil von Bioenergie in den einzelnen Sektoren und am gesamten Primärenergieverbrauch im Transport Szenario.....	143
Abbildung 6-37: Durchschnittskosten der THG-Reduktion in den einzelnen Sektoren und des gesamten Bioenergie-Sektors im Transport Szenario.....	143
Abbildung 6-38: Vergleich von THG-Reduktion (links) und durchschnittlichen Kosten der THG- Reduktion (rechts) in den vier Hochpreis-Szenarien	144
Abbildung 6-39: Dynamische Entwicklung der jährlichen (links) und ab 2010 kumulierten THG- Einsparungen und deren Kosten in den 4 Hochpreis-Szenarien	145
Abbildung 6-40: Anteil von Bioenergie am primärenergetischen Bruttoinlandsverbrauch in den 4 Hochpreis-Szenarien	145
Abbildung 6-41: Entwicklung des Biomassesektors hinsichtlich inländischen Biomasseaufkommens (links) und Nutzung (rechts); historisch (2005), 2010 und in den Hochpreis- szenarien bis 2050.....	146
Abbildung 6-42: „Netzdiagramme“ der Anteile von Bioenergie in den Hochpreis-Szenarien in den Jahren 2030 und 2050.....	147
Abbildung 6-43: Anteile von Bioenergie in Simulation 2-1 bei Unterstellung einer 100%igen Kopplung zwischen Öl- und Biomassepreisen	149
Abbildung 6-44: Kosten der THG-Reduktion in Simulation 2-1 bei Unterstellung einer 100%igen Kopplung der Biomassepreise an den Ölpreis	150
Abbildung 6-45: Anteile von Bioenergie im Balanced-Policy Niedrigpreisszenario bei Variation der Biomassepreise und Ölpreiskopplungen um +/-10 bzw. +/-20 %.....	150
Abbildung 6-46: Sensitivitätsanalyse des Anteils von Biomasse am Primärenergieverbrauch, der THG-Reduktionskosten sowie der kumulierten THG-Reduktion bei Variation der Biomassepreise und Ölpreiskopplungen um +/-10 bzw. +/-20 %.....	151
Abbildung 6-47: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse zu den Referenzpreisen – Anteile von Bioenergie im No-Policy Hochpreis-Szenario bei Variation der Referenzpreise um +/- 10 und +/- 20 %	152
Abbildung 6-48: Sensitivitätsanalyse des Anteils von Biomasse am Primärenergieverbrauch, der THG-Reduktionskosten sowie der kumulierten THG-Einsparung bis 2050 in Abhängigkeit der Biomassepreise im No-Policy Hochpreisszenario.....	152
Abbildung 6-49: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse zu den Biomassepotenzialen – Anteile von Bioenergie im Balanced-Policy Niedrigpreis-Szenario bei den verschiedenen Potenzial-Szenarien.....	153
Abbildung 6-50: Entwicklung der gesamten primärenergetischen Biomassenutzung und der zur Produktion von Bioenergie genutzten Ackerflächen im Balanced-Policy Szenario bei den verschiedenen Potenzial-Szenarien	154
Abbildung 6-51: Biomasse-Primärenergieverbrauch in den „Maximale Energieeffizienz“-Szenarien .	155
Abbildung 6-52: Anteil von Bioenergie am Primärenergieverbrauch in den „Maximale Energieeffizienz“-Szenarien.....	155
Abbildung 6-53: Vergleich der THG-Reduktion und der durchschnittlichen THG-Reduktionskosten in den „Maximale Energieeffizienz“-Szenarie	156
Abbildung 6-54: Biomasse-Primärenergieverbrauch im No-Imports Szenario (Transport)	156
Abbildung 6-55: Bioenergie-Anteile im No-Imports Szenario (Transport).....	157
Abbildung 6-56: Energie-Output der Biomasseanlagen im Szenario „Mineralölsteuerbefreiung“	158
Abbildung 6-57: Bioenergie-Anteile im Szenario „Mineralölsteuerbefreiung“	158
Abbildung 6-58: Gegenüberstellung der Kraftstoffproduktion in der Detailanalyse „Gasförmige Kraftstoffe“ und dem Referenzszenario 2-4 Transport	159

Abbildung 6-59: Durchschnittskosten der THG-Reduktion im Verkehrssektor und des gesamten Bioenergie-Sektors in der Detailanalyse „Gasförmige Kraftstoffe“ im Vergleich zum Referenzszenario 2-4 Transport (strichlierte Linien)	160
Abbildung 7-1: Effizienz und Effektivität energiepolitischer Maßnahmen am Beispiel der THG-Reduktion	162
Abbildung 7-2: Effizienz und Effektivität energiepolitischer Maßnahmen am Beispiel der THG-Reduktion	163
Abbildung 8-1: Bandbreiten der Hektarerträge von biogenen Kraftstoffen der 1.Generation	178
Abbildung 8-2: Bandbreiten der Hektarerträge von biogenen Kraftstoffen der 2. Generation	179
Abbildung 8-3: Künftige Verteilung von Biomasse-Aufkommen.....	182
Abbildung 8-4: Anteil von Biomasse am Primärenergieverbrauch bei verschiedenen Preis- und Energieverbrauchs-Szenarien und unterschiedlichen Förderregimen	183
Abbildung 8-5: Anteil von inländischer Biomasse am Primärenergieverbrauch bei verschiedenen Preis- und Energieverbrauchs-Szenarien und unterschiedlichen Förderregimen.....	184
Abbildung 12-1: Lerneffekte verschiedener Energie-Technologien	215
Abbildung 12-2: Lernkurve für Ethanol-Produktion in Brasilien.....	215
Abbildung 12-3: Lernkurve für Waldhackgut in Schweden 1975-2003.	216

