



ENERGIE
VERWERTUNGSAGENTUR

Österreichspezifische Aufbereitung
der Ergebnisse des
Thermie B-Projekts BIO-COST

**“Auswirkungen von nationalen Biomasse-
Rahmenbedingungen auf Investitionskosten von
Biomasseheizwerken”**

**Im Auftrag des Bundesministeriums
für Verkehr, Innovation und Technologie**

Wien, im April 2000



**Österreichspezifische Aufbereitung
der Ergebnisse des
Thermie B-Projekts BIO-COST:
„Auswirkungen von nationalen Biomasse-
Rahmenbedingungen auf Investitionskosten von
Biomasseheizwerken“**

Endbericht

*im Auftrag des Bundesministeriums
für Verkehr, Innovation und Technologie*

GZ 73.162/1-V/A/8/99

ProjektmitarbeiterInnen:
Otto Starzer (Projektleitung)
Christian Rakos
Alice Sedmidubsky

Wien, im April 2000

THERMIE TYPE - B ACTION N°: STR-1384-97-AT

Titel: „Auswirkungen von nationalen Biomasse-Rahmenbedingungen auf Investitionskosten von Biomasseheizwerken“ (BIO-COST)

Koordination des Thermie B-Projekts:

Energieverwertungsagentur – Verein zur Förderung der sinnvollen Verwertung von Energie (E.V.A.), Linke Wienzeile 18, A-1060 Wien, Österreich
Telefon: +43-1 586 15 24, Fax: +43-1 586 94 88
e-mail: eva@eva.ac.at; URL: <http://www.eva.ac.at>

Projektpartner im Thermie B-Projekt:

DK-Teknik, Energy & Environment, Gladsaxe moellevej 15, DK-2860 Soeborg
Telefon: +45 39 555 999, Fax: +45 39 69 6002; URL: <http://www.dk-teknik.com>

Agence de l'Environnement et de la Maitrise de l'Energie (ADEME), 27 rue Louis Vicat,
F-75015 Paris, Telefon: +33-1 4765 20 00, Fax: +33-1 47 65 22 29;
URL: <http://www.ademe.fr>

The Swedish Bioenergy Association (SVEBIO), Torsgatan 12, S-111 23 Stockholm,
Telefon: +46-8 441 70 80, Fax: +46-8- 441 70 89

Projektleitung und Projektteam im Thermie B-Projekt:

Projektleitung: Otto Starzer (E.V.A.)

Projektteam: Christian Rakos, Alice Sedmidubsky, Otto Starzer (E.V.A.)
Annemette Geertinger, Henrik Houmann Jakobsen (DK-Teknik)
Pierre Ballaire, Christophe Barel (ADEME)
Fredrik Lagergren, Carl Hillström (SVEBIO)

ISBN 3-901381-94-5

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Verleger:

Energieverwertungsagentur - Verein zur Förderung der sinnvollen Verwertung von Energie (E.V.A.),

Linke Wienzeile 18, A-1060 Wien, Tel. +43 (1) 586 15 24, Fax +43 (1) 586 94 88, e-mail: eva@eva.ac.at

Vertreten durch: Mag. Michael Cerveny, Interimistischer Geschäftsführer

Gesamtleitung: DI Otto Starzer (E.V.A.)

Reviewing: Mag. Michael Cerveny (E.V.A.)

Layout: Doris Trimmel-Wyss (E.V.A.)

Verlagsort und Herstellung: Wien

Nachdruck nur auszugsweise und mit genauer Quellenangabe gestattet.

Inhaltsverzeichnis

1 Zusammenfassung	1
1.1 Kurzfassung.....	1
1.2 Abstract.....	2
2 Einleitung	4
3 Nationale Rahmenbedingungen für Biomasse-Heizwerke	6
3.1 Marktlage in A, DK, F und S.....	6
3.1.1 Österreich.....	6
3.1.2 Dänemark.....	6
3.1.3 Frankreich.....	8
3.1.4 Schweden.....	9
3.2 Unterschiede zwischen den nationalen Biomasse-Rahmenbedingungen.....	10
4 Analyse der Investitionskosten für Komponenten von Biomasse-Heizwerken	12
4.1 Einleitung.....	12
4.1.1 Rahmenbedingungen für die Analyse	12
4.1.2 Nationale Besonderheiten.....	13
4.2 Analyse der technischen Daten	14
4.3 Analyse der Investitionskosten	15
4.3.1 Allgemeine Bemerkungen.....	15
4.3.2 Investitionskosten im Verhältnis zur Wärmeleistung	16
4.3.3 Investitionskosten im Verhältnis zur erzeugten Wärme.....	20
4.3.4 Direkte Subventionen.....	22
4.3.5 Kostenmatrix	22
5 Schlussfolgerungen und Empfehlungen	23
5.1 Länderspezifische Schlussfolgerungen	23
5.1.1 Österreich - Kommentare zu den Analyseergebnissen aus österreichischer Sicht	23
5.1.2 Dänemark - Kommentare zu den Analyseergebnissen aus dänischer Sicht.....	24
5.1.3 Frankreich - Kommentare zu den Analyseergebnissen aus französischer Sicht	25
5.1.4 Schweden - Kommentare zu den Analyseergebnissen aus schwedischer Sicht.....	27
5.2 Generelle Schlussfolgerungen und Empfehlungen	29
5.2.1 Einleitung: die Grenzen des Vergleichs.....	29
5.2.2 Empfehlungen hinsichtlich finanzieller Anreize.....	29
5.2.3 Empfehlungen für Maßnahmen zum Technologiemanagement	31
5.2.4 Empfehlungen zu den Umweltschutzbestimmungen.....	31
5.2.5 Empfehlungen zum Management der Projektanlaufphase	32
6 Zusammenfassung und Empfehlungen aus österreichischer Sicht	34
6.1 Bestehende Kostenreduktionspotenziale	34
6.2 Maßnahmen zur Senkung der Kosten für Biomasse Heizwerke in Österreich.....	35
6.2.1 Forschungspolitische Maßnahmen	35
6.2.2 Förderpolitische Maßnahmen.....	35
6.2.3 Weitere Maßnahmen zu Kostensenkung	36
7 Anhang	39

1 Zusammenfassung

1.1 Kurzfassung

Das BIO-COST Projekt wurde von der EU Kommission im Rahmen des THERMIE Programms (Typ B) gefördert und von der E.V.A. geleitet. Aufgrund der auch aus forschungs- und technologiepolitischer Sicht relevanten Ergebnisse, wurde eine Aufarbeitung der Projektresultate für Österreich durch das BMVIT finanziert. Ziel des Projekts war es, festzustellen, ob und welchen Einfluss nationale Biomasse-Rahmenbedingungen wie Förderungen bzw. Energiesteuern auf die Investitionskosten von Biomasse-Heizwerken haben. Vermutet wurde, dass Förderungen zu höheren Investitionskosten führen als Energiesteuern. Auch sollte durch den europäischen Vergleich geklärt werden, durch welche Maßnahmen eine Senkung der Investitionskosten erzielt werden kann.

Die vermehrte Biomassenutzung ist eine der wichtigsten Optionen, Österreichs CO₂-Emissionen zu senken. Jährlich wird aus Bundes-, Landes- und EU-Mitteln ein dreistelliger Millionenbetrag für die Förderung von Biomasse-Heizwerken ausgegeben. Die Frage eines möglichst effizienten Fördermitteleinsatzes ist daher von großer Bedeutung.

Die Untersuchung basiert auf dem Vergleich von je 20 Biomasse-Heizwerken in Dänemark und Schweden, wo hohe Energiesteuern in Kraft sind, sowie in Frankreich und Österreich, wo jeweils ein Förderansatz gewählt wurde. Aus den Ergebnissen lässt sich keine eindeutige Beziehung zwischen der Höhe der Investitionskosten und dem Instrument zur Unterstützung solcher Anlagen (Förderung oder Energiesteuerpolitik) ableiten. Der französische Subventionsansatz führt zu einem deutlich niedrigeren Kostenniveau als der dänische Steueransatz. Demgegenüber führt der österreichische Förderansatz zu einem deutlich höheren Kostenniveau, als der schwedische Steueransatz, der das niedrigste Kostenniveau ergibt. Im Prinzip können – so das Ergebnis des Projekts – der Steuer- und der Subventionsansatz denselben kostensteigernden Effekt haben: ein Projekt wird so kalkuliert, dass es gerade die Kostendeckung erreicht. Das ist häufig der Fall, wenn das Projekt nicht von einem privaten Unternehmen durchgeführt wird, sondern von einem Betreiber, der im Interesse des Allgemeinwohls handelt (z. B. Genossenschaften oder Gemeinden) und eine flächendeckende Versorgung höher bewertet als die wirtschaftliche Optimierung.

In diesem Fall bietet allerdings das Subventionsmodell mehr Möglichkeiten zur Investitionskostenreduzierung als eine Steuer. Statt der Förderung eines fixen Prozentsatzes der Investitionen (wie bisher in Österreich oft üblich), kann sich der Fördersatz beispielsweise nach den Erfordernissen des jeweiligen Projekts richten, die mittels einer standardisierten Berechnung nachgewiesen werden müssen. Natürlich kann das den Anreiz erzeugen, höhere Kosten anzusetzen, um höhere Förderungen zu rechtfertigen. Die Überwachung der tatsächlichen Kosten, sowie die Verwendung von marktüblichen Sollwerten (Benchmarking) für bestimmte Kenngrößen, könnte dieser Tendenz aber entgegenwirken.

Die Untersuchungen zeigen auch, dass die Höhe der spezifischen Investitionskosten eng mit der technischen Anlagenkonzeption zusammenhängt. Ein besseres technisches Design bewirkt eine höhere Auslastung des Heizwerks und damit niedrigere spezifische Kosten bezogen auf die erzeugte Wärmemenge. Allerdings können höhere Investitionen

in bestimmte Anlagenkomponenten aber auch zu einer langfristigen Reduktion der Betriebskosten führen, die jedoch im gegenständlichen Projekt – nicht zuletzt aufgrund der Datenverfügbarkeit – nicht erhoben wurden.

In Bereich der wirtschaftlich-technischen Effizienzsteigerung wurden durch das Projekt eine Reihe wichtiger offener Forschungsfragen aufgezeigt. Um auf der Basis des bestehenden Wissens eine möglichst hohe Effizienz zu gewährleisten, wurde 1999 – nicht zuletzt aufgrund der ersten Ergebnisse des vorliegenden Projekts – durch Experten und Verwaltungsvertreter technische Richtlinien im Rahmen eines Merkblatts des österreichischen Kuratoriums für Landtechnik erarbeitet, die nunmehr als Fördervoraussetzung gelten und wesentliche Kostenreduktionen bringen sollten.

Auch eine Reihe anderer kostendämpfender Begleitmaßnahmen konnte identifiziert werden: Schulungsmaßnahmen, die Entwicklung standardisierter Ausschreibungsunterlagen, die Verbesserung der Qualität von Machbarkeitsstudien, die Durchführung von Benchmarking-Studien zur Ermittlung und Kommunikation des Stands der Technik und kostenoptimaler Lösungen sowie eine optimale Beratung von Betreibern neuer Projekte. Auch die Schaffung von Kommunikationsplattformen für Heizwerksbetreiber, die Entwicklung effizienter Brennstofflogistiksysteme, sowie die Entwicklung von Standardverträgen mit Planern oder die Weiterbildung von Sachverständigen in Genehmigungsverfahren könnten zu einer weiteren Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit beitragen.

Voraussetzung für die Realisierung der genannten Maßnahmen wäre allerdings, dass es in Österreich zusätzlich zu der bereits 1999 eingeleiteten Neuausrichtung im Bereich der Investitionskosten-Förderung insofern zu einer grundsätzlichen Neukonzeption kommt, als die Förderung in Zukunft den oben genannten begleitenden Maßnahmen einen wesentlich höheren Stellenwert beimessen sollte als bisher. Wichtig wäre v. a., dass diese aus den jeweiligen Fördertöpfen direkt beglichen werden können. Dadurch könnten Maßnahmen gefördert werden, die indirekt wesentlich effektiver zu Kostenreduktionen beitragen können als reine Investitionsförderungen.

1.2 Abstract

The BIO-COST project – co-ordinated by E.V.A. – was funded by the European Commission's THERMIE Type B Programme. Due to its relevance also for research and technology development (RTD), the ministry of transport, innovation and technology financed the Austria-specific part of the project. The objective of BIO-COST was to analyse the impact of national biomass policies – such as subsidies or taxes – on the investment costs of biomass district heating (DH) plants. It was estimated that subsidies might lead to higher investment costs than energy taxes. The European comparison should help identifying measures to reduce investment costs to a “ best practice ” level.

The increased use of biomass is one of the most important options to reduce Austria's CO₂ emissions. Each year national, regional and European funds spend an amount of several 100 Mio ATS to subsidize Austrian biomass DH plants. Therefore an efficient use of these subsidies is of highest relevance.

The investigation is based on the comparison of 20 biomass DH plants by country, with Denmark and Sweden having mainly high energy taxes as driver, while Austria and France rely mainly on subsidy systems. The study carried out does not show a clear advantage of either the energy tax approach or the subsidy approach: the French subsidy approach leads to fairly low cost levels compared to the Danish tax approach, while the

Swedish tax approach seems to yield the lowest cost level. On the other hand the Austrian subsidy approach seems to increase investment costs. In principle both the tax as the subsidy approach can lead to the same effect: a project is calculated in such a way, that it just meets economic breakeven. This is typically the case when the project is not carried out by a private enterprise but by an operator aiming at enhanced public welfare (e.g. co-operative, municipality).

In this case a subsidy model might yield more possibilities to encourage an economically efficient development, than a tax. Instead of giving subsidies as a fixed percentage of investments they could be adjusted to the actual needs of the project as proven by a standardised calculation. Of course this can create the incentive to expect higher costs to justify higher subsidies. Monitoring of actual costs could prevent this problem.

The investigations also show that specific investment costs are closely related to the technical design of the plant. Applying strict technical criteria increases full load hours and thus decreases specific investment costs per heat produced. However, higher investment costs (e.g. for technical equipment) can also reduce the operation costs. Due to a lack of availability these costs were not analysed, but taken into account by forming different plant samples.

In 1999 the first results of the BIO-COST project provided also some impetus for defining new technical guidelines in Austria. These guidelines are now a precondition for subsidies and are supposed to lead to relevant cost reductions.

Other identified measures for decreasing costs are: Training measures, standardised tender documents, increased quality of feasibility studies, benchmarking studies to identify state of the art and cost-optimised solutions, as well as organised advice for possible new operators, communication platforms for plant operators, standard contracts with planners or training for authorities involved in the commissioning of plants.

A precondition for the realisation of these measures would be to give them more priority e.g. in a new concept for investment subsidies, based on the first promising steps undertaken in 1999. The measures should be financed directly from the same funds, leading to more effective cost reductions than by pure investment subsidies.

2 Einleitung

Die Energieerzeugung aus Biomasse trägt - da es sich um einen CO₂-neutralen Energieträger handelt - zur Reduktion von CO₂-Emissionen bei. Die verstärkte energetische Nutzung von Biomasse erhöht die Versorgungssicherheit, fördert die dezentrale Energieproduktion und bezieht in hohem Maß Klein- und Mittelbetriebe ein. Daher forcieren viele EU-Mitgliedsstaaten und auch die Europäische Kommission den Einsatz von Biomasse.

Allerdings klafft in Europa noch eine große Schere zwischen dem Potenzial für die Energiegewinnung aus Biomasse und dem tatsächlichen Einsatz dieser Technologie. Ein Grund dafür ist, dass die Investitionskosten für Biomassetechnologien im Vergleich zu fossilen Brennstoffen trotz der bereits erzielten Kostenreduktionen noch immer recht hoch liegen. Um das Ziel der Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energieträger innerhalb der EU bis zum Jahre 2010 zu erreichen, wie es die Europäische Kommission in ihrem Weißbuch "Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger" vorschlägt, müssen die tatsächlichen Investitionskosten für diese Technologien genau untersucht werden. Da die Investitionskosten für Nah- /Fernwärme aus Biomasse in Europa anscheinend stark schwanken, kann eine bessere Marktdurchdringung dieser Technologien u.a. durch Senkung der Investitionskosten auf ein europäisches "Cost Best Practice"-Niveau ermöglicht werden. Das gab den Anstoß für die Initiierung des BIO-COST-Projekts.

Das BIO-COST-Projekt hat daher folgende **Ziele**:

- Identifikation der vorhandenen "Cost Best Practice"¹ Potenziale (d.h. die Differenz zwischen den höchsten und den niedrigsten Investitionskosten für vergleichbare Komponenten von Biomasse-Heizwerken),
- Analyse der Auswirkungen unterschiedlicher nationaler Biomasse-Rahmenbedingungen (Finanzierungs-/Förderstrategien, Vorschriften, Einschränkungen, Emissionsgrenzwerte) auf die Investitionskosten für die Komponenten von Biomasse-Heizwerken,
- Formulierung von Empfehlungen für eine sinnvolle Biomasse-Politik mit dem Ziel, die vorhandenen "Cost Best Practice" Potenziale zu nutzen.