11.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1: Annahmen für die verschiedenen Szenarien (siehe. Abbildung 4-8).....	90
Tabelle 5-1: Überblick über Art und Höhe der Förderungen in Green-XBA.....	110
Tabelle 6-1: Überblick über die Szenarien und deren exogene Inputparameter	122
Tabelle 6-2: Exogene Szenarioparameter des No-Policy Szenarios	123
Tabelle 6-3: Exogene Szenarioparameter des Heat-and-Power Szenarios	125
Tabelle 6-4: Exogene Szenarioparameter des Balanced-Policy Szenarios.....	127
Tabelle 6-5: Exogene Szenarioparameter des Transport Szenarios	129
Tabelle 6-6: Exogene Szenarioparameter des No-Policy Szenarios	136
Tabelle 6-7: Exogene Szenarioparameter des Heat-and-Power Szenarios	138
Tabelle 6-8: Exogene Szenarioparameter des Balanced-Policy Szenarios.....	140
Tabelle 6-9: Exogene Szenarioparameter des Transport Szenarios	142
Tabelle 6-10: Überblick über die Sensitivitäts- und Detailanalysen	147
Tabelle 6-11: Exogene Szenarioparameter der Sensitivitätsanalyse 3-1	149
Tabelle 6-12: Exogene Szenarioparameter der Sensitivitätsanalyse 3-2	150
Tabelle 6-13: Exogene Szenarioparameter der Sensitivitätsanalyse 3-3	151
Tabelle 6-14: Exogene Szenarioparameter der Sensitivitätsanalyse 3-4	152
Tabelle 6-15: Exogene Szenarioparameter des „Maximale Energieeffizienz Balanced-Policy“ Szenarios.....	155
Tabelle 6-16: Exogene Szenarioparameter des „Maximale Energieeffizienz Transport“ Szenarios ...	155
Tabelle 6-17: Exogene Szenarioparameter der No-Imports Transport Datailanalyse	156
Tabelle 6-18: Exogene Szenarioparameter des Szenarios „Mineralölsteuerbefreiung“	157
Tabelle 6-19: Exogene Szenarioparameter der Detailanalyse „Gasförmige Kraftstoffe“	159
Tabelle 12-1: Lernraten für verschiedene Biomasse-Technologiegruppen	217
Tabelle 12-2: Szenarien für die kumulierte Produktion verschiedener Bioenergie-Technologiegruppen, Österreich	218
Tabelle 12-3: Szenarien für die kumulierte Produktion verschiedener Bioenergie-Technologiegruppen, global	218
Tabelle 12-4: Parameter zur Abschätzung landwirtschaftlicher Biomassepotenziale	219
Tabelle 12-6: Im Modell für das Jahr 2010 unterstellte Technologiedaten	220

11.3 Abkürzungen

η_{el}	Elektrischer Wirkungsgrad
η_{ges}	Gesamt-Wirkungsgrad
η_{Kg}	Kaltgaswirkungsgrad (Verhältnis von produzierter chemischer Leistung des Produktgases zur Summe der eingesetzten Brennstoffwärmeleistung der Biomasse)
η_{th}	Thermischer Wirkungsgrad
η_{Um}	Umwandlungswirkungsgrad ($\eta_{Um} = E_i/E_{ges}$)

BHKW	Blockheizkraftwerk
BtL	biomass to liquid
BZ	Brennstoffzellen
CH ₄	Methan
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO ₂	Kohlendioxid
DDGS	Distillers Dried Grains with Solubles (Tierfuttermittel)
DME	Dimethylether
DMF	Dimethylfuran
DWW	Druckwasserwäsche
E _{ges}	gesamter Energieinhalt der in E _i umzuwandelnden Energieform (=Energieinhalt von Rohstoffen und Hilfsenergie)
E _i	Energieform, in die umgewandelt werden soll (=Energieinhalt von Endprodukt)
EtOH	Ethanol
FAME	Fatty-Acid-Methyl-Ester (Fettsäuremethylester)
FC	fuel cell
FT	Fischer-Tropsch
GuD	Gas- und Dampf
H ₂	Wasserstoff
H ₂ O	Wasser
HTU	Hydro Thermal Upgrading
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell (Karbonatschmelze)
MeOH	Methanol
MTBE	Methyltertiäbutylether
NAWAROS	Nachwachsende Rohstoffe
Nm ³	Normkubikmeter
ORC	Organic Rankine Cycle
P _{BS}	Brennstoffleistung
P _{el}	elektrische Leistung
P _{th}	thermische Leistung
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell (Phosphorsäure)
PEMFC	Polymer Electrolyte Fuel Cell (Polymermembran)
PSA	Pressure Swing Adsorption (Druckwechseladsorptionsverfahren)
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell (Oxidkeramik)
SNG	Synthetic Natural Gas
SNP	Sägenebenprodukte
THG	Treibhausgas
WHG	Waldhackgut

12 Anhang

12.1 Formeln zur Berechnung von Energiegestehungskosten, THG-Einsparungen und Kosten der THG-Einsparungen

Wärme-, Kraftstoff- und Stromgestehungskosten:

Kurzfristige Grenzkosten der Wärmeerzeugung:

$$SRMC_H = \frac{c_F}{\eta_H} + \frac{c_{O\&M}}{T_{FL}}$$

Kurzfristige Grenzkosten der Kraftstoffproduktion:

$$SRMC_{BF} = \frac{c_F}{\eta_{BF}} + \frac{c_{O\&M}}{T_{FL}} - \sum_{j=1}^m p_{BP,j} \cdot q_{BP,j}$$

Kurzfristige Grenzkosten der Stromproduktion aus KWK:

$$SRMC_{CHP} = \frac{c_F}{\eta_{ELE}} + \frac{c_{O\&M}}{T_{FL}} - p_H \cdot q_H$$

Langfristige Grenzkosten (Wärme, Kraftstoffe und KWK):

$$LRMC = SRMC + \frac{c_I \cdot \alpha}{T_{FL}}$$

$SRMC$ Kurzfristige Grenzkosten

c_F Brennstoffkosten [€/MWh]

η Jahres-Nutzungsgrad [1]

$c_{O\&M}$ Betriebskosten (operation and maintenance) [€/MW.a]

T_{FL} jährliche Volllaststunden [h/a]

$p_{BP,j}$ Preis von Nebenprodukt j (DDGS, Glycerol, elektr. Energie etc.) [€/MWh] bzw [€/t]

$q_{BP,j}$ Output Nebenprodukt j (pro MWh Kraftstoffoutput) [MWh/MWh] bzw. [t/MWh]

p_H Wärmepreis bzw. -erlös [€/MWh]

q_H Wärmeoutput (pro MWh elektr. Energie) [MWh/MWh]. $q_H = \left(\frac{\eta_{TOT}}{\eta_{ELE}} - 1 \right)$

$LRMC$ Kurzfristige Grenzkosten

c_I Investitionskosten [€/MWh]

α Annuitätenfaktor $\alpha = \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1}$

i Zinssatz [1]

n Abschreibdauer [a]

Index H Wärme

- Index *BF* Kraftstoff
 Index *CHP* Kraft-Wärmekopplung
 Index *TOT* Gesamt

THG-Einsparung:

Heizanlagen: $\Delta EMI_H = EMI_{ref,H} - EMI_{BTC,H}$

Biokraftstoffe: $\Delta EMI_{BF} = EMI_{ref,BF} - EMI_{BTC,BF}$

KWK-Anlagen:

$$\Delta EMI_{CHP} = EMI_{ref,ELE} - \underbrace{\left(\frac{\eta_{TOT,ref}}{\eta_{ELE,ref}} - 1 \right) EMI_{ref,H} - EMI_{BTC,ELE}}_{EMI_{ref,CHP}} + \underbrace{\left(\frac{\eta_{TOT,BTC}}{\eta_{ELE,BTC}} - 1 \right) EMI_{ref,H}}_{EMI_{BTC,CHP}}$$

Emissions-Gutschrift für KWK-Wärme Emissions-Gutschrift für KWK-Wärme

$$\Delta EMI_{CHP} = EMI_{ref,CHP} - EMI_{BTC,CHP} + \left(\frac{\eta_{TOT,BTC}}{\eta_{ELE,BTC}} - \frac{\eta_{TOT,ref}}{\eta_{ELE,ref}} \right) EMI_{ref,H}$$

- EMI* Treibhausgasemissionen [kg/MWh]
 ΔEMI THG-Einsparung unter Berücksichtigung der kumulierten, nicht regenerativen Emissionen der Biomasse-Technologiekette (Netto-Einsparung) [kg/MWh]
 Index *BTC* Biomasse-Technologiekette
 Index *ref* Referenzsystem (fossil)

Kosten der THG-Einsparung

$$\Delta C = C_{BTC} - C_{Ref}$$

$$C = \frac{\Delta C}{\Delta EMI}$$

- ΔC zusätzliche Kosten der BM-Technologiekette gegenüber Referenzkosten
 C Kosten der THG-Einsparung

Relative THG-Einsparung

$$\Delta EMI_{\%} = \frac{EMI_{ref} - EMI_{BTC}}{EMI_{ref}} = \frac{\Delta EMI}{EMI_{ref}}$$

12.2 Biomassepotenziale und energiepolitische Zielsetzungen in mitteleuropäischen Staaten

In der **Tschechischen Republik** fielen nach [Sarlej 2005] im Jahr 2004 etwa 6,1 Mio m³ Waldrestholz (rund 42 PJ) und 4,4 Mio m³ Sägenebenprodukte (etwa 30 PJ) an, die als Festbrennstoffe genutzt werden können. Zu diesem Potenzial kamen noch rund 2,6 Mio t Stroh (44 PJ), 1,5 Mio t Brennholz (bei Wassergehalt 30 %: 18 PJ), 1,1 Mio t Rest- und Gebrauchtholz (19 PJ), 1,0 Mio t Schwarzlauge (bei 5 MJ/kg: 5 PJ) und 1,2 Mio t sonstige Biomasse (etwa 18 PJ) hinzu. Das Gesamtpotenzial beläuft sich demnach (mit den hier vorgenommenen Annahmen hinsichtlich der Eigenschaften der Potenziale wie z.B. Wassergehalt) auf rund 176 PJ. Diese Abschätzung nach [Sarlej 2005] liegt über den Ergebnissen der EEA-Studie „How much bioenergy can Europe produce without harming the environment“ [EEA 2006], wenn man berücksichtigt, dass das Potenzial von Energiepflanzen hier nicht berücksichtigt ist. In [Habart 2005] wird das erschließbare Potenzial mit 44,8 PJ/a an forstlicher Biomasse, 136 PJ/a an landwirtschaftlicher und 16 PJ/a an Biogas angegeben. Die Abschätzung nach [Váňa et al. 2003] ist hingegen deutlich niedriger. Sie beläuft sich auf knapp 100 PJ/a ab 2010 bzw. 160 PJ/a ab 2020 (primärenergetisch, bei Unterstellung typischer Konversionswirkungsgrade für Biodiesel und Ethanol). Die Zielsetzung für die Nutzung erneuerbarer Energien (Anteil am PEV) liegt bei 15-16 % bis zum Jahr 2030. Der Anteil der Strombereitstellung soll auf bis zu 8 % im Jahr 2010 steigen. Die Biokraftstoffnutzung soll zwischen 2007 und 2012 auf 4,2 Mio. t Kraftstoff steigen.

In [Aretz et al. 2007] wurden unterschiedliche Potenzialstudien für **Deutschland** ausgewertet. Die Ergebnisse stimmen prinzipiell gut mit dem Potenzial für 2010 nach [EEA 2006] überein (965 bis 1232 PJ/a). Lediglich auf die starke Zunahme des Energiepflanzen-Potenzials bis 2030 findet sich in dieser Studie kein Hinweis. Auch in [Staiß 2007] wird das Potenzial von Energiepflanzen mit nur 200 PJ/a und das gesamte Biomassepotenzial mit ca. 1.060 bis 1200 PJ/a beziffert.

Nach [Ilias 2005] bestand für das Jahr 2003 in der **Slowakei** ein Biomassepotenzial von 2,7 Mio t Stroh, 0,95 Mio t industrielle Nebenprodukte, 0,75 Mio t Waldrestholz, 0,5 Mio t Schwarzlauge, 0,4 Mio t Brennholz, 77 kt Landschaftspflegeabfälle, 35 kt Briketts, 16 kt Altpapier und 8 kt Pellets. Insgesamt beläuft sich dieses Potenzial auf rund 5,4 Mio t Biomasse und damit auf rund 51 PJ. Für die Entwicklung der technischen Potenziale in der Slowakei bis zum Jahr 2020 gibt [Ilias 2005] eine Steigerung auf bis zu 90 PJ an. Diese Abschätzung liegt ca. 15 % unter dem Potenzial nach [EEA 2006].