Die im BIO-COST-Projekt untersuchten Länder sind Österreich (A), Dänemark (DK), Frankreich (F) und Schweden (S). Für diese Auswahl gab es zwei Gründe: Erstens gibt es in A, DK, F und S bei einem hohen Biomasseanteil an der Primärenergieerzeugung auch viele Produzenten von Komponenten für Biomasse-Heizwerke sowie viele installierte Biomasse-Heizwerke für die Untersuchung. Zweitens gibt es in diesen Ländern auch eine große Bandbreite von verschiedenen Rahmenbedingungen. Österreich und Dänemark z.B. subventionieren bis zu 50% der Investitionskosten für Biomasse-Heizwerke (in Österreich von Bundesland zu Bundesland unterschiedlich), während es z.B. in Schweden keine Subventionen gibt und nur die CO₂-/Energiesteuer als indirekte Förderungsmaßnahme wirkt.

¹ Von „Cost Best Practice“ wird hier dann gesprochen, wenn für ein(e) gleichwertige(s) Biomasseheizwerk oder -komponente die geringsten Investitionskosten vorliegen. Die Betriebskosten wurden im Rahmen dieses Projektes vertragsgemäß nicht betrachtet.

Dem BIO-COST-Projekt lag folgendes **Arbeitsprogramm** zugrunde:

1. Informationen über die unterschiedlichen nationalen Rahmenbedingungen sowie über spezifische Daten zu Komponenten von Biomasse-Heizwerken in A, DK, F und S wurden gesammelt, untersucht und verglichen; daraus wurden dann "**Cost Best Practice**"-Potenziale für Investitionskosten von Biomasseheizwerken in Europa abgeleitet.
2. Mit Hilfe einer **Detailanalyse** der Auswirkungen nationaler Rahmenbedingungen (Finanzierungs-/Förderstrategien, Vorschriften, Einschränkungen, Emissionsgrenzwerte) auf die Investitionskosten für Biomasse-Heizwerke formulierte das Projektteam Hypothesen zur Erklärung der Kostenunterschiede im Zusammenhang mit den unterschiedlichen Bedingungen in den einzelnen Staaten.
3. Diese Hypothesen wurden in **Interviews** mit 6 Biomasse-Experten aus jedem Land (Entscheidungsträger, Planer, Produzenten) sowie in einem europäischen Round-Table-**Workshop** überprüft, um ein Gesamtbild der Auswirkungen auf den Biomassemarkt zu erhalten.
4. Es wurden Empfehlungen entwickelt, wie die vorhandenen Kostensenkungspotenziale für Biomassekosten genutzt werden können, um die Investitionskosten auf ein europäisches "Cost Best Practice"-Niveau zu senken.

Kapitel 3 gibt einen Überblick über die wichtigsten nationalen Rahmenbedingungen, wobei die Hauptunterschiede zwischen den einzelnen Staaten herausgearbeitet werden. **Kapitel 4** analysiert die Investitionskosten für Biomasse-Heizwerke und leitet daraus die vorhandenen "Cost Best Practice" Potenziale ab. **Kapitel 5** enthält die Schlussfolgerungen, sowohl aus Sicht der einzelnen Staaten als auch aus Sicht der EU, sowie die daraus abgeleiteten Empfehlungen zur Nutzung der aufgefundenen "Cost Best Practice" Potenziale. **Kapitel 6** fasst schließlich die Ergebnisse und Empfehlungen aus österreichischer Sicht zusammen.

3 Nationale Rahmenbedingungen für Biomasse-Heizwerke

Kapitel 3 zeigt die Marktsituation in den untersuchten Ländern auf und analysiert danach die Unterschiede zwischen den jeweiligen nationalen Rahmenbedingungen.

3.1 Marktlage in A, DK, F und S

3.1.1 Österreich

Der Beitrag der Biomasse zur gesamten Energieversorgung in Österreich beträgt ca. 13% (~ 160 PJ jährlich). Über 70% der Biomasse wird in Niedertemperaturanlagen genutzt, d.h. Verbrennung von Holz, Hackschnitzeln oder Pellets in Einzelöfen oder Zentralheizungskesseln durch Kleinverbraucher, sowie von verschiedenen anderen biogenen Brennstoffen (Rinde, Sägewerksabfälle, Hackschnitzel oder Stroh) in biomassebefeuerten Heizwerken. Der Anteil der Hausheizungen an der gesamten Biomassenutzung beträgt ca. 66%; der Anteil der biomassebefeuerten Nah-/Fernwärmanlagen ca. 4% (1995). Wegen ungünstiger wirtschaftlicher Bedingungen werden derzeit nur 2/3 des jährlichen Holzzuwachses genutzt. Die Holznutzung könnte nachhaltig um geschätzte 30% erhöht werden.

In den letzten Jahren wurden jährlich ca. 50 neue Biomasse-Heizwerke gebaut; Ende 1997 waren bereits 359 Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 483 MW_{th} in Betrieb. Sie werden vorwiegend mit Holzabfällen aus Sägewerken und aus der holzverarbeitenden Industrie befeuert, sowie mit Hackschnitzeln, die von Bauern aus der Umgebung angeliefert werden. Ein gut ausgebautes Gasnetz in einer Region stellt eine ernste Gefahr für den Biomasse-Wärmemarkt dar. Niedrige Preise für fossile Brennstoffe sind ein wichtiger Faktor für den hohen Anteil von Öl, Kohle und Gas bei der Raumheizung.

Stromerzeugung aus Biomasse wird fast ausschließlich von der Papierindustrie betrieben. Zusätzlich gibt es einige Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) in der holzverarbeitenden Industrie. Derzeit erzeugen die österreichischen Biomasse-Heizwerke fast nur Wärme. Der Hauptgrund dafür ist die geringe Leistung der meisten Heizwerke und die Tatsache, dass in diesem Leistungsbereich bis vor kurzem ausgereifte KWK-Technologien zur Verfügung standen, sowie die niedrigen erzielbaren Volllaststunden und zu niedrige Einspeisetarife. Das könnte sich in der Zukunft ändern, wenn innovative Kleinheizkraftwerktechnologien weiterentwickelt und die Einspeisekonditionen verbessert werden. Letzteres war 1999 in einigen Bundesländern bereits der Fall.

3.1.2 Dänemark

In Dänemark werden ca. 67% des Wärmemarkts durch Nah-/Fernwärme abgedeckt. Es gibt ungefähr 350 Anlagen mit einer Anschlussleistung von 19 GW; im Jahre 1996 lieferten sie 127 PJ. Größere Heizkraftwerke sind mit ca. 55% die Hauptlieferanten von Nah-/Fernwärme, Heizwerke und Kleinheizkraftwerke tragen je ca. 20% bei, der Rest wird in industriellen Heizwerken produziert. Die Hauptbrennstoffe sind Erdgas, Kohle und Müll, Biomasse stellt einen Anteil von ca. 10% der Primärenergie. Die wichtigsten Brennstoffe sind Haushaltsabfälle, die in DK zur Biomasse gezählt werden, Stroh und verschiedene Arten von Holzbrennstoffen. Die Waldfläche Dänemarks betrug 1995 417.000 Hektar (das sind 10% der Gesamtfläche), die Getreideanbaufläche betrug 1.500.000 Hektar.

Die jährliche Strohproduktion ist wetterabhängig. 1995 wurde ca. 20% der gesamten Strohernte - das entspricht 13 PJ - für Heizung und Stromerzeugung genutzt. Die 62 strohbefeuerten Heizwerke in Dänemark verbrauchten 4 PJ; 2,2 PJ wurden von Heizkraftwerken verbraucht, und Bauernhöfe verbrauchen 6,8 PJ in ca. 10.000 kleinen Öfen.

Der Handel mit Stroh für Energiezwecke wird durch Lieferverträge mit einzelnen Strohproduzenten bzw. mit einem Verband von Strohproduzenten dominiert. Ein kleiner Anteil wird von landwirtschaftlichen Maschinenringen geliefert. Die Heizwerke und Heizkraftwerke schließen meist langfristige Strohlieferverträge ab, normalerweise über mehrere Jahre, um ihre Wärme- oder Stromlieferverpflichtung abzusichern. Einige Heizwerke ziehen es vor, ihr Stroh auf dem Spotmarkt zu kaufen, wo ein günstigerer Preis erzielt werden kann.

Der Strohmarkt ist durch Überproduktion gekennzeichnet, aber die Nutzung von Stroh zur Stromerzeugung wird wahrscheinlich deutlich ansteigen, da die dänischen Kraftwerke zugestimmt haben, Biomasse statt Kohle zu nutzen. 1995 lag der Strohpreis bei ca. 115 DKR/MWh (16 €/MWh).

20,3 PJ des dänischen Energieverbrauchs werden durch verschiedene Holzbrennstoffe abgedeckt (1996). Dieser Wert ist etwas unsicher, da Holz unterschiedlichster Herkunft als Brennstoff genutzt wird (Holz aus dem Wald und aus Gärten, Abfallholz, Nebenprodukte der Holzverarbeitung, etc.). Es wird als Brennstoff in Holzöfen, offenen Kaminen, Heizkesseln sowie Fernwärme- und Heizkraftwerken genutzt. 1996 verbrauchten die Nah-/Fernwärmeheizwerke 4,5 PJ, die Heizkraftwerke 0,3 PJ, die Industrie 0,8 PJ und private Haushalte 10,2 PJ.

Alte, ursprünglich mit Kohle befeuerte Heizwerke wurden ohne Probleme auf Holzpellets umgestellt. Ungefähr 80% der komplett neu gebauten, holzbefeuerten Heizwerke und Heizkraftwerke verwenden Forsthackschnitzel, der Rest Holzpellets, Hackschnitzel aus der Industrie, Rinde und andere reine Industrieabfälle.

Die Produktion von Holzpellets beträgt ca. 150.000 Tonnen. Die Steigerungsmöglichkeiten sind durch die verfügbaren Mengen von Sägemehl und Spänen begrenzt und es ist schwierig, die Produktion an die tatsächliche Nachfrage anzupassen. Holzpellets sind teurer als Hackschnitzel, aber billiger als Kohle, da auf fossile Brennstoffe Energie- und Umweltsteuern aufgeschlagen werden.

1996 lag die Hackschnitzelproduktion bei ca. 700.000 m³ (lose). Der Großteil stammte aus den Wäldern im Nordwesten Dänemarks. Nach Schätzungen könnte die Hackschnitzelproduktion verdoppelt werden, wenn es einen Markt dafür gäbe.

Die Hackschnitzel werden vorwiegend an die 43 hackschnitzelbefeuerten Heizwerke verkauft, wo sie 80 - 90% des Brennstoffbedarfs decken. Der Hackschnitzelmarkt wird von zwei Hauptlieferanten dominiert, von denen jeder ca. ein Drittel des Gesamtaufkommens stellt. Der Rest wird von 6 bis 7 privaten Lieferanten/Waldbesitzern produziert. Die Heizwerke gehen meist 2- bis 4-Jahresverträge mit einem Lieferanten ein, aber ein beträchtlicher Teil des Verbrauchs wird mit kurzfristigen Verträgen oder auf dem Spotmarkt abgedeckt. Langfristige Verträge sichern zwar die Versorgung, aber der Kauf auf dem Spotmarkt ist billiger. Der Preis für Hackschnitzel betrug 1995 ca. 125 DKr/MWh (17 €/MWh) und bemisst sich nach dem jeweiligen Energiegehalt. Bei der Anlieferung werden Gewicht und Wasseranteil ermittelt und der Preis entsprechend angepasst.

Die dänische Regierung und die Opposition sind übereingekommen, die Waldfläche Dänemarks in den nächsten 100 Jahren zu verdoppeln. Die Prognose für den jährlichen Zuwachs ist 1%, und langfristig wird sich der jährliche Ernteertrag wahrscheinlich verdoppeln.

Es wird viel Forschung über Brennstoffe aus schnellwachsenden Pflanzen betrieben. Im Vergleich zu Stroh und Holz ist der Stellenwert dieser Brennstoffe derzeit noch unbedeutend, aber es wird erwartet, dass sie im Jahr 2025 40 - 50 PJ zur Energieversorgung Dänemarks beitragen werden.

3.1.3 Frankreich

1994 wurde von ADEME in Zusammenarbeit mit 3 französischen Ministerien (Industrie, Forschung und Landwirtschaft) ein Brennholzplan vorgeschlagen und eingeführt. Dieses staatliche Programm hat die Förderung und weitere Verbreitung holzbefuerter Anlagen zum Ziel. Bis 1997 wurden in Frankreich ca. 190 Biomasseanlagen errichtet; das entspricht einer Anschlussleistung von 160 MW und einem gesamten Holzverbrauch von 1,8 PJ. Die Entwicklung zeigt eine rasante Beschleunigung, 1999 wurden bereits 180 neue Anlagen errichtet.

Der gesamte französische Brennholzverbrauch wird auf ca. 418 PJ pro Jahr geschätzt (das entspricht 4% des französischen Energieverbrauchs) und teilt sich wie folgt auf:

- 364 PJ Einfamilienhäuser
- 12,5 PJ Mehrfamilienhäuser und Dienstleistungsbetriebe
- 41,8 PJ Holzindustrie (Heizung, Dampf, Strom)

Die größten holzbefeuerten Anlagen mit Kapazitäten von 80 bis 100 MW_{th} stehen in Zellstoff- und Papierfabriken.

In Frankreich werden drei verschiedene Arten von Holz verwendet:

- *Holz aus dem Wald*: ein reichlich vorhandener Rohstoff. Trotz seiner weiten Verbreitung im ganzen Land schwankt der Preis je nach Ernte-, Transport- und Verarbeitungskosten; der beste, allerdings auch der teuerste Brennstoff.
- *Sägenebenprodukte und Abfälle aus der Holzindustrie* in begrenzter Menge und niedriger Qualität vorhanden, ein billiger Brennstoff.
- *Altholz* wie z.B. alte Verpackungen, Bauholz etc.; niedriger Preis aufgrund der chemischen Behandlung.

Kennzeichnend für Frankreich ist die Vielzahl kleiner privater Forstbetriebe ohne gemeinsame Strukturen. Daher leidet die Entwicklung des Brennholzsektors unter mangelnder Organisation und Transparenz.

Im Haushaltsbereich ist das Verteilungssystem weitgehend informell. In einigen Regionen Frankreichs scheint die Brennholzbeschaffung dank der Entwicklung kommerzieller Vertriebssysteme sowie einzelner Initiativen und Kampagnen zur Förderung von Brennholz (durchgeführt von ADEME und anderen Organisationen, die sich mit der Entwicklung dieses Energieträgers beschäftigen) besser zu werden.

Im Industriesektor nutzen die Zellstoff- und Papierfabriken sowie die Sägewerke ihre Holzabfälle vorwiegend selbst. Wenn Brennmaterial verkauft wird, sind die Abnehmer Kunden aus der Umgebung.

Bei den Mehrfamilienhäusern und im Dienstleistungssektor müssen zwei Arten von holzbefeuerten Anlagen unterschieden werden:

- Größere Kessel mit 1 bis 5 MW, an die Nah-/Fernwärmenetze angeschlossen sind und die vorwiegend mit Sägenebenprodukten befeuert werden.
- Kleinere Kessel mit 100 bis 500 kW in ländlichen Bereichen, die vorwiegend mit Holz aus den Wäldern betrieben werden.

3.1.4 Schweden

Biomasse wird in Heizwerken, in der Zellstoff- und Papierindustrie und in Einfamilienhäusern eingesetzt. Der Anteil der Biomasse an der gesamten schwedischen Energieversorgung lag 1997 bei ca. 15%. Von 1970 bis 1997 war ein Zuwachs von 155 PJ auf 328 PJ zu verzeichnen. In den letzten Jahren betrug die Zuwachsrate ca. 14,4 PJ pro Jahr. Das größte Potenzial für den weiteren Ausbau der Biomassenutzung - 432 PJ im Jahr 2020 - wird in den Forstabfällen (Schlagabraum) gesehen. Die Biomassenutzung im Nah-/Fernwärmesektor ist von 5,8 PJ im Jahr 1980 auf ca. 90 PJ im Jahr 1997 gestiegen. Davon hatten Holzbrennstoffe einen Anteil von 49 PJ, unraffiniertes Talgpech 5 PJ, Abfälle 17 PJ und Torf 11,5 PJ. Derzeit deckt Biomasse mehr als 50% des Verbrauchs von Nah-/Fernwärmenetzen; der Großteil des Marktzuwachses wird mit Holzbrennstoffen abgedeckt.

Die wichtigsten Holzbrennstoffe sind Abfälle von Schlägerungen und Sägenebenprodukte. Auch weiterverarbeitete Brennstoffe wie Briketts und Pellets wurden in den letzten Jahren vermehrt eingesetzt. Die Holzindustrie nutzt ihre Abfallprodukte (Hackschnitzel, Rinde, Sägemehl und Ablaugen) für die Prozesswärme- und Stromerzeugung. Die industrielle Biomassenutzung ist von 133 PJ im Jahr 1980 auf 194 PJ im Jahr 1997 gestiegen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Öl als Energiequelle vergleichsweise teurer geworden ist.

1997 wurden 13 PJ Biomasse für die Stromerzeugung genutzt, das entspricht 2,5% der gesamten Stromerzeugung. Die Stromerzeugung auf der Basis von Biomasse findet großteils im industriellen Sektor statt. Die Energiebehörde hat allerdings 1998 und 1999 7 Heizkraftwerken finanzielle Unterstützung für KWK-Anlagen gewährt, was die Stromerzeugung aus Biomasse um 2 PJ anheb. Das Ziel der Energiebehörde ist es, diesen Wert in fünf Jahren auf 2,7 PJ zu erhöhen.

Die Konkurrenzsituation der Biomasse gegenüber anderen Energieträgern:

Strom:

Während der letzten zwanzig Jahre hatte Schweden auf Grund seiner Atomenergiepolitik beträchtliche Überkapazitäten. Der Stromüberschuss und die niedrigen Preise machten die Elektroheizung zur verbreitetsten Alternative für Einfamilienhäuser in Schweden.

Durch die höhere Steuer auf Strom können heute Pellets und Briketts bei Einfamilienhäusern außerhalb von Nah-/Fernwärmenetzen preislich mit der Elektroheizung konkurrieren. Dieser Markt für die Umstellung von Strom auf Biomasse ist erst vor kurzem entstanden.

Heizöl:

Die Nutzung von Heizöl ist rapide zurückgegangen. So war z.B. 1994 Heizöl schwer mit weniger als 30% der Menge von 1979 am schwedischen Markt präsent. Für Heizzwecke wurde Heizöl mittlerweile weitgehend durch Strom und Nah-/Fernwärme ersetzt.

Kohle:

Nach dem Ölpreisschock der 70er Jahre wurde Kohle in Schweden zu einer interessanten Brennstoffalternative für Heizwerke über 10 MW. Während der 90er Jahre ging der Kohleverbrauch auf Grund steigender Energiesteuern auf Wärmeerzeugung und zusehends schärferer Umweltstandards stark zurück.

Erdgas:

Erdgas ist eine ernsthafte Konkurrenz für die Biomasse. Heute steht Erdgas nur im südwestlichen Teil Schwedens, ungefähr bis Gothenburg, zur Verfügung. Es wird schon seit Jahren diskutiert, ob man das russisch-finnische Erdgasnetz über Schweden mit dem Kontinent verbinden soll, eventuell auch unter Einschluss der norwegischen Erdgasfelder. Eine finnisch-norwegische Beratergruppe untersucht derzeit mit EU-Unterstützung diese Frage.

3.2 Unterschiede zwischen den nationalen Biomasse-Rahmenbedingungen

Folgende Kategorien nationaler Rahmenbedingungen wurden für die Untersuchung ausgewählt: staatliche Maßnahmen, Subventionen, Steuererleichterungen und Energie- bzw. Umweltsteuern, technische Standards, Sicherheitsstandards, Emissionsgrenzwerte und Brennstoffspezifikationen.

Die gesammelten Informationen über die unterschiedliche Situation in den einzelnen Staaten wurden analysiert. Die Energiegewinnung aus Biomasse wird durchwegs durch die **staatliche Energiepolitik** forciert. Während in Österreich eher die dezentrale Energieproduktion betont wird und regionale Energiepolitik eine wichtige Rolle spielt, fördert Dänemark neben dezentralen auch große zentrale Biomasse-Heizkraftwerke. In ländlichen Gebieten fördert DK die Umstellung von Wohnhausheizungen von fossilen Brennstoffen auf Biomasse. Frankreich startete ein nationales Programm („fuelwood plan“) zur Förderung und weiteren Verbreitung holzbefuerter Anlagen. In Schweden ist der Hauptmotor die Energiesteuer. Seit 1998 wird die Umstellung auf ein ökologisch und ökonomisch nachhaltiges Energiesystem durch ein Subventionsprogramm und ein langfristiges Forschungsprogramm unterstützt.

Die größten Unterschiede in den *„Rahmenbedingungen“* treten bei den **Subventionssystemen** und den **Energie- bzw. Umweltsteuern** auf. Während Österreich, Dänemark und Frankreich direkte oder indirekte Subventionsprogramme für die Unterstützung von Biomasse haben, existiert so etwas in Schweden nicht. Schweden hat aber hohe Energie- und Umweltsteuern, die sich auf die Wahl von Energiesystemen stark auswirken. Die Analyse zeigt, dass Österreich im Vergleich zu anderen Ländern ziemlich niedrige Steuern auf Öl hat. Auch die Steuern auf Erdgas sind in Österreich viel niedriger als in Dänemark und Schweden.

Es gibt einige Unterschiede bei den **technischen** und den **Sicherheitsstandards** (Österreich hat z.B. Mindestvorschriften für den Wirkungsgrad von Kesseln, andere Länder haben das nicht) und bei den **Brennstoffspezifikationen** (Schweden hat keine).

Auch die **Emissionsgrenzwerte** weisen einige Unterschiede auf. Während Österreich, Dänemark und Frankreich zumindest staatlich festgesetzte Grenzwerte für CO und Staub haben, gibt es in Schweden keine landesweit verbindlichen Emissionsgrenzwerte für Heizwerke unter 10 MW_{th} (nur eine Empfehlung); dieser Bereich wird auf kommunaler Ebene geregelt (die Grenzwerte werden von Kommunalbehörden festgelegt). Österreich hat auch regional unterschiedliche Grenzwerte, da die Energiepolitik ein ausgeprägt

regionales Anliegen ist. Frankreich hat landesweite Grenzwerte für alle Emissionen, Österreich hat keine für SO₂, Dänemark hat keine für NO_x (<50 MW), SO₂ und TOC.

4 Analyse der Investitionskosten für Komponenten von Biomasse-Heizwerken

4.1 Einleitung

Ursprünglich bezog die Analyse auch Heizkraftwerke ein; diese wurden jedoch im Laufe der Projektarbeit aus folgenden Gründen ausgeschlossen:

- Zuverlässige Daten zu (industriellen) Heizkraftwerken waren aus Gründen der Geheimhaltung nicht zu bekommen.
- Die Heizkraftwerke in den beteiligten Ländern wiesen eine sehr große Bandbreite an unterschiedlichen Eigenschaften auf, was einen sinnvollen Kostenvergleich äußerst schwierig macht (z.B. Brennstoff, Leistung, Technologie, Wirtschaftsbereiche). Die Gruppen vergleichbarer Heizkraftwerke waren daher statistisch zu wenig aussagekräftig für repräsentative Schlussfolgerungen.
- Wegen der stärkeren Präsenz multinationaler Unternehmen bei Heizkraftwerken ist anzunehmen, dass der Einfluss nationaler Rahmenbedingungen auf die Investitionskosten wesentlich geringer ist als bei Heizwerken.

4.1.1 Rahmenbedingungen für die Analyse

Jeder Projektpartner sammelte Daten zu **20 Biomasse-Heizwerken** nach den vereinbarten Kriterien, um die Vergleichbarkeit der Heizwerke zu gewährleisten und den Einfluss anderer Faktoren als der nationalen Rahmenbedingungen zu minimieren.

Die **Kriterien** für die Auswahl der untersuchten Anlagen waren:

- keine Dampfleitungsnetze;
- die Heizwerke sollten nicht älter als (ungefähr) 5 Jahre sein (die "ältesten" der untersuchten Anlagen wurden 1992/1993 in Betrieb genommen);
- es sollten nur Anlagen mit einer Mindestbetriebsdauer von 1 Jahr berücksichtigt werden;
- die Leistungsbandbreite sollte zwischen 0,5 und 10 MW_{th} liegen; die tatsächliche Bandbreite der untersuchten Anlagen liegt allerdings zwischen 0,36 und 8,0 MW_{th};
- es sollten Heizwerke sein, die vorwiegend Fernwärme (also nicht vorwiegend Prozesswärme) liefern; in Frankreich und Schweden wurden auch einige industrielle Prozesswärmeanlagen in die Analyse einbezogen (6 bis 8 Anlagen).

Daten zu den Investitionskosten stehen für folgende **Kategorien** zur Verfügung:

- Gesamtkosten (ohne MWSt)
- Gesamtkosten ohne Leitungsnetz (Kosten für das Leitungsnetz separat)
- Technische Ausrüstung (Kosten für Kessel, Rauchgasreinigung, Ascheausbringung, etc.)
- Investitionen für Gebäude
- Projektvorbereitungs- und Planungskosten

Die Kostenanalyse basiert auf den folgenden **Indikatoren**:

- Investitionskosten pro Wärmeleistungseinheit (€/kW)
- Investitionskosten pro Einheit erzeugter Wärme (€/MWh, bezogen auf 3000 Heizgradtage)
- Gebäudekosten absolut und pro Speichervolumeneinheit (€, €/m³)
- Leitungsnetzkosten pro Längeneinheit (€/km)

Dazu ist anzumerken, dass es sich nicht um eine statistische Analyse im engeren Sinn handelt, da 20 Heizwerke pro Land eine ziemlich kleine Stichprobe darstellen. Dennoch konnte das BIO-COST-Team anhand der Ergebnisse der Daten-/Kostenanalyse mögliche "Cost Best Practice" Potenziale identifizieren, die der weiteren qualitativen Diskussion in den nächsten Projektphasen zugrunde gelegt werden konnten.

Die Datenanalyse gliedert sich in folgende **Untergruppen**:

- **Alle Heizwerke**: alle untersuchten Biomasse-Heizwerke (zusammen 82 Heizwerke in 4 Ländern)
- **Heizwerke**: nur Heizwerke mit dem Hauptzweck Nah-/Fernwärme
- **Neue Heizwerke**: nur komplett neu gebaute Nah-/Fernwärmeheizwerke (keine industriellen Heizwerke)
- **Brennstofftypen**: die Stichprobe wird in 4 Brennstoffgruppen aufgegliedert (nur feste Brennstoffe):
 - Typ 1: Hackschnitzel (ein weniger feuchter Brennstoff, kann auch mit Sägemehl kombiniert sein)
 - Typ 2: Rinde (ein feuchter Brennstoff, kann auch mit Sägemehl kombiniert sein)
 - Typ 3: Pellets/Briketts (ein trockener, aufbereiteter Brennstoff)
 - Typ 4: Stroh
- Anlagen mit **Rauchgaskondensation**
- Anlagen mit hochwertiger **Rauchgasreinigung** (Elektrofilter, Gewebefilter, Kondensation)
- **Industrielle Heizwerke**: alle Heizwerke, die vorwiegend Prozesswärme erzeugen

4.1.2 Nationale Besonderheiten

Die **österreichischen** Heizwerke sind alle echte Nah-/Fernwärmeheizwerke (d.h. keine industriellen Heizwerke), die komplett neu gebaut wurden und Brennstoffe der Typen 1 und 2 verfeuern. Die Hälfte davon verfügt über hochwertige Rauchgasreinigungssysteme, 6 davon sind mit Rauchgaskondensationsanlagen ausgestattet.

Auch alle **dänischen** Heizwerke sind echte Nah-/Fernwärmeheizwerke. Es wurden jedoch nur 13 von ihnen komplett neu gebaut, der Rest ist in bereits existierende Leitungsnetze oder Gebäude integriert. Sie verwenden vorwiegend Brennstoffe vom Typ 2 (Dänemark ist das einzige Land, wo in einigen Anlagen Stroh (Typ 4) verfeuert wird) und haben den höchsten Anteil an modernen Rauchgasreinigungssystemen (18 Heizwerke), von denen die meisten (14) mit Rauchgaskondensationsanlagen ausgerüstet sind.

In der **französischen** Stichprobe sind 6 industrielle Heizwerke enthalten. Von den verbleibenden Heizwerken wurden 12 komplett neu gebaut. Hauptbrennstoff ist Typ 1 (manchmal Typ 2). Sie haben den geringsten Anteil an Rauchgasreinigungs- (4 Heizwerke) und Rauchgaskondensationsanlagen (keines).

Die **schwedische** Stichprobe enthält ein industrielles Heizwerk (drei, wenn man auch Mischformen berücksichtigt). Sie verfeuern Brennstoffe der Typen 1 und 3 (Schweden ist das einzige der untersuchten Länder, wo Pellets/Briketts verwendet werden). Die technische Ausrüstung ist ähnlich wie in Österreich; 8 Heizwerke haben moderne Rauchgasreinigungssysteme, 5 sind mit Rauchgaskondensationsanlagen ausgestattet.

Im folgenden Abschnitt erfolgt die Analyse der technischen und finanziellen Daten. Da nicht alle Untergruppen für alle Komponenten relevant sind (z.B. sind Daten zum Leitungsnetz am relevantesten für die Untergruppe "Neue Heizwerke"), bezieht sich die Analyse immer nur auf die Gruppe, für die die untersuchten Daten relevant sind, z.B. (*Alle Heizwerke*).

4.2 Analyse der technischen Daten

Die Analyse beruht auf leistungsmäßig gut vergleichbaren Heizwerken - die durchschnittliche **Wärmeleistung** beträgt in allen 4 Ländern um die 3 MW_{th} (*Alle Heizwerke*).

Die Unterschiede in der Länge des **Fernwärmeleitungsnetzes** sind beträchtlich (*Neue Heizwerke*). Die Leitungsnetze in Dänemark sind durchschnittlich zweimal so lang wie jene in Österreich; die Netze in Österreich sind beinahe zweimal so lang wie jene in Schweden und Frankreich. Es muss aber erwähnt werden, dass in Dänemark im Durchschnitt mehr als 400 Verbraucher an ein Heizwerk angeschlossen sind.

Die langen Leitungsnetze in Dänemark und Österreich haben natürlich einen sehr geringen **Netznutzungsgrad** zur Folge (MWh_{th}/km). Da sie mit der Netzlänge korrelieren, sind auch die **Verteilungsverluste** (das Verhältnis zwischen der in einem Jahr verkauften und erzeugten Wärme) in Dänemark am höchsten (29%), gefolgt von Österreich (19%), Frankreich (15%) und Schweden (9%) (*Heizwerke*).

Die **jährliche Wärmeproduktion** ist in Schweden und Dänemark am höchsten, ein Ergebnis, das in Anbetracht der großen Differenzen bei den **Volllaststunden** auch zu erwarten war (die Werte der Untergruppen *Alle Heizwerke* und *Neue Heizwerke* unterscheiden sich nur geringfügig). Die schwedischen und dänischen Heizwerke haben im Vergleich zu den österreichischen ungefähr doppelt so viele Stunden (Frankreich liegt in der Mitte); diese Tatsache verdient besondere Beachtung. Die hohen Volllaststunden werden durch den Einsatz von Pufferspeichern und Öl-Spitzenlastkesseln erreicht.

Um **klimatische Unterschiede** innerhalb der Stichprobe zu berücksichtigen, wurden die in MWh_{th} ausgedrückten Daten sowohl mit den tatsächlichen als auch mit nivellierten (3000) Heizgradtagen berechnet. Dabei bleiben aber starke Temperaturschwankungen außer Betracht. Der Gradient der kumulativen jährlichen Wärmebedarfskurve (kW/h) ist in Österreich wegen einiger sehr kalter Tage steiler als in Dänemark oder Schweden. Das erklärt zum Teil die Unterschiede bei den Volllaststunden.

Interessant sind die Unterschiede in den Biomasse-Lagerkapazitäten (Abbildung 5). Im Verhältnis zur erzeugten Wärme (m³/kWh) ist die Lagerkapazität in Österreich ungefähr 6 bis 7 mal größer als in den anderen Ländern. Das muss beim Vergleich der

Gebäudekosten berücksichtigt werden. Abbildung 1 zeigt alle technischen Basisdaten für die Untergruppe *Neue Heizwerke*.