Im Hinblick auf den Anteil der erneuerbaren Energieträger am Primärenergieverbrauch liegt die Zielsetzung bei 6 % bis zum Jahr 2010. Die Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien soll bis zum Jahr 2010 auf 31 %, die Biokraftstoffnutzung auf 5,75 % steigen.

Für **Italien** wird nach [AFBnet 2001] für holzartige Biomasse von einem Potenzial von rund 143 PJ/a ausgegangen. Dieses setzt sich folgendermaßen zusammen: 83 PJ/a sind dem Potenzial an „domestic firewood“ zuzurechnen. Darüber hinaus fallen rund 36 PJ/a feste Biomasserückstände aus der Industrie und 24 PJ/a Altholz an. Eine Abschätzung der landwirtschaftlichen Potenziale, welche laut [EEA 2006] den weitaus größten Teil des Biomassepotenzials in Italien ausmachen, erfolgt in dieser Publikation nicht.

Ziele für die Nutzung erneuerbarer Energieträger im Bereich der Strombereitstellung lassen sich auf 25 % für das Jahr 2010 beziffern. Für den Bereich der Wärmebereitstellung bestehen keine nationalen Zielsetzungen. Für die Kraftstoffbereitstellung liegen die Ziele bei 1 % bis zum Jahr 2005 und damit niedriger als das EU-Ziel von 2 %. Angaben über Zielsetzungen für die Biomassennutzung liegen nicht vor.

Nach [Richter 2006] ist das größte Biomassepotenzial in **Ungarn** bei weitem das Waldrestholz. Für das Jahr 2004 wird ein Potenzial von 16,2 Mio. m³ (104 PJ) Waldrestholz, 2,8 Mio. m³ (18,1 PJ) Brennholz, 0,8 Mio. m³ (6,0 PJ) Industrierestholz, 0,3 Mio. m³ (1,9 PJ) Alt- und Gebrauchtholz und 0,01 Mio. m³ (0,6 PJ) andere Hölzer und sonstige Biomassen angegeben. Insgesamt beläuft sich demnach das Potenzial auf rund 131 PJ/a. Abgesehen davon dass landwirtschaftliche Biomasse nicht berücksichtigt wird, stehen diese Abgaben in

krassem Widerspruch zu der Potenzialabschätzung nach [EEA 2006].

Die Abschätzung nach [Vityi 2005] beläuft sich auf 135,5 bis 179 PJ/a. Sie ist hinsichtlich der Zusammensetzung des Potenzials (den Großteil stellt landwirtschaftliche Biomasse dar) mit jener nach [EEA 206] vergleichbar.

Nationales Ziel für die Nutzung erneuerbarer Energieträger und –quellen in Ungarn beläuft sich auf 6 % bis zum Jahr 2010. Dabei gilt für die Strombereitstellung ein Ziel von 3,6 % und ein Ziel für Biokraftstoffe von 5,75 % bis 2010. Zielsetzungen für die Nutzung von Biomasse sind nicht bekannt.

In den Publikationen [Scholwin 2005], [Rogulska 2005] und [Jaworsky 2006] wird das gesamte Biomassepotenzial für **Polen** auf ca. 570, 680 bzw. 750 PJ/a geschätzt. Damit liegen sie deutlich unter den Abschätzungen nach [EEA 2006], es besteht jedoch Konsens, dass in Polen landwirtschaftliche Biomasse das größte Potenzial besitzt.

Zielsetzung für den Beitrag erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch liegt bei 7,5 % bis zum Jahr 2010. Die Anteile von Biokraftstoffen liegen für das Jahr 2005 bei 0,5 %, für 2006 bei 1,5 %, für 2007 bei 2,3 % und für 2010 bei 5,57 %. Zielsetzungen für die Nutzung von Biomasse sind nicht bekannt.

Für **Slowenien** ist keine vergleichbare Abschätzung des gesamten Biomassepotenzials bekannt. Zielsetzung für das Jahr 2010 für die Nutzung erneuerbarer Energieträger liegt bei 12 %. Dabei soll bis zum Jahr 2010 der Anteil von Strom aus erneuerbaren Quellen bei 33,6 % liegen. Für die Wärmebereitstellung sollen rund 25 % bis zum Jahr 2010. Die Ziele für die Anteile von Biokraftstoff liegen bei 0,65 % (2005), 1,2 % (2006), 2 % (2007), 3 % (2008), 4 % (2009) und 5 % (2010). Angaben über die Nutzung von Biomasse liegen nicht vor.

12.3 Lerneffekte

In der Vergangenheit wurden empirisch für verschiedenste Technologien Lerneffekte beobachtet und nachgewiesen. Diese beruhen im Wesentlichen darauf, dass mit steigender Erfahrung in der Produktion und Handhabe einer bestimmten Technologie deren Kosten sinken bzw. Wirkungsgrade steigen. Dieser Effekt wird als „technologisches Lernen“ bezeichnet. Gründe dafür sind besseres Technologieverständnis, verbessertes Produktdesign, *Economies of Scale* in der Produktion etc. Die Literatur dazu ist umfangreich (z.B. Wene 2000, Grübler et al 1998, ...) und umfasst im Energie-Sektor eine Reihe unterschiedlicher, zum Teil auch erneuerbarer Technologien.

Das Konzept von Lernkurven (experience curve) wurde erstmals 1936 von Wright als Tool zur Kostenermittlung für Massenprodukte publiziert. Die prinzipielle Idee von Lernkurven ist, dass eine Verdopplung des kumulierten Outputs mit einer Reduktion der Kosten um einen – innerhalb einer Produkt- oder Marktphase – konstanten Prozentsatz (Lernrate LR) verbunden ist.