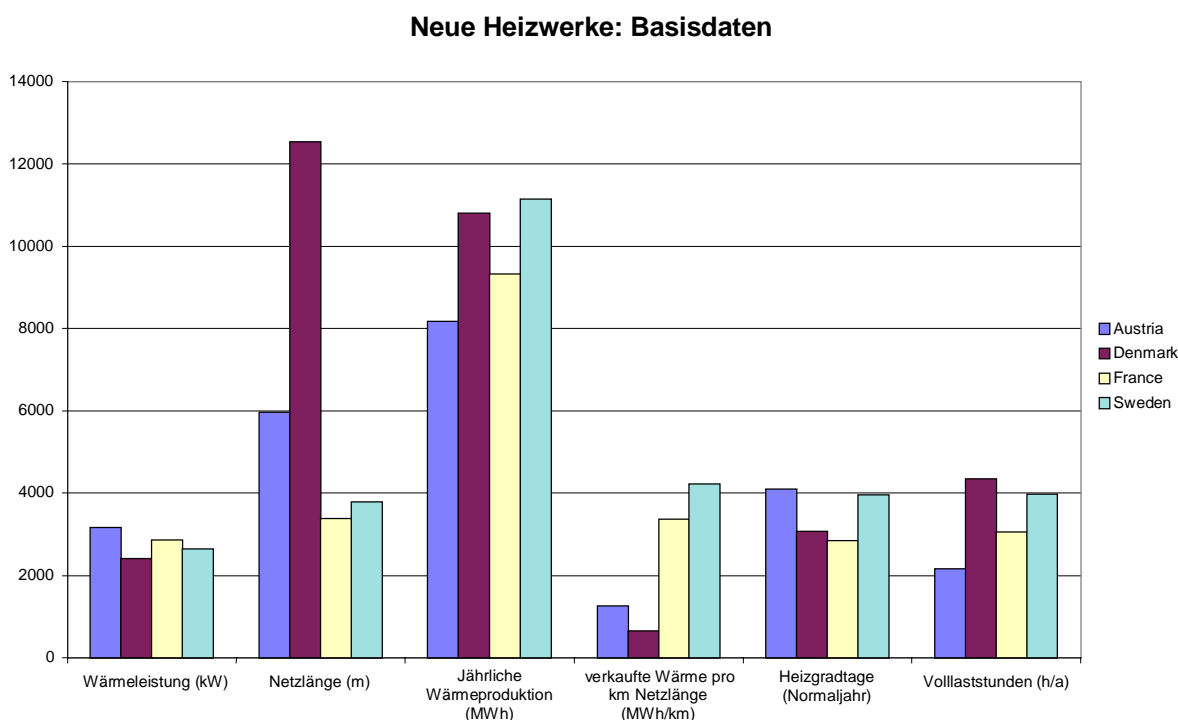


Abbildung 1: Technische Basisdaten (Durchschnittswerte) für Untergruppe Neue Heizwerke.

4.3 Analyse der Investitionskosten

4.3.1 Allgemeine Bemerkungen

Es gibt eine auffällige Ähnlichkeit zwischen den einzelnen Ländern, nämlich sehr große Unterschiede bei den spezifischen Investitionskosten innerhalb der jeweiligen Stichprobe. Es ist nicht möglich, eine Kostendegression oder eine sonstige eindeutige Korrelation zwischen Investitionskosten und bestimmten einzelnen Merkmalen zu identifizieren. Das Verhältnis von der oberen zur unteren statistischen 95%-Grenze (dabei werden die höchsten und die niedrigsten Werte herausgenommen) schwankt zwischen 1,4 und 1,7 (Gesamtkosten der Anlage/kW, *Neue Heizwerke*). Bei einzelnen Komponenten kann dieser Faktor sogar noch höher sein (z.B. bei Gebäuden über 2,0).

Für die verschiedenen Kostenkategorien sind verschiedene Untergruppen relevant. Bei Betrachtung der Gesamtkosten ist das z.B. die Untergruppe *Neue Heizwerke*, da sie keine Heizwerke enthält, bei denen schon Teile vorhanden waren (insbesondere Leitungsnetze oder Gebäude). So ist auch der Vergleich verschiedener *Brennstofftypen* nur für die technische Ausrüstung (Kessel) relevant. Dasselbe gilt für *Kondensationsheizwerke* und *hochwertige Rauchgasreinigung*. Aus diesem Grund sind die Analysen jeweils auf die relevanten Untergruppen des Samples bezogen.

In einem ersten Analyseschritt werden die Investitionskosten zur Wärmeleistung in Beziehung gesetzt (€/kW), in einem zweiten Schritt zur erzeugten Wärme (€/MWh).

4.3.2 Investitionskosten im Verhältnis zur Wärmeleistung

Abbildung 2 zeigt die Investitionskosten pro Leistungseinheit für die Untergruppe *Neue Heizwerke*

Die Analyse für *Alle Heizwerke* zeigt, dass die schwedischen und die französischen Anlagen mit Abstand die geringsten **Gesamtinvestitionskosten** aufweisen (beide ca. 440 €/kW). Dieses Verhältnis bleibt für die Untergruppe *Neue Heizwerke* gleich (keine industriellen Heizwerke bzw. keine mit schon vorhandenen Komponenten), jedoch steigen die Investitionen in Frankreich und Schweden wie erwartet auf ca. 600 €/kW. Bei den österreichischen Heizwerken bleiben die Kosten bei ca. 830 €/kW (alle komplett neu gebaut), während die Gesamtkosten in Dänemark von 1.154 auf ca. 1.500 €/kW steigen. Es muss festgehalten werden, dass Abbildung 2 eine Mischung der verschiedenen Brennstofftypen und Technologien zeigt (in Abbildung 3 und 4 werden sie unterschieden); so befinden sich z.B. unter den neuen Heizwerken in Dänemark (13) auch 4 strohbefeuerte.

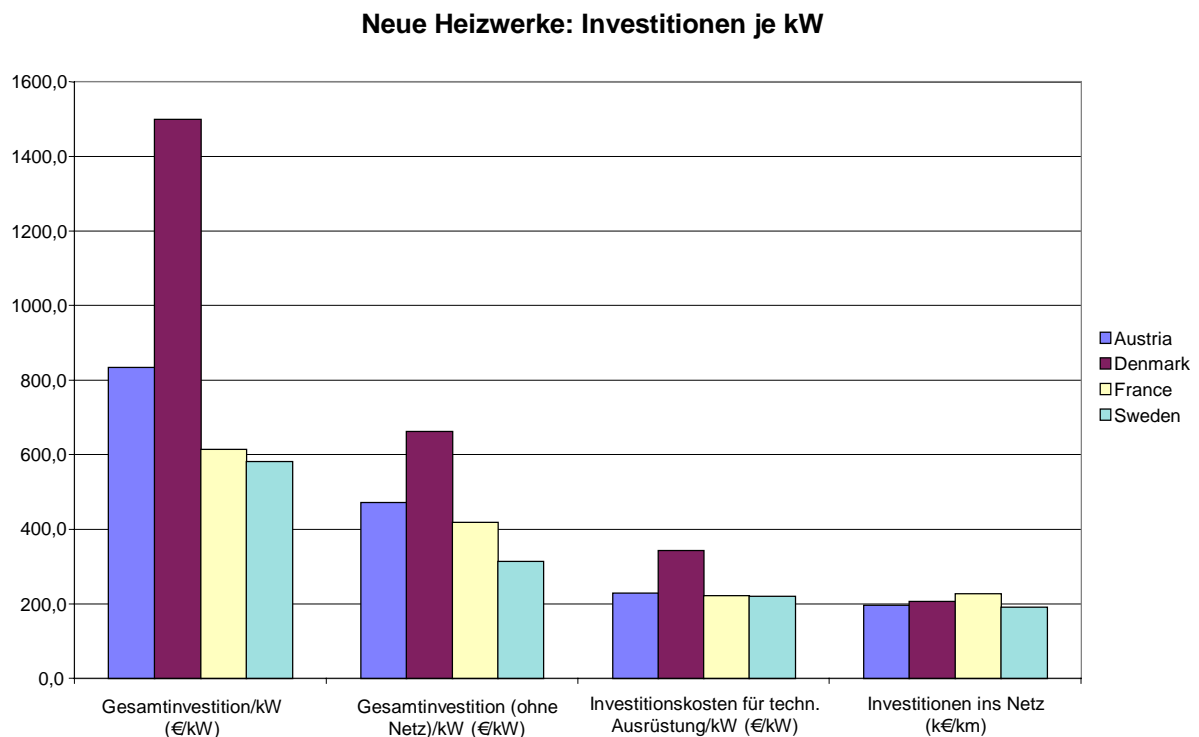


Abbildung 2: Investitionskosten im Verhältnis zur Wärmeleistung (€/kWth)

Die **Leitungsnetzskosten** sind in den Ländern sehr ähnlich (*Neue Heizwerke*). Werden die Leitungskosten aus den Gesamtkosten herausgenommen, gilt für die restlichen **Gesamtinvestitionen/ohne Netz** ein ähnliches Kostenverhältnis wie für die Gesamtkosten. Die schwedischen Heizwerke haben die niedrigsten Kosten (265 €/kW für *Alle Heizwerke*, 314 für *Neue Heizwerke*), die dänischen immer noch die höchsten (ca. 572 €/kW für *Alle Heizwerke*, 662 für *Neue Heizwerke*).

Die Investitionskosten für die **technische Ausrüstung** (Kessel, Rauchgasreinigungsanlage etc.) sind in Frankreich am niedrigsten (175 €/kW, *Alle Heizwerke*), möglicherweise auf Grund der in der Untergruppe enthaltenen industriellen Heizwerke. In der Untergruppe *Neue Heizwerke* sind die Kesselkosten in A, S und F

beinahe gleich. Nur in Dänemark liegen die Kosten ungefähr um den Faktor 1,5 höher. Bei allen neuen dänischen Heizwerken beinhalten die Kesselkosten auch die Ausfallsicherungs- und Spitzenlastsysteme (was bei den neuen Heizwerken der anderen Länder nicht der Fall ist). In DK liegen die Kosten für die ölbefeuerte Kesselanlage zur Spitzenlastabdeckung in der Größenordnung von 10 bis 15% der gesamten Kesselkosten. Von der dänischen Untergruppe neuer Heizwerke hatte eine Mehrheit aufwendige Technologien (von den 13 neuen Heizwerken waren 4 strohbefeuert und 7 der 8 mit feuchten Hackschnitzeln befeuerten Heizwerke waren mit Rauchgaskondensationsanlagen ausgerüstet, was in den meisten Fällen auch die Kondensatbehandlung einschließt). Die dadurch entstehenden Mehrkosten senken allerdings zum Teil die Betriebskosten.

Die Auswirkung verschiedener Brennstofftypen auf die Investitionskosten ist relevant für die **technische Ausrüstung** (Kessel, Rauchgasreinigungsanlage, etc.). Abbildung 3 zeigt, wie diese Kosten von den Brennstofftypen abhängen. Es muss angemerkt werden, dass die Untergruppe nach verschiedenen Brennstofftypen - auf Grund der kleinen Anzahl von Heizwerken - statistisch nicht sehr aussagekräftig ist (das gilt auch für Abbildung 4). Die Ergebnisse entsprechen den Erwartungen. Strohbeheizte Kessel sind am teuersten (in DK sind strohbefeuerte Kessel (Typ 4) um ca. 13% teurer als jene für feuchte Brennstoffe). Kessel für feuchte Brennstoffe sind teurer als solche für weniger feuchte Brennstoffe, z.B. liegen in Frankreich die Kosten für rindenbeheizte Kessel (Typ 2) ungefähr 40% über jenen für hackschnitzelbeheizte (Typ 1, 165 €/kW). An der österreichischen Stichprobe ist das jedoch nicht zu beobachten (mangels statistischer Aussagekraft). Am billigsten sind pellet-/brikettbeheizte Kessel mit 160 €/kW (Typ 3), die darum in DK zum Einsatz kommen.

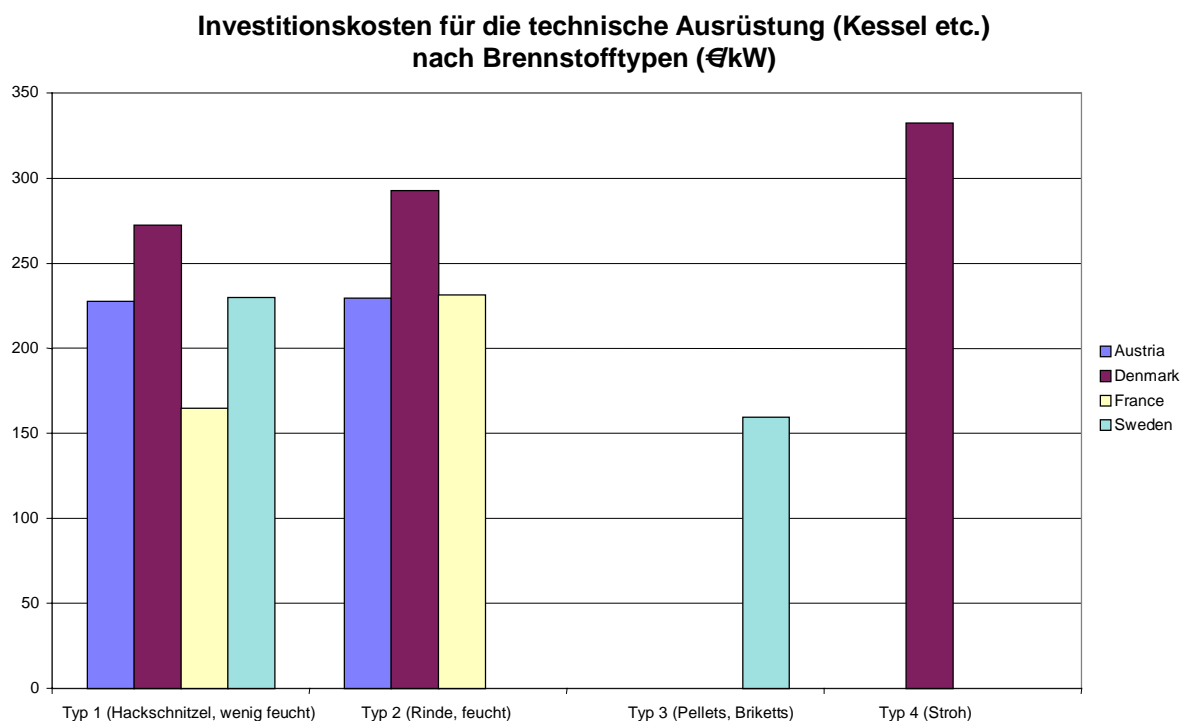


Abbildung 3: Investitionskosten für die technische Ausrüstung nach Brennstofftypen (€/kW)

Andere für die **technische Ausrüstung** relevante technologische Unterschiede betreffen die Rauchgasbehandlung. Wie aber Abbildung 4 zeigt, können aus der untersuchten

Stichprobe keine merklichen Einflüsse abgeleitet werden. Dies ist wohl auf die Überlagerung durch andere kostenrelevante Faktoren zurück zu führen. Schwedische Untersuchungen (Tabelle 1) zeigen, dass besonders bei kleinen Heizwerke (1 MW) die zusätzlichen Elektrofilter die Gesamtinvestitionskosten um bis zu 50% erhöhen können, bei größeren Heizwerken (5 - 10 MW) um ca. 10%. Ein weiterer Hinweis auf den Einfluss der Rauchgasbehandlung auf die technischen Kosten ergibt sich aus einem Vergleich des einzigen neuen dänischen hackschnitzelbefeuerten Heizwerks ohne Rauchgaskondensation (1,4 MW in Byrum) mit den beiden anderen neuen, gleich großen Heizwerken, die mit Rauchgaskondensationsanlagen ausgerüstet sind. Obwohl das Heizwerk in *Byrum* eine teurere Lösung mit zwei getrennten Kesseln für Hackschnitzel aufweist, belaufen sich die Kosten für die technische Ausrüstung auf lediglich 238 €/kW. Im Gegensatz dazu liegen die technischen Kosten der beiden ähnlich großen Heizwerke in *Glesborgund Oerum* (beide 1,52 MW) in der Größenordnung von 400 €/kW.

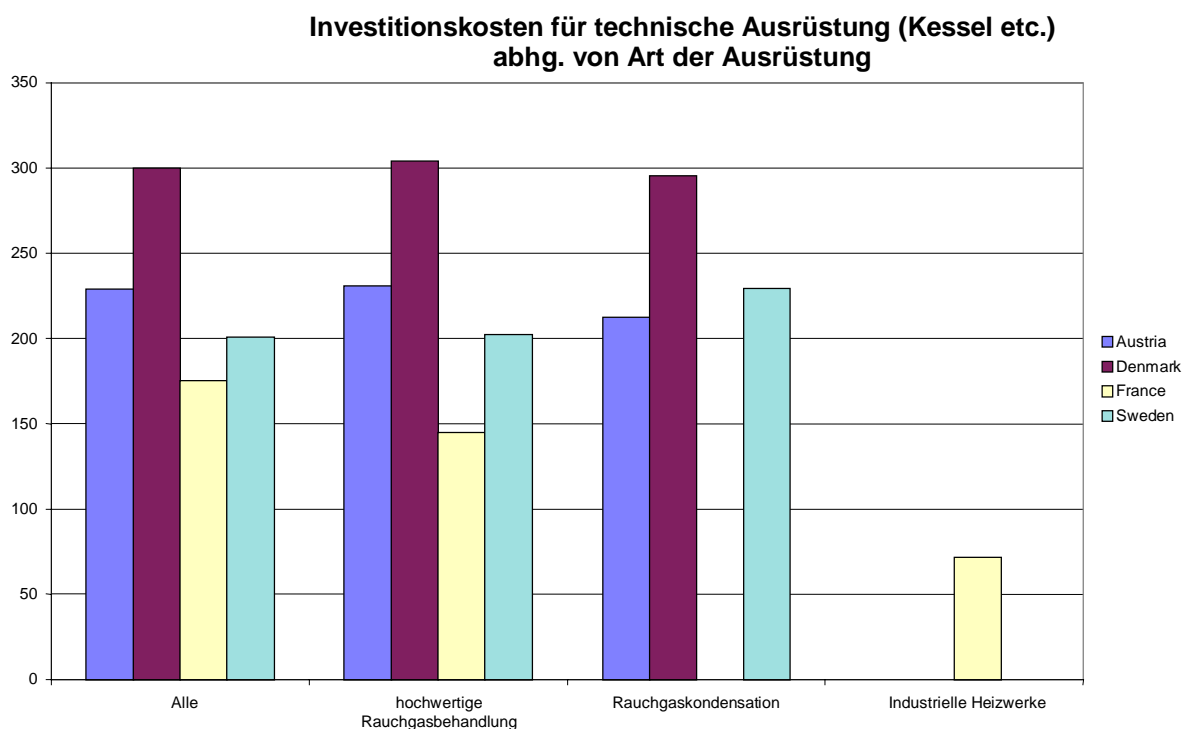


Abbildung 4: Vergleich der Investitionskosten für die technische Ausrüstung verschiedener Untergruppen von Heizwerken (€/kW)

Das mag - neben der Tatsache, dass es in DK einen hohen Anteil von Rauchgaskondensation bzw. Strohfeuerung gibt (alle mit Schlauchfiltern) - die Erklärung dafür sein, dass die dänischen Kessel in jeder Untergruppe die höchsten Investitionskosten aufweisen.

Tabelle 1: Einfluss der Elektrofilter auf die Gesamtinvestitionskosten (Quelle: Schwedische Umweltschutzkommission)

Rauchgasreinigungssystem	Multi-Zyklon		Elektrofilter		Multi-Zyklon		Elektrofilter		Multi-Zyklon		Elektrofilter	
	1,2	3	1,2	3	1,2	3	1,2	3	1,2	3	1,2	3
Brennstofftyp												
Wärmeleistung, MW		1		1		5		5		10		10
Kosten Mio €	0,34	0,29	0,34	0,29	1,72	1,43	1,72	1,43	3,43	2,86	3,43	2,86
Elektrofilter Mio€			0,17	0,17			0,17	0,17			0,23	0,23
Gesamtkosten Mio€	0,34	0,29	0,51	0,46	1,72	1,43	1,89	1,60	3,43	2,86	3,66	3,09
Kosten Mio€/MW	0,34	0,29	0,51	0,46	0,34	0,29	0,38	0,32	0,34	0,29	0,37	0,31
Kostenverhältnis				1,5	1,59		1,12	1,10			1,09	1,07

Abbildung 4 zeigt auch die Kosten für die technische Ausrüstung **industrieller Heizwerke**. Diese Daten ergeben sehr interessante Kostenunterschiede, da die technische Ausrüstung der französischen industriellen Heizwerke um fast 60% billiger als die der Untergruppe *Alle Heizwerke*. Einschränkend muss freilich vermerkt werden, dass der hydraulische Teil industrieller Heizwerke wesentlich weniger aufwendig ist, als der von Fernwärmewerken.

Alle Heizwerke: Investitionen/kW

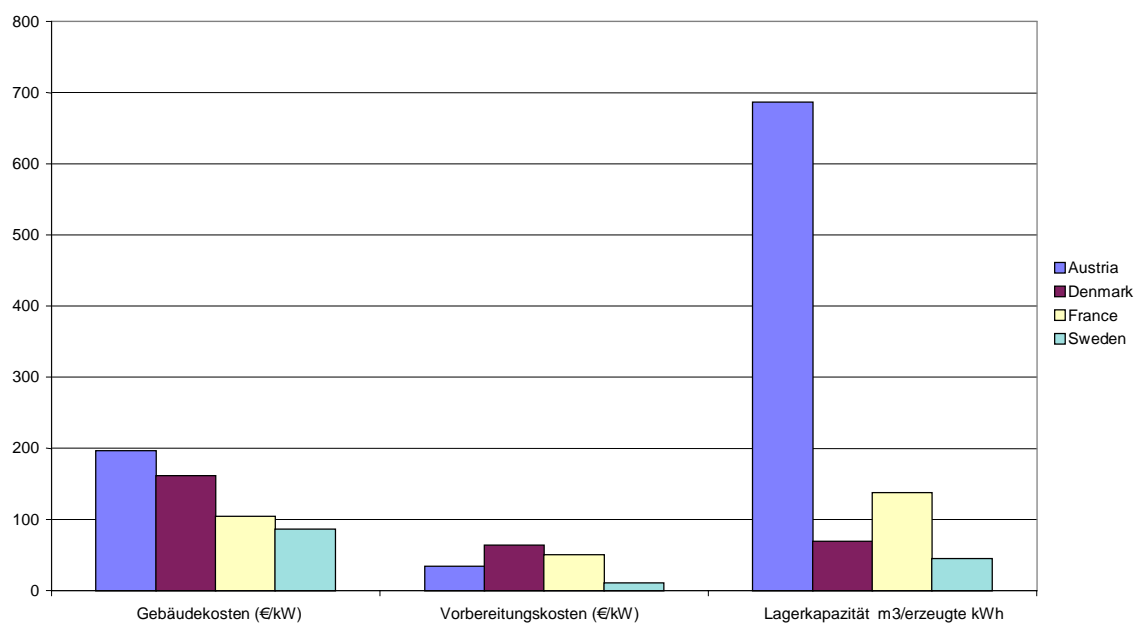


Abbildung 5: Investitionskosten für Gebäude, Projektvorbereitung, Lagerkapazität (€/kW)

Interessant ist auch der Vergleich der **Gebäudekosten** (Abbildung 5). Die Kosten pro kW sind im Durchschnitt in Österreich am höchsten, beinahe doppelt so hoch wie jene in Schweden und Frankreich (*Alle Heizwerke*). Werden nur komplett neu gebaute Heizwerke betrachtet (Untergruppe Neue Heizwerke), erhöhen sich die Werte für Frankreich und Schweden auf 146 €/kW bzw. 102 €/kW, verglichen mit der Untergruppe *Alle Heizwerke* (die Gebäudekosten in Dänemark sinken überraschenderweise auf 155). Die hohen Gebäudekosten in Österreich korrelieren mit den unverhältnismäßig großen Brennstofflagerräumen.

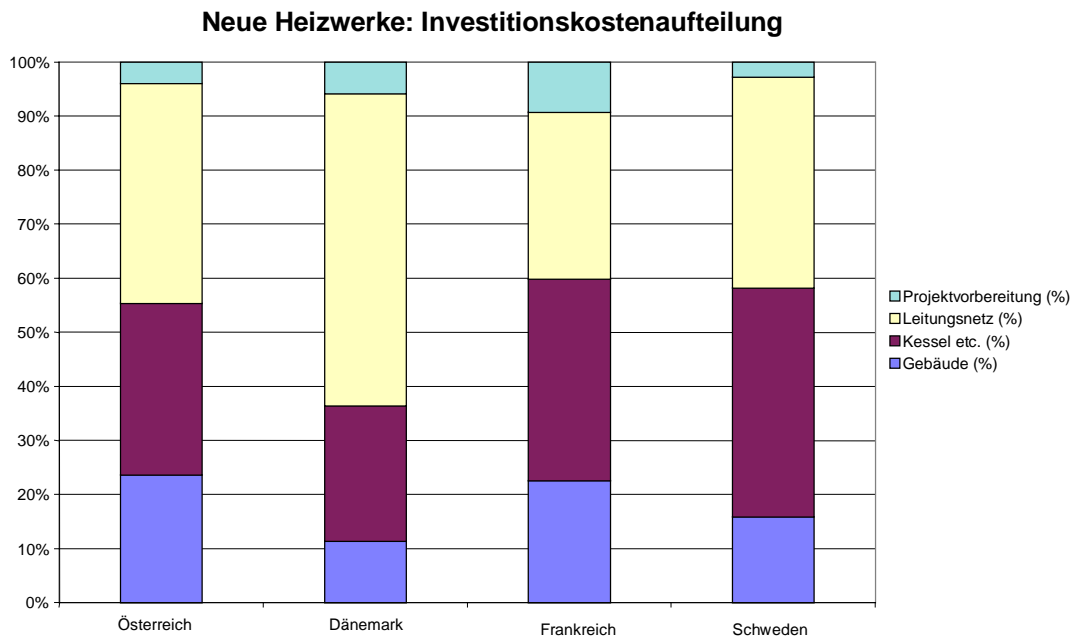


Abbildung 6: Kostenaufteilung (%) auf verschiedene Komponenten in den einzelnen Ländern

Die **Projektvorbereitungs- und Planungskosten** (Abbildung 5) sind in Dänemark und Frankreich am höchsten. Schweden hat die weitaus niedrigsten Kosten.

Abbildung 6 zeigt die **Kostenaufteilung** auf verschiedene Heizwerkkomponenten in den einzelnen Ländern (*Neue Heizwerke*). Während in Österreich (und Frankreich) der Anteil der Gebäude am größten ist und in Dänemark der des Leitungsnetzes, ist in Frankreich und besonders in Schweden der Anteil der Kesselkosten größer und der Anteil der Netzkosten kleiner. In Frankreich ist der Anteil der Projektvorbereitungskosten mit Abstand am größten.

4.3.3 Investitionskosten im Verhältnis zur erzeugten Wärme

Das Bild ändert sich, wenn die Investitionen auf die erzeugte Wärme bezogen werden (Abbildung 7). Dieser Indikator zeigt eher die (technische) Planungsqualität der Heizwerke. Hier hat Österreich die höchsten spezifischen Kosten (*Alle Heizwerke* und *Neue Heizwerke*). Schweden ist auch bei diesem Indikator das Land mit den geringsten Gesamtkosten (128 €/MWh, *Alle Heizwerke*). Nimmt man die Heizwerke mit schon vorhandenen Teilen sowie die *industriellen Heizwerke* heraus (das entspricht der Untergruppe Neue Heizwerke), erhöhen sich die spezifischen Kosten um 28% (DK) bis 40% (F). Schweden hat noch immer die besten Werte (175 €/MWh, *Neue Heizwerke*). Wegen der hohen Anzahl an Vollaststunden hat auch Dänemark trotz seines sehr langen Leitungsnetzes und hoher Kosten/kW ziemlich bescheidene Kosten pro MWh.

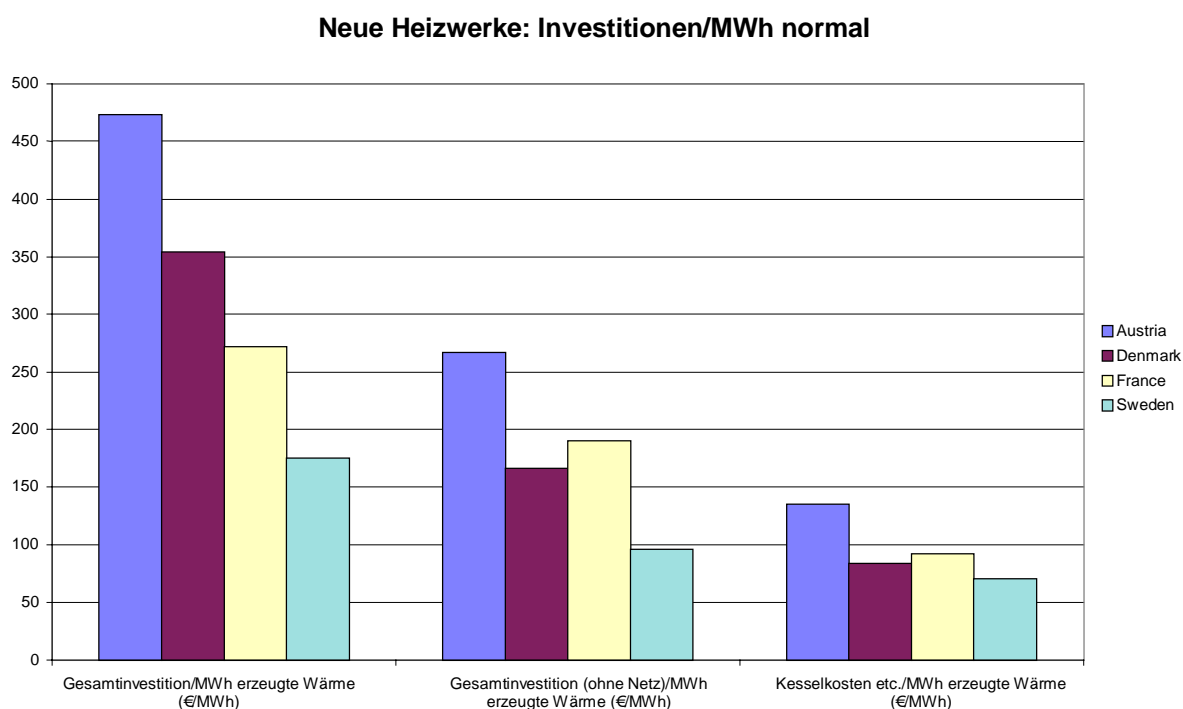


Abbildung 7: Investitionskosten im Verhältnis zur erzeugten Wärme (€/MWh)

Um den Einfluss der geografischen Unterschiede zu verringern, wurden die Daten auch auf 3000 Heizgradtage (HGT) nivelliert (Abbildung 8). Hier erhöhen sich die Werte für A und S, weil sie eine höhere Heizgradtagzahl haben. Aber bei der Betrachtung der gesamten spezifischen Kosten hat Schweden immer noch den niedrigsten Wert (228 €/MWh), gefolgt von Frankreich (261). Auch bei diesem Indikator gibt es einen großen Unterschied verglichen mit den *Industriellen Heizwerken*, hauptsächlich wegen der niedrigeren Kosten pro kW. Die französischen industriellen Heizwerke (ohne Netz) sind um ein Drittel billiger als die neuen Heizwerke ohne Netz.

Neue Heizwerke: Investitionen/MWh bei 3000 Heizgradtagen

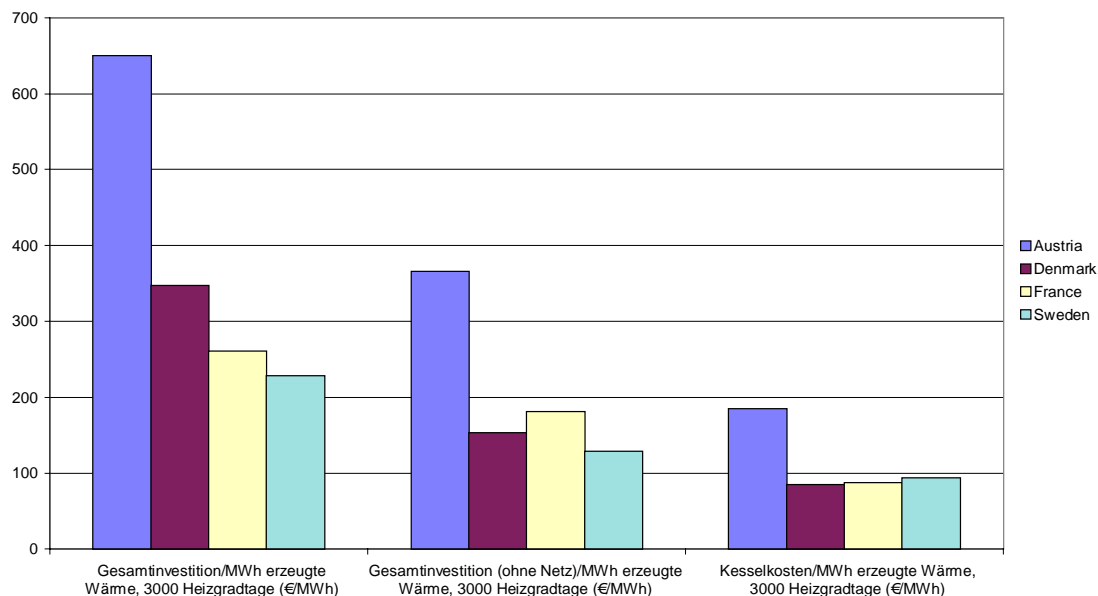


Abbildung 8: Nivellierte Investitionskosten im Verhältnis zur erzeugten Wärme (3.000 HGT)

4.3.4 Direkte Subventionen

Die direkten Subventionen für Heizwerke sind im Verhältnis zu den Gesamtinvestitionen in Frankreich (49%)² und in Österreich (41%) am höchsten; sehr geringe Subventionen erhalten dagegen die dänischen (8%) und schwedischen Heizwerke (1%). Interessant ist wieder der Vergleich mit den *Industriellen Heizwerken* in Frankreich; diese haben einen Anteil von nur 19%.