Die Kosten der i-ten Einheit (C_i) betragen demnach

$$C_i = C_0 \cdot Y_i^{-b} .$$

Dabei sind C_0 die Kosten im Ausgangszeitpunkt dar und Y die kumulierte Produktionsmenge. Die Lernrate (LR) ist definiert als

$$LR = 1 - 2^{-b}$$

und die Progress Ratio (PR) als

$$PR = 2^{-b} .$$

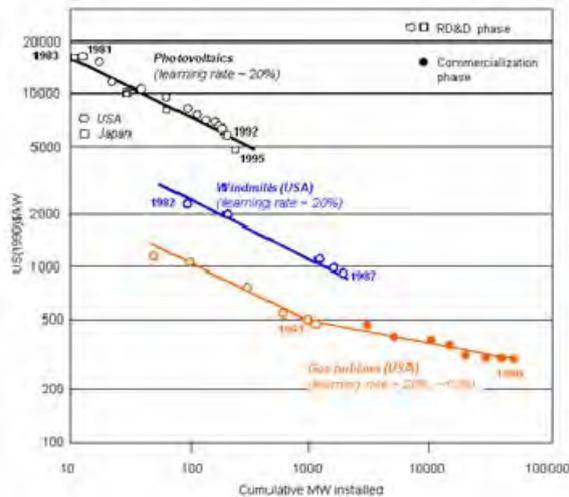


Abbildung 12-1: Lerneffekte verschiedener Energie-Technologien
Quelle: Nakicenovic 1998

Für Bioenergie-Systeme existiert deutlich weniger Literatur als für andere (erneuerbare) Energie-Systeme. Der Grund dafür liegt vor allem in der großen Inhomogenität von Anlagen und zum Teil in größeren Leistungsklassen, verbunden mit kleineren Stückzahlen. Sind nicht nur Investitionskosten, sondern Produkt-Gestehungskosten (Wärme, Strom, Treibstoffe) Gegenstand der Untersuchung von Lerneffekten, kommen bei Biomasse-Systemen darüber hinaus auch noch Fluktuationen der Rohstoffkosten (d.h. Preisen vs. Erzeugerkosten) hinzu, die zum Teil ebenfalls von Lerneffekten (z.B. steigende landwirtschaftliche Erträge) begleitet sind. Relative genau untersucht wurden in der Vergangenheit Lerneffekte bei der Bioethanol-Produktion. Ein Beispiel für eine derartige Lernkurve von Goldemberg 2006 ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

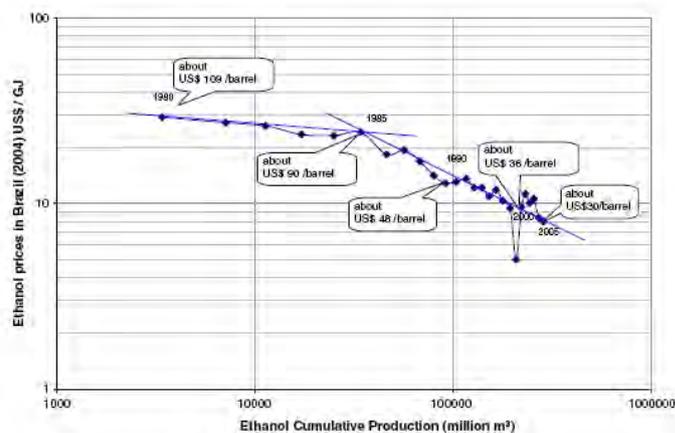


Abbildung 12-2: Lernkurve für Ethanol-Produktion in Brasilien
Quelle: Goldemberg 2006

Ein weiteres Beispiel, ist die Bereitstellung von Waldhackgut in Schweden. Die entsprechende Lernkurve ist in der folgenden Abbildung angeführt. Die Grafik zeigt eine durchschnittliche Lernrate von etwa 14% im Zeitraum 1975-2003. Dabei ist allerdings zu beachten, dass hier nicht Bereitstellungskosten, sondern Preise untersucht wurden.

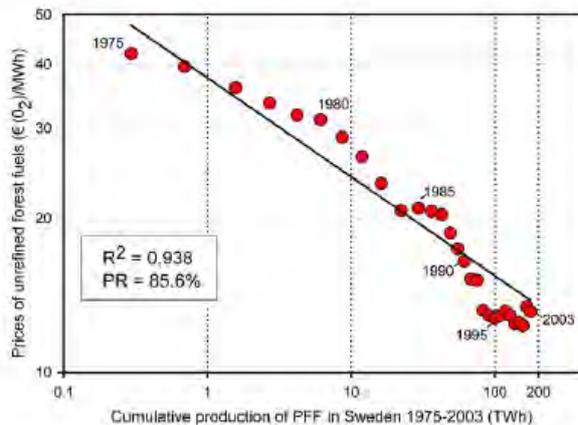


Abbildung 12-3: Lernkurve für Waldhackgut in Schweden 1975-2003.

Quelle: Junginger et al. 2004; Preise konvertiert zu Euro (2002) mit dem schwedischen CPI und einem Wechselkurs von 1€=9,16SEK

Einige Lernkurven, die in den obigen Abbildungen dargestellt sind, zeigen einen Knick. Im Allgemeinen ergibt sich nach diesem Knick eine geringere Lernrate. Dies lässt sich durch den Übergang von der Produktentwicklungsphase (Demonstrationsstadium) mit höherem Anteil an Forschung und Entwicklung in eine Markt-Phase begründen.

Das Konzept der Lernkurven weist verschiedene methodisch begründete Grenzen auf. Diese sind beispielsweise darin zu sehen, dass nur erfolgreiche Technologien die dargestellten Kostenreduktionen aufweisen, für Analysen oft nur Produktpreise und nicht Kostendaten verfügbar sind, die ex-ante Prognostizierung einen positiv verstärkenden Regelkreis zwischen Lernrate und Produktion bewirken kann und die Bestimmung über Produktionsmengen nur als erste Näherung für den komplexen Lernprozess herangezogen werden kann.