4.3.5 Kostenmatrix

Die *Kostenmatrix* (Tabelle 2) gibt einen Überblick, in welchen Ländern bei welchen Komponenten "Cost Best Practice" Kosten vorliegen (dunkel markierte Felder). Die Matrix zeigt, dass die Kosten für die meisten der untersuchten Komponenten in Schweden am niedrigsten sind.

Tabelle 2: Kostenmatrix (die dunkel markierten Felder zeigen "Cost Best Practice")

Kostenmatrix	Österreich	Dänemark	Frankreich	Schweden
Gesamtkosten (€/kW)				
Gesamtkosten, ohne Netz (€/kW)				
Industrielle Heizwerke: Gesamtkosten ohne Netz (€/kW)	Keine industriellen Heizwerke		Niedrigster Wert!	Nur ein Heizwerk
Kessel etc. (€/kW)				
Gebäude (€/kW)				
Netz (€/km)	Ähnlich in allen Ländern			
Gesamtkosten (€/MWh)				
Direkte Subventionen (%)				

² Laut neuester Auskunft von ADEME betragen 1999 die direkten Subventionen aller Biomasse-Heizwerke nur 13% der Gesamtkosten. Die hohe Diskrepanz zu den BIO-COST Daten konnte nicht erklärt werden.

5 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

5.1 Länderspezifische Schlussfolgerungen

5.1.1 Österreich - Kommentare zu den Analyseergebnissen aus österreichischer Sicht

Mit durchschnittlich ca. **2.140 Volllaststunden** pro Jahr haben die österreichischen Heizwerke den niedrigsten Wert aller Länder (ungefähr die Hälfte von Dänemark und Schweden). Diese Tatsache verdient besonderes Augenmerk. Ein Teil des Unterschieds kann durch Klimaunterschiede erklärt werden. Der Gradient der kumulierten Jahreswärmebedarfskurve (kW / h) ist wegen einiger sehr kalter Tage in Österreich steiler als z.B. in Dänemark oder Schweden. Der Großteil des Unterschiedes ist jedoch auf die "falsche" Planungsstradition zurückzuführen, die Biomassekessel auf die Spitzenlast auszuliegen.

Österreich hat bei weitem die größte Speicherkapazität pro erzeugter kWh, was teilweise für die hohen **Gebäudekosten** pro kW verantwortlich ist. Das kann mit dem schlecht entwickelten Markt für Holzbrennstoffe und mit der schlechten Versorgungsinfrastruktur in Beziehung gesetzt werden (keine "just-in-time"-Lieferungen). Auch fehlende Kompetenz und überzogene Wünsche der Betreiber können Gründe für diese hohen Gebäudekosten sein. Eine Rolle spielt freilich auch, dass Heizwerke oft auch unmittelbar im Ortsgebiet stehen (um Leitungskosten zu sparen) und dann höheren Ansprüchen an Gestaltung und Schallschutz entsprechen müssen.

Die durchschnittlichen **Gesamtinvestitionskosten** im Verhältnis zur **Wärmeleistung** belaufen sich in Österreich auf ca. 830 €/kW. Das sind nach Dänemark die zweithöchsten Gesamtkosten, immer noch 44% teurer als die schwedischen Heizwerke. Diese Tatsache ist vorwiegend auf zwei Komponenten zurückzuführen: Leitungsnetz und Gebäude. Der hohe Anteil der Netzkosten in Österreich (ca. 40% der Gesamtkosten) resultiert aus der ziemlich großen Netzlänge (ca. 6 km, bei einem Absatz von 1,1 GWh_{th}/km). Mit ungefähr 200 k€ pro km Netzlänge sind sie jedoch im Durchschnitt ähnlich wie in allen anderen Ländern. Dasselbe gilt für die durchschnittlichen Kosten der technischen Ausrüstung. Lediglich bei den industriellen Heizwerken in Frankreich machen die Kosten für die technische Ausrüstung nur 42% der Durchschnittskosten aus.

Die durchschnittlichen **Gesamtkosten** im Verhältnis zur **erzeugten Wärme** belaufen sich auf ca. 470 €/MWh_{th}. Das ist der weitaus höchste Wert aller Länder. Der Unterschied wird bei nivellierten Heizgradtagen (3000 Heizgradtage) sogar noch größer. Hauptgründe für diesen Unterschied sind: a) die geringe Anzahl von Volllaststunden auf Grund technischer (und einiger klimatischer) Unterschiede und b) die generell hohen Investitionskosten.

Die direkten Subventionen sind mit mehr als 40% der Investitionskosten in Österreich sehr hoch (an der zweiten Stelle nach Frankreich). Ob solch hohe Subventionen für höhere Investitionskosten verantwortlich sind, ist eine offene Frage, aber 4 der 7 befragten österreichischen Experten schließen nicht aus, dass hohe Subventionen zum höheren Kostenniveau in Österreich beitragen könnten.

5.1.2 Dänemark - Kommentare zu den Analyseergebnissen aus dänischer Sicht

Charakteristisch für die Situation in DK ist, dass alle untersuchten Heizwerke im Besitz der Verbraucher sind und als kommunale Versorgungsbetriebe betrachtet werden.

Die dänische Gesetzgebung sieht vor, dass die Gemeinden Energiekonzepte für die kommunale Wärmeversorgung ausarbeiten. Die Betreiber eines Heizwerkprojekts müssen einen Projektvorschlag ausarbeiten. Wenn die Gemeinde einen Projektvorschlag genehmigt, bedeutet das eine Verpflichtung für den Heizwerkbetreiber, innerhalb des Leitungsnetzes jeden, der dies wünscht, mit Wärme zu versorgen. Umgekehrt können aber auch Verbraucher in diesem Gebiet gezwungen werden, Wärme von diesem Netzwerk zu beziehen. Durch staatliche Gesetze kann der Betreiber auch gezwungen werden, einen bestimmten Brennstoff zu verwenden, z.B. Erdgas oder Biomasse, falls die übergeordnete Energieplanung das vorsieht.

Obwohl die untersuchten Biomasse-Heizwerke im Besitz der Verbraucher sind und von ihnen betrieben werden, werden sie durch die gesetzlichen Vorschriften zu einem integrierten Bestandteil der örtlichen Infrastruktur. Dadurch kann es z.B. zu einem sehr weitläufigen Fernwärmenetz kommen.

Auf Grund der **Umweltschutzvorschriften** müssen die dänischen Heizwerke moderne Rauchgasreinigungssysteme verwenden, wie z.B. Schlauchfilter (Stroh) oder Rauchgaskondensationssysteme (Forsthackschnitzel). Diese Systeme erhöhen sowohl die Investitions- als auch die Wartungskosten. Andererseits verbessern die Rauchgaskondensationssysteme den Gesamtwirkungsgrad und senken dadurch die Betriebskosten.

Die Aufgliederung der Investitionskosten war nicht bei allen Heizwerken möglich. Einige Heizwerke wurden als schlüsselfertige Projekte ausgeschrieben und in Auftrag gegeben. In einigen dieser Fälle waren nur die Gesamtinvestitionskosten inklusive des vollständigen Wärmenetzwerks, aller Installationen in den Häusern der Verbraucher sowie der Beraterhonorare zu erfahren. In solchen Fällen wurden die Kosten auf der Basis einer Kostenschätzung für die Hauptkategorien und, wenn möglich, durch Einholen von Preisinformationen bei Lieferanten aufgegliedert.

Eine Einschränkung für die Aufgliederung der Investitionskosten ergab sich in der Kategorie technische Ausrüstung. Alle Biomasse-Heizwerke haben einen ölbefeuerten Kessel mit einer größeren Kapazität als jener des biomassebefeuerten Kessels (Öl wird für die Ausfallsicherung und Spitzenlastversorgung verwendet). Es war nicht möglich, die Kosten für diesen Kessel herauszuziehen, daher umfassen die angegebenen Kosten in DK sowohl die Kosten des biomassebefeuerten Kessels als auch die Kosten der ganzen ölbefeuerten Kesselanlage.

Nachdem die personenbezogenen Steuern und daher die Arbeitskosten in Dänemark hoch sind, ist es vorteilhaft, Heizwerke mit einem hohen Automatisierungsgrad und geringem Personalbedarf zu planen. Dadurch werden zwar die Investitionskosten erhöht, aber auch Einsparungen bei der jährlichen Betriebsabrechnung erzielt.

Auf ähnliche Weise ist es auch aufgrund des Preisunterschieds zwischen fossilen Brennstoffen mit hohen Energiesteuern und Biomasse ohne Energiesteuern wirtschaftlich attraktiv, in Lösungen zu investieren, durch die ein hoher Anteil fossiler Brennstoffe ersetzt wird. Das kann durch Auswahl eines richtig dimensionierten - und nicht zuletzt auch eines zuverlässigen - Biomassekessels erreicht werden, denn der

Unterschied in den Brennstoffkosten macht den Ausfall von Produktionskapazitäten beim Biomassekessel teuer. Das motiviert zu Investitionen in möglicherweise teurere, aber verlässlichere und dauerhaftere Lösungen.

Empfehlungen aus dänischer Sicht

- Bei der Planung von Biomasse-Heizwerken sollte das Augenmerk auf die **Wirtschaftlichkeit des Gesamtbetriebs** gelegt werden und nicht nur auf einzelne kostenwirksame Parameter (Brennstoffkosten, Personalkosten, Investitionskosten, etc.).
- Um eine möglichst effiziente Nutzung der Investition sicherzustellen, sollte in der **Lastmanagement**-Planung der Kessel mit den niedrigsten Betriebskosten und den höchsten Investitionskosten höchste Priorität haben.
- Das tatsächliche Verhältnis zwischen Energiepreisen, Arbeitskosten und Ausrüstungspreisen im jeweiligen Land sollte ausschlaggebend dafür sein, welches Investitionsniveau bei Biomasse-Heizkraftwerken sinnvoll ist.
- Große überdachte **Brennstofflager** sind teuer. Bei Ausschreibungen für die Brennstofflieferung sollte man Verträge forcieren, bei denen die Lagermöglichkeiten von Lieferanten in der Nähe des Heizwerks voll genutzt werden.

5.1.3 Frankreich - Kommentare zu den Analyseergebnissen aus französischer Sicht

Der Kontext der französischen Energiepolitik ist ein zentraler Punkt, der nicht vernachlässigt werden sollte. Von der letzten Ölkrise bis 1999 gab es kaum politische Anreize für die Nutzung erneuerbarer Energieträger:

- Wegen der Tradition von Einzelheizungen - verstärkt durch die niedrigen Energiepreise - gibt es nur wenig Nachfrage nach Nah-/Fernwärmeanschlüssen.
- Scharfer Wettbewerb zwischen den nationalen Energieversorgungsunternehmen für Erdgas (GDF) und Strom (EDF).
- Vormachtstellung der Atomenergie bei der Stromerzeugung (75% des Stroms kommt aus Atomkraftwerken).

Bei ungefähr 28 Millionen Wohnungen in Frankreich ergibt das:

- mehr als 50% fossile Energie (Erdgas, Öl, Kohle) bei Einzelheizungen,
- ungefähr ein Drittel Strom,
- ungefähr 5% mit Nah-/Fernwärmeanschluss,
- und der Rest nutzt Biomasse.

Erneuerbare Energiequellen haben also in Frankreich wenig Chancen, und **Brennholz** leidet seit 20 Jahren unter einem **schlechten Image**. Nach der Ölkrise zu Beginn der 80er Jahre machte Frankreich Anstrengungen zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger. Damals wurden viele Biomasse-Heizwerke errichtet, die aber aufgrund unzureichender Technologie schlechte Ergebnisse erzielten. Diese Tatsache und das Image von Holz als Haushaltsbrennstoff haben verhindert, dass Holz in großem Ausmaß in Gemeinschaftsheizwerken genutzt wird.

Bei Biomasseprojekten fehlte der **technische Austausch**. Um dieses Versäumnis wettzumachen, startete ADEME vor zwei Jahren ein landesweites Programm für technischen Informationsaustausch, das Praktika und Besuche umfasst: 3 Praktika zu je 3 Tagen decken die meisten beteiligten Akteure sowie das Basiswissen für die Implementierung von Biomasse-Heizwerken ab: Brennholz und *Holzressourcen*, Brennholz und die *Konzeption von Biomasse-Heizwerken* sowie Brennholz und *Erfolgsfaktoren für Biomasseprojekte*. Zusätzlich ergingen viele große Aussendungen an technische Institute, Vereinigungen und landesweite Verbände.

Andere Organisationen veranstalten Praktika für Forstwirtschaft und Holzversorgung; insbesondere das vor zwei Jahren gegründete ITEBE bietet technische Unterstützung und Informationen zur energetischen Nutzung von Holz. ITEBE veranstaltet auch eine große Holzenergiemesse. Durch ADEME wurde eine Reihe technischer Handbücher zur energetischen Holznutzung publiziert, z.B. „Brennholz und automatische Biomasse-Heizwerke“ (technische Informationen über Konzeption, Implementierung, Holzressourcen, Betrieb, Kosten etc.), ADEME Juni 99. Die Publikationen dieser Reihe sind die Ergebnisse der dreijährigen Arbeit verschiedener Organisationen (ADEME, ARBN, AFOCEL, TRIVALOR, AGEDEN, ONF, IFN).

Dieses Jahr wurde mit der Entwicklung von **Richtlinien für Machbarkeitsstudien** begonnen. Ein ca. 10-seitiges Muster wurde erstellt und an die regionalen Delegationen von ADEME verteilt, um das Projektmanagement zu verbessern.

Offene Ausschreibungen sind laut Projektmanagementvorschriften bei öffentlichen Projekten verpflichtend und bei privaten Projekten verbreitet (technische und finanzielle Kriterien).

Empfehlungen aus französischer Sicht

- Verbesserung und Weiterentwicklung des technischen Austausches mit Akteuren im Energieholzbereich;
 - Fortbildung und Informationsaustausch weiterentwickeln: Kurse, Praktika, Konferenzen, Studienreisen
 - Information und Beratung für Vereinigungen auf kommunaler und regionaler Ebene organisieren
 - Informationsmaterialien erstellen: Broschüren, Richtlinien, Handbücher über holzbefeuerte Heizwerke
- Verbesserung der Beziehungen zwischen F&E und den Betrieben durch verbesserte Technologietransfers, auch mit anderen europäischen Ländern
- Verstärkte finanzielle Unterstützung für Produzenten, die die Qualität und Effizienz ihrer Biomasse-Anlagen durch F&E-Programme verbessern möchten
- Anpassung der staatlichen Emissionsvorschriften (Verordnung n°2910); in Frankreich wird nur ein einziger Leistungsbereich erfasst, nämlich der von 2 bis 20 MW. Dagegen haben die meisten holzbefeuerten Heizwerke eine Anschlussleistung von unter 2 MW.
 - Zunächst muss der Leistungsbereich bis auf 0,1 MW erweitert werden.

- Dann müssen die Emissionsgrenzwerte für diesen Leistungsbereich gemäß dem vorliegenden Entwurf zur Rauchgasbehandlung adaptiert werden (Emission bei 11% O₂)

0,1-1 MW: 150 mg/Nm³

1- 4 MW: 100 mg/Nm³

> 4 MW: 50 mg/Nm³

Durch diese Maßnahme werden hohe Kosten für Rauchgasbehandlung bei kleinen Biomasse-Heizwerken vermieden und neue Technologien zur Rauchgasbehandlung gefördert.

- Anpassung der Besteuerung, so dass Brennholz gegenüber fossilen Brennstoffen begünstigt wird:
 - eine Reduktion der MWSt. auf Wärme aus Biomasse auf 5,5% würde zu einer Senkung der Subventionen für Investitionen führen;
 - eine Ökosteuer auf fossile Energie. Mit dieser Steuer, die derzeit in Diskussion ist, wird es zu einem Entwicklungsschub für erneuerbare Energieträger kommen.
- Erstellung einer Liste von technischen Dienstleistungsanbietern mit Erfahrung und Know-how im Energieholzbereich (technische, ökonomische und finanzielle Kompetenz). Diese Aktion wurde in Frankreich mit der Verbreitung von Entscheidungshilfen (zur Förderung von Richtlinien für Machbarkeitsstudien) gestartet.