In dem vorliegenden Projekt ist es entscheidend, Annahmen zur Entwicklung der Kosten von Bioenergiesystemen zu treffen – vor allem auch angesichts des langen Untersuchungszeitraums bis 2050. Annahmen zur Entwicklung von Biomasse-Bereitstellungskosten bzw. –Preisen werden in Kapitel 5.2.4 behandelt. Darüber hinaus werden für verschiedene Technologien unterschiedliche Kosten-Reduktionen (Lerneffekte) ermittelt. Dabei geht es hier nicht darum, einen vollständigen methodischen und empirischen Ansatz zum technologischen Lernen von Biomasse-Technologien zu entwickeln, sondern eine fundierte, plausible Abschätzung der möglichen Kosten-Reduktionen zu ermöglichen. Dies wird mittels einer Grob-Analyse auf Basis des Lernkurven-Konzepts durchgeführt.

Wie oben dargestellt, bedarf es zur Abschätzung von Lerneffekten mittels Lernkurven dreier wesentlicher Daten:

- Ausgangspunkt der bisherigen kumulierten Leistung installierter bzw. produzierter Anlagen
- Szenarien für die künftige Entwicklung der kumulierten Leistung
- Höhe der Lernraten

Je nach Art der Technologie erfolgt ein gewisser Anteil des technologischen Lernens erfolgt auf der globalen, weltweiten Ebene, und ein gewisser Anteil auf der regionalen Ebene. Ein Beispiel für globales Lernen stellt die Entwicklung von Photovoltaik-Zellen dar. Ein Beispiel für regionales Lernen sind die Montagekosten eines Pellet-Kessels oder die Kosten für das Gebäude von Biogas-Anlagen. Es erfolgt daher eine Aufteilung der Investitionskosten in jenen Anteil, für den das technologische Lernen hauptsächlich auf globaler Ebene stattfindet und in jenen Anteil mit vorwiegend regionalem Lernen. Das heißt, dass jeder der oben

genannten Daten sowohl für die globale als auch für die regionale (d.h. Österreich weite) Ebene benötigt wird.

Die folgende Tabelle stellt für die 12 untersuchten Technologiegruppen die Aufteilung der Investitionskosten hinsichtlich globalen und regionalen Lernens sowie die Höhe der Lernraten dar.

Tabelle 12-1: Lernraten für verschiedene Biomasse-Technologiegruppen

	Aufteilung Investitionskosten		Österreich			Global		
			Lernraten: bis Anzahl der Verdopplung von					
	Österreich	Global	4	5.5	10	4	5.5	10
Biogasanlagen	70%	30%	7%	2%	0%	12%	8%	0%
Biogasreinigung und -einspeisung	50%	50%	7%	2%	0%	12%	8%	0%
ORC-Anlage	30%	70%	7%	2%	0%	12%	8%	0%
Hackschnitzel-Heizkraftwerk m. Dampfturbine	40%	60%	7%	2%	0%	10%	7%	0%
Vergasung	30%	70%	7%	2%	0%	12%	8%	0%
Biodiesel	30%	70%	4%	1%	0%	12%	8%	0%
Bioethanol	30%	70%	4%	1%	0%	10%	7%	0%
FT	20%	80%	4%	1%	0%	15%	10%	0%
Stückholz-Kessel	100%	0%	8%	2%	0%	10%	7%	0%
Pellets-Kessel small scale (<100 kW)	100%	0%	8%	2%	0%	10%	7%	0%
Hackgut-Kessel small scale (<100 kW)	100%	0%	8%	2%	0%	10%	7%	0%
Hackgut-Kessel large scale (>100 kW) und Fernwärme	100%	0%	8%	2%	0%	10%	7%	0%

Die folgenden Tabellen stellen für die 12 untersuchten Technologiegruppen bisherige kumulierte Leistung (global, Österreich) und Szenarien dar.

Tabelle 12-2: Szenarien für die kumulierte Produktion verschiedener Bioenergie-Technologiegruppen, Österreich
 Quellen: EEG/TU Wien

	Kumuliert installierte Leistung Ö [MW]	Szenario Ö (Kumuliert MW)				
		2005	2010	2020	2030	2040
Biogasanlagen	51.0	111	178	301	387	516
ORC-Anlage	16.3	32	32	65	65	98
Hackschnitzel-Heizkraftwerk m. Dampfturbine	107.1	337	369	676	708	1,015
Vergasung	2.6	3	4	6	8	9
Biodiesel	164.3	645	854	1,510	1,718	2,374
Bioethanol	2.0	204	589	821	1,206	1,438
FT	1.0	2	131	256	518	698
Stückholz-Kessel	7,741.1	8,655	10,380	11,715	13,440	14,776
Pellets-Kessel small scale (<100 kW)	694.1	1,667	2,738	4,317	5,389	6,968
Hackgut-Kessel small scale (<100 kW)	1,822.4	2,699	3,580	4,991	5,880	7,294
Hackgut-Kessel large scale (>100 kW) und Fernwärme	3,145.7	4,939	6,523	9,381	10,997	13,865

Tabelle 12-3: Szenarien für die kumulierte Produktion verschiedener Bioenergie-Technologiegruppen, global
 Quellen: IIASA, GGI-Szenarien, EEG/TU Wien

	Kumuliert installierte Leistung global [GW]	Szenario moderat global (Kumuliert GW)				
		2005	2010	2020	2030	2040
Biogasanlagen	4.3	5	10	14	20	24
ORC-Anlage	0.9	1	2	3	4	5
Hackschnitzel-Heizkraftwerk m. Dampfturbine	60.0	64	139	203	278	342
Vergasung	20.6	22	61	104	149	193
Biodiesel	11.9	11	80	159	345	482
Bioethanol	19.1	19	150	319	726	1,037
FT	8.0	16	35	105	318	573

Insbesondere die Daten zu den global kumuliert installierten Leistungen sind mit massiven Unsicherheiten behaftet, da hier die Datenlage auf diesem Aggregationsniveau nicht sehr zuverlässig ist.

12.4 Parameter zur Abschätzung landwirtschaftlicher Biomassepotenziale

Tabelle 12-4: Parameter zur Abschätzung landwirtschaftlicher Biomassepotenziale

	Einheit	Szenario A (Basis)					Szenario B (Hoch)					Szenario C (Niedrig)					
		2010	2020	2030	2040	2050	2010	2020	2030	2040	2050	2010	2020	2030	2040	2050	
Kulturartenverteilung																	
Ges. landwirtschaftl. Fläche		3.153	3.071	2.992	2.915	2.841	3.153	3.072	2.994	2.919	2.846	3.153	3.070	2.990	2.912	2.835	
Ackerfläche	1.000ha	1.392	1.367	1.343	1.320	1.297	1.400	1.392	1.383	1.374	1.365	1.384	1.343	1.304	1.265	1.228	
davon ökolog. Brache		42	41	40	40	39	42	42	41	41	41	42	40	39	38	37	
Wirtschaftsgrünland		895	872	851	832	815	887	849	813	781	752	903	895	888	882	878	
Extensives Grünland		865	832	798	764	729	865	832	798	764	729	865	832	798	764	729	
Energieflächen																	
Ackerfläche	%	11%	18%	22%	24%	25%	11%	20%	24%	25%	26%	11%	16%	20%	22%	23%	
Wirtschaftsgrünland	%	15%	21%	25%	28%	32%	15%	23%	29%	34%	39%	15%	18%	20%	22%	23%	
Extensives Grünland	%	15%	20%	30%	40%	50%	15%	20%	30%	40%	50%	15%	20%	30%	40%	50%	
Ackerfläche	1.000ha	149	246	296	317	324	149	278	325	343	355	148	215	261	278	282	
Wirtschaftsgrünland		138	181	209	235	259	137	196	237	269	295	139	163	177	191	205	
Extensives Grünland		130	166	239	306	365	130	166	239	306	365	130	166	239	306	365	
Energiepflanzen-Mix auf Ackerflächen																	
Getreide	%	40%	31%	26%	23%	20%	35%	25%	22%	22%	20%	40%	40%	38%	38%	40%	
Kurzumtriebsholz		3%	10%	18%	25%	33%	5%	15%	27%	32%	33%	3%	5%	10%	16%	19%	
Miscanthus		3%	10%	18%	25%	33%	5%	15%	20%	25%	33%	3%	5%	10%	15%	19%	
Maissilage		28%	32%	32%	27%	15%	28%	29%	25%	22%	15%	28%	33%	29%	27%	20%	
Körnermais		9%	5%	1%	0%	0%	9%	5%	1%	0%	0%	9%	5%	3%	0%	0%	
Raps		10%	7%	5%	0%	0%	10%	5%	3%	0%	0%	10%	7%	7%	5%	2%	
Sonnenblume		5%	3%	0%	0%	0%	5%	4%	0%	0%	0%	5%	3%	3%	0%	0%	
Zuckerrübe		4%	2%	1%	0%	0%	4%	2%	2%	0%	0%	4%	2%	0%	0%	0%	
Viehbestand																	
Rinder und Schweine		Mio GVE	1,96	1,79	1,63	1,49	1,36	1,94	1,73	1,54	1,37	1,21	1,98	1,86	1,74	1,62	1,52
Anteil der energetisch nutzbaren Gülle	%	10%	15%	20%	25%	30%	10%	20%	30%	40%	50%	10%	13%	15%	18%	20%	
Energetisch nutzbare Anteile von Restpflanzen																	
Stroh	%	10%	15%	20%	23%	25%	10%	15%	20%	25%	30%	10%	13%	15%	18%	20%	
sonstige Restpflanzen		10%	15%	20%	23%	25%	10%	15%	20%	25%	30%	10%	13%	15%	18%	20%	
Anteil der Flächen mit Zwischenfrüchten																	
Energieflächen	%	28%	8%	6%	5%	4%	25%	17%	13%	11%	10%	28%	25%	24%	21%	21%	
sonstige Ackerflächen		20%	20%	20%	20%	20%	50%	50%	50%	50%	50%	10%	10%	10%	10%	10%	

12.5 Technologiedaten

Tabelle 12-5: Im Modell für das Jahr 2010 unterstellte Technologiedaten

Quellen: FNR 2005a, FNR 2006, Haas 2008, Hamelinck 2003, Hamelink 2004, Nitsch et al. 2004, Öko-Institut 2005, Walla 2006, EEG/TU Wien

Abkürzungen: SH: Scheitholz, SNG: Synthetic Natural Gas, GK: Getreidekorn, PE: Pellets, PÖL: Pflanzenöl, HS: Hackschnitzel, S: Stroh, BGS: Biogassubstrate (Maissilage, Gülle, Grassilage etc.), M: Mais, BA: Biogene Abfälle, ZR: Zuckerrübe

„Jahresnutzungsgrad Gesamtoutput“ bezieht sich auf den gesamten (maximalen) Energieoutput von KWK-Anlagen (Strom und Wärme). Im Modell wird jedoch von keiner vollständigen Nutzung des Wärmeoutputs ausgegangen (insbesondere bei Anlagen mit einer hohen Anzahl an Jahres-Volllaststunden)