5.1.4 Schweden - Kommentare zu den Analyseergebnissen aus schwedischer Sicht

Die Analysedaten bestätigen mehr oder weniger die schwedischen Erfahrungen mit den Investitionskosten für Biomasse-Heizwerke. Aufgrund der langen Nutzung von Biomasse konnte in Schweden einiges an Wissen und Kompetenz aufgebaut werden. Die Heizwerkbetreiber verfügen über gutes Know-how für die Planung von Heizwerken, wovon Länder mit weniger Erfahrung profitieren könnten.

Ein Kennzeichen der schwedischen Biomasse-Heizwerke ist, dass 40 - 50% der Maximalleistung des Heizwerks durch Biomasse abgedeckt werden soll (**Lastmanagement**). Der Biomassekessel erzeugt dann ca. 80 - 90% der Gesamtenergie. Der Rest (10 - 20%) wird mit Öl abgedeckt. Öl ist teurer als Biomasse, aber der Ölkessel ist billiger als der Biomassekessel.

Die **Emissionsgrenzwerte** wirken sich stark auf die Kosten in diesem Bereich aus. Die Kosten für Elektrofilter können bis zu einem Drittel der Gesamtkosten eines 1 MW-Heizwerks ausmachen. Der vergleichbare Anteil bei einem 10 MW-Heizwerk liegt bei ca. 6%. Das erklärt sich daraus, dass Elektrofilter nur für Heizwerke von 5 MW oder mehr hergestellt werden. In kleineren Heizwerken werden daher überdimensionierte Filter eingesetzt.

Auch Steuerungs- und Instrumentensysteme sind ein Kostenfaktor, reduzieren aber auch die Betriebskosten. Im allgemeinen ist ein pelletbefeuertes Heizwerk um ca. 30 - 40% billiger als ein Heizwerk für feuchte Brennstoffe. Kondensationssysteme erzielen Ersparnisse beim Brennstoffverbrauch, was sich positiv auf den wirtschaftlichen Gesamtertrag auswirkt.

Die schwedische Erfahrung zeigt, dass Heizwerke mit wechselnden Brennstoffen Probleme im Betrieb haben und nur beschränkt einsetzbar sind. Dennoch werden in Schweden viele Heizwerke für verschiedene Brennstofftypen gebaut.

Subventionen erzeugen oft kurzfristig eine Marktüberhitzung und damit eine Kostensteigerung. Energiesteuern sollten langfristig wirken und nicht zu oft geändert werden, was in Schweden der Fall war. Langfristige Investitionen sind schwierig, wenn sich die Rahmenbedingungen häufig ändern.

Wenn der Auftraggeber ein kleines Unternehmen ist und sein Personal nicht viel einschlägige Erfahrung hat, ist ein schlüsselfertiges Projekt eine gute Lösung. Gute **Ausschreibungsunterlagen**, die die Bedürfnisse und Anforderungen des Auftraggebers spezifizieren, sind dabei entscheidend. Eine weitere Option ist die separate Ausschreibung mehrerer schlüsselfertiger Projekte mit separaten Anforderungsprofilen für verschiedene Heizwerkteile. Während der Implementierungsphase ist gute Aufsicht und Nachbereitung wichtig. Bei schlüsselfertigen Projekten ist es wesentlich, dass der Auftragnehmer fundierte Erfahrungen aus mehreren Heizwerken mit ähnlichen Bauplänen und Bedingungen hat. Die Spezifikation von Bedingungen, Rahmenvorgaben und funktionellen Anforderungen ist von zentraler Bedeutung.

Empfehlungen aus schwedischer Sicht

- In Schweden wurden die Energiesteuern und die Subventionen zu oft geändert. Daraus entsteht ein riskantes Klima für Investitionen in Biomasse-Heizwerke. Langfristige Investitionen sind schwierig, wenn sich die Rahmenbedingungen häufig ändern. Das schafft auch einen unsicheren Markt für die Erzeuger von Heizwerk-ausrüstungen. **Langfristige Energiesteuern** oder **konstante Subventionen** sind sehr wichtig für das weitere starke Wachstum des schwedischen Biomassemarktes. Das Interesse am Biomassemarkt wird ebenso wachsen wie die Zahl der Erzeuger. Das wird hoffentlich zu vermehrtem Wettbewerb, besserer Ausrüstung und niedrigeren Ausrüstungspreisen führen.
- Normalerweise sind **Subventionen** in der Phase der **Machbarkeitsstudie** nicht zu empfehlen. Das naheliegende Risiko dabei ist, dass die falschen Projekte von den falschen Beratern untersucht werden. Subventionen sollten in der Implementierungsphase als Investitionssubventionen gewährt werden. Es ist auch wichtig, das Subventionssystem so zu gestalten, dass es in die optimale Richtung führt. Vermehrte Subventionen für Machbarkeitsstudien bringen keine Senkung der Projektkosten.
- In Schweden wurde bei Heizwerken im Gemeindebesitz immer schon eine mehr oder weniger 100%-ige Verfügbarkeit angestrebt. Industrieunternehmen haben normalerweise eine andere Einstellung zur **Verfügbarkeit**. Unnötig hohe Verfügbarkeit erhöht das Gesamtkostenniveau.
- Schwedische Erfahrungen z.B. aus bestehenden Heizkraftwerken zeigen auch, dass das **Qualitätsniveau** der **Gebäude** einen wichtigen Einfluss auf die gesamten Baukosten hat. In Schweden wurden Untersuchungen durchgeführt, um zu klären, warum industrielle Heizkraftwerke geringere spezifischen Investitionskosten haben als jene im Gemeindebesitz. Teilweise erklärt sich das aus den unterschiedlichen Gebäudetypen. Heizwerke im Industriebesitz haben "einfache" Gebäude, z.B. Blechwände oder ungestrichene Betonwände. Heizwerke im Gemeindebesitz haben oft teure Ziegelwände und sogar eine künstlerische Ausgestaltung. Bei der Planung eines Heizwerks müssen diese Fragen berücksichtigt werden.

- In Schweden konkurrierte Fernwärme von Anfang an auf dem Markt mit anderen Heizungsalternativen. Nah-/Fernwärme ist ein kapitalintensives Geschäft. Biomassebefeuerte Kesselanlagen machen das System sogar noch kapitalintensiver. Wenn man konkurrenzfähig bleiben will, darf man keine großen Fehler bei der Planung und Konstruktion machen. Im allgemeinen ist es daher sehr wichtig, bei der Ausrüstung **unnötig hohe Qualität zu vermeiden**. Zu hohe Qualität kostet viel Geld. Wichtig ist eine optimale Planung verbunden mit einem nicht zu hohen Biomasse-Anteil an der Gesamtkapazität. Professionelles Personal mit einschlägiger Erfahrung muss in die Planung, Beschaffung und Konstruktion einbezogen werden.

5.2 Generelle Schlussfolgerungen und Empfehlungen

5.2.1 Einleitung: die Grenzen des Vergleichs

Einige Einschränkungen des für das BIO-COST-Projekt gewählten Ansatzes wurden im Verlauf des Projekts sichtbar. Obwohl eine Sammlung von Daten nur zu den Investitionskosten möglich ist, da Informationen zu Betriebskosten im allgemeinen von Heizwerksbetreibern nicht zur Verfügung gestellt werden, ist es doch wichtig anzumerken, dass teurere Heizwerke signifikant niedrigere Betriebskosten haben können, wodurch die höheren Investitionen kompensiert werden. Das kann z.B. bei Heizwerken mit Rauchgaskondensation der Fall sein, die signifikante Brennstoffmengen einsparen. Moderne

elektronische Steuergeräte können auch den Personalbedarf reduzieren und die Wirtschaftlichkeit des Betriebs steigern. Die Absicht des BIO-COST-Projekts war es aber, die Investitionskosten zu vergleichen, um neue Beziehungen zwischen den Investitionen und den Rahmenbedingungen herauszufinden.

Eine weitere Einschränkung stellt das Fehlen einer statistisch signifikanten Stichprobe dar. Wenn man nur wirklich vergleichbare Heizwerke heranzieht, wird die Stichprobe zu klein für einen statistisch haltbaren Vergleich. Es muss auch die Inhomogenität der Stichprobe in Bezug auf die spezifischen Investitionskosten erwähnt werden (z.B. Stroh in einem Land gegenüber Pellets in einem anderen Land). Die Auswahl der Heizwerke für den Vergleich kann die Ergebnisse signifikant beeinflussen.

Daher ist das Hauptergebnis dieses Projekts - wie erwartet und geplant - nicht die empirisch nachweisbare Beziehung zwischen Finanzierungsmodellen und den Kosten von Heizwerken, sondern die Identifikation von Mechanismen, die sich auf die Investitionskosten auswirken und die genutzt werden können, um „Cost Best Practice“ zu erzielen. Einschränkend sei an dieser Stelle nochmals festgehalten, dass „Best Practice“ für Investitionskosten nicht automatisch mit „Best Practice“ für Gesamtkosten zusammenfallen muss, wenn kostspielige Anlagenteile die Betriebskosten signifikant senken. Allerdings wurde versucht diesen Aspekt durch die Bildung von *Untergruppen* mit gleichwertigen Anlagenkomponenten zu berücksichtigen.

5.2.2 Empfehlungen hinsichtlich finanzieller Anreize

Aus den durchgeführten Untersuchungen geht kein eindeutiger Vorteil des **Energiesteuer-** bzw. des **Subventionsansatzes** hervor. Der französische Subventionsansatz führt zu einem relativ niedrigen Kostenniveau im Vergleich zum dänischen Steueransatz, während der schwedische Steueransatz das niedrigste Kostenniveau zu ergeben scheint. Andererseits scheint der österreichische

Subventionsansatz die Investitionskosten zu erhöhen. Im Prinzip können der Steuer- und der Subventionsansatz denselben Effekt haben: Ein Projekt wird so kalkuliert, dass es gerade die Kostendeckung erreicht. Das ist typischerweise der Fall, wenn das Projekt nicht von einem privaten Unternehmen durchgeführt wird, sondern von einem Betreiber, der im Interesse des Allgemeinwohls handelt (z.B. Genossenschaften oder Gemeinden).

In diesem Fall kann das Subventionsmodell mehr Möglichkeiten zur Förderung einer wirtschaftlich effizienten Entwicklung bieten als eine Steuer. Im Rahmen des Subventionsansatzes bestehen mehrere verschiedene Ansätze zur Schaffung von Anreizen zur Kostensenkung:

Subventionen können auf **bestimmte Teile** des Heizwerks **beschränkt** werden: Das französische Subventionssystem schließt z.B. das Leitungsnetz von den Subventionen aus, was automatisch zu Projekten mit sehr kurzen Leitungen und daher niedrigen Kosten führt. Damit werden allerdings größere Projekte fast verunmöglicht.

Subventionen können als **Fixbetrag pro Einheit der Anschlussleistung** des Heizwerks gegeben werden: In diesem Fall gibt es einen Anreiz, die Kosten zu senken, um den Kostenanteil der Subvention zu maximieren. Ein solches Modell verleitet aber auch dazu, die Anschlussleistung überzudimensionieren, um die Subventionen zu erhöhen. Das könnte durch eine dritte Maßnahme verhindert werden:

Man kann **strenge technische Auflagen** machen. Diese Option wurde nun in Österreich mit der Formulierung des ÖKL Merkblatts realisiert. Mindestwerte für Volllaststunden und Wärmeverbrauch pro Meter Netzlänge sowie eine Reihe technischer Parameter wurden definiert. Die Heizwerkbetreiber müssen nachweisen, dass sie diese Werte im Betrieb erreichen. Durch diese Maßnahme kann die Überdimensionierung, eine der häufigsten Gründe für hohe Kosten in Österreich, verhindert werden.

Anstatt die Subventionen als fixen Prozentsatz der Investitionen zu definieren, können sie sich auch nach den **tatsächlichen Bedürfnissen** des jeweiligen Projekts **richten**, die mittels einer standardisierten Berechnung nachgewiesen werden, wie sie in Österreich mittlerweile vorgeschrieben ist (ÖKL Merkblatt). Natürlich kann das den Anreiz erzeugen, höhere Kosten anzusetzen, um höhere Subventionen zu rechtfertigen. Die Überwachung der tatsächlichen Kosten sowie die Verwendung von Benchmarks für bestimmte Kenngrößen könnten dieser Tendenz entgegenwirken.

Eine andere Lösung, die einen direkten Anreiz zur Kostensenkung bietet, wäre ein Subventionssystem, das **Subventionsanträge** nach der erforderlichen Subventionsquote oder den spezifischen Investitionskosten **reicht**. Förderungen werden vergeben, solange Subventionsgelder zur Verfügung stehen. Dieses Modell funktioniert nur, wenn die verfügbaren Mittel deutlich geringer sind als der Subventionsbedarf, so dass es einen wirklichen Wettbewerb gibt. Das Modell hat den Nachteil, dass es eine beachtliche Unsicherheit schafft, die den sehr aufwendigen Projektentwicklungsprozess zum Scheitern bringen kann. Dieser Ansatz kann auch fehlschlagen, wenn dafür gesorgt werden würde, dass alle Projekte um dieselbe Subventionshöhe ansuchen.

Empfehlung 1:

Obwohl keine eindeutige Empfehlung gemacht werden kann, ob nun Steuern oder Subventionen besser geeignet wären, „Cost Best Practice“ bei Biomasse-Heizwerken zu ermöglichen, ist eine zentrale Vorbedingung für eine zielführende Entwicklung das Vorhandensein von **langfristig stabilen finanziellen Anreizen**. Anderenfalls entsteht durch plötzliche Nachfrageänderungen ein sehr riskantes Umfeld für industrielle F&E-Investitionen sowie für Ausrüstungshersteller. Stabile finanzielle Bedingungen

ermöglichen Wachstum mit geringerem Risiko. Ein wachsender Markt zieht mehr Mitbewerber an und führt daher zu niedrigeren Kosten.

Empfehlung 2:

Wird ein Subventionssystem gewählt, dann sind Mechanismen wichtig, die für Anreize zur Kostensenkung sorgen. Solche Mechanismen können Beschränkungen auf bestimmte Teile des Heizwerks, Fixbeträge pro kW Leistung, strenge technische Auflagen, Wettbewerb bei der Subventionsvergabe oder die variable Berechnung des Fördersatzes nach den Erfordernissen des Projekts sein. Fixe Subventionsraten bewirken tendenziell, dass großzügiger investiert wird, wie etwa an den hohen Gebäudekosten in Österreich deutlich wird.

5.2.3 Empfehlungen für Maßnahmen zum Technologiemanagement

Die Untersuchungen zeigen, dass „Cost Best Practice“ eng mit **einer technisch effizienten Anlagenkonzeption** zusammenhängt. Ein besseres technisches Design bewirkt eine höhere Auslastung des Heizwerks und damit niedrigere spezifische Kosten, bezogen auf die erzeugte Wärmemenge. Große Effizienzunterschiede hängen meist nicht mit der Effizienz einzelner Komponenten des Heizwerks zusammen, sondern mit dem Systemdesign. Die Förderung der Weiterbildung auf diesem Gebiet ist ein wichtiger Beitrag zur Verbesserung der Kostensituation. Staatliche Expertenorganisationen wie das Zentrum für Biomassetechnologie in Dänemark oder ADEME in Frankreich spielen eine zentrale Rolle bei der Verbesserung der technischen Kompetenz. In Österreich waren die Planerschulungen, die 1999 durchgeführt wurden, ein wichtiger Schritt in diese Richtung.

Empfehlung 3:

Die Errichtung und Finanzierung von **organisatorischen Strukturen, die den Lernprozess aller professionellen Akteure beschleunigen** (Ausrüstungshersteller, Planer, Anlagenbauer, Betreiber) sind ein nützliches und sehr effektives Mittel zur Kostensenkung und verringern damit den Bedarf nach finanziellen Anreizen. Solche Strukturen könnten sehr effektiv sein, wenn sie auf **internationaler Ebene organisiert** werden, da Erfahrungen von einem Land zum anderen weitergegeben werden können. Das würde den Zusammenhalt auf europäischer Ebene verbessern und den deutlichen Erfahrungsunterschieden mit Biomasse-Nahwärmeanlagen in den einzelnen Ländern Rechnung tragen. Transfer von Know-how kann verhindern, dass Ressourcen in ineffizienten und überdimensionierten Projekten verschwendet werden.

5.2.4 Empfehlungen zu den Umweltschutzbestimmungen

Umweltschutzbestimmungen können große Investitionskostenunterschiede bewirken. Häufig sind kommunale Umweltbestimmungen deutlich strenger als die staatliche Gesetzgebung.

Empfehlung 4:

Zielgerichtete Schulung von Kommunalbehörden hinsichtlich der Umweltverträglichkeit bzw. -auswirkungen von Biomasse-Heizwerken könnte der Realisierungsgeschwindigkeit solcher Projekte nutzen. Eine Beschränkung auf gesamtstaatlich festgelegte Umweltschutzgrenzwerte würde die Investitionskosten für teure technische Ausrüstung senken.

Empfehlung 5:

Häufig sind unnötig strenge Umweltauflagen die Folge kontroversieller öffentlicher Diskussionen über Projekte. In manchen Fällen könnten diese Diskussionen durch eine rechtzeitige, **aktive und professionelle Informationspolitik** sowie die **Einbeziehung** der betroffenen Bürger vermieden werden. Das könnte durch Förderung einer effektiveren Informationsarbeit über Biomasseprojekte und durch Einbeziehung der Öffentlichkeit geschehen.

5.2.5 Empfehlungen zum Management der Projektanlaufphase

Professionelles Management der Projektvorbereitungsphase wirkt sich entscheidend auf die Projektkosten aus. Mehrere Aspekte sind wichtig:

Machbarkeitsstudien: Machbarkeitsstudien, die unzureichende Daten liefern, können zu einer Überdimensionierung des Projekts führen. Andererseits kann das Risiko, die für die Machbarkeitsstudie aufgewendeten Ressourcen zu verlieren, den Planer zu unangebrachtem Optimismus in der Kostenschätzung verleiten, weil er das Projekt realisieren möchte.

Ausschreibungen: Da die Projekte relativ klein sind, sind offene Ausschreibungen oft nicht erforderlich. In diesem Fall können beschränkte Ausschreibungen oder Direktverhandlungen mit ausgewählten Ausrüstungsherstellern die Kosten steigern. Die **Ausschreibungsunterlagen** scheinen eine besonders wichtige Rolle bei der Errichtung von kostengünstigen Heizwerken zu spielen. Detaillierte Richtlinien zur Erstellung der Ausschreibungsunterlagen wären ein wichtiger Schritt zur Verbesserung der Kosteneffizienz. Ausschreibungen können auch den Wettbewerb fördern, wenn sie auf ausländische Erzeuger ausgedehnt werden.

Know-how der Betreiber: Gemeinden und Genossenschaften fehlt bei der Errichtung von Heizwerken oft die nötige Erfahrung, als Bauherren. Hier ist es von besonderer Bedeutung, dass Berater und Förderstellen das notwendige Know-how beisteuern und dass Informationen über jene Planer verfügbar sind, die Anlagen mit guten Resultaten bei Benchmarking Untersuchungen (die ebenfalls dringend erforderlich wären) errichtet haben.

Kartelle: In einigen Fällen wurde von Kartellen berichtet, die landesweit organisiert waren. Die Einladung internationaler Mitbewerber zur Anbotserstellung könnte solche Probleme verhindern.

Sinnvolle Verträge: Errichtungsverträge sollten so angelegt sein, dass sie die Suche nach Einsparmöglichkeiten stimulieren.

Empfehlung 6:

Erstellung von **Richtlinien** und **Qualitätsanforderungen** für Machbarkeitsstudien sowie Schaffung einer unabhängigen Kontrolle von Machbarkeitsstudien. Es wurde auch vorgeschlagen, eine öffentliche Garantie für die Deckung der Kosten der Machbarkeitsstudie für den Fall abzugeben, dass das Projekt nicht realisiert wird. Das könnte zwar eventuelle Einseitigkeiten ausgleichen, aber auch zu Machbarkeitsstudien führen, die nur wegen des wirtschaftlichen Interesses an der Studie selbst durchgeführt werden.

Empfehlung 7:

Erstellung von geeigneten Standarddokumenten für **Ausschreibungen** und die Verpflichtung zur Ausschreibung als Vorbedingung für Subventionen. Ausweitung der Ausschreibung auf ausländische Erzeuger zur Wettbewerbssteigerung.

Empfehlung 8:

Einrichtung von speziellen **Unterstützungs-** und **Schulungsprogrammen** für Projektentwickler, die keine Unternehmen sind.

Empfehlung 9:

Einführung strenger **Anti-Kartell-Regelungen**, da Kartelle eindeutig für massive Kostensteigerungen verantwortlich sind. Die Ausdehnung von Ausschreibungen auf internationale Anbieter (außerhalb der geschlossenen regionalen Kreisläufe) könnte ein geeigneter Weg zur Umgehung von Kartellen sein. Biomasse-Profis in Expertenorganisationen, Anlagenbauer, Behörden etc. sollten aufgefordert werden, beim Verdacht auf Kartelle aktiv zu werden, da es anscheinend in manchen Fällen möglich gewesen wäre, Kartelle früher zu stoppen.

Empfehlung 10:

Erstellung von **Standard-Errichtungsverträgen**, um die Suche nach Kosteneinsparungspotenzialen anzuregen (z.B. leistungsabhängige Honorare, Prämien für Kostensenkung, etc.).

Empfehlung 11:

Alle Empfehlungen in diesem Abschnitt weisen auf die Bedeutung geeigneter **institutioneller Strukturen** hin, welche die erforderlichen **Dienstleistungen** anbieten. Solche Institutionen gibt es in manchen Ländern auf regionaler oder nationaler Ebene. Sie decken aber nicht immer alle relevanten Aktivitäten ab. Daher wird empfohlen, entsprechende Ressourcen für solche Institutionen zur Verfügung zu stellen und auch einen internationalen Informationsaustausch in die Wege zu leiten, um eine hohe Dienstleistungsqualität und einen schnellen Lernprozess auf internationaler Ebene sicherzustellen.

6 Zusammenfassung und Empfehlungen aus österreichischer Sicht

6.1 Bestehende Kostenreduktionspotenziale

Der Vergleich der internationalen Kosten zeigt deutlich, in welchen Bereichen Kostenreduktionspotenziale für österreichische Biomasse-Heizwerke bestehen. Zunächst können die spezifische Investitionskosten bezogen auf die erzeugte Wärme fast halbiert werden, wenn geeignete Maßnahmen zur **Steigerung** der **Volllaststunden** durch Spitzenlastkessel oder Pufferspeicher getroffen werden.

Eklatante Mehrkosten konnten auch bei den **Gebäudekosten** festgestellt werden. Die spezifischen Gebäudekosten liegen in Schweden und Frankreich bei der Hälfte der in Österreich üblichen Kosten. Diese Kostenunterschiede sind sowohl auf die weitaus größeren Brennstofflager, als auch auf die aufwendigere Hausgestaltung zurückzuführen. Insbesondere bei Heizwerken außerhalb des Ortsbereiches könnte von einer Massivbauweise abgegangen werden. Bei der Reduktion der Brennstofflager ist eine wirtschaftliche Abwägung zwischen saisonalen Kostenunterschieden der Brennstoffe und Lagerkosten erforderlich.

Auch die **langen Netze** stellen eine Ursache für hohe Kosten dar. Die Fernwärmenetze sind in Österreich im Durchschnitt 30% länger als in Schweden und fast 50% länger als in Frankreich. Hier spielen natürlich strukturelle Bedingungen eine wichtige Rolle, die nicht übergangen werden können. Langfristig ist einerseits eine verdichtete Bauweise anzustreben, andererseits führt die Verringerung der Heizlast durch bessere Wärmedämmung zu einer weiteren Verschlechterung der Bedingungen für Fernwärme. Der einzige Weg signifikante Kostenreduktionspotenziale bei der Netzlänge zu realisieren ist, zu kleineren Netzen im Bereich großer Wärmeverbraucher und zur Versorgung einzelner Gebäude mit individuellen Holzfeuerungen überzugehen.

Ob Kostenreduktionspotenziale bei den **Planungskosten** bestehen, ist fraglich. Österreich weist die zweitgeringsten Planungskosten auf. Diese niedrigen Planungskosten kommen nach Aussage der befragten Experten dadurch zustande, dass Planungsarbeiten vom Planer zum Kessel- und Netzlieferanten ausgelagert werden. Dieses Tatsache trägt nicht unbedingt zu einer kostenoptimierten Auslegung bei. So kann etwa eine bivalente Auslegung der Kessel nicht im Interesse des Lieferanten liegen, der eher bestrebt sein wird, einen möglichst großen Kessel zu liefern. Die Planungskosten pro kW sind in Dänemark fast doppelt so hoch, in Frankreich bezogen auf die österreichischen Kosten um rund 50% höher. Nur Schweden weist eklatant niedrigere Werte auf. Diese liegen bei rund einem Drittel der österreichischen Kosten. Wie derart niedere Kosten realisiert werden, konnte nicht geklärt werden.

Kostenreduktionen bei den **Kesseln** sind nur insofern erzielbar, als eine korrekte Auslegung (hohe Anzahl von Volllaststunden) zu deutlich geringeren Kesselgrößen führen würde. Die spezifischen Investitionskosten für Kessel (bezogen auf die Leistung) entsprechen dem internationalen Durchschnitt.

Kostenrelevant sind die Anforderungen an das **Rauchgasreinigungssystem**. Hier bestehen gesetzliche Rahmbedingungen, die einen hohen lufthygienischen Standard für Anlagen über 2 MW festschreiben. Obgleich eine Reduktion dieses Standards aus

Kostengründen attraktiv wäre, muss diese Option aus lufthygienischen Überlegungen ausgeschlossen werden.

6.2 Maßnahmen zur Senkung der Kosten für Biomasse Heizwerke in Österreich

6.2.1 Forschungspolitische Maßnahmen

Eine systematische Begleitforschung, welche die Entwicklung der Kosten und der technischen Daten der neu geförderten Heizwerke kontinuierlich analysiert und jährlich einen Statusbericht gibt, ist dringend erforderlich. Ein solches laufendes Programm könnte Vorschläge für Kostenreduktionen anhand der besten realisierten Anlagen machen und ein **Benchmarking** durchführen, um ständige Verbesserungen zu stimulieren. Erhebliche Fördermittel könnten eingespart werden, wenn ein solches systematisches Begleitprogramm eingesetzt wird.

Ein eigenes Programm müsste sich mit den Möglichkeiten der Optimierung der Betriebsweise von Heizwerken befassen. Zwar hat sich die vorliegende Studie mit diesem Thema nicht näher befasst, der Austausch mit den internationalen Partnern hat aber die Bedeutung dieses Aspekts deutlich gemacht. Zu entwickeln wäre ein systematisches **Weiterbildungskonzept** für Heizwerksbetreiber. Gleichzeitig könnte eine **Kommunikationsplattform** in Form einer Website eingerichtet werden, auf der Tipps zu einer optimierten Betriebsweise, ein Wettbewerb zwischen Heizwerksbetreibern bei der Verbesserung der Betriebsdaten etc. zu finden wären.

Zuletzt müsste eine Forschungsprojekt eine systematische Analyse des Re-investitions- und Optimierungsbedarfs bestehender Anlagen und eine Zusammenstellung kostenoptimaler Vorgangsweisen erstellen. Ergebnis des Projekts sollte ein Programmkonzept für die **effiziente Erneuerung bestehender Anlagen** sein.

Musterprojekte könnten die Wirkung der vorgeschlagenen Forschungsprojekte ergänzen und verstärken: zu demonstrieren wären Fälle, in denen eine optimale Anlagenerneuerung realisiert wurde, sowie neue Heizwerke, in denen alle Möglichkeiten der Kostenoptimierung genutzt werden.

6.2.2 Förderpolitische Maßnahmen

Eine zentrale Aufgabe der zukünftigen Förderpolitik sollte es sein, die Ressourcen zur Verfügung zu stellen, um die erforderlichen Begleitmaßnahmen zu realisieren. Die Einsparungen durch Begleitprogramme würden angesichts der nachgewiesenen Kostenreduktionspotenziale deren zusätzliche Kosten mit Sicherheit bei weitem übersteigen. Die Finanzierung von Begleitmaßnahmen könnte über eine Ausweitung der Widmung der Förderung erfolgen, oder, falls dies aus administrativen Gründen unmöglich ist, über eine Förderaufgabe, die den Förderwerber zwingt, z.B. 1 - 2% der Fördersumme in einen Fonds zur Finanzierung von Begleitmaßnahmen einzuzahlen.

Die derzeitige Förderpolitik, die meisten bäuerlichen Anlagen, unabhängig von den spezifischen Anlagenkosten mit rund 50% zu fördern, kann angesichts der Schwankungen dieser Kosten zwischen 5.000.-ATS/kW und 25.000.- ATS/kW nur schwer gerechtfertigt werden und hat nicht genug zu einem erhöhten Kostenbewusstsein beigetragen. Angesichts der zunehmenden Begrenzung der Mittel und einer weiter steigenden Nachfrage nach Fördermitteln wäre eine **Reihung der Projekte** nach dem relativen Förderbedarf eine Möglichkeit, den Anreiz zur Fördermaximierung durch einen

Anreiz zur Kostenminimierung zu ersetzen. Dies könnte freilich eine bedeutende Unsicherheit für die Projektbetreiber schaffen und demotivierend wirken.

Alternativ könnte ein **verringertes Basisfördersatz** gewährt werden, der nur in begründeten Fällen, in denen besondere Leistungen erbracht werden (z.B. Waldpflege), erhöht wird. Auch eine normierte Wirtschaftlichkeitsberechnung, aus welcher der erforderliche Fördersatz für jedes Projekt eigens errechnet wird, wäre möglich und wird zum Teil auch praktiziert. Benchmarking zur Begutachtung der eingereichten Daten würde eine wichtige Ergänzung zu so einer Vorgangsweise darstellen.

Derzeit liegt die Beratung und die Förderung von Projekten zum Teil de facto in einer Hand. Eine klarere Trennung in dezentrale Beratung und zentrale Förderabwicklung wäre überlegenswert. Die derzeitige Praxis, Projekte zu realisieren, bevor Fördermittel zur Verfügung stehen ist unbefriedigend. Auf diese Art entstehen Vorfinanzierungskosten, die bereits die Jahresbudgets überschreiten. Hohe Unzufriedenheit bei den Fördernehmern aufgrund der verzögerten Auszahlung der Förderungen sind die Folge.

Hier bleiben zwei Lösungen: eine signifikante Erhöhung der zur Verfügung stehenden Förderungen – insbesondere wenn an eine ernsthafte Realisierung der Kyoto Zielsetzungen gedacht ist. Sollte diese Zielsetzung anderen budgetären Prioritäten untergeordnet werden, erhebt sich die Frage, ob niedrigere Förderungen, die ohne Verzögerungen in Folge von Überlastungen der Fördertöpfe ausgezahlt werden können, nicht sinnvoller wären.

6.2.3 Weitere Maßnahmen zu Kostensenkung

Eine Verbesserung der **Brennstofflogistik** würde eine Verkleinerung der erforderlichen Lagerkapazität und damit eine Senkung der Gebäudekosten ermöglichen. Eine bessere Abstimmung zwischen den Heizwerken wäre dazu auch sinnvoll. Derzeit werden Biobrennstoffe aufgrund mangelnder Koordination zum Teil kreuz und quer durch das Land geführt. Die neu gegründete Biomassebörse ABEX ist ein interessanter Ansatz, der eine wichtige Rolle bei der Optimierung des Brennstoffmanagements spielen könnte. Interessant wäre, die bestehenden hohen Lagerkapazitäten bei den Heizwerken in ein effizientes Logistiksystem einzubinden, von dem auch neue Werke und Kleinanlagen profitieren könnten.

Die bestehenden hohe Netzkosten könnten durch eine **strenge Anwendung** der **Richtwerte** im ÖKL Merkblatt „Technisch wirtschaftliche Standards für Biomasseheizwerke“ gesenkt werden. Auch eine gezieltere Erschließung von neuen Märkten wie **Mikronetzen** oder die Versorgung einzelner großer Gebäude mit Biomassefeuerungen könnte den Anteil der Netzkosten senken. Natürlich stehen Inselversorgungen in gewisser Konkurrenz zu größeren Netzen und können diese auch verhindern. Andererseits könnten sie auch zu einem späteren Zeitpunkt, wenn sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wesentlich verbessern, zu einem wirtschaftlich gesunden Kern für die Errichtung von Netzen werden.

Eine weitere **Verbesserung** der **Beratung** durch regelmäßige Weiterbildung und Information der Berater über aktuelle Forschungsergebnisse und die Ergebnisse der zu etablierenden Begleitprogramme ist anzustreben.

Sachverständige in örtlichen Genehmigungsverfahren spielen eine wichtige Rolle für die wirtschaftliche Umsetzung von Heizwerken, da Auflagen hohe Zusatzkosten verursachen können. Aus diesem Grund könnten Weiterbildungsveranstaltungen für Sachverständige sinnvoll sein, um diese über den Stand der Technik bei Heizwerken zu informieren.

Im Zusammenhang mit den Planern wurde angeregt, **Standardverträge** für Betreiber zu entwickeln, die für Planer leistungsabhängige Honorarvereinbarungen enthalten und Kostenunterschreitungen prämiieren. Auch die nachweisliche Einhaltung der im ÖKL Merkblatt geforderten technischen Werte sollte Teil solcher Musterverträge sein.

7 Anhang

Überblick über alle Anlagen-Untergruppen in den Ländern A, F, DK, S