Kategorie	Technologie	Brenn-/Rohstoff-Kürzel	Jahres-nutzungsgrad Hauptoutput [%]	Jahres-nutzungsgrad Gesamtoutput [%]	Jahres-Volllaststunden [h/a]	Investitions-kosten [€/kW]	Fix-kosten [€/kW.a]	Lebens-dauer [a]
Heizkessel bis 15 kW	Scheitholzessel bis 15 kW	SH	75%		1500	490	71,0	20
	Gaskessel bis 15 kW	SNG	90%		1500	250	58,0	20
	Getreidekessel bis 15kW	GK	80%		1500	865	78,0	20
	Pelletkessel bis 15 kW	PE	84%		1500	770	78,0	20
	Pflanzenölkessel bis 15 kW	PÖL	85%		1500	380	76,0	20
Heizkessel bis 30 kW	Scheitholzessel bis 30 kW	SH	75%		1500	300	22,2	20
	Gaskessel bis 30 kW	SNG	90%		1500	150	18,5	20
	Getreidekessel bis 30kW	GK	80%		1500	700	25,8	20
	Pelletkessel bis 30 kW	PE	84%		1500	650	25,8	20
	Pflanzenölkessel bis 30 kW	PÖL	85%		1500	250	25,4	20
	Hackgutkessel bis 30 kW	HS	80%		1500	620	25,6	20
Heizkessel bis 100 kW	Scheitholzessel bis 100 kW	SH	75%		1800	250	10,1	20
	Getreidekessel bis 100kW	GK	80%		1800	410	12,3	20
	Pelletkessel bis 100 kW	PE	84%		1800	410	12,3	20
	Pflanzenölkessel bis 100 kW	PÖL	85%		1800	150	12,1	20
	Hackgutkessel bis 100 kW	HS	80%		1800	380	12,0	20
	Gaskessel bis 100 kW	SNG	90%		1800	100	8,7	20
Heizwerke bis 1 MW	Hackgutkessel bis 1 MW	HS	83%		2800	550	16,5	20
	Strohkessel bis 1 MW	S	81%		2800	660	19,8	20
	Pelletkessel bis 1 MW	PE	83%		2800	550	16,5	20
Heizwerke bis 5 MW	Hackgutkessel bis 5 MW	HS	85%		3000	470	14,1	20
	Strohkessel bis 5 MW	S	83%		3000	560	16,8	20
	Pelletkessel bis 5 MW	PE	85%		3000	470	14,1	20
Heizwerke über 5 MW	Hackgutkessel über 5 MW	HS	87%		3300	420	12,6	20
	Strohkessel über 5 MW	S	85%		3300	500	15,0	20
	Pelletkessel über 5 MW	PE	87%		3300	420	12,6	20
Mikro-KWK bis 50 kW el	Hackgutkessel mit Stirlingmotor bis 50 kW	HS	5%	80%	1500	17.300	173,0	15
	Pelletkessel mit Stirlingmotor bis 50 kW	PE	5%	84%	1500	19.550	200,0	15
	Biogasanlage bis 50 kW	BGS	20%	44%	6000	6.000	300,0	15
	Pflanzenöl-BHKW bis 50 kW	PÖL	33%	83%	6000	2.000	78,0	15
	Gasmotor bis 50kW	SNG	30%	87%	6000	1.400	42,0	15
KWK bis 250 kW el	Hackgutkessel mit Stirlingmotor bis 250 kW	HS	11%	83%	3000	10.800	108,0	15
	Biogasanlage bis 250 kW	BGS	22%	51%	7000	4.000	200,0	15
	Pflanzenöl-BHKW bis 250 kW	PÖL	37%	81%	6000	1.600	60,0	15
	Hackgutkessel mit ORC bis 250 kW	HS	14%	81%	4000	7.000	300,0	15
	Strohkessel mit ORC bis 250 kW	S	13%	79%	4000	7.420	300,0	15
	Mikro-Gasturbine bis 250 kW	SNG	33%	83%	4000	735	180,0	15
	Brennstoffzelle bis 250 kW	SNG	49%	83%	7000	6.000	300,0	15
	Gasmotor bis 250kW	SNG	33%	87%	7000	850	25,5	15
KWK bis 1 MW el	Hackgutkessel+Dampfturbine bis 1 MW	HS	18%	85%	6000	3.800	90,0	15
	Strohkessel+Dampfturbine bis 1 MW	S	17%	82%	6000	4.000	95,0	15
	Biogasanlage bis 1 MW	BGS	24%	53%	8000	2.900	160,0	15
	Pflanzenöl-BHKW bis 1 MW	PÖL	38%	84%	8000	1.000	36,0	15
	Hackgutkessel mit ORC bis 1 MW	HS	18%	81%	5000	5.000	250,0	15
	Gasmotor bis 1MW	SNG	38%	93%	8000	600	18,0	15
KWK bis 5 MW el	Hackgutkessel+Dampfturbine bis 5 MW	HS	21%	84%	6000	3.300	75,0	15
	Strohkessel+Dampfturbine bis 5 MW	S	20%	80%	6000	3.500	78,5	15
	Biogasanlage bis 5 MW	BGS	29%	58%	8000	2.500	150,0	15
	Pflanzenöl-BHKW bis 5 MW	PÖL	40%	80%	8000	800	30,0	15
KWK bis 25 MW el	Hackgutkessel+Dampfturbine bis 25 MW	HS	25%	83%	7000	2.350	45,0	15
	Gasturbine bis 25 MW	SNG	36%	78%	7000	700	180,0	15
	GuD bis 25 MW	SNG	53%	78%	7000	2.500	76,0	15
KWK über 25 MW el	Hackgutkessel+Dampfturbine über 25 MW	HS	28%	84%	7000	2.000	27,0	15
	GuD über 25 MW	SNG	54%	81%	7000	1.700	80,0	15
Konversionsanlagen	Pflanzenölpresse	ÖS	62%		5000	45	1,4	15
	Biodieselanlage	PÖL	100%		8000	115	35,0	15
	Bioethanolanlage - Getreide	GK	45%		8000	730	21,9	15
	Bioethanolanlage - Mais	M	45%		8000	780	23,4	15
	Bioethanolanlage -Zuckerrübe	ZR	54%		8000	750	22,5	15
	Fermentation + Einspeisung (Gülle/Nawaros)	BGS	64%		8000	1.350	73,0	15
	Fermentation + Einspeisung (Biogene Abfälle)	BA	62%		8000	5.500	73,0	15
	FT-Produktionsanlage	HS, S	42%		8000	2.000	90,0	15
	Lignozellulose-Ethanolanlage - Holz/Stroh	HS, S	35%		8000	2.100	100,0	15
	Lignozellulose-Ethanolanlage - GGP	GGP	40%		8000	2.100	100,0	15
	Vergasung - SNG	HS, S	60%		8000	770	30,0	15
	Pelletpresse - HG trocken	HS	100%		3300	50	20,0	20
	Pelletpresse - HG feucht	HS	100%		3300	55	37,0	20
	Pelletpresse - Stroh	S	100%		3300	42	40,0	20
	Wirbelschichtvergasung + Reinigung für BHKW/GT	HS, S	80%		7500	550	37,0	15
Wirbelschichtvergasung + Reinigung für Kessel	HS, S	95%		7500	500	31,0	15	